EP PETROECUADOR



PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL 2025 - 2029

Aprobado mediante Resolución
Nro. DIR-EPP-12-2026-08-24
del 24 de agosto de 2026

Contenido

Introducción 6
1. Descripción y Diagnóstico Empresarial 6
1.1 Descripción de la Institución 6
1.1.1. Exploración y Explotación de Hidrocarburos 8
1.1.2. Transporte de Hidrocarburos (Crudo y Derivados) 10
1.1.3. Refinación y Transporte de Hidrocarburos 12
1.1.4. Comercialización Nacional de Hidrocarburos 13
1.1.5. Comercio Internacional 14
1.1.6. Seguridad, Salud y Ambiente y Responsabilidad Social 14
1.2. Diagnóstico de la Institución 15
1.2.1. Planificación 15
1.2.2. Estructura Organizacional 17
1.2.3. Talento Humano 18
1.2.4. Tecnologías de la información y comunicaciones 20
1.2.5. Procesos y Procedimientos 21
1.2.6. Presupuesto 22
2. Análisis Situacional 23
2.1. Análisis Externo 23
2.1.1. Político 23
2.1.2. Social / Demográfico 24
2.1.3. Económico 24
2.1.3.1. Producto Interno Bruto (PIB) 24
2.1.3.2. Estimaciones internacionales de precio de crudo: 25
2.1.3.3. Inflación 25
2.1.3.4. Desempleo y Mercado Laboral 26
2.1.3.5. Recaudación Fiscal 26
2.1.4. Tecnológico 26
2.1.5. Cultural 27
2.1.6. Ambiental 28
2.2. Análisis Sectorial, Diagnóstico Territorial, Mapeo de Actores 28
2.2.1. Análisis Sectorial 28
2.2.2. Análisis de diagnóstico territorial 34
2.2.3. Análisis de actores institucionales involucrados (Stakeholders) 39
3. Análisis FODA 40
4. Elementos orientadores de la institución 41
4.1. Visión 41
4.2. Misión 41
4.3. Valores 41
4.4. Integridad y transparencia 41
5. Elementos estratégicos 42
5.1. Objetivos Estratégicos Empresariales 42
5.2. Estrategias empresariales 42
5.2.1 Indicadores y metas 43
5.3. Identificación de programas empresariales 44
5.4. Programación plurianual y anual del presupuesto 45
6. Articulación de los elementos estratégicos institucionales a los instrumentos de la planificación SNDPP. 45
7. Gestión para la Implementación del Plan Institucional – Proyección Empresarial 47
7.1 Proyección empresarial 47
7.1.2. Producción de derivados 51

7.1.3. Días de stock en Terminales y refinerías a nivel nacional: 53
7.1.4. Transporte de crudo 53
7.1.5. Demanda de derivados 54
7.1.6. Medio ambiente 57
8. ANEXOS 59
8.1. Matriz cruzada FODA 59
8.2. Indicadores y Metas 59
8.3. Programas y Proyectos Institucionales 59
8.4. Articulación de los elementos estratégicos 59
8.5. Fichas metodológicas de indicadores y metas firmadas. 59
8.6. Supuestos del Estado de Resultados 2026-2029 59
9. APROBACIÓN PLAN INSTITUCIONAL 59
9.1 Medio de Verificación – Resolución de Directorio 59

Índice de Cuadros

Cuadro 1: Competencias, atribuciones, facultades de la empresa 8
Cuadro 2: Bloques Petroleros EP PETROECUADOR 9
Cuadro 3: Capacidad Transporte de Poliductos 2026 11
Cuadro 4: Capacidad Instalada en refinerías 12
Cuadro 5: Capacidad Nacional de Almacenamiento 12
Cuadro 6: Capacidad Nacional de Almacenamiento GLP 2025 13
Cuadro 7: Capacidad de Almacenamiento de Productos de Importación 13
Cuadro 8: Certificaciones del Sistema de Gestión 15
Cuadro 9: Personal EP PETROECUADOR 18
Cuadro 10: Catastro de Aplicaciones 20
Cuadro 11: Evolución del Presupuesto Empresarial - Consolidado 22
Cuadro 12: Evolución del Presupuesto Empresarial – Inversión (Capex) Costos y Gastos (Opex) 23
Cuadro 13: Histórico de Producción Anual por Activo 35
Cuadro 14: Derivados de hidrocarburos utilizados para la generación eléctrica (unidades físicas) 37
Cuadro 15: Histórico de Importación de Derivados – Mbls 38
Cuadro 16: Subsidios Provisionales año 2025 38
Cuadro 17: Subsidios Provisionales año 2026 38
Cuadro 18: Mapa de actores 39
Cuadro 19: Estrategias Empresariales por OEE 42
Cuadro 20 Articulación de los elementos estratégicos empresariales de la EP PETROECUADOR 43
Cuadro 21: Resumen de proyectos 44
Cuadro 22: Presupuesto de costos y gastos e inversión 45
Cuadro 23: Articulación Elementos Estratégicos 46
Cuadro 24: Proyección de situación financiera 2026-2029 47
Cuadro 25: Proyección de Estado de Resultados 2026-2029 48
Cuadro 26: Costo de Ventas 49
Cuadro 27: Proyección de la producción de crudo y gas 50
Cuadro 28: Proyección de los costos de producción por barril 51
Cuadro 29: Proyección cargas de crudo 52
Cuadro 30: Proyección de la producción nacional de derivados 52
Cuadro 31: Días de stock en terminales 53
Cuadro 32: Transporte de petróleo SOTE 53
Cuadro 33: Capacidades de poliductos 53
Cuadro 34: Proyección demanda de derivados 54
Cuadro 35: Proyección importaciones de derivados 55
Cuadro 36: Proyección exportaciones de derivados 56
Cuadro 37: Eliminación progresiva de mecheros tradicionales 57
Cuadro 38: Pozos a cerrar por años 58
Cuadro 39: Resumen Plan Operativo 2026 - 2029 59

Índice de Gráfico

Gráfico 1: Líneas de Tiempo 7
Gráfico 2: Cadena de Valor EP PETROECUADOR 8
Gráfico 3: Bloques operados por EP PETROECUADOR 9
Gráfico 4: Mapa Petrolero/ Red de Ductos 11
Gráfico 5: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 17
Gráfico 6: Mapa de Macroprocesos 22
Gráfico 7: Proyecciones de precios de crudo 25
Gráfico 8: Reservas probadas de Petróleo Crudo en América Latina.... 29
Gráfico 9: Producción Mundial de Crudo América Latina 30
Gráfico 10: Capacidad de Refinación América Latina.... 31
Gráfico 11:Producción de Derivados - América Latina 32
Gráfico 12: Exportaciones de Crudo – América Latina 32
Gráfico 13: Exportaciones de Derivados – América Latina.... 33
Gráfico 14: Importaciones de Crudo – América Latina 34
Gráfico 15: Precio Promedio Crudo Ecuatoriano y WTI 34
Gráfico 16: Producción Nacional de Crudo por tipo de productor y participación 35
Gráfico 17: Producción de Derivados 36
Gráfico 18: Histórico Demanda de Derivados 36
Gráfico 19: Consumo por Sector de Derivados 37
Gráfico 20: FODA - resumen.... 40
Gráfico 21: Mapa Estratégico EP PETROECUADOR 42
Gráfico 22: Proyección de la producción de crudo 51
Gráfico 23: Proyección de la producción de gas 51
Gráfico 24: Proyección de cargas de crudo 52
Gráfico 25: Proyección transporte por poliductos 54
Gráfico 26: Proyección de demanda de derivados.... 54
Gráfico 27: Proyección importación de derivados 55
Gráfico 28: Proyección exportaciones de derivados 56
Gráfico 29: Cronograma de cierre ITT 57

Introducción

ANTECEDENTES

El marco legal ecuatoriano establece que el Plan Nacional de Desarrollo (PND) es el principal instrumento de planificación del Estado, con carácter obligatorio para el sector público. La Constitución, el Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas y su reglamento determinan sus contenidos, alcances y la responsabilidad de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo como ente rector, garantizando la articulación entre sectores y niveles de gobierno. Asimismo, la normativa define a los planes institucionales como herramientas clave para orientar la gestión pública y contribuir al cumplimiento de las prioridades del PND.

En este contexto, el 5 de septiembre de 2025 se publicó el Plan Nacional de Desarrollo *"Ecuador No Se Detiene 2025–2029"* junto con la Estrategia Territorial Nacional, los cuales integran objetivos y metas, establecen lineamientos para la planificación y orientan la gestión de corto y mediano plazo. Estos instrumentos fortalecen la planificación participativa, brindan coherencia a las intervenciones del Estado en el territorio y guían a los distintos sectores hacia el cumplimiento de las políticas públicas.

El Plan Estratégico Empresarial se alinea con el PND y se constituye como una herramienta fundamental para enfrentar los desafíos del sector petrolero, promoviendo la sostenibilidad técnica, financiera y ambiental. A través de una planificación estratégica integral, se busca asegurar la competitividad, optimizar el uso de los recursos y contribuir al crecimiento sostenible del país, considerando además las metas oficiales definidas por el Ministerio de Ambiente y Energía para el período 2025–2029, comunicadas a través de Oficio No. MAE-VH-2026-0144-OF del 23 de marzo de 2026, por el Viceministerio de Hidrocarburos.

1. Descripción y Diagnóstico Empresarial

1.1 Descripción de la Institución

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) inició sus actividades en 1972 con el objetivo de administrar los hidrocarburos del país para impulsar el desarrollo económico y social. En ese mismo año se inauguró el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), cuya capacidad fue ampliada progresivamente hasta alcanzar 360.000 bpd.

Durante las décadas siguientes se construyeron y ampliaron las principales refinerías del país: Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi, con el fin de reducir la importación de derivados, mejorar la calidad de los combustibles y disminuir el impacto ambiental.

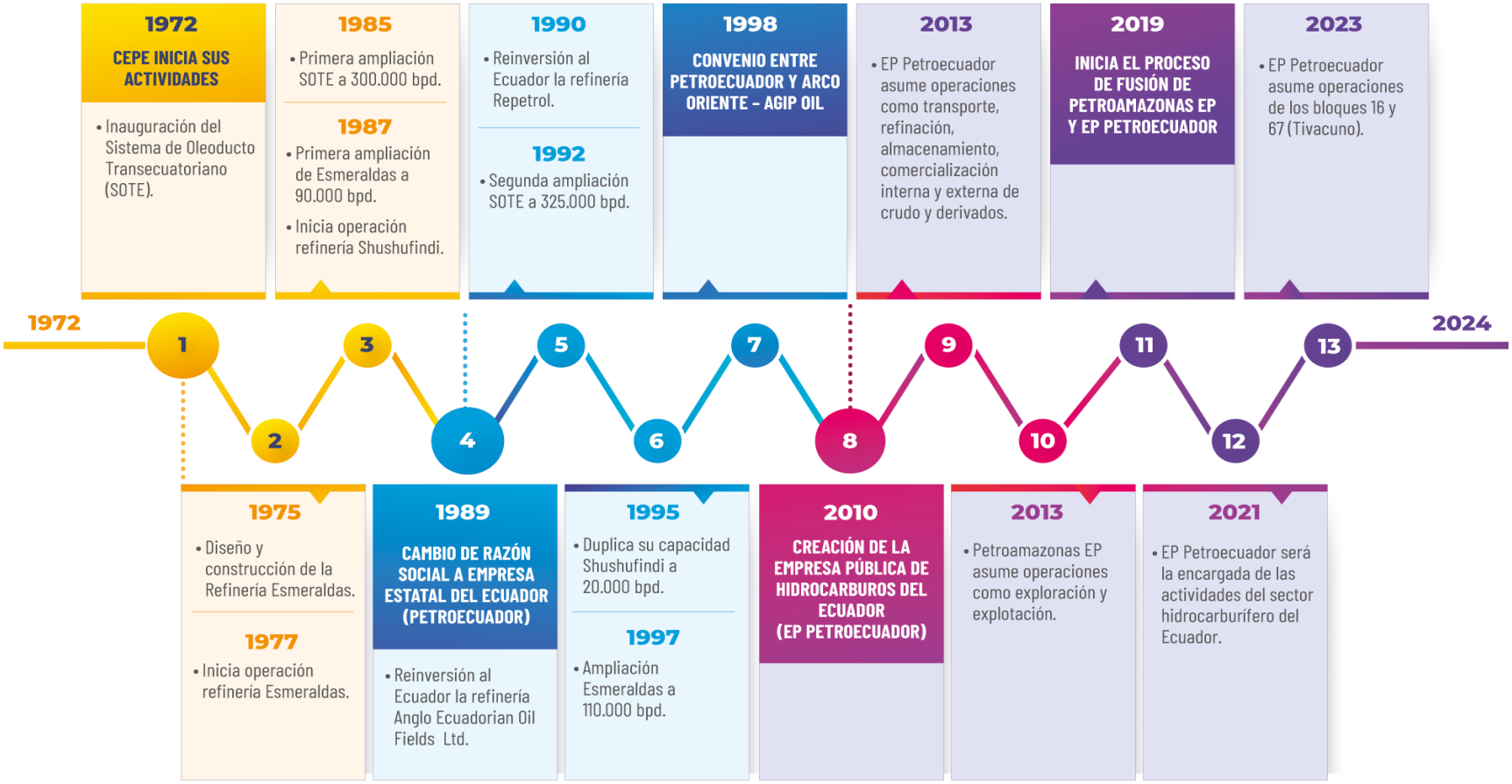
En 1989, CEPE pasó a denominarse PETROECUADOR, consolidando sus actividades a través de empresas filiales. Posteriormente, en 2010 se creó la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP PETROECUADOR) como una sola entidad operativa, asumiendo en 2013 las actividades de transporte, refinación, almacenamiento y comercialización. En 2021 se concretó la fusión por absorción de PETROAMAZONAS EP, quedando EP PETROECUADOR a cargo integral del sector hidrocarburífero nacional.

Desde 2023, la empresa asumió además la operación directa de los bloques 16 y 67, fortaleciendo su presencia nacional y su rol estratégico en la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos y derivados.

Actualmente, EP PETROECUADOR opera 29 bloques petroleros, administra tres refinerías y una amplia red de oleoductos, poliductos, terminales y estaciones de servicio en las 24 provincias del país, incluida la región insular.

En la gráfica se visualiza los sucesos citados en la siguiente línea de tiempo:

Gráfico 1: Líneas de Tiempo



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

Competencias, atribuciones, facultades de la empresa

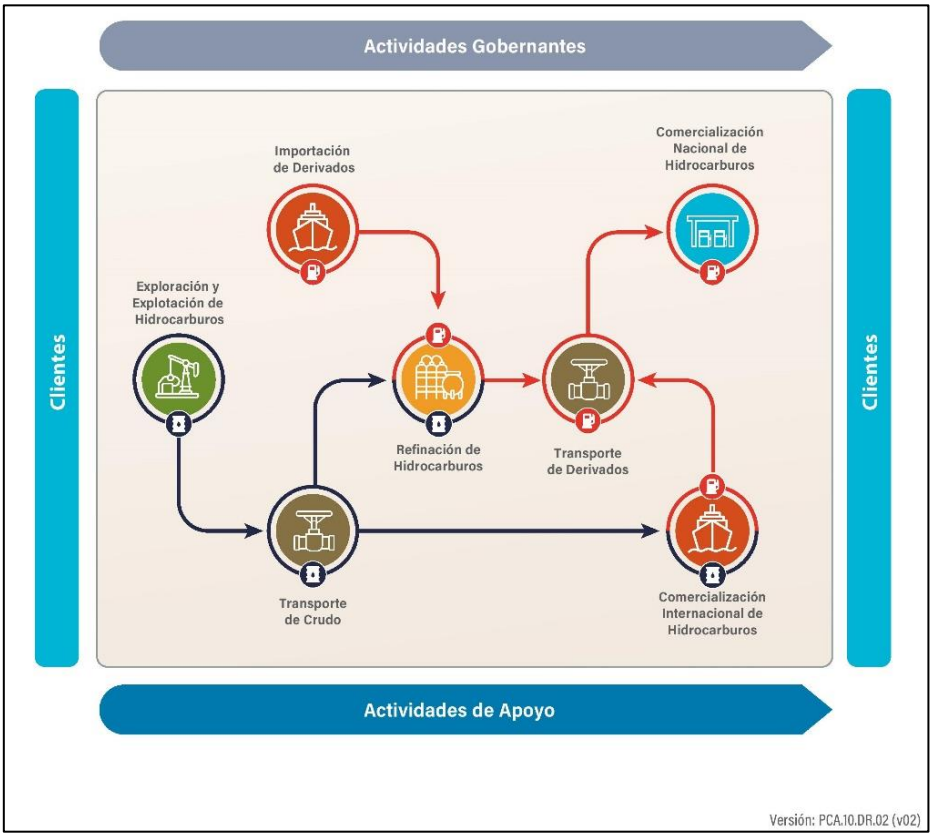
El Decreto Ejecutivo 1221 de fecha 07 de enero de 2021, establece el marco jurídico de la EP PETROECUADOR, determinada como una persona pública, con personería jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión; cuyo objeto principal es:

Cuadro 1: Competencias, atribuciones, facultades de la empresa

Competencias	Atribución	Facultades
N/A	La gestión estratégica de los recursos naturales no renovables, para su aprovechamiento sustentable conforme a ley, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera, bajo condiciones de preservación ambiental y de respeto de los derechos de los pueblos. Para ello y en cumplimiento de su objetivo podrá construir filiales, subsidiarias, unidades de negocio, o celebrar convenios de asociación, alianzas estratégicas, consorcios, con alcance nacional e internacional, celebrar actos o contratos permitidos bajo las leyes ecuatorianas. La EP PETROECUADOR, es una empresa de derecho público con personalidad jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, económica, administrativa y de gestión. Así también, tiene como objetivo principal la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables, para su aprovechamiento sustentable, en todas las fases de la actividad hidrocarburífera, bajo condiciones de preservación ambiental.	N/A

Fuente: Decreto Ejecutivo 1221, 07 de enero de 2021.

Gráfico 2: Cadena de Valor EP PETROECUADOR



Fuente: Normativa de Gestión; Intranet – EP PETROECUADOR, aprobado abril 2021

A continuación, se describe cada uno de los macroprocesos sustantivos:

1.1.1. Exploración y Explotación de Hidrocarburos

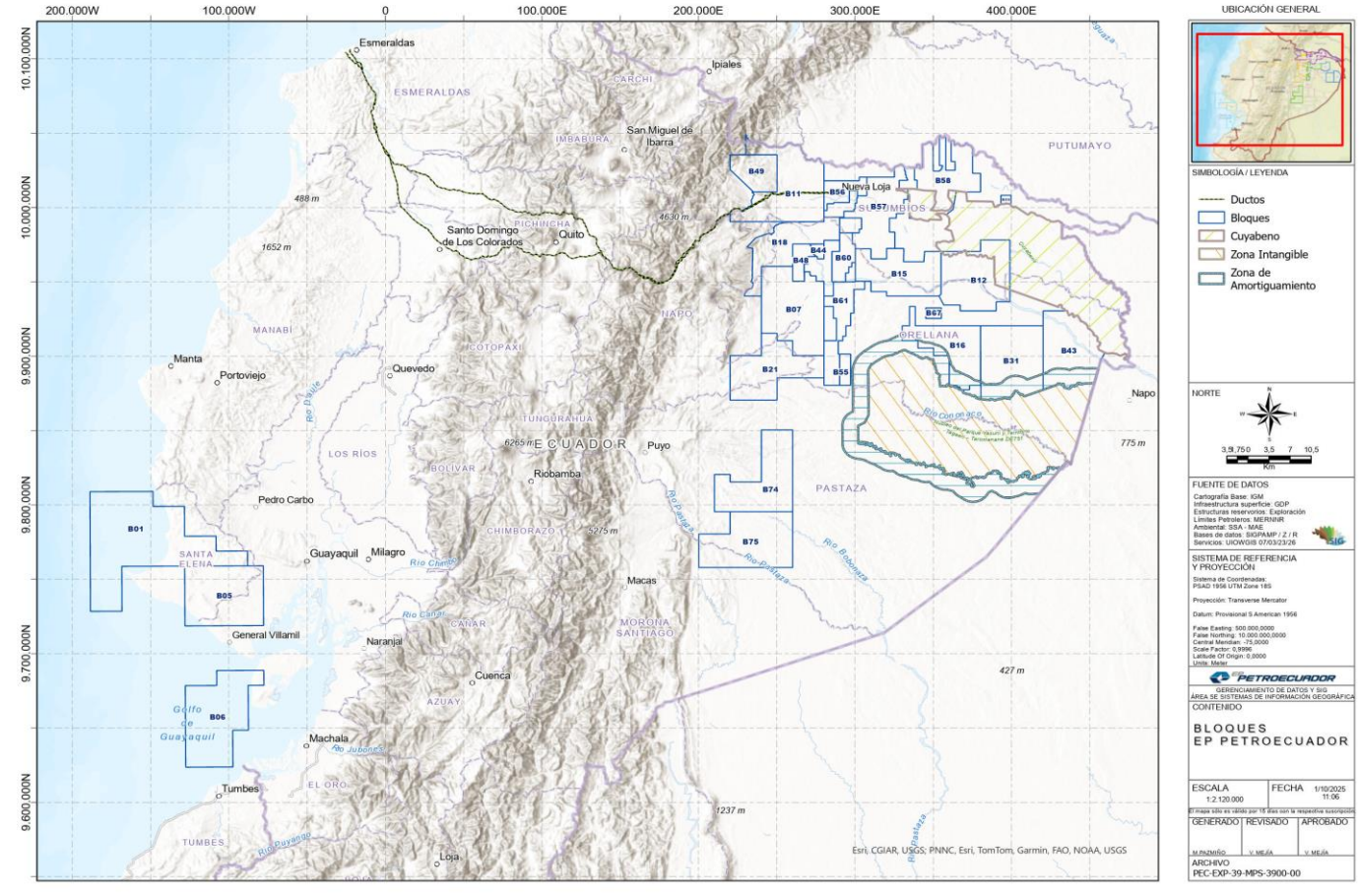
La gestión de exploración y explotación busca cumplir con los objetivos de producción, sostenibilidad y manejo de reservas en los campos activos de EP PETROECUADOR, con altos estándares de calidad y tecnología, velando por cumplimiento de normas legales, de seguridad, ambientales y de responsabilidad social y comunitaria en las operaciones.

EP PETROECUADOR opera en 29 bloques, de los cuales 26 se encuentran en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la zona del Litoral. Estas áreas de operación se ubican geográficamente en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza (Oriente ecuatoriano), así como en las provincias de El Oro y Santa Elena (Litoral ecuatoriano).

El programa de producción de crudo está desarrollado bajo los estimados hidrocarburíferos oficializados por el Ministerio del Ambiente y Energía (MAE), mediante oficio Nro. MAE-VH-2026-0144-OF de fecha 23 de marzo de 2026, conforme a la realidad operacional de EP PETROECUADOR, las mismas que son actualizadas periódicamente; aspecto que dependerá, entre otros factores, de:

- Tiempo en obtención de licencias ambientales para el desarrollo de los prospectos exploratorios, demasiado extensos.
- Disponibilidad presupuestaria; y
- Resultados obtenidos en la perforación de los pozos nuevos

Gráfico 3: Bloques operados por EP PETROECUADOR



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción – Coordinación de Gerenciamiento de Datos & SIG - Gerencia de Desarrollo y Optimización.

En la siguiente tabla se presenta el detalle de los Bloques operados por la EP PETROECUADOR, a través de la Gerencia de Exploración y Producción.

Cuadro 2: Bloques Petroleros EP PETROECUADOR

No. de Bloque	Descripción	Ubicación	No. de BloqueS	Descripción	Ubicación	No. de Bloques	Descripción	Ubicación
1	Pacoa	Costa	31	Apaika – Nenke	Oriente	59	Vinita	Oriente
5	Rodeo	Costa	43	ITT	Oriente	60	Sacha	Oriente
6	Amistad	Costa	44	Pucuna	Oriente	61	Auca	Oriente

No. de Bloque	Descripción	Ubicación	No. de BloqueS	Descripción	Ubicación	No. de Bloques	Descripción	Ubicación
7	Coca – Payamino	Oriente	45	Puma (asignación temporal)	Oriente	67	Tivacuno (Bloque en transición)	Oriente
11	Lumbaqui (en Ronda del MAE)	Oriente	48	Punino	Oriente	74	Bloque 74	Oriente
12	Edén Yuturi	Oriente	49	Bermejo	Oriente	75	Bloque 75	Oriente
15	Indillana	Oriente	55	Armadillo	Oriente	94	Bloque 94 (en Ronda del MAE)	Oriente
18	Palo Azul	Oriente	56	Lago Agrio	Oriente	95	Bloque 95 (en Ronda del MAE)	Oriente
16	Iro (Bloque en transición)	Oriente	57	Shushufindi - Libertador	Oriente	98	Bloque 98 (en Ronda del MAE)	Oriente
21	Yuralpa	Oriente	58	Cuyabeno - Tipishca	Oriente			

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción - Coordinación de Gerenciamiento de Datos & SIG - Gerencia de Desarrollo y Optimización.

1.1.2. Transporte de Hidrocarburos (Crudo y Derivados)

La gestión de transporte, consiste en administrar el transporte y el almacenamiento de hidrocarburos, mediante la programación de las operaciones para la transferencia de crudo a terminales marítimos y refinerías, así como el transporte de productos derivados de petróleo entre terminales y refinerías de EP PETROECUADOR, con el fin de abastecer y satisfacer la demanda a nivel nacional, cumpliendo eficientemente con estándares de calidad, seguridad, oportunidad, preservación del ambiente y compromiso con la normativa vigente.

A través de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA) se recoge el crudo desde los distintos pozos petroleros de la Amazonía Ecuatoriana, así como del Oleoducto San Miguel - Lago Agrio (OSLA), los cuales se reciben en la Estación Lago Central del SOTE, donde se realiza la segregación, almacenamiento y posterior transporte del crudo mediante bacheos.

