PLAN GENERAL DE NEGOCIOS, EXPANSIÓN E INVERSIÓN

DE EP PETROECUADOR

2026









Aprobado mediante Resolución
Nro. DIR-EPP-13-2026-08-24
del 24 de agosto de 2026

EP PETROECUADOR

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO – CONTEXTO....5
2 CONCEPTO DE NEGOCIO....5
2.1 INFRAESTRUCTURA PETROLERA....7
3 ANÁLISIS DE MERCADO....9
3.1 Mercado....9
3.1.1 Producción de Hidrocarburos....9
3.1.2 Transporte y comercialización de Crudo....9
3.1.3 Refinación, transporte y comercialización de derivados....10
3.2 Clientes....13
3.2.1 Comercialización Internacional....13
3.2.2 Comercialización Nacional....13
3.3 Competidores....14
4. PLANIFICACIÓN COMERCIAL Y OPERATIVA....14
4.1 PLANIFICACIÓN COMERCIAL....14
4.2 PLAN DE VENTAS....18
4.3 PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES....19
4.3.1 Producción de crudo y gas natural....20
4.3.2 Pozos por perforar....21
4.3.3 Workovers de inversión (CAPEX)....21
4.3.4 Licencias Ambientales....22
4.3.5 Gestión Social....22
4.3.6 Transporte de crudo....23
4.4 REFINACIÓN - PRODUCCIÓN DE MEZCLAS Y DERIVADOS....23
4.4.1 Transporte de derivados....24
4.4.2 Comercialización Nacional....25
4.4.3 Comercialización Internacional....25
4.5 PROYECCIONES....27
4.5.1 Inversiones, costos y gastos....27
5. PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN....29
5.1 ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN....29
6. PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN....31
6.1 PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN....31
7. PLAN FINANCIERO....33
7.1 SUPUESTOS....33
7.1.1 Supuestos Presupuesto Proyectado de Ingresos:....33
7.1.2 Supuestos Presupuesto de Costos, Gastos e Inversiones (Opex y Capex):....34
7.1.3 Supuestos Presupuesto Proyectado de CFDD:....34
7.1.4 Supuestos Presupuesto Otros Egresos:....34
7.1.5 Supuestos Presupuesto Optimización MEF:....34
7.1.6 Supuestos Presupuesto de la línea “Diferencia para Equilibrio Presupuestario”:....34
7.2 Estado de Situación Proyectado....35
7.3 Flujo de Caja....36
7.4 Estado de Resultados Proyectado....37
8. EVALUACIÓN DE RIESGOS....40
9. ANEXOS....41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Proyección Presupuesto 2026 (USD Millones) 5
Tabla 2: Bloques Petroleros EP PETROECUADOR 6
Tabla 3: Producción nacional de crudo por tipo de productor 9
Tabla 4: Importación y exportación de productos. 15
Tabla 5: Concursos de Importación - Exportación de Hidrocarburos 16
Tabla 6: Precio promedio exportación. 16
Tabla 7: Comercialización Mercado SPOT 16
Tabla 8: Principales destinos de exportaciones que realizó EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR. 17
Tabla 9: Matriz de margen de contribución neto por segmento. 18
Tabla 10: Proyección de Resultados Operativos por segmento. 19
Tabla 11: Participación de la producción promedio barriles/día por activo 20
Tabla 12: Proyección de pozos totales por perforar por activo. 21
Tabla 13: Proyección de pozos totales por perforar por campo. 21
Tabla 14: Capacidad instalada de refinerías. 24
Tabla 15: Presupuesto de Inversiones - CAPEX 2026 (USD) 27
Tabla 16: Presupuesto de costos y gastos - OPEX 2026 28
Tabla 17: Estrategias Empresariales. 30
Tabla 18: Integración de Capital en Subsidiarias 31
Tabla 19: Resumen Proyectos de Inversión 31
Tabla 20: Proyectos de Inversión por unidad de negocio 32
Tabla 21:Principales parámetros de cálculo 33
Tabla 22: Importación de Derivados 34
Tabla 23: Proyección del estado de situación financiera - Millones de USD 35
Tabla 24: Implementación NIIF 36
Tabla 25: Flujo de caja proyectado 2026 36
Tabla 26: Flujo de caja proyectado 2026 (CFDD) 37
Tabla 27: Proyección del estado de resultados EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR 38
Tabla 28: Índices Financieros 39

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Instalaciones Operativas EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR 6
Gráfico 2: Infraestructura de EP PETROECUADOR.....8
Gráfico 3: Producción de Crudo y Gas 9
Gráfico 4: Histórico de transporte de crudo por el SOTE 10
Gráfico 5: Histórico de exportación de crudo.....10
Gráfico 6: Histórico de cargas de crudo en refinerías.....11
Gráfico 7: Histórico producción nacional de derivados.....11
Gráfico 8: Histórico demanda de derivados 12
Gráfico 9: Histórico demanda de derivados sin Sector Eléctrico 12
Gráfico 10: Histórico importaciones de derivados 13
Gráfico 11: Mapa Estratégico 20
Gráfico 12: Variante definitiva SOTE.....24
Gráfico 13: Cadena de Comercialización 25
Gráfico 14: Modelo de negocio comercialización internacional de hidrocarburos 26

1 RESUMEN EJECUTIVO - CONTEXTO

La EP PETROECUADOR es la empresa pública líder del sector hidrocarburífero en el Ecuador, con participación integral en toda la cadena de valor: exploración, producción, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización nacional e internacional de crudo y sus derivados. Su gestión se desarrolla en estricto cumplimiento del marco normativo vigente, bajo principios de sostenibilidad ambiental y responsabilidad social, tanto con su talento humano como con las comunidades ubicadas en las zonas de influencia de sus operaciones.

Con más de 50 años de trayectoria en el país, EP PETROECUADOR se ha consolidado como una de las principales generadoras de ingresos a nivel nacional, evidenciando una recuperación y crecimiento sostenido en los últimos años, tras la contracción del mercado petrolero ocasionada por la pandemia en 2020.

Para el ejercicio 2026, la empresa alineará y fortalecerá sus procesos operativos en función de las metas oficializadas en la Proyección Volumétrica 2025 y los Estimados de Hidrocarburos 2026–2029, remitidos por el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Oficio Nro. MAE-VH-2026-00144-OF de 23 de marzo de 2026, y que son de cumplimiento obligatorio para el sector hidrocarburífero.

2 CONCEPTO DE NEGOCIO

La EP PETROECUADOR desarrolla una línea integral de negocio orientada a la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de crudo y sus derivados, estructurada en los siguientes segmentos operativos:

- Exploración y producción
- Transporte y comercialización externa de crudo.
- Refinación, transporte y comercialización interna de derivados
- Refinación, transporte y comercialización externa de derivados.

El Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2026 consolida el marco operativo y financiero anual de la Empresa, definiendo su modelo de gestión en alineación con el Plan Nacional de Desarrollo 2025–2029 “Ecuador No Se Detiene”, el Plan Estratégico Empresarial 2025–2029 y el Plan Sectorial emitido por el Viceministerio de Hidrocarburos a través del Memorando Nro. MAE-VH-2026-0092-ME de fecha 05 de febrero de 2026.

La misión institucional es: *“Explorar, producir, transportar, refinar, almacenar y comercializar a nivel nacional e internacional hidrocarburos, garantizando al abastecimiento interno oportuno, mediante prácticas eficientes, seguras, innovadoras y responsables con el ambiente, en beneficio de la sociedad ecuatoriana”.*

La visión institucional es: *“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.”*

La estimación de los Ingresos para el año 2026 es de USD 12.914,38 millones, para la proyección del presente año los precios estimados por el Ministerio de Economía y Finanzas fueron USD 53,47 para la exportación de crudo y USD 48,12 para la exportación de derivados.

Tabla 1: Proyección Presupuesto 2026 (USD Millones)

Concepto	Presupuesto Aprobado 2026	Presupuesto Codificado 2026	Variación
Ingresos	**12.914,38**	**12.914,38**	**0,00%**
Exportación de Crudo	4.705,89	4.705,89	0,00%
Exportación de Derivados	364,51	364,51	0,00%
Venta Interna de Derivados *	7.777,99	7.777,99	0,00%
Otros Ingresos No Operacionales	66,00	66,00	0,00%
Egresos	**12.914,38**	**12.914,38**	**0,00%**
Costos y Gastos e Inversiones	4.527,41	4.827,41	6,63%
Cuenta - CFDD	5.009,11	7.422,98	48,19%

Concepto	Presupuesto Aprobado 2026	Presupuesto Codificado 2026	Variación
Pago Ley CTEA	272,08	272,08	0,00%
Pago Transporte OCP	93,02	93,02	0,00%
Optimización MEF	45,42	0,00	-100,00%
Diferencia para Equilibrio Presupuestario	2.967,36	298,90	-89,93%

Fuente: Subgerencia de Finanzas / Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto - Cifras del presupuesto codificado 2026 (cierre mayo)
(*) Resultado de las optimizaciones generadas por el MEF.
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

En lo que respecta al segmento de Exploración y Producción, EP PETROECUADOR opera actualmente con 29 bloques petroleros, de los cuales 26 se ubican en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la zona del Litoral. Las áreas de operación se encuentran geográficamente distribuidas en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza, en la región amazónica; así como en las provincias de El Oro y Santa Elena en el litoral ecuatoriano, cobertura territorial que consolida la posición estratégica en la producción nacional de crudo.

Tabla 2: Bloques Petroleros EP PETROECUADOR

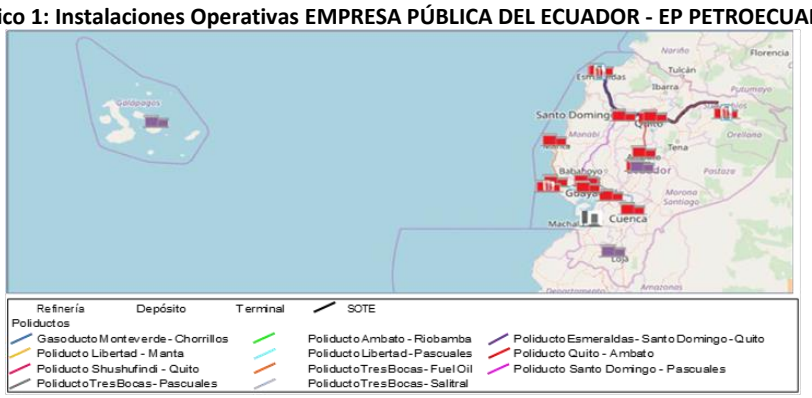
No. de Bloque	Descripción	Ubicación	No. de Bloque	Descripción	Ubicación	No. de Bloque	Descripción	Ubicación
1	Pacoa	Costa	31	Apaika – Nenke	Oriente	59	Vinita	Oriente
5	Rodeo	Costa	43	ITT	Oriente	60	Sacha	Oriente
6	Amistad	Costa	44	Pucuna	Oriente	61	Auca	Oriente
7	Coca – Payamino	Oriente	45	Puma (asignación 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 Gerenciamientos de Datos & SIC - Gerencia de Desarrollo y Optimización.

Como parte de su infraestructura estratégica, destaca el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), con una longitud de 498 km, y una capacidad de transporte de hasta 360.000 barriles por día. A nivel nacional operan tres refinerías: Esmeraldas, con una capacidad de 110.000 barriles por día; La Libertad, con una capacidad de 45.000 barriles por día; y Shushufindi, con una capacidad de 20.000 barriles por día. Adicionalmente, se dispone de una planta de gas licuado de petróleo (GLP) en Shushufindi, con capacidad de procesamiento de 25 millones de pies cúbicos diarios, y una planta licuefactora de gas en Bajo Alto, con una capacidad de 200 toneladas métricas diarias.

El transporte de derivados cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP, que alcanza una extensión total de 1.658 km y una capacidad total de transporte de 408.780 barriles por día, lo que constituye un componente fundamental para el aseguramiento del abastecimiento de derivados

Gráfico 1: Instalaciones Operativas EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

Es importante considerar que la erosión regresiva en el Río Quijos constituye una amenaza directa para la continuidad operativa y la integridad de la infraestructura de los sistemas de transporte de crudo. En este contexto,

EP PETROECUADOR, suscribió en diciembre de 2025 el Contrato No. 2025479 para la construcción de la variante 10 para el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), en el tramo afectado por la mencionada erosión, con un plazo de ejecución de 240 días y como fecha de empate *TIE IN* 24 de junio de 2026.

Adicionalmente, se presenta una afectación, en el Poliducto Shushufindi–Quito, el cual será intervenido debido a la erosión regresiva del río Loco y del río Coca, que ha comprometido de manera significativa la estabilidad del talud por donde actualmente cruza la tubería de este Poliducto. Considerando que la línea se encuentra a pocos metros del borde de erosión, resulta indispensable su reubicación fuera de esta zona de riesgo a fin de precautelar la integridad de la infraestructura y garantizar la operatividad del sistema de transporte. En este contexto la alternativa técnica viable corresponde a la construcción de una variante por la zona montañosa cuyos trabajos se ejecutan de manera coordinada con la capacidad de avance del SOTE.

Por su parte, la Gerencia de Comercialización Nacional opera como abastecedora pública de la EP PETROECUADOR y es responsable de la comercialización de los derivados del petróleo y sus mezclas con biocombustibles, gas licuado de petróleo (GLP), gas natural y lubricantes, con el objetivo de garantizar el abastecimiento y satisfacer la demanda de todos los segmentos de mercado a nivel nacional.

Adicionalmente, administra la Comercializadora de Combustibles EP PETROECUADOR, la más grande del país, a través de la cual se distribuyen y comercializan derivados de petróleo mediante procesos altamente tecnificados a fin de atender la demanda nacional por medio de su red de estaciones de servicio propias y afiliadas, ubicadas a lo largo del territorio nacional, incluida la zona insular de las 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, 16 sucursales operativas a nivel nacional que en calidad de abastecedora realiza el despacho, coordinación y venta de combustibles a: 4 centros de distribución industriales afiliados, 8 centros de distribución aéreos afiliados, 2 centros de distribución naviero afiliados.

Así mismo, EP PETROECUADOR, atiende a través de su red de comercialización, aproximadamente a: 180 clientes directos aéreos, 378 clientes directos industriales, 283 clientes navieros, 12 clientes GNL, 1 cliente Eléctrico de GN, 1 cliente Industrial de GN, 1.806 clientes de GN domiciliario. En los centros de distribución de los segmentos automotriz y de gasolina de pesca artesanal, se atiende mensualmente a aproximadamente 600.000 clientes finales. La venta de lubricantes de marca propia Petrocomercial se realiza tanto a clientes internos como externos. Adicionalmente, en los depósitos de GLP se brinda servicio a aproximadamente 24.227 consumidores finales de forma mensual.

En su rol de abastecedora, EP PETROECUADOR, provee derivados de hidrocarburos a 63 comercializadoras habilitadas por el ministerio competente, que operan en diversos segmentos del mercado nacional: 28 segmento industrial, 16 segmento automotriz, 10 naviero nacional, 10 industrial productos especiales, 9 doméstico (GLP), 7 industrial (GLP), 7 naviero internacional, 6 agroindustrial (GLP), 3 vehicular (GLP), 4 aéreo, 2 industrial gas natural, 2 pesca artesanal.

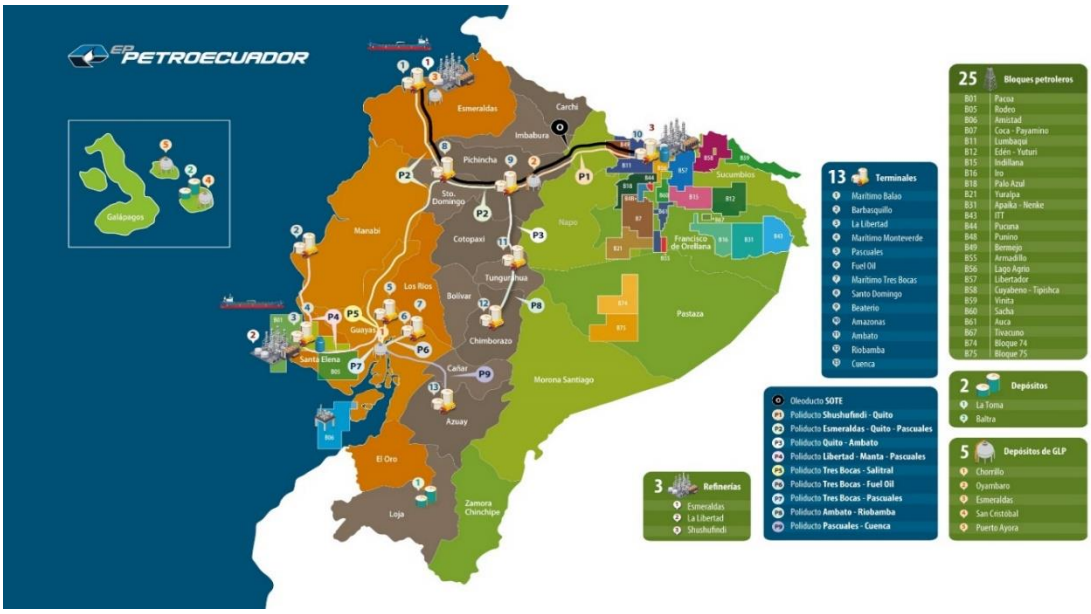
2.1 INFRAESTRUCTURA PETROLERA

La infraestructura petrolera del Ecuador constituye uno de los pilares estratégicos de su economía y abarca de manera integral toda la cadena de valor hidrocarburífera. En el segmento de producción, el país cuenta con una amplia red de campos operados por Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR. El transporte del crudo se realiza principalmente a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), que conecta la región amazónica con los puertos de exportación en Esmeraldas. En refinación, el país dispone de tres refinerías principales: Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi.

