

# Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de EP PETROECUADOR 2023

Julio 2023

Aprobado con Resolución No. DIR-EPP-15-2023-07-11

## TABLA DE CONTENIDO

1	CONCEPTO DE NEGOCIO.....	4
2	ANÁLISIS DE MERCADO.....	11
2.1	Mercado y Posicionamiento de la Empresa.....	11
2.1.1	Precio de crudo nacional e internacional.....	14
2.1.2	Producción Nacional de Hidrocarburos.....	17
2.1.3	Transporte y comercialización de Crudo.....	19
2.1.4	Refinación, transporte y comercialización de derivados.....	21
2.2	Clientes.....	26
2.2.1	Comercialización Internacional.....	26
2.2.2	Comercialización Nacional.....	28
2.3	Competidores.....	29
2.3.1	Matriz ventaja competitiva.....	33
2.3.2	Benchmarking.....	35
	PLANIFICACIÓN COMERCIAL, OPERATIVA, FINANCIERA, DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIÓN.....	38
3	PLANIFICACIÓN COMERCIAL.....	38
3.1	Objetivo Empresarial – Perspectiva Comercial.....	38
3.2	Marketing Mix.....	38
3.3	Estrategias Marketing Mix.....	39
3.4	Plan de ventas.....	43
4	PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES.....	45
4.1	Objetivos Empresariales – Perspectiva de Operaciones.....	45
4.2	Contenidos de la sección.....	45
4.2.1	UPSTREAM.....	47
4.2.2	MIDSTREAM Y DOWNSTREAM.....	47
4.2.3	UPSTREAM, MIDSTREAM Y DOWNSTREAM.....	48
4.2.4	Producción de crudo y gas natural.....	50

4.2.5	Pozos por perforar .....	52
4.2.6	Workovers de inversión (CAPEX) .....	56
4.2.7	Licencias Ambientales .....	58
4.2.8	Gestión Social .....	64
4.2.9	Transporte de crudo.....	64
4.2.10	Refinación - Producción de mezclas y derivados.....	66
4.2.11	Transporte de derivados .....	67
4.2.12	Comercialización Nacional.....	69
4.2.13	Comercialización Internacional .....	70
4.2.14	Infraestructura petrolera.....	71
4.2.15	Proyecciones .....	73
5	PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN.....	83
5.1	Estrategias de Expansión .....	83
5.2	Convenios y capacidad asociativa .....	85
5.3	Situación en filiales, unidades de negocio, subsidiarias u otras empresas .....	85
5.3.1	CEM AUSTROGAS.....	86
5.3.2	Subsidiaria CEM LOJAGAS .....	87
6	PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN .....	89
6.1	Programas y Proyectos de Inversión .....	89
7	PLAN FINANCIERO.....	89
7.1	Objetivo Empresarial – Perspectiva Financiera .....	89
7.2	Supuestos.....	90
7.3	Estado de Situación Proyectado .....	92
	Cuadro 51: Proyección del estado de situación de EP PETROECUADOR.....	93
7.4	Flujo de Caja.....	94
7.5	Estado de Resultados Proyectado.....	96
7.6	Índices Financieros .....	97
8	EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	98

9	CUADRO RESUMEN .....	98
	GLOSARIO .....	99
	ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS.....	102
	ANEXOS.....	105






## 1 CONCEPTO DE NEGOCIO

El 6 de abril de 2010, mediante el Decreto Ejecutivo No. 314 publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 171 de 14 de abril de 2010, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país y en pos de fortalecer las áreas estratégicas, se crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR, con el objetivo de velar por la gestión del sector hidrocarburífero en toda su cadena de valor, dejando de ser un holding para constituir una sola empresa con gerencias operativas y de soporte.

Mediante el Decreto Ejecutivo No.1351-A publicado en el Registro Oficial No.860 de 2 de enero de 2013, se dispuso que las competencias de la EP PETROECUADOR se acotaban al transporte, la refinación y la comercialización interna y externa de crudo y derivados, preservando el medio ambiente en los lugares de operación directa de la EP PETROECUADOR.

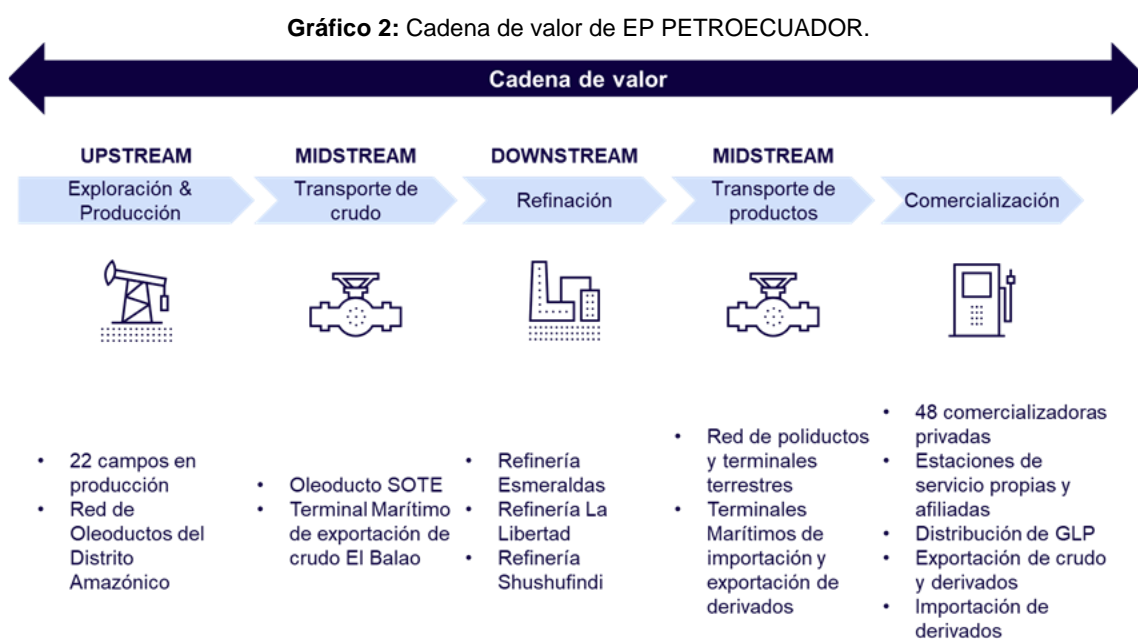
El 24 de abril de 2019, con la firma del Decreto Ejecutivo 723 publicado en el Registro Oficio Suplemento No. 483 del 8 de mayo de 2019, se dispuso a iniciar el proceso de fusión de las empresas petroleras PETROAMAZONAS EP y EP PETROECUADOR, con el fin de que, a través de una sola empresa, se lleven a cabo todas las actividades relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización nacional e internacional de crudo y sus derivados.

**Gráfico 1:** Matriz de competencias.

	<b>Exploración y Producción</b> Balanceo y optimización de crudo y gas
	<b>Refinación</b> Procesamiento de crudo y transformación en derivados de hidrocarburos
	<b>Transporte y Almacenamiento</b> De crudo y derivados de hidrocarburos por los sistemas de oleoductos y poliductos
	<b>Comercialización interna</b> De derivados de hidrocarburos
	<b>Comercialización externa</b> De crudo y derivados de hidrocarburos en el mercado internacional.

**Fuente:** Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

A partir del 01 de enero del 2021, EP PETROECUADOR es la empresa pública a cargo de las actividades del sector hidrocarburífero del Ecuador, conforme lo establece el Decreto Ejecutivo 1221 del 7 de enero del 2021, que en su artículo 3 establece que tendrá por objeto principal la gestión del sector estratégico de los Recursos Naturales No Renovables para su aprovechamiento sustentable conforme a la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) y a la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera en una línea de negocio única que incluye *Upstream*: Exploración y Producción; *Midstream*: Transporte; *Downstream*: Refinación, así como la Comercialización de petróleo y sus derivados en el ámbito nacional e internacional.

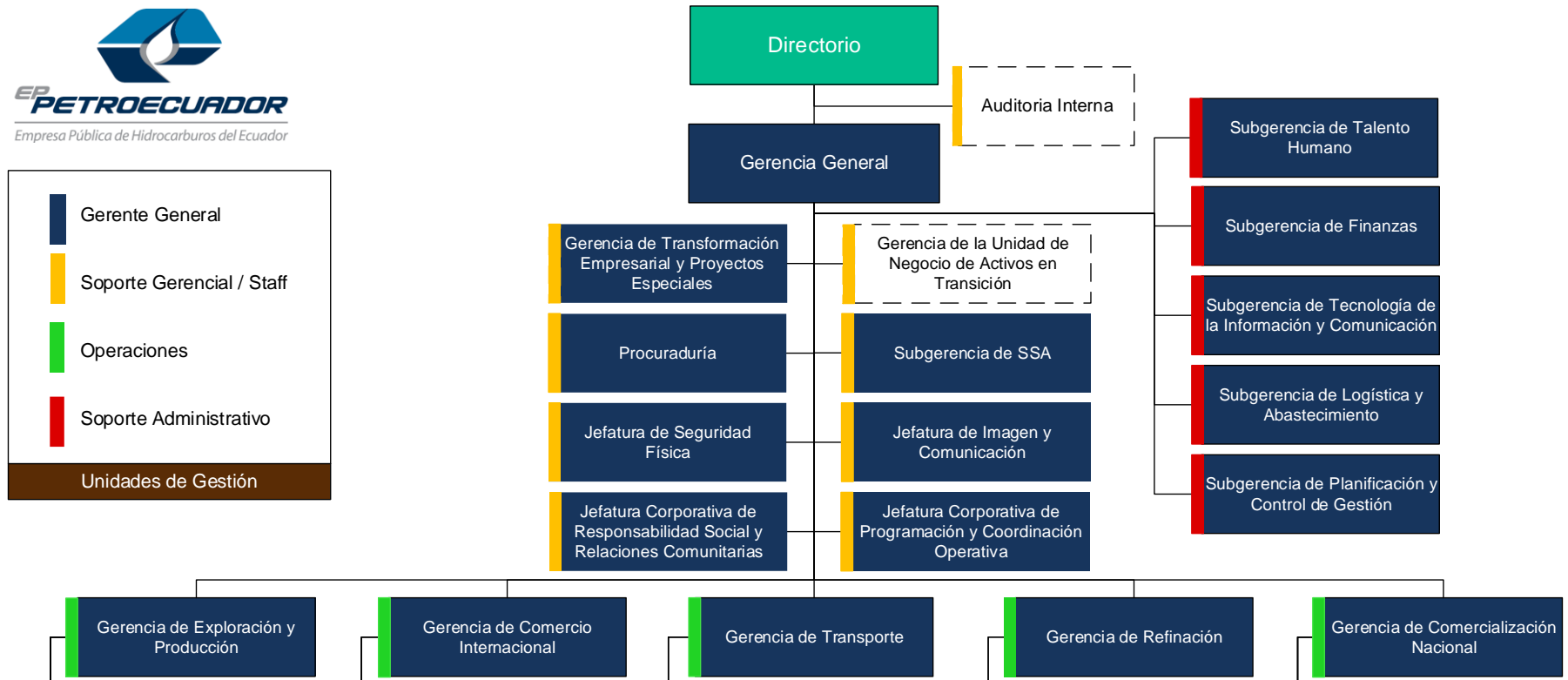


**Fuente:** Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

EP PETROECUADOR siempre promoverá el cumplimiento de la normativa en el ámbito nacional e internacional, así como observará y promoverá el desarrollo, establecimiento e implementación de normas y criterios reconocidos y aceptados a nivel internacional, en los que en función de la complejidad de sus operaciones garantizará un enfoque de transparencia a nivel empresarial, la demostración y promoción de la calidad de los productos que proporciona la empresa, considerando el desempeño energético en sus operaciones, una gestión socialmente responsable, así como condiciones de trabajo seguras y saludables como premisas para incrementar sus niveles de eficiencia y productividad, asegurando estricta observancia de los principios constitucionales, tratados internacionales, leyes, reglamentos y regulaciones relacionados con esta atribución.

Gráfico 3: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2023..

### ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL EP PETROECUADOR 2023



Fuente: Subgerencia de Talento Humano

Para el segmento de Exploración y Producción operará 25 bloques, 22 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 situados en la zona del Litoral; las áreas de operación se encuentran ubicadas geográficamente en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza, en el oriente ecuatoriano, y, en las provincias de El Oro y Santa Elena, en el Litoral ecuatoriano.

**Cuadro 1:** Bloques Petroleros - EP PETROECUADOR

BLOQUES PETROLEROS COMPAÑÍAS ESTATALES		
#	BLOQUE	NOMBRE
1	1	PACOA
2	5	RODEO
3	6	AMISTAD
4	7	COCA-PAYAMINO
5	11	LUMBAQUI
6	12	EDEN - YUTURI
7	15	INDILLANA
8	16	BLOQUE 16-67
9	18	PALO AZUL
10	21	YURALPA
11	31	APAICA- NENKE
12	43	ITT
13	44	PUCUNA
14	48	PUNINO
15	49	BERMEJO
16	55	ARMADILLO
17	56	LAGO AGRIO
18	57	SHUSHUFINDI LIBERTADOR
19	58	CUYABENO - TIPISHCA
20	59	VINITA
21	60	SACHA
22	61	AUCA
23	67	BLOQUE 16-67
24	74	BLOQUE 74
25	75	BLOQUE 75

**Fuente:** Gerencia de Exploración y Producción

En los segmentos de transporte, refinación, comercialización interna y externa de crudo y derivados, se dispone de la infraestructura y ambiente necesarios, que abarca instalaciones operativas en todo el territorio ecuatoriano, y que comprenden refinerías, oleoducto, poliductos, terminales y depósitos.

El Oleoducto Transecuatoriano, tiene una longitud de 498 km., y una capacidad de transporte de 360.000 barriles por día. En 2022, se registra una capacidad utilizada de 88,6%, es decir, 319.042 barriles día debido a las movilizaciones a nivel nacional del 13 al

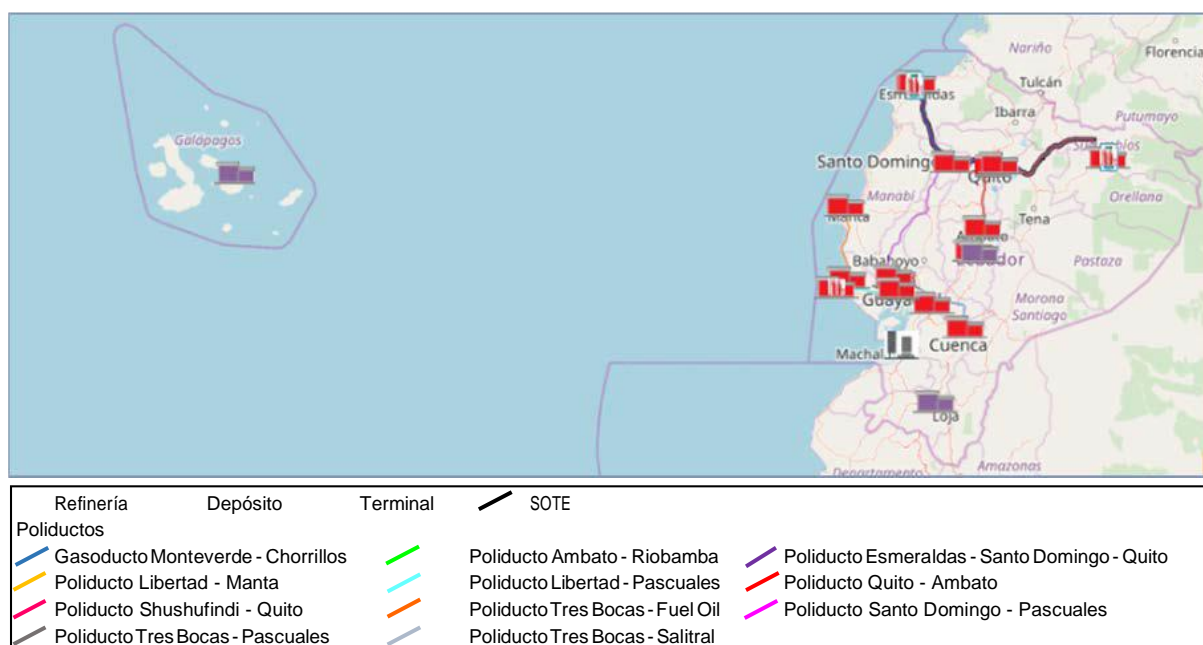


30 de junio, teniendo como consecuencia la parada paulatina de extracción de crudo de los pozos en los diferentes campos, provocando un bajo stock y afectando el Transporte de crudo por el SOTE.

A nivel nacional operan tres refinерías (Esmeraldas, con una capacidad de 110.000 barriles por día; Libertad, con una capacidad de 45.000 barriles por día, Shushufindi, con una capacidad de 20.000 barriles por día), una planta de GLP (Shushufindi, con una capacidad de 25 millones de pies cúbicos diarios) y una planta licuefactora de gas (Bajo Alto, con una capacidad de 200 toneladas métricas diarias).

El transporte de derivados actualmente cuenta con una red de poliductos y ductos de GLP con una extensión total de 1.648 km con una capacidad total de transporte de 448.213 barriles por día.

**Gráfico 4:** Infraestructura de EP PETROECUADOR.



**Fuente:** Subgerencia de Tecnologías de la Información y Comunicación

**Gráfico 5:** Instalaciones Operativas EP PETROECUADOR.



**Fuente:** Jefatura de Imagen y Comunicación

En cuanto a distribución y comercialización, para dar atención a distribuidores y consumidores finales externos e internos, cuenta con:

- 45 Estaciones de Servicios propias
- 184 Estaciones de Servicio afiliadas
- 14 Depósitos de Pesca Artesanal propios
- 19 Depósitos de Pesca Artesanal afiliados
- 3 Despacho provisional (Gonzanama, Zumbahua y Tiwintza)
- 6 Depósitos de Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- 16 Sucursales operativas a nivel nacional a cargo de la Subgerencia de Ventas Mayoristas, a través de las cuales la EP PETROECUADOR en su calidad de abastecedora realiza el despacho, coordinación y venta de combustibles.
- 4 centros de distribución industriales afiliados
- 5 centros de distribución aéreos afiliados
- 1 centro de distribución naviero afiliados

EP PETROECUADOR cuenta con los siguientes clientes:

- 229 clientes directos aéreos
- 561 clientes directos industriales
- 282 clientes directos navieros
- 16 clientes directos GNL

Adicionalmente, cuenta con una sola línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, dividida en segmentos:

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

Para el año 2023, se plantea el Plan de Negocios, Expansión e Inversión como un documento de planificación que permite identificar los objetivos, las metas e indicadores corporativos que facultan a la EP Petroecuador cumplir con su misión y visión.

Para su elaboración se toman en cuenta los “Lineamientos para la Formulación del Plan de Negocios, Expansión e Inversión” enviados por la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas – EMCO EP que plantea los parámetros generales dispuestos a las empresas públicas para desarrollar de manera sistemática sus planes de negocio.

En el ámbito financiero mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2022-0734-O de 30 de diciembre de 2022 el Subsecretario de Relaciones Fiscales del Ministerio de Economía y finanzas, remitió la conformidad al presupuesto 2023 de la EP PETROECUADOR, mismo que fue aprobado con resolución No. DIR-EPP-01-2023-01-25 de 25 de enero de 2023.

Las metas consideradas para el periodo enero – diciembre 2023 están alineadas a la Primera Actualización de los Estimados Hidrocarburíferos 2023-2026, oficializados con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.

Si bien EP PETROECUADOR es en la práctica la única empresa con participación en el abastecimiento de combustibles, los cambios expuestos en Decreto Ejecutivo No. 1158 autorizan a empresas privadas a la libre importación de combustibles y obligaría a EP PETROECUADOR a facilitar la infraestructura de importación a cambio del pago de una

tarifa.

Las compañías privadas utilizan la infraestructura que la EP PETROECUADOR dispone para la recepción de combustible importado, además para el año 2023 han indicado que mantendrán un volumen mensual de importación similar al del año 2022 (aproximadamente el 2% del total de la demanda de GLP y el 1% de la demanda nacional de gasolina super).

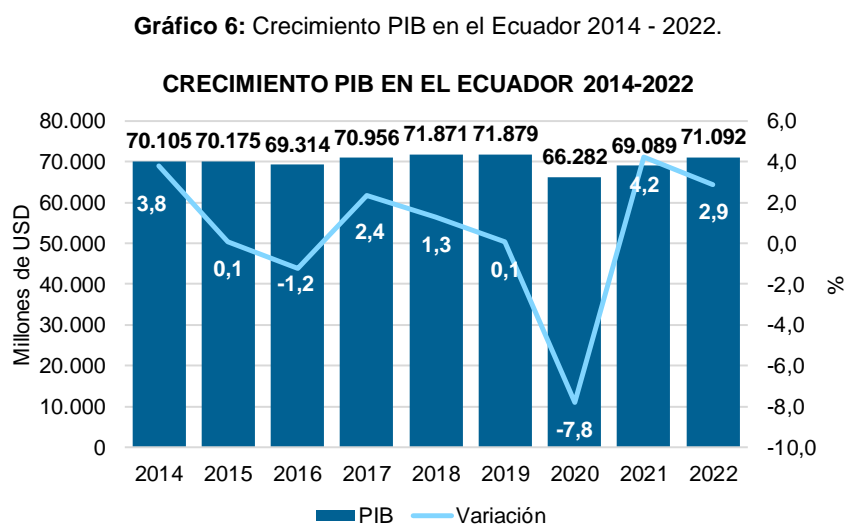
Al tratarse de importación de combustible que cubre los sectores de consumo que no tienen ningún subsidio por parte del estado ecuatoriano, no han disminuido los ingresos para la empresa pública y tampoco se ha presentado una competitividad en el precio que afecte o beneficie al consumidor final.

## 2 ANÁLISIS DE MERCADO

### 2.1 Mercado y Posicionamiento de la Empresa

El crecimiento económico en el Ecuador se ha enfrentado a diversas dificultades que han provocado ajustes y reducción en el gasto público, principalmente en inversiones de capital.

El PIB representa el desempeño de la economía en un determinado periodo de tiempo. A continuación, se presenta la evolución del PIB durante el periodo 2014-2022 en el Ecuador:



Fuente: Banco Central de Ecuador.<sup>1</sup>

En el gráfico anterior se observa que en el año 2016 existió una caída considerable, dónde

<sup>1</sup> <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/Indices/m2051012023.html>

el PIB decreció un 1,2% debido al impacto del precio del crudo, la apreciación del dólar y el terremoto que se presentó en abril del mismo año.

Para el año 2018 se muestra que el PIB alcanzó un crecimiento anual de 1,3%, esto "...se explica por: i) mayor gasto de consumo final de gobierno general (2,9%); ii), aumento de 2,7% en el gasto de consumo final de los hogares; iii) mayor formación bruta de capital fijo (FBKF) (2,1%); e iv) incremento del 0,9% de las exportaciones de bienes y servicios. Por su parte, las importaciones de bienes y servicios en 2018 fueron mayores en un 5,8% respecto a las registradas en 2017"<sup>2</sup>.

En el año 2019 el PIB tuvo un crecimiento mínimo del 0,1% debido a la disminución de compra de bienes y servicios, así como por la eliminación del subsidio a los combustibles, lo cual representó pérdidas de entre 700 y 800 millones de dólares.

La emergencia sanitaria mundial por causa de la Covid-19 ha impactado directamente en el desempeño económico de los países de la región y el mundo, afectando la movilidad de las personas y el normal funcionamiento de establecimientos productivos y comerciales.

Esto fue determinante para que en 2020 el Producto Interno Bruto (PIB) del Ecuador, en términos constantes, haya totalizado USD 66.308 millones, lo que representa una caída de 7,8%, según los datos de las cuentas nacionales trimestrales del Banco Central del Ecuador.

El Producto Interno Bruto (PIB) creció 4,2% en 2021, superando la proyección de 3,55% presentada por el Banco Central del Ecuador (BCE). Este aumento respondió a la variación de 10,2% del Gasto de Consumo Final de los Hogares, cuyo nivel superó el período de prepandemia. Este resultado refleja una recuperación de las actividades económicas y productivas en el país.

En el año 2022, frente al escenario internacional adverso y las paralizaciones registradas en el mes de junio, la economía ecuatoriana, medida a través del PIB, se ha mostrado resiliente y registró un crecimiento anual de 2,9%.

---

<sup>2</sup>Banco Central del Ecuador

**Cuadro 2:** VAB petrolero y no petrolero.

VAB PETROLERO Y NO PETROLERO							
Año	VAB Petrolero	VAB no petrolero	Otros elementos PIB	PIB	Participación VAB Petrolero	Variación interanual VAB petrolero	Variación interanual VAB no petrolero
2013	7.021.754	57.900.337	2.624.037	67.546.128	10,40%	-1,68%	6,04%
2014	7.135.471	60.503.777	2.466.114	70.105.362	10,18%	1,62%	4,50%
2015	6.950.966	61.237.760	1.985.951	70.174.677	9,91%	-2,59%	1,21%
2016	7.171.149	60.407.935	1.734.982	69.314.066	10,35%	3,17%	-1,36%
2017	7.008.523	61.668.088	2.279.080	70.955.691	9,88%	-2,27%	2,09%
2018	6.562.616	62.917.907	2.389.994	71.870.517	9,13%	-6,36%	2,03%
2019	6.635.022	63.025.497	2.218.698	71.879.217	9,27%	1,46%	-0,05%
2020	5.965.396	58.541.721	1.774.429	66.281.546	8,92%	-12,20%	-7,90%
2021	5.975.583	59.154.600	2.409.143	67.539.326	8,94%	3,33%	2,13%
2022	5.924.588	62.944.374	2.256.281	71.125.243	8,33%	10,00%	13,00%

Fuente: Banco Central del Ecuador.<sup>3</sup>

El valor agregado bruto (VAB) refleja el valor total creado por una industria o conjunto de industrias, descontando de la producción los consumos intermedios que fueron utilizados en su proceso productivo.

El crecimiento previsto del sector petrolero corresponde a un incremento esperado en la industria de extracción de crudo. Este dinamismo responde al incremento de 1,48% de la explotación de crudo fiscalizada respecto al 2021. En cuanto a la industria de refinación de petróleo, se espera que la producción de derivados más importaciones de nafta de alto octano (mezclas) lleguen a los 88,3 millones de barriles para satisfacer la demanda.<sup>4</sup>

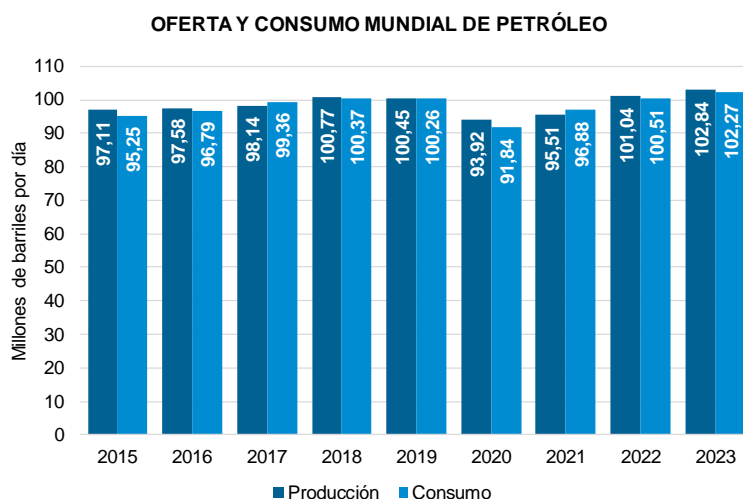
La pandemia de COVID-19 continuó afectando los mercados mundiales de petróleo en 2021, sin embargo, el aumento de la actividad económica y relajación de las restricciones relacionadas con la pandemia en otras actividades hizo que se incremente el consumo de petróleo.