El transporte de crudo se realiza por el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano - SOTE, desde la Estación de Bombeo No. 1 ubicada en Lago Agrio, contándose con puntos de inyección en el Km 51+889 en el Sector de Lumbaqui y en el Km 151+400 en el punto de inyección de PlusPetrol en el sector de San Francisco de Borja y campo Yuralpa Bloque 21 – EP PETROECUADOR, para luego transportarse hasta el Terminal Marítimo Balao en Esmeraldas; este oleoducto cuenta con una longitud de alrededor de 500 km, misma que se ha incrementado de sus 497 Km originales debido a la construcción de *"Variantes*" de la Línea del SOTE, para alejarse del fenómeno de erosión regresiva del río Quijos.

El ducto atraviesa 5 estaciones de bombeo, para vencer la Cordillera Oriental con un diámetro de 26" y 4 estaciones reductoras de presión con un diámetro de 20", para el descenso de la Cordillera Occidental entre las estaciones de San Juan y Santo Domingo de los Tsáchilas. Se cuenta con una sexta estación de bombeo en el Sector de Quinindé para poder llegar al Terminal Marítimo de Balao, contando con una capacidad de transporte de 360.000 barriles por día (con capacidad de incrementar hasta 390.000 bpd con la implementación de químico reductor de fricción), para crudo de 23,7° API.

El Terminal Marítimo Balao recibe el volumen transportado por el SOTE y lo almacena de acuerdo con su calidad para atender los requerimientos de los usuarios, es decir, atender las dietas de carga de Refinería Esmeraldas y Refinería La Libertad, mientras que el excedente es destinado al Programa de Embarques para exportación por buque tanques.

Para poder realizar exportaciones de crudo en buques tanques de más de 1.000.000 de barriles, o en caso de emergencia, se cuenta adicionalmente con la Interconexión Balao - Punta Gorda, que conecta a los terminales de EP PETROECUADOR y OCP-Ecuador S.A., respectivamente.

El Terminal Marítimo Esmeraldas, conocido anteriormente como "TEPRE", recibe los hidrocarburos importados mediante CBM (Conventional Buoy Mooring System) y los transporta a través de las 7 líneas de distintos diámetros específicas para cada producto hasta la Estación Cabecera del Poliducto Esmeraldas –Santo Domingo – Quito, para su distribución en la zona norte del país. De igual forma, permite el cabotaje hacia la zona sur o la exportación de derivados desde la Refinería Esmeraldas.

La producción en refinerías, así como el producto importado, actualmente se distribuye mediante la red de poliductos y ductos de GLP a nivel nacional con una extensión total de 1.654,40 km y una capacidad total instalada de transporte de 421.980 bls. por día.

Se muestra a continuación el mapa petrolero donde constan el oleoducto y los poliductos que transportan los derivados del petróleo.

Gráfico 4: Mapa Petrolero/ Red de Ductos



Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

La capacidad operativa de los poliductos para el año 2025 fue de 405.420 bls/día, se proyecta que, con el uso de Químico Reductor de Fricción, a partir del año 2026, se obtenga lo siguiente:

Cuadro 3: Capacidad Transporte de Poliductos 2026

Poliducto	Tramos Poliductos	Longitud	Caudal Instalado	Capacidad Instalada de Bombeo	Productos De Bombeo
		Km	bls/hora	bls/día	
ESMERALDAS - STO. DOMINGO - QUITO - MACUL	ESMERALDAS - STO. DOMINGO	252,9	3.500	84.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	STO. DOMINGO – QUITO		3.200	76.800	
	STO. DOMINGO – PASCUALES	276,5	1.500	36.000	Jet Fuel, Diésel Premium
SHUSHUFINDI - QUITO	SHUSHUFINDI – QUITO	308,3	420	10.080	Destilado 1, Diésel 2, Gasolina Base Shushufindi, GLP
QUITO - AMBATO - RIOBAMBA	QUITO – AMBATO	110,4	500	12.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel
	AMBATO – RIOBAMBA	49,7	500	12.000	
LIBERTAD - MANTA	LIBERTAD – MANTA	170,0	700	16.800	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Premezcla
LIBERTAD - PASCUALES	LIBERTAD - PASCUALES	127,0	1.400	33.600	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel, Gasolina Base Lib-Esm, Gasolina Importado, NAO, Premezcla
TRES BOCAS - PASCUALES	TRES BOCAS - PASCUALES	20,6	4.000	96.000	Nafta Base, Nafta de Alto Octano, Diésel Premium, Diésel 2, Destilado, Jet Fuel, G. Importada
PASCUALES - CUENCA	PASCUALES - LA TRONCAL	102,0	1.938	46.500	Gasolina Súper, Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, GLP, Premezcla
	LA TRONCAL - CUENCA	108,0	1.283	30.800	
TRES BOCAS - FUEL OIL	TRES BOCAS FUEL OIL	5,0	1.670	40.080	Fuel Oil
MONTEVERDE - CHORRILLO	MONTEVERDE CHORRILLO	124,0	2.955	70.920	GLP
Total		**1.654,40**		**421.980**	

Fuente: Gerencia de Transporte
Nota: Total de capacidad instalada a partir del año 2026, no incluye ramales Sto. Domingo - Quito, Sto. Domingo - Pascuales y La Troncal - Cuenca.

El transporte de crudo por el sistema de oleoductos garantiza la entrega oportuna para la refinación y los excedentes de crudo para la exportación, y el transporte de derivados mediante la red de poliductos

garantiza el abastecimiento a nivel nacional con el compromiso de preservar el ecosistema. Cabe indicar que el Ducto Tres Bocas – Pascuales y Esmeraldas Santo Domingo Quito son las principales arterias de ingreso de producto para cada una de sus zonas estos suministran aproximadamente el 30% de la demanda nacional de derivados volviéndose en puntos estratégicos de la red de transporte. De igual forma el Ducto Monteverde Chorrillo es la principal arteria de GLP para el país siendo que abastece el aproximadamente 80% de la demanda de este producto a nivel nacional.

1.1.3. Refinación y Transporte de Hidrocarburos

Refinación

El proceso de refinación es el que industrializa el petróleo que se extrae de los campos petroleros del país con una capacidad instalada de 175.000 bls. diarios y los procesa en las tres refinerías ubicadas estratégicamente en las regiones Amazónica y Litoral. Se gestiona la producción de refinados a nivel nacional mediante la administración y programación de las operaciones de refinerías y plantas de tratamiento de gas asociado licuado de la EP PETROECUADOR, con el fin de abastecer y satisfacer la demanda a nivel nacional, cumpliendo eficientemente con estándares de calidad, seguridad, oportunidad, preservación del ambiente y compromiso con la normativa vigente.

Cuadro 4: Capacidad Instalada en refinerías

Refinería	Volumen
Esmeraldas (bpd)	110.000
Libertad (bpd)	45.000
Shushufindi (bpd)	20.000
Procesamiento Gas	**Volumen**
Planta de GLP Shushufindi (MMpcd)	25
Planta de GNL Bajo Alto (TMd)	200

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

La producción de las refinerías, en conjunto con las mezclas realizadas en las terminales, permiten abastecer la demanda de combustibles. Los centros de industrialización de Terminales de la Gerencia de Transporte no contemplan la capacidad instalada de mezclado y filtrado, puesto que esta depende de la demanda a ser atendida, siendo estos procesos industriales realizados en complemento a las operaciones estándar de cada instalación con la finalidad de atender la demanda de combustibles y garantizar los estándares de calidad de estos.

Por su parte, los derivados se transportan desde las refinerías y terminales marítimos (Esmeraldas, Monteverde, La Libertad y Tres Bocas), mediante la red de poliductos hasta los terminales y depósitos, para su almacenamiento, distribuidos a nivel nacional en total 4.569.379 bls. para su posterior distribución a las comercializadoras. El desglose es: para almacenamiento en terminales es 3.722.588 bls., para almacenamiento de GLP se destinan 359.381 bls., y para productos importados se destinan 487.410 bls.

Cuadro 5: Capacidad Nacional de Almacenamiento

Terminales y Depósitos Sur	Nro. Tanques	Capacidad operativa (Barriles)	Capacidad Nominal Bls.
Pascuales	31	1.182.824	1.227.858
Baltra	5	22.924	24.147
Fuel Oil	7	109.994	121.634
Loja	6	4.993	5.318
Cuenca	17	293.365	307.607
La Troncal	10	133.353	142.060
Manta	10	148.176	152.727
Estación Tres Bocas	3	2.087	2.218
La Libertad	4	1.056	1.056
Cabecera La Libertad	12	284.187	304.460
Ambato	8	135.812	140.663
Riobamba	6	70.351	75.375
Beaterio	24	640.403	668.490
Santo Domingo	9	248.358	271.716
Cabecera Esmeraldas	15	444.705	490.249

Terminales y Depósitos Sur	Nro. Tanques	Capacidad operativa (Barriles)	Capacidad Nominal Bls.
Totales		3.722.588	3.935.578

Fuente: Gerencia de Transporte, cifras a diciembre 2025

Cuadro 6: Capacidad Nacional de Almacenamiento GLP 2025

Terminales y Plantas de Envasado	Nro. Recipientes	Capacidad Operativa (BLS)	Capacidad Nominal (Bls)
El Chorrillo	20	241.013	251.437
La Troncal	2	37.472	38.838
Monteverde	9	51.990	57.137
Oyambaro	4	25.286	26.951
Shushufindi	2	1.670	1.754
Esmeraldas	3	1.950	2.048
Total		359.381	378.165

Fuente: Gerencia de Transporte, cifras a diciembre 2025

Cuadro 7: Capacidad de Almacenamiento de Productos de Importación

Capacidad de Almacenamiento de Productos de Importación - Año 2025			
Terminal Monteverde	Nro. Recipientes	Capacidad Operativa (BLS)	Capacidad Nominal (Bls)
Propano	2	350.501	403.342
Butano	2	136.909	160.726
Total		487.410	564.068

Fuente: Gerencia de Transporte, cifras a diciembre 2025

1.1.4. Comercialización Nacional de Hidrocarburos

La Gerencia de Comercialización Nacional opera la abastecedora pública de la EP PETROECUADOR y comercializa los derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, gas licuado de petróleo, gas natural y lubricantes, con el fin de abastecer y satisfacer la demanda de todos los segmentos de mercado a nivel nacional.

Adicionalmente, administra la Comercializadora de Combustibles EP PETROECUADOR, siendo la más grande del país, ya que distribuye y comercializa derivados de petróleo con procesos altamente tecnificados a fin de satisfacer la demanda nacional, a través de sus estaciones propias y afiliadas que se encuentran ubicadas a lo largo del territorio nacional incluida la zona insular de Galápagos y las provincias fronterizas con Colombia y Perú.

En materia de abastecimiento nacional de combustibles, EP PETROECUADOR, en su calidad de abastecedora y comercializadora, dispone de una amplia infraestructura operativa, orientada a cubrir la demanda interna, que comprende: 45 estaciones de servicios propias, 179 centros de distribución segmento automotriz afiliadas, 13 depósitos de pesca artesanal propios, 19 depósitos de pesca artesanal afiliados, 3 despacho provisional (Gonzanamá, Zumbahua y Tiwintza), 1 centro de acopio de GLP Esmeraldas, 6 depósitos de gas licuado de petróleo (GLP) (Esmeraldas, San Roque, San Pedro, Puerto Ayora, San Cristóbal e Isabela), 1 punto de venta de gas natural y gas natural licuado, 1 depósito de almacenamiento en el aeropuerto Eloy Alfaro de Manta para abastecer aeronaves nacionales e internacionales, 4 centros de distribución industriales afiliados, 8 centros de distribución aéreos afiliados, 2 centros de distribución naviero afiliados; y, 16 sucursales operativas a nivel nacional que en calidad de abastecedora realiza el despacho, coordinación y venta de combustibles.

De igual forma EP PETROECUADOR cuenta con los siguientes clientes de la comercializadora: 180 clientes directos aéreos, 378 clientes directos industriales, 283 clientes navieros, 12 clientes GNL, 1 cliente Eléctrico de GN, 1 cliente Industrial de GN, 1806 clientes de GN domiciliario, en los centros de distribución de los segmentos automotriz y de gasolina de pesca artesanal, mensualmente, se atienden aprox. a 600.000 clientes finales. La venta de lubricantes de marca propia Petrocomercial se realiza a clientes internos y externos. En los depósitos de GLP se brinda el servicio de aproximadamente 24.227 consumidores finales de forma mensual.

Finalmente, como abastecedora, la EP PETROECUADOR, provee derivados de hidrocarburos a 64 comercializadoras actualmente habilitadas por el ministerio competente, las cuales operan en más de un segmento del mercado nacional: 31 segmento industrial, 22 segmento automotriz, 13 naviero nacional, 10 industrial productos especiales, 9 doméstico (GLP), 7 industrial (GLP), 5 naviero internacional, 6 agroindustrial (GLP), 3 vehicular (GLP), 5 aéreo, 2 industrial gas natural, 2 pesca artesanal.

1.1.5. Comercio Internacional

La Gerencia de Comercio Internacional, tiene la función de comercializar los hidrocarburos y cubrir la demanda de derivados del país, cumpliendo con los estándares de calidad, seguridad y preservación del ambiente y generando las mejores relaciones comerciales en busca de una amplia diversificación y del mayor beneficio económico para el país.

Además, es la encargada de la comercialización externa de crudo y derivados de hidrocarburos. Su principal objetivo es propender a la obtención del mayor beneficio económico para el país, al colocar en el mercado internacional, los saldos exportables de Crudo Oriente (CO), Crudo Napo (CN) y productos derivados de petróleo; así como, la importación de derivados, garantizando el normal abastecimiento del mercado interno, aplicando las mejores prácticas del mercado internacional de hidrocarburos, cumpliendo los estándares de calidad, seguridad y preservación del ambiente.

1.1.6. Seguridad, Salud y Ambiente y Responsabilidad Social

Son un eje transversal a todos los niveles de la empresa, cuya misión es definir y controlar la aplicación de políticas y procedimientos en materia de gestión ambiental, seguridad y salud en el trabajo; así como, brindar asesoría y acompañamiento. En ese sentido, todas las áreas de la empresa deben realizar sus actividades cumpliendo con estándares de calidad, seguridad y preservación del ambiente, lo que implica tanto la implantación de acciones preventivas, como de control de los impactos que se generen durante el desarrollo de estas. Los ejes de acción de Seguridad, Salud y Ambiente son:

- Salud: proteger la salud de los colaboradores ante los factores de riesgo a los que estén potencialmente expuestos por la ejecución de sus actividades.

- Seguridad industrial: dirigir, coordinar y controlar los procesos vinculados a la gestión de seguridad industrial, para garantizar la integridad física y mental de los colaboradores.

- Gestión ambiental: coordinar y controlar los procesos establecidos por la empresa para prevenir, mitigar y controlar el impacto ambiental inherente a las operaciones.

- Restauración ambiental: restaurar las áreas afectadas por fuentes de contaminación producidas por las operaciones de la Empresa y remediar los componentes ambientales contaminados producto de la operación.

Por ello, se trabaja continuamente en un modelo para mejorar la gestión de calidad y minimizar riesgos laborales que reduzcan el impacto ambiental y social de sus actividades, esto con un enfoque de transparencia a través de la implementación de sistemas de gestión certificables/acreditables bajo estándares internacionales. En el siguiente cuadro se presentan las certificaciones y acreditaciones con las que cuenta la empresa, junto con su vigencia y alcance. Sin embargo, es importante señalar que la vigencia de las acreditaciones de los laboratorios varía dependiendo de cada uno de ellos.

Cuadro 8: Certificaciones del Sistema de Gestión

Sistema de Gestión	Certificación	Vigencia	Alcance
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta 18 de febrero de 2026	Transporte segregado por tubería, almacenamiento y despacho de petróleo crudo: Sistema de oleoducto transecuatoriano (SOTE): Base Logística Guajaló; Estación de Bombeo Lago Agrio; Estación de Bombeo Lumbaqui; Estación de Bombeo El Salado; Estación de Bombeo Baeza; Estación de Bombeo Papallacta; Estación de Bombeo Quinindé; Estación Reductora San Juan; Estación Reductora Chiriboga; Estación Reductora La Palma; Terminal Marítimo Balao; Base Logística y Estación Reductora Santo Domingo; Base Logística Santa Rosa.
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	ISO 45001:2018	Hasta 24 de julio de 2026	Transporte segregado por tubería, almacenamiento y despacho de petróleo crudo: Sistema de oleoducto transecuatoriano (SOTE): Base Logística Guajaló; Estación de Bombeo Lago Agrio; Estación de Bombeo Lumbaqui; Estación de Bombeo El Salado; Estación de Bombeo Baeza; Estación de Bombeo Papallacta; Estación de Bombeo Quinindé; Estación Reductora San Juan; Estación Reductora Chiriboga; Estación Reductora La Palma; Terminal Marítimo Balao; Base Logística y Estación Reductora Santo Domingo; Base Logística Santa Rosa.
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta 30 de octubre de 2027	Actividades de exploración, producción (extracción) y transporte de petróleo vía oleoducto: Bloque 18, Bloque 21, Bloque 12 (Edén Yuturi y Pañacocha), Bloque 15, Bloque 31, Bloque 43, Bloque 7(Plataforma Osa A, B y G), Oleoducto B12-B56 (Edén Yuturi – Lago Agrio), Bloque 6, Instalaciones administrativas de Quito (edificios ALPALLANA, PLAZA LAVI, COVIDAL y Villafuerte).
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	ISO 45001:2018	Hasta 30 de octubre de 2027	Actividades de exploración, producción (extracción) y transporte de petróleo vía oleoducto: Bloque 18, Bloque 21, Bloque 12 (Edén Yuturi y Pañacocha), Bloque 15, Bloque 31, Bloque 43, Bloque 7(Plataforma Osa A, B y G), Oleoducto B12-B56 (Edén Yuturi – Lago Agrio), Bloque 6, Instalaciones administrativas de Quito (edificios ALPALLANA, PLAZA LAVI, COVIDAL y Villafuerte).
Gestión Ambiental	14001:2015	Hasta 17 de marzo de 2028	Recepción, almacenamiento, despacho y comercialización de combustibles, lubricantes y cilindros de gas licuado de petróleo (GLP): Estación de servicio y Depósito de GLP Isabela, Estación de Servicio y Centro de Distribución y Acopio de GLP Puerto Ayora, Estación de servicio y Depósito de GLP San Cristóbal, Depósito de Productos Limpios Baltra
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	ISO 45001:2018	Hasta 17 de marzo de 2028	Recepción, almacenamiento, despacho y comercialización de combustibles, lubricantes y cilindros de gas licuado de petróleo (GLP): Estación de servicio y Depósito de GLP Isabela, Estación de Servicio y Centro de Distribución y Acopio de GLP Puerto Ayora, Estación de servicio y Depósito de GLP San Cristóbal, Depósito de Productos Limpios Baltra
Sistema de Gestión de Calidad	ISO 9001:2015	Hasta 02 de enero de 2027	Procesos: a) Diseño y construcción de facilidades de procesos facilidades de pozos, líneas de transporte y sistemas de bombeo-comprensión (EXP). b) Mantenimiento de facilidades de procesos, equipos de sistema de energía eléctrica, facilidades de pozos, inspección de líneas de transporte y tanques de almacenamiento, y sistemas de bombeo-compresión (EXP). c) Operaciones aéreas no comerciales y mantenimiento de las unidades de transporte aéreo. d) Actividades de logística y abastecimiento para EXP. e) Actividades de soporte administrativo requeridas para el SGC, Sitios: Quito, Tababela, Coca, Bloques: B06, B07, B12, B15, B18, B56, B57S, B57L, B58, B60 y B61
Sistema de Gestión Antisoborno	ISO 37001:2016	Hasta 2026-11-19	Gestión de los controles financieros y no financieros necesarios para mitigar los riesgos de soborno identificados por EP PETROECUADOR, en el desarrollo de las siguientes actividades y servicios: Procesos de contratación a cargo de la Subgerencia de Logística y Abastecimiento y aquellos con los cuales tiene interacción y coordinación administrativa con los procesos que se detallan a continuación: Gobernanza Corporativa, Alta Dirección/Gerencia General, Jefatura de Prevención y Control de Lavado de Activos / Función de Cumplimiento y Talento Humano.

Fuente: Subgerencia de Seguridad Salud y Ambiente / Subgerencia de Planificación y Control de Gestión
Nota: Para la recertificación ISO 14001 e ISO 45001 de las instalaciones del SOTE se firmó el 4 de febrero de 2026 el contrato de recertificación con Bureau Veritas

1.2. Diagnóstico de la Institución

1.2.1. Planificación

La EP PETROECUADOR de conformidad a la normativa vigente, elabora su planificación institucional en función de las directrices emitidas por los entes de control, así como su alineación al Plan Nacional de Desarrollo vigente.

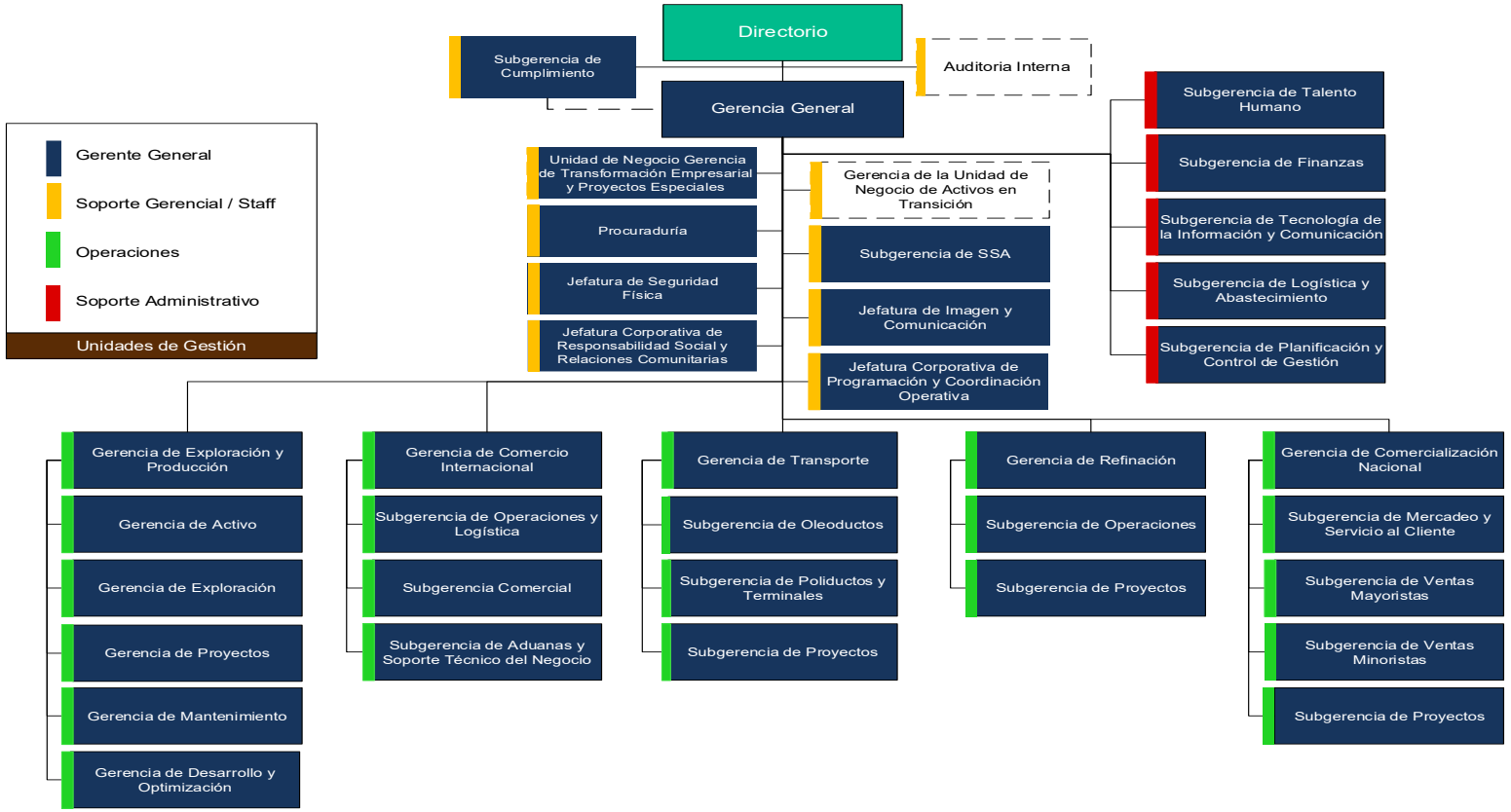
En función de lo indicado, la empresa elabora tanto el presente documento, así como el Plan General de Negocios Expansión e Inversión anual, el cual tiene un enfoque más específico sobre las actividades empresariales, así como indicadores de gestión y otros aspectos relevantes que promulgan el cumplimiento de estos. Estos planes se encuentran sistematizados en las herramientas de gestión propias

de la empresa, como es el caso de "*Empresa Por Resultados –EPR"* y en el caso del Plan Estratégico Empresarial, se encuentra sistematizado en la herramienta de Gobierno por Resultados GPR. Así también, se presentan reportes mensuales a la gerencia general e informes trimestrales de gestión al Directorio de la institución.

En lo inherente a la Planificación Empresarial, la EP PETROECUADOR ha establecido una línea de acción al interno de la empresa, con la participación de todas las unidades de gestión, con ejercicios de formulación y establecimiento de objetivos, estrategias, proyectos, indicadores y metas claras, para el establecimiento de cursos de acción para alcanzarlos; todo ello alineado al *"Plan Nacional de Desarrollo Ecuador no se Detiene 2025-2029"*, Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS), Plan Sectorial, Panificación Estratégica Empresarial 2025-2029 y Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2026. En lo inherente al Plan Estratégico Empresarial 2024-2025, al tener un alcance de dos años, las estrategias de trabajo se alinearon en cubrir 8 objetivos estratégicos alineados a mantener la sostenibilidad financiera, incrementar la producción de crudo y gas, incrementar las actividades de comercio internacional, mantener abastecido el mercado interno , incrementar la eficiencia empresarial y fortalecer las capacidades institucionales, cuyo resultado al término del 2024 alcanzó el 94,62% y al 2025 94,46%, cifras razonables sobre la base de las actividades empresariales realizadas.