Complementariamente, la red de poliductos y terminales de almacenamiento permiten asegurar la distribución de combustibles a nivel nacional.

La Planta de Gas Natural Bajo Alto, se encuentra ubicada en la parroquia de Bajo Alto, cantón El Guabo de la Provincia de El Oro. Esta instalación cuenta con una capacidad de procesamiento de 200 TM de gas al día y forma parte de la infraestructura estratégica del sistema petrolero nacional.

Gráfico 2: Infraestructura de EP PETROECUADOR



Fuente: Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR

Es importante señalar que en cumplimiento del dictamen Nro. 6-22-CP/23 de la Corte Constitucional del Ecuador, mediante el cual se abordó la consulta popular para mantener el crudo del Bloque 43, ITT, indefinidamente bajo el subsuelo; y conforme a los resultados de dicha consulta, que dispusieron el retiro progresivo y ordenado de toda actividad relacionada a la extracción de petróleo en este Bloque, se estableció el cierre de los 246 pozos ubicados en Ishpingo, Tambococha y Tiputini.

Mediante resolución Nro. Resolución Nro. MEM-SEEPGN-2024-0939-RM de 23 de agosto del 2024 el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS aprueba el abandono definitivo del pozo Ishpingo-B56ST dando cumplimiento al dictamen No. 6-22-CP/23 y resultados de la consulta popular del 20 de agosto del 2023.

Con la finalidad de dar cumplimiento al dictamen No. 6-22-CP/23 emitido por la Corte Constitucional, CASO No. 6-22-CP ítem 90 que cita lo siguiente: "*90. Por todo lo expuesto, esta Corte Constitucional considera prudente otorgar un término no mayor a un año desde la notificación de los resultados oficiales para la ejecución de los resultados de la consulta en caso de que esta obtenga un resultado positivo.*".

En este contexto, se ejecutan de manera progresiva las intervenciones en torres para operaciones de abandono, lo que implica una disminución gradual de la producción de crudo.

La EP PETROECUADOR procedió con el abandono definitivo de 10 pozos en el ITT durante el año 2024 y 48 pozos productores en el año 2025, como parte del cumplimiento de este dictamen. En total se ha ejecutado el abandono de 58 pozos entre los años 2024 y 2025.

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.
- **Costo por abandono de campo**: USD 1.345 millones.
- **Pérdida de empleo y compensación social:** USD 251 millones**.**

En referencia a los 10 pozos abandonados en el 2024 la perdida de producción corresponde a 1 pozo de producción de 86 barriles de petróleo por día, 5 pozos cerrados por alto corte de agua, 1 pozo cerrado por bajo aporte, 2 pozos cerrados por problemas durante la perforación y 1 pozo de inyección de ripios.

La pérdida de producción en el año 2025 de los 48 pozos mencionados asciende a 1.637 barriles de petróleo por día.

3 ANÁLISIS DE MERCADO

3.1 Mercado

3.1.1 Producción de Hidrocarburos

De acuerdo con la Información Estadística Mensual del Banco central del Ecuador, en el año 2025, la producción nacional de petróleo alcanzó 160,83 millones de barriles, lo que representa una reducción del 7,54% respecto al mismo periodo de 2024. En este contexto, la producción de crudo de la Empresa Pública Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR fue de 127,44 millones de barriles, con una disminución interanual del 8,74%.

Tabla 3: Producción nacional de crudo por tipo de productor
Cifras en millones de barriles

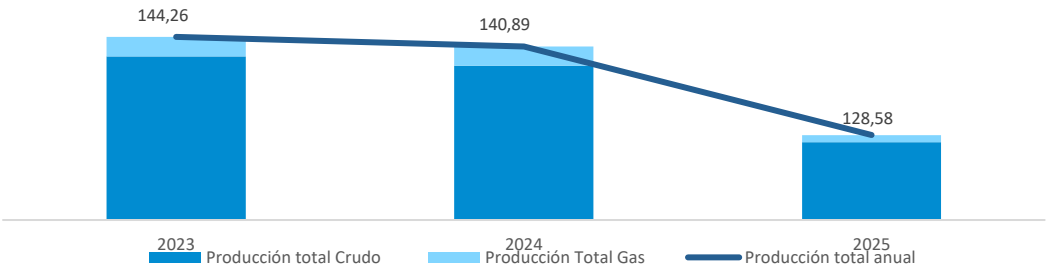
	PRODUCCIÓN (MILLONES DE BARRILES)			PARTICIPACIÓN		VARIACIONES		
Año	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional	Empresa pública	Empresas privadas	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional
2023	141,13	32,34	173,47	81,36%	18,64%			
2024	139,65	34,30	173,95	80,28%	19,72%	-1,06%	6,06%	0,27%
2025	127,44	33,38	160,83	79,25%	20,75%	-8,74%	-2,68%	-7,54%

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

Actualmente, la empresa pública aporta más del 79% de la producción petrolera nacional; la producción de petróleo crudo y gas natural se ejecutan en el Litoral y Amazonía ecuatoriana. En los últimos años los activos de mayor producción son Auca, Sacha y Shushufindi, y a partir del 2018 fue el activo ITT.

En el 2025, la producción nacional de crudo y gas alcanzó los 128,58 millones de barriles equivalentes de petróleo, (este rubro incluye Gas Natural 1,14 BOE), 9,91% por debajo de las cifras reportadas en el mismo periodo del año 2024. Esto debido a problemas de conflictividad social, seguridad y afectaciones ambientales. Entre las principales se encuentran: las paradas en el bombeo de SOTE y fallas en el Sistema Nacional Interconectado, en abastecimiento eléctrico, declinación natural de los reservorios productores, y declaratoria de fuerza mayor bajo el contrato de transporte del Oleoducto de Crudos Pesados debido a lluvias intensas y erosión del río Loco (KP 100), afectando la producción de los Bloques 12, 31, 43, 15 y 57S. Para el 2026 se estima producir 137,12 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Gráfico 3: Producción de Crudo y Gas
Cifras en millones de barriles equivalentes de petróleo

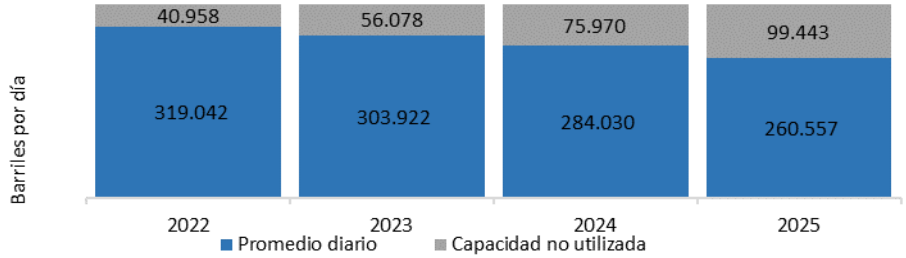


Fuente: Informes Estadísticos – Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3.1.2 Transporte y comercialización de Crudo

El transporte de crudo se lo realiza a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), siendo importante indicar que en el año 2025, los trabajos se concentraron en estabilizar taludes en diferentes tramos que se vieron afectados por la erosión regresiva. Se puede apreciar que el promedio diario de transporte disminuyó en el año 2025 un 8,3% en relación con el año 2024, por lo que se procurará mantener un stock mínimo de inventario de repuestos e insumos con el objetivo de garantizar la operatividad del SOTE.

Gráfico 4: Histórico de transporte de crudo por el SOTE

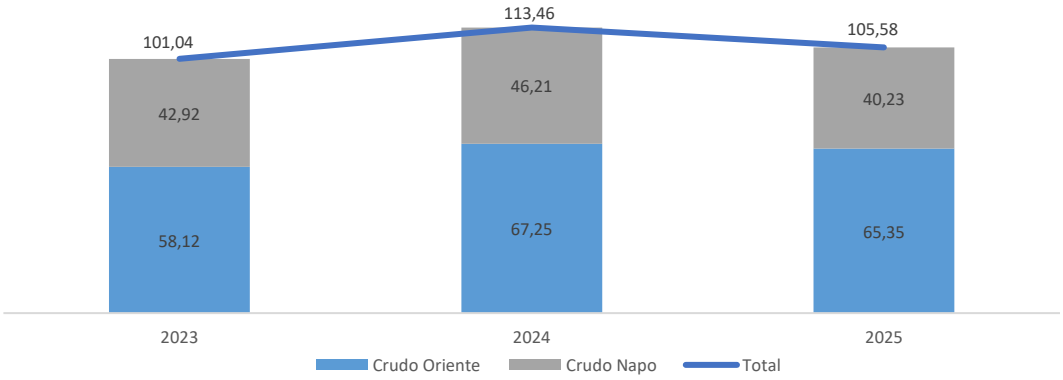


Fuente: Informe Estadístico Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

EP PETROECUADOR es la representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudos ecuatorianos; para exportar se considera: crudo de regalías y margen de soberanía, saldo de la producción, luego de las entregas a refinerías y el consumo en estaciones; así como también, el remanente que servirá para el financiamiento de costos y gastos de transporte y comercialización externa de crudo, leyes e impuestos. El Ministerio de Ambiente y Energía establece mensualmente los cupos exportables de crudo Oriente y Napo.

En el año 2025 se realizó la exportación de 65,35 millones de barriles de crudo Oriente y 40,23 millones de barriles de crudo Napo, sumando un total de 105,58 millones de barriles; que representa una disminución de 6,95% en comparación con el mismo periodo del año 2024, debido a la erosión en el Río Quijos que afectó el Sistema de Oleoductos Transecuatoriano y por tal a una menor disponibilidad de producto para exportación.

Gráfico 5: Histórico de exportación de crudo
Cifras en millones de barriles



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

3.1.3 Refinación, transporte y comercialización de derivados

La EP PETROECUADOR es responsable de la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización interna y externa de derivados, y tiene el objetivo de garantizar el abastecimiento seguro y confiable de combustibles a nivel nacional, y responder a las metas y expectativas de la sociedad para la construcción y aporte al desarrollo sostenible del Ecuador.

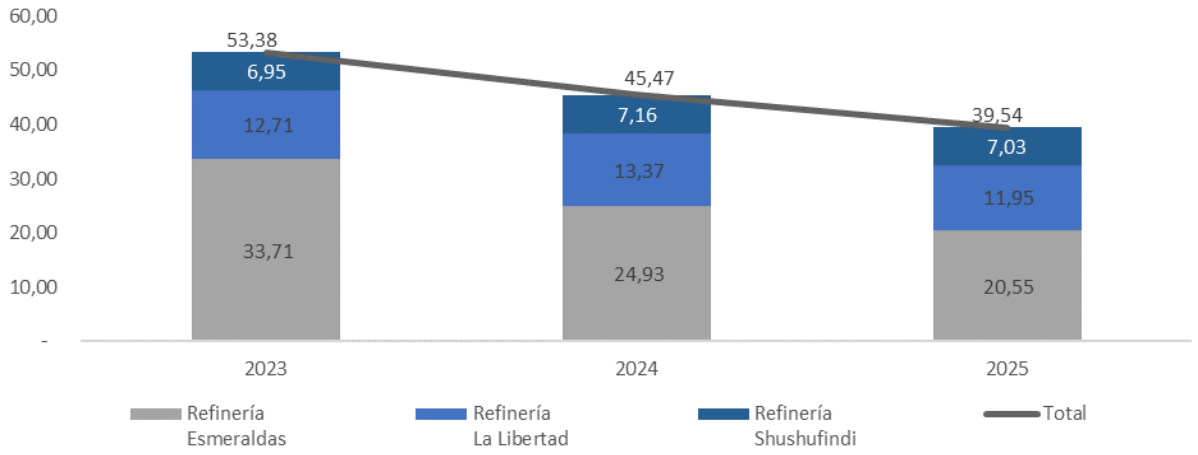
En las refinerías se procesa crudo doméstico con ventajas económicas asociadas al costo de oportunidad y la integración física y la desventaja de que el crudo que se produce actualmente en los campos ecuatorianos difiere de la calidad de diseño de las refinerías, impactando en la competitividad e integridad del sistema.

El Crudo Oriente es transportado a través de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA) desde los campos de producción de la Amazonía ecuatoriana, tanto de EP PETROECUADOR como de las Compañías Privadas, hasta Estación Lago Agrio No.1 del SOTE, donde se realiza la segregación en función del API de cada crudo, para la preparación de las cargas a las Refinerías Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi respectivamente, considerando las condiciones técnicas operativas y de calidad (API) requeridas para la normal operación en cada una de ellas.

En el 2025, las cargas de crudo presentan una disminución debido a que en la ciudad de Esmeraldas en el mes de abril se registró un sismo de 6,1 grados, causó daños significativos en la infraestructura de la refinería Esmeraldas,

lo que llevó a la declaratoria de emergencia por parte de Petroecuador el 29 de abril de 2025, ya que se registró una paralización de la Unidad de Fraccionamiento Catalítico Fluidizado (FCC) debido a una falla de compresores. Con el fin de optimizar los tiempos de reparación, el paro de la unidad FCC que estuvo programada para octubre 2025, se adelantó para septiembre del mismo año. En mayo de 2025 en la refinería Esmeraldas se originó un incendio causando daños en equipos aledaños; así también en la refinería La Libertad se ejecutaron paros programados.

Gráfico 6: Histórico de cargas de crudo en refinerías
Cifras en millones de barriles



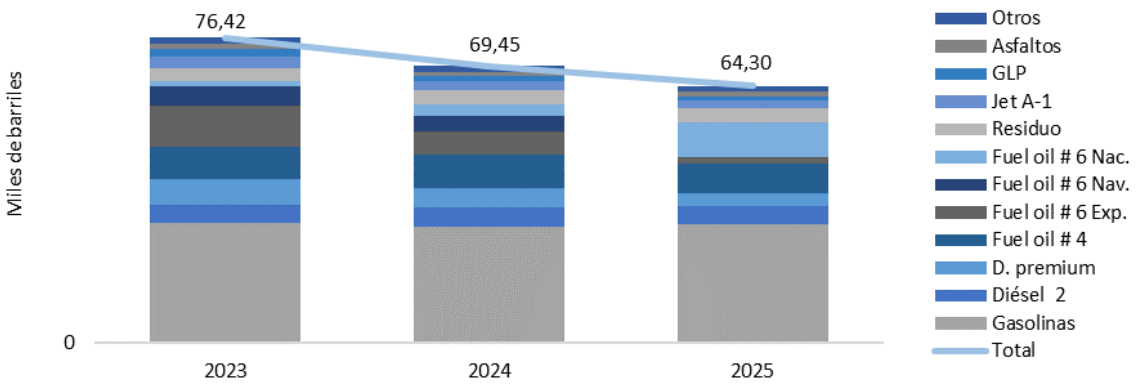
Fuente: Gerencia de Refinación

La producción nacional de derivados incluye productos refinados, mezclas en terminales e importaciones de naftas y diésel 2 que ingresan como materia prima, para obtener gasolinas y Fuel Oil, respectivamente, conforme la demanda requerida.

Adicionalmente, aportando al cambio de la matriz energética y con el fin de proteger el medio ambiente, la EP PETROECUADOR produce la gasolina Ecopaís (biocombustible compuesto de gasolina base y bioetanol, proveniente de la caña de azúcar); y se distribuye en las Terminales de Pascuales, La Toma (Loja), Barbasquillo (Manta), y desde 2017 en las terminales La Troncal y Chaullabamba (Cuenca).

La producción nacional de derivados se vio afectada por la declaratoria de fuerza mayor en el SOTE e incendio en la refinería Esmeraldas.

Gráfico 7: Histórico producción nacional de derivados
Cifras en millones de barriles

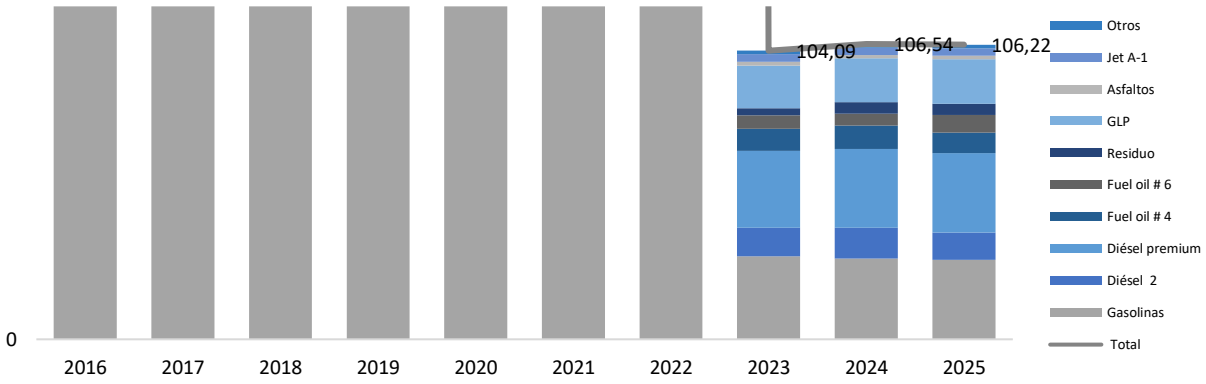


Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

El abastecimiento de combustibles se realiza en forma oportuna, con garantía y calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional.

Durante el año 2025, se despachó 106,22 millones de barriles de derivados, menor en un 0,30% en comparación con el mismo periodo del año 2024, es debido a que el sector eléctrico requirió menor volumen de derivados.