El consumo mundial de petróleo y combustibles líquidos promedió 96,9 millones de b/d en 2021, un aumento en 5,0 millones de b/d a partir de 2020, cuando el consumo cayó significativamente debido a la pandemia. Esperamos que el consumo mundial de combustibles líquidos crezca 3,6 millones de b/d en 2022 y 1,8 millones b/d en 2023.

<sup>3</sup> <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/cntrimestral/CNTrimestral.jsp>

<sup>4</sup> [https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Administracion/ProformaPresupuesto\\_112021.pdf](https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Administracion/ProformaPresupuesto_112021.pdf)

**Gráfico 7:** Oferta y consumo mundial de petróleo.



**Fuente:** Short-Term Energy Outlook de la EIA, diciembre 2020.<sup>5</sup>

Se estima que el consumo global de petróleo crecerá 3,6 millones de b/d en 2022 y 1,8 millones de b/d en 2023, alcanzando los 100,5 millones de b/d en 2022 y 102,3 millones de b/d en 2023; además los inventarios mundiales de petróleo han caído durante seis trimestres consecutivos desde el tercer trimestre de 2020 (3T20), disminuyendo en promedio de 2,1 millones de barriles por día (b/d) en el 2020 y un promedio de 1,4 millones de b/d en 2021.

La producción mundial de petróleo superará el consumo mundial de petróleo durante 2022 y 2023, lo que resultará en un aumento de los inventarios mundiales de petróleo. Esperamos que los inventarios mundiales de petróleo aumenten un promedio de 0,5 millones de b/d en 2022 y de 0,6 millones de b/d en 2023.

### 2.1.1 Precio de crudo nacional e internacional

Uno de los factores más importantes que se deben tener en cuenta para el desarrollo de proyectos y transacciones comerciales, es el precio de barril de petróleo. La OPEP, Organización de Países Exportadores de Petróleo, controla casi el 50% de la producción de petróleo del mundo y tiene como objetivo proteger los precios del petróleo, la cual influye de forma definitiva en los precios, mediante el incremento o disminución de la producción, es decir, de la oferta.

Los precios del petróleo dependen de la escasez de oferta y la expectativa de que el

<sup>5</sup><https://www.eia.gov/outlooks/steo/data.php?type=figures>

aumento de los casos de coronavirus y la propagación de la variante ómicron no descarrilen la recuperación de la demanda mundial.

**Cuadro 3:** Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional.

PRECIO PROMEDIO DE CRUDO ECUATORIANO Y DEL MERCADO INTERNACIONAL							
Año	Crudo Oriente (a)	Crudo Napo (b)	Cesta Oriente y Napo (c)	Cesta Referencial OPEP (d)	Petróleo WTI (e)	Petróleo Brent (f)	Crudo Urals (g)
2016	37,17	31,72	35,25	40,68	43,21	43,69	42,09
2017	47,09	42,93	45,62	52,51	50,91	54,25	53,35
2018	63,46	57,33	61,13	69,52	64,90	70,94	69,86
2019	58,38	51,53	55,64	64,05	57,03	64,21	64,40
2020	37,88	32,43	35,90	41,37	39,36	41,60	41,76
2021	63,57	60,14	62,14	69,72	68,00	70,64	69,29
2022	90,52	84,23	88,01	101,74	96,05	102,79	80,81

**Notas:**

- a) Precio promedio ponderado del Crudo Oriente exportado por EP Petroecuador. Crudo mediano de 23 grados API promedio y un contenido de azufre de 1.45%.
- b) Precio promedio ponderado del Crudo Napo exportado por EP Petroecuador. Crudo pesado entre 18 y 21 grados API y un contenido de azufre de 2.10%.
- c) Para el cálculo de la cesta de los crudos Oriente y Napo exportados por EP Petroecuador, los precios son ponderados, sin que signifique que los petróleos se mezclen para su exportación. Su venta externa se efectúa por separado.
- d) OPEC Reference Basket (ORB), es un promedio ponderado con los precios de las variedades de petróleo producidas por los países de la OPEP. Se trata de un precio referencial.
- e) Crudo ligero con gravedad de alrededor de 39.6 grados API y un contenido de azufre de 0.24%. El WTI, también es conocido como Texas Light Sweet. El seguimiento del precio del WTI es importante para la economía ecuatoriana.
- f) Crudo ligero con gravedad de alrededor de 38.06 grados API y un contenido de azufre de 0.37%. Es una mezcla de varios crudos: Brent Crude, Brent Sweet Light Crude, Oseberg, Ekofisk, Forties. Se utiliza también como referencia mundial de los precios del petróleo y se cotiza en el ICE Futures Europe.
- g) Crudo ligero de alrededor de 32.5 grados API y un contenido de azufre ponderado de 1.25%. Es una mezcla de exportación producido en el distrito autónomo de Janti-Mansiisk y Tatarstán en Rusia.

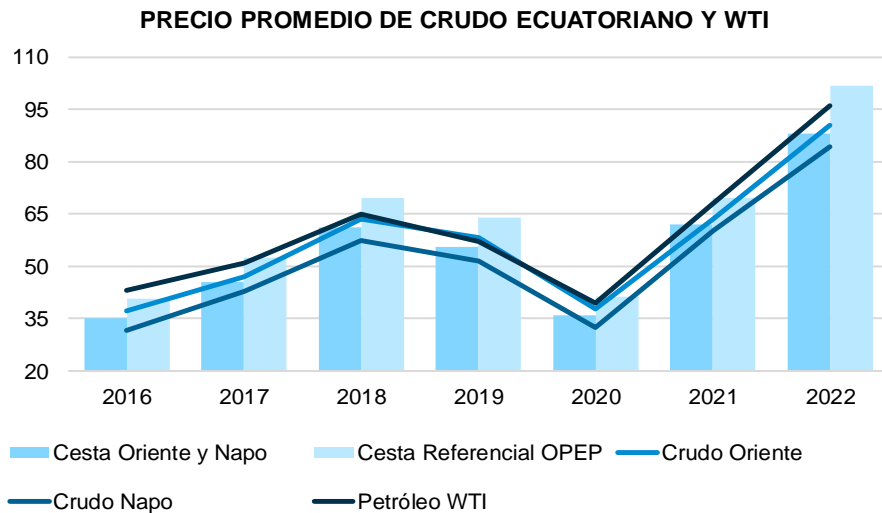
**Fuente:** Banco Central del Ecuador.<sup>6</sup>

Para poder analizar los crudos Napo y Oriente, se debe observar la tendencia del crudo de referencia West Texas Intermediate (WTI). El WTI tiene una calidad de entre 38 y 39 °API, por lo que tiene un mayor precio en comparación con el crudo Oriente que es de aproximadamente 23 °API, y el crudo Napo de entre 18 y 21 °API.

<sup>6</sup> <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>



**Gráfico 8:** Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y WTI.



Fuente: Banco Central del Ecuador.<sup>7</sup>

En la actualidad, no existe alguna herramienta que pueda dar una predicción 100% certera del comportamiento de los precios, sin embargo, existen agencias que realizan pronósticos con diferentes consideraciones; como la U.S. Energy Information Administration (EIA) que muestra los siguientes 5 escenarios dentro de su publicación “Annual Energy Outlook”:

- Caso de Referencia (CR): La población crece en un 0,5%, la productividad laboral incrementa 1,5%, la fuerza laboral incrementa 0,5%, un crecimiento en los ingresos per cápita de 1,6% y un crecimiento en el PIB de 1,9%.
- Alto Crecimiento Económico (ACE): La población crece en un 0,7%, la productividad laboral incrementa 1,9%, la fuerza laboral incrementa 0,8%, un crecimiento en los ingresos per cápita de 1,8% y un crecimiento en el PIB de 2,4%.
- Bajo Crecimiento Económico (BCE): La población crece en un 0,4%, la productividad laboral incrementa 1,2%, la fuerza laboral incrementa 0,3%, un crecimiento en los ingresos per cápita de 1,4% y un crecimiento en el PIB de 1,4%.
- Precios Altos de Crudo (PAC): La demanda global de líquidos (con excepción de EE. UU.) es menor que en el caso de referencia, y la oferta es mayor.
- Precios Bajos de Crudo (PBC): La demanda global de líquidos (con excepción de EE. UU.) es mayor que en el caso de referencia, y la oferta es menor

El rango de datos que se propone ocupar para evaluar futuros proyectos se presenta en el

<sup>7</sup> <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

siguiente cuadro, donde es importante recordar que el escenario Precio Bajo de Crudo (PBC) es el límite inferior de los precios, mientras que el escenario Bajo Crecimiento Económico (BCE) es el límite superior. Se puede observar que para el año 2022, se esperaban los siguientes rangos: el crudo WTI de 32 a 59 dólares por barril, crudo Oriente de 29 a 57 dólares por barril y el crudo Napo de 24 a 51 dólares por barril.

**Cuadro 4:** Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.

Año	RANGO DE PRECIOS CRUDO WTI		RANGO DE PRECIOS CRUDO ORIENTE		RANGO DE PRECIOS CRUDO NAPO	
	PBC	BCE	PBC	BCE	PBC	BCE
2021	30,69	57,97	28,39	55,67	22,63	49,91
2022	32,13	59,43	29,83	57,13	24,07	51,37
2023	33,14	60,30	30,84	58,00	25,08	52,24
2024	34,05	62,23	31,75	59,93	25,99	54,17
2025	34,79	63,89	32,49	61,59	26,73	55,83
2026	35,72	64,73	33,42	62,43	27,66	56,67
2027	36,39	66,35	34,09	64,05	28,33	58,29
2028	36,49	66,90	34,19	64,60	28,43	58,84
2029	36,78	68,54	34,48	66,24	28,72	60,48
2030	37,05	69,76	34,75	67,46	28,99	61,70
2031	37,22	71,46	34,92	69,16	29,16	63,40
2032	37,97	72,55	35,67	70,25	29,91	64,49
2033	38,42	74,81	36,12	72,51	30,36	66,75
2034	38,54	76,03	36,24	73,73	30,48	67,97
2035	39,35	77,29	37,05	74,99	31,29	69,23
2036	39,82	78,99	37,52	76,69	31,76	70,93
2037	40,54	79,99	38,24	77,69	32,48	71,93
2038	40,53	81,20	38,23	78,90	32,47	73,14
2039	41,07	81,95	38,77	79,65	33,01	73,89
2040	41,68	83,84	39,38	81,54	33,62	75,78
2041	41,91	84,81	39,61	82,51	33,85	76,75
2042	42,24	86,46	39,94	84,16	34,18	78,40
2043	42,66	87,40	40,36	85,10	34,60	79,34
2044	43,12	88,22	40,82	85,92	35,06	80,16
2045	43,63	89,71	41,33	87,41	35,57	81,65
2046	43,56	91,06	41,26	88,76	35,50	83,00
2047	43,75	92,54	41,45	90,24	35,69	84,48
2048	43,98	94,24	41,68	91,94	35,92	86,18
2049	44,14	95,38	41,84	93,08	36,08	87,32
2050	44,35	96,00	42,05	93,70	36,29	87,94

Fuente: Annual Energy Outlook, EIA<sup>8</sup> (cifras del crudo WTI).

En el mediano y largo plazo, el precio del petróleo será impactado por el grado de adopción de las políticas públicas de transición energética. En el Presupuesto General del Estado 2023, se consideró un precio de exportación de crudo de USD 64,84.

### 2.1.2 Producción Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador, durante

<sup>8</sup><https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12EO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

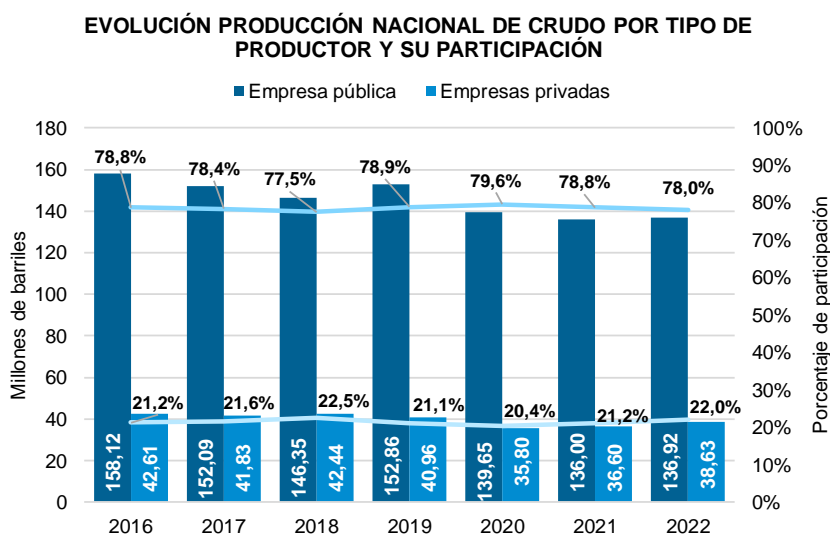
el año 2022, la producción nacional de petróleo que corresponde a la suma de la producción de la Empresa Pública EP PETROECUADOR y de las compañías privadas llegó a un total de 175 millones de barriles, equivalente a un incremento del 1.71% con relación al año 2021, en consideración a que la empresa pública recuperó su nivel de producción, luego de que se suspendieron las actividades en un gran número de pozos debido al paro nacional del mes de junio.

**Cuadro 5:** Producción nacional de crudo por tipo de productor.

Año	PRODUCCIÓN (MILLONES DE BARRILES)			PARTICIPACIÓN		VARIACIONES		
	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional	Empresa pública	Empresas privadas	Empresa pública	Empresas privadas	Nacional
2016	158,12	42,61	200,73	78,8%	21,2%	-	-	-
2017	152,09	41,83	193,93	78,4%	21,6%	-3,81%	-1,82%	-3,39%
2018	146,35	42,44	188,79	77,5%	22,5%	-3,77%	1,44%	-2,65%
2019	152,86	40,96	193,82	78,9%	21,1%	4,44%	-3,49%	2,66%
2020	139,65	35,80	175,45	79,6%	20,4%	-8,64%	-12,60%	-9,48%
2021	136,00	36,60	172,60	78,8%	21,2%	-2,62%	2,24%	-1,62%
2022	136,92	38,63	175,55	78,0%	22,0%	0,68%	5,54%	1,71%

Fuente: Banco Central del Ecuador.<sup>9</sup>

**Gráfico 9:** Evolución Producción nacional de crudo por tipo de productor y su participación



Fuente: Banco Central del Ecuador.

En valores anuales, en el año 2022 las compañías privadas tuvieron una producción de 38,63 millones de barriles, con un promedio de 105,83 miles de barriles por día, registrando un incremento en la producción promedio diaria de 5,5% con relación al año 2021.

<sup>9</sup><https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

La producción de petróleo crudo y gas natural, se efectúa en el Litoral y Amazonía ecuatoriana, en la actualidad EP PETROECUADOR aporta con más del 80% de la producción petrolera ecuatoriana. En los últimos años los activos de mayor producción son Auca, Sacha y Shushufindi, y a partir del 2018 el activo ITT.

**Cuadro 6:** Histórico de producción anual en campo por activo

HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN ANUAL POR ACTIVO [Mbpce]							
Activo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Auca	24.836,11	24.984,38	23.154,93	28.597,55	27.408,33	26.589,12	26.987,58
ITT	3.058,74	16.144,20	21.210,00	26.415,35	20.997,16	19.162,80	18.473,63
Sacha	26.505,57	24.515,32	24.262,68	25.083,61	23.659,17	23.313,84	24.337,56
Shushufindi	32.681,47	26.624,01	25.319,68	23.016,85	22.120,58	22.279,64	22.812,97
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	20.511,27	17.947,49	14.989,23	13.709,05	11.113,44	11.300,96	12.154,35
Oso-Yuralpa	13.837,66	11.353,41	9.853,71	8.667,75	7.577,60	6.983,56	6.695,31
Cuyabeno	9.863,89	8.402,83	7.935,12	7.674,75	8.854,58	8.783,21	8.557,46
Indillana	10.566,40	8.859,77	7.871,72	6.857,72	5.844,64	5.753,43	5.505,30
Libertador	7.258,91	5.468,69	4.515,29	4.663,94	4.039,74	3.888,85	4.160,95
Lago Agrio	4.999,21	4.806,66	4.544,00	4.510,72	4.679,05	4.805,64	4.326,94
Palo Azul	4.857,68	3.764,61	3.389,17	4.014,21	3.352,28	3.125,12	2.891,42
Amistad (Pacoa)	15,63	15,11	14,10	15,68	5,73	12,77	15,04
Bloque 16 y 67							3,55
Crudo recuperado Amazonía Viva	4,96	2,55	2,40	3,77	0,61	3,05	4,12
<b>Producción Total Crudo</b>	<b>158.997,50</b>	<b>152.889,04</b>	<b>147.062,03</b>	<b>153.230,96</b>	<b>139.652,91</b>	<b>136.001,99</b>	<b>136.926,18</b>
Gas Amistad	3.149,04	2.761,00	2.105,95	1.900,29	1.599,51	1.607,11	1.448,88
Gas Asociado							1.287,91
<b>Producción Total Gas</b>	<b>3.149,04</b>	<b>2.761,00</b>	<b>2.105,95</b>	<b>1.900,29</b>	<b>1.599,51</b>	<b>1.607,11</b>	<b>2.736,79</b>
<b>Producción total anual</b>	<b>162.146,54</b>	<b>155.650,04</b>	<b>149.167,98</b>	<b>155.131,24</b>	<b>141.252,42</b>	<b>137.609,10</b>	<b>139.662,97</b>

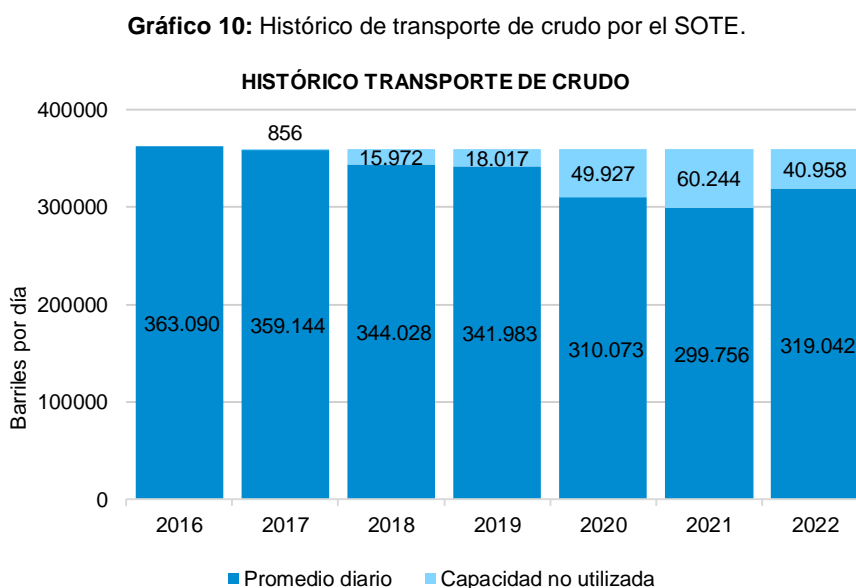
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

### 2.1.3 Transporte y comercialización de Crudo

El transporte de crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (en adelante, SOTE) ha tenido un comportamiento a la baja desde 2017, acentuado por los efectos de la pandemia COVID-19 y además de la rotura de este y del OCP en abril y junio del 2020.

En 2021 el SOTE sufrió roturas en los meses de marzo y diciembre, esta última obligando a la empresa a interrumpir las exportaciones de crudo debido a la erosión provocada en la Región Amazónica.

En junio de 2022 se realizaron movilizaciones a nivel nacional, teniendo como consecuencia la parada paulatina de extracción de crudo de los pozos en los diferentes campos, provocando un bajo stock y afectando el transporte de crudo por el SOTE.

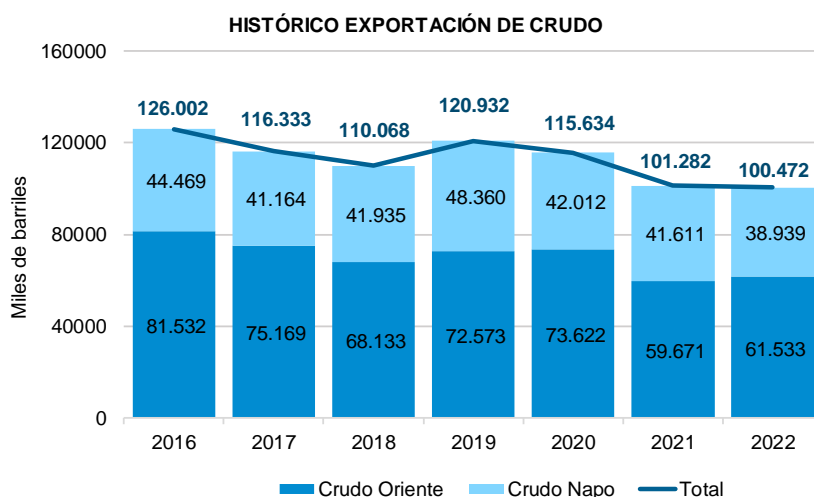


**Fuente:** Gerencia de Transporte

EP PETROECUADOR es el representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudo; 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 Energía y Minas establece mensualmente los cupos exportables de crudo Oriente y Napo.

En el año 2022 se realizó la exportación de 61,5 millones de barriles de crudo oriente y 38,9 millones de barriles de crudo napo, sumando un total de 100,4 millones de barriles; menor en 0,8 % en comparación con el año 2021.

**Gráfico 11:** Histórico de exportación de crudo.



**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional

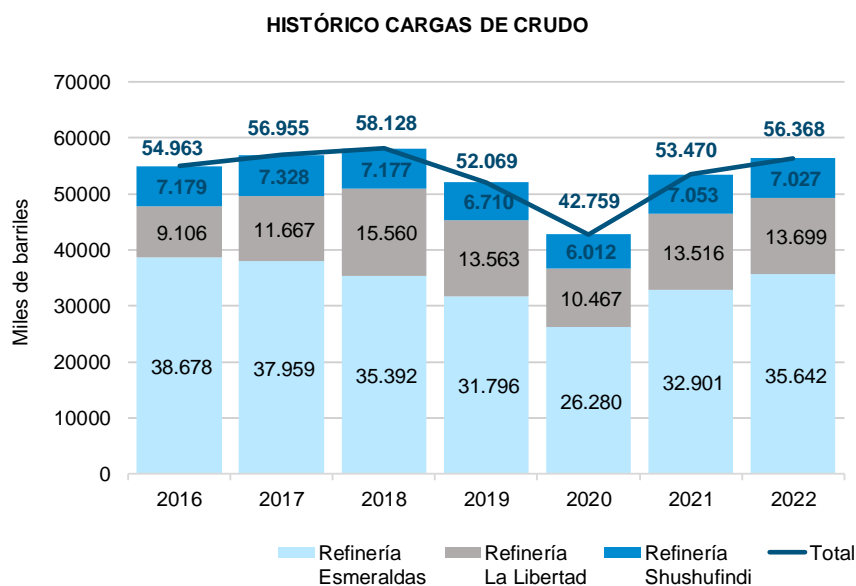
#### **2.1.4 Refinación, transporte y comercialización de derivados**

EP PETROECUADOR es la encargada de la operación de la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización interna y externa de derivados, y tiene el propósito de cumplir con 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 procesan 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 y La libertad, respectivamente, considerando las condiciones técnicas operativas y de calidad (API) requeridas para la normal operación en cada una de ellas.

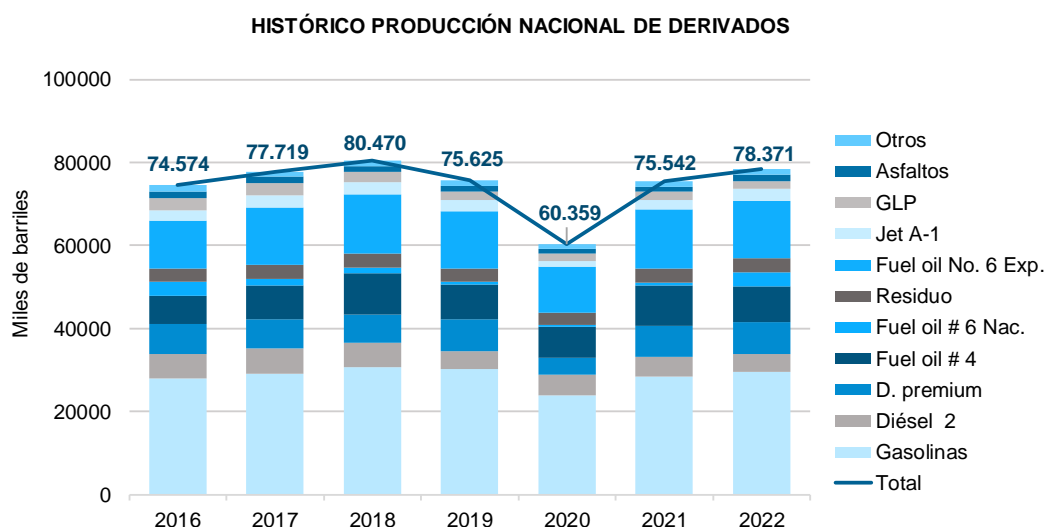
**Gráfico 12:** Histórico de cargas de crudo en refinерías.



La producción nacional de derivados comprende de la producción de derivados terminados en refinерías, mezclas en terminales y la disponibilidad de gasolina super, además de las 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, un biocombustible compuesto de gasolina base y bioetanol, proveniente de la caña de azúcar, en las refinерías Esmeraldas y La Libertad, además de las Terminales Pascuales, La Toma (Loja), Barbasquillo (Manta), y desde 2017 en las terminales La Troncal y Chaullabamba (Cuenca).

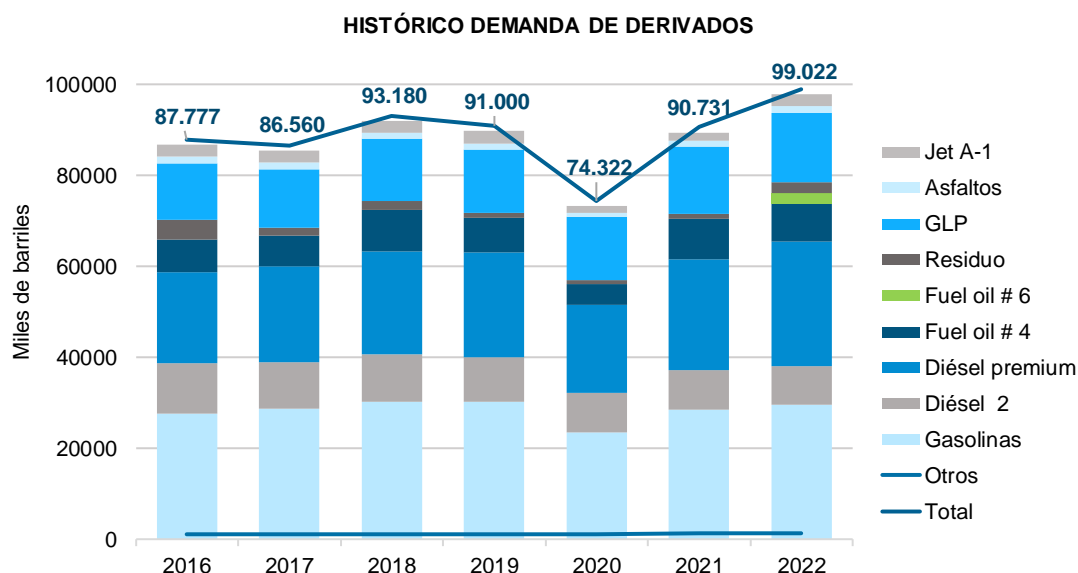
**Gráfico 13: Histórico producción nacional de derivados.**



**Fuente:** Jefatura Corporativa de Programación y coordinación Operativa

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. Para el año 2022 se despachó 99,0 millones de barriles de derivados, mayor en 9,14% en comparación con el año 2021.