1.2.2. Estructura Organizacional

Gráfico 5: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR



Fuente: Subgerencia de Talento Humano

Actualmente, la EP PETROECUADOR dispone de una estructura organizacional debidamente aprobada conforme la Resolución Nro. PETRO-PGG-2025-0050-RSL del 12 de agosto de 2025, siendo esta última, la modificación de la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente por la inclusión de la Jefatura de Gestión de Desastres, procesos que se ejecutan en cumplimiento de la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) y las Normas Internas de Administración de Talento Humano.

Esta estructura garantiza la legitimidad operativa de la entidad, así como la formalización técnica y funcional de sus unidades orgánicas, conforme a los principios de eficiencia, legalidad y alineación estratégica institucional; a la vez, permite que cada unidad orgánica opere en coherencia con los procesos estratégicos y operativos de la empresa, facilitando la ejecución eficiente de las operaciones vinculadas a la cadena de valor. Asimismo, garantiza que las generaciones de servicios empresariales se alineen con los propósitos institucionales, contribuyendo directamente al cumplimiento de los objetivos de EP PETROECUADOR como empresa pública.

La EP PETROECUADOR opera de manera articulada a nivel nacional, mediante la implementación de cinco zonas geográficas estratégicamente definidas en el ámbito de Talento Humano. La distribución territorial en cinco zonas permite una atención oportuna a las necesidades operativas, mientras que el Manual Orgánico Funcional establece competencias y atribuciones que evitan duplicidades y fortalecen la coordinación interinstitucional, las mismas que comprenden la zona noroccidente, la zona centro norte; la zona sur, la zona suroccidente y la zona oriente del país.

Conforme a la normativa vigente, las modificaciones que corresponden a la estructura de la Administración Superior deben ser aprobadas por el Directorio de la Empresa. En el caso de los niveles subordinados, la aprobación recae en el Gerente General, en función de las atribuciones que le han sido delegadas.

1.2.3. Talento Humano

El personal de la EP PETROECUADOR se encuentra distribuido en áreas operativas y administrativas de las unidades de gestión correspondientes a: Gerencia General, Soporte Gerencial / Staff, Operaciones y Soporte Administrativo, conforme se detalla en el siguiente cuadro, el cual incluye el número de trabajadores que laboran en la empresa por unidad orgánica.

Cuadro 9: Personal EP PETROECUADOR

Gerencia	N. de funcionarios 2024	N. de funcionarios 2025
Gerencia de Exploración y Producción	3.321	2.841
Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente	1.890	1.753
Gerencia de Transporte	1.096	941
Gerencia de Refinación	1.034	910
Subgerencia de Logística y Abastecimientos	916	740
Gerencia de Comercialización Nacional	476	331
Gerencia Unidad De Negocios y Activos en Transición	341	326
Subgerencia de Finanzas	201	145
Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicaciones	152	142
Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias	140	125
Subgerencia de Talento Humano	143	116
Procuraduría	98	94
Gerencia General/ Unidades de Staff	72	59
Gerencia de Comercio Internacional	65	51
Subgerencia de Planificación y Control de Gestión	46	43
Auditoría Interna	46	43
Subgerencia de Cumplimiento	6	8
Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	11	11
Jefatura Corporativa Programación y Coordinación Operativa	6	6
Total	**10.060**	**8.685**

Fuente: Jefatura de Nómina – Datos diciembre de 2025

En el año 2024, la EP PETROECUADOR manejó un distributivo de 10.060 trabajadores, siendo que el 63,43% (6.382) es personal que labora en unidades agregadores de valor y el 36,57% (3.678) labora en las

unidades de soporte administrativo o de soporte gerencial. Para el año 2025, la nómina de la EP PETROECUADOR cerró en 8.685 trabajadores, reflejando que el 62,16% (5.399) es personal que laboró en las unidades orgánicas que son parte de la cadena de valor y que ejecutaron procesos operativos en la empresa; y, el 37,84% (3.286) del personal laboró en las unidades de soporte administrativo y asesoras o de soporte gerencial ejecutando procesos administrativos, conforme el giro de negocio de la empresa.

Es relevante indicar que el área de Talento Humano incluye un conjunto de procesos integrados que permite gestionar el capital humano dentro de la organización, por lo cual es la encargada de planificar, desarrollar y controlar todos los procesos inherentes al talento humano en lo correspondiente a la administración de la gestión del Talento Humano, desarrollo y capacitación del personal de la EP PETROECUADOR, impulsando su crecimiento profesional para el cumplimiento de los objetivos empresariales.

Para fortalecer la gestión institucional, la Subgerencia de Talento Humano dispone de instrumentos técnicos definidos en la normativa de gestión por procesos, los cuales constituyen pilares estratégicos para una administración eficiente y transparente del talento humano. Entre ellos se destacan:

a) GTH.01 Planificación de Talento Humano
b) GTH.02 Diseño Organizacional
c) GTH.03 Selección y Vinculación del Personal
d) GTH.04 Administración del Talento Humano
e) GTH.05 Desvinculación del Personal
f) GTH.06 Gestión de Movimientos de Personal
g) GTH.07 Bienestar Social
h) GTH.08 Administración de Pasantías, Prácticas, Tesis y Visitas Técnicas
i) GTH.09 Gestión para la Continuidad Laboral
j) GTH.10 Evaluación del Desempeño por Competencias
k) GTH.11 Medición de Clima Laboral

Estos procesos aseguran una gestión moderna, inclusiva y alineada a estándares de excelencia, consolidando a EP PETROECUADOR como una empresa comprometida con su gente y con el desarrollo sostenible del país.

Con el fin de cubrir las necesidades temporales requeridas por las unidades orgánicas, y en cumplimiento de la normativa legal, como es la “Norma Técnica para la Aplicación del Derecho al Empleo Preferente establecido en la Ley Orgánica para la Planificación y Desarrollo Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica”, y *“Ley Orgánica de Régimen Especial de la Provincia de Galápagos (LOREG) y su Reglamento de Migración y Residencia Régimen Especial de Galápagos*”; así como, el proceso de selección y vinculación del talento humano que rigen en la EP PETROECUADOR, talento humano realiza los procesos de selección de los candidatos más idóneos a través de concursos de méritos y oposición, garantizando la participación de todos los ciudadanos de manera igualitaria, para cubrir puestos vacantes de carrera dentro de la empresa; de conformidad a los requisitos establecidos en la descripción funcional y perfil por competencias del cargo requerido; así como, los procesos de ingreso del personal de libre designación y remoción debidamente autorizados por la Gerencia General, quien es la única autoridad competente para nombrar directamente un funcionario bajo esta modalidad.

Talento Humano, cuenta con un plan de capacitación y formación administrado por la Jefatura de Servicios de Formación y Capacitación que incorpora enfoques para la igualdad de género, étnico-cultural, generacional, de discapacidad y movilidad, lo que permite contar con personal técnico entrenado.

La EP PETROECUADOR implementó en las Normas Internas de Administración de Talento Humano, la modalidad laboral de teletrabajo, priorizando al personal de los grupos de atención prioritaria, siempre que la naturaleza de sus funciones lo permitan.

1.2.4. Tecnologías de la información y comunicaciones

Tecnologías de la Información y Comunicación de la EP PETROECUADOR, se encarga de regular y estandarizar las tecnologías de la información para aplicarlas a nivel empresarial. Mediante el subproceso TIC.01.03.02 Normalización de componentes Tecnológicos, se define los lineamientos generales para formalizar la estandarización. Adicionalmente, se cuenta con el Comité Técnico de Transformación Digital, cuyo objetivo es: impulsar el desarrollo de procesos automatizados, sistemas y servicios de TI en EP PETROECUADOR, alineados a las mejores prácticas del sector petrolero; establecer políticas de gobierno para su gestión con infraestructura TIC; y definir, evaluar y mejorar lineamientos internos que garanticen un crecimiento ordenado y la calidad de los servicios informáticos.

Cuenta con un marco de referencia de arquitectura tecnológica publicado, catálogo de servicios tecnológicos, plan anual de contrataciones y plan operativo anual, los cuales contienen iniciativas de implementación de nuevas tecnologías innovadoras. Adicionalmente, se tienen políticas, estándares y procedimientos formalmente definidos, documentados y comunicados, los cuales se basan en el marco internacional de referencia COBIT para regular de manera integral el gobierno y la gestión de las tecnologías de la información y comunicaciones.

La empresa dispone de sistemas de información que automatizan y soportan los procesos agregadores de valor, de apoyo y de asesoría, garantizando eficiencia y trazabilidad en la gestión. Estos sistemas cuentan con controles implementados para asegurar la confiabilidad de la información, la seguridad en el manejo de datos y la adecuada administración de los niveles de acceso a información sensible, en concordancia con las políticas internas y marcos normativos aplicables.

Así también, se dispone de un marco de referencia que permite desarrollar y mantener los modelos de arquitectura tecnológica de las soluciones implementadas por el área de TIC, así como establecer los lineamientos de su aplicación y uso.

El área de tecnologías dispone de un catastro de 111 aplicaciones principales, que respaldan la ejecución de los procesos misionales, de apoyo y de asesoría, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos empresariales. Este catastro permite una gestión eficiente de las herramientas tecnológicas y asegura que los niveles de acceso a la información estén alineados con las políticas de seguridad y datos de la organización; se detalla el catastro a continuación:

Cuadro 10: Catastro de Aplicaciones

Área De Negocio	Aplicativos
Gerencia de Exploración Y Producción	38
Gerencia de Comercialización Nacional	17
Subgerencia de Talento Humano	13
Subgerencia de Seguridad, Salud Y Ambiente	13
Subgerencia de Logística Y Abastecimiento	12
Subgerencia de Finanzas	9
Subgerencia de Planificación Y Control De Gestión	5
Gerencia de Transporte	2
Gerencia de Refinación	1
Subgerencia de Oleoducto	1

Fuente: Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicaciones

De igual forma se dispone de un sistema de telecomunicaciones redundante, diseñado conforme a estándares industriales y mejores prácticas internacionales. Esta infraestructura garantiza la disponibilidad, continuidad y redundancia de la comunicación de datos, voz y video, incluso ante fallos o interrupciones en los enlaces principales.

No obstante, hace falta la actualización de sistemas legados y desarrollados con tecnologías obsoletas como COBOL, RPG, ASSET y Lotus. Estas plataformas, si bien han mostrado robustez y estabilidad operativa a lo largo del tiempo, presentan limitaciones significativas en cuanto a mantenimiento, escalabilidad, interoperabilidad e integración con nuevas soluciones tecnológicas; así como la infraestructura tecnológica utilizada genera desarticulación operativa y técnica, que podría ocasionar riesgos asociados a la seguridad, interoperabilidad, soporte y continuidad de los servicios institucionales.

Así también, es necesario fortalecer los planes de desastres y contingencias, con la finalidad de evitar vulnerabilidades, y generar acciones de respuestas y de recuperación inmediatas frente a los eventos disruptivos que puedan afectar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los servicios tecnológicos.

Es pertinente resaltar que, tras la fusión de la Ex PAM y PEC, se mantiene una infraestructura tecnológica heterogénea y parcialmente integrada, conformada por sistemas, plataformas y aplicaciones que operan de manera independiente y sin una interoperabilidad plena, lo que impide contar con una visión unificada de los procesos críticos y dificulta la automatización y estandarización de operaciones. La coexistencia de entornos tecnológicos diversos, ha derivado en procesos paralelos, inconsistencias de datos y una mayor complejidad para el mantenimiento y soporte técnico; así como, tras la fusión, el número de aplicaciones que demandan almacenamiento se incrementó y los usuarios activos en la plataforma de correo electrónico empresarial se duplicó, lo que ha generado una sobrecarga significativa en la capacidad de los servidores de mensajería y en los recursos asociados de almacenamiento, respaldo y gestión. Esta situación se traduce en problemas de rendimiento, limitaciones en el envío y recepción de correos, demoras en la sincronización de buzones y una experiencia de usuario degradada.

1.2.5. Procesos y Procedimientos

La EP PETROECUADOR mantiene la gestión por procesos para documentar las actividades empresariales; para lo cual dentro de su estructura la Subgerencia de Planificación y Control de Gestión a través de la Jefatura de Gestión por Procesos es la responsable de emitir lineamientos basados en procesos como el establecimiento de roles para la elaboración, actualización o supresión de documentos normativos internos, asesoría, revisión y socialización de estos.

Mapa de procesos

El mapa de procesos es una estructura gráfica de la distribución de los macroprocesos empresariales de acuerdo con su naturaleza, mostrando la interrelación entre ellos para garantizar que las necesidades del usuario sean satisfechas y atendidas.

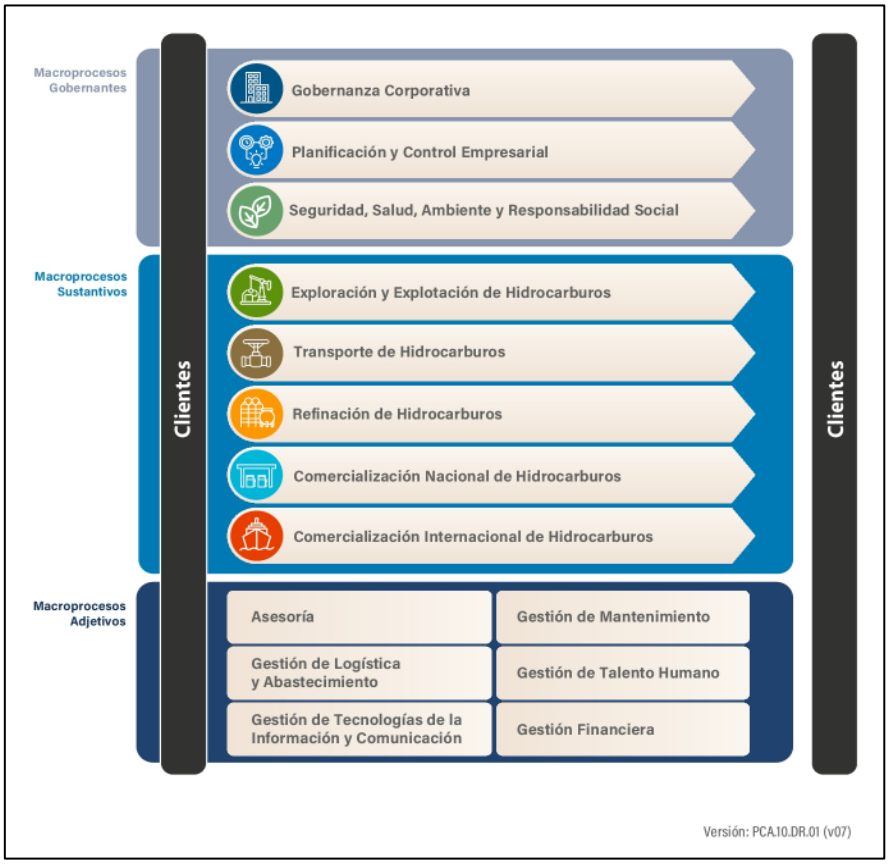
A continuación, se detalla los tipos de procesos que generan los productos y servicios en función de su contribución al cumplimiento de la misión empresarial y estos corresponden a:

a) Procesos gobernantes: Son aquellos que proporcionan directrices, políticas y asesoría a los demás procesos e instancias organizativas.

b) Procesos agregadores de valor o sustantivos: Son los procesos esenciales de la EP PETROECUADOR, a través de los cuales se administran los productos y servicios destinados a partes interesadas externas, en cumplimiento de la misión organizacional.

c) Procesos habilitantes o adjetivos (de asesoría o apoyo): Son aquellos que facilitan el trabajo de las áreas gobernantes y sustantivas y, se encargan de proporcionar recursos humanos, financieros, logísticos y tecnológicos para mantener las condiciones de operatividad y eficaz desempeño interno.

Gráfico 6: Mapa de Macroprocesos



Fuente: Intranet de EP PETROECUADOR

Procesos aprobados de la EP PETROECUADOR

De manera complementaria a la estructura orgánica funcional de la EP PETROECUADOR, es importante considerar los 94 procesos institucionales de los cuales: 13 gobernantes, 29 sustantivos, 52 adjetivos (asesoría y apoyo).

1.2.6. Presupuesto

En términos de ejecución presupuestaria, el promedio de los años 2022 - 2025 superó el 93%, evidenciando un seguimiento y control presupuestario adecuado; se ha priorizado la ejecución de recursos asignados mediante reprogramaciones presupuestarias internas sin modificar el techo del presupuesto empresarial, para el financiamiento de las actividades priorizadas por las áreas usuarias.

Se observa un comportamiento decreciente durante el período comprendido entre los años 2023 - 2025, pasando de USD 4.500,90 millones en 2023 a USD 4.394,96 millones en 2025, el mismo que fue definido en función de las principales necesidades empresariales y de la disponibilidad de caja fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas.

Cuadro 11: Evolución del Presupuesto Empresarial - Consolidado

Año	Presupuesto Codificado USD	Presupuesto Devengado USD	% Cumplimiento
Año 2022	4.274.960.000	3.975.868.493	93,00%
Año 2023	4.500.900.000	4.253.351.952	94,50%
Año 2024	4.483.605.358	4.192.837.384	93,51%
Año 2025	4.394.962.336	4.109.984.104	93,52%

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Cifras cierre año 2025

Al cierre del año 2025, la ejecución consolidada de egresos (costos, gastos e inversiones) fue de USD 4.109.984.104.

Las cifras del año 2025 corresponden al Presupuesto codificado y liquidado al cierre del año referido.

Cuadro 12: Evolución del Presupuesto Empresarial – Inversión (Capex) Costos y Gastos (Opex)

Año	Inversión (Capex)		Costos y Gastos (Opex)	
	Presupuesto Codificado USD	Presupuesto Devengado USD	Presupuesto Codificado USD	Presupuesto Devengado USD
Año 2022	2.299.276.984	2.104.257.612	1.975.683.016	1.871.610.881
Año 2023	2.147.715.950	2.039.364.745	2.353.184.050	2.213.987.207
Año 2024	2.068.301.198	1.929.883.452	2.415.304.160	2.262.953.931
Año 2025	501.495.053	426.797.587	3.893.467.283	3.683.186.517

Fuente: Subgerencia de Finanzas

En referencia al Presupuesto de Inversiones, en el año 2025, se ejecutaron USD 426.797.587, que corresponde principalmente a las recepciones de las planillas relacionadas a la ejecución de proyectos de las gerencias operativas y adquisición de activos fijos, de acuerdo con los requerimientos de las áreas usuarias. La disminución del presupuesto de inversiones y el incremento de Costos y Gastos, se debe a que, en el año 2025, se realizó una reclasificación del presupuesto y ejecución de los rubros de los Contratos de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista (Consorcios - USD. 1.345.535.969) montos que estaban en Inversiones (CAPEX) y pasaron a Costos y Gastos (OPEX), por aplicación de las NIIF en los registros contables por recomendación de auditoría externa. La gestión de los Contratos Especiales de la EP PETROECUADOR se efectuó en cumplimiento de los procedimientos financieros establecidos, garantizando la correcta administración y ejecución de los recursos enmarcados en los Contratos de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento de la Contratista (CSEIFC).

La ejecución de costos y gastos alcanzó los USD 3.683.186.517; comprende principalmente las recepciones de servicios y adquisición de materiales para operación y mantenimiento, pago de servicios básicos, impuestos y tasas a entes de control, seguros, gastos de personal y otros egresos relacionados al giro de negocio.

2. Análisis Situacional

2.1. Análisis Externo

2.1.1. Político

- Marco constitucional y legal de respaldo. - La Constitución de la República del Ecuador y la Ley de Hidrocarburos reconocen al Estado como propietario de los recursos naturales no renovables, garantizando la participación directa de la EP PETROECUADOR en la cadena productiva de hidrocarburos.
- Políticas públicas de soberanía energética que prevé la Constitución de la República del Ecuador (CRE). - Los planes y políticas gubernamentales promueven la seguridad y soberanía energética, lo cual genera un espacio favorable para inversiones y expansión de proyectos estratégicos en materia hidrocarburífera para fortalecer la gestión de EP PETROECUADOR.
- Apertura a Alianzas Estratégicas. - La normativa vigente (LOSNCP, LOEP, Ley de Hidrocarburos) permite constituir empresas de economía mixta, alianzas público - privadas o contratos de asociación, generando opciones para captar inversión.
- Cambios constantes de autoridades institucionales. - La rotación frecuente de autoridades genera inestabilidad política e institucional, debilitando la continuidad de proyectos estratégicos y afectando la eficiencia de la gestión.
- Reducción de personal. - La desvinculación de servidores públicos debilita la capacidad operativa y estratégica de la empresa.
- Demandas laborales. - Las demandas de personas desvinculadas generan riesgos financieros por el posible pago de indemnizaciones a despidos que no cumplan requisitos normativos.
- Inseguridad y sabotaje en las operaciones. - La presencia de bandas delictivas, robos de combustible, bloqueos sociales en zonas estratégicas ponen en riesgo la continuidad operativa, elevan costos de seguridad e impactan en la gestión.

- Modificación de normativa. - Potenciales reformas en la Ley de Hidrocarburos, LOSNCP, su Reglamento pueden generar inseguridad jurídica, retrasos y afectación en contratos vigentes y actividades programadas.

2.1.2. Social / Demográfico

- La Gestión Social y Relaciones Comunitarias constituyen un eje transversal de la gestión empresarial y de los macroprocesos de gobierno. Su labor se centra en la relación directa con los grupos de interés vinculados al giro del negocio de la EP PETROECUADOR, promoviendo vínculos armónicos mediante información objetiva y oportuna, espacios de diálogo, fortalecimiento organizativo y participación activa en proyectos sostenibles. En este marco, resulta esencial el cumplimiento legal en la suscripción y ejecución de convenios de indemnización y compensación social, que impactan directamente en la calidad de vida de las comunidades dentro de las áreas de influencia de las operaciones de la empresa, a lo largo de toda su cadena de valor. La gestión social de la RSRC garantiza un entorno favorable para las actividades de la EP PETROECUADOR, sustentado en acuerdos y consensos que aseguran la *"licencia social"* necesaria para el desarrollo de proyectos y operaciones hidrocarburíferas.
- Comunidades locales e indígenas: muchas operaciones están ubicadas en la región Amazónica, donde residen comunidades indígenas como (Kichwa, Waorani, Achuar, Shuar, Cofanes, Secoyas, Ai Cofan, Sionas entre otras). Estas comunidades tienen valores culturales, modos de vida y necesidades particulares que muchas veces entran en tensión con las actividades extractivas. En algunos casos estos conflictos han provocado reducciones abruptas de la producción, declaraciones de fuerza mayor, paralización de operaciones, daños a la infraestructura, o impedimento para que técnicos accedan a los pozos y/o plataformas.
- Demografía: Según el INEC, en 2022 (Censo Ecuador Cuenta Conmigo 2022)[1], la población indígena en la Amazonía era 376.373, comparado con 162.616 en 2001, lo que representa un aumento de más de 131 %. Provincias amazónicas como Morona Santiago y Orellana, presentan un mayor crecimiento poblacional, lo que implica mayor demanda futura de servicios médicos, educativos, infraestructura; mayores expectativas de empleo local.
- Desarrollo local: Es un eje transversal de la gestión empresarial y macro procesos gobernante, trabaja conjuntamente con los grupos de interés (mujeres, niños, adultos mayores, pueblos y nacionalidades) relacionados a su giro de negocio, para lo cual construye y mantiene una relación armoniosa mediante la entrega de información oportuna, la construcción de espacios de diálogo, el aporte a los procesos de fortalecimiento organizativo y la participación activa en la ejecución de proyectos sostenibles que inciden en la calidad de vida de las poblaciones aledañas a la industria. Dichas acciones permiten la aceptación de la comunidad, es decir, mantener su licencia social. Para la ejecución de la gestión administrativa y operativa, se cumple con el Programa de Relaciones Comunitarias de la EP PETROECUADOR de los Estudios de Impacto Ambiental de cada una de sus instalaciones operativas.
- A través del Programa de Relaciones Comunitarias, se busca mejorar la calidad de vida y fortalecer la organización comunitaria, respetando las condiciones socioculturales de cada territorio, impulsando una estrategia integral orientada a generar beneficios en cinco áreas clave: 1) Responsabilidad Social Empresarial y Derechos Humanos, 2) Salud Comunitaria, 3) Educación y Revalorización Cultural, 4) Autogestión y proyectos productivos y 5) Infraestructura y equipamiento comunitario.

2.1.3. Económico

Panorama Macroeconómico Nacional

2.1.3.1. Producto Interno Bruto (PIB)

Durante el año 2025, la economía ecuatoriana evidenció una recuperación significativa tras la contracción registrada en 2024. El Producto Interno Bruto (PIB) creció en 3,7%, según cifras oficiales del Banco Central del Ecuador, reflejando un repunte de la actividad económica a nivel nacional.

[1] https://cubos.inec.gob.ec/AppCensoEcuador/

Este crecimiento estuvo impulsado principalmente por el aumento de las exportaciones, la inversión y el consumo de los hogares. En particular, las exportaciones registraron un incremento de 6,4%, destacándose productos no petroleros como camarón, cacao, banano y productos mineros, en un contexto internacional favorable. Asimismo, la inversión creció alrededor del 5,6% y el consumo de los hogares un 2,7%, evidenciando una mejora en la demanda interna.

A nivel sectorial, la mayoría de las actividades económicas mostraron un desempeño positivo, destacándose el comercio, la agricultura, la manufactura de alimentos y los servicios financieros, lo que refleja una recuperación más amplia y diversificada de la economía.