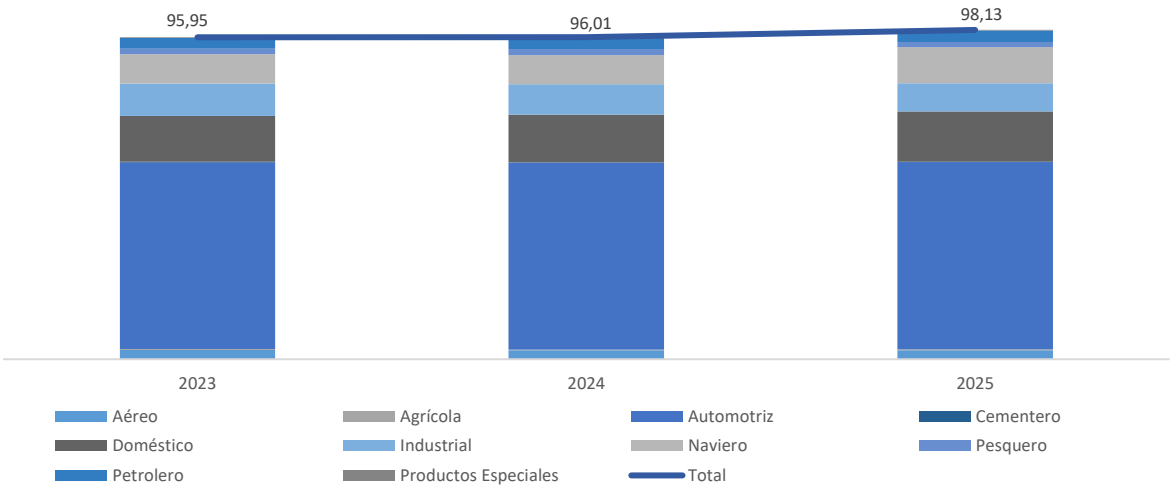
Gráfico 8: Histórico demanda de derivados
Cifras en millones de barriles



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

A continuación, se presenta el histórico de demanda de hidrocarburos, sin considerar al sector eléctrico quien consume productos como diésel 2, diésel premium, fuel Oil # 4, residuo y gas natural; y presenta una diferencia entre el Histórico de demanda de derivados (grafico 8) y el histórico de demanda de derivados sin sector eléctrico (grafico 9) en el 2023: 8,14MMbls; 2024: 10,54MMbls y en el 2025: 8,08MMbls.

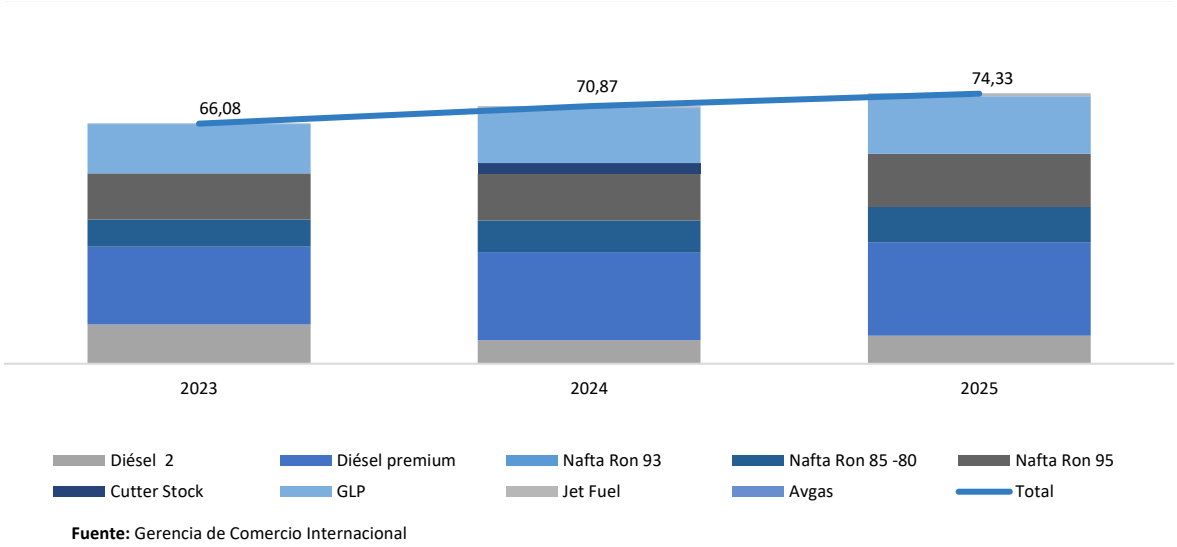
Gráfico 9: Histórico demanda de derivados sin Sector Eléctrico
Cifras en millones de barriles



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

La comercialización de derivados contempla la importación de productos de deficitarios para cubrir la demanda nacional. En 2025, se importaron 74,33 millones de barriles de derivados, lo que representó un incremento del 4,88% respecto al año anterior. El crecimiento de los volúmenes importados se debe a que la EP PETROECUADOR tiene que abastecer la demanda creciente, dentro los productos que más crecimiento presenta es el Diésel Premium, Nafta Ron 95 y GLP.

Gráfico 10: Histórico importaciones de derivados
Cifras en millones de barriles



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados es exportado.

3.2 Clientes

Los clientes de EP PETROECUADOR se encuentran distribuidos a lo largo de toda la cadena de valor hidrocarburífera, tanto en el ámbito internacional como nacional.

3.2.1 Comercialización Internacional

EP PETROECUADOR, al momento cuenta con 45 empresas internacionales calificadas y habilitadas de 20 países entre los que destacan: Estados Unidos, Singapur y Suiza. Además, se encuentran calificadas 8 empresas navieras nacionales para el servicio de transporte marítimo.

3.2.2 Comercialización Nacional

EP PETROECUADOR tiene como objetivo abastecer el mercado de combustibles a nivel nacional y cuenta con infraestructura necesaria (refinerías, terminales y depósitos), a fin de cubrir la demanda del mercado, a través de las comercializadoras autorizadas por el Ministerio de Ambiente y Energía.

La comercialización de derivados del petróleo y sus mezclas de los diferentes segmentos de mercado (aéreo, naviero nacional, naviero internacional, industrial, industrial especial, automotriz y pesca artesanal) se realiza a través de centros de distribución propios y afiliados, y para GLP los segmentos de mercado domésticos, vehicular, agrícola e industrial, así como centros de acopio y de distribución de GLP ubicados a nivel nacional. Además, comercializa lubricantes y se encarga de la operación, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles en el Aeropuerto Internacional Eloy Alfaro ubicado en la ciudad de Manta.

La cartera de clientes de la Comercializadora de EP PETROECUADOR, durante el periodo de enero a diciembre de 2025, se compone de un total de 1.067 clientes, de los cuales el 36% representa el segmento industrial, 28% en el segmento naviero, 17% en el segmento aéreo y 17% en el segmento automotriz, entre los más representativos.

En las áreas de refinación, transporte y abastecimiento de derivados dentro del mercado nacional de derivados del petróleo, la EP PETROECUADOR abastece de forma oportuna a las comercializadoras, con productos que cumplen con estándares de alta calidad y eficiencia; y, ambientalmente seguros.

Es importante señalar que, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 1158, emitido en septiembre de 2020, se habilitó a empresas privadas la importación productos derivados del petróleo a Ecuador y la utilización de la infraestructura de la EP PETROECUADOR; así mismo, mediante Resolución ARCERNNR - 019/2020 publicada en el Tercer Suplemento del Registro Oficial N.º 350, del 15 de diciembre de 2020, la Agencia de Regulación y Control de Energía de Recursos Naturales No Renovables (hoy Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos) expidió el *"Reglamento para la Calificación, Autorización, Renovación, Suspensión y Extinción de las Actividades de*

Abastecimiento de Derivados de Hidrocarburos, Biocombustibles, sus Mezclas, incluidos el GLP y Gas Natural".

3.3 Competidores

Como referencia y acorde los Estimados Hidrocarburiferos oficializados en marzo 2026, en Ecuador existen 13 compañías privadas operando en 2026 mediante Contratos Prestación de Servicios, las cuales produjeron un total de 86,15 millones de barriles de petróleo a diciembre de 2025.

Referente a la línea de negocio de transporte y comercialización de crudo, al ser la empresa en Ecuador que puede comprar y vender crudo, no tiene competidores directos en el país. Cabe recalcar que el crudo Oriente y Napo, solo lo tiene Ecuador.

Dentro de la comercialización nacional de derivados del petróleo, la abastecedora de EP PETROECUADOR, compite actualmente con 7 abastecedoras del sector privado, calificadas y autorizadas para el ejercicio de las actividades de abastecimiento de derivados de hidrocarburos, biocombustibles, sus mezclas incluidos GLP y Gas Natural, en todos los segmentos del mercado. Así también, como abastecedora, en la actualidad compite con empresas privadas en calidad de abastecedoras, autorizadas por el Ministerio de Ambiente y Energía. La abastecedora Primax en la actualidad está presente en el mercado de Diésel Premium y Gasolina Súper, mientras que en el mercado de GLP están las abastecedoras privadas Duragas y Vepagas, con sus respectivos portafolios de clientes.

Dentro del negocio como comercializadora, la EP PETROECUADOR, compite con otras comercializadoras autorizadas en los diferentes segmentos. En el segmento de Lubricantes, existen 91 marcas de aceites lubricantes registradas en la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, las mismas que compiten a nivel nacional en el segmento automotriz, de éstas aproximadamente el 60% son de producción nacional y las importadas representan el 40%.

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR, también comercializa grasas y aceites lubricantes con marca propia "*Petrocomercial*", lo que generó ingresos por un valor aproximado de USD 4.107.455,10 al 2025.

4. PLANIFICACIÓN COMERCIAL Y OPERATIVA.

4.1 PLANIFICACIÓN COMERCIAL

A continuación, se presenta la planificación comercial de la comercializadora EP PETROECUADOR a través de sus objetivos empresariales y metas.

Objetivo Empresarial - Perspectiva Comercial

Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR posee dos objetivos de índole comercial:

- Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos
- Incrementar las actividades de comercio internacional

Para asegurar el abastecimiento, es indispensable contar con disponibilidad suficiente de materia prima; así como el funcionamiento adecuado de las instalaciones de transporte, almacenamiento y refinación. En este contexto se prioriza la incorporación de reservas, la optimización de la producción y la generación de derivados, mediante la aplicación de mejores prácticas, procurando en todo momento la seguridad, la protección ambiental y la responsabilidad social.

Además, se prevé alcanzar los niveles de eficiencia en la gestión de importaciones de derivados y en las exportaciones de crudo y derivados, así como incrementar la participación del mercado de la Comercializadora de EP PETROECUADOR a través de la captación de nuevos clientes en los distintos segmentos de consumo, el fortalecimiento del servicio al cliente y la consolidación de la marca institucional.

A continuación, se detalla las estrategias del marketing mix de comercio internacional de crudo y derivados:

Producto:
La Gerencia de Comercio Internacional importa y exporta los siguientes productos.

Tabla 4: Importación y exportación de productos.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PRODUCTOS	
Actividad	**Productos**
Exportación	Crudo Napo
	Crudo Oriente
	Fuel Oíl No. 6
Importación	Diésel Oíl
	Diésel Premium
	Nafta RON 80
	Nafta de Alto Octano RON 95
	Gasolina de Aviación (AVGAS)
	Jet A1
	Propano y Butano (GLP)

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Concursos Internacionales compraventa de Hidrocarburos

La Gerencia de Comercio Internacional tiene como misión 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.

Los concursos internacionales de ofertas ejecutados por la Gerencia de Comercio Internacional para la compraventa de hidrocarburos, son realizados de acuerdo a los requerimientos de la Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa, con la finalidad de vender de manera oportuna el saldo exportable de crudos y derivados y a su vez cubrir la demanda nacional de hidrocarburos; licitaciones a las cuales son invitadas a participar todas las empresas y/o compañías calificadas en el Registro de Proveedores de la Gerencia de Comercio Internacional, de acuerdo al hidrocarburo de interés de cada una de ellas.

La sesión de apertura de ofertas de cada concurso internacional convocado por la EP PETROECUADOR se realiza el mismo día de recepción de ofertas a la fecha y hora indicada en los términos y condiciones de cada licitación; apertura de ofertas que es pública y transmitida en vivo a través de redes sociales de la estatal. A esta sesión asisten funcionarios de la Gerencia de Comercio Internacional, delegados de la Procuraduría y de la Subgerencia de Cumplimiento, así como en calidad de observadores los delegados de la Empresa Pública EP FLOPEC, de la Agencia de Regulación y Control de hidrocarburos (ARCH) y del Ministerio de Ambiente y Energía (MAE).

La mejor oferta económica presentada y que acepte términos y condiciones establecidos en cada licitación es la adjudicada, la misma que corresponde a la más conveniente para los intereses de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR.

Importación de Hidrocarburos

En el año 2025, se realizaron 27 concursos para la importación de derivados, con un promedio de 29 compañías invitadas y 4 ofertas recibidas por proceso, alcanzando una participación promedio del 12,52%, por su parte, en 2024, se ejecutaron 36 concursos, manteniéndose en promedio 29 compañías invitadas y 4 ofertas por concurso, lo que permitió elevar la participación promedio al 13,79%. Finalmente, en el año 2023, se llevaron a cabo 26 concursos, principalmente para la importación de Diésel Premium, diésel oil y nafta RON 95, entre otros. En promedio, se invitó a 35 compañías, recibiéndose 3 ofertas por promedio, con una participación promedio del 8,34%.

Exportación de Hidrocarburos

En el año 2025, la exportación de hidrocarburos se concentró principalmente en Crudo Oriente, Crudo Napo y Fuel Oil No. 6, registrándose 42 concursos, con un promedio de 35 compañías invitadas y 4 ofertas recibidas por proceso, lo que representó una participación promedio del 12,03%. En 2024, se ejecutaron 41 concursos, invitando en promedio a 34 compañías, con 4 ofertas por concurso y una participación promedio del 11,68%. Finalmente, en el año 2023, se realizaron 28 concursos para la exportación de hidrocarburos, principalmente Crudo Oriente, Crudo Napo y Fuel Oil No. 6. En promedio, se invitó a 38 compañías, se recibieron 4 ofertas por proceso, alcanzando una participación promedio del 11,26%.

Tabla 5: Concursos de Importación - Exportación de Hidrocarburos

	Periodo	Nro. Concursos	Producto	Promedio Compañías Invitadas	Promedio Ofertas	% Participación promedio
Importación	2023	26	Diesel Premium,Diesel Oil, Nafta RON 80, NAO RON 95, Propano y Butano, AVGAS, Jet A1,	35	3	8,57%
	2024	36		29	4	13,79%
	2025	27		29	4	13,79%
Exportación	2023	28	Crudo Oriente, Crudo Napo, Fuel Oil No. 6	38	4	11,26%
	2024	41		34	4	11,68%
	2025	42		35	4	12,03%

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

La Gerencia de Comercio Internacional se encuentra en la etapa final de pruebas a las mejoras propuestas en el Sistema de Compraventa Internacional de Hidrocarburos, con la finalidad de automatizar la compra - venta de Crudos por lotes.

Las gestiones realizadas por la Gerencia de Comercio Internacional procuran mejorar las condiciones técnicas, operativas y administrativas de nuestra flota de buques alijadores y sus armadores, a través de la implementación del Programa TMSA, lo que permitiría que estas naves sean aceptables para operaciones de alijes por petroleras Oil Majors y otras empresas con estándares de seguridad operativa más altos y exigentes.

Precio

EP PETROECUADOR para el cálculo de precios de importaciones y exportaciones de crudos Oriente y Napo y sus Derivados, utiliza como referencia en sus fórmulas los precios marcadores internacionales publicados por informativos especializados como son ARGUS y PLATTS.

Los precios promedios que ha tenido el crudo Oriente y Napo durante el año 2025 fueron:

Tabla 6: Precio promedio exportación.

Producto	Volumen [MMBLS]	USD por Barril
Crudo Oriente	65,35	60,33
Crudo Napo	40,23	55,88

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Adicionalmente, EP PETROECUADOR, una vez cumplidos sus compromisos contractuales de largo plazo, en el año 2025, comercializó los saldos exportables de Crudo en el mercado internacional, de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla 7: Comercialización Mercado SPOT

Producto	Volumen [MMBLS]	Facturado [MM USD]	USD por Barril
Crudo Oriente	62,59	3.781,06	60,41
Crudo Napo	28,24	1.625,49	57,56
TOTAL	**90,83**	**5.406,55**	

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Para el año 2025, en consideración a lo dispuesto por el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR en la resolución Nro. DIR-EPP-01-2012-01-16, se establece que, mínimo el 10% del saldo exportable anual de crudo, deberá ser comercializado a través de ventas internacionales; lo que equivale a un volumen de 9,08 millones de barriles de Crudo Oriente y Crudo Napo, de acuerdo con las Estimaciones de Hidrocarburos 2026-2029.

Plaza

La Gerencia de Comercio Internacional, continuamente busca ampliar su portafolio de clientes, con la finalidad de incrementar la participación en los distintos concursos internacionales de ofertas para la compra de hidrocarburos, con acciones tales como: reuniones con empresas refinadoras de renombre internacional, reformas en los términos y condiciones de concursos, entre otras acciones comerciales.

De acuerdo con los Conocimientos de Embarque (Bill of Lading), los principales destinos para las exportaciones que realizó la EP PETROECUADOR durante el año 2025, para Crudo Oriente y Napo fueron los siguientes:

Tabla 8: Principales destinos de exportaciones que realizó EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR.