**Gráfico 14: Histórico demanda de derivados.**



**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional

Los seis productos que reflejan una mayor participación en las ventas en el año 2022 son: las Gasolinas, Diésel Premium, Diésel 2, Fuel Oil #4, Jet A-1 y GLP, que concentran el 95,7% de participación.



**Cuadro 7:** Ventas por producto.

VENTAS POR PRODUCTO [Millones de USD]									
Producto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total	Participación [%]
Gasolinas	1.503,94	1.588,66	1.694,71	2.134,48	1.568,54	2.336,03	2.868,17	13.694,54	42,48%
Diésel Premium	732,69	782,44	834,01	882,09	774,24	1.463,50	1.980,53	7.449,50	23,11%
Diésel 2	561,69	558,98	669,27	683,55	462,81	639,47	991,63	4.567,40	14,17%
Fuel oil #4	222,07	252,36	391,21	316,76	138,77	402,46	448,92	2.172,54	6,74%
Fuel oil #6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	155,02	155,02	0,48%
Jet A-1	165,85	193,03	241,91	247,22	96,12	165,84	349,51	1.459,48	4,53%
GLP	161,19	180,44	192,87	195,76	175,78	216,01	233,89	1.355,93	4,21%
Asfalto	71,08	72,64	62,61	61,75	45,98	57,26	69,98	441,29	1,37%
Residuo	75,76	30,50	40,14	21,51	14,11	22,93	61,28	266,23	0,83%
Gas natural	50,94	44,26	32,23	29,56	25,20	22,35	20,83	225,36	0,70%
Pesca artesanal	18,52	19,95	21,37	24,19	23,22	27,96	26,84	162,06	0,50%
Lubricantes	17,62	16,23	13,44	12,45	8,72	13,59	16,74	98,79	0,31%
Solventes	9,94	10,91	11,05	10,96	7,87	13,21	15,12	79,06	0,25%
Gas natural licuado	11,50	10,51	9,80	8,19	6,05	11,96	11,82	69,82	0,22%
AVGAS	3,59	3,70	3,71	4,56	3,73	3,96	4,19	27,44	0,09%
Spray oil	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,35	0,01%
Diésel 1	1,46	1,44	1,64	1,55	0,96	1,07	0,95	9,07	0,03%
Nafta base 90 (sector eléctrico)	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78	0,00%
Azufre	0,10	0,01	0,13	0,19	0,13	0,15	0,16	0,87	0,00%
Absorver	0,03	0,03	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00%
<b>Total nacional</b>	<b>3.612,08</b>	<b>3.766,08</b>	<b>4.220,13</b>	<b>4.634,80</b>	<b>3.352,23</b>	<b>5.397,74</b>	<b>7.255,59</b>	<b>32.238,65</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

La tendencia del número de vehículos matriculados es ascendente, en el año 2022 se matricularon 2,89 millones de vehículos, presentando un aumento del 4,4% en comparación del año 2021 que son de 2,77 millones de vehículos matriculados.

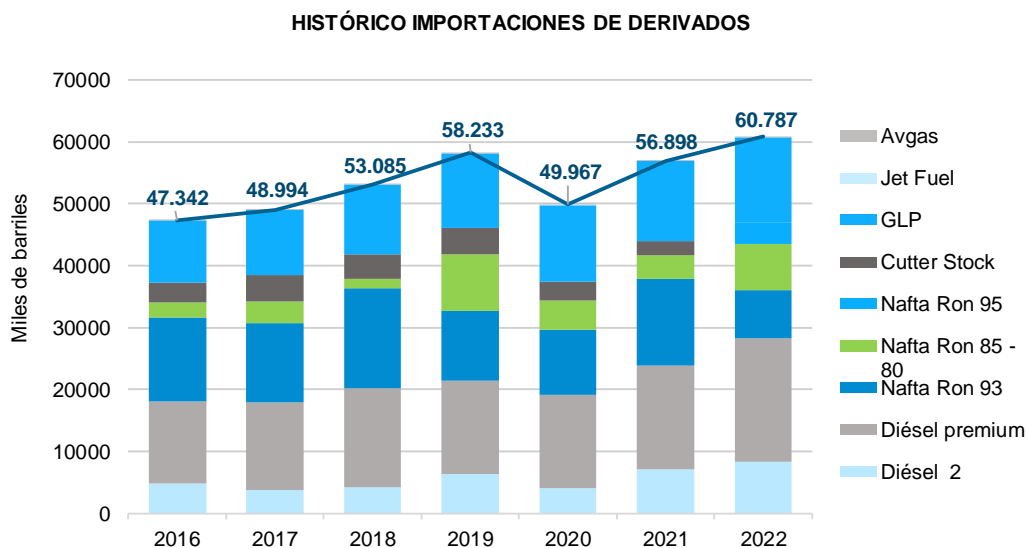
**Cuadro 8:** Crecimiento del parque automotor.

CRECIMIENTO DEL PARQUE AUTOMOTOR	
AÑO	Vehículos matriculados
2021	2.772.180
2022	2.893.247

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

La comercialización de derivados comprende gestionar las importaciones de los derivados deficitarios con la finalidad de abastecer la demanda nacional; en el año 2022 se importó un total de 60,8 millones de barriles de derivados, mayor en un 6,8% en comparación con el año 2021 debido al incremento de la demanda.

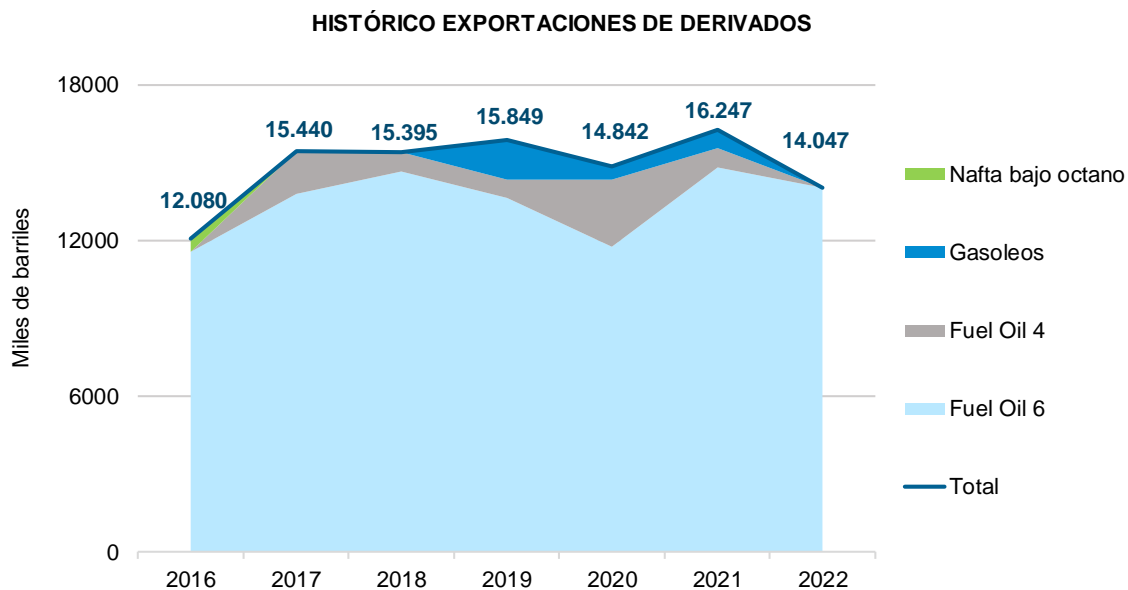
**Gráfico 15:** Histórico importaciones de derivados.



**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados es exportado, para el año 2022 se exportó 14,0 millones de fuel oil 6, menor en 13,5% con respecto al 2021.

**Gráfico 16:** Histórico exportaciones de derivados.



**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional

## **2.2 Clientes**

Los clientes de la EP PETROECUADOR se encuentran en toda la cadena de valor hidrocarburífera; sin embargo, los ingresos provienen principalmente de las exportaciones de crudo ecuatoriano y en segundo lugar de la venta interna de productos refinados.

### **2.2.1 Comercialización Internacional**

Al momento se cuentan con 62 empresas calificadas de 25 países entre los que destacan Estados Unidos, Suiza, Singapur, Colombia, China, Japón, etc. para realizar la compra-venta de hidrocarburos y 8 empresas navieras calificadas para el servicio de transporte marítimo.

**Cuadro 9: Compañías Calificadas para la Compra – Venta de Hidrocarburos.**

COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS			
No.	Compañía	País	Tipo
1	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	Colombia	Refinadora / Comercializadora
2	ANCAP	Uruguay	Refinadora
3	ARKHAM S.A.	Suiza	Comercializadora
4	B.B. ENERGY (ASIA) PTE.LTD.	Singapur	Comercializadora
5	BP PRODUCTS NORTH AMERICA INC.	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora
6	CASTLETON COMMODITIES MERCHANT TRADING L.P.	Estados Unidos	Comercializadora
7	CATHAY PETROLEUM INTERNATIONAL LIMITED	China	Comercializadora
8	CHINA ZHENHUA OIL CO., LTD.	China	Refinadora / Estatal
9	CITIZENS RESOURCES LLC	Estados Unidos	Comercializadora
10	CORE PETROLEUM LLC	Estados Unidos	Comercializadora
11	COSMO OIL CO. LTD.	Japón	Refinadora
12	ECOPETROL	Colombia	Refinadora / Comercializadora
13	ELEMENTO LIMITED	Malta	Comercializadora
14	ENAP- EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO.	Chile	Refinadora / Estatal
15	ENI TRADING & SHIPPING S.p.A.	Italia	Refinadora / Comercializadora
16	EQUINOR ASA	Noruega	Refinadora / Comercializadora
17	FREEPOINT COMMODITIES LLC.	Estados Unidos	Comercializadora
18	FREEPOINT COMMODITIES SINGAPORE PTE. LTD.	Singapore	Comercializadora
19	FRONTIERA ENERGY COLOMBIA CORP., SUCURSAL COLOMBIA	Colombia	Comercializadora
20	GEORGE E. WARREN LLC	Estados Unidos	Comercializadora
21	GLENCORE LTD.	Estados Unidos	Comercializadora
22	INDIAN OIL CORPORATION LIMITED	India	Refinadora
23	ITOCHU CORPORATION	Japón	Comercializadora
24	KOLMAR GROUP AG	Suiza	Comercializadora
25	LORD ENERGY SA.	Suiza	Refinadora / Comercializadora
26	LUKOIL PAN AMERICAS LLC.	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora
27	MARATHON PETROLEUM SUPPLY LLC	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora
28	MERCURIA ENERGY TRADING S.A	Suiza	Comercializadora
29	MITSUBISHI CORPORATION	Japón	Refinadora / Comercializadora
30	MONTAGAS S.A. E.S.P	Colombia	Comercializadora GLP
31	MOTIVA ENTERPRISES LLC	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora
32	NOVUM ENERGY TRADING CORP.	Islas Vírgenes	Comercializadora
33	OMAN TRADING INTERNATIONAL (OTI)	Emiratos Árabes Unidos	Refinadora / Comercializadora
34	PBF HOLDING COMPANY LLC	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora
35	PDVSA TRADING S.A	Venezuela	Refinadora / Estatal
36	PETREDEC (EUROPE) PTE. LIMITED	Reino Unido	Comercializadora
37	PETREDEC PTE. LIMITED	Singapur	Refinadora / Estatal
38	PETROBRAS INTERNATIONAL FINANCE CO. PIFCO.	Brasil	Refinadora / Estatal
39	PETROBRAS S.A.	Brasil	Refinadora / Estatal
40	PETROCHINA INTERNATIONAL CO. LTD.	China	Refinadora / Estatal
41	PETROJAM LIMITED	Jamaica	Refinadora / Estatal
42	PETROLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.	Perú	Refinadora / Estatal
43	PETROVIETNAM OIL CORPORATION	Vietnam	Refinadora / Estatal
44	PHILLIPS 66 COMPANY	Estados Unidos	Refinadora
45	PMI TRADING DESIGNATED ACTIVITY COMPANY (DAC)	México	Comercializadora
46	PTT INTERNATIONAL TRADING PTE. LTD.	Singapur	Refinadora / Comercializadora
47	PTT PUBLIC COMPANY LIMITED	Tailandia	Refinadora / Estatal
48	PUMA ENERGY HOLDINGS PTE LTE.	Singapur	Refinadora / Comercializadora
49	PUMA ENERGY HOLDINGS PTE LTD.	Singapur	Refinadora / Comercializadora
50	REPSOL TRADING S.A	España	Refinadora / Comercializadora
51	ROSNEFT TRADING S.A	Suiza	Comercializadora
52	SHELL TRADING (US) COMPANY STUSCO	Estados Unidos	Comercializadora
53	SHELL WESTERN SUPPLY AND TRADING LIMITED	Barbados	Comercializadora
54	SOCAR TRADING S.A.	Suiza	Refinadora / Comercializadora
55	TIPICO ASPHALT PUBLIC COMPANY LIMITED	Tailandia	Refinadora / Comercializadora
56	TOTSA TOTAL OIL TRADING SA	Suiza	Refinadora / Comercializadora
57	TOYOTA TSUSHO CORPORATION	Japón	Comercializadora
58	TRAFIGURA PTE. LTD.	Singapore	Comercializadora
59	UNIPEC AMERICA, INC.	Estados Unidos	Comercializadora
60	UNIPEC ASIA COMPANY LIMITED	China	Refinadora
61	UNLIMITED CORPORATIONS BUSINESS CORP.	Panamá	Comercializadora
62	VALERO MARKETING AND SUPPLY COMPANY	Estados Unidos	Refinadora / Comercializadora

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

**Cuadro 10:** Listado de compañías navieras calificadas para el transporte marítimo de hidrocarburos.

COMPAÑÍAS NAVIERAS	
No.	Compañías
1	ECUANAVE C.A.
2	MARZAM CIA. LTDA.
3	NEGOCIOS NAVIEROS Y DE TRANSPORTE TRANSNEG S.A.
4	OCEANBAT S.A.
5	SERVICIOS NAVALES FLUVIMAR S.A.
6	SERVAMAIN S.A.
7	OPERADORA TURISTICA CARGO S.A. OPEANSA
8	TRANSPORTES NAVIEROS ECUATORIANOS - TRANNAVE

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional

## 2.2.2 Comercialización Nacional

La EP PETROECUADOR es una empresa nacional dedicada al abastecimiento mediante refinerías, terminales y depósitos de los derivados del petróleo para todas las comercializadoras establecidas en el país.

El negocio de Comercialización Nacional incluye los segmentos de abastecimiento, comercialización, centros de distribución y depósitos de pesca artesanal propios y afiliados y clientes finales.

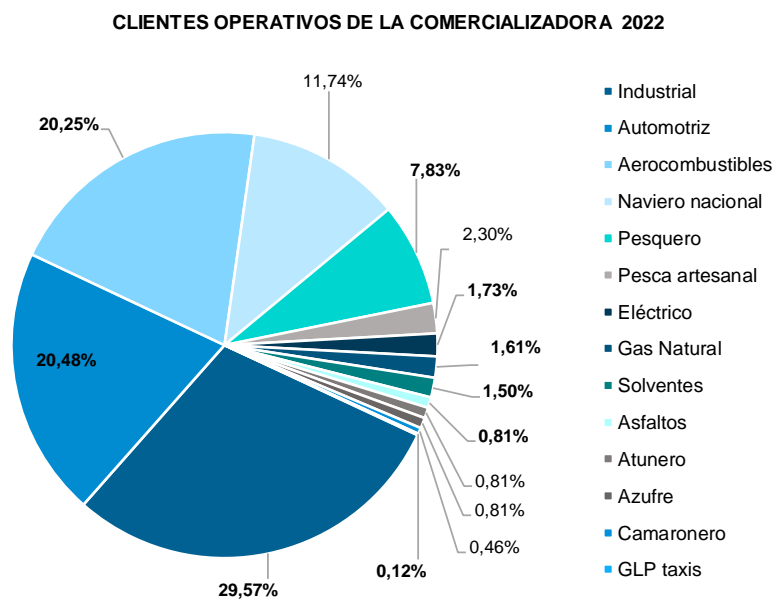
Su cartera se compone de un total de 869 clientes, 35,53% en el segmento industrial, 20,56% en el automotriz, 20,67% en el aéreo, 12,96% en el pesquero y 10,28% entre los segmentos más representativos.

**Cuadro 11:** Listado de clientes operativos de la comercializadora por sector, año 2022.

CLIENTES OPERATIVOS DE LA COMERCIALIZADORA 2022		
Segmento de mercado	Total	Participación [%]
Industrial	257	29,57%
Automotriz	178	20,48%
Aerocombustibles	176	20,25%
Naviero nacional	102	11,74%
Pesquero	68	7,83%
Pesca artesanal	20	2,30%
Eléctrico	15	1,73%
Gas Natural	14	1,61%
Solventes	13	1,50%
Asfaltos	7	0,81%
Atunero	7	0,81%
Azufre	7	0,81%
Camaronero	4	0,46%
GLP taxis	1	0,12%
<b>Total</b>	<b>869</b>	<b>100,00%</b>

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional.

**Gráfico 17:** Clientes operativos de la comercializadora 2022.



**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional.

### 2.3 Competidores

Acorde a las estadísticas publicadas en la biblioteca de la página WEB de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, en Ecuador existen 17 compañías privadas operando en el año 2022 mediante Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios con un total de producción de petróleo de 38,6 millones de barriles. Es importante señalar que la producción nacional total incrementó un 1,7% con respecto a 2021.

**Cuadro 12:** Producción petrolera privada 2022.

PRODUCCIÓN PETROLERA PRIVADA 2022			
Empresa	Producción 2022		Participación [%]
	[bpd]	[MMbbls]	
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD (Tarapoa-Bloque 62)	26,149	9.54	24.7%
ENAP SIPETROL S.A (MDC-Bloque 46)	18,530	6.76	17.5%
PETROLIA ECUADOR S.A. (IRO-Bloque 16 )	13,452	4.91	12.7%
PLUSPETROL ECUADOR B.V. (AGIP OIL-Bloque 10)	9,863	3.60	9.3%
PETROORIENTAL S.A. (Hormiguero-Bloque 17)	7,419	2.71	7.0%
ENAP SIPETROL S.A. (Paraíso, Biguno, Huachito, Inchi-Bloque 47)	5,444	1.99	5.1%
PETROORIENTAL S.A. (Nantu-Bloque 14 )	4,533	1.65	4.3%
CONSORCIO PETROSUD PETRORIVA (Pindo-Bloque 65)	4,918	1.80	4.6%
GENTE OIL ECUADOR PTE.LTD (Singue - Bloque 53)	2,968	1.08	2.8%
ORIONOIL ER S.A.(Eno Ron-Bloque 54)	2,921	1.07	2.8%
CONSORCIO PETROLERO PALANDA -YUCA SUR (Bloque 64)	2,446	0.89	2.3%
CONSORCIO GEOPARK - FRONTERA (Bloque Perico - Bloque Espejo)	1,697	0.62	1.6%
PETROBELL INC. (Tiguino-Bloque 66)	1,661	0.61	1.6%
PETROLIA ECUADOR S.A. (Tivacuno-Bloque 67 )	1,488	0.54	1.4%
ORION ENERGY OCANOPB S.A. (Ocano, Peña Blanca-Bloque 52)	1,259	0.46	1.2%
PACIFPETROL (Gustavo Galindo-Bloque 2)	914	0.33	0.9%
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LLC (Charapa, Chanangue - Bloque 50 y 51)	158	0.06	0.1%
<b>Total WO CAPEX Crudo</b>	<b>105,818</b>	<b>38.62</b>	<b>100.0%</b>

Nota: Cifras provisionales

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

De acuerdo al artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos que se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, ahora Ministerio de Energía y Minas, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados. La contratista tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Por otra parte, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables promovió entre 2018 y 2019 la XII Ronda Petrolera Intracampos en el que se promovió el Modelo de Contrato por Participación, el cual se ampara y se regula en el Decreto No 449 del 2018. Este contrato se caracteriza porque la producción es compartida y el Estado permite a las compañías comercializar su propio petróleo.

En el año 2022 el Decreto 449 quedó derogado mediante Decreto Ejecutivo No. 342 del 15 de febrero de 2022, el cual establece expedir el *“REGLAMENTO DE APLICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS”*.

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.

En las áreas de refinación, transporte y abastecimiento de derivados, EP PETROECUADOR no tiene competencia directa, sino que su obligación primordial es la entrega oportuna a las comercializadoras de los productos y servicios con alta calidad, eficiencia y que sean ambientalmente seguros. Cabe destacar que luego de la aprobación del Decreto Ejecutivo N° 1158, emitido en septiembre de 2020, se habilitó a empresas privadas a importar productos derivados a Ecuador y utilizar la infraestructura de EP PETROECUADOR para el abastecimiento de estaciones de servicio.

Dentro del negocio como comercializadora EP PETROECUADOR, se presentan los siguientes competidores:



**Cuadro 13:** Listado de Comercializadoras calificadas y autorizadas a diciembre del año 2022.

COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.		COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.		COMPAÑÍAS CALIFICADAS PARA LA COMPRA - VENTA DE HIDROCARBUROS.	
Segmento	Comercializadora	Segmento	Comercializadora	Segmento	Comercializadora
Asfaltos	CLYAN SERVICES WORLD S.A.INDUSTRIALCLYAN	Camaronero	COMBUSTIBLES PACIFICO OILPAC	Industrial	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR
Asfaltos	COMERC. DERIV. COMB. PETROANDES	Camaronero	COMERC.INDUSTRIAL FRAGONERI SA	Industrial	SERCOMPETROL S.A.
Asfaltos	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)	Camaronero	CORPETROLSA S.A.	Industrial	SERV. ECUAT. DE ENERGIA SECSA CI
Asfaltos	ECOILSA S.A.	Camaronero	DERIESEL S.A.	Industrial	SWISSOIL DEL ECUADOR SA SWISSO
Asfaltos	EP PETROECUADOR	Camaronero	DISAGROCOMBE S.A.	Industrial	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L
Asfaltos	EXPODELTA S.A.	Camaronero	DISTRISSEL DISTRB.DE DIESEL S.A	Industrial	VEPAMIL S.A.
Asfaltos	OSP COMERCIALIZADORA CIA. LTDA	Camaronero	EP PETROECUADOR	Naviero Internacional	AGNAMAR S.A.
Asfaltos	PDV ECUADOR S.A	Camaronero	LUTEXSA IND. COMERC. CIA. LTDA	Naviero Internacional	CORPETROLSA S.A. (ESPECIALES)
Asfaltos	PETROALPINA S.A.	Camaronero	OCEANOIL S.A	Naviero Internacional	MARZAM ESPECIALES
Atunero	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)	Camaronero	PARCESHI S.A.	Naviero Internacional	EP PETROECUADOR
Atunero	EP PETROECUADOR	Camaronero	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Naviero Internacional	OCEANBAT S.A (ESPECIALES)
Atunero	MARZAM ESPECIALES	Camaronero	PETROLRIOS	Naviero Nacional	AGNAMAR S.A
Atunero	OCEAN OIL S. A.	Camaronero	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR	Naviero Nacional	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)
Atunero	PARCESHI S.A. (ESPECIALES)	Camaronero	SWISSOIL DEL ECUADOR SA SWISSO	Naviero Nacional	EP PETROECUADOR
Atunero	PETROCEANO S.A.	Camaronero	SERCOMPETROL S.A.	Naviero Nacional	MARZAM ESPECIALES
Atunero	VEPAMIL S.A-ESPECIALES	Camaronero	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L	Naviero Nacional	OCEANBAT S.A (ESPECIALES)
Automotriz	CLYAN SERVICES WORLD S.A.INDUSTRIALCLYAN	Camaronero	VEPAMIL S.A.	Naviero Nacional	PARCESHI S.A (ESPECIALES)
Automotriz	COMERC. DERIV. COMB. PETROANDES	Industrial	CLYAN SERVICES WORLD S.A	Naviero Nacional	VEPAMIL S.A-ESPECIALES
Automotriz	CORPETROLSA S.A (ESPECIALES)	Industrial	COMBUSPETROL	Pesca - Artesanal	FENAPET
Automotriz	EP PETROECUADOR	Industrial	COMERC.INDUSTRIAL FRAGONERI SA	Pesca - Artesanal	EP PETROECUADOR
Automotriz	GASPETROLIUM S.A.	Industrial	CORPETROLSA S.A.	Pesquero	CORPETROSOL S.A (ESPECIALES)
Automotriz	LISRONI S.A.	Industrial	DERIESEL	Pesquero	DISTRISSEL, DIST. DIESEL (ESPECIAL)
Automotriz	LUTEXSA IND. COMERC. CIA. LTDA	Industrial	DISAGROCOMBE S.A.	Pesquero	EP PETROECUADOR
Automotriz	MASGAS S.A.	Industrial	DISTRISSEL DISTRB.DE DIESEL S.A	Pesquero	MARZAM CIA. LTDA. (ESPECIALES)
Automotriz	PDV ECUADOR S.A.	Industrial	EP PETROECUADOR	Pesquero	OCEANOIL
Automotriz	PETROCONDOR	Industrial	LUTEXSA IND. COMERC. CIA. LTDA	Pesquero	PARCESHI S.A (ESPECIALES)
Automotriz	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Industrial	MARZAM	Pesquero	PETROCEANO S.A
Automotriz	PETROLRIOS	Industrial	OCEAN OIL S. A.	Pesquero	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR
Automotriz	PETROWORLD S.A.	Industrial	PARCESHI	Pesquero	VEPAMIL S.A-ESPECIALES
Automotriz	PRIMAX COMERCIAL DEL ECUADOR	Industrial	PETROLEOS Y SERVICIOS PYS C.A.	Solventes	CORPETROLSA S.A
Automotriz	SERVIOIL CIA. LTDA.	Industrial	PETROLRIOS	Solventes	EP PETROECUADOR
Automotriz	TERPEL-COMERCIAL ECUADOR CIA L				

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

En el segmento de Lubricantes, existen 69 marcas de aceites lubricantes registradas en la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, las mismas que compiten a nivel nacional en el segmento automotriz, de éstas aproximadamente el 61% son de producción nacional y las importadas representan el 39%.

La competencia de la comercializadora en el segmento de gas licuado de petróleo, son las empresas Duragas, ENI Ecuador y Congas. En el segmento de GLP la participación de la Comercializadora es del 1,27%.

### **2.3.1 Matriz ventaja competitiva**

La ventaja competitiva se realiza desde la perspectiva de la única línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”.

Tomando en cuenta que una ventaja competitiva se define como una ventaja o característica que una compañía tiene respecto a otras compañías competidoras y permite atraer más demanda, en este caso existe una apertura por atraer inversión privada a su propio riesgo.

Las empresas que participan por Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios gestionan:

- Cubrir la inversión en una primera etapa del proyecto proveyendo un servicio.
- Realizar esta inversión a su propio riesgo
- Implementar consigo la tecnología y la curva de aprendizaje
- Pagar una tarifa por el barril producido a lo largo de la vida del contrato.