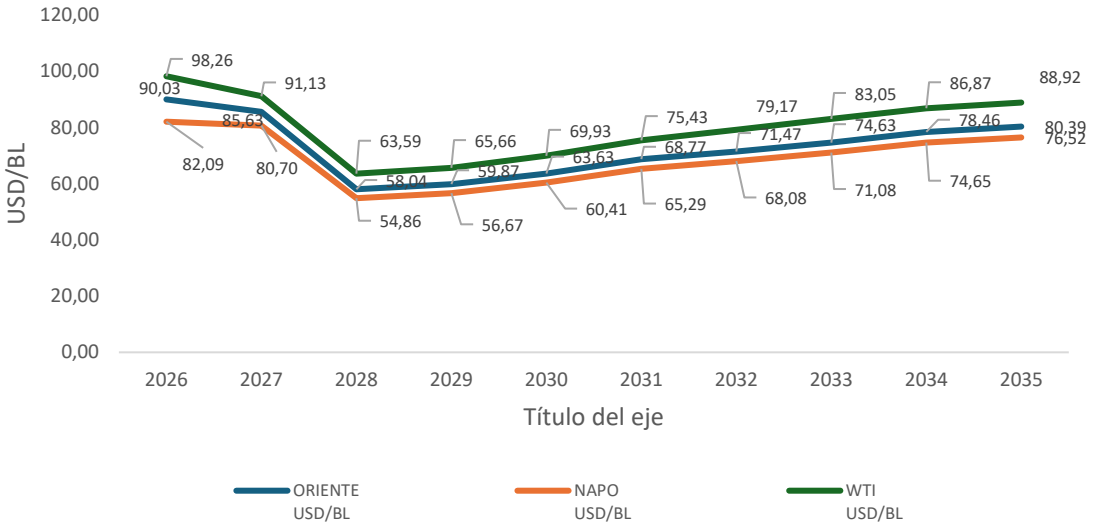
No obstante, persisten desafíos estructurales y coyunturales que podrían limitar el crecimiento en el mediano plazo, entre ellos:

- Limitada inversión pública.
- Baja productividad en sectores clave.
- Restricciones fiscales derivadas de menores ingresos petroleros.
- Dependencia de las exportaciones de recursos naturales, especialmente petróleo.
- Vulnerabilidad ante fluctuaciones de los precios internacionales del crudo.

2.1.3.2. Estimaciones internacionales de precio de crudo:

La proyección de precios del marcador WTI, tomada del informativo internacional Platts, muestra que el promedio del precio por barril para los años 2026 y 2027, se estimaría en USD 98,26/BL y USD 91,13/BL respectivamente. De la misma forma para el año 2035 se estima alcance los USD 88,92/BL.

Gráfico 7: Proyecciones de precios de crudo USD - PLATTS 2026 - 2035



Fuente: Informativo Platts – 2026, junio.
Nota: Años 2026 – 2027: Proyección mensual vigente desde el 1 de mayo de 2026; Años 2028 – 2035: Proyección anual vigente desde el 24 de marzo de 2026.

Es importante citar que la actual situación geopolítica derivada del conflicto entre Estados Unidos e Irán, han disparado los precios de los commodities a nivel mundial y eso ha repercutido también en los precios de los crudos, como el WTI referente para exportaciones de crudos Oriente y Napo, coyuntura que beneficia al país en términos económicos.

2.1.3.3. Inflación

Durante el ejercicio fiscal 2025, Ecuador registró una inflación anual acumulada de 1,91%, superior al 0,53% observado en 2024, manteniéndose dentro de un rango moderado-bajo en comparación con la región. Este resultado se explica por la evolución de los precios en bienes y servicios básicos, así como por factores estacionales y ajustes en rubros específicos de consumo, conforme a los resultados del Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicados por el INEC.

En el año 2025, la inflación se mantuvo alineada con la estabilidad del régimen de dolarización y la política económica vigente, evidenciando un comportamiento controlado a lo largo del año. No obstante, se identificaron factores que incidieron en la dinámica de precios, entre ellos:

- Ajustes tributarios y fiscales con potencial traslado a precios.
- Variaciones en los precios internacionales del petróleo, con efectos en costos de producción y transporte.
- Cambios en tarifas de servicios básicos y costos operativos.
- Dinamismo del consumo y del crédito.
- Factores climáticos y condiciones de abastecimiento.

Desde una perspectiva estratégica, el entorno inflacionario observado en 2025 ofrece relativa previsibilidad para la planificación financiera; sin embargo, continúa siendo necesario el monitoreo de factores externos e internos que puedan incidir en la evolución futura de los precios.

2.1.3.4. Desempleo y Mercado Laboral

El mercado laboral ecuatoriano presenta rigideces estructurales, con predominio del empleo informal y limitada generación de empleo adecuado. La estabilidad en la tasa de desempleo contrasta con una baja calidad ocupacional. Las desvinculaciones ejecutadas en el sector público durante julio y agosto de 2025 intensificaron la incertidumbre laboral, más aún en la estatal petrolera que afectó el contingente en todo el territorio nacional. Por otra parte, persisten brechas de género y territoriales que restringen la inclusión. Este entorno exige intervenciones orientadas a mejorar la formalización, productividad y equidad en el acceso al empleo.

2.1.3.5. Recaudación Fiscal

Durante el año 2025, la recaudación tributaria en Ecuador alcanzó un total acumulado cercano a los USD 21.501 millones, lo que representó un crecimiento aproximado del 6,8% en comparación con 2024, de acuerdo con cifras oficiales del Servicio de Rentas Internas (SRI). Este desempeño estuvo influenciado por la consolidación de las reformas fiscales implementadas desde 2024, entre las que destacan el incremento del Impuesto al Valor Agregado (IVA) del 12% al 15% y la aplicación de contribuciones extraordinarias sobre utilidades de sociedades y entidades financieras. Estas medidas contribuyeron a fortalecer la sostenibilidad de las finanzas públicas, manteniendo al mismo tiempo condiciones de competitividad en el sector productivo.

La evolución de la recaudación fiscal durante 2025 evidencia una gestión tributaria sostenida, caracterizada por el fortalecimiento de los procesos de control y fiscalización, así como por la modernización tecnológica impulsada por el SRI. El crecimiento observado se logró en un entorno de estabilidad macroeconómica relativa, apoyado también en la recuperación del consumo interno y el dinamismo de ciertos sectores económicos. En conjunto, estos factores han contribuido a consolidar un sistema tributario más eficiente, transparente y resiliente frente a los desafíos económicos actuales.

2.1.4. Tecnológico

El establecimiento de marcos regulatorios para la adopción, desarrollo e innovación de nuevas tecnologías, representan oportunidades para impulsar la modernización de los procesos y promueven estándares de seguridad de la información, pero también imponen requisitos de cumplimiento que demandan inversión y adaptación constante. Se describen leyes relacionadas:

- MINTEL (2023), Política para el uso adecuado de servicios en la nube en entidades del sector público, para promover y fomentar la transformación digital del Ecuador.
- Ley Orgánica para la Transformación Digital y Audiovisual (2023): Simplificación de todo tipo de trámites administrativos, fortaleciendo la innovación, desarrollo e investigación.
- MINTEL (2024), Esquema Gubernamental de Seguridad de la Información – EGSI.
- Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación (2025).
- MINTEL (2025), Política Pública de Transformación Digital 2025 – 2030.

La adopción de IA (Inteligencia Artificial) en la actualidad, representa una oportunidad para optimizar procesos, anticipar tendencias, e implementar soluciones eficientes. EP PETROECUADOR puede incrementar la eficiencia operativa y reducir costos, al mismo tiempo potenciar la innovación y la capacidad de adaptación ante los cambios tecnológicos globales; es así que empresas del sector como: ECOPETROL, PETROPERÚ están adoptando soluciones de IA, lo que les brinda una ventaja tecnológica competitiva.

De manera paralela, es pertinente mencionar que los crecientes ataques digitales ponen en peligro la confidencialidad de la información y la continuidad operativa; aspectos que recaen en una dependencia de Outsourcing por la falta de personal propio obliga a depender y destinar cuantiosos gastos en servicios de personal de contratistas.

2.1.5. Cultural

La Empresa realiza los procesos de selección garantizando la participación de todos los ciudadanos de manera igualitaria, sin discriminaciones de etnia, lugar de nacimiento, edad, sexo, identidad de género, identidad cultural, estado civil, idioma, ideología, filiación política, pasado judicial, condición socioeconómica, condición migratoria, orientación sexual, estado de salud, portar VIH, discapacidad, diferencia física; ni por cualquier otra distinción personal o colectiva temporal o permanente que tenga como resultado anular, alterar o impedir el pleno ejercicio de los derechos individuales y colectivos, tal como lo determina el numeral 2.1 del Proceso de Selección y Vinculación del Talento Humano.

De igual forma atiende los procesos de selección cumpliendo con los procedimientos establecidos en *"Norma Técnica para la Aplicación del Derecho al Empleo Preferente establecido en la Ley Orgánica para la Planificación y Desarrollo Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica",* y en la *"Ley Orgánica de Régimen Especial de la Provincia de Galápagos (LOREG) y su Reglamento de Migración y Residencia Régimen Especial de Galápagos",* de acuerdo a la circunscripción territorial que corresponda.

La Empresa cumple con lo establecido en el artículo 42, numeral 33, del Código del Trabajo que determina que el empleador público o privado, que cuente con un número mínimo de veinticinco trabajadores, está obligado a contratar, al menos, a una persona con discapacidad, en labores permanentes que se consideren apropiadas en relación con sus conocimientos, condición física y aptitudes individuales, observándose los principios de equidad de género y diversidad de discapacidad.

Así mismo, a partir del año 2009, el porcentaje obligatorio de contratación de personas con discapacidad, es del 4% del total de trabajadores de cada empresa o patrono persona natural.; por lo cual, igualmente se da cumplimiento a la Ley Orgánica de Discapacidades, respecto de la Inclusión Laboral que en su artículo 47, establece lo siguiente: *"(…) Para efectos del cálculo del porcentaje de inclusión laboral se excluirán todos aquellos contratos que la ley de la materia no establezca de naturaleza estable o permanente (…)"*.

Sin embargo, de lo antes indicado y del cumplimiento de las leyes y normas relacionadas con la inclusión del personal con discapacidad, la Subgerencia de Talento Humano, a través de la Jefatura de Beneficios Sociales y Servicios al Personal, en relación al análisis efectuado, ha determinado que en cuanto al tema de movilidad, en las instalaciones de la Empresa existe la falta de accesibilidad universal al medio físico, a la información y comunicación para el personal con discapacidad, conforme normativa NEC-HS-AU:

Accesibilidad Universal (oficinas, mobiliario y servicios higiénicos adaptables a las personas con discapacidad, facilidad para informar y comunicar a las personas con discapacidad visual y/o auditiva).

2.1.6. Ambiental

Al 2025, Seguridad, Salud y Ambiente, mostró resultados positivos en varios indicadores clave, aunque persisten desafíos operativos y regulatorios que podrían afectar la consecución de metas anuales.

En términos de seguridad industrial, el Índice de Frecuencia de Accidentes acumulado fue de 0,49, obteniendo un resultado más favorable que la meta programada de ≤0,55 y evidenciando un control adecuado de los riesgos laborales. Se destacan las acciones de actualización de procedimientos de permisos de trabajo y análisis de riesgos de tareas, así como la implementación del programa de Prevención de Accidentes Laborales, que buscan reducir incidentes en el personal.

En gestión ambiental, se alcanzó un cumplimiento del 99,23% del Plan de Manejo Ambiental. La remediación de fuentes de contaminación reportó 130 intervenciones; así también se han remediado 189.328,48 metros cúbicos de suelo, con un cumplimiento del 99,51% al cierre del 2025, todo esto, con participación de la Coordinación General de Amazonía Viva y la Jefatura de Restauración Ambiental en la rehabilitación de suelos, recuperación de crudo y tratamiento de aguas residuales. Las razones por las que no se alcanzó el 100% obedecen a aspectos tales como la culminación de procesos contractuales, registros de actividades en las plataformas, especialmente en los PMA de Oriente 1, Bloque 57, Bloque 56 y Campo Libertador.

El cumplimiento del Sistema Integrado de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente – SIGSSA bajo normas ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018, se mantuvo alto (100%), con un progreso constante en auditorías internas, actualización normativa y seguimiento de acciones correctivas. Se destacan las certificaciones vigentes en SOTE, Bloques de Exploración y Producción, y en la recepción y comercialización de combustibles.

Entre los factores de riesgo y alertas, se identifican retos internos como falta de maquinaria pesada, retrasos en laboratorios, falta de personal, y conflictos sociales en áreas operativas; y externos como eventos ambientales (fuga de crudo en Esmeraldas), erosión de ríos, incremento de robos de combustible, y vacíos normativos que retrasan aprobaciones ambientales y la regularización de estudios complementarios.

En conclusión, Seguridad, Salud y ambiente ha mantenido indicadores de desempeño por encima de lo planificado, demostrando eficacia en seguridad y gestión ambiental de diagnóstico territorial.

2.2. Análisis Sectorial, Diagnóstico Territorial, Mapeo de Actores

2.2.1. Análisis Sectorial

Reservas hidrocarburíferas

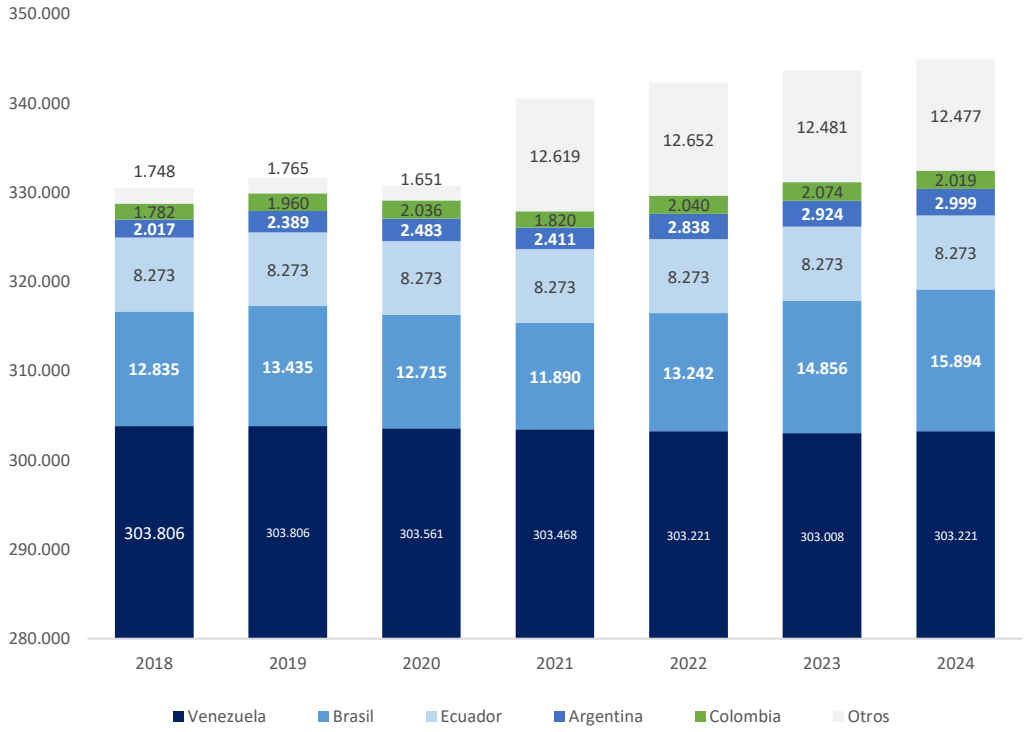
A nivel global, el consumo de crudo alcanza los 103,75 millones de barriles por día (MMBPD), con una distribución desigual entre las distintas regiones del mundo. Asia y Oceanía lideran la demanda con 39,14 MMBPD, lo que representa el 38 % del consumo mundial. Le sigue América del Norte, con 25,03 MMBPD 24 % del total, y Europa, en tercer lugar, con 19,55 MMBPD con un 19 %.

América del Sur y Central registran un consumo de 6,80 MMBPD, equivalente al 7 % del total global. Por su parte, Medio Oriente —aunque es una de las regiones más importantes en términos de producción— consume 8,76 MMBPD, es decir, el 8 % del total. Finalmente, África presenta el menor consumo entre las regiones analizadas, con 4,48 MMBPD, lo que corresponde al 4 % de la demanda mundial[2]. Estos datos evidencian un marcado contraste entre las regiones productoras y consumidoras, destacando a Asia y Oceanía como el principal polo de demanda de crudo a nivel global.

[2] Fuente: AIHE – Asociación de Ingenieros de Hidrocarburos del Ecuador

Según los últimos datos publicados por la OPEC (2023–2024), las mayores reservas de petróleo crudo en América Latina se encuentran en Venezuela, con aproximadamente 303.221 millones de barriles. Le siguen Brasil con alrededor de 15.894 millones de barriles, Guayana cuyas reservas estimadas alcanzan los 11.000 millones de barriles tras los importantes descubrimientos de yacimientos en los últimos años. México posee cerca de 5.136 millones de barriles, mientras que Ecuador cuenta con unas reservas probadas de 8.273 millones de barriles. Otros países con reservas significativas incluyen Argentina, con 2.999 millones de barriles.

Gráfico 8: Reservas probadas de Petróleo Crudo en América Latina



Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

A pesar de que la región en su conjunto ha mostrado una tendencia positiva en la producción petrolera, Ecuador no ha logrado mantener el mismo ritmo de crecimiento. Esta situación ha implicado una pérdida relativa de su participación en la producción regional.

Producción de crudo en América Latina

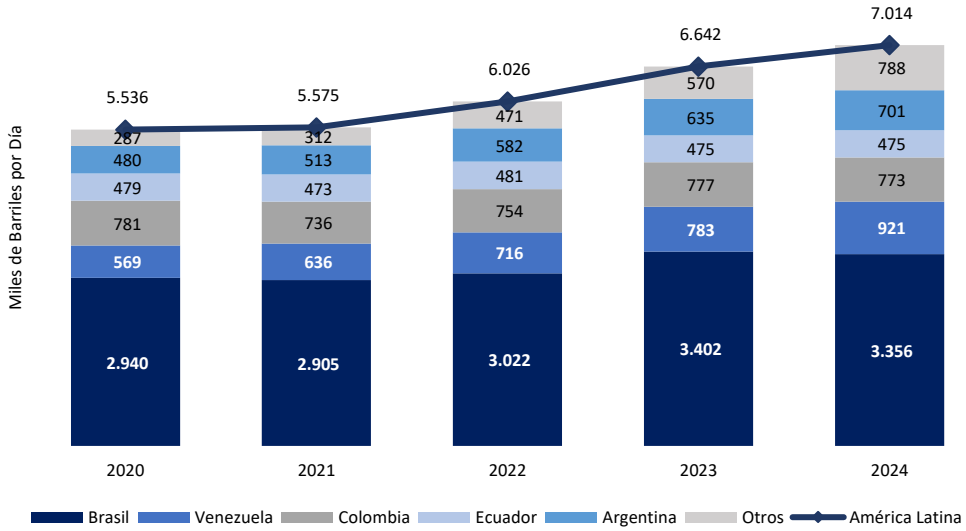
La producción diaria de petróleo crudo en América Latina ha cobrado especial relevancia en los últimos años, consolidándose como un pilar fundamental para el crecimiento económico y la estabilidad de muchas economías de la región.

Brasil y México se destacan como los principales productores latinoamericanos. En 2024, Brasil alcanzó una producción récord de aproximadamente 3,3 millones de barriles por día, impulsada por su capacidad para escalar rápidamente su oferta en respuesta a la creciente demanda global y a los recortes de producción acordados por la OPEP y Rusia. Esta flexibilidad ha permitido al país ganar participación en los mercados internacionales.

En Sudamérica, Argentina, Colombia y Ecuador también figuran entre los productores más relevantes.

En contraste, Venezuela ha experimentado una caída drástica en su producción durante la última década, de los 2,5 millones de barriles diarios que producía en 2013, su nivel se redujo a apenas 921.000 barriles diarios en 2024, reflejando los profundos desafíos estructurales y operativos que enfrenta su industria petrolera.

Gráfico 9: Producción Mundial de Crudo América Latina



Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

En conjunto, la dinámica productiva de la región subraya tanto las oportunidades derivadas de la inversión y la innovación —como en el caso de Brasil— como los riesgos asociados a la inestabilidad institucional y económica, evidenciados en el declive venezolano.

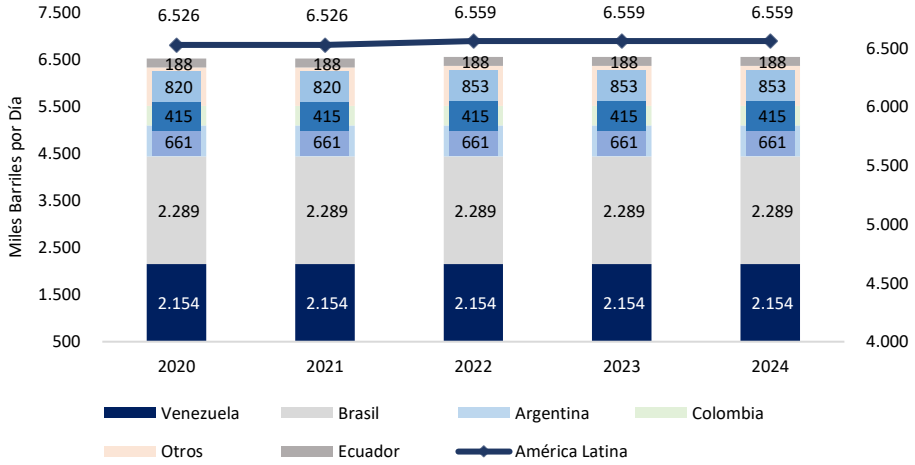
Capacidad de refinación en América Latina

América Latina y el Caribe albergan aproximadamente el 20 % de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial y contribuyen con el 12 % de la producción global. Sin embargo, su capacidad de refinación instalada —que en 2012 representaba apenas el 6,4 % del total mundial— ha sido insuficiente para satisfacer la demanda interna de derivados. Esta disparidad explica por qué la región, en su conjunto, se mantiene como importadora neta de productos refinados.

Brasil, Venezuela, México y Argentina concentran la mayor parte de la capacidad de refinación de la zona. A pesar del crecimiento sostenido de la demanda de productos hidrocarburíferos procesados, no se observan inversiones significativas ni proyectos en marcha que permitan cerrar la brecha entre la oferta actual y las necesidades futuras del mercado regional.

En este contexto, la capacidad de refinación de Ecuador se ha mantenido estancada en 188 mil barriles por día (MBPD) desde 2018 hasta 2024, sin inversiones significativas en modernización o expansión. En contraste, otros países de la región han avanzado: Argentina incrementó su capacidad de 631 a 661 MBPD, y naciones como México y Chile también han ampliado sus instalaciones. Como resultado, Ecuador posee actualmente la menor capacidad de refinación entre los principales productores petroleros de América Latina.

Gráfico 10: Capacidad de Refinación América Latina



Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

Esta falta de expansión limita gravemente la soberanía energética del país y su capacidad para agregar valor a su crudo. En consecuencia, Ecuador se ve obligado a depender de la exportación de petróleo crudo y, simultáneamente, a importar derivados refinados para satisfacer la demanda interna.

Según datos de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE- siglas en ingles), cerca del 41 % de la matriz energética de América Latina y el Caribe depende del petróleo y sus derivados. A pesar de las iniciativas regionales orientadas a la diversificación energética y la incorporación de fuentes renovables, no se prevén cambios significativos en esta proporción en el corto ni en el mediano plazo.

Además, el actual entorno de precios bajos del crudo desincentiva la transición hacia energías renovables, ya que estas suelen tener costos unitarios más altos y requieren precios del petróleo elevados para ser competitivas.

Producción de derivados en América Latina

La importancia de la industria petrolera en América Latina es innegable. Sin embargo, la realidad actual difiere considerablemente de las de décadas anteriores para los grandes países extractores de la región.

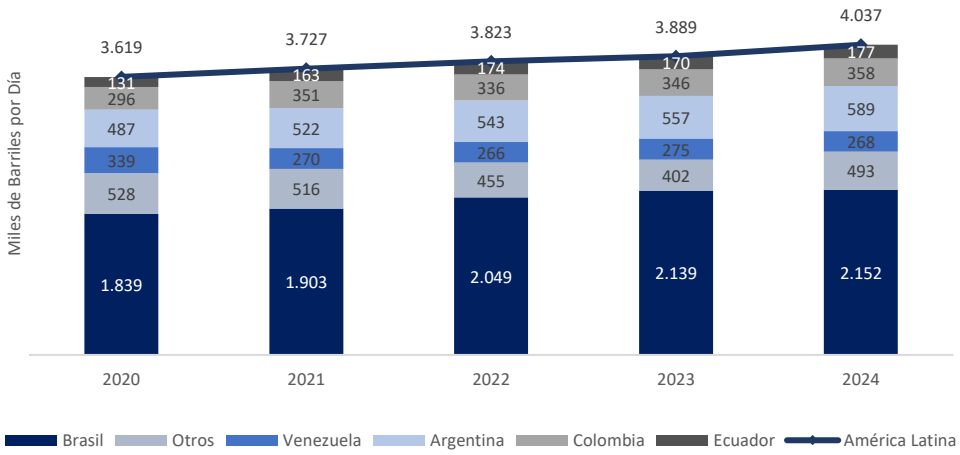
Factores como la irrupción de nuevas potencias energéticas, la inestabilidad política y social, las crecientes preocupaciones ambientales y el auge del sector de energías renovables han impactado significativamente al sector.

Aun así, el petróleo —ese “oro negro”— mantiene su hegemonía en la matriz energética regional. América Central y del Sur albergan aproximadamente el 19 % de las reservas mundiales de crudo, un potencial aún subutilizado si se considera que la región aporta apenas el 6 % de la producción global.

En 2024, el mercado ecuatoriano de derivados se desenvolvió en un contexto marcado por desafíos estructurales y señales mixtas de recuperación.

En cuanto a la producción nacional de derivados, se observa una recuperación gradual en el mediano plazo, al pasar de 131 mil barriles por día (MBPD) en 2020 a 177 MBPD en 2024. No obstante, este nivel continúa siendo reducido en el contexto regional. En 2024, Brasil registró una producción de 2.152 MBPD, mientras que Argentina alcanzó 589 MBPD. En este escenario, la producción ecuatoriana representó menos del 5 % del total latinoamericano, estimado en 4.037 MBPD, lo que evidencia las limitaciones estructurales del país dentro del mercado regional de derivados.