PRINCIPALES DESTINOS DE EXPORTACIÓN CRUDO			
Destinos	No. Cargamentos		
	Crudo Oriente	Crudo Napo	Total
Panamá	124	96	220
Chile	-	14	14
Perú	16	3	19
U.S.A.	10	-	10
China	1	-	1
Curazao	-	1	1
TOTAL	**151**	**114**	**265**

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

4.2 PLAN DE VENTAS

Tabla 9: Matriz de margen de contribución neto por segmento.

MARGEN DE CONTRIBUCIÓN POR LÍNEA DE NEGOCIO											
Línea de negocio	**Segmentación**	**Nombre del producto o servicio**	**Código del producto o servicio**	**Ventas Proyectadas [Millones de USD]**	**Proyección de unidades vendidas [Millones de unidades]**	**Unidad de medida**	**Costo operativo total [Millones de USD]**	**Costo unitario [USD / unidad]**	**Precio unitario de venta [USD / unidad]**	**Margen total [Millones de USD]**	**Margen unitario [USD / unidad]**
Transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	**Transporte y comercialización de crudo**	Crudo Oriente	PET001	3.062,48	57,27	Barriles	1.874,43	32,73	53,47	1.188,05	20,74
		Crudo Napo	PET002	1.643,41	30,74	Barriles	1.005,87	32,73	53,47	637,54	20,74
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Gasolina super premium 95	PET003	139,54	1,32	Barriles	126,73	95,78	105,46	12,82	9,69
		Gasolina extra	PET004	1.341,04	13,90	Barriles	956,43	68,79	96,45	384,61	27,66
		Gasolina ecopaís (etanol)	PET005	1.417,16	14,70	Barriles	1.281,16	87,15	96,41	136,00	9,25
		Diésel 1	PET006	0,79	0,01	Barriles	0,40	46,32	92,24	0,39	45,93
		Diésel 2	PET007	1.088,50	12,36	Barriles	938,50	75,92	88,05	149,99	12,13
		Diésel premium	PET008	2.411,83	29,99	Barriles	2.742,82	91,45	80,41	-330,99	-11,04
		Fuel oil # 4 - Nacional	PET009	363,99	9,43	Barriles	229,62	24,36	38,61	134,36	14,25
		Fuel Oil # 6		188,55	4,56	Barriles	178,92	39,24	41,35	9,62	2,11
		Asfalto	PET010	56,36	1,30	Barriles	35,85	27,61	43,40	20,51	15,80
		Solventes	PET011	10,27	0,14	Barriles	5,72	39,47	70,84	4,55	31,37
		Glp	PET013	152,35	16,67	Barriles	767,69	46,05	9,14	-615,34	-36,91
		Jet a-1	PET014	315,09	2,63	Barriles	141,93	54,07	120,03	173,16	65,97
		Avgas	PET015	6,73	0,04	Barriles	8,49	224,41	177,79	-1,76	-46,62
		Pesca artesanal	PET016	38,08	1,21	Barriles	52,96	43,82	31,51	-14,88	-12,31
		Residuo	PET017	127,84	4,83	Barriles	192,47	39,89	26,49	-64,62	-13,39
		Azufre	PET019	0,13	3,60	kg	0,45	0,12	0,04	-0,32	-0,09
		Gas natural	PET020	55,10	14,33	Mmbtu	29,47	2,06	3,85	25,63	1,79
		Gas natural licuado	PET021	43,62	5,52	Mmbtu	40,20	7,29	7,91	3,42	0,62
		Lubricantes	PET022	21,02	1,82	Galones	19,08	10,47	11,54	1,95	1,07
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Fuel Oil # 6	PET023	356,57	7,41	Barriles	253,04	34,15	48,12	103,53	13,97
		Gasóleos (VGO)		7,94	0,17	Barriles	5,40	32,73	48,12	2,54	15,39
TOTAL				**12.848,38**			**10.887,62**			**1.960,76**	

Fuente: Áreas operativas de EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR
Elaborado por: Jefatura de Costos /Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en rubros parciales, sin embargo, se certifica que son cifras correctas.

Se precisa los siguientes aspectos del cuadro inmediato anterior:

- Los volúmenes considerados para el Presupuesto 2026 de los Ingresos Operativos por exportación de crudo y derivados y venta interna de derivados (incluido azufre, lubricantes GN y GNL), corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029, remitidos por el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Oficio Nro. MAE-VH-2025-0485-OF de 06 de octubre de 2025.
- Los precios exportación de crudo y derivados fueron enviados por el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante correo electrónico de 01 de octubre de 2025.
- Costo de importación de derivados estimado mediante marcadores internacionales precio de crudo de WTI 62,42 USD/BBL.
- El costo incluye: materia prima, costo de refinación, costo de transporte y almacenamiento, comercialización y los incurridos en la importación de combustibles.
- El segmento GLP tiene resultados operativos negativos debido a los subsidios.
- Las proyecciones están sujetas a riesgos inherentes que están fuera del control de la EP PETROECUADOR.

Tabla 10: Proyección de Resultados Operativos por segmento.

RESULTADOS OPERATIVOS POR LÍNEA DE NEGOCIO 2026							
Línea de negocio	Segmento	Concepto	Millones de USD				
			I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	TOTAL
Transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Transporte y comercialización de crudo	Ingresos Operativos	1.183,15	1.334,49	1.104,62	1.083,61	4.705,87
		Costos Operativos	724,17	816,79	676,10	663,24	2.880,30
		Resultados Operativos	458,99	517,70	428,52	420,37	1.825,59
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Ingresos Operativos	1.887,27	1.847,76	1.923,53	2.119,44	7.777,99
		Costos Operativos	1.857,76	1.882,18	1.895,70	2.113,25	7.748,88
		Resultados Operativos	29,51	-34,42	27,83	6,19	29,10
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Ingresos Operativos	62,80	64,00	109,71	128,00	364,51
		Costos Operativos	46,24	36,58	80,93	94,69	258,44
		Resultados Operativos	16,56	27,42	28,78	33,31	106,07
Totales		**Ingresos Operativos**	**3.133,22**	**3.246,25**	**3.137,86**	**3.331,05**	**12.848,38**
		Costos Operativos	**2.628,16**	**2.735,55**	**2.652,73**	**2.871,17**	**10.887,62**
		Resultados Operativos	**505,06**	**510,70**	**485,13**	**459,87**	**1.960,76**

Fuente: Áreas operativas de EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR
Elaborado por: Jefatura de Costos / Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto
Nota: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

4.3 PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES

Conforme a su alcance y considerando la estructura empresarial, la EP PETROECUADOR se proyecta con mayor trascendencia en la economía del país, fomentando siempre el cumplimiento de la normativa en el ámbito nacional e internacional, así como observando e impulsando el desarrollo, establecimiento e implementación de normas y criterios reconocidos y aceptados a nivel internacional, en función de la complejidad de sus operaciones que garantizará un enfoque de transparencia a nivel empresarial, promoción de la calidad de los productos, contemplando el desempeño energético en sus operaciones, una gestión socialmente responsable, así como condiciones de trabajo en un ambiente seguro y saludable que aporte al incremento de sus niveles de eficiencia y productividad, asegurando estricta observancia a los principios constitucionales, tratados internacionales, leyes, reglamentos y regulaciones relacionados con esta atribución.

Gráfico 11: Mapa Estratégico



Fuente: Plan Estratégico Empresarial 2025-2029

A continuación, se realiza la descripción ejecutiva de las fases del proceso productivo:

4.3.1 Producción de crudo y gas natural

- Perforación de 65 pozos nuevos por parte de Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR en: Pozos Exploratorios (4), Bloque 31&12 (5 pozos), Bloque 7 (8 pozos), Activo Shushufindi - Drago (5 pozos), Bloque 57 LIB (9 pozos), Activo Lago Agrio (4 pozos) Sacha (21 pozos), Bloque 44 Pucuna (4 pozos), Bloque 55 Armadillo (2 pozos), Bloque 6 Amistad (3 pozos).
- Perforación de 34 pozos nuevos por parte de los Consorcios que actualmente mantienen vínculos contractuales de Prestación de Servicios con Financiamiento de la Contratista en los campos: Pucuna (7 pozos), Auca (7 pozos), Shushufindi (7 pozos), Lago Agrio (5 pozos), Vinita (4 pozos), Oso – Yuralpa (2 pozos), Activo Libertador (2 pozos); el perfil de producción contempla una proyección de actividades de perforación conforme lo establecen los contratos en su plan de actividades anuales.
- Reacondicionamientos CAPEX 170 OPEX 395 por parte de Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR y sus consorcios.

En el siguiente cuadro se detalla la producción de crudo y gas por activo:

Tabla 11: Participación de la producción promedio barriles/día por activo

Activo	2025 Real	Meta 2026	Participación 2026
Auca	62.542	62.186	16,55%
ITT	41.283	36.636	9,75%
Sacha	69.312	76.606	20,39%
Shushufindi	51.722	55.402	14,75%
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	32.458	35.937	9,57%
Oso-Yuralpa	18.472	21.470	5,72%
Cuyabeno	17.405	17.504	4,66%
Indillana	13.292	12.126	3,23%
Libertador	8.977	13.089	3,48%
Lago Agrio	10.580	12.789	3,40%
Palo Azul	12.033	13.815	3,68%
Amistad (Pacoa)	28	27	0,01%
Reactivación de pozos Distrito Amazónico	-	-	0,00%
Prospectos Exploratorios	-	558	0,15%
Bloque 16 y 67	11.042	11.603	3,09%

Activo	2025 Real	Meta 2026	Participación 2026
Producción Subtotal Crudo (bpd)	**349.148**	**369.748**	**98,42%**
Crudo recuperado Amazonía Viva	18,81	-	
Producción total Crudo (bpd)	**349.167**	**369.748**	**98,42%**
Gas Amistad	3.111	5.923	1,58%
Gas Asociado **	-	-	0,00%
Producción Total Gas (bpced)	**3.111**	**5.923**	**1,58%**
Producción total promedio diaria (bpce)	**352.278**	**375.671**	**100,00%**
Produccción total anual (bpce)	**128.581.302**	**137.119.772**	**-**

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Estimados Hidrocarburíferos metas 2026 conforme oficio MAE-VH-2026-0144-OF de 23 de marzo de 2026.
Nota: Las cifras correspondientes al año 2025 provienen del Informe Estadístico a diciembre 2025, las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

4.3.2 Pozos por perforar

En el 2026 EP PETROECUADOR planea perforar un total de 99 pozos. Los Activos con más actividad de perforación en este periodo son Sacha, Shushufindi, Palo Azul, Libertador y Oso-Yuralpa.

Tabla 12: Proyección de pozos totales por perforar por activo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR ACTIVO			
Activo	2025 Real	2026 Meta	Participación (%)
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	4	5	5,05%
Indillana	-	-	-
Oso Yuralpa	9	10	10,10%
Palo Azul	4	11	11,11%
Auca	13	9	9,09%
Shushufindi	14	12	12,12%
Libertador	5	11	11,11%
Lago Agrio	-	9	9,09%
Cuyabeno	6	4	4,04%
Sacha	6	21	21,21%
Total de pozos de petróleo	**61**	**92**	**92,93%**
Amistad	-	**3**	3,03%
Total de pozos de gas	**-**	**3**	**3,03%**
PROSPECTOS EXPLORATORIOS[1]	**-**	**4**	**4,17%**
Total pozos	**61**	**99**	**100,00%**

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción
Nota 1: * corte 01 enero - 31 de diciembre de 2025
Nota 2: Los pozos exploratorios podrían estar ubicados en: Dureno Norte, Tetete Oeste, Tipishca Sur y Capibara. La perforación de estos pozos está condicionada a los resultados de los pozos de desarrollo, priorizando la perforación de pozos de desarrollo, previa coordinación con el ente rector (MAE).

Tabla 13: Proyección de pozos totales por perforar por campo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO			
CAMPOS	2026	CAMPOS	2026
Apaika Nenke	5	**Drago**	5
Gacela	5	**Libertador**	2
Lobo	3	**Frontera**	4
Yuralpa	2	**Tetete – Tapi**	5
Pucuna	11	**Guanta – Dureno**	4
Auca	5	**Lago Agrio**	5
Anaconda	2	**Vinita**	4
Armadillo	2	**Sacha**	21
Shushufindi – Aguarico	7	**Exploratorios**	4
Amistad	3		
Total			**99**

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción Oficio Nro. MAE-VH-2026-0144 de 23 de marzo de 2026.

4.3.3 Workovers de inversión (CAPEX)

Para poder alcanzar la producción esperada en el año 2026, se realizarán un total de 170 workovers de inversión. La

[1] El prospecto exploratorio es una zona o área que tiene posible potencial de reservas de petróleo o gas, estudiada de acuerdo con los análisis geológicos, sísmicos, pero que no ha sido perforada. Por otro lado, la perforación exploratoria es la perforación de un nuevo pozo de acuerdo con los estudios exploratorios para confirmar la existencia o no de reservas hidrocarburíferas.

mayor cantidad de trabajos CAPEX se los realizará en el Activo Sacha (109); la diferencia se los realizará en los Activos: Lago Agrio (15), Libertador (8), Indillana (8), Auca (6), Shushufindi (8), Oso Yuralpa (12), Amistad (4). Se mantienen las tecnologías usadas en años anteriores para que así continúen contribuyendo al incremento de la producción, así:

- Fracturas con flow - channel fracturing technique.
- Redisparo con técnicas de propelente.
- Estimulaciones Ácido-Matriciales.
- Completamiento de Pozos con válvulas hidro-selectivas.
- Completamiento de Pozos con Válvulas de Control de Influjo para disminuir la producción de agua asociada al petróleo; y, aplicación de técnicas de recuperación mejorada para extender la vida útil de los campos en producción.

La inyección de agua es un proceso en la roca reservorio para desplazar el petróleo hacia los pozos productores, en donde se utiliza la técnica de Dumflooding y la técnica tradicional. De igual manera es importante mencionar que se continuarán analizando las nuevas tecnologías que sean presentadas a fin de evaluar la factibilidad de uso y aplicación en los diversos yacimientos de los pozos productores (nuevos y en producción) con el fin de optimizar producción, mitigar daño de yacimientos e incrementar factores de recobro. Las tecnologías que se han utilizado en los últimos años han dado resultados positivos en los campos maduros.

El Bloque 16-67 ex Repsol ha reportado que tiene planificado para el 2026 la intervención de 21 pozos en trabajos de workover.

4.3.4 Licencias Ambientales

Durante el 2025 se presentaron 29 trámites en el Ministerio de Ambiente y Energía; requiriendo las autorizaciones administrativas correspondientes. De dichos requerimientos se obtuvieron 4 licencias ambientales.

Durante el 2026 ha obtenido el pronunciamiento correspondiente a los siguientes trámites:

- Análisis técnico para la construcción de una (1) nueva línea de reinyección de agua de 6" a 10" desde estación Limoncocha (lpf) hasta la locación Limoncocha 8 (lmnh) - campo Limoncocha
- Notificación de perforación 1 pozo adicional, plataforma Auca 126 (Auca r), pozo Acar-279h, sin ampliación de áreas, bloque 61.
- Notificación: perforación de dos (2) pozos adicionales en la plataforma Pucuna Pad d (Pucuna 08), sin ampliación de áreas, bloque 44.
- Notificación de perforación 1 pozo adicional, plataforma Auca 35 (Auca e), pozo Acae-217h, sin ampliación de áreas, bloque 61.
- Notificación de tendido de una línea de flujo desde la plataforma Lago C (Lago 11) hasta su interconexión con la línea de flujo existente entre Lago 37 hasta estación Lago Norte, Bloque 56 campo Lago Agrio.

En el transcurso del 2026, se han ingresado 6 trámites nuevos, y se dará continuidad a los trámites que se encuentran en revisión en el Ministerio de Ambiente y Energía e iniciar nuevos procesos que conforme el siguiente detalle: 22 proyectos de la Gerencia de Exploración y producción, 4 proyectos de la Gerencia de Transporte (se tienen dos procesos de licenciamiento: 1. Regularización Ambiental de las variantes complementarias 1 a la 10 mediante estudio complementario de la Licencia 464, actualmente se está compilando la información para dar respuestas a las observaciones del MAE. 2. Regularización Ambiental de la variante definitiva: la Gerencia de Transporte debe realizar la contratación de la consultoría ambiental del Estudio de Impacto Ambiental), 1 proyecto de Transporte de sustancias químicas y desechos peligrosos, 5 proyectos para la gestión propia de residuos peligrosos y 1 proyecto de áreas administrativas.

Es importante aclarar que por parte de la EP PETROECUADOR se continuarán realizando todas las gestiones necesarias ante el Ministerio de Ambiente y Energía, para la obtención de las licencias ambientales

4.3.5 Gestión Social

La Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias (RSRC), para el año 2026, tiene planificado, en función de la Política de Relaciones Comunitarias de la EP PETROECUADOR y la aplicación del Programa de Relaciones Comunitarias (PRC), ejecutar una importante cantidad de actividades en las líneas de gestión social definidas por los

componentes de: Educación y Capacitación, Salud Comunitaria, Infraestructura Comunitaria y Autogestión / Proyectos y Emprendimientos Productivos.

La inversión social que realiza la Empresa, a través de esta Jefatura, abarca una amplia gama de actividades, proyectos y programas como: difusión y capacitación en Derechos Humanos, erradicación del trabajo infantil, prevención de la explotación sexual en niños, niñas y adolescentes, protección a los pueblos indígenas en aislamiento voluntario; atención médica en establecimientos de salud, escuelas, comunidad y domicilios, brigadas médicas; ejecución de obras como aulas escolares, aulas de computación, centros de capacitación, viviendas para médicos, baterías sanitarias, sistemas de abastecimiento de agua, sistemas de distribución de agua comunal, unidades básicas sanitarias, casas comunales, canchas deportivas, canchas de uso múltiple; entrega de equipamiento y materiales a las comunidades y/o poblaciones de las áreas de influencia de las operaciones, implementación de sistemas de producción agro ecológicos, orgánicos, convencionales, basados en seguridad alimentaria, diversificación de cultivos y venta de excedentes, fomentando las buenas prácticas agrícolas.