En el caso de las nuevas empresas mediante un Contrato de Participación que están interesadas al país ofrecerían las siguientes ventajas:

- Asumir todo el riesgo de la inversión y del gasto operativo
- Asumir tanto los costos de transporte como los de comercialización.
- Se someten a demás regímenes legales y tributarios como el pago de Impuesto por Ganancias Extraordinarias, Ley CTEA y 40, participación laboral, Impuesto a la Renta, Margen Soberano y Repatriación, etc.

Con la incorporación, a partir del 2021, de las actividades de exploración y producción a la

EP PETROECUADOR, se tienen mayores ventajas competitivas que fortalecerán a la empresa.

**Cuadro 14:** Matriz de ventaja competitiva.

MATRIZ DE VENTAJA COMPETITIVA						
Factores clave de éxito	Peso [%]	Puntaje total	Empresa pública		Empresa privada	
			Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Producto	30%	5	5	30%	4	24%
Precio	20%	5	1	4%	3	12%
Plaza	6%	5	5	6%	3	4%
Marca	8%	5	5	8%	5	8%
Tecnología	20%	5	5	20%	5	20%
Calidad	10%	5	5	10%	3	6%
Innovación	6%	5	4	5%	4	5%
<b>TOTAL</b>	100%			83%		79%
<b>CALIFICACIÓN</b>		<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Definición</b>		Fortaleza única y valiosa	Fortaleza sólida	Fortaleza en proceso	Debilidad subsanable	Debilidad grave

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional

- **Producto:** EP PETROECUADOR es estatal y representante de la propiedad del petróleo en Ecuador, tiene como fin desarrollar actividades estratégicas de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización interna y externa de petróleo y sus derivados. Esto es una ventaja competitiva sobre las empresas privadas que deben pasar por un proceso de selección y contratación.
- **Precio:** EP PETROECUADOR realiza venta de su producción según los contratos petroleros y ventas SPOT. Las empresas privadas reciben una tarifa, por un servicio entregado o precio por barril producido, acorde a los contratos de prestación de servicio o participación.
- **Plaza:** EP PETROECUADOR usa mayoritariamente el SOTE que es una infraestructura del Estado que no implica un costo. Por otra parte, la empresa privada asume su propio costo de transporte.
- **Marca:** Existe un reconocimiento tanto de EP PETROECUADOR como de la empresa privada.
- **Tecnología e Innovación:** El proceso actual garantiza la producción de crudo en empresas privadas y públicas. Se debe trabajar en exploración para la incorporación de reservas.
- **Calidad:** La producción de las empresas privadas se caracteriza por un crudo pesado mientras EP PETROECUADOR produce un crudo más liviano.

A continuación, debido a que el segmento automotriz tiene mayor participación de mercado nacional, se presenta el siguiente análisis de ventaja competitiva:

**Cuadro 15:** Matriz de ventaja Competitiva EP PETROECUADOR vs. Competencia.

MATRIZ DE VENTAJA COMPETITIVA EP PETROECUADOR VS. COMPETENCIA						
Factores clave de éxito	Peso [%]	EPP	PRIMAX	P&S	TERPEL	
		Calificación	Calificación	Calificación	Calificación	
Calidad y Cantidad	10%	5	4	4	4	
Precio	15%	5	3	4	2	
Plaza	20%	4	5	4	4	
Marca	45%	5	5	3	3	
Promoción y Publicidad	5%	3	4	2	3	
Tiendas de conveniencia	5%	1	5	1	4	
<b>Puntaje total</b>	<b>100%</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	
<b>CALIFICACIÓN</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	
<b>Definición</b>	Fortaleza única y valiosa	Fortaleza sólida	Fortaleza en proceso	Debilidad subsanable	Debilidad grave	

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional

Como se puede observar en el cuadro anterior, la Comercializadora EP PETROECUADOR, en el segmento automotriz tiene la segunda mejor calificación frente a las marcas de la competencia en el mismo segmento, basados en sus fortalezas que son determinantes en el momento de tomar la decisión de compra, peso de la marca, percepción del cliente y nivel de recordación, de acuerdo con factores como son: marca, plaza, precio, calidad y cantidad, que son factores que componen la ventaja competitiva de la marca.

Cabe indicar que la Comercializadora EP PETROECUADOR, actualmente mantiene el tercer lugar de participación de mercado en el segmento automotriz en la comercialización de combustibles líquidos, pese a varias limitantes como legislación, presupuesto, regulación de mercado, factores que influyen en la adhesión de más centros de distribución que quieran ser parte de la misma.

### 2.3.2 Benchmarking

La EP PETROECUADOR gestiona las actividades de: Exploración y Producción, Transporte, Refinación y Comercialización Nacional e Internacional, es decir, gestiona toda la cadena de valor de hidrocarburos.

**Gráfico 18:** Gestión de la Cadena de Valor.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Se presenta a continuación una serie de factores para obtener un análisis más completo desde el punto de vista de las líneas de negocio e inversión, realizando una comparación entre EP PETROECUADOR con empresas Petroleras Internacionales Integrales.

**Cuadro 16:** Comparación EP PETROECUADOR.

COMPARACIÓN EP PETROECUADOR						
Líneas diferenciadoras	EQUINOR	PEMEX	PETROBRAS	PETROPERÚ	ECOPETROL	PETROECUADOR
Fertilizantes	✓	✓	✓			
Biocombustibles			✓	✓	✓	
Energía eólica/solar	✓		✓			
Generación Eléctrica	✓		✓			
I + D + I	✓		✓			✓
Generar permisos	✓				✓	
Negocios en el exterior	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Holding de empresas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Corrupción	84	31	38	36	39	36
Riesgo país	78	678	-	-	-	1200
Doing Bussines	9	54	109	76	67	129
Ingresos	150.806 Millones de USD	122.959 Millones de USD	123.556 Millones de USD	5.735 Millones de USD*	6.948 Millones de USD	16.435 Millones de USD
Utilidad Neta	28.744 Millones de USD	1.187 Millones de USD	36.623 Millones de USD	(278) Millones de USD	4.351 Millones de USD	1.589 Millones de USD

Nota:

a) Las cifras financieras corresponde al año 2022.

b) El índice de corrupción se mide en una escala de cero a cien, siendo cero la percepción de "Muy corrupto" y cien la de "Ausencia de corrupción", según Transparencia Internacional. (datos año 2022)

c) El valor del Doing Bussines indica el lugar en el ranking, siendo el 1ero. el lugar donde más fácilmente se hacen negocios. (datos año 2022)

Fuente: <https://datosmacro.expansion.com/paises>

## Factores que incentivan la inversión petrolera en un país:

- Marco regulatorio y certeza jurídica. - regulación jurídica es producto de una definición previa de políticas públicas que suponen, para su consagración legal, una fuerza política que abarca desde la modificación constitucional hasta la más pequeña regulación administrativa
- Materialidad de las áreas a explorar o producir. Potencial petrolero.
- Portafolio de proyectos basado en la rentabilidad y riesgo.
- Promoción de las inversiones de manera estratégica.
- Facilidades para generar permisos para toda la cadena de valor.
- Facilidades para hacer negocios (conformación de empresa, permisos de construcción, licencias de funcionamiento, entre otros).
- Esquema fiscal atractivo.
- Reglas de contenido nacional acordes a las capacidades del país.
- Niveles de corrupción.
- Riesgo País.

**Cuadro 17:** Matriz de benchmarking Comercializadora EP PETROECUADOR

MATRIZ DE BENCHMARKING					
Mejora a implementar	Beneficio a obtener	Inversión [Miles de USD]	Plazo	Unidad responsable	Observación
<b>Operativo</b>					
Reposicionamiento y difusión de las marcas EP PETROECUADOR en los diferentes segmentos de consumo a través de una campaña de marketing integral, dotación de uniformes y material promocional.	Ser la primera opción de compra en el consumidor final y contar con una recordación de marca óptima y permanente	1.061	12 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Emisión de pólizas de responsabilidad para los centros de distribución.	Beneficio corporativo para fidelizar a los centros de distribución afiliados a la Red	Alianza estratégica con broker de seguros	12 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Mejora de la imagen corporativa en centros de distribución	Cumplir con los estándares de calidad de la marca	245	12 meses	Subgerencia de Mercadeo/ Servicio al Cliente	
Inspecciones para el control de imagen, calidad, cantidad de inventarios a los centros de distribución propios y afiliados de la red de EP PETROECUADOR	Cumplir con las normas de los entes de control	333	12 meses	Subgerente de Ventas Mayoristas	
Mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos e instalaciones operativas de los centros de distribución propios.	Cumplir con las normas de los entes de control y mantener el tiempo de vida útil de las instalaciones	870	12 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	La contratación corresponde al mantenimiento áreas operativas de propiedad de EP PETROECUADOR de la zona sur
		893	12 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	La contratación corresponde al mantenimiento áreas operativas de propiedad de EP PETROECUADOR de la zona norte
		665	6 meses	Subg. de Ventas Minoristas Jef. de Mantenimiento de Estaciones de Servicio	Contratación para trabajos de obra civil para reparar, reconstruir, impermeabilizar, reforzar estructuras de los cubetos de los tanques de centros de distribución propios.

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

# PLANIFICACIÓN COMERCIAL, OPERATIVA, FINANCIERA, DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIÓN

## 3 PLANIFICACIÓN COMERCIAL

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

### 3.1 Objetivo Empresarial – Perspectiva Comercial

EP PETROECUADOR posee tres objetivos de índole comercial:

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

Para mantener la sostenibilidad financiera deberá optimizar los costos e incrementar los ingresos, y eso se logrará implementando más estrategias con perspectivas de negocio hacia los clientes, los procesos y con la innovación y desarrollo del personal.

Así también para mantener el abastecimiento, se requiere de la materia prima y del funcionamiento adecuado de las instalaciones de transporte y refinación, por lo que es necesaria la incorporación de reservas, la optimización de la producción y la generación de derivados, utilizando las mejores prácticas, procurando la seguridad, la protección ambiental y el cuidado a la sociedad.

Además, se espera 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 de mercado de la Comercializadora EP PETROECUADOR mediante la captación de clientes en los distintos segmentos de consumo, fortaleciendo la atención del cliente y fidelización de la marca.

### 3.2 Marketing Mix

En cuanto a los recursos se presenta una única línea de negocios, la cual engloba todas las actividades de una empresa petrolera integral: exploración, producción, transporte de hidrocarburos, así como la refinación y comercialización del crudo y derivados.

**Cuadro 18:** Matriz de Línea de negocio y estrategia.

LÍNEA DE NEGOCIO					
Línea de negocio	Segmento	Estrategia producto/servici	Estrategia precio	Estrategia plaza	Estrategia promoción
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Exploración y producción	Crudo y gas	Precio de acuerdo al tipo de producto que se comercialice	Exportación	NA
	Transporte y comercialización de crudo	Crudo y gas			
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Derivados			
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados				

Fuente: Subgerencia de Planificación y control de Gestión

### 3.3 Estrategias Marketing Mix

A continuación, se detalla las estrategias el marketing mix de la Comercializadora EP PETROECUADOR:

#### Producto

- Incursionar en nuevas líneas de negocio en las estaciones de propiedad de EP Petroecuador; tales como: arrendamiento de locales comerciales con marca propia, cajeros automáticos.

#### Precio

- Analizar y revisar la distribución porcentual de los márgenes de comercialización de los derivados de los hidrocarburos en forma periódica, a fin de mantener la competitividad en el mercado.
- Analizar y revisar los márgenes de comercialización de lubricantes de la marca Petrocomercial para clientes internos y externos, a fin de mantener la competitividad en el mercado

#### Plaza

- Afiliación de nuevos distribuidores y clientes a la Comercializadora EP PETROECUADOR en los diferentes segmentos de mercado.
- Mantener la participación de mercado de la Comercializadora EP PETROECUADOR
- Mejorar la imagen de los centros de distribución afiliados a la Comercializadora EP PETROECUADOR en sus diferentes segmentos



## Promoción

- Fortalecimiento de la marca de la Comercializadora EP PETROECUADOR a través de difusión, promoción utilizando herramientas de publicidad en los diferentes segmentos de mercado mediante campañas de marketing

## Otras estrategias para la comercializadora EP PETROECUADOR

- Analizar e incrementar los beneficios corporativos, tales como uniformes, material promocional, brandeo.
- Mejorar de la exposición de precios de venta al público, a través de la entrega de tótems electrónicos.

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.

**Cuadro 19:** Importación y exportación de productos.

IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PRODUCTOS	
Actividad	Productos
Exportación	Crudo Napo
	Crudo Oriente
	Fuel oil No. 6
Importación	Diésel Oil
	Diésel premium
	Nafta RON 80
	Nafta Bajo Octano RON 95
	Gasolina de Aviación (AVGAS)
	Propano y Butano (GLP)

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional.

### Precio

La 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 diarios de 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 2022 fueron:

**Cuadro 20:** Precio promedio exportación.

PRECIO PROMEDIO DE EXPORTACIÓN		
Producto	Volumen [MMbbls]	USD por barril
Crudo Oriente	61,53	88,27
Crudo Napo	38,94	82,75

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional.

Adicionalmente, la EP PETROECUADOR, una vez cumplidos sus compromisos contractuales de largo plazo, en el año 2022 comercializó los saldos exportables de crudos en el mercado internacional, de acuerdo al siguiente detalle:

**Cuadro 21:** Comercialización Mercado SPOT

COMERCIALIZACIÓN MERCADO SPOT			
Producto	Volumen [MMbbls]	Facturado [MMUSD]	USD por barril
Crudo Oriente	26,29	2.355,30	89,58
Crudo Napo	7,31	589,28	80,57
<b>TOTAL</b>	33,60	2.944,58	87,64

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional.

Para el año 2023, en consideración a lo dispuesto en la resolución No. DIR-EPP-01-2012-01-16, en la cual 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 alrededor de 9.69 MMBls de crudo Oriente y Napo, conforme a la Primera Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026, comunicadas mediante Oficio MEM-VH-2023-0274-OF de 09 de junio de 2023 por el Ministerio de Energía y Minas.

## Plaza

La Gerencia de Comercio Internacional, busca ampliar su portafolio de clientes / proveedores, con la finalidad de incrementar la participación en los distintos concursos internacionales de ofertas para la compra venta de hidrocarburos, con acciones como reuniones con empresas refinadoras de renombre internacional y reformas en los Términos y Condiciones de concursos.

Los principales destinos para las exportaciones que realizó EP PETROECUADOR durante el año 2022 para crudo Oriente y Napo fueron los siguientes:

**Cuadro 22:** Principales destinos de exportaciones que realizó EP PETROECUADOR.

<b>PRINCIPALES DESTINOS DE EXPORTACIÓN CRUDO</b>			
<b>Crudo Oriente</b>	<b>N° Cargamentos</b>		
	<b>Crudo Oriente</b>	<b>Crudo Napo</b>	<b>N° Cargamentos</b>
<b>Panamá</b>	62	53	115
<b>U.S.A.</b>	28	85	113
<b>Chile</b>	6	22	28
<b>Perú</b>	12	1	13
<b>Far East</b>	6	2	8
<b>Central América</b>	0	2	2
<b>TOTAL</b>	<b>114</b>	<b>165</b>	<b>279</b>

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional.

### 3.4 Plan de ventas

**Cuadro 23:** Matriz de margen de contribución neto por segmento.

MARGEN DE CONTRIBUCIÓN POR LÍNEA DE NEGOCIO 2023											
Línea de negocio	Segmentación	Nombre del producto o servicio	Código del producto o servicio (Proporcionado y validado por EMCO)	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]
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Exploración y producción	Crudo Oriente y Napo									
	Transporte y comercialización de crudo	Crudo oriente	PET001	3.973,12	61,28	Barriles	1.508,35	24,62	64,84	2.464,77	40,22
		Crudo Napo	PET002	3.255,34	50,21	Barriles	1.235,86	24,62	64,84	2.019,49	40,22
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Gasolina super premium 95	PET003	284,30	2,07	Barriles	233,32	112,91	137,57	50,97	24,67
		Gasolina extra	PET004	1.196,72	13,83	Barriles	955,08	69,04	86,51	241,64	17,47
		Gasolina ecopais (etanol)	PET005	1.282,51	14,83	Barriles	1.422,15	95,92	86,50	-139,65	-9,42
		Diésel 1	PET006	1,06	0,01	Barriles	0,35	44,19	133,25	0,71	89,07
		Diésel 2	PET007	890,34	8,41	Barriles	616,07	73,21	105,81	274,27	32,59
		Diésel premium	PET008	1.866,49	28,10	Barriles	2.810,93	100,04	66,43	-944,45	-33,61
		Fuel oil no. 4 - Nacional	PET009	448,90	8,60	Barriles	174,44	20,28	52,18	274,46	31,90
		Asfalto	PET010	55,36	1,26	Barriles	23,61	18,70	43,85	31,75	25,15
		Solventes	PET011	14,15	0,15	Barriles	4,70	32,07	96,49	9,45	64,41
		Glp	PET013	211,17	15,76	Barriles	876,31	55,61	13,40	-665,14	-42,21
		Jet a-1	PET014	331,48	2,66	Barriles	105,73	39,78	124,72	225,76	84,94
		Avgas	PET015	4,33	0,04	Barriles	11,29	267,32	102,54	-6,96	-164,78
		Pesca artesanal	PET016	34,03	1,08	Barriles	41,29	38,06	31,37	-7,25	-6,68
		Residuo	PET017	37,86	1,56	Barriles	64,62	41,44	24,28	-26,76	-17,16
		Azufre	PET019	0,16	4,44	kg	0,40	0,09	0,04	-0,25	-0,06
		Gas natural	PET020	34,53	10,26	Mmbtu	21,25	2,07	3,36	13,28	1,29
		Gas natural licuado	PET021	35,31	5,26	Mmbtu	24,92	4,74	6,71	10,39	1,98
		Lubricantes	PET022	14,31	1,24	Galones	8,56	6,90	11,54	5,76	4,64
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Fuel oil no. 6	PET023	810,64	13,30	Barriles	403,96	30,37	60,95	406,67	30,58
	<b>TOTAL</b>				<b>14.782,11</b>			<b>10.543,19</b>			

**Notas:**  
 \*Se consideró los datos del Presupuesto Aprobado 2023  
 \*Los precios de exportación de crudo y derivados corresponden a los remitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas mediante Oficio Nro. MEF-VGF-2022-0271-O de 23 de agosto de 2022  
 \*Los precios venta interna de derivados corresponden al promedio ponderado de la ejecución real del período enero - noviembre de 2022 (provisional).  
 \*Costo de importación de derivados estimado mediante marcadores internacionales precio de crudo de 64,84 USD/BBL, WTI 72,84 USD/BBL  
 \*Valores sujetos a cambios conforme la variación del precio internacional del crudo  
 \*El costo incluye: materia prima, costo de refinación, costo de transporte y almacenamiento, comercialización y los incurridos en la importación de combustibles.  
 \* La Ley de Hidrocarburos en su Art. 72, establece: "Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo con el Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República". Mediante Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 2 de agosto de 2005, se expidió el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos. En el mencionado Decreto Ejecutivo, y sus posteriores reformas, se establece el precio, o en su defecto, la metodología de cálculo para la determinación de estos. La EP PETROECUADOR aplica y/o ejecuta lo dispuesto en la ley, siendo la fijación de precios una política de competencia exclusiva del Presidente de la República.

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Se espera que el transporte y la comercialización de crudo sea el que mayor aporte genere en cuanto a resultados operativos con 4.484,26 millones de dólares, así como también mayores ingresos operativos aportando con 7.228,47 millones de dólares, seguido del segmento de refinación, transporte y comercialización interna de derivados con 6.743,00 millones de dólares; adicionalmente este segmento tiene resultados operativos negativos debido principalmente a los subsidios.

La proyección del costo por producto incluye: materia prima, costo de refinación, costo de transporte y almacenamiento, comercialización y la importación de combustibles. Los costos de refinación, transporte y almacenamiento, cabotajes y alijes y, comercialización por derivado de hidrocarburo; así como, el costo de materia prima (24,62 USD/BBL) se extraen del Sistema de Costos y Presupuestos de la EP PETROECUADOR.

Con respecto a la estimación del costo de importación de derivados se realiza en base a los marcadores internacionales y al precio de exportación de crudo de 64,84 USD/BBL; WTI 72,84 USD/BBL.

**Cuadro 24:** Proyección de Resultados Operativos por segmento.

PROYECCIÓN DE RESULTADOS OPERATIVOS POR SEGMENTO 2023							
Línea de negocio	Segmento	Concepto	Millones de USD				
			I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	TOTAL
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados.	Exploración y producción	Ingresos Operativos	-	-	-	-	-
		Costos Operativos *					0.00
		Resultados Operativos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Transporte y comercialización de crudo	Ingresos Operativos	1,811.40	1,796.56	1,852.35	1,768.16	7,228.47
		Costos Operativos	687.68	682.04	703.22	671.26	2,744.21
		Resultados Operativos	1,123.72	1,114.51	1,149.12	1,096.90	4,484.26
	Refinación, transporte y comercialización interna de derivados	Ingresos Operativos	1,589.13	1,644.68	1,725.52	1,783.67	6,743.00
		Costos Operativos	1,746.44	1,811.03	1,898.40	1,939.15	7,395.02
		Resultados Operativos	-157.30	-166.35	-172.88	-155.48	-652.01
	Refinación, transporte y comercialización externa de derivados	Ingresos Operativos	185.29	208.45	208.45	208.45	810.64
		Costos Operativos	106.72	87.66	108.82	100.77	403.96
		Resultados Operativos	78.57	120.79	99.63	107.68	406.67
	<b>Totales</b>	Ingresos Operativos	3,585.82	3,649.68	3,786.32	3,760.28	14,782.11
		Costos Operativos	2,540.84	2,580.73	2,710.44	2,711.18	10,543.19
		Resultados Operativos	1,044.98	1,068.96	1,075.87	1,049.11	4,238.92

**Notas:**

El total se refiere a ingresos operacionales (14.782,11 MMUSD), adicional existen rubros de financiamiento, ingresos para pagos a terceros, saldo inicial de bancos y otros ingresos (117,99 MMUSD) llegando al total de 14.900,09 MMUSD acorde a la Proforma preliminar del Presupuesto 2023.

\* El costo operativo de exploración está incluido en el costo de producción de los derivados como componente -materia prima- de producción nacional.

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas

Conviene señalar, que las proyecciones de resultados están sujetas a incertidumbres y riesgos, factores que pueden estar fuera de control de la EP PETROECUADOR, como, por

ejemplo:

- Acontecimientos políticos y económicos globales, regionales y nacionales, que pudieran cambiar las condiciones de precios internacionales del petróleo y sus derivados.
- Limitaciones a recursos financieros.
- Efectos por competencias.
- Desarrollo de acontecimientos que afectan el sector energético.
- Desastres naturales, pandemias, bloqueos y accidentes.
- Desafíos de diversas características presentes en la ejecución de los proyectos.

## **4 PLANIFICACIÓN DE OPERACIONES**

### **4.1 Objetivos Empresariales – Perspectiva de Operaciones**

- Mantener la sostenibilidad financiera.
- Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos
- Incrementar la producción de petróleo y gas natural.
- Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.
- Incrementar las actividades de comercio internacional.
- Incrementar la eficiencia empresarial
- Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia.
- Incrementar el desarrollo del talento humano

### **4.2 Contenidos de la sección**

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

Gráfico 19: Cadena de valor.



Fuente: EP PETROECUADOR

- **UPSTREAM**

Abarca desde evaluar el potencial petrolero de las áreas y campos, definir las estrategias exploratorias que permitan la restitución de las reservas, coordinar actividades hasta gestionar los asesoramientos para la Administración de los Contratos para la provisión de servicios específicos integrados con financiamiento de la contratista. Además, incluye el desarrollo de los campos petroleros y la producción óptima de hidrocarburos mediante el uso de las mejores prácticas con la finalidad de obtener la mayor cantidad de volumen de manera rentable y socialmente responsable.

En años anteriores se realizó el análisis e interpretaciones geofísicas definiendo varios prospectos exploratorios (80). Para el año 2023 se planificó la perforación de 1 pozo exploratorio (WAPONI 1 bloque 21). Anualmente se oficializa al Ministerio de Energía y Minas al menos 8 nuevas áreas exploratorias.

- **MIDSTREAM**

Consiste desde supervisar los procesos de transporte de crudo y derivados de petróleo por la red de oleoductos y poliductos a nivel nacional, dirigir el abastecimiento de crudo y derivados de petróleo en los diferentes terminales de distribución, nacional e internacional cumpliendo con los estándares de eficiencia y eficacia definidos, hasta planificar la integridad y características de calidad de los productos durante todas las etapas del proceso de transporte y almacenamiento de crudo y derivados de petróleo.

- **DOWNSTREAM**

Comprende desde coordinar y garantizar el suministro de los tipos y variedades de productos refinados por las refinerías de la empresa, hasta hacer cumplir todas las regulaciones del sector, empresa y demás normativas de carácter legal en el ámbito de los procesos de refinación.

#### **4.2.1 UPSTREAM**

Este macroproceso sustantivo está directamente relacionado a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:

**Objetivo 2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos:** A partir del incremento de las reservas de hidrocarburos, se logrará agregar valor a la empresa, partiendo de contar con un respaldo económico más sólido que atraiga la inversión y con ella el desarrollo. La reactivación de la actividad exploratoria y el uso de nuevas tecnologías que permitan optimizar la extracción serán herramientas fundamentales.

**Estrategias:**

- 1.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).
- 1.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.

**Objetivo 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural:** Como importante fuente de ingresos, incrementar la producción de crudo y gas será fundamental para alcanzar las metas empresariales y apoyar en los ingresos de la nación, así como satisfacer la demanda de hidrocarburos a nivel nacional y comercializar a nivel internacional.

**Estrategias:**

- 1.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años.
- 3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.

#### **4.2.2 MIDSTREAM Y DOWNSTREAM**

Estos macroprocesos sustantivos se encuentran alineados a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:



**Objetivo 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos:** Los derivados de los hidrocarburos están estrechamente relacionados con el desarrollo social y económico de la nación. Por tal motivo se debe asegurar su suministro puntual.

**Estrategias:**

- 4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
- 4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
- 4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.

**Objetivo 5. Incrementar las actividades de comercio internacional:** Ampliar el comercio internacional significará tener más oportunidades de crecimiento empresarial, trayendo consigo beneficios como mejorar la competitividad y la generación de conocimiento. Esto permitirá desarrollar el potencial de las finanzas y la realización de procesos buscando su mejora.

**Estrategia:**

- 5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.

#### **4.2.3 UPSTREAM, MIDSTREAM Y DOWNSTREAM**

Los tres macroprocesos sustantivos, se encuentran alineados a los siguientes objetivos estratégicos y estrategias:

**Objetivo 1. Mantener la sostenibilidad financiera:** A partir de unas finanzas saludables, la empresa logrará alcanzar sus objetivos y podrá aspirar a posicionarse como una empresa referente en el mercado de los hidrocarburos a nivel mundial.

Incrementar los ingresos y optimizar los costos será el punto de partida para fortalecer el estatus financiero y así poder incursionar en nuevos proyectos. Todo esto deberá realizarse bajo un esquema de eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos.

El anexo 4 contiene los indicadores financieros de ingresos, inversiones, gastos y costos operacionales; es importante indicar que los ingresos dependen del precio

del crudo el cual no puede ser controlado por EP PETROECUADOR, ya que el mismo se debe al comportamiento del mercado internacional

**Estrategias:**

- 1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
- 1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
- 1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.