Gráfico 11: Producción de Derivados - América Latina



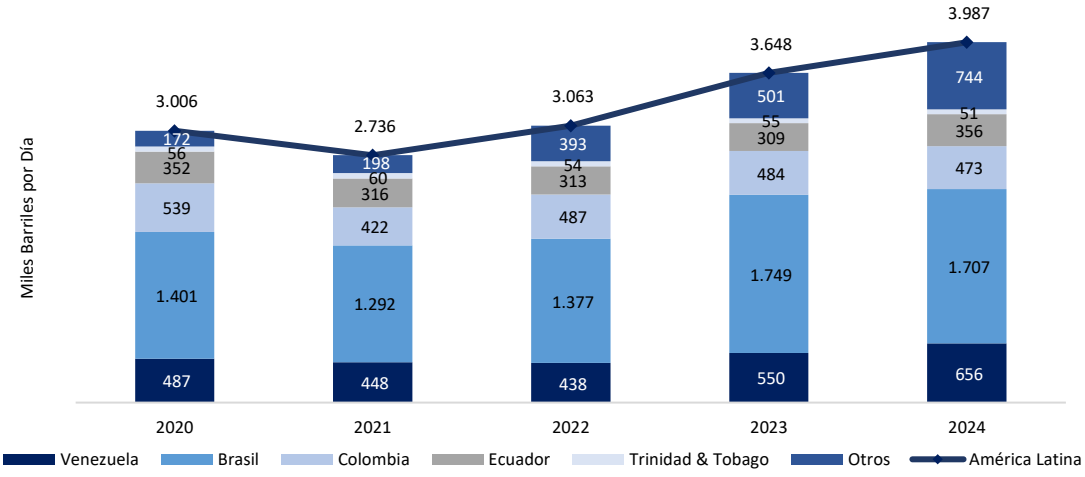
Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

Esta brecha subraya la necesidad de fortalecer la capacidad de refinación y procesamiento del país para reducir su dependencia de importaciones de derivados y aprovechar mejor su riqueza en crudo.

Exportaciones de crudo en América Latina

Las exportaciones de petróleo de Ecuador se situaron en 352 mil barriles por día (MBPD) en 2020 y se proyectaron en 356 MBPD para 2024, sin lograr recuperar los niveles previos a la crisis. En contraste, otros países de la región han avanzado significativamente: Brasil casi duplicó sus exportaciones, al pasar de 1.401 a 1.707 MBPD, mientras que Venezuela experimentó una fuerte recuperación, incrementando las suyas de 487 a 656 MBPD en el mismo período. Como resultado, Ecuador ha perdido participación en el mercado exportador regional.

Gráfico 12: Exportaciones de Crudo – América Latina



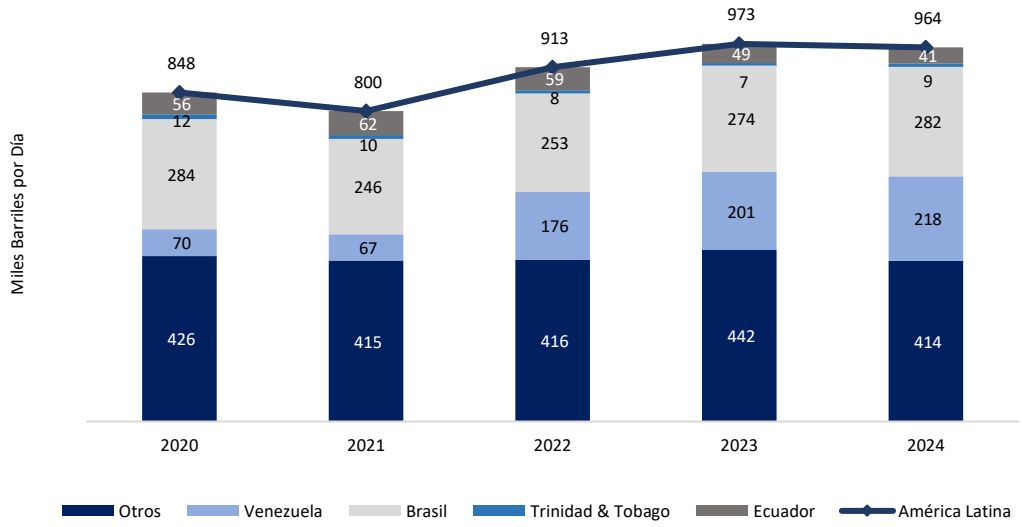
Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

Este estancamiento es particularmente notable si se considera el contexto de alza en los precios internacionales del crudo y el crecimiento sostenido de la demanda global. El hecho de que Ecuador no haya capitalizado estas condiciones favorables sugiere la existencia de limitaciones estructurales —ya sea en su capacidad de producción, en la infraestructura logística o en la definición de su estrategia comercial— que le impiden competir de manera más dinámica en los mercados internacionales.

Exportaciones e importaciones de derivados

En 2024, las exportaciones de derivados del petróleo en América Latina registraron una disminución del 0,92 % respecto al año anterior, lo que equivale a 9 millones de barriles menos. A pesar de esta ligera contracción, Brasil se mantuvo como el principal exportador de derivados de la región, concentrando la mayor participación en el total latinoamericano.

Gráfico 13: Exportaciones de Derivados – América Latina



Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

Paralelamente, las importaciones de derivados en América Latina cerraron 2024 con una disminución del 3,60 % respecto a 2023, equivalente a 21 millones de barriles menos. En este contexto, Brasil se consolidó como el país con la mayor participación en las importaciones de derivados, reafirmando su rol como principal demandante neto de productos refinados en la región.

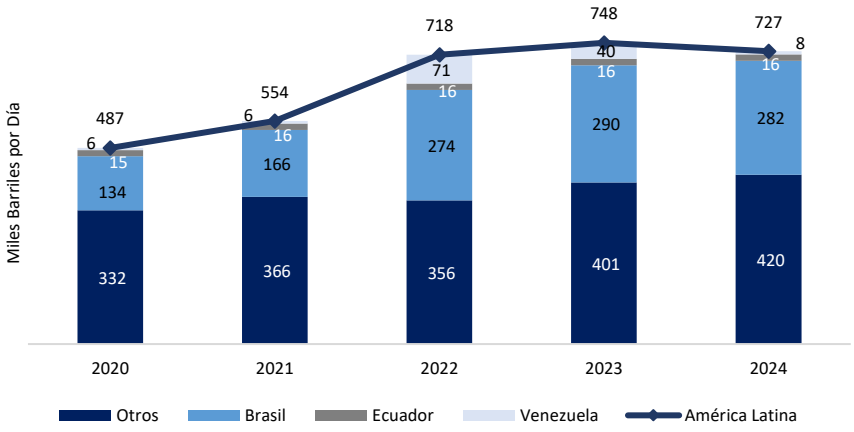
Al 2024, Ecuador exportó 6,2 millones de barriles de Fuel Oil No. 6, por un valor total de USD 385,7 millones, a un precio promedio de USD 61,68 por barril.

Importaciones de crudo

En 2024, las importaciones de crudo en América Latina registraron una disminución del 3,60 % respecto a 2023, lo que equivale a 21 millones de barriles menos. Brasil se consolidó como el país con la mayor participación en las importaciones de crudo de la región.

En este contexto, Ecuador mantiene volúmenes de importación de crudo notablemente bajos, en línea con el patrón general de la región. El país no depende de importaciones de crudo para su abastecimiento energético, salvo en casos puntuales destinados a ajustes de calidad o necesidades logísticas específicas.

Gráfico 14: Importaciones de Crudo – América Latina



Fuente: Boletín Estadístico Anual OPEC 2025. https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2025.pdf

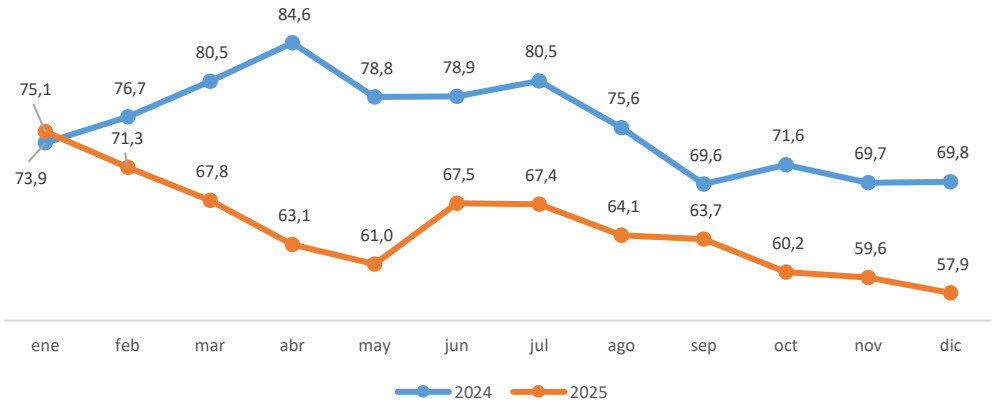
2.2.2. Análisis de diagnóstico territorial

Evolución de precios del WTI y crudo ecuatoriano

En el tercer trimestre del año 2025, los precios del crudo marcador WTI alcanzaron un promedio de USD 65,03 por barril, con relación al mismo periodo en el año 2024 que fue USD 75,35 por barril; es decir, presentó una caída de USD 10,32 por barril, que equivalen a una disminución de 13,70%.

A continuación, se muestra la fluctuación del precio promedio del barril de precio WTI mensual con una comparación entre el año 2024 y 2025:

Gráfico 15: Precio Promedio Crudo Ecuatoriano y WTI (USD)



Fuente: Banco Mundial y Comercio Internacional - EP PETROECUADOR.

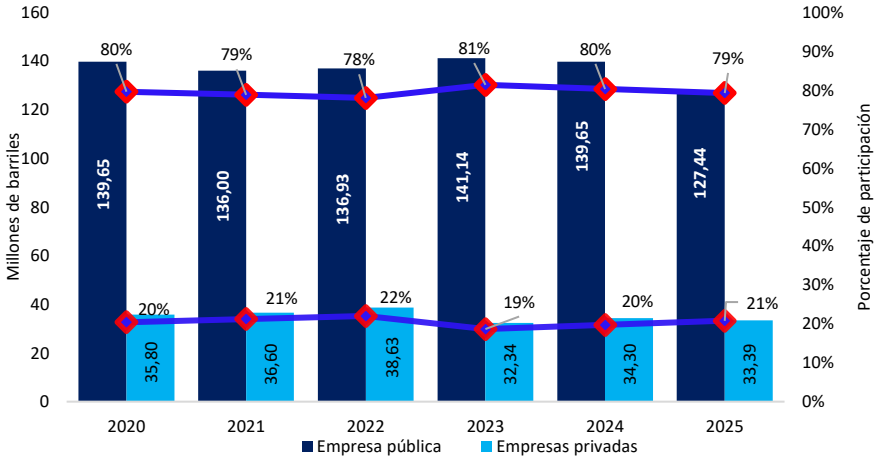
Participación en el mercado por tipo de productor

De acuerdo con la información disponible en el Banco Central del Ecuador e información estadística mensual (Producción Nacional de Petróleo Crudo y sus Derivados), y el Informe Estadístico de la EP PETROECUADOR, la Producción Nacional de Petróleo al 2025 fue de 160,83 millones de barriles, compuesta por la producción de la empresa pública y las empresas privadas.

La producción de las empresas privadas en el 2025 fue de 33,39 millones de barriles, lo representó una participación del 21% dentro de la producción nacional. Por su parte, la producción de la empresa pública alcanzó los 127,44 millones de barriles, con una participación del 79%.

La producción de las empresas privadas en el 2025 alcanzó los 33,39 millones de barriles y en 2024 fue de 34,30 millones de barriles reflejando un decremento del 2,65%; por su lado la producción de la EP PETROECUADOR en el 2025 alcanzó los 127,44 millones de barriles, y en el 2024 alcanzó los 139,65 millones de barriles mostrando una reducción del 8,74%, conforme se puede apreciar a continuación:

Gráfico 16: Producción Nacional de Crudo por tipo de productor y participación - Mbls



Fuente: Reporte de las Cifras Petroleras del Ecuador a diciembre 2025, Banco Central del Ecuador

En lo que respecta a la producción pública, realizada a través de EP PETROECUADOR, es relevante poner en consideración el histórico de producción a nivel de activo.

Cuadro 13: Histórico de Producción Anual por Activo

HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN ANUAL POR ACTIVO [Mbpce]						
Activo	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Auca	27.408,33	26.589,12	26.987,58	26.953,68	27.043,88	22.827,95
ITT	20.997,16	19.162,80	18.473,63	19.880,18	17.655,67	15.068,28
Sacha	23.659,17	23.313,84	24.337,56	26.302,48	28.174,81	25.298,97
Shushufindi	22.120,58	22.279,64	22.812,97	22.082,02	21.128,95	18.878,46
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	11.113,44	11.300,96	12.154,35	12.017,26	12.126,20	11.847,21
Oso-Yuralpa	7.577,60	6.983,56	6.695,31	6.927,95	6.568,47	6.742,32
Cuyabeno	8.854,58	8.783,21	8.557,46	7.121,80	7.084,53	6.352,96
Indillana	5.844,64	5.753,43	5.505,30	5.150,37	5.061,19	4.851,71
Libertador	4.039,74	3.888,85	4.160,95	4.009,22	3.596,80	3.276,66
Lago Agrio	4.679,05	4.805,64	4.326,94	3.764,57	3.942,97	3.861,65
Palo Azul	3.352,28	3.125,12	2.891,42	3.112,97	3.314,74	4.392,10
Amistad (Pacoa)	5,73	12,77	15,04	11,13	12,18	10,33
Bloque 16 y 67	-	-	3,55	3.800,03	3.939,06	4.030,42
Reactivación de pozos D.A.	-	-	-	-	-	-
Prospectos Exploratorios	-	-	-	-	-	-
Producción Subtotal Crudo	**139.652,30**	**135.998,94**	**136.922,06**	**141.133,66**	**139.649,45**	**127.439,02**
Crudo recuperado Amazonía Viva	0,61	3,05	4,12	3,75	4,23	6,87
Producción total Crudo	**139.652,91**	**136.001,99**	**136.926,18**	**141.137,41**	**139.653,68**	**127.445,89**
Gas Amistad	1.599,51	1.607,11	1.448,88	1.300,00	1.243,13	1.135,42
Gas Asociado	-	-	1.287,91	1.824,26		-
Producción Total Gas	**1.599,51**	**1.607,11**	**2.736,79**	**3.124,26**	**1.243,13**	**1.135,42**
Producción total anual	**141.252,42**	**137.609,10**	**139.662,97**	**144.261,67**	**140.896,82**	**128.581,31**

Fuente: Información Estadística, Subgerencia de Planificación y Control de Gestión
Nota: Año 2025 – Cifras reales diciembre 2025.
Nota 2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

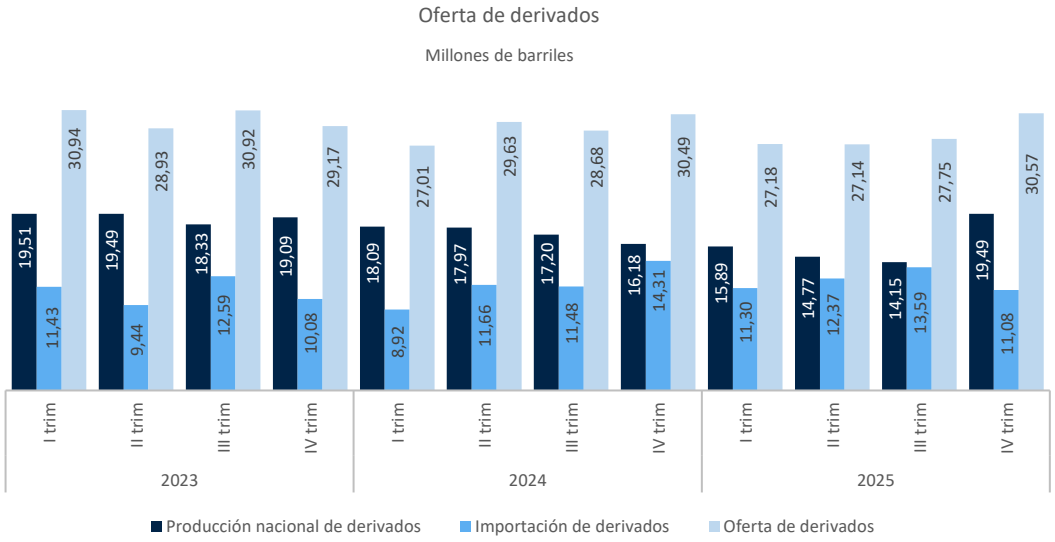
Oferta y demanda de derivados en Ecuador

A diciembre de 2025, Ecuador importó 74,32 millones de barriles de derivados, lo que representó un incremento de 4,88 millones respecto al mismo periodo del año 2024.

La demanda total de derivados en el país al 2025 alcanzó los 106.21 millones de barriles, lo que representó una disminución de 0,30 millones de barriles frente al año 2024.

Estos datos evidencian una fuerte dependencia externa en productos esenciales como el diésel y las gasolinas, contrastando con la autosuficiencia en fuel oil y la relativa autonomía en jet fuel. Esta estructura de abastecimiento subraya la necesidad de fortalecer la capacidad de refinación nacional para reducir la vulnerabilidad ante fluctuaciones en los mercados internacionales y mejorar la seguridad energética del país.

Gráfico 17: Producción de Derivados

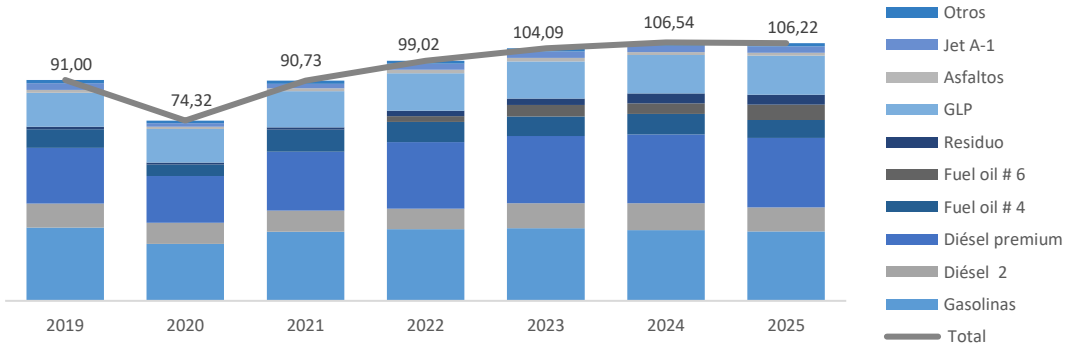


Fuente: Banco Central Ecuador y EP PETROECUADOR.

Demanda interna de derivados

Entre 2021 y 2024 la demanda interna de derivados petroleros en Ecuador mostró una recuperación y cierto crecimiento impulsado por la reactivación del transporte y la actividad económica, con el diésel premium consolidado como el producto de mayor demanda. En 2024 la demanda anual llegó a 106,54 millones de barriles y en el año 2025 alcanzó 106,22 millones de barriles, lo que representó una reducción de 0,30 % en comparación con el 2024, esto debido a que el sector eléctrico demandó menor cantidad de producto.

Gráfico 18: Histórico Demanda de Derivados
Millones de barriles



Fuente: Estadísticos – EP PETROECUADOR

Consumo promedio de combustibles por sector

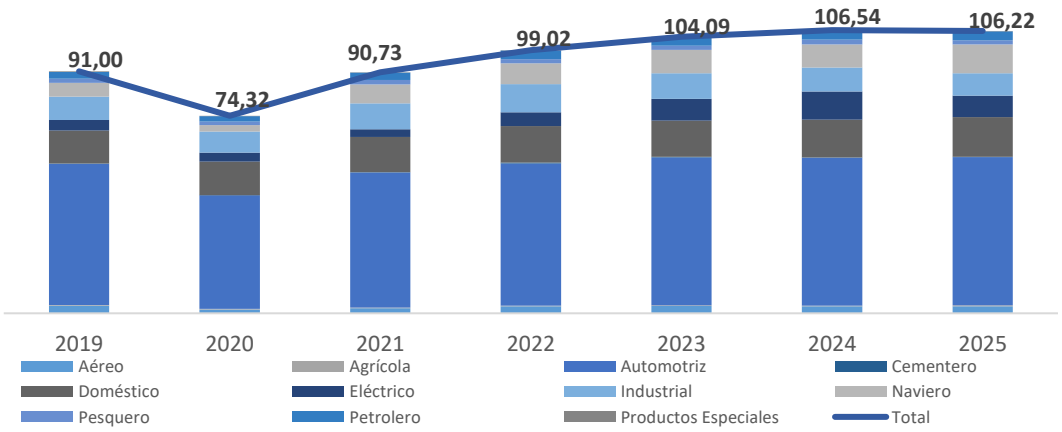
Uno de los sectores que mayor consumo presenta, es el sector transportista, ya que predomina el consumo de gasolinas y diésel, según la Cámara Nacional de Distribuidores de Derivados del Petróleo del

Ecuador – Camddepe, reporta cifras detalladas, por ejemplo, en el año 2024 el sector automotor consumió 55,66 millones de barriles de combustibles líquidos, frente a 55,56 millones de barriles en el mismo período de 2023; y para el 2025 este sector consumió 55,79 millones de barriles.

Así también, el diésel es usado por transporte pesado, transporte de carga y transporte público; mientras que las gasolinas dominan en el transporte privado, taxis y en el sector industrial. En 2025 el sector industrial usó cerca del 12 % del consumo total de diésel del país. El sector eléctrico también tiene gran peso en la industria (representa el 8%) ya que consume diésel y otros combustibles.

En general, el sector residencial consume muy poca gasolina y diésel, su consumo de hidrocarburos líquidos es marginal comparado con los sectores automotriz e industrial. Por el contrario, GLP es usado en los hogares para actividades de cocina y calefacción. Los otros sectores que considera al agro, pesca y minería tienen consumos de combustibles líquidos, pero en porcentajes bajos para gasolina y diésel. En usos específicos, la pesca puede usar fuel oil o derivados pesados; la minería y agro pueden usar diésel en maquinaria, pero esos consumos no igualan los del transporte público/privado ni al industrial.

Gráfico 19: Consumo por Sector de Derivados – Millones de Bls



Fuente: Estadísticos – EP PETROECUADOR

Es así, que el crecimiento del consumo de derivados de hidrocarburos depende de cada sector, sin embargo, el sector automotriz es el que más crece, seguido por el industrial, y el doméstico, aunque de modo más lento.

Cuadro 14: Derivados de hidrocarburos utilizados para la generación eléctrica (unidades físicas)

Año	Petróleo kBBL	Gas Natural miles MPC	Gas Licuado miles kg	Diésel Oil miles gal	Fuel Oil miles gal	Crudo Reducido miles gal
2019	2.808	18.065	13.176	127.922	134.027	16.112
2020	2.829	15.600	13.902	120.583	104.343	9.589
2021	2.734	15.541	12.975	126.077	93.418	11.901
2022	2.992	13.772	11.385	157.492	171.063	14.526
2023	3.100	12.677	9.956	217.844	224.369	16.192
2024	3.378	16.275	7.613	247.210	290.272	16.735

Fuente: Balance Energético Nacional 2024, MAE

Así también, tras la eliminación o reducción gradual de los subsidios a los combustibles, las importaciones de derivados de hidrocarburos realizadas por EP PETROECUADOR experimentaron una dinámica distinta entre 2020 y 2024, reflejando cambios en los patrones de consumo y en la estructura de costos del mercado interno. Inicialmente, la eliminación parcial de subsidios generó una contracción moderada de la demanda, especialmente en gasolinas y diésel, debido al ajuste de precios hacia niveles más cercanos al costo real de importación.

Esta medida permitió reducir temporalmente el volumen importado, al incentivar un uso más racional del combustible y la sustitución por opciones de menor costo o mayor eficiencia. Sin embargo, a partir de 2022, factores como la recuperación económica postpandemia, el crecimiento del transporte pesado y

del sector eléctrico térmico, y la limitada capacidad de refinación nacional impulsaron nuevamente la necesidad de importaciones, especialmente de diésel y gasolinas de alto octanaje.

En 2023 y 2024, el efecto de los precios internacionales del crudo, la volatilidad cambiaria y la alta dependencia energética del país mantuvieron presiones sobre la balanza comercial de hidrocarburos, pese a la reducción del subsidio. En términos estructurales, la eliminación de subsidios contribuyó a mejorar la sostenibilidad fiscal y a transparentar los costos energéticos, pero no logró reducir significativamente la dependencia externa, evidenciando la urgencia de modernizar el sistema de refinación, diversificar fuentes de energía y promover la eficiencia en el consumo para disminuir la exposición del país a la volatilidad del mercado internacional, aspecto que se evidencia también en el 2025.

Cuadro 15: Histórico de Importación de Derivados – Mbls

Producto	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Diésel 2	4.066	7.151	8.276	10.784	9.348	7.722
Diésel premium	15.115	16.652	19.991	21.424	24.229	25.758
Nafta Ron 93	10.421	14.041	7.829	-	-	-
Nafta Ron 85 - 80	4.771	3.878	7.481	7.503	8.738	9.656
Nafta Ron 95	-	-	3.403	12.677	12.896	14.621
Cutter Stock	2.982	2.317	-	-	-	-
GLP	12.411	12.819	13.765	13.561	15.172	15.862
Jef Fuel	169	-	-	90	454	674
Avgas	32	40	43	43	35	33
Total	**49.967**	**56.898**	**60.788**	**66.082**	**70.872**	**74.326**

Fuente: Información Estadística, Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cabe señalar que el subsidio provisional y que refleja la diferencia del precio de venta con relación costo operacional para el año 2025, se presentó conforme las siguientes cifras:

Cuadro 16: Subsidios Provisionales año 2025

Tipo de Producto	Subsidios Provisionales 2025 (USD)	% de Incidencia
AVGAS	(3.544.366)	0,17%
DIESEL	(925.284.890)	44,32%
GASOLINAS	(132.117.524)	6,33%
GLP	(860.579.327)	41,22%
OTROS (RESIDUOS, JET FUEL, FUEL OIL 4, ASFALTO)	(166.069.296)	7,96%
Total	**(2.087.595.403)**	**100%**

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura de Costos
Nota: Subsidio provisional es la diferencia del costo operativo versus el precio de venta.
La diferencia entre 2025-2026 obedece al incremento en los marcadores internacionales de precio de crudo, producto de situación geopolítica.