Estas y otras acciones serán desarrolladas en poblaciones y/o comunidades consideradas como áreas de influencia directa a nivel nacional; y en toda la cadena de valor de operación de la EP PETROECUADOR.

La EP PETROECUADOR, a través de la Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias, implementa mecanismos de gestión para garantizar el cumplimiento de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica (LOPICTEA) y su normativa aplicable en materia de empleo preferente y contratación de bienes y servicios locales. Mediante la aplicación de la Guía para las Relaciones Comunitarias (SSA.12.DR.06) y de los Lineamientos para la contratación preferencial de mano de obra, bienes y servicios locales (SSA.12.DR.07), se implementan mecanismos de planificación, seguimiento y control a través de los formatos de requerimiento, histogramas y reportes de utilización de mano de obra y bienes y servicios locales (SSA.12.DR.07.FO.01 al SSA.12.DR.07.FO.06), que permiten verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, los compromisos ambientales y los acuerdos establecidos por los contratistas y subcontratistas en las áreas de influencia de las operaciones de la Empresa. Para este efecto, las contratistas y subcontratistas ejecutan procesos de articulación con las comunidades del área de influencia para su respectiva socialización, a través del Ministerio del Trabajo mediante la Red Encuentra Empleo, promoviendo la contratación preferente de mano de obra local y proveedores de la circunscripción amazónica.”

4.3.6 Transporte de crudo

Como se ha mencionado anteriormente, EP PETROECUADOR cuenta con dos segmentos de su línea de negocios enfocados en el *Midstream* y *Downstream*:

- Transporte y comercialización de crudo.
- Refinación, transporte y comercialización interna de derivados.

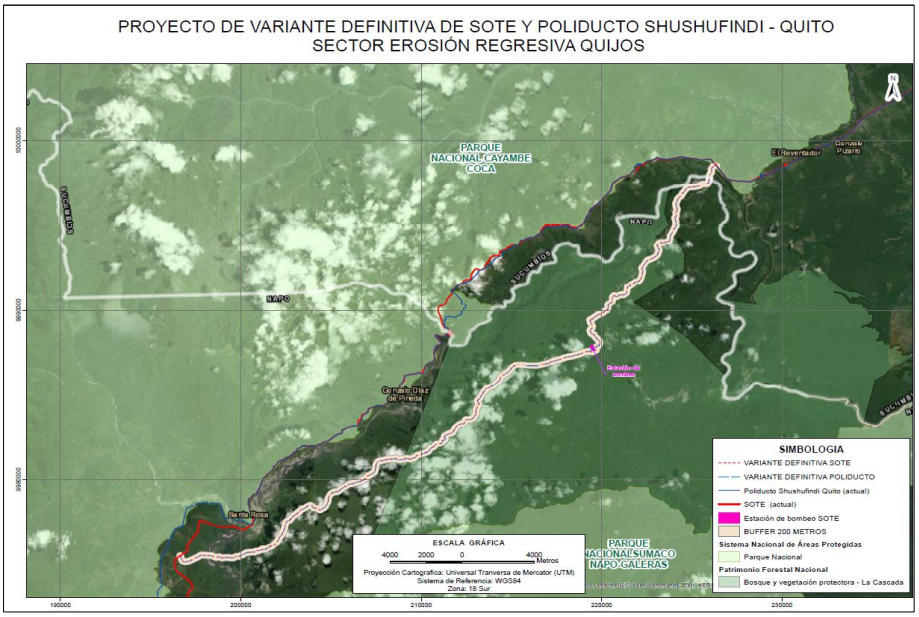
La Gerencia de Transporte es la encargada de transportar el crudo por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), el cual tiene una longitud de 498 km y atraviesa las 3 regiones naturales del Ecuador, esto es costa (Santo Domingo y Esmeraldas), Sierra (Pichincha) y Oriente (Sucumbíos y Napo). Tiene la capacidad de transportar 360.000 bpd de 23,7° API y 390.000 bpd con químico reductor de fricción; además, cuenta con una potencia instalada de 101.150 HP en sus 6 estaciones de bombeo. Cuenta con seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé.

Conforme el plan de integridad e inspección del SOTE relacionado al estado de corrosión interna; se determina que el ducto se encuentra en disponibilidad de transporte a condiciones nominales de diseño. Es necesario considerar que la condición mecánica de falla puede verse afectada por factores exógenos de tipo natural (movimientos de masa) o actos humanos de perforación clandestina, para los cuales se encuentran en ejecución obras de contención, monitoreo y ejecución de estudios definitivos que permitan la disminución de este tipo de riesgos.

Es importante considerar que la erosión regresiva en el Río Quijos constituye una amenaza directa para la continuidad operativa y la integridad de la infraestructura de los sistemas de transporte de crudo; por lo que EP PETROECUADOR suscribió en diciembre de 2025 el Contrato No. 2025479 para la construcción de la variante 10 del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) en el tramo afectado por procesos de erosión, con un plazo de ejecución de 240 días y fecha de empate TIE IN prevista para el 24 de junio de 2026; adicionalmente, en lo referente a la construcción de la variante definitiva del SOTE, durante el 2026 se prevé ejecutar los estudios técnicos correspondientes con el objetivo de

garantizar una solución estructural que asegure la integridad operativa en el mediano y largo plazo. Con respecto, al Poliducto Shushufindi–Quito presenta una afectación debido a la erosión regresiva de los ríos Loco y Coca, que ha comprometido la estabilidad del talud donde cruza la tubería, por lo que, al encontrarse a pocos metros del borde de erosión, se vuelve indispensable su reubicación fuera de la zona de riesgo mediante la construcción de una variante por la zona montañosa, cuyos trabajos se ejecutarán de forma coordinada con el avance del SOTE, a fin de garantizar la integridad de la infraestructura y la continuidad operativa del sistema de transporte.

Gráfico 12: Variante definitiva SOTE



Fuente: Gerencia de Transporte – Subgerencia de Oleoductos

4.4 REFINACIÓN - PRODUCCIÓN DE MEZCLAS Y DERIVADOS

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR opera tres refinerías, una planta de GLP y una planta licuefactora de gas natural. En el cuadro siguiente se aprecia la capacidad instalada actual de cada Refinería, por motivo de seguridad operativa los centros de refinación operarán en promedio al 96%.

Tabla 14: Capacidad instalada de refinerías.

CAPACIDAD INSTALADA EN REFINERÍAS		
Refinería	**Volumen bpd**	**Producción Derivados 2026 bls**
Esmeraldas	110.000	35.916.028
Libertad	45.000	12.307.678
Shushufindi	20.000	6.324.588
Planta de GLP Shushufindi [MMpcd]	25	812.337
Planta de GNL Bajo Alto [TMd]	200	2.161.734

Fuente: Gerencia de Refinación y Estimados Hidrocarbuíferos 2026-2029 oficializadas con Oficio Nro. MAE-VH-2026-0144 de 23 de marzo de 2026.

La producción en refinerías, en conjunto con las mezclas realizadas en los terminales, permite abastecer la demanda de combustibles al mercado nacional.

Para el 2026, se prevé el cambio del catalizador en la unidad HDS, con el objetivo de producir Diésel Premium con calidad EURO IV. Asimismo, se ejecutará el "Estudio Técnico Operativo Integral del Sistema de Refinación Ecuatoriano", mediante el cual se evaluará el estado actual de las refinerías (Esmeraldas, La Libertad, Shushufindi), incluyendo el diagnóstico de eficiencia energética, confiabilidad y mantenimiento, así como el análisis económico a fin de estructurar un plan de inversiones escalonado que fortalezca la sostenibilidad y el desempeño operativo de las tres refinerías.

4.4.1 Transporte de derivados

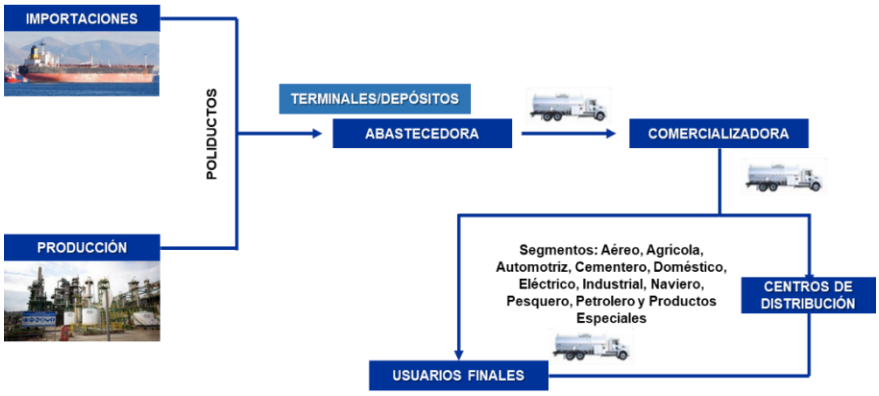
Para el transporte de derivados, actualmente se cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP a lo largo del país con una extensión total de 1.654 km con una capacidad total de transporte de 421.980 barriles por día al 2026. Se transportan los derivados desde las refinerías y terminales marítimos hasta las terminales y depósitos, donde se almacenan en grandes tanques, para luego ser distribuidos a las comercializadoras. Para el 2026, se estima transportar por poliductos 104.149.490 barriles, y adicionalmente se contempla ampliar la capacidad de transporte de derivados mediante la adecuación del Poliducto Esmeraldas – Santo Domingo a 20", con el fin de optimizar la logística de abastecimiento y fortalecer la eficiencia operativa del sistema de transporte.

4.4.2 Comercialización Nacional

En la gráfica que precede, se describe la cadena de comercialización de derivados, a través de la cual se comercializan los productos derivados producidos e importados a través de poliductos, mismos que tienen la particularidad de transportar varios productos incluidos el GLP a excepción del gasoducto Monteverde – Chorrillo que en la actualidad solo transporta GLP. A finales del 2025 se implementó códigos QR en las guías de remisión para el transporte de combustible fortaleciendo la trazabilidad, el control operativo y la coordinación con entidades de control, en línea con un enfoque orientado a la eficiencia, transparencia y generación de valor dentro del segmento de comercialización nacional de derivados.

Para el 2026, se comercializará 113.275.699 barriles. En este contexto, el fortalecimiento de la gestión de la comercialización nacional de EP PETROECUADOR se orienta a optimizar la distribución y venta de derivados de hidrocarburos, mediante la mejora continua de los procesos comerciales, y la trazabilidad en la cadena de abastecimiento. Como parte de este proceso, se han impulsado hitos relevantes orientados a consolidar el mercado interno y ampliar el acceso al servicio, entre los cuales se destaca la suscripción del contrato de transporte marítimo de cilindros GLP para el abastecimiento de las islas Galápagos por un periodo de tres años, así como el reinicio de la comercialización a domicilio de cilindros de GLP en zonas rurales del cantón Shushufindi, contribuyendo al desarrollo social y al fortalecimiento del servicio en territorios con limitada presencia comercial.

Gráfico 13: Cadena de Comercialización

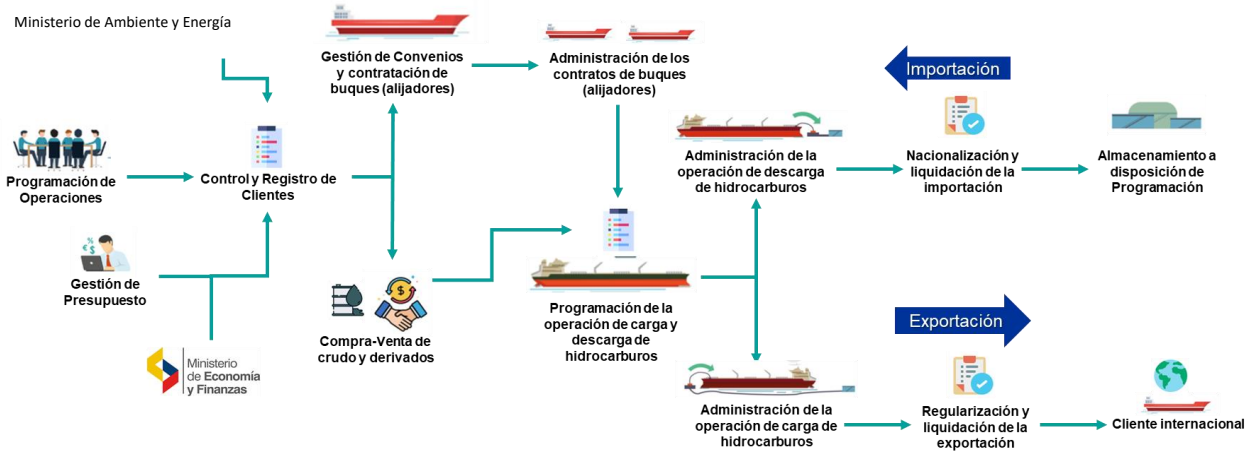


Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

4.4.3 Comercialización Internacional

La comercialización externa de crudo, se la realiza de acuerdo con la programación establecida por el Ministerio de Ambiente y Energía, misma que considera la producción nacional de crudo, entrega de crudo a las refinerías y el saldo exportable. A continuación, se describe el modelo de negocio de la comercialización internacional de hidrocarburos, misma que contempla estrategias comerciales que incorporen progresivamente contratos de mediano y largo plazo, con el propósito de optimizar la gestión del riesgo, mejorar la previsibilidad operativa y alcanzar diferenciales comerciales más favorables para EP PETROECUADOR.

Gráfico 14: Modelo de negocio comercialización internacional de hidrocarburos



Fuente: Gerencia de Comercialización Internacional.

Estrategia de Comercialización Internacional:

Exportaciones de crudo 2026

En el marco de la programación de concursos de crudo para el año 2026, se establece que para Crudo Oriente se ejecutarán un total de 32 concursos en el periodo de julio a diciembre. En detalle, durante los meses de julio y agosto se realizarán 2 concursos mensuales bajo la modalidad spot (totalizando 4 concursos), mientras que en septiembre y octubre se prevén 2 concursos por mes bajo la misma modalidad (4 concursos adicionales). Para los meses de noviembre y diciembre, se programarán igualmente 2 concursos mensuales spot (4 concursos). Complementariamente, bajo la modalidad de largo plazo se contemplan la ejecución de 4 concursos mensuales entre agosto y diciembre, acumulando un total de 20 concursos.

Por su parte, para Crudo Napo se proyecta la ejecución de 12 concursos bajo modalidad spot en el mismo periodo. Específicamente, se realizarán 2 concursos mensuales en julio y agosto (4 concursos), 2 concursos mensuales en septiembre y octubre (4 concursos), y finalmente 2 concursos mensuales en noviembre y diciembre (4 concursos).

Cabe señalar que cada concurso contempla la entrega aproximada de 360 mil barriles de crudo, con una variación de +/-5%, en función de las condiciones operativas y disponibilidad de producción.

Importaciones de derivados 2026

Para el año 2026, la programación de importaciones de derivados contempla un abastecimiento sostenido de productos refinados estratégicos, priorizando la continuidad operativa y la cobertura de la demanda nacional mediante esquemas de corto, mediano y largo plazo.

En el caso de la Nafta RON 95, se prevé la importación de un volumen total de 10.915.000 barriles, distribuidos en 37 cargamentos a lo largo del periodo abril diciembre. La mayor parte del abastecimiento se concreta en contratos de mediano y largo plazo, que representan 9.145.000 barriles (31 cargamentos), mientras que el componente de corto plazo alcanza 1.770.000 barriles (6 cargamentos) permitiendo flexibilidad operativa frente a variaciones en la demanda.

Por su parte, la Nafta RON 80 registra una programación total de 4.130.000 barriles, correspondientes a 14 cargamentos. De este volumen, 3.540.000 barriles (12 cargamentos) se ejecutarán bajo esquemas de mediano y largo plazo, mientras que 590.000 barriles (2 cargamentos) se gestionarán en el corto plazo, evidenciando una estrategia combinada entre sostenibilidad contractual y capacidad de respuesta inmediata.

En cuanto al Diésel Premium, se estima un volumen total de importación de 19.600.000 barriles, distribuidos en 70 cargamentos constituyéndose en el principal producto de importación, De este total, 16.240.000 barriles (58 cargamentos) corresponden a contratos de mediano y largo plazo, mientras que 3.360.000 barriles (12 cargamentos) se ejecutarán en el corto plazo, garantizando seguridad de suministro y optimización de costos.

Respecto al Diésel Oil, se proyecta la importación de 8.960.000 barriles en 32 cargamentos de los cuales 7.840.000 barriles (28 cargamentos) se gestionarán bajo contratos de mediano y largo plazo, y 1.120.000 barriles (4 cargamentos) en el corto plazo, alineados a necesidades operativas específicas.

En el caso de Propano y Butano medidos en toneladas métricas, se contempla un volumen total de 993.263 toneladas, abastecidos en su totalidad mediante contratos de mediano y largo plazo, lo que responde a la naturaleza estratégica de este producto para el consumo residencial.

Para el producto AVGAS, se estima una importación total de 32.000 barriles distribuidos en 4 cargamentos, ejecutados bajo esquemas de mediano y largo plazo, en función de la demanda especializada del sector aeronáutico.