**Objetivo 6. *Incrementar la eficiencia empresarial:*** Realizar de manera eficiente cada una de las actividades que conforman la cadena de valor, tendrá un impacto positivo en el manejo de los recursos de la empresa, permitiendo alcanzar las metas productivas con el máximo aprovechamiento, posicionando de esta forma a la empresa como una institución con los más altos estándares operativos de acuerdo con las mejores prácticas.

**Estrategias:**

- 6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.
- 6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.
- 6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.
- 6.4 Optimización de la gestión energética
- 6.5 Gestión de producción más limpia

**Objetivo 7. *Mantener la salud, seguridad, responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia:*** El compromiso con la salud, la seguridad operacional, las comunidades y el ambiente es fundamental para cualquier industria, más aún en el sector hidrocarburos. Es por ello que cada una de las actividades tendrán que estar alineadas y ejecutadas en estricto apego a las normativas correspondientes asegurando los más altos estándares.

**Estrategias:**

- 7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial, salud ocupacional en las operaciones.
- 7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.
- 7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.
- 7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

**Objetivo 8. Incrementar el desarrollo del talento humano:** El talento humano es uno de los recursos fundamentales de la empresa, de su capacidad y preparación depende el valor institucional. Por lo anterior, generar las condiciones necesarias para la mejora continua de sus habilidades es una tarea permanente y prioritaria.

**Estrategias:**

- 8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
- 8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

#### **4.2.4 Producción de crudo y gas natural**

Para el año 2023, se espera producir 404.234 barriles promedio día de crudo y gas (incluye 3.899 barriles día del campo amistad y 10.989 barriles promedio día de gas asociado); es decir 147,55 millones de barriles al año. Las acciones concretas que se contemplan realizar para lograr el incremento de producción son:

- Perforación de 84 pozos nuevos por parte de EP PETROECUADOR en los Campos: Apaika Nenke (3), Pañacocha (3), ITT (45), Palmeras Norte (5), Payamino (1), Gacela (5), Pata (1), Tetete-Tapi (3), Sacha (17) y Prospecto Exploratorio Waponi (1)
- Perforación de 49 pozos nuevos por parte de los Consorcios que actualmente mantienen vínculos contractuales de Prestación de Servicios con Financiamiento de la Contratista en los campos: Oso (3), Yuralpa (4), Auca (10), Pitalala (2), Yulebra (2), Shushufindi – Aguarico (10), Libertador (2), Parahuacu (3), Vinita (7), y Pacoa

(6). El perfil de producción contempla una proyección de actividades de perforación conforme lo establece los contratos en su plan de actividades anuales.

- Reacondicionamientos Capex: 44 por parte de EP Petroecuador y 28 por parte de Consorcios.
- Se continuará con los proyectos piloto y/o masificación de recuperación secundaria por inyección de agua en los campos: Atacapi, Libertador, Sacha, Shushufindi, Edén Yuturi, Auca, Auca Sur, Chonta Sur, Cononaco Rumiyacu, Culebra, Yulebra, Paka Sur, Coca Payamino y Bermejo Norte.
- Se contempla la reactivación de pozos cerrados en el distrito amazónico para lo cual se realizará los temas contractuales para el ingreso de 2 torres de reacondicionamiento y en el año 2023 se espera intervenir 32 pozos.
- Los procesos de reactivación de pozos cerrados y captación de gas asociado se considera la posibilidad de realizarlos mediante gestión propia de EP PETROECUADOR.
- Como estrategia para cubrir la producción diferida por los eventos de fuerza mayor suscitados en el primer trimestre 2023, se plantea la contratación de 2 torres adicionales de perforación.

La producción de crudo del Activo Auca aportará mayoritariamente con un 17,89% (72,312 bpd en promedio), seguido de los Activos Sacha, Shushufindi e ITT que participarían con un promedio del 17,76%, 15,40% y 13,69%.

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

**Cuadro 25:** Participación de la producción promedio anual por activo para el 2023.

PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL POR ACTIVO				
Activo	2022 Real	2023 Meta	Participación 2023	Observaciones
Auca	73.939	72.311	17,89%	Perforación 2022: 20 pozos; WO CAPEX 2022: 43 WO Perforación 2023: 14 pozos; WO CAPEX 2023: 8 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 25% Anual efectiva
ITT	50.613	55.338	13,69%	Perforación 2022: 28 pozos; WO CAPEX 2022: 3 WO Perforación 2023: 45 pozos. Declinación natural de los yacimientos alrededor de 43% Anual efectiva
Sacha	66.678	71.773	17,76%	Perforación 2022: 17 pozos; WO CAPEX 2022: 45 WO Perforación 2023: 17 pozos; WO CAPEX 2023: 25 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 20% Anual efectiva
Shushufindi	62.501	62.241	15,40%	Perforación 2022: 12 pozos; WO CAPEX 2022: 18 WO Perforación 2023: 10 pozos; WO CAPEX 2023: 13 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 27% Anual efectiva
Edén Yuturi (incluye Bloque 31)	33.300	32.038	7,93%	WO CAPEX 2022: 14 WO; Perforación 2023: 6 pozos WO CAPEX 2023: 10 WO. Declinación natural de los yacimientos alrededor de 22% Anual efectiva
Oso-Yuralpa	18.343	19.661	4,86%	Perforación 2022: 18 pozos; WO CAPEX 2022: 13 WO Perforación 2023: 13 pozos; WO CAPEX 2023: 7 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 26% Anual efectiva.
Cuyabeno	23.445	19.236	4,76%	Perforación 2022: 9 pozos; WO CAPEX 2022: 12 WO Perforación 2023: 7 pozos; WO CAPEX 2023: 1 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 33% Anual efectiva
Indillana	15.083	14.804	3,66%	WO CAPEX 2022: 16 WO; Perforación 2023: 5 pozos WO CAPEX 2023: 3 WO. Declinación natural de los yacimientos alrededor de 26% Anual efectiva
Libertador	11.400	10.525	2,60%	Perforación 2022: 1 pozos; WO CAPEX 2022: 2 WO Perforación 2023: 5 pozos; WO CAPEX 2023: 1 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 36% Anual efectiva
Lago Agrio	11.855	10.291	2,55%	Perforación 2022: 1 pozos; WO CAPEX 2022: 12 WO Perforación 2023: 3 pozos; WO CAPEX 2023: 2 WO Declinación natural de los yacimientos alrededor de 17% Anual efectiva
Palo Azul	7.922	7.901	1,95%	Perforación 2022: 4 pozos; WO CAPEX 2022: 4 WO Perforación 2023: 1 pozo; WO CAPEX 2023: 1 WO. Declinación natural de los yacimientos alrededor de 24% Anual efectiva
Amistad (Pacoa)	41	29	0,01%	Perforación 2023: 6 pozos
Reactivación de pozos Distrito Amazónico		748	0,18%	Se refiere a pozos productores que dejaron de producir por diversos eventos como: problemas eléctricos, paros, entre otros.
Bloque 16 y 67	10	12.452	3,08%	Toma de operación por parte de EP Petroecuador de los Bloques 16-67 que eran operados anteriormente por PETROLEA. Se estima recuperar los niveles de producción anteriores a la fuerza mayor por conflictos sociales.
Crudo recuperado Amazonía Viva	11			
<b>Producción Total Crudo (bpd)</b>	<b>375.140</b>	<b>389.347</b>	<b>96,32%</b>	
Gas Amistad	3.970	3.899	0,96%	pozos; WO CAPEX 2023: 1 WO Proyecto de la Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales "BLOQUE 6 - CAMPO AMISTAD"
Gas Asociado	3.529	10.989	2,72%	Proyecto de la Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales "CAPTACIÓN Y/O INDUSTRIALIZACIÓN GAS ASOCIADO"
<b>Producción Total Gas (bpced)</b>	<b>7.498</b>	<b>14.888</b>	<b>3,68%</b>	
<b>Producción total promedio diaria (bpce)</b>	<b>382.638</b>	<b>404.234</b>	<b>100,00%</b>	
<b>Producción total anual (bpce)</b>	<b>139.662.972</b>	<b>147.545.566</b>	<b>-</b>	

**Nota:** La producción incluye el volumen de gas asociado transformado a barriles equivalentes, mismo que es utilizado para la generación eléctrica y en procesos de industrialización permitiendo una optimización de costos operativos

**Fuente:** Gerencia de Exploración y Producción

#### 4.2.5 Pozos por perforar

En el 2023 EP PETROECUADOR planea perforar un total de 133 pozos, los trabajos de

perforación se concentrarán en 10 activos (Lago Agrio – Libertador es un solo activo) que tendrán solo pozos de petróleo.

La media de perforación de pozos de la EP PETROECUADOR en los últimos años ha sido mayor a 100 pozos, por lo que se proyecta que la actividad para el 2023 incrementa debido a las campañas de perforación en los campos Sacha, Ishpingo y la gestión para la contratación de 2 torres de perforación en los campos Gacela, Palmeras Norte, Arazá, Tetete, Tapi, B31, Pata y la perforación del pozo exploratorio Waponi.

Actualmente se dispone de las licencias ambientales para las perforaciones planteadas para el año 2023, sin embargo, este número de pozos puede variar por agentes externos a la operación como paros comunitarios y nacionales, rotura de oleoductos principales y secundarios, entre otros.

Los activos con más actividad de perforación en este periodo serán Edén Yuturi, Oso Yuralpa y Auca con 79 pozos (59% de todos los pozos a perforar), de los 133 pozos planeados 49 pozos serán perforados bajo la modalidad de consorcio.

**Cuadro 26:** Proyección de pozos totales por perforar por activo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR ACTIVO			
Activo	2022 Real	2023 Meta	Participación (%)
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	28	52	39,1%
Indillana	0	5	3,8%
Oso Yuralpa	18	13	9,8%
Palo Azul	4	1	0,8%
Auca	20	14	10,5%
Shushufindi	12	10	7,5%
Libertador	1	5	3,8%
Lago Agrio	1	3	2,3%
Cuyabeno	9	7	5,3%
Sacha	17	17	12,8%
Amistad (Pacoa)	0	6	4,5%
<b>Total de pozos de petróleo</b>	<b>110</b>	<b>133</b>	<b>100%</b>
Amistad	0	0	0,0%
<b>Total de pozos de gas</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Total pozos</b>	<b>110</b>	<b>133</b>	<b>100%</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

**Cuadro 27:** Proyección de pozos totales por perforar por campo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (1/3)	
Campos	2023
Apaika Nenke	3
Apaika 3D	0
Minta	0
Eden Yuturi	0
Dumbique	0
Pañacocha	3
Tumali	0
Tangay	0
Yanahurco	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0
Pros. Expl. Chiriyacu	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0
Pros. Expl. Kuwatai	0
Pros. Expl. Waponi-1	1
<b>Bloque 12 y 31 (EY-Apaika)</b>	<b>7</b>
Tiputini	6
Tambococha	0
Ishpingo	39
Tiputini Norte	0
<b>Bloque 43 (ITT)</b>	<b>45</b>
<b>Activo EY (Bloques 12 + 31 + 43)</b>	<b>52</b>
Indillana	0
Limoncocha	0
Paka Norte	0
Paka Sur	0
Palmeras Norte	5
Palmar Oeste	0
Tuich	0
Quinde (Cedros)	0
Yanaquincha Norte	0
Yanaquincha Oeste	0
Yanaquincha Este	0
<b>Activo IN (Bloque 15)</b>	<b>5</b>
<b>Subtotal</b>	<b>57</b>

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (2/3)	
Campos	2023
Payamino	1
Gacela	5
Lobo	0
Oso	3
Mono	0
Yuralpa	4
Coca	0
<b>Activo OY (Bloques 7 y 21)</b>	<b>13</b>
Pata	1
Palo Azul	0
Pucuna	0
<b>Activo PA (Bloque 18)</b>	<b>1</b>
Auca	10
Auca Sur	0
Anura	0
Tortuga	0
Chonta Este	0
Anaconda	0
Cononaco	0
Rumiyacu	0
Chonta Sur	0
Culebra	0
Yuca	0
Pitalala	2
Yulebra	2
<b>Bloque 61 (Auca)</b>	<b>14</b>
<b>Bloque 55 (Armadillo)</b>	<b>0</b>
<b>Activo Auca</b>	<b>14</b>
Shushufindi-Aguarico	10
Drago	0
Cobra	0
<b>Activo Shushufindi</b>	<b>10</b>
<b>Subtotal</b>	<b>38</b>

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (3/3)	
Campos	2023
Atacapi	0
Libertador	2
Frontera	0
Tetete - Tapi	3
Arazá	0
<b>Activo Libertador</b>	<b>5</b>
Guanta - Dureno	0
Lago Agrio	0
Parahuacu	3
Bermejo	0
<b>Activo Lago Agrio</b>	<b>3</b>
Cuyabeno - Sansahuari	0
Blanca	0
Tipishca Huaico	0
VHR	0
Vinita	7
<b>Activo Cuyabeno</b>	<b>7</b>
<b>Activo Sacha</b>	<b>17</b>
Amistad	0
Pacoa	6
<b>Activo Amistad</b>	<b>6</b>
<b>Subtotal</b>	<b>38</b>
<b>Total</b>	<b>133</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

**Cuadro 28:** Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR EP PETROECUADOR	
Campo	2023
Apaika Nenke	3
Apaika 3D	0
Minta	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0
Pros. Expl. Chiriyacu	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0
Pros. Expl. Kuwatai	0
Pros. Expl. Waponi-1	1
Tiputini	6
Tambococha	0
Ishpingo	39
Tiputini Norte	0
Payamino	1
Gacela	5
Lobo	0
Coca	0
Oso	0
Yuralpa	0
Pata	1
Palo Azul	0
Pañacoha	3
Atacapi	0
Libertador	0
Palmeras norte	5
Tetete - Tapi	3
Arazá	0
Guanta - Dureno	0
Lago Agrio	0
Sacha	17
Amistad	0
<b>Total</b>	<b>84</b>

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR CONSORCIO	
Campo	2023
Pañacocha	0
Indillana	0
Limoncocha	0
Yanaquincha Este	0
Paka Norte	0
oso	3
Yuralpa	4
Auca	10
Pitalala	2
yulebra	2
Armadillo	0
Shushufindi	10
Drago	0
Atacapi	0
Libertador	2
Guanta - Dureno	0
Lago Agrio	0
Parahuacu	3
Cuyabeno	0
Blanca	0
Vinita	7
Pacoa	6
Pucuna	0
<b>Total</b>	<b>49</b>

PROYECCIÓN DE POZOS PERFORADOS PARA REINYECTORES DE RIPIO	
Campo	2023
Apaika Nenke	0
Minta	0
Eden Yuturi	0
Tiputini	3
Tambococha	0
Ishpingo	0
Indillana	2
Limoncocha	0
Yuralpa	0
Auca	0
Auca sur	0
Yulebra	0
Shushufidi - Aguarico	0
Libertador	1
cuyabeno-Sansahuari	0
Sacha	0
<b>Total</b>	<b>6</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.



#### 4.2.6 Workovers de inversión (CAPEX)

Como apoyo para poder alcanzar la producción esperada en 2023, se realizarán un total de 72 workovers. El 34,7 % se concentra en Sacha (25), 18,1% Shushufindi (13), les sigue Edén Yuturi con el 13,9% (10) y Auca con el 11,1% (8).

**Cuadro 29:** Workovers de inversión (CAPEX).

PERFIL BASE DE PETRÓLEO			
Campos	2022	2023	Participación [%]
Edén Yuturi (incluye BI. 12-31 y 43)	17	10	13,9%
Indillana	18	3	4,2%
Oso Yuralpa	13	7	9,7%
Palo Azul	4	1	1,4%
Auca	43	8	11,1%
Shushufindi	18	13	18,1%
Libertador	2	1	1,4%
Lago Agrio	12	2	2,8%
Cuyabeno	12	1	1,4%
Sacha	45	25	34,7%
Pacoa	0	0	0,0%
<b>Total WO CAPEX crudo</b>	<b>184</b>	<b>71</b>	<b>98,6%</b>
Amistad		1	1,4%
<b>Total WO CAPEX gas</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1,4%</b>
<b>Total WO CAPEX</b>	<b>184</b>	<b>72</b>	<b>100%</b>

**Fuente:** Gerencia de Exploración y Producción.

Para el 2023 se mantienen las tecnologías usadas en 2021 y 2020 para que así continúen contribuyendo al incremento de la producción.

- Fracturas con flow – channel fracturing technique.
- Redisparo con técnicas de Propelente.
- Estimulaciones Ácido-Matriciales
- Completamiento de Pozos con válvulas Hidroselectivas
- Completamiento de Pozos con Válvulas de Control de Influjos para disminuir la producción de agua asociada al petróleo.

Por otra parte, en el año 2022 empezó el desarrollo del área Ishpingo (ITT) obteniéndose producción de crudo extra pesado para el Yacimiento Napo “U”, para lo cual para el año 2023 se pretende continuar realizando y ejecutar:

- Estudios de Geociencias y Reservorios: Análisis de optimización de productividad en las plataformas A y D del campo Tiputini, Arenisca M1, como soporte al Plan de Desarrollo.
- Avance de Proyectos de IOR/EOR: Fase de estudios de núcleos del yacimiento M-1 y Napo U de Ishpingo y Tiputini.
- Aplicación de Nuevas Tecnologías: La gravedad API del campo Ishpingo de la Arenisca U es de 9.1° que se convierte en un crudo Extra Pesado, se están realizando pruebas de campo del uso de productos químicos para mejorar el flujo y reductores de viscosidad. Adicional se han planteado convenios para la aplicación de cables calentadores, calentadores de fondo, bombas de cavidad progresiva y la implementación de un sistema de calentadores en la Planta de Procesos para mejorar condiciones de deshidratación.

Aplicar 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 continuará 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 ha dado resultados positivos en los campos maduros. Para el campo Ishpingo de crudo extra pesado, se encuentra en fase de pruebas tecnológicas para la óptima explotación de este tipo de crudo, que incidirá en el incremento de la producción.

#### **4.2.7 Licencias Ambientales**

A inicios de 2022, la Subgerencia de Seguridad Salud y Ambiente en lo referente a la operación upstream, presentaba un portafolio de 42 trámites en el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE). A fines del mismo año, dicha cifra cerró en 20, lo que significa una reducción de más del 50%, generando un alivio administrativo, producto de un relacionamiento eficiente y eficaz que ha mantenido EP PETROECUADOR con la Autoridad Ambiental.

Dicha reducción significó el licenciamiento ambiental de 617 nuevos pozos (inyectores, reinyectores y productores) distribuidos en los campos Vinita, Auca, Pacoa, Paka Norte, Pucuna Coca Payamino y Yuralpa, esto producto de la aprobación de nueve Estudios de Impacto Ambiental. Adicionalmente, se obtuvo autorizaciones administrativas para 18 estudios de bajo impacto para la instalación de líneas de flujo (producción/reinyección), plantas de pulido, conexión eléctrica, oficinas administrativas, desgasificación, etc, así como seis Estudios Técnicos para conversión a pozos reinyectores.

Para el 2023 se inició con un portafolio de 20 trámites en el MAATE para la obtención de las autorizaciones administraciones, de las cuales se prevé trabajar en estudios de impacto ambiental y planes de manejo ambiental en los Bloques 31, 44, 43, 57, 7, 21, 56, 15.

La afectación estimada por la no obtención de licencias ambientales asociadas a proyectos de facilidades de producción, será aproximadamente 56.00 bls/día, es importante aclarar que por parte de EP PETROECUADOR se han realizado todas las gestiones necesarias ante el MAATE para la obtención de las licencias ambientales.

Adicionalmente se tramitarán las autorizaciones ambientales para el SOTE, Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo, Terminal Marítimo Monteverde, Planta GNL Bajo Alto. A continuación, se describen los 31 proyectos relacionados con licencias ambientales.

Cuadro 30: Licencias Ambientales.

D15+C9:M16+C9:M18+C9:M17+C9:M17										
Bloque	Proyecto	Estudio ambiental	Licencia ambiental asociada	Responsables de contratación de consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
43	Nueva Línea de Flujo Tambococha B - Central de Procesos Tiputini	Estudio complementario al estudio de impacto y plan de manejo ambiental del proyecto desarrollo y producción de los campos Tiputini y Tambococha, para la construcción de la línea de flujo Tambococha B – central de procesos Tiputini. Bloque 43	RESOLUCION 315	SSA	PEC	Muy alta	Martina Grefa Nelson Delgado Ricardo Villacreses Edgar Caizalúsa	Carlos Pérez	No definido. Estimado menos de un año	Estudio Ambiental ingresado al MAATE para revisión y pronunciamiento.
43	Estudio de Impacto Ambiental EX-POST para el desarrollo y producción de los campos Tiputini y Tambococha, Bloque 43 Tiputin H (25 productores, 5 doble fun, 1 reinjector) Tiputini I (25 productores, 5 doble fun, 1 reinjector) Reubicación Tambococha C (25 productores, 5 doble fun, 1 reinjector) Ampliación CPT (20 ha)	Estudio de Impacto Ambiental EX-POST para el desarrollo y producción de los campos Tiputini y Tambococha, Bloque 43	NUEVA	SSA	PEC	ALTA	Martina Grefa Ricardo Villacreses	Carlos Pérez	No definido. Estimado menos de un año	TDRS aprobados por el MAATE. Consultora en espera para ingreso para fase de campo
43	Desarrollo de 5 plataformas en Ishpingo (C-D-E-F-G) dentro de la zona de amortiguamiento, para 36 pozos por plataforma (35 productores y 1 reinjector de rípios de perforación)	No definido	No Aplica	SSA	PEC	No prioritario	Martina Grefa Ricardo Villacreses	Carlos Pérez	No definido	Suspendido debido a la sentencia dada a la inconstitucionalidad del art. 3 del DE 751
43	Proyecto de registro de información sísmica de aproximadamente 1770 km2 en los Bloques 31 y 43. Dentro de este proyecto, un área de 454 km2 ya cuenta con licencia ambiental.	Estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para exploración sísmica en el Bloque 43	NO APLICA	SSA	PEC	Alta	Martina Grefa Ricardo Villacreses Luis Ayala	Carlos Pérez	Por definir	Mediante memorando Nro. PETRO-SSA-2023-0198-M de 04 de febrero de 2023, la Subgerencia de SSA informó a la Gerencia de Exploración y Producción "(...) que mientras no se cuente con los lineamientos de la Consulta Ambiental, las cuales están atadas a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...)" la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente de la EP PETROECUADOR no podrá iniciar los procesos de contratación de Estudios Ambientales debido a que es necesario contar con la normativa resultante de la sentencia No. 22-18-IN/21 para preparar la documentación mínima precontractual.
31	Fase de desarrollo del campo Minta, fase exploratoria de los pozos Boica Norte 1, Chiriyacu 1, Chiriyacu Norte 1 y fase de desarrollo en caso de encontrar hidrocarburos comercialmente explotables en los prospectos exploratorios Chiriyacu y Chiriyacu Norte en el Bloque 31	Estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la fase de exploración y explotación en las estructuras Boica Norte, Chiriyacu y Chiriyacu Norte y fase de explotación en la estructura Minta Bloque 31	No aplica	SSA	PEC	Por definir	Martina Grefa María Fernanda Pozo	Rojas Sara	Por definir	Mediante memorando Nro. PETRO-SSA-2023-0198-M de 04 de febrero de 2023, la Subgerencia de SSA informó a la Gerencia de Exploración y Producción "(...) que mientras no se cuente con los lineamientos de la Consulta Ambiental, las cuales están atadas a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...)" la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente de la EP PETROECUADOR no podrá iniciar los procesos de contratación de Estudios Ambientales debido a que es necesario contar con la normativa resultante de la sentencia No. 22-18-IN/21 para preparar la documentación mínima precontractual.
31	Fase de exploración de los pozos: Apaika Sur 2 - A1 , Apaika Sur 2-B2 (avanzada), Kuwatai 1 y de desarrollo en caso de encontrar hidrocarburos comercialmente explotables de los prospectos exploratorios Apaika Sur 2 y Kuwatai en el Bloque 31	Estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la fase de exploración y explotación en las estructuras Apaika Sur 2 y Kuwatai Bloque 31.	No aplica	SSA	PEC	Por definir	Martina Grefa María Fernanda Pozo	Rojas Sara	Por definir	Mediante memorando Nro. PETRO-SSA-2023-0198-M de 04 de febrero de 2023, la Subgerencia de SSA informó a la Gerencia de Exploración y Producción "(...) que mientras no se cuente con los lineamientos de la Consulta Ambiental, las cuales están atadas a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...)" la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente de la EP PETROECUADOR no podrá iniciar los procesos de contratación de Estudios Ambientales debido a que es necesario contar con la normativa resultante de la sentencia No. 22-18-IN/21 para preparar la documentación mínima precontractual.

Bloque	Proyecto	Estudio ambiental	Licencia ambiental asociada	Responsables de contratación de consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
31	Proyecto de registro de información sísmica de aproximadamente 1770 km2 en los Bloques 31 y 43. Dentro de este proyecto, un área de 454 km2 ya cuenta con licencia ambiental.	Estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para exploración sísmica en el Bloque 31	NO APLICA	SSA	PEC	Alta	Martina Grefa Ricardo Villacreses Luis Ayala	Sara Rojas	Por definir	Mediante memorando Nro. PETRO-SSA-2023-0198-M de 04 de febrero de 2023, la Subgerencia de SSA informó a la Gerencia de Exploración y Producción "(...) que mientras no se cuente con los lineamientos de la Consulta Ambiental, las cuales están atadas a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...)" la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente de la EP PETROECUADOR no podrá iniciar los procesos de contratación de Estudios Ambientales debido a que es necesario contar con la normativa resultante de la sentencia No. 22-18-IN/21 para preparar la documentación mínima precontractual.
15	Pozo exploratorio Jivino Azul 1	Estudio de impacto y plan de manejo ambiental para la plataforma exploratoria Jivino Azul 1 que incluye un pozo exploratorio y pozo de avanzada.	NO APLICA	SSA	PEC	Baja	María Perugachi Wladimir Caizaluisa	Jessica Maldonado	Permiso No.495 registrado	En espera de definición de la Consulta ambiental para poder empezar el proceso de contratación.
44	Construcción de la plataforma Pucuna 13, conforme el área licenciada. Trazado de la variante de vía comunitaria y área de uso temporal para las actividades de perforación. Construcción de 5 cellars para la perforación de 5 pozos.	Actualización del plan de manejo ambiental del campo pucuna bloque 44.	RESOLUCIÓN 174 DEL 19 DE MARZO DEL 2013	IGAPO	IGAPO	ALTA	Oscar Ponce Pablo Pila Milton Freire	Mariuxi Mejía	No definido	Con fecha 10 de enero de 2022 el Ministerio del Ambiente Agua y Transición Ecológica emite la Resolución Nro. MAAE-SCA-2022-0001-R con la cual se aprueba la Actualización del Plan de Manejo de la plataforma Pucuna 13.
44	Variante de vías de acceso comunitario en las plataformas Pucuna-008 y Pucuna-013 - Ampliación de la plataforma de los pozos Pucuna-013 (PCN-013) y Pucuna-008 (PCN-008) - Líneas de flujo desde Pucuna 013 (PCN-013) y Pucuna 008 (PCN-008) a la central de procesos de Pucuna (PNP) junto con la línea de transmisión de 13.8 k. 6 pozos productores y 1 pozo para re-inyección de agua (total 7 pozos) como ampliación de la plataforma donde actualmente se encuentra produciendo el pozo Pucuna-013 (PCN-013) y la instalación del cable de fibra óptica para el sistema de comunicaciones. 6 pozos productores y 1 pozo para inyección de agua (total 7 pozos) como ampliación de la plataforma donde actualmente se encuentra produciendo el pozo Pucuna-008 (PCN-008). • Las actividades a desarrollarse en las dos plataformas son: Facilidades para taladro Facilidades de superficie • Líneas de flujo desde Pucuna 013 (PCN-013) y Pucuna 008 (PCN-008) a la central de procesos de Pucuna (PNP). • Central de procesos pucuna. • Alimentación eléctrica.	"Estudio complementario al estudio de impacto expost y plan de manejo ambiental del campo Pucuna, Bloque 44, para actividades de desarrollo y producción hidrocarburífera, para: 1. Ampliación de las plataforma Pucuna-08, perforación de 7 pozos adicionales (6 productores y 1 inyector; construcción de variante de vía de acceso, instalación de líneas de flujo e instalación de facilidades en superficie y obras complementarias. 2. Ampliación de las plataforma Pucuna-13, perforación de 7 pozos adicionales (6 productores y 1 inyector; construcción de variante de vía de acceso, instalación de líneas de flujo e instalación de facilidades en superficie y obras complementarias."	Resolución 174 del 19 de marzo de 2013	IGAPO	IGAPO	Baja	Camilo Torres Pablo Pila Milton Freire	Mariuxi Mejía	No definido	Con fecha 20 de enero de 2023 el Ministerio del Ambiente Agua y Transición Ecológica emite la Resolución Nro. MAAE-SCA-2023-0002-R con la cual se aprueba el Estudio Complementario al estudio de impacto expost y plan de manejo ambiental del campo Pucuna, Bloque 44, para actividades de desarrollo y producción hidrocarburífera, para: 1. Ampliación de las plataforma Pucuna-08, perforación de 7 pozos adicionales (6 productores y 1 inyector; construcción de variante de vía de acceso, instalación de líneas de flujo e instalación de facilidades en superficie y obras complementarias. 2. Ampliación de las plataforma Pucuna-13, perforación de 7 pozos adicionales (6 productores y 1 inyector; construcción de variante de vía de acceso, instalación de líneas de flujo e instalación de facilidades en superficie y obras complementarias."