Para el año 2026 los subsidios provisionales presentados hasta el mes de abril 2026 y proyectados de mayo a diciembre 2026, se exponen conforme las siguientes cifras:

Cuadro 17: Subsidios Provisionales año 2026

Tipo de Producto	Subsidios Provisionales Ene - Abr y Proyectados May – Dic 2026 (USD)	% de Incidencia
AVGAS	(3.783.072)	0,09%
DIESEL	(1.902.639.041)	47,22%
GASOLINAS	(804.018.597)	19,95%
GLP	(874.548.706)	21,70%
OTROS (RESIDUOS, JET FUEL, FUEL OIL 4, ASFALTO)	(444.536.075)	11,03%
TOTAL	**(4.029.525.492)**	**100%**

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura de Costos
Nota: Subsidio provisional es la diferencia del costo operativo versus el precio de venta.
Nota 2: La diferencia entre 2025-2026 obedece al incremento en los marcadores internacionales de precio de crudo, producto de situación geopolítica.

Estas últimas cifras, consideran el impacto de la fluctuación del precio del crudo y derivados en el mercado internacional y conforme la proyección de mayo a diciembre 2026 consideran condiciones operativas estables.

2.2.3. Análisis de actores institucionales involucrados (Stakeholders)

Para el análisis de partes interesadas la empresa cuenta con el documento publicado en normativa interna dentro del proceso de Responsabilidad Social SSA.11.DR.02 matriz de partes interesadas de la EP PETROECUADOR, actualizado a julio de 2025, con la participación de todas la unidades orgánicas de la empresa para la coordinación de la Jefatura Corporativa de Relaciones Comunitarias y Responsabilidad Social, esta matriz cuenta con una base metodológica sólida que cumple con los requisitos de las normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 26000 e ISO 50001:2019 implementadas y certificadas por la empresa. A continuación, se extrae parte de la información de la matriz de partes interesadas de EP PETROECUADOR en la tabla sugerida:

Cuadro 18: Mapa de actores

Actores	Tipo	Rol	Relación (Directa / Indirecta)	Influencia (Alta, Media, Baja)	Servicios Relacionados (provistos por el actor)
*Ministerio de Ambiente y Energía*Comité Nacional de Eficiencia Energética*Ministerio de Infraestructura y Transporte (Subsecretaría de Puertos y Transporte Marítimo y Fluvial)*Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos*Servicio Nacional de Contratación Pública*Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos*Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social*Ministerio del Trabajo*Ministerio de Salud Pública*Agencia de Aseguramiento de la Calidad de los Servicios de Salud*Contraloría General del Estado*Servicio de Acreditación Ecuatoriano*Servicio de Rentas Internas*Ministerio de telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información*Secretaría Nacional de Comunicación*Dirección General de Aviación Civil* Organismo de Control y Vigilancia de la Actividad Aeronáutica y Aeroportuaria.*Corporación QUIPORT* Empresa Pública Metropolitana de Servicios Aeroportuarios*Empresa Metropolitana EP EMSA*Cuerpos de Bomberos locales/seccionales*Superintendencia de Protección de Datos Personales*Ministerio de Telecomunicaciones y de la Sociedad de la Información (MINTEL)*Defensoría del Pueblo*EPA*ARCOM*	Sector Público	Entes de Control (Directo): Regulador, Propietario, Planificador estratégico	Directa	Alta	Definición de políticas aprobación de inversiones, permisos de operación (sociales y ambientales) marco legal y regulatorio
*Ministerios (direcciones provinciales) *Gobiernos Autónomos Descentralizados* Defensoría del Pueblo*Servicio Ecuatoriano de Normalización INEN* Gobernaciones provinciales*Armada del Ecuador *Cuerpo de Bomberos*ECU 911*Coordinación Zonal MSP - Alto, *Hospital Básico del IESS*Ministerio de Interior *Ministerio de Defensa	Sector Público	Entes de Control (indirectos)	Indirecta	Media	Control de gestión del territorio, servicios de emergencia, y normalización, Relacionamiento con la comunidad
* MAE*Autoridades Ambientales Locales (acreditadas ante el Sistema Único de Manejo Ambiental SUMA)	Sector Público	Medio Ambiente	Directa	Alto	Control ambiental
Proveedores de bienes y servicios requeridos para las operaciones de cada unidad de negocio	Sector Privado	Proveedores Contratistas	Directa	Medio	Provisión de bienes y servicios requeridos por PETROECUADOR
*Prensa escrita*Agencias internacionales de noticias*Radios*Televisión*Redes Sociales*	Sector Privado	Medios De Comunicación	Indirecta	Medio	Comunicación de las condiciones operativas y políticas de la empresa
*Pobladores del área de influencia*Juntas parroquiales*Juntas de agua. * Organizaciones comunitarias*	Persona Natural	Comunidad	Directa	Medio	Exigencia de derechos y beneficios
*Gremios *ONG*Otras actividades productivas*Asociaciones*Instituciones educativas*Líderes de opinión*Aliados*Agencias de Empleo	Sector Privado	Sociedad	Indirecta	Bajo	Exigencia de derechos y beneficios
*Nacionales: negocios de comercialización de derivados y otros productos *Usuarios de combustibles*Usuarios de lubricantes*Usuarios industriales* Usuarios de la infraestructura empresarial *Internacionales: venta de crudo y derivados	Sector Privado	Clientes y Consumidores	Directa	Medio	Exigencia de provisión de productos y servicios de calidad
*Bancos *Banco Central del Ecuador (agente Financiero del Estado) * Organismos multilaterales	Sector Público	Entidades Financieras	Directa	Alto	Provisión de recursos financieros
*Empresa(s) Aseguradora(s)	Sector Privado	Aseguradoras / Reaseguradoras	Directa	Medio	Provisión de seguros
Inversionistas Academia* Organismos de cooperación internacional: ARPEL / OPEP	Sector Privado	Otros Aliados Estratégicos	Indirecta	Medio	Benchmarking, políticas energéticas globales, asesoría técnica
*Gerencia General*Gerencia de Mantenimiento de Exploración y Producción *Staff*Clientes Internos (Representantes Departamentales / Responsables del Proceso que reciben los entregables de cada unidad administrativa)	Sector Público	Alta Dirección	Directa	Alto	Ejecución del Plan estratégico empresarial

Actores	Tipo	Rol	Relación (Directa / Indirecta)	Influencia (Alta, Media, Baja)	Servicios Relacionados (provistos por el actor)
*Servidores Públicos*Obreros*Jubilados *Cetrapep (Comité de empresa único de la EP PETROECUADOR) *Comité paritarios de Seguridad y Salud en el Trabajo	Sector Público	Trabajadores	Directa	Alto	Provisión de mano de obra, exigencia de derechos
*Presidente de la República*Ministro de Ambiente y Energía *Secretario Nacional de la Administración Pública y Planificación*Gerente General de EP PETROECUADOR*	Sector Público	Directorio	Directa	Alto	Direccionamiento empresarial

***Nota:** La influencia es alta cuando la relación es directa entre la entidad y el actor; media cuando la relación se establece a través de otra entidad y el actor identificado; baja cuando la relación es casi inexistente.

3. Análisis FODA

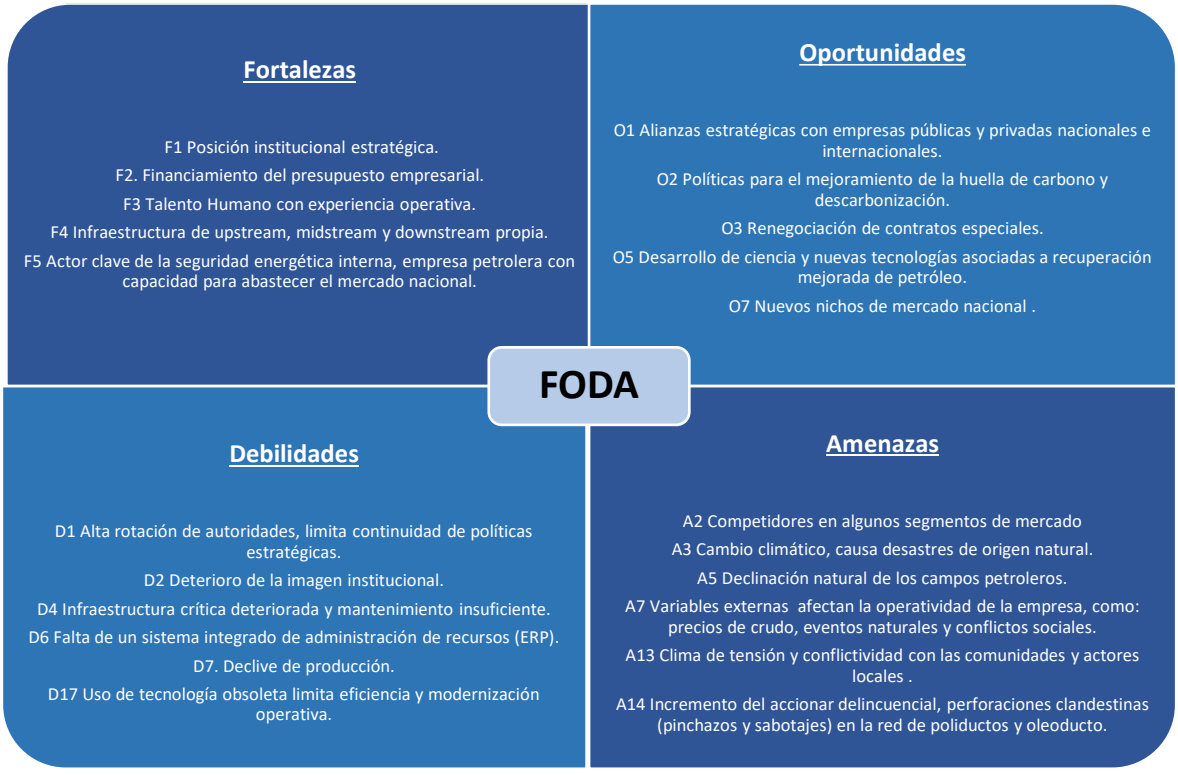
El análisis FODA permite realizar un análisis de las características propias de la empresa para observar cuáles son sus Fortalezas, Debilidades como empresa, y sus situaciones externas a través del estudio de las Oportunidades y Amenazas en el entorno que se desenvuelve.

La herramienta de análisis (FODA) permite explorar los factores positivos y negativos, tanto internos como externos, que afectan a la institución. Este análisis facilita, entre otras cosas, la elaboración de un análisis estratégico que identifique las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la entidad, la consolidación de un diagnóstico preciso y la identificación de acciones estratégicas que permitirán una toma de decisiones efectiva.[3]

Una vez realizado el diagnóstico institucional y el análisis situacional, se desarrolló con las áreas usuarias una metodología para el levantamiento del FODA empresarial, mismo que a continuación se presenta:

Resumen FODA:

Gráfico 20: FODA - resumen



Fuente: Talleres de trabajo Unidades de Gestión – EP PETROECUADOR

Matriz cruzada de FODA – FOFA DODA, se encuentra en anexo 8.1.

[3] Guía Metodológica de Planificación (SNP – diciembre 2024)

4. Elementos orientadores de la institución [4]

4.1. Visión

EP PETROECUADOR al 2029, será una empresa pública moderna y eficiente en la gestión de la cadena de valor de los hidrocarburos, respaldada por procesos que impulsan la excelencia, sistemas seguros y una administración ambientalmente responsable, fortaleciendo el abastecimiento nacional de combustibles y contribuyendo con sostenibilidad financiera al desarrollo del Estado

4.2. Misión

Explorar, producir, transportar, refinar, almacenar y comercializar a nivel nacional e internacional hidrocarburos, garantizando el abastecimiento interno oportuno, mediante prácticas eficientes, seguras, innovadoras y responsables con el ambiente, en beneficio de la sociedad ecuatoriana.

4.3. Valores

Los valores que fundamentan el actuar de la EP PETROECUADOR, son:

a. **Conciencia ambiental y social:** considerado como la priorización de la seguridad y la salud de nuestros empleados, fomentando el respeto a las comunidades y la conservación del medio ambiente, en procura de una armoniosa relación entre EP PETROECUADOR y la comunidad.
b. **Eficiencia:** considerado como la búsqueda constante de nuevas y mejores formas de hacer, con el objetivo de que todas las operaciones de EP PETROECUADOR se caractericen por el manejo óptimo de los recursos disponibles.
c. **Integridad**: considerada como la promoción permanente de la ética e integridad empresarial y humana, así como evidenciar en cada una de nuestras acciones un comportamiento honesto con el fin de demostrar solvencia moral, apegado al cumplimiento de normativa.
d. **Respeto:** considerado como un valor fundamental para crear y fomentar un espacio de armonía que favorezca al dialogo y la participación conjunta.
e. **Responsabilidad:** considerada como la convicción para asumir nuestras funciones y deberes, y cumplirlos de manera eficaz, eficiente y oportuna, en el marco de los objetivos estratégicos de la empresa.
f. **Solidaridad**: considerado como el sentido de apoyo, respaldo y defensa de las causas promovidas, en favor del desarrollo individual o colectivo de los miembros de la Empresa y de la sociedad.
g. **Transparencia:** considerada como una garantía de permanente actitud vertical y gestión objetiva para fortalecer la confianza y credibilidad reflejando honestidad y cumplimiento en todas nuestras operaciones brindando información adecuada y fiel a nuestro accionar.

4.4. Integridad y transparencia

La EP PETROECUADOR articula sus elementos, mediante la incorporación transversal de principios de ética, transparencia, cumplimiento y rendición de cuentas en la planificación, ejecución y evaluación de sus actividades; así como incorpora la integridad como eje transversal de su gestión estratégica, asegurando que los objetivos institucionales, proyectos de inversión, procesos de contratación, operaciones comerciales y mecanismos de gobernanza se encuentren alineados con los principios de transparencia, ética pública, cumplimiento normativo, gestión de riesgos de corrupción y control de lavado de activos. Para ello, fortalecerá los sistemas de cumplimiento e integridad, la gestión de riesgos institucionales, los controles internos y la cultura organizacional, contribuyendo al logro sostenible de los objetivos empresariales y a la generación de confianza en la ciudadanía y los grupos de interés.[5]

[4]La EP PETROECUADOR se rige conforme a su decreto de creación - Nro. 1221 de fecha 07-01-2021.
[5]Gestionado por la Subgerencia de Cumplimiento (Jefatura Anticorrupción – Jefatura Control de Lavado de Activos)

5. Elementos estratégicos

5.1. Objetivos Estratégicos Empresariales

A continuación, se listan los objetivos estratégicos empresariales de la EP PETROECUADOR:

1. Fortalecer las capacidades institucionales.
2. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.
3. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos.
4. Mantener la producción de derivados en los centros de industrialización.
5. Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional.
6. Mantener la responsabilidad social y ambiental con los colaboradores, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia.
7. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.
8. Incrementar las actividades de Comercio Internacional

Gráfico 21: Mapa Estratégico EP PETROECUADOR



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

5.2. Estrategias empresariales

La Descripción de estrategias por OEE se presenta a continuación:

Cuadro 19: Estrategias Empresariales por OEE

Objetivos	Estrategias
Objetivo 1. Fortalecer las capacidades institucionales	1.1 Optimizar la gestión empresarial a través del uso eficiente y eficaz de los recursos
	1.2 Incrementar el nivel de integridad y transparencia en el manejo de la empresa
	1.3 Fortalecer la gestión de seguridad de personal, y protección física de instalaciones y bienes de la EP PETROECUADOR
	1.4 Optimizar los costos asociados a la cadena productiva
Objetivo 2. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	2.1 Optimizar la producción de hidrocarburos con la aplicación de tecnologías emergentes, digitalización de operaciones y gestión inteligente de yacimientos
Objetivo 3. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	3.1 Implementar un programa integral de recuperación secundaria de hidrocarburos
Objetivo 4. Mantener la producción de derivados en los centros de industrialización	4.1 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa de las plantas, a través de mantenimientos programados
	4.2 Optimizar y monitorear los sistemas de refinación, identificando y mitigando riesgos que puedan afectar la disponibilidad y confiabilidad operativa
	5.1 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa

Objetivo 5. Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional	5.2 Optimizar y Monitorear los sistemas de transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados a nivel nacional
Objetivo 6. Mantener la responsabilidad social y ambiental con los colaboradores, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	6.1 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas
	6.2 Fortalecer relaciones comunitarias y comunicación transparente para reducir conflictos locales y proteger la reputación institucional
Objetivo 7. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	7.1 Impulsar la fidelización de marca, con la gestión de mercadeo y servicio al cliente para mantener y captar clientes para la abastecedora y comercializadora de la EP PETROECUADOR
	7.2 Asegurar los niveles de inventarios de derivados
	7.3 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos a los clientes de la EP PETROECUADOR
	7.4 Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento
Objetivo 8. Incrementar las actividades de comercio internacional	8.1 Fortalecer la gestión comercial internacional, con el fin de mejorar los diferenciales obtenidos en las exportaciones de hidrocarburos

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

5.2.1 Indicadores y metas

El listado completo de objetivos, estrategias, indicadores y metas correspondientes se incluyen en el anexo 8.2. Se debe considerar que las metas que constan en este anexo, son las que se manejan al interno de la Institución y para mayor detalle con respecto a la Subsecretaría, las metas se encuentran dentro de las fichas de cada indicador. A continuación, se presenta el resumen de indicadores, fórmulas y metas 2026-2029.

Cuadro 20 Articulación de los elementos estratégicos empresariales de la EP PETROECUADOR

Indicadores	Responsable	Fórmula de Cálculo		Metas Plurianuales			
			2025	2026	2027	2028	2029
1. Ejecución presupuestaria empresarial	Finanzas	(Monto ejecutado acumulado del presupuesto de costos, gastos e inversiones/Monto programado acumulado del presupuesto de costos, gastos e inversiones) x100	-	100%	100%	100%	100%
2. Ahorro económico por desplazamiento de diésel por generación con gas asociado	Exploración	AEDDGGA= [KWh Generados con gas Asociado] / [Rendimiento promedio de Unidades de Generación Diesel KWh/gal] x Precio promedio de Galón Diésel USD/gal]	-	82,4	72,3	74,8	78,3
3. Mantenimiento, administración, operación y mejora continua del Sistema de Gestión de Cumplimiento	Cumplimiento	(Actividades ejecutadas del SGC / Actividades Planificadas SGC) x 100	-	100%	100%	100%	100%
4. Estudios de seguridad física en las instalaciones de la EP PETROECUADOR	Seguridad Física	(Actividad ejecutada/Actividad programada) x 100	-	100%	100%	100%	100%
5. Costo de refinación de derivados	Refinación	Costos y gastos de la Gerencia de Refinación + gastos de soporte administrativo / producción de derivados en refinerías	-	7,83	7,36	6,79	6,83
6. Costo de Exploración y Producción de petróleo	Exploración	Costos y gastos de la Gerencia de Exploración y Producción + gastos de soporte administrativo / producción de petróleo	-	27,9	28,55	28,3	27,74
7. Producción de petróleo	Exploración	(Producción acumulada de Petróleo crudo real / Producción acumulada de petróleo programada) * 100	100%	100%	100%	100%	100%
8. Producción de gas natural	Exploración	(Producción de Gas Natural Acumulada real / Producción de gas natural acumulada programada) * 100	100%	100%	100%	100%	100%
9. Implementación de proyectos para el proceso de recuperación secundaria	Exploración	(Número de proyectos implementados/número de proyectos programados) *100	-	100%	100%	100%	100%
10. Índice de disponibilidad de plantas REE,RLL,RSH	Refinación	(Días efectivos ponderados de operación REE,RLL,RSH/días ponderados programados de operación REE,RLL,RSH)x100	96%	96%	96%	96%	96%
11. Carga de crudo en refinerías	Refinación	(Volumen de crudo procesado en refinerías (BLS/mes) /Volumen de crudo programado procesar BOD en refinerías (BLS/mes)) x100	96%	96%	96%	96%	96%
12. Producción de derivados en refinerías	Refinación	(Volumen de derivados producidos en las refinerías (Bls/mes) /Volumen de derivados programados producir (BOD) en las refinerías (Bls/mes)) x100	96%	96%	96%	96%	96%
13. Disponibilidad operativa del sistema de transporte SOTE	Transporte	(Días transcurridos desde el 1 enero hasta cierre del periodo de evaluación) - (Ho / 24) Agrupado: Ho (horas) = H (horas de operación planificadas del período) – MCNP	-	358	358	358	358
14. Cumplimiento de Servicio de Transporte de Crudo SOTE	Transporte	Volumen transportado acumulado SOTE / Volumen recibido acumulado SOTE) *100	98%	98%	98%	98%	98%

Indicadores	Responsable	Fórmula de Cálculo		Metas Plurianuales			
			2025	2026	2027	2028	2029
15. Transporte de derivados	Transporte	(Volumen transportado acumulado ductos / Volumen Programado POA) *100	98%	98%	98%	98%	98%
16. Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por EP PETROECUADOR	Seguridad, Salud y Ambiente	Sumatoria de fuentes de contaminación eliminadas por AV y RAM	130	75	78	81	86
17.Índice de ejecución de medidas de reducción de riesgos (IEMRR)	Seguridad, Salud Y Ambiente	IEMRR= ((w1 x ICP) + (w2 x ICM))	-	50%	55%	55%	55%
18. Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias	Relaciones Comunitarias	(Número de actividades realizadas/número de actividades previstas) *100	100%	100%	100%	100%	100%
19. Nivel de satisfacción del cliente nacional	Comercialización Nacional	((Nivel de satisfacción del cliente de abastecedora * Peso ponderado) + (Nivel de satisfacción del cliente de estaciones de servicio afiliadas * Peso Ponderado) + (Nivel de satisfacción del cliente final de estaciones de servicio de comercializadora * Peso ponderado))	-	87%	87%	88%	88%
20. Importación de derivados de hidrocarburos	Programación	(Volúmenes importados de derivados / volúmenes importados de derivados programados) * 100	100%	100%	100%	100%	100%
21. Niveles de derivados (Stock seguridad)	Programación	Volumen total en refinerías, terminales y poliductos / demanda promedio del mes	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
22. Cumplimiento de la Demanda respecto a la programación balance oferta- demanda de derivados	Comercialización Nacional	(Volumen despachado/volumen programado (Balance oferta demanda mensual)) x 100	-	96%	96%	96%	96%
23. Producción de derivados	Programación	(Producción de derivados/Producción de derivados programada) *100	98%	98%	98%	98%	98%
24. Exportación de crudo con contratos a mediano y largo plazo	Comercio Internacional	(Volumen de crudo comercializado a mediano y largo plazo /Total del saldo exportable de crudo de los estimados hidrocarburíferos) *100	-	80%	80%	80%	80%

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

5.3. Identificación de programas empresariales

El detalle de programas y proyectos empresariales se presenta en el anexo 8.3.

El presupuesto codificado de inversión a mayo 2026 es de USD 704.094.041 de los cuales USD 659.063.265,75 corresponden a proyectos de inversión que cuentan con estudios completos y con aprobación de priorización por parte del Directorio y el monto de USD 44.976.990,00 corresponde a la adquisición de activos fijos. El monto restante, corresponde a USD 53.785,00 de la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente, que solicitó la exclusión del proyecto: Repotenciación del Centro de Gestión de Desechos bloque 57 Shushufindi de los planes y portafolios, con memorando PETRO-SSA-2026-0893-M de 30 de marzo de 2026. Aunque mantiene una asignación en el presupuesto de inversión, actualmente no cuenta con proyectos asociados, por lo que estos recursos se destinan a otras actividades.

Los valores de presupuesto 2026, corresponden netamente a los proyectos de inversión por un monto de USD 659.063.265,75 con un total de 23 proyectos de las unidades de Refinación, Transporte y Comercialización Nacional. La Gerencia de Exploración y Producción registra la inversión mediante AFP (Autorización de Fondo para Proyectos), los cuales dependiendo de su locación o bloque son asociados a programas y proyectos que se detallan en el anexo.

A continuación, un breve resumen de los proyectos 2026-2029:

Cuadro 21: Resumen de proyectos

Resumen Proyectos de Inversión (USD)					
Objetivo Estratégico Empresarial	# Proyectos	Presupuesto 2026	Presupuesto 2027	Presupuesto 2028	Presupuesto 2029
OE2. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	5	635.452.505,05	997.162.942,08	935.549.848,14	883.147.845,78

Resumen Proyectos de Inversión (USD)					
Objetivo Estratégico Empresarial	# Proyectos	Presupuesto 2026	Presupuesto 2027	Presupuesto 2028	Presupuesto 2029
OE4. Mantener la producción de derivados en los centros de industrialización	10	6.256.770,30	78.485.247,61	135.006.296,59	123.617.649,19
OE5. Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional	7	13.624.695,00	60.090.481,00	70.375.520,00	42.854.560,00
OE7. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	1	3.729.295,40	13.655.534,94	9.325.208,90	0
Total Proyectos de Inversión Priorizados	**23**	**659.063.265,75**	**1.149.394.205,63**	**1.150.256.873,63**	**1.049.620.054,97**
Total Activos Fijos		**44.976.990,00**	**54.170.097,34**	**62.000.218,14**	**57.274.280,93**
Total Seguridad, Salud y Ambiente		**53.785,00**	**65.000,00**	**65.000,00**	**65.000,00**
Total Presupuesto de Inversión		**704.094.040,75**	**1.203.629.302,97**	**1.212.322.091,77**	**1.106.959.335,90**

Fuente: Jefatura de PMO

Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

5.4. Programación plurianual y anual del presupuesto

La Programación Plurianual del Presupuesto (PPP) asegurará la sostenibilidad en el tiempo de los programas, proyectos y actividades operativas de la empresa, los mismos que muestran el valor empresarial del escenario presupuestario plurianual desglosado en costos y gastos e inversiones.