En lo que respecta al Jet A-1 presenta una programación de importación de 495.000 barriles, correspondientes a 11 cargamentos, gestionados principalmente en el corto plazo, lo cual permite una mayor flexibilidad para atender la variabilidad del tráfico aéreo y la demanda del sector.

Finalmente, en el marco del fortalecimiento de la sostenibilidad financiera y la gestión integral de riesgos, la EP Petroecuador incorpora la implementación de la Política para las Operaciones de Cobertura Financiera (hedging), como un eje estratégico orientado a mitigar la exposición a la volatilidad de los precios internacionales del crudo. Esta herramienta que permitirá mejorar la previsibilidad de los ingresos, optimizar la planificación presupuestaria y respaldar la programación eficiente de inversiones y operaciones, contribuyendo a la estabilidad de los resultados empresariales y a la protección del Presupuesto General del Estado. Su aplicación se desarrollará bajo un enfoque técnico, con procesos estructurados y alineados al marco normativo vigente, fortaleciendo la gobernanza empresarial. De esta manera, la política de cobertura se posiciona como habilitante clave para la toma de decisiones oportunas, la reducción de la incertidumbre financiera frente a escenarios adversos del mercado internacional de hidrocarburos.

4.5 PROYECCIONES

4.5.1 Inversiones, costos y gastos

En función de las cifras planteadas para el presupuesto 2026 y que fueron debidamente aprobadas por el Directorio de la empresa mediante Resolución No. DIR-EPP-19-2025-12-30, las proyecciones de egresos en inversiones y costos y gastos son las que se describen a continuación:

Las **Inversiones** que se proyectan para el año 2026 son de USD 704,09 millones, el área que mayor inversión representa es la Gerencia de Exploración y Producción con el 88,61% del presupuesto Capex.

Tabla 15: Presupuesto de Inversiones - CAPEX 2026 (USD)

Concepto	Presupuesto Aprobado 2026	Presupuesto Codificado 2025	Variación 26-25
Exploración y Producción	623,88	435,13	43,38%
Activos en Transición	11,89	4,57	160,18%
Refinación	19,02	23,14	-17,80%
Transporte	24,65	7,16	244,27%
Comercialización Nacional	4,24	0,08	5.200,00%
Seguridad, Salud y Ambiente	1,97	1,36	44,85%
Soporte Administrativo	14,28	17,77	-19,64%
Logística y Abastecimiento	3,98	12,29	-67,62%
Total	**704,09**	**501,5**	**40,40%**

Fuente: Subgerencia de Finanzas / Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto.
Nota1: - Cifras del presupuesto 2026.
- Exploración y Producción comprende solo la asignación para la ejecución de proyectos y adquisición de Activos Fijos.
- Soporte Administrativo comprende la Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicación.
Nota2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

Los principales egresos de la Gerencia de Exploración y Producción corresponden a Perforación por USD 296,05 millones; Facilidades por USD 112,48 millones; y, Cambios de Zona por USD 164,77 millones. La variación del 43,38% con relación al año 2025, corresponde principalmente a la Jefatura de Perforación de Exploración y Producción, cuya planificación para el año 2026 considera la perforación de nuevos pozos en varios campos como Sacha, Palo Azul, Shushufindi, Limoncocha.

La variación en Activos en Transición corresponde a que, en el año 2026, la gerencia tiene planificado ejecutar los proyectos de inversión por Facilidades por reemplazo de tuberías, sistemas de monitoreo, control y seguridad, reemplazo de equipos de generación y equipos eléctricos, instalación de bomba de inyección en Capiron, reemplazo de cables de potencia, sistema contra incendios; Cambios de Zona y conversión de pozos; y, Adquisición de equipos de laboratorio para el análisis del crudo extraído para el Bloque 16-67. Los mismos que serán ejecutados con recursos propios de EP PETROECUADOR, previstos dentro de la planificación presupuestaria institucional de la Unidad de Negocio de Activos en Transición bajo los rubros de inversión y operación (CAPEX y OPEX).

El presupuesto de Transporte para el año 2026 es de USD 24,65 millones, que comprenden la adquisición de Activos Fijos por USD 11,03 millones y la ejecución de los Programas: Desarrollo de Terminales, Almacenamiento y Transporte de Derivados y Desarrollo de Combustibles Alternativos, por USD 13,62 millones. La variación corresponde principalmente al proyecto “Repotenciación Poliductos de la Costa”, que no se ejecutó en el 2025 y fue considerado para el año 2026.

La variación del presupuesto de Soporte Administrativo se debe a que en el año 2025 se realizó la renovación de Flotas y Equipo de Transporte, rubro que para el año 2026 ya no se contempla, así como a la adquisición de equipos de computación, comunicacionales, electrónicos, licencias y paquetes informáticos, gestionados por la Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicación.

Respecto de los **Costos y Gastos** operativos, para el año 2026 se considera un monto de USD 4.123,31 millones, la Gerencia de Exploración y Producción le corresponde el mayor presupuesto Opex, representando el 58,80%; así también se consideran USD 1.692,13 millones, correspondiente al presupuesto de Contratos Especiales (Consorcios) para el año 2026.

Tabla 16: Presupuesto de costos y gastos - OPEX 2026

Concepto	Presupuesto Aprobado 2026	Presupuesto Codificado 2025	Variación 26-25
Exploración y Producción	2.424,32	2.465,48	-1,67%
Activos en Transición	75,7	64,15	18,00%
Refinación	143,65	143,64	0,01%
Transporte	160,07	159,45	0,39%
Comercialización Nacional	209,15	216,56	-3,42%
Comercio Internacional	87,4	94,5	-7,51%
Seguridad, Salud y Ambiente	64,12	88,46	-27,52%
Soporte Administrativo	719,06	451,17	59,38%
Logística y Abastecimiento	239,84	210,06	14,18%
Total	**4.123,31**	**3.893,47**	**5,90%**

Fuente: Subgerencia de Finanzas / Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto.
Nota: Cifras del presupuesto 2026. Soporte Administrativo comprende: Subgerencias de Finanzas, Planificación y Control de Gestión, Talento Humano, Tecnologías de la Información y Comunicación; Jefaturas Corporativas de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias, Programación y Coordinación Operativa; Jefaturas de Imagen y Comunicación, Seguridad Física; Procuraduría; y, Auditoría Interna.
Nota2: 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 variación en Activos en Transición se encuentra vinculado a la ejecución prevista de los proyectos de inversión por Facilidades, que están relacionados en su mayor parte con las actividades de exploración y producción, entre los que se encuentran principalmente las rentas de equipos para levantamiento artificial (equipos de fondo (ESP), MTU, equipo de superficie (VSD), renta de equipos de generación eléctrica. Estos servicios se hallan directamente asociados a la operación y que de incrementarse los fluidos se requerirá mayor cantidad de rentas, tanto de equipos de levantamiento artificial como de generación eléctrica para los nuevos pozos que se planifica integrarlos a la producción.

En Seguridad, Salud y Ambiente se han optimizado procesos; sin embargo, se encuentran en revisión del presupuesto para las reprogramaciones internas y solicitud de asignación adicional de recursos en caso de requerir para las adquisiciones de ropa de seguridad, campañas de remediación ambiental y atención de emergencias.

La variación en Soporte Administrativo se debe principalmente a la asignación de recursos para las operaciones de Cobertura Financiera que se ejecutarán en el transcurso del año fiscal vigente.

En Logística y Abastecimiento, las necesidades se concentran en la unidad de la Jefatura de Bodegas para cubrir actividades comprometidas que corresponden a materiales para mantenimiento y operación de los equipos que soportan la cadena de operación de las Gerencias de Refinación (materiales y suministros para: mantenimiento de equipos, paros de plantas de refinerías), Transporte (Tuberías Sote, Mangueras, Repuestos para mantenimiento de motores) y Comercialización Nacional (Mantenimiento de equipos de estaciones de servicios, estaciones de servicios, insumos para despacho de combustibles).

5. PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN

5.1 ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN

La estrategia de expansión empresarial de EP PETROECUADOR se orienta a consolidar un modelo empresarial moderno, eficiente y competitivo, capaz de fortalecer el desarrollo integral de la cadena de valor hidrocarburífera y potenciar la generación de valor para el Estado ecuatoriano.

Este enfoque estratégico articula el fortalecimiento institucional con el crecimiento operativo, promoviendo estándares internacionales de gestión financiera, gobernanza corporativa y modernización tecnológica, como pilares que respaldan la toma de decisiones, la eficiencia operativa y el posicionamiento institucional.

La expansión empresarial se concibe como un proceso integral que combina la optimización del modelo de gestión, mediante la definición estratégica del rol empresarial y el fortalecimiento de la gobernanza corporativa; la consolidación de la transparencia y credibilidad financiera, a través de la implementación progresiva de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y la ejecución de auditorías externas bajo estándares internacionales; la integración tecnológica y digitalización de proceso, impulsando la implementación de un sistema ERP corporativo que permita la gestión integrada de la información y la toma de decisiones basada en datos; y el desarrollo progresivo de las unidades de la cadena de valor, orientado a fortalecer las capacidades operativas y comerciales es coherencia con los objetivos estratégicos institucionales y las oportunidades del entorno.

A continuación, se presentan las estrategias por unidad de negocio, orientadas a fortalecer el desempeño de cada eslabón de la cadena de valor y contribuir al cumplimiento de los objetivos estratégicos empresariales:

Exploración y Producción

Acorde a la misión de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR, la Gerencia de Exploración planificó para el año 2026 la evaluación de áreas exploratorias a diferentes escalas, comprendiendo análisis a nivel de cuenca, plays y prospectos, priorizando las evaluaciones en la cuenca de mayor interés exploratorio del país: la Cuenca Oriente. En el año 2026 la evaluación de 5 áreas prospectivas ubicadas tanto en la cuenca Oriente como en la región Litoral. Para ello, se planteó la interpretación geológica y geofísica en la cuenca Oriente y en las cuencas del Litoral.

Como parte de la evaluación integral del potencial hidrocarburífero, esta Gerencia contempla la ejecución de proyectos de Merge y Reprocesamiento Sísmico regional. El primero se desarrollará en el sector centro-occidental de la Cuenca Oriente, a lo largo del play Sacha–Shushufindi, con la finalidad de evaluar el potencial hidrocarburífero asociado al precretácico. El segundo proyecto se enfocará en el sector centro-oriental de la Cuenca Oriente, con el objetivo de integrar la información sísmica y geológica disponible para definir el potencial estratigráfico, particularmente asociado a la arenisca M1. Estos proyectos se ejecutarán en un horizonte estimado de tres (3) años a partir del 2026 e incluirán procesos de migración en tiempo y profundidad, así como técnicas avanzadas de procesamiento sísmico, tales como AVO/AVA e inversión sísmica. Adicionalmente, contemplan la generación y actualización de modelos geológicos regionales, lo cual permitirá ampliar el entendimiento estructural y estratigráfico de las áreas de estudio y, en consecuencia, expandir el horizonte exploratorio de la Cuenca Oriente.

Transporte de petróleo por ductos y almacenamiento:

La Gerencia de Transporte ejecutará un conjunto de estrategias orientadas a fortalecer la confiabilidad, seguridad, eficiencia y sostenibilidad de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos:

- Utilización de Q.R.F. (Químico Reductor de Fricción) en los ductos de Transporte de productos limpios derivados de petróleo.

- Repotenciación de las facilidades de bombeo de los distintos ductos (SOTE y Poliductos) de la Gerencia de Transporte.
- Incremento de la capacidad de almacenamiento de los principales Terminales de la Gerencia de Transporte a través de ejecución de mantenimiento de tanques actualmente no disponibles.
- Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos para la disponibilidad y confiabilidad operativa de la infraestructura de la Gerencia de Transporte.
- Mantenimiento de un brazo de carga en Terminal Marítimo Monteverde para aseguramiento de la capacidad de descarga de GLP.
- Cambio de sello de mesa en monoboya de Terminal La Libertad para aseguramiento de operativos de carga y descarga.
- Estabilización de suelos en Terminal Cuenca.
- Plan Nacional de fortalecimiento de la infraestructura de Poliductos por perforaciones clandestinas.
- Continuación de conversión del ducto Monteverde – Chorrillos a Poliducto para transporte de productos limpios.
- Contratación de mejoras de infraestructura en Terminal Monteverde, Protección Catódica y Duques de Atraque.
- Contratación de obra para construcción de ducto de 20” en el tramo Esmeraldas Santo Domingo.

En línea con la estrategia de expansión del sistema de transporte por ductos y almacenamiento, la EP PETROECUADOR adoptará un modelo integral de control y aseguramiento basado en experiencias exitosas regionales, que han demostrado la efectividad de intervenciones estructuradas para la erradicación del robo de combustibles. Este modelo contempla la creación de una instancia especializada de control de pérdidas, apoyada en la implementación de tecnologías de monitoreo en línea y en tiempo real para la detección de fugas y desviaciones, el fortalecimiento de los procesos operativos con información confiable y oportuna (producto, volumen, flujo y presión), y el aseguramiento volumétrico de toda la cadena de transporte y comercialización. Adicionalmente, se promoverá la articulación con la fuerza pública y autoridades competentes para la desarticulación de redes ilícitas, junto con la consolidación de un marco legal y contractual alineado a la magnitud del delito. Este enfoque se complementa con el desarrollo de talento humano comprometido y acciones de responsabilidad social que fortalezcan la previsión a nivel territorial, garantizando así la integridad de la infraestructura, la continuidad operativa y la sostenibilidad financiera de la empresa.

A continuación, se presentan las estrategias empresariales de la EP PETROECUADOR:

Tabla 17: Estrategias Empresariales.

ESTRATEGIAS EMPRESARIALES	
Objetivo Estratégico	**Estrategia**
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.
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
3. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	3.1 Implementar un programa integral de exploración y recuperación mejorada de hidrocarburos
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.Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional	5.1 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa 5.2 Optimizar y Monitorear los sistemas de transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados a nivel nacional
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.
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.

ESTRATEGIAS EMPRESARIALES	
Objetivo Estratégico	**Estrategia**
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: EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR

Situación en filiales, unidades de negocio, subsidiarias u otras empresas

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, posee al 31 de diciembre de 2025, dos empresas Subsidiarias de Economía Mixta en la cuales tiene la siguiente participación accionaria:

Tabla 18: Integración de Capital en Subsidiarias

Subsidiaria	Razón Social	Participación [%]	Capital accionario al 31/12/2025 [USD]
CEM AUSTROGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA AUSTROGAS	70,65%	6.232.613,00
CEM LOJAGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA LOJAGAS	7,42%	253.535,00

Fuente: Superintendencia de Compañías

Adicionalmente, es relevante indicar que EP PETROECUADOR tiene una participación accionarial del 51% en La Refinería del Pacífico que es una compañía de economía mixta (RDP - CEM), que se encuentra en liquidación desde el año 2019. La Junta General Universal de Accionistas de RDP - CEM de la cual EP PETROECUADOR forma parte; mediante Resolución No. RDP-GLI-08-10-2025-JGUA-RES-0001 de 21 de octubre de 2025 tomó conocimiento del Informe del Plan de Liquidación presentado por el Liquidador de RDP CEM y sus avances, así como la necesidad de recursos económicos que permitan cubrir al menos contingentes emergentes de la fase Uno del proceso de la Liquidación acorde a su participación accionaria.

6. PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN

6.1 PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN

El portafolio de proyectos de inversión de la empresa se orienta en fortalecer de manera integral la cadena de valor hidrocarburífera, mediante la ejecución articulada de iniciativas de optimización de infraestructura, desarrollo de campos, refinación, transporte. En el segmento downstream, se prioriza la rehabilitación y optimización de las refinerías, con el objetivo de incrementar la eficiencia operativa, mejorar la calidad de los derivados reducir la dependencia a las importaciones. En transporte y logística, se impulsan proyectos estratégicos como la construcción y modernización de poliductos y variantes del SOTE, que permiten incrementar la confiabilidad operativa, mitigar riesgos asociados a eventos geológicos y garantizar el abastecimiento nacional.

Paralelamente, en el upstream se promueve la implementación de esquemas de inversión mediante servicios específicos integrados, orientados a incrementar reservas y producción, optimizar la recuperación de hidrocarburos y generar valor económico para el Estado. Este conjunto de inversiones, con horizonte de mediano y largo plazo, se sustenta en criterios de rentabilidad, sostenibilidad y gestión de riesgos, asegurando la generación de ingresos y eficiencia en el uso de recursos.

Cabe señalar que este presupuesto está elaborado acorde al techo presupuestario asignado por el Ministerio de Economía y Finanzas:

Tabla 19: Resumen Proyectos de Inversión

RESUMEN PROYECTOS DE INVERSIÓN		
Objetivo estratégico empresarial	**# Proyectos**	**Presupuesto 2026 USD Millones**
OE2. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	5	635.452.505,05
OE4. Mantener la producción de derivados en los centros de industrialización	10	6.256.770,30
OE5. Incrementar la eficiencia del transporte, almacenamiento y despacho de crudo y derivados de hidrocarburos a nivel nacional	7	13.624.695,00
OE7. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	1	3.729.295,40
TOTAL PROYECTOS DE INVERSIÓN	**23**	**659.063.266**
Resumen de Activos Fijos		
Adquisición de Activos Fijos		**44.976.990**
EXCLUSIÓN PORTAFOLIO DE INVERSIÓN-SUBGERENCIA SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE		

RESUMEN PROYECTOS DE INVERSIÓN		
Objetivo estratégico empresarial	**# Proyectos**	**Presupuesto 2026 USD Millones**
Repotenciación del Centro de Gestión de Desechos bloque 57 Shushufindi		53.785
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN		**704.094.041**

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión
Nota1: Los proyectos aquí presentados son los que han sido priorizados por el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR.
Nota2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en los rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.