Bloque	Proyecto	Estudio ambiental	Licencia ambiental asociada	Responsables de contratación de consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
7	Conversión de pozo oso D para recuperación mejorada	Estudio técnico para conversión de pozo Oso D para recuperación mejorada	Licencia Ambiental 277	ACTIVO OSO YURALPA	WAYRA	Media	Alexandra Monge Superintendente Operaciones Campo Yuralpa	Estefanía López	No definido	El Activo Oso Yuralpa se encuentra en espera de trabajo de prueba de admisibilidad, una vez obtenido los resultados, se procederá a validar si el pozo estaría considerado para conversión y realizar la recuperación mejorada, no ha realizado el requerimiento formal. Pendiente envío requerimiento y estudio formal para el ingreso al MAAE.
SOTE	Variantes SOTE y poliducto Shushufindi - Quito (a causa erosión regresiva del río Quijos)	Estudio de Impacto Ambiental	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefaturas de SSA de SOTE, y de Poliductos y Terminales Norte	PEC	Alta	SOTE: Dennis Rivera Poliducto SH-Q: Carlos Figueroa	Andrés Coral Pamela Ortiz	Dec-23	Se cuenta con autorización 464 del ducto inicial, por las emergencias ambientales se requiere realizar un Estudio Complementario para regularizar las nuevas variantes, en el 2022 el ordenador de gasto acogió la recomendación de <b>Declaratoria de Desierto</b> , el proceso debe reiniciar para el 2023, actualmente se generó la designación del personal responsable del reinicio del proceso.
POL EQ	Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo	Estudio de Impacto Ambiental	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefatura de SSA Poliductos y Terminales Norte	PEC	Baja	Alberto Muñoz	Pamela Ortiz	No definido	En fase de Ingeniería Básica y de Detalle. Mediante oficio Nro. MAATE-DRA-2023-0219-O del 09 de marzo de 2023, el MAATE comunica que la regularización debe realizarse cumpliendo la normativa vigente; lo cual significa Estudio de Impacto Ambiental debido a que el nuevo ducto sale del área de implementación actual en algunos tramos
PEC	Regularización de Transporte de sustancias químicas peligrosas y desechos pelirosos y/o especiales	Estudio de Impacto Ambiental	-	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	PEC	Alta	-	Sofía Morillo	Dec-23	Proceso de contratación planificado en el segundo cuatrimestre (C2), la fecha estimada en que se requiere el permiso es tentativa debido a que es necesario contar con los lineamientos de la Consulta Ambiental, los cuales están atados a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...), actividad que forma parte del proceso de regularización ambiental.
Terminal Marítimo Monteverde	Construcción de dos duques de alba en el muelle norte del Terminal Marítimo Monteverde	Proyecto de Bajo Impacto, que se remitirá al MAATE para pronunciamiento	Resolución 008	SSA OPERATIVO	PEC	Ya se dispone pronunciamiento del MAATE	Marco Guamán	Beatriz Sanchez/ Néstor Reyes/	Ya se dispone pronunciamiento del MAATE	Se dispone del oficio del MAATE con el pronunciamiento respectivo al informe de bajo impacto remitido. Está pendiente el proceso de contratación de la obra por parte de TRA.
Planta GNL Bajo Alto	Aprovechamiento del gas de regeneración	Proyecto de Bajo Impacto o Actualización del PMA que se remitirá al MAATE para pronunciamiento	Resolución 493	SSA OPERATIVO	PEC	Media	Edgar Muñoz	Jimmy González/ Vitor Molina	Dec-23	Con el cambio de autoridades internas, se está analizando el requerimiento del proyecto, por tanto sigue pendiente el documento de bajo impacto para presentar al MAAE y esperar pronunciamiento
Administrativo	Bodega Central ALOAG	Estudio de impacto y plan de manejo ambiental de la Bodega Central ALOAG	No Aplica	SSA	PEC	Media	Ruddy Vergara	Santiago Sangoquiza	Dec-23	Proceso de contratación planificado en el segundo cuatrimestre (C2), la fecha estimada en que se requiere el permiso es tentativa debido a que es necesario contar con los lineamientos de la Consulta Ambiental, los cuales están atados a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...), actividad que forma parte del proceso de regularización ambiental.

Bloque	Proyecto	Estudio ambiental	Licencia ambiental asociada	Responsables de contratación de consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
57 SHUSHUFINDI	Ampliación de plataformas, construcción de líneas de flujo, perforación de nuevos pozos y área de rípios en el Bloque 57 Shushufindi	Estudio complementario a la reevaluación del diagnóstico y plan de manejo ambiental para el área de producción Shushufindi, aprobado mediante Resolución Nro. 119, para la ampliación de plataformas, construcción de líneas de flujo, perforación de nuevos pozos y área de rípios en el Bloque 57 Shushufindi	RESOLUCION 119	SSA	PEC	Muy alta	Walter Paredes Carola Freile / Johana Carrión	Morayma Lara	Inicio 3er trimestre 2021	El Estudio Ambiental fue ingresado al MAATE con Oficio Nro. PETRO-SSA-2022-1904-O de 30 de junio de 2022. Con Oficio Nro. PETRO-SSA-2023-0012-O de 05 de enero de 2023 se remitió respuesta a las observaciones al Estudio Ambiental para revisión y pronunciamiento.
56 LAGO AGRIO	Construcción de las plataformas PRH I, PRH J, PRH K, PRH L, perforación de 1 pozo exploratorio y 4 de avanzada, en cada una de ellas, construcción de vías de acceso, y líneas de flujo	Estudio de impacto ambiental para la construcción de las plataformas PRH I, PRH J, PRH K, PRH L, perforación de 1 pozo exploratorio y 4 de avanzada, en cada una de ellas, construcción de vías de acceso, y líneas de flujo (tipo de estudio por definir según ubicación final de proyectos y área geográfica regularizada para el exploratorio PRHN)	RESOLUCION 10	CONSORCIO	PEC	Alta	Andres Zapata	Mariuxi Mejía	No definido	Con fecha 07 de marzo del 2022, desde la Gerencia del Activo Lago Agrio se solicitó la creación del permiso ambiental P453, para el licenciamiento ambiental del siguiente proyecto: " ESTUDIO COMPLEMENTARIO AL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EXPOST DEL ÁREA PARAHUACU, GUANTA, BLOQUE 57, PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS PLATAFORMAS PARAHUACU I, PARAHUACU K, PARAHUACU L Y PARAHUACU M, LÍNEAS DE FLUJO Y VÍAS DE ACCESO Y PERFORACIÓN DE 10 POZOS DE EXPLOTACIÓN EN CADA UNA, CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO DESDE LA PLATAFORMA PARAHUACU NORTE 1 A LA ESTACIÓN PARAHUACU, CAMBIO DE FASE DE LA PLATAFORMA PARAHUACU NORTE 1 DE FASE EXPLORATORIA A FASE DE EXPLOTACIÓN, EN EL CAMPO PARAHUACU", sin embargo hasta la presente fecha esta pendiente el levantamiento de línea base por conflictos sociales con al Comunidad Cofán Dureno.
56 LAGO AGRIO	Construcción de las plataformas PRH M- PRH N, perforación de 1 pozo exploratorio y 4 de avanzada, en cada una de ellas, construcción de vías de acceso, y líneas de flujo	Estudio de impacto ambiental ampliatorio al estudio de impacto ambiental expost Parahuacu - Guanta (tipo de estudio por definir según emisión licencia o nuevo proyecto)	RESOLUCION 10	CONSORCIO	PEC	Alta	Andres Zapata	Mariuxi Mejía	No definido	Estas actividades están incluidas en el alcance del ítem anterior.
7	Ampliación de la Plataforma Gacela 06 (F) para la perforación de 7 pozos adicionales y construcción de la plataforma Gacela 09 (I) para la perforación de 9 pozos productores y un inyector	"ESTUDIO COMPLEMENTARIO AMPLIACION DE LA PLATAFORMA GACELA 06 (F) PARA LA PERFORACIÓN DE 7 POZOS ADICIONALES Y CONSTRUCCIÓN DE LA PLATAFORMA GACELA 09 (I) PARA LA PERFORACIÓN DE 9 POZOS PRODUCTORES Y UN INYECTOR - CAMPO GACELA, BLOQUE 07 DE EP PETROECUADOR".	Licencia Ambiental 571	SSA	ACTIVO OSO YURALPA - PAM	Media	Rodrigo Rodriguez	Estefanía López	No definido	Permiso Ambiental PA-449 del 09 de octubre de 2021. En febrero 2022 se inicia en elaboración de documentos precontractuales. El 18 de marzo de 2022 se solicitó el Estudio de Mercado. El 13 de abril de 2022 el Jefe de planificación remitió el Estudio del Mercado. El 12 de mayo se remitió el expediente a contratos para que lancen el proceso. El 15 de septiembre contratos devuelve el proceso. El 27 de octubre se inició nuevamente un proceso de contratación que a la fecha se encuentra suspendido hasta que MAATE remita pronunciamiento con respecto al PPS
57 LIBERTADOR	Ampliación de la línea eléctrica ramal Secoya-Shushuquitrans: - Shushuquí 1 - Shushuquí 13 - Estación shushuquí - Shushuquí 10	Estudio complementario a la Resolución 143 para la ampliación de la línea eléctrica ramal Secoya- Shushuquí trans: - Shushuquí 1 - Shushuquí 13 - Estación shushuquí - Shushuquí 10	RESOLUCION 143	SSA-UJO	PEC	Por definir	Jorge Lara Paola Leiva	Morayma Lara	No definido	El permiso ambiental P437 ingresado el 01 de abril de 2020; fue devuelto por falta de confirmación del alcance técnico.
21	Conversión de pozo Yuralpa Centro F7 para reinyección (DW)	Estudio técnico para conversión de pozo Yuralpa Centro F7 (YRCF-007) para reinyección (DW)	Licencia Ambiental 566	ACTIVO OSO YURALPA	WAYRA	Alta	Alexandra Monge Supendente Operaciones Campo Yuralpa	Estefanía López	No definido	El Activo Oso Yuralpa se encuentra elaborando las respuesta a las observaciones realizadas por el MAATE al Estudio técnico para la conversión del pozo Yuralpa, a la espera de monitoreo de agua de formación del pozo para completar observaciones. El estudio de conversión fue APROBADO el 12 de mayo de 2022, mediante oficio Nro. MAATE-SCA-2022-1477-O

Bloque	Proyecto	Estudio ambiental	Licencia ambiental asociada	Responsables de contratación de consultoría ambiental	Ejecutor del proyecto	Priorización	Activo	SSA	Fecha estimada en que se requiere el permiso	Estatus
7	Conversión de pozo oso D para recuperación mejorada	Estudio técnico para conversión de pozo Oso D para recuperación mejorada	Licencia Ambiental 277	ACTIVO OSO YURALPA	WAYRA	Media	Alexandra Monge Superintendente Operaciones Campo Yuralpa	Estefanía López	No definido	El Activo Oso Yuralpa se encuentra en espera de trabajo de prueba de admisibilidad, una vez obtenido los resultados, se procederá a validar si el pozo estaría considerado para conversión y realizar la recuperación mejorada, no ha realizado el requerimiento formal. Pendiente envío requerimiento y estudio formal para el ingreso al MAAE.
SOTE	Variantes SOTE y poliducto Shushufindi - Quito (a causa erosión regresiva del río Quijos)	Estudio de Impacto Ambiental	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefaturas de SSA de SOTE, y de Poliductos y Terminales Norte	PEC	Alta	SOTE: Dennis Rivera Poliducto SH-Q: Carlos Figueroa	Andrés Coral Pamela Ortiz	Dec-23	Se cuenta con autorización 464 del ducto inicial, por las emergencias ambientales se requiere realizar un Estudio Complementario para regularizar las nuevas variantes, en el 2022 el ordenador de gasto acogió la recomendación de <b>Declaratoria de Desierto</b> , el proceso debe reiniciar para el 2023, actualmente se generó la designación del personal responsable del reinicio del proceso.
POL EQ	Poliducto Esmeraldas-Santo Domingo	Estudio de Impacto Ambiental	Licencia Ambiental Resolución No. 464	Jefatura de SSA Poliductos y Terminales Norte	PEC	Baja	Alberto Muñoz	Pamela Ortiz	No definido	En fase de Ingeniería Básica y de Detalle. Mediante oficio Nro. MAATE-DRA-2023-0219-O del 09 de marzo de 2023, el MAATE comunica que la regularización debe realizarse cumpliendo la normativa vigente; lo cual significa Estudio de Impacto Ambiental debido a que el nuevo ducto sale del área de implementación actual en algunos tramos
PEC	Regularización de Transporte de sustancias químicas peligrosas y desechos pelirosos y/o especiales	Estudio de Impacto Ambiental	-	Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio	PEC	Alta	-	Sofía Morillo	Dec-23	Proceso de contratación planificado en el segundo cuatrimestre (C2), la fecha estimada en que se requiere el permiso es tentativa debido a que es necesario contar con los lineamientos de la Consulta Ambiental, los cuales están atados a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...), actividad que forma parte del proceso de regularización ambiental.
Terminal Marítimo Monteverde	Construcción de dos duques de alba en el muelle norte del Terminal Marítimo Monteverde	Proyecto de Bajo Impacto, que se remitirá al MAATE para pronunciamiento	Resolución 008	SSA OPERATIVO	PEC	Ya se dispone pronunciamiento del MAATE	Marco Guamán	Beatriz Sanchez/ Néstor Reyes/	Ya se dispone pronunciamiento del MAATE	Se dispone del oficio del MAATE con el pronunciamiento respectivo al informe de bajo impacto remitido. Está pendiente el proceso de contratación de la obra por parte de TRA.
Planta GNL Bajo Alto	Aprovechamiento del gas de regeneración	Proyecto de Bajo Impacto o Actualización del PMA que se remitirá al MAATE para pronunciamiento	Resolución 493	SSA OPERATIVO	PEC	Media	Edgar Muñoz	Jimmy González/ Vitor Molina	Dec-23	Con el cambio de autoridades internas, se está analizando el requerimiento del proyecto, por tanto sigue pendiente el documento de bajo impacto para presentar al MAAE y esperar pronunciamiento
Administrativo	Bodega Central ALOAG	Estudio de impacto y plan de manejo ambiental de la Bodega Central ALOAG	No Aplica	SSA	PEC	Media	Ruddy Vergara	Santiago Sangoquiza	Dec-23	Proceso de contratación planificado en el segundo cuatrimestre (C2), la fecha estimada en que se requiere el permiso es tentativa debido a que es necesario contar con los lineamientos de la Consulta Ambiental, los cuales están atados a las acciones que debe ejecutar el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica conjuntamente con la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República por la Sentencia No. 22-18-IN/21 con fecha 08 de septiembre de 2021 (...), actividad que forma parte del proceso de regularización ambiental.

**Nota:** Priorización por definir corresponde a aquellos trámites cuya urgencia dependerá de los objetivos y planes para explotación de prospectos que tengan las nuevas autoridades de cada activo, resultados de aprobación de comités ejecutivos de contratos de campos maduros y/o menores, resultados de suscripción de adendas de contratos en caso de consorcios y otros dependientes de los clientes usuarios de SGSSA

**Fuente:** Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente



#### **4.2.8 Gestión Social**

La Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias (RSRC), para el año 2023, 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 Proyectos Productivos

La inversión social que realiza la Empresa, a través de la Jefatura Corporativa de RSRC, abarcan una amplia gama de actividades, proyectos y programas: 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 la operación de la EP PETROECUADOR.

#### **4.2.9 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

Por la ubicación y dispersión geográfica de las instalaciones de la EP PETROECUADOR, cada una de las unidades orgánicas, están distribuidas obedeciendo acorde a ámbito de operación en:

- Gerencia de Refinación
- Gerencia de Transporte
- Gerencia de Comercio Internacional
- Gerencia de Comercialización Nacional

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.

**Gráfico 20:** Flujo SOTE



**Fuente:** Gerencia de Transporte.

Cuenta con seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbacui, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé.

**Cuadro 31:** Estaciones de bombeo.

<b>ESTACIONES DE BOMBEO</b>			
<b>Estación</b>	<b>Ubicación [km]</b>	<b>Altitud [msnm]</b>	<b>Potencia [HP]</b>
<b>Lago Agrio</b>	0,00	297,00	17.500,00
<b>Lumbaqui</b>	66,57	850,00	17.500,00
<b>El Salado</b>	111,72	1.289,00	12.950,00
<b>Baeza</b>	164,08	2.002,00	20.300,00
<b>Papallacta</b>	189,29	3.009,00	20.300,00
<b>Quinindé</b>	420,25	97,00	12.600,00
<b>Total</b>			<b>101.150</b>

**Nota:** Información operativa detallada sobre infraestructura y capacidades se encuentran en POA e Informes Estadísticos.

**Fuente:** Gerencia de Transporte.

#### 4.2.10 Refinación - Producción de mezclas y derivados

La 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 98%.

**Cuadro 32:** Capacidad instalada de refinerías.

<b>CAPACIDAD INSTALADA EN REFINERÍAS</b>	
<b>Refinería</b>	<b>Volumen</b>
<b>Esmeraldas [bpd]</b>	110.000
<b>Libertad [bpd]</b>	45.000
<b>Shus hufindi [bpd]</b>	20.000
<b>Planta de GLP Shushufindi [MMpcd]</b>	25
<b>Planta de GNL Bajo Alto [TMd]</b>	200

**Fuente:** Gerencia de Refinación.

La producción en refinerías, en conjunto con las mezclas realizadas en los terminales, permite abastecer la demanda de combustibles a través de la siguiente infraestructura:

**Cuadro 33:** Producción de derivados.

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS									
Producto	Refinería Esmeraldas	Refinería La Libertad	Refinería Shushufindi	Terminal Beaterio	Terminal Pascuales	Depósito La Toma	Terminal Barbasquillo	Terminal Cuenca	Terminal La troncal
Gasolina Súper	X	X		X	X				
Gasolina Extra	X	X	X	X	X				
Gasolina Ecopaís	X	X			X	X	X	X	X
Gasolina Ecoplus	X				X				
Diésel 2	X	X	X						
Diésel Premium	X								
GLP	X	X	X						
Fuel Oil No. 4	X	X							
Fuel Oil No. 6 Exp.	X								
Fuel Oil No. 6 Elec.	X		X						
Crudo Reducido			X						
Jet Fuel	X	X	X						
Asfaltos	X								
Sol ventes		X							
Residuo industrial			X						
Diésel 1		X	X						
Absorver		X							
Pesca Artesanal	X	X							
Azufre	X								

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

#### 4.2.11 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 1.652 km con una capacidad total de transporte de 405.420 barriles por día. 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. Los poliductos que transportan los derivados del petróleo son:

**Cuadro 34:** Características de los poliductos.

CARACTERÍSTICAS DE LOS POLIDUCTOS						
Poliducto	Tramos de poliductos	Longitud [km]	Caudal instalado [bph]	Caudal promedio operativo [bph]	Capacidad instalada de bombeo [bpd]	Productos de bombeo
Esmeraldas - Santo Domingo - Quito - Macul	Esmeraldas - Santo Domingo	252,90	3.500,00	3.150	84.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	Santo Domingo – Quito		3.200,00	2.280	76.800	
	Santo Domingo - Pascuales	276,50	1.500,00	1.500	36.000	Jet Fuel, Diésel Premium
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	308,32	420,00	400	10.080	Destilado 1, Diésel 2, Gasolina Base, Shushu, GLP
Quito - Ambato - Riobamba (Caudales con Agente Químico Mejorador de Caudal)	Quito - Ambato	110,40	500,00	700	19.200	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium
	Ambato - Riobamba	49,70	500,00	530	12.720	
Libertad - Manta	Libertad - Manta	170,00	700,00	550	13.200	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Premezcla
Libertad - Pascuales	Libertad - Pascuales	127,00	1.400,00	1.100	28.800	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel, Gasolina Base Lib-Esm, Gasolina Importado, NAO, Premezcla
Tres Bocas - Pascuales	Tres Bocas - Pascuales	20,60	4.000,00	4.000	96.000	Nafta Base, Nafta de Alto Octano, Diésel 2, Destilado, Jet Fuel, G. Importada
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	102,00	1.938,00	1.800	46.500	Gasolina Súper, Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, GLP, Premezcla
	La Troncal - Cuenca	108,00	1.283,00	1.000	30.800	
Tres Bocas - Fuel Oil	Tres Bocas - Fuel Oil	5,00	1.670,00	1.670	40.080	Fuel Oil
Monteverde - Chorrillo	Monteverde - Chorrillo	124,00	2.955,00	2.955	70.920	GLP
<b>Total</b>		<b>1.654,42</b>			<b>408.780</b>	

**Nota:** El total de capacidad instalada no incluye los ramales Santo Domingo - Quito, Santo Domingo - Pascuales, Ambato - Riobamba y La Troncal-Cuenca.

**Fuente:** Gerencia de Transporte.

Por otro lado, el sistema de transporte y almacenamiento de GLP a nivel nacional consta de dos poliductos y un gasoducto, cada uno con una estación de recepción y despacho. A continuación, se muestra la red de poliductos de GLP:

**Cuadro 35:** Poliductos GLP.

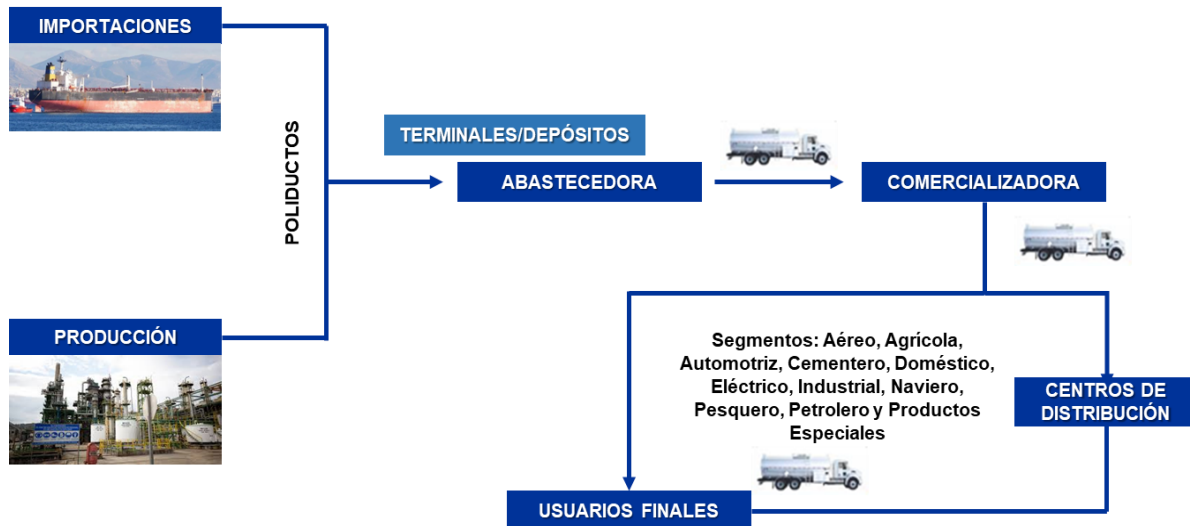
POLIDUCTOS GLP					
Poliducto	Tramos de poliductos	Longitud [km]	Caudal instalado [bph]	Caudal promedio operativo [bph]	Capacidad instalada de bombeo [bpd]
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	308,32	420,00	400	10.080
Monteverde - Chorrillo	Monteverde - Chorrillo	124,00	2.955,00	2.955	70.920
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	102,00	1.938,00	1.800	46.500
	La Troncal - Cuenca	108,00	1.283,00	1.000	30.800
<b>Total</b>		<b>642,32</b>			<b>158.300</b>

**Fuente:** Gerencia de Transporte

## 4.2.12 Comercialización Nacional

A continuación, se describe la cadena de comercialización de derivados:

Gráfico 21: Cadena de comercialización de derivados.



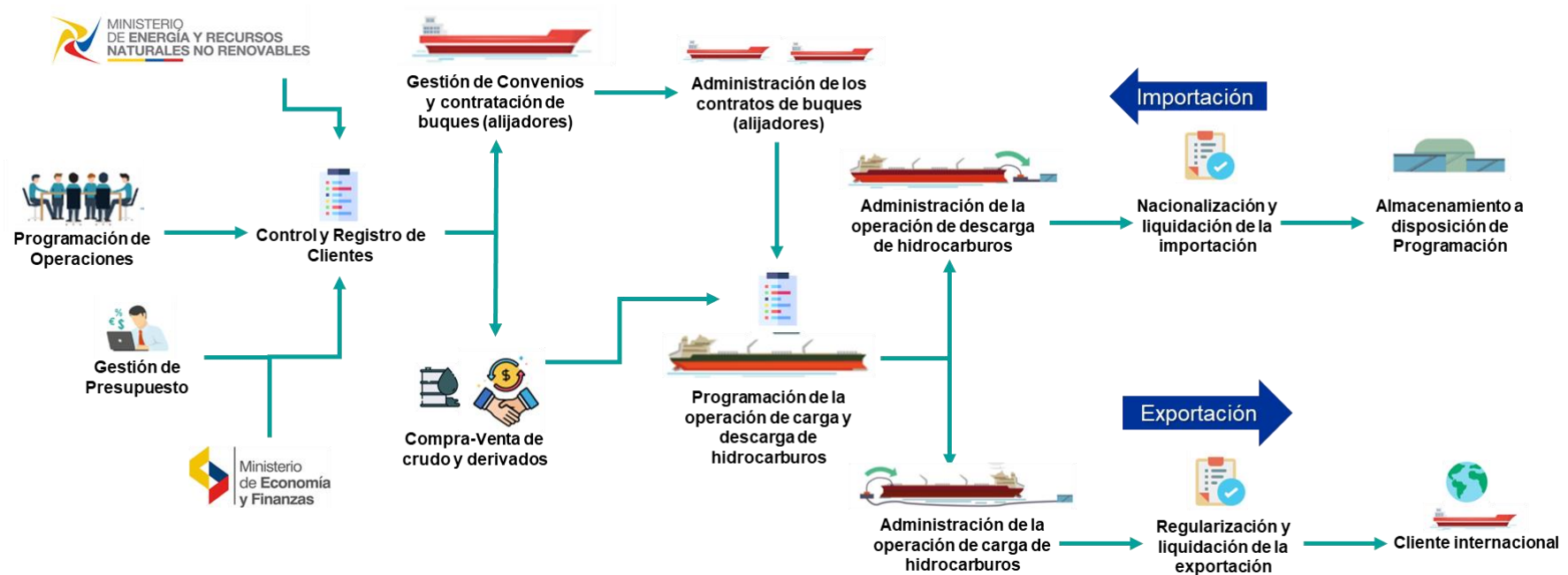
Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Se comercializa 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, mismo que inició operaciones en el año 2014, dando paso al cierre de operaciones del poliducto Tres Bocas – Salitral.