Cuadro 22: Presupuesto de costos y gastos e inversión – USD*

Presupuesto	2025	2026	2027	2028	2029
Presupuesto de inversión	501.495.053	704.094.041	1.203.629.303	1.212.322.091	1.106.959.335
Presupuesto de costos y gastos	3.893.467.283	4.123.311.632	3.782.999.779	3.533.669.712	3.320.616.971
Presupuesto empresarial total	**4.394.962.336**	**4.827.405.673**	**4.986.629.082**	**4.745.991.803**	**4.427.576.306**

Fuente: Subgerencia de Finanzas
Nota: Cifras año 2025 corte diciembre; año 2026 conforme Presupuesto Codificado al cierre del mes de mayo; años 2027-2029 proyectados sujetos a revisión y ajustes.
Nota 2: * Los valores proyectados de los años 2027-2029 están sujetos a revisión y ajustes; por tanto, se actualizarán de acuerdo con la situación operativa, económica, política y directrices presupuestarias (Estimados Hidrocarburíferos MAE y Proyecciones MEF) que se den en dichos años.
Nota 3: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Las proyecciones de años futuros están sujetas a revisión; puesto que fueron elaborados sobre la base de los Estimados Hidrocarburíferos vigentes a la fecha de elaboración de las proyecciones y que fueron revisadas por el Ministerio de Finanzas. No obstante, es pertinente señalar que la relación causal entre mayor inversión y reducción esperada de OPEX obedece que para el año 2028, se tiene previsto ejecutar proyectos de la Gerencia de Refinación como son: Construcción y Montaje de tres Tanques para almacenar NAO (120.000 bls), NBE (200.000 bls) y Diesel (200.000 bls) en Refinería Esmeraldas (USD 34,1 millones); Reingeniería y Construcción del Sistema de Drenajes de los Efluentes Líquidos de REE (USD 56,3 millones); Provisión, construcción y puesta en operación de las nuevas Islas de Despacho de Productos en RLL (USD 32,6 millones) principalmente. En cuanto a gastos, la cifra puede sufrir variaciones de acuerdo con las actividades priorizadas u optimizadas por las áreas usuarias.

6. Articulación de los elementos estratégicos institucionales a los instrumentos de la planificación SNDPP.

Los Objetivos Estratégicos de la EP PETROECUADOR, se alinean a los siguientes objetivos del Plan Nacional de Desarrollo *"Ecuador No Se Detiene 2025–2029"*:

6. Precautelar el uso sostenible de los recursos naturales, la protección del ambiente, así como la optimización y la eficiencia energética, y;

8. Fortalecer la institucionalidad pública de forma eficiente, transparente y participativa.

En el anexo 8.4 se encuentra la matriz completa de articulación de los elementos estratégicos.

Cuadro 23: Articulación Elementos Estratégicos

Objetivo PND 2025-2029	Desc_Política _PND	Desc_Meta_PND	Meta ODS	Meta Sectorial	Objetivos
8. Fortalecer la institucionalidad pública de forma eficiente, transparente y participativa	8.2 Consolidar la gobernabilidad democrática y la cohesión territorial, con la provisión de servicios públicos de calidad y la gestión pública articulada en el territorio	Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,35 en el 2024 a 6,67 al 2029	16.6 Crear a todos los niveles instituciones eficaces y transparentes que rindan cuentas	No aplica	Objetivo 1. Fortalecer las capacidades institucionales
6. Precautelar el uso sostenible de los recursos naturales, la protección del ambiente, así como la optimización y la eficiencia energética	6.3 Garantizar una gestión eficiente, responsable y sostenible de los recursos naturales no renovables con la optimización de la producción de hidrocarburos	Incrementar el promedio diario del volumen de producción de hidrocarburos de 478.737,19 BEPD en el 2024 a 500.881,96 BEPD al 2029.	No aplica	Incrementar el volumen de producción de petróleo crudo de 475.272,00 BPPD en el año 2024 a 580.309,00 BPPD al año 2029.	Objetivo 2. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural
			No aplica	Incrementar el volumen de producción de gas natural de 3.437,00 BEPD (20,33 MMPCD) en el año 2024 a 6.171,00 BEPD (36,51 MMPCD) al año 2029.	
			No aplica	No aplica	Objetivo 3. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos
			No aplica	Asegurar la disponibilidad Operacional de los Centros de Refinación de Esmeraldas, Shushufindi y La Libertad	Objetivo 4. Mantener la producción de derivados en los centros de industrialización
			No aplica	Asegurar la disponibilidad operativa de los sistemas de transporte OCP y SOTE en al menos 358 días al año al 2029.	Objetivo 5. Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional
6. Precautelar el uso sostenible de los recursos naturales, la protección del ambiente, así como la optimización y la eficiencia energética	6.4 Conservar, restaurar y gestionar el patrimonio natural y su biodiversidad, que contemple la reducción de contaminación y la resiliencia a los desafíos ambientales y climáticos	Incrementar las fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por el operador estatal responsable y avaladas por la Autoridad Ambiental de 1.947 en el 2024 a 2.425 al 2029.	12.4 De aquí a 2020, lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida, de conformidad con los marcos internacionales convenidos, y reducir significativamente su liberación a la atmósfera, el agua y el suelo a fin de minimizar sus efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente	No aplica	Objetivo 6. Mantener la responsabilidad social y ambiental con los colaboradores, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia
	6.3 Garantizar una gestión eficiente, responsable y sostenible de los recursos naturales no renovables con la optimización de la producción de hidrocarburos	Incrementar el promedio diario del volumen de producción de hidrocarburos de 478.737,19 BEPD en el 2024 a 500.881,96 BEPD al 2029.	No aplica	No aplica	Objetivo 7. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos
6. Precautelar el uso sostenible de los recursos naturales, la protección del ambiente, así como la optimización y la eficiencia energética	6.3 Garantizar una gestión eficiente, responsable y sostenible de los recursos naturales no renovables con la optimización de la producción de hidrocarburos	Incrementar el promedio diario del volumen de producción de hidrocarburos de 478.737,19 BEPD en el 2024 a 500.881,96 BEPD al 2029.	No aplica	No aplica	Objetivo 8. Incrementar las actividades de comercio internacional

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

7. Gestión para la Implementación del Plan Institucional – Proyección Empresarial

La implementación del Plan Institucional constituye la fase en la cual la planificación se traduce en acciones concretas, orientadas a garantizar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y el aporte de la institución a las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo (PND). En esta etapa la EP PETROECUADOR, operativiza sus estrategias mediante la ejecución coordinada de programas, proyectos y actividades de gestión conforme las atribuciones legales que como Empresa Pública son necesarias para cumplir con su misión.

La gestión para la implementación se sustenta en la articulación entre la planificación estratégica, operativa y financiera. Para ello cada acción se vincula a indicadores y metas que permiten monitorear avances, identificar desviaciones y adoptar medidas correctivas de manera oportuna, fortaleciendo la eficiencia y eficacia de la gestión.

Como parte del proceso de implementación, la sistematización del plan institucional se realizará en los sistemas informáticos oficiales de planificación y seguimiento, los cuales permiten consolidar información, asegurar la trazabilidad de decisiones y facilitar la comunicación interna y externa de los resultados. Este registro sistemático constituye una herramienta clave para la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones basada en evidencia.

En conjunto, la implementación del plan institucional requiere una gestión integral que articule capacidades técnicas, coordinación entre las áreas y mecanismos de monitoreo continuo, permitiendo que la EP PETROECUADOR, avance de manera coherente hacia el logro de sus objetivos estratégicos.

7.1 Proyección empresarial

En este apartado se presentan las proyecciones de la producción de petróleo y gas, producción de derivados, demanda interna de derivados, relacionados a las actividades de producción, refinación transporte y comercialización; es importante indicar que las proyecciones incluidas en este acápite, no representan valores definitivos y servirán únicamente como una referencia de lo que la empresa plantea lograr en los siguientes años, sobre la base de los últimos estimados hidrocarburíferos vigentes para el periodo 2026-2029, incluyendo la línea base del año 2025, datos que se presentan a continuación:

Cuadro 24: Proyección de situación financiera 2026-2029

	Proyección del Estado de Situación 2026 - 2029 [Millones de USD]						
Concepto	**2029**	**2028**	**2027**	**2026**	**2025**	**Variación 2026-2029**	**Análisis de variaciones**
Activos							
Activos corrientes	**4.052,19**	**4.131,21**	**4.050,20**	**4.129,33**	**4.234,83**	**-1,87%**	
Efectivo y equivalente de efectivo	515,37	525,89	515,58	526,10	539,92	**-2,04%**	Incluye cuentas operativas de EP PETROECUADOR y cuentas bancarias en el CDB (China Development Bank), BOC 2 Shaya y Consorcio Shushufindi.
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	2.473,47	2.523,95	2.474,46	2.524,96	2.592,36	**-2,04%**	N/A
Inventarios	971,48	991,31	971,87	991,70	1.018,18	**-2,04%**	N/A
Gastos pagados por anticipado	91,86	90,06	88,30	86,57	84,37	**6,12%**	Este rubro incluye los anticipos que corresponden a la gestión de la CFDD.
Activos no corrientes	**12.819,02**	**8.658,01**	**8.520,13**	**8.385,29**	**8.209,50**	**52,88%**	
Propiedad, planta y equipo	194,18	190,37	186,64	182,98	178,34	**6,12%**	El incremento corresponde a la adquisición de propiedad planta y equipo y la estimación de la depreciación que se aplica de manera mensual a la misma.
Obras en curso	313,28	319,67	326,20	332,85	341,74	**-5,88%**	El decremento debido a que en el 2026 se tiene planificado realizar la liquidación de los proyectos que están en operación y reclasificar a la cuenta de Propiedad Planta y Equipo o a la que corresponda según análisis Costo o Gasto.
Activos Intangibles	1,41	1,38	1,38	1,38	1,38	**2,17%**	N/A
Activos por derecho de uso	17,26	16,92	16,59	16,26	10,30	**6,15%**	El incremento corresponde a la aplicación de los registros de la NIIF 16, varía según los arrendamientos de buques que se den en el año.
Inversiones de explotación y desarrollo	11.413,55	7.248,57	7.106,45	6.967,10	6.790,55	**63,82%**	El incremento corresponde a la estimación de adquisiciones del PP&E para la Gerencia de Exploración y Producción. En el año 2029 se tiene previsto ingresar alrededor de 4.000 MM

Concepto	Proyección del Estado de Situación 2026 - 2029 [Millones de USD]						
	2029	2028	2027	2026	2025	Variación 2026-2029	Análisis de variaciones
							correspondientes a los bienes entregados por los consorcios en los Contratos de Servicios Especiales.
Inversiones de exploración	765,74	765,74	765,74	765,74	765,74	**0,00%**	N/A
Inversiones en acciones	14,44	14,16	13,88	13,61	13,26	**6,10%**	N/A
Otros activos	96,92	98,90	100,92	102,98	105,72	**-5,88%**	El decremento corresponde a las cuentas de fondos restringidos, se estima liberar fondos en el año 2026.
Gastos pagados por anticipado	2,25	2,30	2,35	2,40	2,46	**-6,25%**	N/A
Total Activos	**16.871,21**	**12.789,22**	**12.570,33**	**12.514,62**	**12.444,33**	**34,81%**	
	Pasivos						
Pasivos corrientes	**3.069,38**	**3.122,36**	**3.062,72**	**3.115,93**	**3.182,64**	**-1,49%**	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.789,00	2.845,92	2.790,12	2.847,06	2.923,06	**-2,04%**	El decremento corresponde al registro de las provisiones de bienes y servicios.
Pasivo contractual	38,79	39,58	40,39	41,21	42,32	**-5,87%**	N/A
Beneficios empleados corto plazo	92,53	90,72	88,94	87,19	84,98	**6,12%**	El incremento corresponde a la provisión de décimo tercero, cuarto y la remuneración variable del año.
Pasivos por impuestos corrientes	132,57	129,97	127,42	124,92	121,76	**6,12%**	N/A
Pasivo por arrendamiento CP	16,49	16,17	15,85	15,54	10,53	**6,11%**	El incremento corresponde a la aplicación de los registros de la NIIF 16, varía según los arrendamientos de buques en el año.
Pasivos no corrientes	**1.945,63**	**1.953,94**	**1.963,03**	**1.972,92**	**1.985,81**	**-1,38%**	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.007,02	1.027,57	1.048,54	1.069,94	1.098,50	**-5,88%**	El decremento corresponde a la estimación del pago de los juicios laborales.
Fondos Recibidos de Terceros	137,71	140,52	143,39	146,31	150,22	**-5,88%**	El decremento corresponde a la proyección de pago de los fondos recibidos de Shaya.
Obligaciones por beneficios definidos	500,08	490,27	480,66	471,23	459,29	**6,12%**	El incremento corresponde a las provisiones por estudio actuarial donde constan los rubros de: Retiro Voluntario, Jubilación Patronal, Desahucio, y Contrato Colectivo.
Provisión por abandono de campo y desmantelamiento	283,10	277,54	272,10	266,77	260,01	**6,12%**	El incremento corresponde al cálculo del abandono de campo (ARO) de la Gerencia de Exploración y Producción.
Pasivo por arrendamiento LP	1,42	1,39	1,37	1,34	0,00	**5,97%**	El incremento corresponde a la aplicación de los registros de la NIIF 16, varía según los arrendamientos de buques en el año.
Provisión para contingentes	16,31	16,64	16,98	17,33	17,79	**-5,89%**	El decremento corresponde a ingresos que se reconocerán el momento del cobro. La provisión para contingencias registra los valores pagados a terceros en procesos judiciales inicialmente desfavorables para la empresa. Una vez efectuado el desembolso y al obtener posteriormente un fallo favorable, la empresa inicia el proceso de recuperación de dichos montos. En este contexto, el registro contable se reconoce como un pasivo vinculado al riesgo de recuperación, y no como un ingreso, ya que constituye una obligación contingente hasta que el cobro se haga efectivo.
Total Pasivos	**5.015,01**	**5.076,29**	**5.025,75**	**5.088,85**	**5.168,44**	**-1,45%**	
	Patrimonio						
Capital Social	3.012,78	3.012,78	3.012,78	3.012,78	3.012,78	**0,00%**	N/A
Aportes ex operadoras	7.506,35	7.486,35	7.486,35	7.486,35	7.486,35	**0,27%**	N/A
Fondos entregados y recibidos neto	3.390,37	4.440,89	5.606,27	6.957,49	8493,46	**-51,27%**	La variación de esta cuenta depende de las exportaciones, venta nacional a navieros a precio internacional, crudo recibido de las compañías prestadoras de servicio y consumo interno de crudo.
Otro resultado integral	-196,35	-192,50	-188,73	-185,03	-180,34	**6,12%**	N/A
Adopción por primera vez NIIF	-1.415,92	-1.415,92	-1.415,92	-1.415,92	-1.415,92	**0,00%**	N/A
Resultado del ejercicio	1.177,64	1.337,50	1.473,73	1.690,54	688,35	**-30,34%**	N/A
Resultados acumulados	-1.618,68	-6.956,18	-8.429,91	-10.120,45	-10.808,80	**-84,01%**	El decremento se realiza por la reclasificación de USD 688,35; del resultado del ejercicio del año 2025, a la cuenta de resultados acumulados en el año 2026, y así respectivamente en los períodos siguientes.
Total Patrimonio	**11.856,20**	**7.712,93**	**7.544,58**	**7.425,78**	**7.275,89**	**59,66%**	
Total Pasivos + Patrimonio	**16.871,21**	**12.789,22**	**12.570,33**	**12.514,62**	**12.444,33**	**34,81%**	

Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura Corporativa de Gestión Contable
Nota: El registro en libros de los bienes recibidos de los Contratos Especiales depende de que se contrate y ejecute la consultoría para la valoración de la Propiedad Planta y Equipo de la EP PETROECUADOR.
Nota 2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Cuadro 25: Proyección de Estado de Resultados 2026-2029(Millones de USD)

PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PEC)

Concepto	2029	2028	2027	2026	2025	Variación 2026-2029	Análisis de Variaciones
Ingresos Operacionales	12.361,93	12.549,95	12.405,32	12.848,38	13.275,40	-3,79%	Los ingresos para el 2026, corresponden a los Estimados de Hidrocarburos 2026 - 2029, remitidos por el MAE, reflejan disminución del 3,22% debido a la caída en el precio estimado de venta del crudo, fijado en USD 53,47.
Costos y Gastos Operacionales	-10.077,54	-10.112,22	-9.852,93	-10.085,14	-10.698,98	-0,08%	La estimación para el 2026, asciende a USD 10.887 millones de los cuales 802 millones corresponden a la proyección de depreciaciones y amortizaciones, para la presentación del formato se las excluye en este rubro.
EBITDA	**2.284,39**	**2.437,73**	**2.552,39**	**2.763,24**	**2.576,42**	**-17,33%**	
Depreciaciones y Amortizaciones	-851,59	-834,90	-818,53	-802,48	-891,64	6,12%	Este rubro corresponde a la estimación de Depreciaciones y Amortizaciones que es parte de la proyección del costo de ventas.
Resultado Operacional	**1.432,80**	**1.602,84**	**1.733,86**	**1.960,76**	**1.684,78**	**-26,93%**	
Ingresos No Operacionales	124,29	121,86	119,47	117,12	125,81	6,12%	Para el 2026 se proyecta USD 117 millones, lo que representa un decremento del 6,23% respecto al 2025. Este rubro incluye ingresos no operacionales presupuestarios por USD 66 millones, provenientes de multas por incumplimiento de contratos de Exploración y Producción, intereses de mora, demorajes, penalizaciones y recuperación de siniestros. Se considera como ingresos no operacionales no presupuestarios, USD 51 millones, por amortización del derecho contractual del Consorcio Shaya, el valor del cálculo del método de participación proporcional derivado de las inversiones en acciones que EP PEC mantiene en las compañías de economía mixta Lojagas y Austrogas.
Costos y Gastos No Operacionales (**)	-379,45	-387,19	-379,60	-387,35	-1.122,24	-2,04%	En los gastos y costos no operacionales se encuentran contemplados los pagos debido a indemnizaciones por derrame de hidrocarburos, valores por optimización de la nómina, el costo del personal administrativo, el pago de remuneración, beneficios sociales, servicios de terceros, suministros y materiales, depreciación propiedad planta y equipo del área administrativa, aportes, contribuciones y costos financieros.
Resultado No Operacional	**-255,16**	**-265,34**	**-260,13**	**-270,22**	**-996,43**	**-5,58%**	
Resultado Neto	**1.177,64**	**1.337,50**	**1.473,73**	**1.690,54**	**688,35**	**-30,34%**	

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.
Nota 2: * La proyección del Estado de Resultados se ha realizado en base a las cifras del Presupuesto 2026, que se encuentran en revisión por parte del MEF.
Nota 3: ** La proyección de gastos administrativos para el año 2026, ascienden a USD 387 millones, que frente al año 2025, presenta un incremento decremento del 64,99%, esto debido a que en el año 2025 se encuentran registrados como gastos no presupuestarios y no recurrentes los siguientes rubros: • Extinción de obligaciones con CELEC por un valor de USD 177.978.046,02; acorde memorando Nro. MEF-STN-2025-0465-M de 24 de junio de 2025. • Condonación de deuda con la Empresa Pública TAME en Liquidación por USD 157.031.483,15; conforme resolución Oficio Nro. PETRO-PGG-2025-0756-O. • Reconocimiento de gastos de Pasivos Contingentes Laborales seguidos por funcionarios y ex funcionarios, en contra de la EP PETROECUADOR, por concepto de juicios de homologación salarial, reintegros, daño a la salud, daños y perjuicios, desahucio, entre otros por el valor de USD 127.178.563,90. • Valores correspondientes a Pasivos Contingentes, originados por juicios de Patrocinio, seguidos por terceros, en contra de la EP PETROECUADOR, entre los cuales existen juicios administrativos, civiles, penales, entre otros, se contabilizó como gasto un valor total de USD 26.778.722,81.

Cuadro 26: Costo de Ventas
Cifras en USD

AÑO	EXPORTACIONES DE CRUDO	EXPORTACIÓN DE DERIVADOS	VENTA INTERNA DE DERIVADOS	VENTA DE GAS NATURAL	TOTAL
2026	2.880.297.815,70	258.437.235,50	7.679.210.047,96	69.674.095,63	10.887.619.194,78
2027	2.491.874.388,08	176.957.507,92	7.918.959.423,28	83.664.885,09	10.671.456.204,37
2028	2.149.383.383,98	170.151.449,93	8.553.349.725,77	74.229.363,17	10.947.113.922,85
2029	1.838.852.681,28	156.539.333,93	8.868.119.000,96	65.625.711,01	10.929.136.727,18

Fuente: Jefatura de Costos, Subgerencia de Finanzas

7.1.1. Producción de hidrocarburos

Las Estimaciones de Hidrocarburos del periodo 2026-2029 fueron elaboradas sobre la base de la información proporcionada por la EP PETROECUADOR, oficializada mediante oficio Nro. MAE-VH-2026-0144-OF de fecha 23 de marzo de 2026, por el Viceministerio de Hidrocarburos; así como, la información remitida por las Compañías Privadas que operan bajo contratos de prestación de servicios y de participación, respecto a la producción de sus Bloques.

El perfil está realizado sin tomar en cuenta restricciones presupuestarias, debido a que las inversiones por la actividad ajustada al cronograma tentativo para cada activo dependerán del presupuesto asignado a EP PETROECUADOR y de la aprobación de los permisos ambientales para la ejecución de las actividades planteadas. Los pronósticos de producción se estimaron de acuerdo con las condiciones actuales de los campos y los resultados dependerán de la ejecución de los trabajos de perforación y cambios de zona analizados, ya que estos pueden variar dependiendo del comportamiento de los yacimientos.

Se estima un perfil de producción de petróleo para el año 2026 de 369.748 barriles de petróleo promedio diario. Sin embargo, para el 2027 se observa una declinación del 9,24%, llegando a un valor de 335.568 barriles de petróleo promedio diario, para el año 2028 el valor de producción día bordeará los 309.643, con un porcentaje menor del 16,25% en relación con el 2026, para el 2029 se estima un valor de 289.509 barriles de petróleo promedio diario, lo que representará una disminución del 21,7%% en comparación con el año 2026.

Respecto al total de producción en volumen, se estima un perfil de producción de crudo y gas para el año 2026 de 137.120 miles de barriles equivalentes. Para el año 2027 se observa que disminuye a 127.337 miles de barriles equivalentes lo que representa un 7,13% menos, para el año 2028 bordeará los 117.491 miles de barriles equivalentes, con una reducción del 14,31%%; y, para el año 2029 se estima un valor de 109.145 miles de barriles equivalentes, lo que representará una disminución del 20,40%% en comparación con el año inicial 2026.

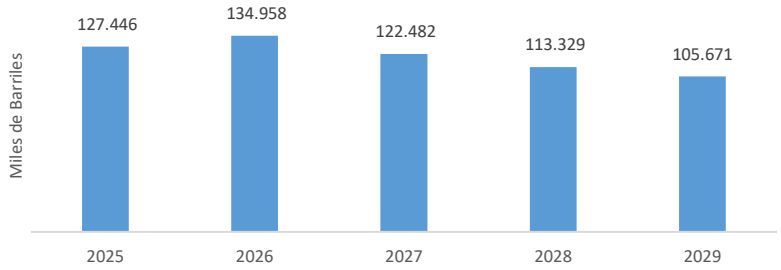
Cuadro 27: Proyección de la producción de crudo y gas

Proyección de Crudo y Gas					
Producción anual por activo [Cifras en miles de barriles]					
Activo	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Auca	22.827,95	22.697,93	20.870,96	18.561,48	14.962,66
ITT	15.068,28	13.372,20	8.549,42	4.763,00	1.628,08
Sacha	25.298,97	27.961,06	31.521,48	32.914,11	29.525,35
Shushufindi	18.878,46	20.221,59	17.479,76	15.728,28	13.718,86
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	11.847,21	13.116,82	10.539,68	8.880,23	7.408,16
Oso-Yuralpa	6.742,32	7.836,56	6.942,58	5.690,37	4.873,73
Cuyabeno	6.352,96	6.389,09	4.670,10	3.344,87	2.392,52
Indillana	4.851,71	4.425,93	3.683,28	3.162,00	2.581,17
Libertador	3.276,66	4.777,60	4.394,53	3.034,99	2.052,40
Lago Agrio	3.861,65	4.667,92	3.941,47	2.995,67	2.305,06
Palo Azul	4.392,10	5.042,55	4.648,53	3.342,80	2.383,02
Amistad (Pacoa)	10,33	9,96	9,74	9,59	9,39
Bloque 16 y 67	4.030,42	4.235,17	4.033,93	3.569,54	3.063,86
Reactivación de pozos D.A.	-	-	-	-	-
Prospectos Exploratorios	-	203,68	1.197,03	7.332,38	18.766,51
Producción Subtotal Crudo	**127.439,02**	**134.958,06**	**122.482,49**	**113.329,31**	**105.670,77**
Crudo recuperado Amazonía Viva	6,87	-	-	-	-
Producción total Crudo	**127.445,89**	**134.958,04**	**122.482,49**	**113.329,32**	**105.670,77**
Gas Amistad	1.135,42	2.161,73	4.854,89	4.162,02	3.474,07
Gas Asociado	-	-	-	-	-
Producción Total Gas	**1.135,42**	**2.161,73**	**4.854,89**	**4.162,02**	**3.474,07**
Producción total anual	**128.581,31**	**137.119,77**	**127.337,38**	**117.491,34**	**109.144,84**

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos –2026-2029 - oficio Nro. MAE-VH-2026-0144-OF de fecha 23 de marzo de 2026, Año 2025: real.

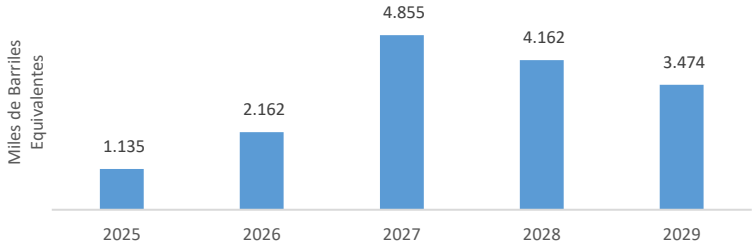
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Gráfico 22: Proyección de la producción de crudo



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 23: Proyección de la producción de gas



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Se prevé alcanzar el 100% de la producción de crudo y gas establecidos en los estimados hidrocarburíferos, con la incorporación de 8 nuevas torres de perforación y 18 torres de workover que se irán incorporando al terminar el año 2026; así como también la reactivación de 28 pozos cerrados, avanzar con los prospectos exploratorios, con la finalidad de cumplir las siguientes cifras previstas en la programación hidrocarburífera sectorial.

Por otra parte, se propone nuevos indicadores de costos que son los siguientes:

Costo de refinación de derivados: Este indicador corresponde a la suma de costos y gastos de la Gerencia de Refinación + gastos de soporte administrativo / producción de derivados en refinerías.