El presupuesto codificado de inversión a mayo 2026 es de USD 704.094.041 de los cuales USD 659.063.266 corresponden a proyectos de inversión que cuentan con estudios completos y la aprobación de priorización por parte del Directorio. Estos proyectos son financiados con recursos propios contemplados en la proforma presupuestaria 2026.

Por otra parte, USD 44.976.990 corresponde a la adquisición de activos fijos. El valor restante, equivalente a USD 53.785, corresponde a presupuesto asignado a 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, mediante memorando PETRO-SSA-2026-0893-M de 30 de marzo de 2026. En consecuencia, aunque mantiene una asignación en el presupuesto de inversión, actualmente no se encuentran vinculados a ningún proyecto de inversión, por lo que se prevé su utilización en otras actividades dentro del ámbito de gestión de la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente.

Los valores de presupuesto 2026, corresponden netamente a los proyectos de inversión por un monto de USD 659.063.266 con un total de 23 proyectos de las unidades de Refinación, Transporte y Comercialización Nacional. Estos proyectos cuentan con estudios completos y fueron priorizados y aprobados por parte del Directorio en períodos anteriores, por lo que no constituyen nuevos proyectos de inversión.

Del total de proyectos, 9 se encuentran actualmente en ejecución, mientras que 14 están en proceso de cierre, etapa en la que se gestionan y concluyen aspectos contractuales, administrativos y legales pendientes para su terminación definitiva. En este sentido, la asignación presupuestaria permite financiar tanto la continuidad de los proyectos en ejecución como las actividades necesarias para culminar los procesos de cierre, incluyendo la liquidación de contratos, atención de obligaciones pendientes, regularizaciones administrativas y cumplimiento de requerimientos legales, garantizando así el cierre ordenado y adecuado de dichos proyectos de inversión.

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.

Tabla 20: Proyectos de Inversión por unidad de negocio

Programas / Proyectos de Inversión	Presupuesto	Provincia	Cantón
Gerencia de Exploración y Producción			
Cambios de Zona	164.770.692,00	Orellana	Bloques: 7, 12, 15, 18, 44, 56, 57L, 57S, 58, 61
Facilidades	163.014.535,51	Orellana	Bloques: 7, 12, 15, 18, 44, 56, 57L, 57S, 58, 61
Perforación	296.051.349,54	Orellana Sucumbíos Napo Pastaza	Bloques: 7, 12, 15, 18, 43, 44, 56, 57L, 57S, 58, 60, 61
Gerencia Unidad de Negocios de Activos en Transición			
UNAT: Cambios de zona	2.045.100 ,00	Orellana	Orellana, Aguarico
UNAT: Facilidades	9.570.828,00	Orellana	Orellana, Aguarico
Gerencia de Transporte			
Repotenciación de Poliductos de la Costa	13.429.695,00	Manabí, Guayas, Santa Elena	Manta, Guayaquil, La Libertad
Otros: Reconstrucción y remodelación de estaciones, terminales y poliductos	195.000,00	A nivel nacional	A nivel nacional
Gerencia de Refinación			
Rehabilitación de las Unidades Catalíticas II (CCR, HDT, Lazo de Regeneración)	4.536.476,00	Esmeraldas	Esmeraldas
Reemplazo y puesta en operación del Tanque Y-T8014D (TQ 10) de Fuel Oil, Capacidad 55.000 BLS	1.719.594,30	Santa Elena	La Libertad
Otros: Sostenimiento de plantas	700,00	Esmeraldas	Esmeraldas
Gerencia de Comercialización Nacional			

Programas / Proyectos de Inversión	Presupuesto	Provincia	Cantón
Red de Gasolineras Fronteras Norte y Sur del país	3.729.295,40	Carchi Esmeraldas Sucumbíos El Oro Loja Zamora-Chinchipe	Tulcán San Lorenzo Sucumbíos Huaquillas Arenillas Santa Rosa Loja Zamora
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN DE LA EMPRESA	**659.063.266**		

Fuente: Jefatura de PMO
Nota1: 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. PLAN FINANCIERO

La planificación descrita en el presente Plan se estableció de acuerdo con el presupuesto de Ingresos y Egresos 2026, que cuenta con la aprobación del Directorio de la EP PETROECUADOR, mediante resolución No. DIR-EPP-19-2025-12-30.

Adicionalmente, en el marco del fortalecimiento de la gestión financiera y corporativa, EP PETROECUADOR avanza en la implementación progresiva de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), como un eje estratégico orientado a mejorar la transparencia y calidad de información financiera. Este proceso forma parte de la redefinición integral del modelo de gestión empresarial, que incluye la valoración de activos y reservas, la modernización de procesos contables y financieros, la adopción de herramientas tecnológicas especializadas y el fortalecimiento de la gobernanza institucional.

7.1 SUPUESTOS

En cumplimiento de la normativa legal, políticas, objetivos empresariales y con el afán de tener un instrumento que posibilite gestionar en forma organizada, de fácil manejo y comprensión, los ingresos, gastos y financiamiento de la EP PETROECUADOR, alineados al Plan Estratégico de la Empresa y las políticas públicas del Ecuador, sustentadas en los ejes del sector hidrocarburífero: ser productivos, ser soberanos, ser inclusivo y ser sostenibles; se articulan las propuestas de acción y producción, con la estimación y proyección cuantificada en términos monetarios de los ingresos y egresos de las principales actividades del giro de negocio de la Empresa.

El presupuesto cuenta con atributos que vinculan los objetivos del Plan Estratégico de la Empresa, con la administración de sus recursos financieros; y, responde a la estructura institucional, conformada por las gerencias operativas y de soporte administrativo. Para la elaboración del Presupuesto 2026, se consideraron los siguientes supuestos:

Tabla 21:Principales parámetros de cálculo

PRINCIPALES PARÁMETROS		
Concepto	**Unidad**	**Año 2026 (USD)**
Precio de Exportación Crudo	USD/BLS	53,47
Precio de Exportación Fuel Oil Nº 6	USD/BLS	48,12
Precio Promedio Venta Interna de Derivados (Sin Impuestos)	USD/BLS	67,72
Precio de Venta Gas Natural Sector Eléctrico	USD/MMBTU's	3,85
Precio de Venta Gas Natural Sector Industrial	USD/MMBTU's	7,91
Precio Venta de Lubricantes	USD/GLS	11,54
Precio Venta de Azufre	USD/KG	0,04

Fuente: Subgerencia de Finanzas / Jefatura Corporativa de Planeación Financiera y Presupuesto.
Nota: Principales parámetros Presupuesto proyectado 2026

7.1.1 Supuestos Presupuesto Proyectado de Ingresos:

Los volúmenes considerados para el Presupuesto 2026 de los Ingresos Operativos para exportación de crudo y derivados y venta interna de derivados (incluido azufre, lubricantes GN y GNL), corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos 2026 - 2029, remitidos por el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Oficio Nro. MEM-VH-2025-485-OF de 06 de octubre de 2025.

Los precios de exportación de crudo y derivados fueron enviados por el Ministerio de Economía y Finanzas, mediante correo electrónico de 01 de octubre de 2025.

Los precios de venta interna de derivados y comercialización de Gas Natural, GNL, Lubricantes y Azufre corresponden al promedio ponderado del ejecutado real en el mes de septiembre de 2025 (sin impuestos)

7.1.2 Supuestos Presupuesto de Costos, Gastos e Inversiones (Opex y Capex):

Para la programación presupuestaria de Opex y Capex se consideraron las cifras conforme al Presupuesto 2026, con base a los requerimientos y las necesidades prioritarias identificadas por las áreas operativas y administrativas, y fue aprobado por el Directorio de la EP PETROECUADOR, mediante resolución No. DIR-EPP-19-2025-12-30, conforme la tabla No. 1.

7.1.3 Supuestos Presupuesto Proyectado de CFDD:

El valor proyectado de la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD) para el año 2026, incluye la importación de hidrocarburos y la compra de etanol anhidro para carburantes; considerando la programación de importación de productos derivados conforme a los Estimados Hidrocarburíferos del año 2026; y, con base a la proyección de los precios obtenidos del informativo Platts.

Tabla 22: Importación de Derivados

Importación de Derivados [MMbls]		
Producto	**2025**	**2026**
Diésel 2	7,72	8,56
Diésel Premium	25,76	23,55
Diésel 2 (Diluyente)	0,00	2,66
Nafta Alto Octano	14,62	13,86
Nafta Bajo Octano	9,66	5,34
GLP	15,86	14,91
AVGAS	0,03	0,03
Jet A-1	0,67	0,22
Total	**74,32**	**69,14**

Fuente: 2025: Informe Estadístico a diciembre.
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.
Nota2: Estimados Hidrocarburíferos 2026-2029, oficializados mediante Oficio No. MAE-VH-2026-00144-O DE 23 de marzo de 2026.

Cabe recalcar que, los recursos presupuestarios asignados de la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), serán utilizados exclusivamente para este concepto y no podrán ser reprogramados a otro ítem de gasto.

7.1.4 Supuestos Presupuesto Otros Egresos:

En este grupo se consideran: Pagos de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica (CTEA) y Pago de Tarifa OCP, de acuerdo con lo estipulado en la Conformidad al Presupuesto 2026 emitida por el Ministerio de Economía y Finanzas.

La asignación de recursos presupuestarios por concepto de la Ley CTEA, es un rubro variable, que depende de la evolución de los precios del crudo en el mercado internacional y del volumen de exportación, razón por la cual no podrá ser redistribuido a otras partidas.

7.1.5 Supuestos Presupuesto Optimización MEF:

De acuerdo al anexo y contenido del Oficio Nro. MEF-SRF-2025-1110-O de 12 de diciembre de 2025, con el que se remitió la Conformidad al Presupuesto 2026, respecto de la línea Optimización MEF, se señala lo siguiente: *"(…) Con el propósito de alcanzar el equilibrio presupuestario, el superávit resultante de las optimizaciones generadas, deberá irse acumulando como TRANSFERENCIAS O DONACIONES CORRIENTES, en el ítem 58.01.01 "Transferencias o donaciones destinadas a organismos y entidades que integran el Presupuesto General del Estado" (SUPERAVIT PROYECTADO) (…)".*

Esta línea, corresponde a los ajustes realizados por el MEF de acuerdo con las ejecuciones históricas de la EP PETROECUADOR, que para el año 2026 fue de USD 45,42 millones, que se registrarán en el grupo de gasto 67 (Clasificador Presupuestario MEF).

7.1.6 Supuestos Presupuesto de la línea "Diferencia para Equilibrio Presupuestario":

La línea "Diferencia para el Equilibrio Presupuestario", corresponde a la diferencia entre ingresos y egresos para llegar al Equilibrio Presupuestario, la cifra depende de los precios de exportación de crudo y derivados en el mercado internacional y el comportamiento de la oferta y demanda interna de derivados.

Es importante señalar que, el monto de la línea "Diferencia para el Equilibrio Presupuestario", al ser un resultado de un cálculo matemático de la diferencia entre los ingresos totales y los egresos por costos y gastos e inversiones, CFDD, Otros Egresos (Ley CTEA y Transporte OCP), Optimización MEF, no considera los valores por consumo interno de hidrocarburos de la EP PETROECUADOR y otros egresos que se registran por parte del ente rector de las finanzas públicas.

7.2 Estado de Situación Proyectado

La proyección financiera para el año 2026 se ha elaborado en función de las proyecciones de varias cuentas en particular, así como también utilizando una tasa de inflación del 2,60%, en concordancia con la estimación del boletín técnico del Índice de Precios al Consumidor (https://www.ecuadorencifras.gob.ec/indice-de-precios-al-consumidor/), se ha optado por emplear la estimación oficial nacional para garantizar consistencia institucional, credibilidad técnica y alineación con la política económica vigente. De esta manera, el modelo financiero presentado se fundamenta en información oficial y confiable, asegurando su validez frente a auditores, entes de control y procesos de planificación corporativa. El año base de la proyección es el año 2025 que contiene cifras cerradas.

Tabla 23: Proyección del estado de situación financiera - Millones de USD

Concepto	2026	2025	Variación 26-25	Análisis de variaciones
Activos				
Activos corrientes	4.129,33	4.234,83	**-2,49%**	
Efectivo y equivalente de efectivo	526,10	539,92	**-2,56%**	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	2.524,96	2.592,36	**-2,60%**	
Inventarios	991,70	1.018,18	**-2,60%**	
Gastos pagados por anticipado	86,57	84,37	**2,60%**	Este rubro incluye los anticipos que corresponden a la gestión de la CFDD.
Activos no corrientes	**8.385,29**	**8.209,50**	**2,14%**	
Propiedad, planta y equipo	182,98	178,34	**2,60%**	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	332,85	341,74	**-2,60%**	El decremento debido a que en el año 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	1,38	1,38	**0,00%**	
Activos por derecho de uso	16,26	10,30	**57,80%**	El incremento por el efecto de la aplicación de los registros de la NIIF 16.
Inversiones de explotación y desarrollo	6.967,10	6.790,55	**2,60%**	El incremento corresponde a la estimación de adquisiciones dePP&E para la Gerencia de Exploración y Producción.
Inversiones de exploración	765,74	765,74	**0,00%**	
Inversiones en acciones	13,61	13,26	**2,60%**	
Otros activos	102,98	105,72	**-2,60%**	Decremento corresponde a las cuentas de fondos restringidos, se estima liberar fondos en el año 2026.
Gastos pagados por anticipado	2,40	2,46	**-2,60%**	
Total Activos	**12.514,62**	**12.444,33**	**0,56%**	
Pasivos				
Pasivos corrientes	**3.115,93**	**3.182,64**	**-2,10%**	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.847,06	2.923,06	**-2,60%**	El decremento corresponde al registro de las provisiones de bienes y servicios.
Pasivo contractual	41,21	42,32	**-2,60%**	
Beneficios empleados corto plazo	87,19	84,98	**2,60%**	El incremento corresponde a la provisión de décimo tercero, cuarto y la remuneración variable del año.
Pasivos por impuestos corrientes	124,92	121,76	**2,60%**	
Pasivo por arrendamiento CP	15,54	10,53	**47,67%**	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.
Pasivos no corrientes	**1.972,92**	**1.985,81**	**-0,65%**	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.069,94	1.098,50	**-2,60%**	El decremento corresponde a la estimación del pago de los juicios laborales.
Fondos Recibidos de Terceros	146,31	150,22	**-2,60%**	El decremento corresponde a la proyección de pago de los fondos recibidos de Shaya
Obligaciones por beneficios definidos	471,23	459,29	**2,60%**	
Provisión por abandono de campo y desmantelamiento	266,77	260,01	**2,06%**	El incremento corresponde al cálculo del abandono de campo (ARO) de la Gerencia de Exploración y Producción.
Pasivo por arrendamiento LP	1,34	0,00	**0,00%**	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.
Provisión para contingentes	17,33	17,79	**-2,60%**	El decremento corresponde a los ingresos que se reconocerán el momento del cobro
Total Pasivos	**5.088,85**	**5.168,44**	**-1,54%**	
Patrimonio				
Capital Social	3.012,78	3.012,78	**0,00%**	

Concepto	2026	2025	Variación 26-25	Análisis de variaciones
Aportes exoperadoras	7.486,35	7.486,35	**0,00%**	
Fondos entregados y recibidos neto	6.957,49	8.493,46	**-18,08%**	El decremento corresponde a la diferencia los valores entregados y recibidos del MEF.
Otro resultado integral	-185,03	-180,34	**2,60%**	
Adopción por primera vez NIIF	-1.415,92	-1.415,92	**0,00%**	
Resultado del ejercicio	1.690,54	688,35	**145,59%**	
Resultados acumulados	-10.120,45	-10.808,80	**-6,37%**	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.
Total Patrimonio	**7.425,78**	**7.275,89**	**2,06%**	
Total Pasivos + Patrimonio	**12.514,62**	**12.444,33**	**0,56%**	

Nota: Los valores reflejados en los estados financieros 2025 son cifras cerradas.
Nota2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.
Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura Corporativa de Gestión Contable.

A continuación, se presenta el cronograma de implementación de transformación sistémica que alinea la gestión financiera, contable, tecnológica y organizacional de EP PETROECUADOR.

Tabla 24: Implementación NIIF

NOMBRE DE TAREA	DURACIÓN	COMIENZO	FIN
EJE 2: PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN NIIF	**568 días**	**lun 19/1/26**	**mié 22/3/28**
Diagnóstico	10 días	lun 19/1/2026	vie 30/1/26
Preparatoria	127 días	lun 19/1/26	mar 14/7/26
Precontractual	44 días	mié 15/7/26	lun 14/9/26
Ejecución	397 días	mar 15/9/26	mié 22/3/28
EJE 3.1: CONTRATACIÓN AUDITORIAS FINANCIERAS 2022 - 2024	**376 días**	**mié 14/1/26**	**mié 23/6/27**
Preparatoria	78 días	mié 14/1/26	vie 1/5/26
Precontractual	58 días	lun 4/5/26	mié 22/7/26
Ejecución	240 días	jue 23/7/26	mié 23/6/27
EJE 3.2: CONTRATACIÓN AUDITORIAS FINANCIERAS 2025 - 2027	**328 días**	**mié 1/12/27**	**vie 2/3/29**
Preparatoria	30 días	mié 1/12/27	mar 11/1/28
Precontractual	58 días	mié 12/1/28	vie 31/3/28
Ejecución	240 días	lun 3/4/28	vie 2/3/29

Fuente: Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales, remitido mediante correo electrónico 13 de abril de 2026.