#### 4.2.13 Comercialización Internacional

La comercialización externa de crudo se realiza de acuerdo con la programación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, misma que considera la producción nacional de crudo, entrega de crudo a las refinerías y el saldo exportable; la exportación de crudo correspondiente al período enero - diciembre 2022 fue de 100,5 millones de barriles. A continuación, se describe el modelo de negocio de la comercialización internacional de hidrocarburos.

**Gráfico 22:** Modelo de negocio comercialización Internacional de hidrocarburos.



Fuente: Gerencia de Comercialización Internacional.

#### 4.2.14 Infraestructura petrolera

La infraestructura petrolera nacional de EP PETROECUADOR comprende todas sus refinerías, sus terminales de combustible, terminales marítimos, SOTE, los depósitos de combustible y sus poliductos.

Por otra parte, EP PETROECUADOR opera en 88 campos petroleros a lo largo del territorio.

Gráfico 23: Infraestructura Petrolera de EP PETROECUADOR.







## CAMPOS PETROLEROS

- |                  |                          |
|------------------|--------------------------|
| 1 Aguarico       | 45 Oso                   |
| 2 Amistad        | 46 Pacayacu              |
| 3 Amo            | 47 Pacoa                 |
| 4 Anaconda       | 48 Paka Norte            |
| 5 Apaika         | 49 PaKa Sur              |
| 6 Araza          | 50 Palmar Oeste          |
| 7 Armadillo      | 51 Palmeras Norte        |
| 8 Atacapi        | 52 Palo Azul             |
| 9 Auca           | 53 Pañacocha             |
| 10 Auca Sur      | 54 Parahuacu             |
| 11 Bermejo Este  | 55 Pata                  |
| 12 Bermejo Norte | 56 Payamino              |
| 13 Bermejo Sur   | 57 Pichincha             |
| 14 Blanca        | 58 Pitalala              |
| 15 Bogi-Capiron  | 59 Pucuna                |
| 16 Chonta Este   | 60 Quinde                |
| 17 Chonta Sur    | 61 Rumiayacu             |
| 18 Cobra         | 62 Sacha                 |
| 19 Coca          | 63 Sansahuari            |
| 20 Concordia     | 64 Secoya                |
| 21 Cononaco      | 65 Shuara                |
| 22 Culebra       | 66 Shushufindi           |
| 23 Cuyabeno      | 67 Shushuqui             |
| 24 Dabo          | 68 Tambococha            |
| 25 Daimi         | 69 Tangay Este           |
| 26 Drago Este    | 70 Tapi                  |
| 27 Drago Norte   | 71 Tetete                |
| 28 Dumbique      | 72 Tipishca              |
| 29 Dureno        | 73 Tiputini              |
| 30 Eden Yuturo   | 74 Tivacuno              |
| 31 El Rayo       | 75 Tortuga Sur           |
| 32 Frontera      | 76 Tuich                 |
| 33 Gacela        | 77 Tumali Sureste        |
| 34 Ginta         | 78 Victor Hugo Ruales    |
| 35 Guanta        | 79 Vinita                |
| 36 Indillana     | 80 Wati                  |
| 37 Iro           | 81 Yanahurco             |
| 38 Itaya         | 82 Yanaquincha Este      |
| 39 Jivino        | 83 Yanaquincha Norte     |
| 40 Lago Agrio    | 84 Yanaquincha Oeste     |
| 41 Laguna        | 85 Yuca                  |
| 42 Limoncocha    | 86 Yulebra               |
| 43 Lobo          | 87 Yuralpa Centro        |
| 44 Mono          | 88 Yuralpa Centro Chonta |

Fuente: EP PETROECUADOR.

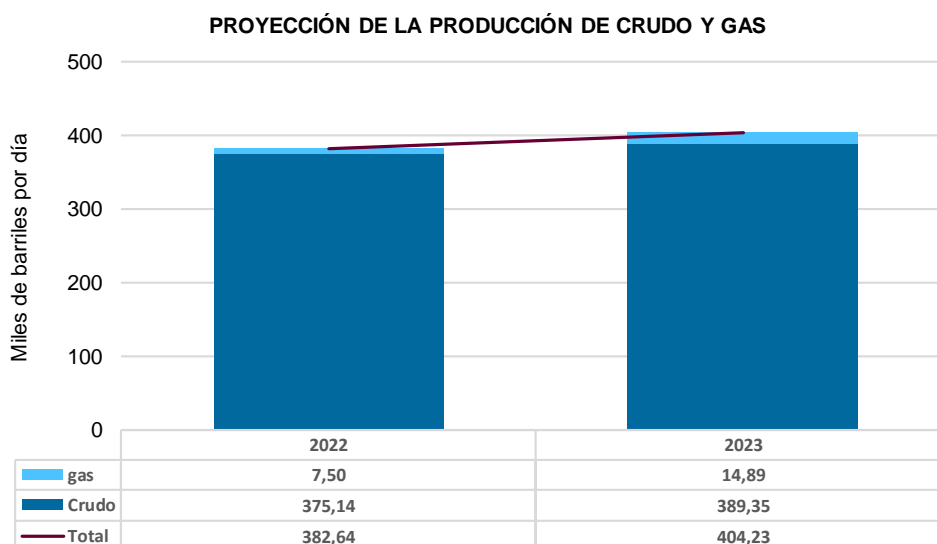
La Planta de Gas Natural Bajo Alto, se encuentra ubicada en la locación de Bajo Alto, cantón El Guabo de la Provincia de El Oro, está construida con una capacidad para procesar 200 TM de gas al día y actualmente forma parte de la infraestructura petrolera, actualmente se encuentra operando en promedio de 72,69 TM.

## 4.2.15 Proyecciones

### 4.2.15.1 Producción de hidrocarburos

Se estima que para el año 2023 el perfil de producción de petróleo incremente a 404,23 miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día, promedio diario anual. Esto significaría un incremento del 5,63 % con respecto al año anterior.

**Gráfico 24:** Proyección de la producción de crudo y gas.



**Fuente:** Gerencia de Exploración y Producción.

El costo operativo y costo total del año 2022, se determinó de conformidad a la ejecución de OPEX y CAPEX remitida por el área de Presupuesto; y, la información volumétrica definitiva remitida por la unidad de Gerenciamiento de Datos mediante Memorando Nro. PETRO-DYP-2023-0033-M.

Por otra parte, las proyecciones de los costos del año 2023 se estimaron con el Presupuesto Aprobado 2023 y los volúmenes de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026 remitidos con oficio Nro. MEM-VH-2022-0418-OF del 15 de septiembre de 2022 por el Ministerio de Energía y Minas.

El costo operativo y costo total del año 2023 con respecto al año 2022 disminuyen en 5,1%

y 7,4%, respectivamente, debido principalmente al incremento del 6% de la producción estimada para el año 2023.

**Cuadro 36:** Costo total por barril de petróleo crudo.

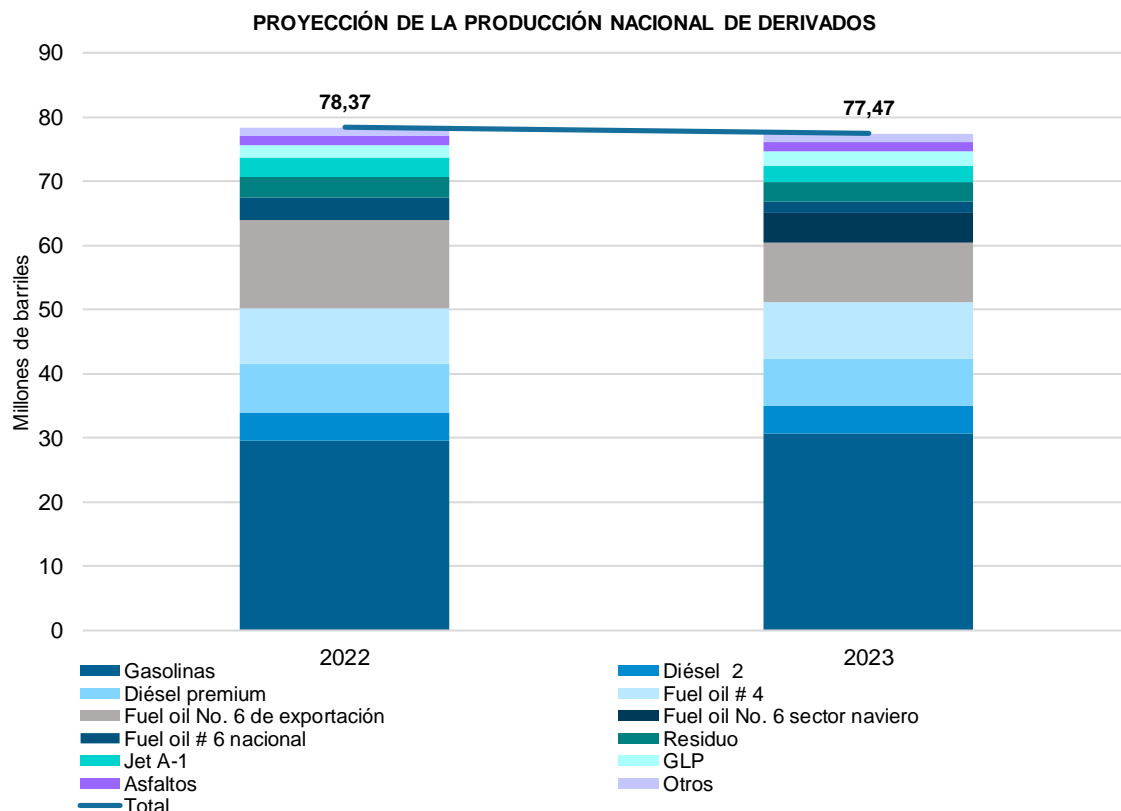
COSTOS DE PRODUCCIÓN [USD por barril]		
	2022	2023
Costo Operativo	7,04	6,68
Costo Total	21,78	20,17

Fuente: Subgerencia de finanzas

#### 4.2.15.2 Producción y demanda de derivados

La producción nacional de derivados muestra una tendencia al alza para el año 2023, se espera una producción de 77,47 millones de barriles menor en 1,3% la obtenida en 2022 (78,37 millones de barriles).

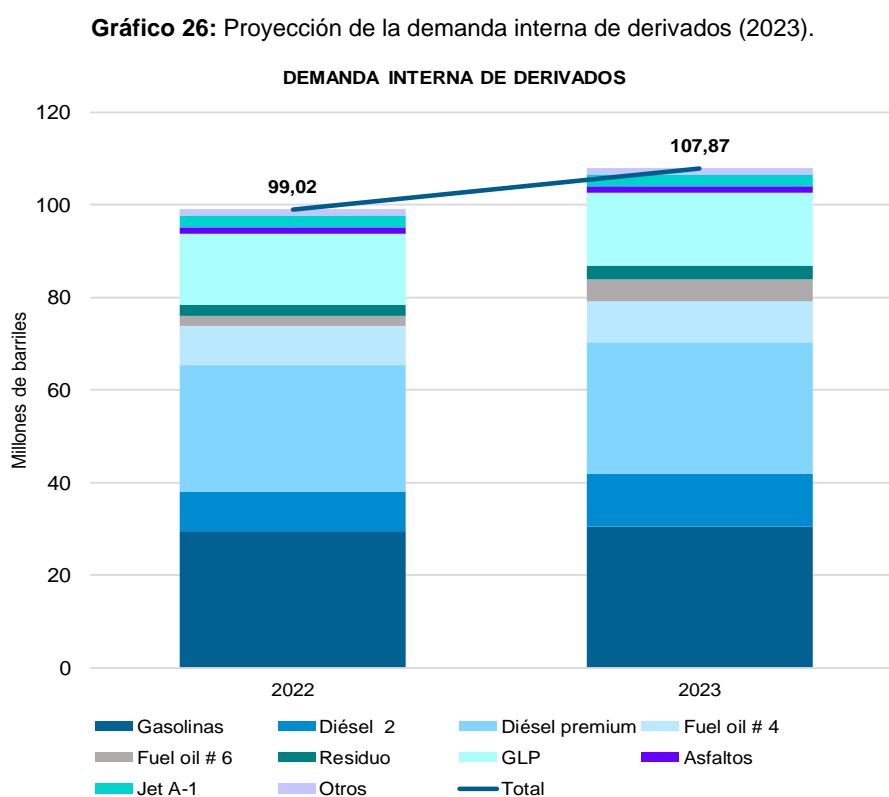
**Gráfico 25:** Proyección de la producción nacional de derivados (2022)



Fuente: Gerencia de Refinación.

La proyección de la demanda interna muestra un incremento de 8,85 millones de barriles con respecto al 2022, representando un 8,94%. El volumen de las proyecciones para el año

2023 con respecto al volumen total despachado en el 2022, refleja el incremento indicado toda vez que en la primera actualización de los Estimados Hidrocarburíferos remitidos con Oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 09 de junio de 2023, se refleja el volumen mensual de Fuel Oil 6 que se entregará el segmento naviero internacional como venta nacional, de acuerdo a los contratos modificatorios suscritos en el año 2022. Además, el sector eléctrico a través del CENACE, actualizó las proyecciones de los requerimientos de combustible para el año 2023 con Oficio Nro. CENACE-CENACE-2022-1011-O del 23 de diciembre de 2022, respecto a los primeros requerimientos presentados en el año 2022 con oficio Nro. CENACE-CENACE-2022-0619 del 3 de agosto de 2022.



**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional.

A continuación, se detalla la estimación del consumo promedio de los combustibles por sector que para el año 2023, siendo el sector automotriz el de mayor consumo con un promedio de 55,36 millones de barriles.

**Cuadro 37:** Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.

<b>CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLES POR SECTORES [MMbbls]</b>	
<b>Sector</b>	<b>2023</b>
<b>Aéreo</b>	2,66
<b>Agrícola</b>	0,22
<b>Automotriz</b>	55,36
<b>Cementero</b>	0,23
<b>Doméstico</b>	14,20
<b>Eléctrico</b>	8,38
<b>Industrial</b>	11,04
<b>Naviero</b>	10,34
<b>Pesquero</b>	1,65
<b>Petrolero</b>	3,66
<b>Productos Especiales</b>	0,14
<b>Total</b>	<b>107,87</b>

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional.

Para satisfacer el mercado nacional de derivados, se proyecta importar 66,60 millones de barriles con un incremento del 9,6% respecto al año anterior. El Diésel Premium es el producto que más se importa, representando el 21,47% de la importación promedio de derivados.

**Cuadro 38:** Proyección de la importación de derivados.

<b>IMPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]</b>		
<b>Producto</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Diésel 2	4,13	7,61
Diésel premium	19,99	21,47
Diésel 2 (Diluyente)	4,15	3,86
Nafta Alto Octano	11,23	11,57
Nafta Bajo Octano	7,48	8,31
GLP	13,76	13,72
AVGAS	0,04	0,04
<b>Total</b>	<b>60,79</b>	<b>66,60</b>

**Fuente:** Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

En cuanto al almacenamiento de derivados, para el año 2023 se mantiene lo del año 2022.

**Cuadro 39:** Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.

<b>CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS [Mbls]</b>	
<b>Terminal / Depósito</b>	<b>2023</b>
Terminal Pascuales	1.062,99
Depósito Baltra	22,92
Terminal Fuel Oil	112,13
Depósito La Toma (Loja)	4,99
Terminal Cuenca	293,36
Terminal La Troncal	133,35
Terminal Barbasquillo (Manta)	148,18
Estación Tres Bocas	2,09
Terminal La Libertad	1,06
Cabecera La Libertad	284,19
Terminal Ambato	129,25
Terminal Riobamba	69,00
Terminal Beaterio	653,41
Terminal Santo Domingo	248,32
Cabecera Esmeraldas	439,80
Cabecera Shushufindi	0,00
<b>Subtotal de productos limpios</b>	<b>3.605,04</b>
El Chorrillo	166,23
Cuenca	80,40
La Troncal	37,47
Monteverde	51,90
Oyambaro	23,47
Esmeraldas	1,32
La Libertad	1,05
Shushufindi	1,18
<b>Subtotal GLP</b>	<b>363,02</b>
<b>Total</b>	<b>3.968,07</b>

**Nota:** Las capacidades del año 2023 se encuentran en función a las tablas de calibración, Cabecera Shushufindi solo administra tanques de alivio, Terminal Cuenca\*\*: A la fecha, las esferas del TCU se encuentran fuera de operaciones y Terminal La Libertad\*\*\*: Se considera el almacenamiento de Pesca Artesanal

**Fuente:** Gerencia de Transporte.

En lo referente a los costos operativos del año 2023 corresponden al Presupuesto Aprobado del año 2023, con Resolución No. DIR-EPP-01-2023-01-25 de 25 de enero de 2023.

**Cuadro 40:** Proyección de los costos operativos por barril (2023).

<b>COSTOS OPERATIVOS [USD por barril]</b>		
<b>Producto</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Refinación de derivados	5,85	7,38
Transporte y almacenamiento de crudo	1,02	1,05
Transporte y almacenamiento de derivados	2,14	2,82
Comercialización interna de derivados	2,49	3,08

**Nota:** Los costos del año 2023 son proyectados. Incluye gastos administrativos

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas

El costo de la actividad de refinación para el año 2023 se incrementa en un 26,1% con respecto al costo del año 2022, debido a una mayor asignación del presupuesto operativo a la Gerencia de Refinación. La variación del costo con respecto a las reclasificaciones presupuestarias está relacionado al incremento o decremento del gasto. La meta se establece una vez al año y se toma como referencia el presupuesto aprobado.

Los costos de transporte de crudo y derivados del año 2023 con respecto al año 2022 se incrementan en un 2,8% y 31,8% respectivamente, así como también el costo de comercialización interna de derivados en un 23,5% debido al incremento de los gastos proyectados de las unidades operativas en el año 2023.

#### **4.2.15.3 Inversiones, costos y gastos**

La inversión que se proyecta para el 2023 es de 2.516,00 millones de dólares, el área que mayor inversión representa es la Gerencia de Exploración y producción representando 93,62%.



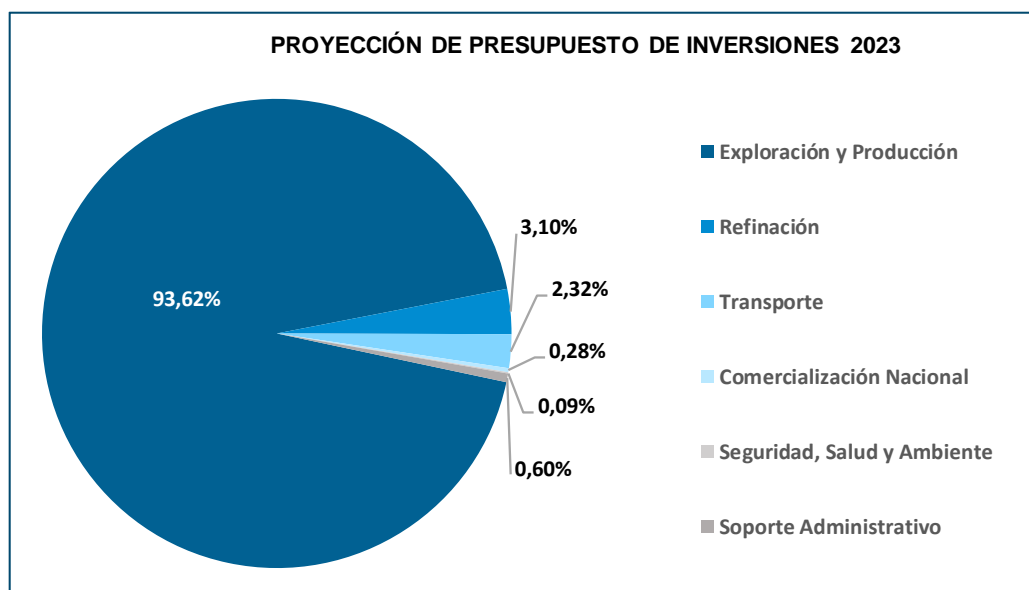
**Cuadro 41:** Proyección de Inversiones.

INVERSIONES [Millones de USD]	
Concepto	2023
Exploración y Producción	2.355,37
Refinación	78,00
Transporte	58,43
Comercialización Nacional	7,00
Seguridad, Salud y Ambiente	2,20
Soporte Administrativo	15,00
<b>Total</b>	<b>2.516,00</b>

**Nota:** Cifras corresponden al Presupuesto Aprobado 2023

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

**Gráfico 27:** Proyección de presupuesto de inversiones (2023).



**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

Respecto a los costos y gastos operativos se puede observar que en el año 2023 se espera un monto de 1.984,90 millones de dólares, que significa que la Gerencia de Exploración y Producción le corresponde el mayor presupuesto de costos y gastos asignados, representando el 45,77%.

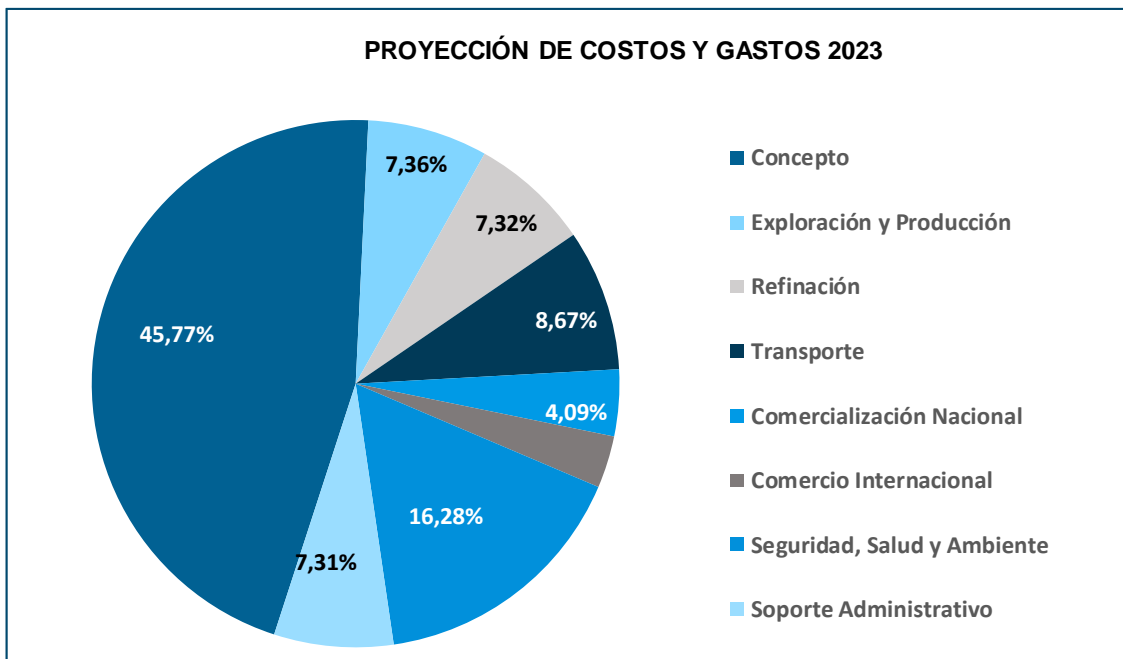
**Cuadro 42:** Proyección de costos y gastos.

COSTOS Y GASTOS [Millones de USD]	
Concepto	2023
Exploración y Producción	908,46
Refinación	146,08
Transporte	145,36
Comercialización Nacional	172,15
Comercio Internacional	81,16
Seguridad, Salud y Ambiente	63,40
Soporte Administrativo	323,20
Logística y Abastecimiento	145,09
<b>Total</b>	<b>1.984,90</b>

**Nota:** Cifras corresponden al Presupuesto Aprobado 2023

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

**Gráfico 28:** Proyección de costos y gastos (2023).



**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

**Cuadro 43: Presupuesto Total**

PROYECCIÓN PRESUPUESTO [Millones de USD]	
Concepto	2023
Costos y Gastos	1.984,90
Inversiones	2.516,00
Cuenta - CFDD	5.328,49
<b>Total</b>	<b>9.829,39</b>

**Nota:** Cifras corresponden al Presupuesto Aprobado 2023

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

Como resultado de las proyecciones, se puede observar que la producción total de hidrocarburos incrementaría, así como en la producción nacional de derivados y la demanda de derivados. Los costos operativos de refinación, comercialización interna de derivados, transporte y almacenamiento de crudo y derivados incrementarían en relación con el año anterior. Por otro lado, el costo operativo y total de producción disminuiría, debido al incremento de la producción estimada.

**Cuadro 44: Resumen de proyecciones.**

RESUMEN DE PROYECCIONES		
Año	2022	2023
Producción total de hidrocarburos (crudo y gas) [MMbpce]	139,66	147,55
Total de producción nacional de derivados [MMbbls]	78,37	77,47
Total de demanda interna de derivados [MMbbls]	99,02	107,87
Total de inversiones [Millones USD]	-	2.516,00
Total de costos y gastos [Millones USD]	-	1.984,90
Total de pozos a perforar	110	133
Total de workover de inversión	184	72
Costos operativos de producción [USD/bl]	7,04	6,68
Costos totales de producción [USD/bl]	21,78	20,17
Costos operativos de refinación de derivados [USD/bl]	5,85	7,38
Costos operativos de transporte y almacenamiento de crudo [USD/bl]	1,02	1,05
Costos operativos de transporte y almacenamiento de derivados [USD/bl]	2,14	2,82
Costos operativos de comercialización interna de derivados [USD/bl]	2,49	3,08

**Nota:**

MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

**Fuente:** Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

## 5 PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN

### 5.1 Estrategias de Expansión

A continuación, se presentarán las 22 estrategias con las que cuenta la empresa.