Costo de producción de Exploración y Producción de petróleo: Costos y gastos de la Gerencia de Exploración y Producción + gastos de soporte administrativo / producción de petróleo

Cuadro 28: Proyección de los costos de producción por barril

Costos en USD Periodo 2026-2029				
Indicador	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Costo de refinación de derivados	7,83	7,36	6,79	6,83
Costo de Exploración y Producción de petróleo	27,90	28,55	28,30	27,74

Fuente: Subgerencia de Finanzas – EP PETROECUADOR
Nota: Información correspondiente a Presupuesto Codificado 2026 y Programación, remitida por el área de Presupuestos de la Subgerencia de Finanzas y corresponde a presupuesto codificado con corte a febrero 2026. Información correspondiente a rubros de Depreciaciones y Amortizaciones, remitida por el área de Contabilidad de la Subgerencia de Finanzas. Información volumétrica, acorde a Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 remitidos mediante Oficio No. MAE-VH-2026-0144-OF de 23 de marzo de 2026.

7.1.2. Producción de derivados

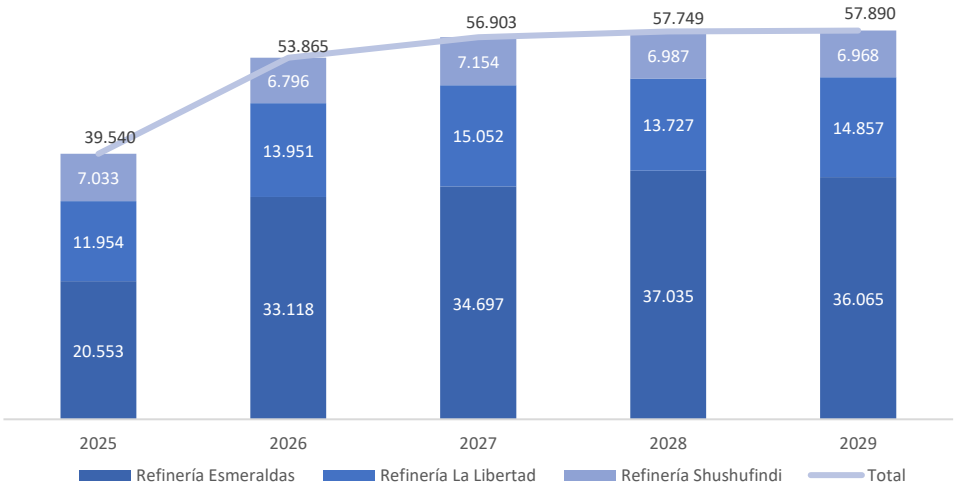
Se continuará operando en las tres refinerías (Esmeraldas, Shushufindi y La Libertad), con la finalidad de mantener la producción de los diferentes derivados de hidrocarburos, con una disponibilidad de plantas al 96% que apalancan la carga de crudo y producción de derivados.

Cuadro 29: Proyección cargas de crudo

PROYECCIÓN CARGAS DE CRUDO [Mbls]				
Año	Refinería Esmeraldas	Refinería La Libertad	Refinería Shushufindi	Total
2025	20.553	11.954	7.033	39.540
2026	33.118	13.951	6.796	53.865
2027	34.697	15.052	7.154	56.903
2028	37.035	13.727	6.987	57.749
2029	36.065	14.857	6.968	57.890

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos –2026-2029 - oficio Nro. MAE-VH-2026-0144-OF de fecha 23 de marzo de 2026.
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Gráfico 24: Proyección de cargas de crudo



Fuente: Estimados Hidrocarburíferos – 2026-2029, oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026

La proyección de producción nacional de derivados muestra una tendencia al alza en el periodo 2026-2029 al pasar de 75.692 miles de barriles en el año 2026 a 80.006 en el año 2029. En porcentaje esto representa un incremento para el año 2029 del 5,7% en relación con el año 2026.
La producción de derivados estará apalancando especialmente a los productos de mayor demanda como son: gasolinas super, extra y eco país, así como diésel, fuel oil, entre otros.

Cuadro 30: Proyección de la producción nacional de derivados

Proyección Producción Nacional de Derivados [Mbls]					
Año	2025	2026	2027	2028	2029
Gasolinas	29.806	29.516	29.588	29.867	30.145
Diésel 2	4.541	5.171	4.600	4.621	5.351
D. premium	3.128	6.518	7.536	8.089	6.848
Fuel oil # 4	7.579	8.803	9.523	9.748	9.835
Fuel oil # 6 Exp.	1.490	5.485	4.940	4.750	4.370
Fuel oil # 6 Nav.	-	5.505	4.560	4.560	4.560
Fuel oil # 6 Nac.	8.630	3.687	4.991	6.698	7.183
Residuo	3.552	3.488	3.666	3.548	3.570

Proyección Producción Nacional de Derivados [Mbls]					
Año	2025	2026	2027	2028	2029
Jet A-1	2.053	2.963	2.588	2.641	2.562
GLP	877	1.628	1.914	2.205	2.538
Asfaltos	1.258	1.477	1.471	1.493	1.516
Otros	1.385	1.451	1.479	1.497	1.528
Total	64.299	75.692	76.856	79.717	80.006

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos – 2026-2029, oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

7.1.3. Días de stock en Terminales y refinerías a nivel nacional:

Cuadro 31: Días de stock en terminales

Días de Stock en Terminales y Refinerías a Nivel Nacional	
Año	Días Promedio
2025	10,5
2026	10,5
2027	10,5
2028	10,5
2029	10,5

Fuente: Gerencia de Transporte

El día promedio en stock se proyecta de manera constante en los años comprendidos entre el 2026 y 2029, siendo 10,5 días en promedio.

7.1.4. Transporte de crudo

Se prevé mantener el transporte de crudo y derivados con un porcentaje del 98%, sobre la cantidad de crudo recibido, tanto para la ocupación del SOTE, como para el transporte de derivados por ductos-poliductos y autotanques en el país; pues el SOTE tiene una capacidad máxima de 360.000 bpd y 390.000 bpd utilizando químico reductor, esta capacidad se conserva hasta la actualidad.

Cuadro 32: Transporte de petróleo SOTE

Transporte de Petróleo SOTE 2025 – 2029 Cifras en Barriles Promedio Día					
SOTE	2025	2026	2027	2028	2029
CAPACIDAD	360.000	360.000	360.000	360.000	360.000
ESTIMADOS (*)	(**)260.557	328.531	314.162	308.454	293.368

Fuente: Gerencia de Transporte – EP PETROECUADOR
Nota:(*) 2026-2029 Datos tomados Estimados Hidrocarburíferos-oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23/03/2026.
Nota 2:(**) 2025 tomado de las cifras estadísticas de EP PETROECUADOR.

Así también para el transporte de derivados de poliductos, se operará en los mismos, con las diferentes características y capacidades a nivel nacional, conforme se detalla a continuación:

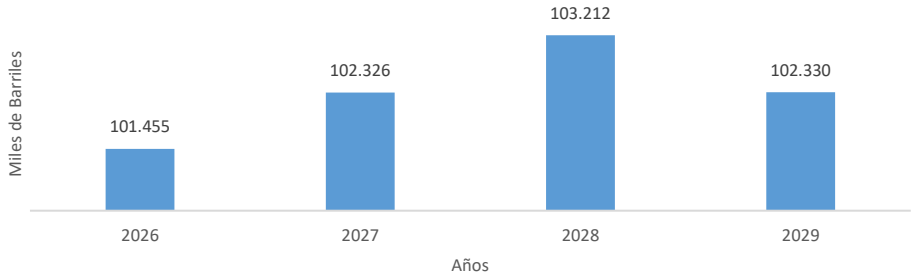
Cuadro 33: Capacidades de poliductos

Capacidades de los poliductos a nivel nacional Miles de barriles				
Poliducto	2026	2027	2028	2029
Esmeraldas - Santo Domingo	26.958	26.958	26.958	26.958
Santo Domingo – Beaterio*	21.519	21.519	21.519	21.519
Santo Domingo – Pascuales*	-	-	-	-
Quito - Ambato - Riobamba	6.429	6.429	6.429	6.429
Ambato – Riobamba*	1.899	1.899	1.899	1.899
Shushufindi - Quito	1.661	1.632	1.603	1.632
Libertad - Pascuales	8.673	8.803	8.935	8.804
Libertad - Manta	4.240	4.241	4.241	4.240
Tres Bocas - Pascuales	23.675	24.148	24.631	24.151
Pascuales - Cuenca	11.676	11.909	12.147	11.911
Tres Bocas - Fuel Oil	3.020	3.080	3.142	3.080
Monteverde - Chorrillo	15.123	15.126	15.126	15.125
Total Transporte Poliductos	101.455	102.326	103.212	102.330

Fuente: Gerencia de Transporte
Nota: Cifras provisionales calculadas en promedio.

Nota2: *Total de capacidad poliductos, no incluye ramales Sto. Domingo - Beaterio, Sto. Domingo - Pascuales, Ambato – Riobamba.
Nota 3: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Gráfico 25: Proyección transporte por poliductos (2026 – 2029)



Fuente: Gerencia de Transporte

7.1.5. Demanda de derivados

Alineados a la producción de derivados, con la finalidad de atender la demanda de derivados de hidrocarburos a nivel nacional y garantizar la provisión de combustibles principalmente para el sector automotriz-gasolinas e industrial – diésel, GLP, entre otros, se tiene una meta por cumplir y atender al 96% la demanda nacional; así como se prevé garantizar un nivel de stocks a nivel país de al menos 10,5 días de combustibles.

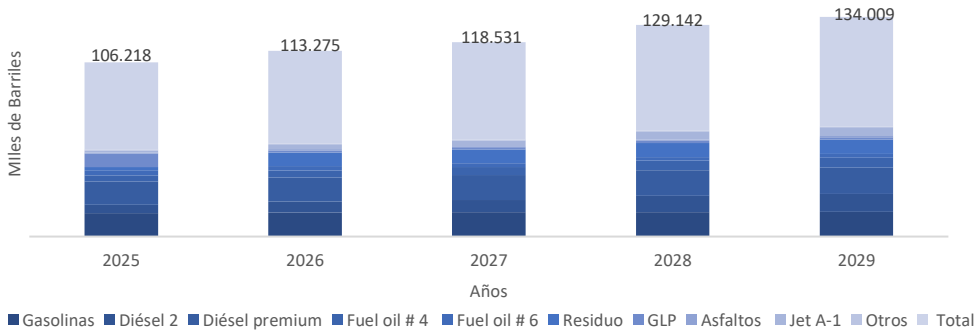
Cuadro 34: Proyección demanda de derivados

Proyección Demanda De Derivados [Mbls]					
Año	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Gasolinas	28.692	29.326	29.609	29.888	30.167
Diésel 2	9.879	13.227	14.798	19.724	21.751
Diésel premium	28.551	29.529	30.474	31.347	32.217
Fuel oil # 4	7.386	8.344	9.919	11.493	12.029
Fuel oil # 6	6.426	5.505	4.560	4.560	4.560
Residuo	4.016	5.213	6.773	9.304	10.031
GLP	16.065	16.496	16.870	17.255	17.639
Asfaltos	1.236	1.480	1.471	1.493	1.515
Jet A-1	2.641	2.779	2.646	2.640	2.635
Otros	1.326	1.376	1.411	1.438	1.465
Total	106.218	113.275	118.531	129.142	134.009

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 - oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

La demanda de los combustibles a excepción del Diésel 2 tiene un crecimiento normal conforme al histórico de la demanda, en el caso particular del Diésel 2 existe un crecimiento del 9.8 a 21.6 millones de barriles marcados directamente por el incremento del consumo por parte del sector eléctrico (CENACE - Viceministerio de Electricidad) debido a la proyección para incorporación de nuevas centrales termoeléctricas que principalmente consumirán Diésel 2.

Gráfico 26: Proyección de demanda de derivados



Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 - oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026

La demanda interna de derivados muestra un incremento del año 2026 para el 2027 de 4,64% al pasar de 113.275 miles de barriles a 118.531 miles de barriles. De igual forma la demanda para el año 2029 asciende a 134.009 miles de barriles, lo que representa un incremento con relación al año 2026 de 18,3%.

Por lo anterior, para satisfacer el mercado nacional de derivados, se requerirá de importaciones, se encuentra previsto cumplir el 100% de las importaciones de productos programados (Diésel, Naftas, GLP, AVGAS, Jet A1).

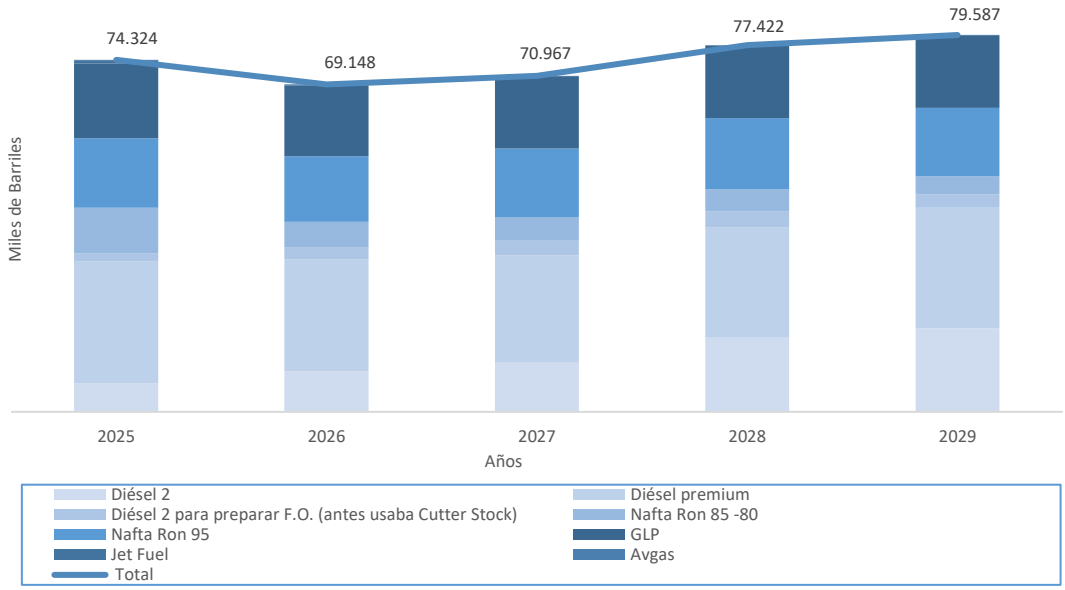
En línea con la programación de la demanda, se prevé importar derivados, especialmente naftas para atender los productos de mayor demanda como son: gasolinas, diésel, GLP, entre otros.

Cuadro 35: Proyección importaciones de derivados

Proyección Importaciones de Derivados [Mbls]					
Año	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Diésel 2	6.029	8.569	10.360	15.680	17.640
Diésel premium	25.758	23.553	22.680	23.240	25.480
Diésel 2 para preparar F.O. (antes usaba Cutter Stock)	1.692	2.657	3.080	3.360	2.800
Nafta Ron 93	-	-	-	-	-
Nafta Ron 85 - 80	9.656	5.339	5.015	4.720	3.835
Nafta Ron 95	14.620	13.860	14.455	15.045	14.455
Cutter Stock	-	-	-	-	-
GLP	15.862	14.912	15.337	15.337	15.337
Jet Fuel	674	225	-	-	
Avgas	33	33	40	40	40
Total	74.324	69.148	70.967	77.422	79.587

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 - oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026.
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Gráfico 27: Proyección importación de derivados



Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 - oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026

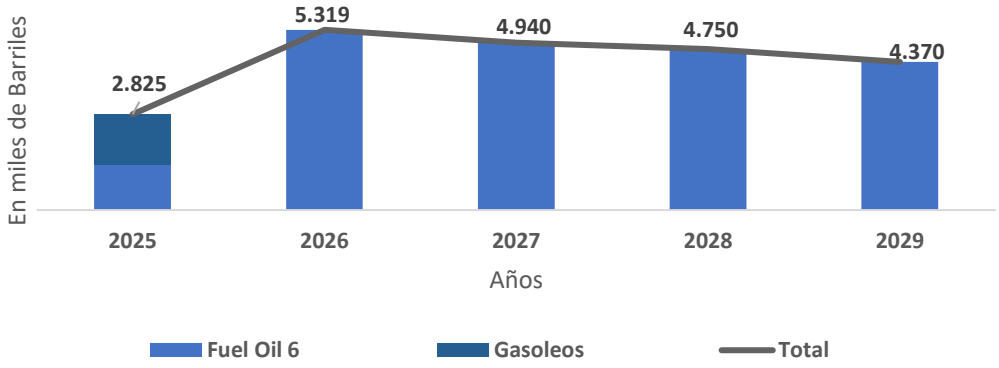
En la proyección de importación de derivados se tiene un crecimiento del 15,09% en el periodo 2026-2029, esto es 10.438 miles de barriles. El diésel premium es el producto que más se importa, representando el 32,50% de la importación promedio de derivados, y de manera contraria, el AVGAS es el producto que menos se importa, tan sólo representa el 0,05% de la importación promedio de derivados. La exportación de derivados para el año 2026 será de 5.319 miles de barriles, sin embargo, presenta una disminución del 17,84% para el 2029, lo que representa 949 miles de barriles.

Cuadro 36: Proyección exportaciones de derivados

Proyección Exportaciones de Derivados [Mbls]					
Año	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**
Fuel Oil 6	1.327	5.319	4.940	4.750	4.370
Gasóleos	1.498	0	0	0	0
Total	**2.825**	**5.319**	**4.940**	**4.750**	**4.370**

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029- oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026

Gráfico 28: Proyección exportaciones de derivados



Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029 - oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026

Respecto a las exportaciones de crudo, se encuentra previsto alcanzar el 95% de la programación establecida para atender los volúmenes de cargamentos establecidos, conforme las tarifas de las compañías privadas para el efecto.

7.1.6. Medio ambiente

Así también, con la finalidad de minimizar los impactos ambientales, se continuará con la programación de apagado de mecheros, que, hasta el mes de diciembre de 2025, se han eliminado 172 (112 de la Fase 1 y 60 de la Fase 2) que corresponde al 41% de avance como parte del plan para la eliminación de mecheros. Se espera alcanzar la cantidad de 424 mecheros tradicionales hasta el año 2030.

Actividades Ejecutadas:

El plan de acción para eliminación y/o reemplazo gradual y progresivo de mecheros tradicionales en el Distrito Amazónico, se está ejecutando, de acuerdo con lo establecido, en las siguientes fases:

- FASE 1 - Eliminar y/o reemplazar los mecheros en plataformas de producción y estaciones de proceso. – La Fase 1 inició en marzo 2022 y finalizó en diciembre 2023, con el desmantelamiento de 112 mecheros, alcanzando un cumplimiento del 26,42% sobre el total de mecheros identificados en el Distrito Amazónico.

- FASE 2 - Eliminar y/o reemplazar los mecheros de las plataformas de producción y Estaciones de Procesamiento (hasta 2030), por lo cual, hasta diciembre de 2025 se han apagado y desmantelado 60 mecheros, lo que representa un 14,15% de cumplimiento respecto al total identificado

Cuadro 37: Eliminación progresiva de mecheros tradicionales

Fase 1 años 2022-2023		Fase 2 hasta el año 2030							Total
2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
54	58	28	32	30	60	60	50	52	**424**

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

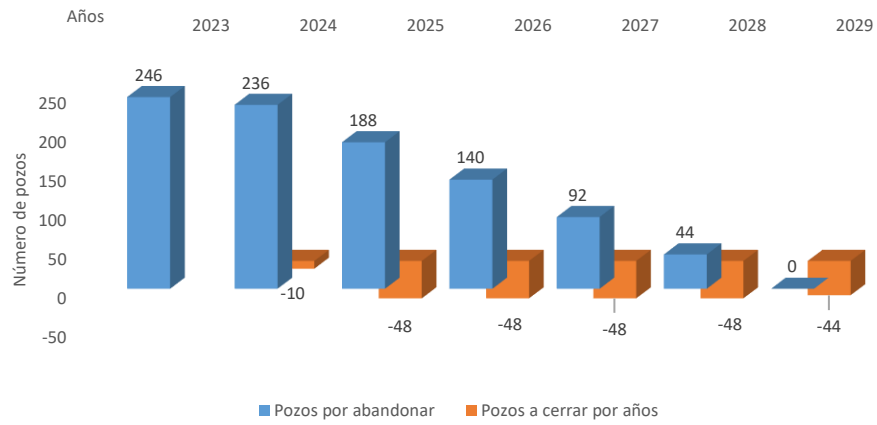
En las estaciones de producción petroleras se cuenta con sistemas de seguridad necesarios para la operación, llamados sistemas de alivios y venteos, conforme la normativa internacional API 521, y como parte de este sistema se encuentran los mecheros.

Dando cumplimiento a lo resuelto por la Corte Constitucional del Ecuador en la Causa Nro. 6-22-CP donde se emite dictamen favorable de la consulta popular, de la siguiente pregunta: *"¿Está usted de acuerdo con que el gobierno ecuatoriano mantenga el crudo ITT, conocido como bloque 43, indefinidamente bajo el subsuelo?",* así como los resultados de la consulta que fueron proclamados por el Consejo Nacional Electoral (CNE) mediante resolución PLE-CNE-2-31-8- 2023 de 31 de agosto del 2023, que obtuvo los siguiente: la respuesta SI el 58.95%; y, la respuesta NO obtuvo el 41.05%. EP PETROECUADOR dispone de la siguiente planificación preliminar para el cierre y abandono de pozos.

Cronograma de cierre y abandono de pozos – bloque 43 ITT:

Se estableció un cronograma para el cierre y abandono de pozos que se presenta a continuación:

Gráfico 29: Cronograma de cierre ITT



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Cuadro 38: Pozos a cerrar por años

2024	2025	2026	2027	2028	2029
10	48	48	48	48	44

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Creación del Comité de Ejecución Voluntad Popular ITT:

Mediante Decreto Ejecutivo Nro. 257 de 8 de mayo de 2024, el señor Presidente Constitucional de la República dispuso:

"Artículo 1.- Creación del Comité de ejecución de la voluntad Popular Yasuní - ITT.- "Créase el Comité Ejecución de la Voluntad Popular Yasuní – ITT (CEVP Yasuní - ITT), con la finalidad de cumplir con la voluntad popular con respecto al retiro progresivo y ordenado de toda actividad relacionada a la extracción de petróleo en el Bloque 43".

Estudio para el cierre, desmantelamiento y abandono (CDA) del Bloque 43 ITT:

EP PETROECUADOR a través de la Gerencia de Proyectos de la Gerencia de Exploración y Producción se encuentra en el estudio de mercado para el "SERVICIO TÉCNICO ESPECIALIZADO PARA EL DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN, Y ESTUDIO CONCEPTUAL PARA EL CIERRE, DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO ANTICIPADO (CDA) DEL BLOQUE 43 -ITT", que como parte del alcance se encuentra:

1) Actualización del Relevamiento de Instalaciones
2) Estudios integrados.
3) Estudio de Impacto Ambiental para el cierre y abandono forzoso del Bloque 43.
4) Plan Integral de Viabilidad del Cierre, Desmantelamiento y Abandono (CDA)

Los entregables del servicio consiste en realizar los estudios conceptuales para el cumplimiento de la consulta popular para el "cierre anticipado de operación y abandono del Bloque 43 ITT", para entregar al Comité de Ejecución de la Voluntad Popular Yasuní – ITT y a los entes de control para revisión y validación como el Ministerio de Ambiente y Energía y ARCH Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera y otros.

Situación actual

Para el año 2025 se realizó el abandono de 48 pozos, este avance representa al 100% de cumplimiento (48 de los 48 pozos) con respecto a los pozos planificados abandonar en el año 2025. Los 48 pozos abandonados representan 19.51% del total de 246 pozos planificados para abandono.

Al momento el Activo ITT-EDY-AP se encuentra en espera de disposiciones por parte de las autoridades para continuar con el proceso de abandono, ya que como se menciona se va a requerir de una licencia ambiental por pozo para el abandono de estos. De igual forma, se continuará la atención a las fuentes de contaminación, producto de la actividad hidrocarburífera, así como la atención a la seguridad física de las instalaciones de la EP PETROECUADOR, con la finalidad de evitar pinchazos, sabotajes, entre otros.

El cierre del Campo ITT genera impactos sociales negativos en las comunidades de influencia directa. Para el Abandono total del Campo, se estiman preliminarmente los siguientes requerimientos:

- Presupuesto requerido para abandono y compensaciones: USD 1.596 millones.

- USD 1.345 millones por costos de abandono del campo;
- USD 251 millones por pérdida de empleo y compensación Social;

Los valores referidos anteriormente, constituyen cifras preliminares y estimadas, las cuales no constan en los análisis financieros hasta que no se cuente con los montos finales.

Resumen Plan Operativo: a continuación, se presenta el resumen del Plan Operativo para el periodo 2026 – 2029:

Cuadro 39: Resumen Plan Operativo 2026 - 2029

Cifras en miles de barriles

DETALLE	2025*	2026	2027	2028	2029
PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS	**128.581**	**137.120**	**127.337**	**117.491**	**109.145**
Crudo	127.445	134.958	122.482	113.329	105.671
Gas Campo Amistad (BOE)	1.135	2.162	4.855	4.162	3.474
PRODUCCIÓN CRUDO Y GAS (BLS/DÍA)	**352.278**	**375.671**	**348.870**	**321.015**	**299.027**
CARGAS DE CRUDO A REFINERÍAS	**39.540**	**53.865**	**56.904**	**57.749**	**57.890**
Esmeraldas	20.553	33.118	34.697	37.035	36.065
Libertad	11.954	13.951	15.053	13.727	14.857
Shushufindi	7.033	6.796	7.154	6.987	6.968
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS	64.299	75.692	76.856	79.717	80.006
TRANSPORTE DE DERIVADOS	102.717	104.149	106.094	108.075	110.078
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS	74.324	69.148	70.967	77.422	79.587

Fuente: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029- oficio MAE-VH-2026-0144-OF 23 marzo 2026
Nota: * Ejecutado a diciembre 2025
Nota 2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

8. ANEXOS

8.1. Matriz cruzada FODA
8.2. Indicadores y Metas
8.3. Programas y Proyectos Institucionales
8.4. Articulación de los elementos estratégicos
8.5. Fichas metodológicas de indicadores y metas firmadas.
8.6. Supuestos del Estado de Resultados 2026-2029

9. APROBACIÓN PLAN INSTITUCIONAL

9.1 Medio de Verificación – Resolución de Directorio