7.3 Flujo de Caja

Tabla 25: Flujo de caja proyectado 2026

FLUJO DE CAJA PROYECTADO 2026 [Millones de USD]					
Actividad	**I TRIM**	**II TRIM**	**III TRIM**	**IV TRIM**	**TOTAL 2026**
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN					
Venta interna de derivados a precios nacionales	1.954,56	2.264,93	1.923,53	2.119,44	8,262,45
Recuperación de costos, gastos e inversión por exportaciones de crudo y derivados	84,20	117,24	113,12	113,16	427,72
Recuperación de costos de producción y mercado interno	144,69	113,09	112,58	138,77	509,11
Recuperación de costos de inversión y producción	201,58	358,72	368,06	361,06	1.289,40
Venta interna derivados a precios internacionales navieros	18,35	10,27	9,44	7,08	45,14
Operaciones MEF Hedging	200,00				200,00
Transporte Crudo y otros ingresos	29,96	37,15	18,16	20,24	105,51
Ley 10 (CTEA) Ecodesarrollo	69,39	86,97	74,81	67,66	298,83
Pagos por gastos operativos	-604,31	-603,12	-634,21	-739,17	-2.580,81
Pagos por gastos de inversiones	-173,38	-153,87	-138,36	-161,55	-627,16
Efectivo neto provisto por actividades de operación	**1.925,03**	**2.231,37**	**1.847,12**	**1.926,68**	**7.930,20**
	-	-	-	-	-
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN					
Pagos inversión					
Efectivo neto aplicado a actividades de inversión					
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO					
Transferencia a CFDD por venta interna de derivados	-1.197,15	-1.428,31	-1.192,59	-1.314,05	-5.132,09
Transferencia de mercado interno refinerías y navieros	-283,14	-220,71	-229,67	-251,72	-985,23
Pago de préstamos a instituciones financieras	,00	,00	,00	,00	,00
Operaciones MEF Hedging	-200,00	-171,06	,00	,00	-371,06
Débitos por convenio de liquidez con MEF	,00	,00	,00	,00	,00
Créditos por convenio de liquidez con MEF	80,00	,00	,00	,00	80,00
Ley 10 (CTEA) Ecodesarrollo (Transferencias)	-69,39	-86,97	-74,81	-67,66	-298,83
Inversiones financieras	,00	,00	,00	,00	,00
Retención IVA venta interna de derivados precios nacionales	-301,59	-304,58	-288,53	-317,92	-1.212,62

Pago cinco por mil MEF	-12,95	-12,95	-12,95	-12,95	-51,79
Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento	**-1.984,22**	**-2.224,58**	**-1.798,54**	**-1.964,29**	**-7.971,63**
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	-59,19	6,79	48,58	-37,60	-41,42
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	99,20	40,01	46,80	95,38	99,20
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo	**40,01**	**46,80**	**95,38**	**57,77**	**57,77**
Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento					

Tabla 26: Flujo de caja proyectado 2026 (CFDD)

FLUJO DE CAJA PROYECTADO 2026 [Millones de USD] (CFDD)					
Actividad	**I TRIMESTRE**	**II TRIMESTRE**	**III TRIMESTRE**	**IV TRIMESTRE**	**TOTAL 2026**
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN					
Ingreso CFDD	1.676,37	2.052,64	2.339,88	2.016,43	8.085,33
Efectivo neto provisto por actividades de operación	1.676,37	2.052,64	2.339,88	2.016,43	8.085,33
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO					
Pagos por importaciones y compras locales	-1.606,89	-1.791,09	-2.574,89	-1.913,74	-7.886,62
Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento	-1.606,89	-1.791,09	-2.574,89	-1.913,74	-7.886,62
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	69,48	261,55	-235,01	102,69	198,71
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	208,35	277,84	539,39	304,38	208,35
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo	277,84	539,39	304,38	407,07	407,07
Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento					

Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura Corporativa de Tesorería

Consideraciones
INGRESOS
1.- Se tomó en cuenta valores reales del Flujo de enero y mayo 2026;
2.- Para la proyección a partir de junio 2026, los valores de Exportación de crudo, regalías, derivados, los costos de Comercialización, Transporte, Inversión, Producción se consideró las Instrucción del MEF Oficio Nro. MEF-VGF-2026-155-0 del 10 marzo 2026 y el Presupuesto de Ingresos aprobado para el año 2026 y Oficio Nro. MEF-VGF-2026-261-0 del 06 mayo 2026 y el Presupuesto de Ingresos aprobado para el año 2026;
3. Los ingresos por exportación de Derivados presenta incremento, el cual se visualiza desde el segundo trimestre, debido a los volúmenes proyectados en el Presupuesto 2026 con relación al año 2025;
4. Para determinar los ingresos por recuperación de Costos de Producción, se basó en la asignación de costos determinados por el MEF para el 2026; no obstante, esta asignación puede ser reajustada durante el año;
5.- Para la determinación de los ingresos por venta interna a precio internacional se ha considerado valores reales de enero y febrero; y proyección a partir del mes de junio de 2026 sobre los datos del Presupuesto de ingresos aprobado para el año 2026;
6.- Para los ingresos por Mercado Interno se ha considerado datos reales de enero, a abril 2026, se proyecta la información respectiva a partir del mes de mayo de 2026 considerando Cargas a Refinerías de Estimados 2026 - Plan 2026.
7.- Los ingresos por RODA, Transporte de Crudo, Navieros, Leyes, Otros ingresos, Exploración y otras recaudaciones se ha tomado en cuenta valores reales de enero a mayo 2026, a partir de junio se considera el promedio de los 3 meses anteriores del año 2025.
8. La proyección de ingresos para la CFDD corresponde a un 62% aproximadamente de la recaudación de la Venta Interna en el año 2025, lo mismo se consideró para la proyección del 2026. Enero a mayo 2026 datos reales.

EGRESOS
1. Egresos cuentas operativas: Se realizó la proyección con base en la tasa promedio del año 2025, determinándose el 12%. A los montos ejecutados en el año 2025, se incrementó un 12% para un escenario conservador y tomando en consideración el incremento de ingresos en relación con el año 2025, se incrementó un 12% para un escenario conservador y tomando en consideración el incremento de ingresos en relación con el año 2025.
2. El pago de Impuestos se ha considerado valores reales de enero a mayo 2026; se realiza proyección de junio a diciembre 2026 considerando un incremento del 15% (se relaciona el incremento de la Venta Interna.)
3. La proyección de egresos de la CFDD se elaboró con base en la proyección de importaciones para 2026, facilitada por Comercio Internacional, así como en la matriz de Seguimiento a la Programación 2026, proporcionada por el BCE. En caso de presentarse un déficit, corresponde al MEF cubrirlo como parte del Manejo de Liquidez, conforme a lo establecido en el Convenio Sustitutivo de la CFDD.

Nota: Instrucciones para la liquidación de exportación de crudo y derivados año 2026 de acuerdo con oficio Nro. MEF-VGF-2026-155-0 del 10 marzo 2026

7.4 Estado de Resultados Proyectado

Para la elaboración del Estado de Resultados Proyectado a diciembre 2026, se consideró las cifras de acuerdo con el presupuesto 2026 y a la proyección de costos establecida por la EP PETROECUADOR.

Los ingresos del año 2026 se proyectaron en función de la actividad operacional por la exportación de crudo y derivados, la comercialización interna de derivados y otros ingresos no operacionales.

Los rubros de Costos y Gastos del año 2026, comprende recursos asignados para el cumplimiento de actividades operativas y administrativas de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR

Tabla 27: Proyección del estado de resultados EMPRESA PÚBLICA DEL ECUADOR - EP PETROECUADOR

PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PEC)			
Concepto	**2026**	**2025**	**Variación 2026-2025**
Ingresos por ventas	12.848,38	13.275,40	-3,22%
Gastos y Costos operacionales	-10.085,14	-10.698,98	-5,74%
EBITDA	**2.763,24**	**2.576,42**	7,25%
Depreciaciones y Amortizaciones	-802,48	-891,64	-10,00%
Resultado Operacional	1.960,76	1.684,78	16,38%
Ingresos No operacionales	117,12	125,81	-6,90%
Costos y Gastos No Operacionales	-387,35	-1.122,24	-65,48%
Resultado No Operacional	-270,22	-996,43	-72,88%
Resultado Neto	**1.690,54**	**688,35**	**145,59%**

Nota: Estado de Resultados realizado en base al Informe Financiero Presupuesto 2026
Nota2: Las diferencias que se pueden generar en los subtotales corresponden al ajuste de decimales en rubros parciales, sin embargo, son las cifras correctas.
Fuente: Subgerencia de Finanzas - Jefatura Corporativa de Gestión Contable

Ingresos por ventas: Los ingresos proyectados para el año 2026, corresponden a los Estimados de Hidrocarburos 2026 - 2029, remitidos por el Ministerio del Ambiente y Energía, reflejan una disminución del 3,22% debido a la caída en el precio estimado de venta del crudo, fijado en USD 53,47. Mientras que para el 2025, el precio del barril de crudo con el que se realizó la proyección de ingresos fue de USD 57,08.

Costos y Gastos Operacionales: La estimación enviada por el área de costos asciende a USD 10.085,14 millones de los cuales USD 802,48 millones corresponden a la proyección de depreciaciones y amortizaciones, para la presentación del formato se las excluye en este rubro.

Depreciaciones y Amortizaciones: Este rubro corresponden a la estimación de Depreciaciones y Amortizaciones que es parte de la proyección del costo de ventas.

Ingresos No Operacionales: Para el año 2026 se proyecta un total de USD 117,12 millones, lo que representa un decremento del 6,90% respecto al año 2025. Este rubro incluye ingresos 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.

Adicionalmente, se considera como ingresos no operacionales no presupuestarios, el monto de USD 51 millones, correspondientes a la amortización del derecho contractual del Consorcio Shaya, el valor del cálculo del método de participación proporcional derivado de las inversiones en acciones que EP PETROECUADOR mantiene en las compañías de economía mixta Lojagas y Austrogas.

Costos y Gastos no Operacionales: La proyección de gastos administrativos para el año 2026, ascienden a USD 387,35 millones, que frente al año 2025, presenta un incremento del 65,48%, 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 177,98 millones; 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, 03 millones; conforme resolución Oficio Nro. PETRO-PGG-2025-0756-O
• Reconocimiento de gastos de Pasivos Contingentes Laborales seguidos por funcionarios y exfuncionarios, 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 127,18 millones.
• 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 26,78 millones.

En los gastos y costos no operacionales se encuentran contemplados los valores, debido al pago de indemnizaciones por derrame de hidrocarburos, así como valores por optimización de la nómina, dentro de este rubro se incluye el costo del personal administrativo, se contempla 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, así como el registro del costo de transporte de crudo del OCP, que a partir del año 2025 se los registra como otros gastos y no directamente al patrimonio.

7.5 Índices Financieros

A continuación, se detallan los índices financieros:

Tabla 28: Índices Financieros

ÍNDICES FINANCIEROS							
TIPO	**INDICADOR**	**FÓRMULA**	**DATOS 2026**	**RESULTADO 2026**	**DATOS 2025**	**RESULTADO 2025**	**BREVE INTERPRETACIÓN**
Liquidez	Razón Corriente	Total activos corrientes / total pasivos corrientes	4.129,33 3.115,93	1,33	4.234,83 3.182,64	1,33	El índice de liquidez muestra la disponibilidad para el cumplimiento de las obligaciones corrientes de corto plazo.
Solvencia	Solvencia	Activos / Pasivos	12.514,62 5.088,85	2,46	12.444,33 5.168,44	2,41	El índice de Solvencia muestra el financiamiento de los activos en función del porcentaje de pasivos presentados en los Estados Financieros.
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	Rentabilidad Empresarial	Utilidad Neta / Ventas	1.690,54 12.848,38	13,16%	688,79 13.275,40	5,19%	Este indicador mide el % de cada dólar de ventas que se convierte en ganancia real para la empresa, después de cubrir todos los costos y gastos.
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	ROA	Resultado neto/ total activos	1.690,54 12.514,62	13,51%	688,35 12.444,33	5,53%	El índice del EVA mide la rentabilidad del total de activos de la empresa
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	ROE	Resultado neto/ total patrimonio	1.690,54 7.425,78	22,77%	688,35 7.275,98	9,46%	Este indicador mide la rentabilidad de la empresa y la eficiencia con la que genera ganancias a partir del capital invertido
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	DUPONT	Utilidad Neta / Ventas Ventas / Activo Total Activo / Patrimonio	13,16% 1,0267 1,6853	22,77%	5,19% 1,0668 1,7104	9,46%	El análisis Dupont descompone la rentabilidad financiera (ROE) en tres componentes clave: margen de utilidad neta, rotación de activos y apalancamiento financiero.

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable

Liquidez

Para el año 2026, la razón de liquidez es de 1,33; la empresa podrá dar cumplimiento a sus obligaciones corrientes de corto plazo sin recurrir a financiamiento externo.

Solvencia

Para el año 2026, la empresa dispone de USD 2,46 de Activos por cada dólar de Pasivo para hacer frente al pago de todas sus deudas y obligaciones con terceros.

Rentabilidad

Para el año 2026, se estima que la empresa obtendrá un 13,16% de rentabilidad frente al total de ventas generadas en el año.

ROA

Para el año 2026, la empresa generará un 13,51% de rentabilidad en relación con los activos totales de la empresa, independiente de otras fuentes de financiamiento.

ROE

Para el año 2026, la empresa generará un 22,77% de rentabilidad frente al total del patrimonio de la empresa, o

fondos propios.

Dupont
El análisis Dupont muestra una mejora estimada en la rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) de EP PETROECUADOR, que pasaría de 9,46% en 2025 a 22,77% en 2026, lo que evidencia una mayor capacidad de la Empresa para generar utilidades a partir de sus recursos patrimoniales. Este resultado se explica principalmente por el incremento del margen de utilidad neta, de 5,19% a 13,16%, favorecido por la disminución de gastos extraordinarios registrados en 2025, donde se realizó la extinción de obligaciones con CELEC, condonación de deudas a TAME y el reconocimiento por Juicios Laborales, mientras que la rotación de activos y el apalancamiento financiero se mantienen relativamente estables, reflejando una estructura operativa y financiera consistente.

8. EVALUACIÓN DE RIESGOS

La EP PETROECUADOR se encuentra expuesta a riesgos económicos, financieros, operativos y regulatorios que podrían afectar el cumplimiento de las metas establecidas en el Presupuesto General de Negocios, Expansión e Inversión 2026, cuyo monto asciende a USD 12.914,38 millones, así como las proyecciones del flujo de caja, ejecución de inversiones, Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD) y estados financieros proyectados.
Los principales factores de riesgo identificados son los siguientes:

- **Volatilidad del precio internacional del crudo y derivados:**

La proyección presupuestaria considera un precio estimado de exportación de crudo de USD 53,47/Bbl y derivados de USD 48,12/Bbl. Variaciones relevantes en el mercado internacional podrían afectar los ingresos proyectados, el flujo de caja operativo, la CFDD y la línea de equilibrio presupuestario.

- **Riesgo de liquidez y flujo de caja:**

El flujo de caja por actividades de operación e inversiones proyectado para el año 2026 asciende a USD 7.273,10 millones; sin embargo, la Empresa mantiene obligaciones relevantes relacionadas con transferencias a la CFDD, pagos operativos, Ley CTEA y otros egresos financieros, que podrían generar presiones de liquidez ante escenarios adversos de mercado o menores niveles de recaudación.

- **Riesgo asociado a la CFDD:**

La CFDD proyectada que se espera recibir en base a las fuentes de ingreso para el año 2026 asciende a USD 8.085,33 millones y depende principalmente del comportamiento de los precios internacionales de importación de derivados, volúmenes de demanda interna. Incrementos en los costos de importación podrían generar mayores requerimientos de financiamiento y presión sobre la caja institucional.

- **Riesgo de ejecución de inversiones:**

El presupuesto contempla USD 4.527,41 millones en costos, gastos e inversiones, vinculados a actividades estratégicas de exploración, producción, refinación, transporte y comercialización. Retrasos contractuales, contingencias operativas o limitaciones financieras podrían afectar la ejecución de proyectos y la sostenibilidad operativa futura.

- **Riesgo contable y financiero:**

Las proyecciones financieras 2026 fueron elaboradas con base en cifras del ejercicio 2025. Asimismo, el proceso de implementación de NIIF y regularización contable podría generar variaciones en activos, pasivos, provisiones y resultados proyectados.

- **Riesgo de contingencias legales y laborales:**

La Empresa mantiene exposición a procesos judiciales y contingencias laborales, administrativas y ambientales, que podrían generar obligaciones económicas adicionales y afectar los gastos no operacionales y provisiones registradas en los estados financieros.

La EP PETROECUADOR realizará el seguimiento permanente de estas variables mediante mecanismos de monitoreo financiero, presupuestario y operativo, incluyendo el seguimiento continuo de la ejecución presupuestaria, comportamiento del flujo de caja, cumplimiento de metas de ingresos, ejecución de inversiones, evolución de la CFDD; coordinando oportunamente con el Ministerio de Economía y Finanzas y demás entidades rectoras las acciones necesarias para mitigar impactos y preservar el equilibrio financiero institucional.

La evaluación de riesgos por cada línea de negocio de Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador - EP PETROECUADOR, se encuentra desarrollado en el Anexo 2.

9. ANEXOS

Anexo 1: Programas y Proyectos de inversión.
Anexo 2: Análisis de Riesgos del negocio.
Anexo 3: Cuadro Resumen - Línea Base y Metas.
Anexo 4: Cifras Operativas 2026
Anexo 5: Importación – Exportación de Hidrocarburos