**Cuadro 45:** Estrategias de Expansión.

<b>ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN</b>	
<b>Objetivo Estratégico</b>	<b>Estrategia</b>
<b>1. Mantener la sostenibilidad financiera</b>	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
<b>2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos</b>	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios) (EXPANSIÓN)
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes. (EXPANSIÓN)
<b>3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural</b>	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos. (EXPANSIÓN)
<b>4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos</b>	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.
<b>5. Incrementar las actividades de comercio internacional</b>	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas. (EXPANSIÓN)
<b>6. Incrementar la eficiencia empresarial</b>	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento. (EXPANSIÓN)
	6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.
	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de gestión social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la empresa.
	6.4 Optimización de la gestión energética (EXPANSIÓN)
	6.5 Gestión de producción más limpia (EXPANSIÓN)
<b>7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia</b>	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.
	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.
	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.
	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.
<b>8. Incrementar el desarrollo del talento humano</b>	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

**Fuente:** EP PETROECUADOR

Las estrategias del objetivo **“Mantener la Sostenibilidad financiera”**, tienen como finalidad proveer de datos presupuestarios de ingresos, gastos, inversiones y costos operativos de manera periódica a las autoridades internas y entes de control externos, cuyo propósito es realizar una eficiente gestión presupuestaria y optimizar los recursos.

Las estrategias de los objetivos **“Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos”** e **“Incrementar la producción de petróleo y de gas natural”**, corresponde a las actividades de perforación de nuevos pozos exploratorios, nuevas conversiones y perforaciones a pozos inyectoros, apertura de nuevos intervalos con acumulación de gas natural, nuevas completaciones de pozos, así como equipos inteligentes para el control de cortes de agua y optimización en sistemas de levantamiento artificial; mismas que incrementarían la producción y reservas de hidrocarburos.

Para la aplicación de las Estrategias del objetivo **“Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos”**, se realizan reuniones semanales de Monitoreo y Programación de Terminales Marítimos y Poliductos con las áreas de Transporte, Refinación y Programación Operativa, así como también con el CENACE (sector eléctrico), para determinar las condiciones operativas que permitan mantener el abastecimiento del mercado nacional, y prever la disponibilidad de productos ante factores internos y externos que afecten las operaciones de la empresa.

Las estrategias del objetivo **“Incrementar las actividades de comercio internacional”**, cuyo fin es ampliar su portafolio de clientes / proveedores, con la finalidad de incrementar la participación en los distintos concursos internacionales de ofertas para la compra venta de hidrocarburos, con acciones como reuniones con empresas refinadoras de renombre internacional y reformas en los Términos y Condiciones de concursos.

En el objetivo **“Incrementar la eficiencia empresarial”**, las estrategias buscan optimizar y monitorear los sistemas de producción de crudo y derivados, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, para mantener la operatividad, identificando las amenazas y tomando acciones correctivas con oportunidad, garantizando el abastecimiento de derivados a nivel nacional, así como cumpliendo con los compromisos de exportación de hidrocarburos a nivel internacional.

Además, contar con procesos de contratación de bienes, servicios y personal transparentes para atraer proveedores calificados ejecutando procesos adecuados que permitan la

optimización de recursos, con una adecuada ejecución presupuestaria destinada al incremento de la producción. Adicionalmente mantener acercamientos con las comunidades asentadas dentro del área de influencia.

Las estrategias del objetivo **“Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia”**, tienen como función la aplicación de normas de seguridad industrial, salud y ambiente permitiendo el control de los eventos no deseados, cumpliendo con el marco legal vigente; así como la eliminación de pasivos ambientales, que cumple con estándares internacionales demostrado en las 3 certificaciones ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 que mantiene vigentes cuyo alcance se amplía periódicamente.

En el objetivo **“Incrementar el desarrollo del talento humano”**, las estrategias están encaminadas a incrementar las competencias laborales de los funcionarios de la EP PETROECUADOR, mediante el levantamiento de necesidades de capacitación tanto técnicas como administrativas, en este sentido, se realizan constantes eventos de capacitación que permiten el mejor desarrollo en las actividades empresariales, fortaleciendo el modelo de gestión de Talento Humano.

## 5.2 Convenios y capacidad asociativa

La Matriz de Convenios y capacidad asociativa se encuentra detallada en el Anexo 1, sin embargo, es importante destacar que se cuentan con los convenios que mantenían tanto PETROAMAZONAS EP como EP PETROECUADOR previo a la fusión y que continuará la hoy EP PETROECUADOR fusionada.

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

La EP PETROECUADOR, posee al 31 de diciembre de 2022, dos empresas Subsidiarias de Economía Mixta en la cuales tiene la siguiente participación accionaria:

**Cuadro 46:** Integración de Capital en Subsidiarias de EP PETROECUADOR.

INTEGRACIÓN DE CAPITAL EN SUBSIDIARIAS			
Subsidiaria	Razón Social	Participación [%]	Capital accionario al 31/12/2022 [USD]
CEM AUSTROGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA AUSTROGAS	70,65%	6.863.493,00
CEM LOJAGAS	COMPAÑÍA DE ECONOMÍA MIXTA LOJAGAS	7,42%	188.364,00

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

A continuación, se dará más detalle de las empresas que tienen una participación en las dos subsidiarias de la empresa.

### **5.3.1 CEM AUSTROGAS**

El 14 de septiembre de 1979, se constituye la Compañía de Economía Mixta AUSTROGAS en la ciudad de Cuenca, cuyo accionista mayoritario fue la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), junto a empresarios visionarios de la ciudad, cuyo objeto social, según sus estatutos vigentes, dice:

*“La Compañía tiene como objeto envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP) y Gas Natural, destinado al abastecimiento del consumo nacional, para lo cual podrá transportar y almacenar este producto en las cantidades requeridas para asegurar la normal y continua actividad, pudiendo celebrar además, toda clase de actividades civiles y mercantiles que tengan relación con el objeto social de la compañía de acuerdo a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública y demás leyes vigentes”*

El máximo órgano de administración es la Junta General de Accionistas, luego se encuentra el Directorio de la Empresa y el Gerente General.

La planta de Almacenamiento y Envasado comercializa GLP para uso doméstico e industrial envasado en cilindros identificados con el color blanco hueso o Beige Pistacho con válvula tipo Kosan de 22 milímetros en presentaciones de 3, 5, 10,15 y 45 kg. con GLP tipo industrial y 15 kg. con GLP tipo doméstico. Este producto se comercializa en las provincias del Azuay, Cañar, Galápagos, Morona Santiago (Taisha) y Guayas (Puná), bajo la marca Austrogas.

La Compañía Austrogas también tiene presencia en la provincia de Los Ríos, mediante una planta de almacenamiento en la ciudad de Ventanas, de la cual se realizaba el abastecimiento de GLP para secado agrícola mediante cisternas, y al sector doméstico mediante cilindros.

Otro de los mercados que abastece son los clientes al granel en el Segmento Agroindustrial, Industrial, Residencial y Doméstico.

A diciembre de 2022, la empresa está conformada por 51 accionistas y los principales son:

- EP PETROECUADOR quien tiene una participación de 70,65% del capital total de la empresa, ENI ECUADOR S.A con un 13,38% de capital y COMERCIAL PACHECO MORA S.A. con el 6,40%

Los demás accionistas poseen menos del 1 % de participación del capital de la Empresa, sin embargo, son en número 48.

**Cuadro 47:** Resultados y utilidades CEM AUSTROGAS.

<b>RESULTADOS Y UTILIDADES CEM AUSTROGAS</b>		
<b>Año</b>	<b>Utilidades Generadas (USD)</b>	<b>Utilidades pagadas EP Petroecuador (USD)</b>
<b>2018</b>	1.243.931,23	439.401,70
<b>2019</b>	1.065.957,62	758.068,03
<b>2020</b>	980.536,05	346.360,96
<b>2021</b>	1.595.851,41	563.712,91
<b>2022</b>	1.340.933,49	

**Nota:** El destino de las utilidades del Ejercicio Económico 2022, deberá decidirse en Junta General de Accionistas.

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional

### 5.3.2 Subsidiaria CEM LOJAGAS

LOJAGAS fue constituida en la ciudad de Loja el 8 de diciembre de 1990, en un esfuerzo conjunto entre 80 inversionistas locales y la Empresa Estatal Petrocomercial con el objetivo de racionalizar las actividades de envasado y comercializado de gas licuado de petróleo (GLP) en el país. Lojagas es una Compañía de Economía Mixta creada para la comercialización de GLP en las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

El 1 de octubre de 1991, Lojagas inició sus operaciones en la planta envasadora en la Ciudad de Catamayo, 35 km de la capital de la provincia de Loja, desde entonces la compañía ha logrado fortalecer su infraestructura operativa efectuando grandes inversiones en tecnificación y modernización de sus instalaciones de Loja y Catamayo, pensando siempre en la seguridad y beneficio de sus clientes.

La Compañía tiene como objeto social:

- Envasar y comercializar gas licuado de petróleo (GLP), para lo cual podrá transportar y almacenar este producto en las cantidades requeridas para asegurar la normal y continua actividad.
- Producir, almacenar, comercializar y distribuidor cualquier otro producto derivado del



petróleo.

- Producir, comercializar y/o distribuidor artículos o bienes relacionados con las actividades señaladas en los dos literales anteriores.
- Realizar toda actividad de importación, exportación, agencias y representaciones, especialmente en lo que se refiere a derivados de petróleo y productos afines.
- En general, la Compañía podrá realizar toda clase de actividades civiles o mercantiles que tengan relación con el objeto social de la Compañía y sean permitidos por las leyes del país.

Lojagas en la actualidad lidera los mercados de GLP en las provincias de Loja y Zamora Chinchipe. Posee dos licencias ambientales y planes de manejo ambiental vigentes para:

- Transporte, almacenamiento y manejo de GLP de la comercializadora CEM Lojagas, segmento instalaciones centralizadas de GLP, ubicada en la provincia de Loja.
- Operación y mantenimiento de las instalaciones de abastecimiento, almacenamiento y envasado de GLP, de propiedad de Lojagas, ubicada en el Cantón Catamayo.

El máximo órgano de administración de la CEM es la Junta General de Accionistas, luego se encuentra el Directorio de la Empresa y el Gerente General.

Al 31 de diciembre de 2022, el capital social está representado por 2.537.780 acciones ordinarias y nominativas de USD 1,00 cada una, teniendo la EP PETROECUADOR una participación minoritaria del 7,42%.

**Cuadro 48:** Resultados y utilidades CEM LOJAGAS

<b>RESULTADOS Y UTILIDADES CEM LOJAGAS</b>			
<b>Año</b>	<b>Utilidades Generadas (USD)</b>	<b>Impuesto a la Renta (USD)</b>	<b>Utilidades Neta (USD)</b>
<b>2017</b>	401.445,20	89.522,23	251.706,79
<b>2018</b>	404.154,54	104.104,07	233.068,83
<b>2019</b>	353.779,85	106.467,50	234.898,32
<b>2020</b>	461.876,67	125.008,38	315.082,86
<b>2021</b>	137.830,91	73.062,91	65.248,37
<b>2022</b>	267.881.16	128,640.36	135,511.40

**Fuente:** Gerencia de Comercialización Nacional

## 6 PLANIFICACIÓN DE INVERSIÓN

### 6.1 Programas y Proyectos de Inversión

La EP PETROECUADOR, para el año 2023 presenta proyectos nuevos y de arrastre de años anteriores.

**Cuadro 49:** Resumen Proyectos de Inversión

RESUMEN PROYECTOS DE INVERSIÓN		
Objetivo estratégico empresarial	# Proyectos	P presupuesto 2023 Cifras en Millones USD
Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	7	666,62
Mantener la sostenibilidad financiera	18	50,72
Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	3	0,40
Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	10	21,57
<b>TOTAL</b>	<b>38</b>	<b>739,31</b>

Nota: Los valores de presupuesto 2023 registrados en el anexo corresponden netamente a los proyectos de inversión (739.309.552,54), sin considerar activos fijos y pagos de consorcios y demás (1.776.690,447,46) por no corresponder a la gestión de proyectos, sino a la parte Financiera. Aspectos que se encuentran debidamente cuadrados con el presupuesto (2.516.000.000,00)

Fuente: Jefatura PMO

En el Anexo 2, se mostrará el detalle de la inversión propuesta como de la inversión en ejecución. El área de Exploración y Producción, incluye proyectos de arrastre y nuevos, los cuales cuentan con sus respectivos informes técnicos y económicos. Las nuevas actividades (consideradas como proyectos) aportan a los proyectos vigentes cuyo resultado será, el mantenimiento e incremento de la producción, para lo cual los respectivos informes de justificación técnica - económica fueron presentados en su momento.

## 7 PLAN FINANCIERO

La planificación descrita en el presente Plan, se estableció de acuerdo a la proforma presupuestaria 2023 aprobada con Resolución No. DIR-EPP-01-2023-01-25; en caso de presentarse cambios en los estimados y en el techo presupuestario emitido por el Ministerio de Finanzas y aprobado en la Proforma General del Estado, se procederá a la actualización de los instrumentos de planificación.

### 7.1 Objetivo Empresarial – Perspectiva Financiera

La EP PETROECUADOR tiene dentro de su Plan Estratégico en lo referente a la perspectiva financiera el **Objetivo Estratégico 1 “Mantener la sostenibilidad financiera”** mediante el cual se busca incrementar ingresos y optimizar costos, el cual será el punto de partida para fortalecer el estatus financiero y así poder incursionar en nuevos proyectos. Todo esto deberá realizarse bajo un esquema de eficiencia en las operaciones y en el uso de los recursos.

Para alcanzar el cumplimiento de este objetivo, se han establecido las siguientes estrategias:

- 1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.
- 1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.
- 1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.

## **7.2 Supuestos**

Los volúmenes de exportación crudo y de derivados y venta interna de derivados utilizados para el cálculo de ingresos operativos 2023, corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos oficiales y vigentes a la fecha.

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 Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador, alineados al Plan Estratégico y Operativo 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, gastos e inversiones de las principales actividades y proyectos definidos en el Plan Operativo de la Empresa.

El presupuesto cuenta con atributos que vinculan los objetivos del Plan Operativo 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 2023, se consideraron los siguientes supuestos:

**Cuadro 50:** Principales parámetros de cálculo

PRINCIPALES PARÁMETROS		
Concepto	Unidad	Año 2023 (US\$)
Precio de Exportación Crudo	USD/BLS	64,84
Precio de Exportación Fuel Oil N° 6	USD/BLS	60,95
Precio Promedio Venta Interna de Derivados (Sin Impuestos)	USD/BLS	67,70
Precio de Venta Gas Natural Sector Eléctrico	USD/MMBTU's	3,36
Precio de Venta Gas Natural Sector Industrial	USD/MMBTU's	6,71
Precio Venta de Lubricantes	USD/GLS	11,54
Precio Venta de Azufre	USD/KG	0,04

**Nota:** Principales parámetros Presupuesto 2023

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas

### **Supuestos Proforma Presupuesto de Ingresos:**

Los precios provisionales de exportación de crudo y derivados corresponden a los remitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas mediante Oficio Nro. MEF-VGF-2022-0271-O de 23 de agosto de 2022. Los precios venta interna de derivados corresponden al promedio ponderado de la ejecución real del período enero - noviembre de 2022 (provisional).

Los volúmenes de exportación crudo y de derivados y venta interna de derivados utilizados para el cálculo de ingresos operativos 2023, corresponden a los Estimados Hidrocarburíferos oficiales y vigentes a la fecha.

### **Supuestos Proforma Presupuesto de Costos y Gastos**

Para la programación presupuestaria de costos y gastos se proyectaron cifras conforme a las necesidades prioritarias identificadas por las áreas operativas y administrativas para el año 2023.

Además de lo señalado, se consideró lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 457, de 18 de junio de 2022, con el que el señor Presidente Constitucional de la República del Ecuador emite los Lineamientos para la Optimización del Gasto Público.

### **Supuestos Proforma Presupuesto de Inversiones:**

Para la programación presupuestaria de inversiones corresponde la proyección de las necesidades prioritarias identificadas por las áreas operativas y administrativas para el período fiscal 2023.

### **Supuestos Proforma Presupuesto de CFDD:**

En el Presupuesto se considera el valor sugerido por el Ministerio de Economía y Finanzas para el año 2023, para la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD).

### **7.3 Estado de Situación Proyectado**

El Estado de Situación Proyectado considera los estados financieros de la EP PETROECUADOR.

**Cuadro 51:** Proyección del estado de situación de EP PETROECUADOR.

PROYECCIÓN DEL ESTADO DE SITUACIÓN 2023 [Millones de USD]			
Concepto	2023	2022	Análisis Variación
<b>Activos</b>			
<b>Activos corrientes</b>	<b>4.816,52</b>	<b>4.316,33</b>	
Efectivo y equivalentes de efectivo	693,48	739,23	
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.609,06	1.506,72	
Cuentas por cobrar relacionadas, netas	957,73	721,86	El incremento corresponden a los valores proyectados de los débitos realizados por el MEF, por concepto del manejo integrado de liquidez.
Créditos fiscales	44,31	40,28	
Anticipos corrientes - bienes	540,20	436,64	El incremento corresponde al saldos de los valores anticipados a los proveedores por Bienes y Servicios
Pagos anticipados corrientes - servicios	260,31	15,84	El incremento corresponde a los anticipos entregados a los proveedores por las importaciones de derivados de hidrocarburos (CFDD)
Inventarios, netos	711,44	855,77	
<b>Activos no corrientes</b>	<b>18.643,34</b>	<b>16.173,53</b>	
Pagos anticipados-contratación servicios	14,07	24,05	La disminución corresponde al saldo de los valores pagados por anticipo por concepto de Seguros
Propiedades, planta y equipo, neto	10.989,15	9.108,22	El incremento corresponden al valor presupuestado como Inversiones.
Inversiones largo plazo	7.479,53	6.887,09	
Otros activos financieros a largo plazo	132,06	125,77	
Derechos de uso de activos - Arriendos	26,73	26,73	
Intangibles	1,80	1,67	
<b>Total Activos</b>	<b>23.459,87</b>	<b>20.489,87</b>	
<b>Pasivos</b>			
<b>Pasivos corrientes</b>	<b>2.848,99</b>	<b>3.400,24</b>	
Préstamos y financiamientos corto plazo	15,85	15,85	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.331,09	1.210,87	
Impuestos por Pagar	168,27	177,13	
Beneficios a empleados a corto plazo	94,30	96,23	
Provisiones	1.239,48	1.900,16	La disminución corresponde a la liquidación de las importaciones en un menor tiempo que el año 2022.
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>654,98</b>	<b>601,33</b>	
Préstamos y Financiamientos de largo plazo	0,00	8,90	
Beneficios a empleados	355,51	358,70	
Obligaciones por arriendos a largo plazo	12,07	12,07	
Provisiones Largo Plazo	287,40	221,66	El incremento corresponde al registro del estudio actuarial del año 2022 y 2023.
<b>Total Pasivos</b>	<b>3.503,97</b>	<b>4.001,58</b>	
<b>Patrimonio</b>			
Capital pagado	3.012,88	3.001,09	
Aportaciones	4.192,06	4.190,52	
Otras reservas	16.254,11	13.940,50	
Resultados acumulados años anteriores	-8.109,93	-9.404,47	
Resultado del ejercicio	4.606,77	4.760,65	
<b>Total Patrimonio</b>	<b>19.955,90</b>	<b>16.488,29</b>	
<b>Total Pasivos + Patrimonio</b>	<b>23.459,87</b>	<b>20.489,87</b>	

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable

## 7.4 Flujo de Caja

**Cuadro 52:** Flujo de caja proyectado 2023

FLUJO DE CAJA PROYECTADO 2023 [Millones de USD]					
Actividad	I TRIMESTRE	II TRIMESTRE	III TRIMESTRE	IV TRIMESTRE	TOTAL 2023
<b>ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN</b>					
Venta interna de derivados a precios nacionales	1.664,00	1.638,00	1.664,00	1.534,00	6.500,00
Recuperación de costos, gastos e inversión por exportaciones de crudo y derivados	117,66	133,46	114,54	115,87	481,53
Recuperación de costos de producción y mercado interno	416,32	363,35	396,58	398,94	1.575,19
Recuperación de costos de inversión	813,79	706,93	668,96	703,42	2.893,09
Venta interna derivados a precios internacionales navieros	5,70	5,70	5,70	5,70	22,80
Transporte Crudo y otros ingresos	8,26	8,26	8,26	8,26	33,02
Pagos por gastos operativos	-535,24	-670,06	-643,32	-667,33	-2.515,95
<b>Efectivo neto provisto por actividades de operación</b>	<b>2.490,49</b>	<b>2.185,64</b>	<b>2.214,71</b>	<b>2.098,84</b>	<b>8.989,69</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>					
Pagos inversión	-587,92	-652,74	-782,75	-1.182,03	-3.205,44
<b>Efectivo neto aplicado a actividades de inversión</b>	<b>-587,92</b>	<b>-652,74</b>	<b>-782,75</b>	<b>-1.182,03</b>	<b>-3.205,44</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>					
Transferencia a MEF por venta interna de derivados	-1.284,32	-1.261,44	-1.284,32	-1.169,92	-5.000,00
Pago de préstamos a instituciones financieras					
Débitos por convenio de liquidez con MEF					
Cobros por convenio de liquidez con MEF	6,00	6,00	6,00	6,00	24,00
Retención IVA venta interna de derivados precios nacionales	-199,68	-196,56	-199,68	-184,08	-780,00
Pago cinco por mil MEF	-6,74	-6,74	-6,74	-6,74	-26,98
<b>Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento</b>	<b>-1.484,74</b>	<b>-1.458,74</b>	<b>-1.484,74</b>	<b>-1.354,74</b>	<b>-5.782,98</b>
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	417,82	74,16	-52,79	-437,93	1,27
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	245,64	663,46	737,62	684,84	245,64
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo</b>	<b>663,46</b>	<b>737,62</b>	<b>684,83</b>	<b>246,91</b>	<b>246,91</b>
<b>Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento</b>					

Fuente: Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Tesorería

**Cuadro 53:** Flujo de caja proyectado 2023 (CFDD)

FLUJO DE CAJA PROYECTADO 2023 [Millones de USD] (CFDD)					
Actividad	I TRIMESTRE	II TRIMESTRE	III TRIMESTRE	IV TRIMESTRE	TOTAL 2023
<b>ACTIVIDADES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN</b>					
Ingreso CFDD	1.659,32	1.636,44	1.659,32	1.544,92	6.500,00
<b>Efectivo neto provisto por actividades de operación</b>	<b>1.659,32</b>	<b>1.636,44</b>	<b>1.659,32</b>	<b>1.544,92</b>	<b>6.500,00</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>					
Pagos por importaciones y compras locales	1.587,77	1.555,27	1.706,87	1.691,13	6.541,04
<b>Efectivo neto aplicado a actividades de financiamiento</b>	<b>1.587,77</b>	<b>1.555,27</b>	<b>1.706,87</b>	<b>1.691,13</b>	<b>6.541,04</b>
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo	71,55	81,17	-47,55	-146,21	-41,04
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	327,89	399,44	480,61	433,06	327,89
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo</b>	<b>399,44</b>	<b>480,61</b>	<b>433,06</b>	<b>286,85</b>	<b>286,85</b>
<b>Necesidades de ajuste en actividades de inversiones o búsqueda de fuentes de financiamiento</b>					

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Tesorería



## 7.5 Estado de Resultados Projectado

Los ingresos 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, comprende recursos asignados para el cumplimiento de actividades operativas y administrativas de la EP PETROECUADOR.

**Cuadro 54:** Proyección del estado de resultados EP PETROECUADOR

<b>PROYECCIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PEC)</b>		
<b>Concepto</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
Ingresos por ventas	14.811,88	16.435,56
Gastos y Costos operacionales	-8.215,28	-10.215,05
<b>EBITDA</b>	<b>6.596,60</b>	<b>6.220,51</b>
Depreciaciones, Amortizaciones Operacionales,	-2.344,44	-1.829,69
<b>Resultado Operacional (EBIT)</b>	<b>4.252,16</b>	<b>4.390,82</b>
Total ingresos no operacionales	644,64	691,33
Gastos y costos no operacionales	-290,03	-321,51
<b>Resultado No Operacional</b>	<b>354,61</b>	<b>369,82</b>
<b>Resultado Neto</b>	<b>4.606,77</b>	<b>4.760,64</b>

**Nota:** La proyección 2023 del Estado de Resultados del presente documento, corresponde a cifras definitivas acorde al Presupuesto 2023 aprobado.

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas.

## 7.6 Índices Financieros

**Cuadro 55:** Índices Financieros.

ÍNDICES FINANCIEROS					
TIPO	INDICADOR	FÓRMULA	PROYECTADO 2023	EJECUTADO 2022	BREVE INTERPRETACIÓN
Liquidez	Razón Corriente	Total activos corrientes / total pasivos corrientes	1,69	1,27	El índice de liquidez muestra la disponibilidad para el cumplimiento de las obligaciones corrientes de corto plazo.
Solvencia	Solvencia	Activos / Pasivos	6,70	6,36	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	0,31	0,29	Es el porcentaje de utilidad después de cubrir todos los costos, gastos e impuestos en el período.
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	ROA	Resultado operacional (EBITDA)/ total activos	0,18	0,21	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	0,23	0,29	Es la relación entre el patrimonio y las ventas
Indicadores del Valor Económico Agregado (EVA)	DUPONT	ROA/ROE	0,79	0,74	Mide la relación entre el margen de utilidad neta y la rotación de activos

**Fuente:** Subgerencia de Finanzas – Jefatura Corporativa de Gestión Contable

### Liquidez

Para el año 2023, la razón de liquidez es de 1,69; es decir que la empresa dispone para el cumplimiento de las obligaciones corrientes de corto plazo de un 69% adicional frente a su total de activos corrientes.

### Solvencia

Para el año 2023, la empresa dispone de \$ 6.70 de Activos por cada dólar de Pasivo para hacer frente al pago de todas sus deudas y obligaciones.

### **Rentabilidad**

Para el año 2023, se estima que la empresa obtendrá un 31% de rentabilidad frente al total de ventas generadas en el año.

### **ROA**

Para el año 2023, la empresa generará un 18% de rentabilidad en relación a los activos totales de la empresa, independiente de otras fuentes de financiamiento.

### **ROE**

Para el año 2023, la empresa generará un 23% de rentabilidad frente al total del patrimonio de la empresa, o fondos propios.

### **Dupont**

Para este indicador se utiliza la misma fórmula del ROA y ROE, por ende, la empresa generará un 79% de rentabilidad frente al total del patrimonio de la empresa, o fondos propios.

## **8 EVALUACIÓN DE RIESGOS**

La evaluación de riesgos por línea de negocio de EP PETROECUADOR, se encuentra desarrollado en el Anexo 3.

## **9 CUADRO RESUMEN**

Con el fin de mostrar un panorama general de lo que EP PETROECUADOR trabajará dentro del año 2023, se presenta un cuadro resumen de indicadores y metas del Plan general de Negocios, Expansión e Inversión del año 2023 alineado al Plan Estratégico de la empresa.

## GLOSARIO

**Aceite lubricante.** Derivado que se obtiene en las plantas de refinación, mediante el proceso de destilación al vacío; se lo mezcla con aditivos para que se ajuste a las normas de calidad exigidas. Se utiliza en equipos mecánicos móviles para facilitar su movimiento y reducir el desgaste.

**Aditivos.** Sustancias activas que se agregan a los aceites lubricantes de los motores de explosión para conferirles todas las propiedades deseadas: mejorar el índice de viscosidad, incrementar la resistencia frente a las bajas temperaturas, aumentar la estabilidad frente a la oxidación, disminuir el desgaste de partes muy activas o reducir la corrosión del metal antifricción.

**API Gravity.** Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API). A mayor gravedad API, mayor calidad del crudo y viceversa.

**Asfalto Natural.** Producto que se obtiene del proceso de la oxidación de crudos pesados o residuos de refinación del petróleo; es sólido o semisólido y de fácil fusión, compuesto por carbono e hidrógeno y diverso contenido de oxígeno, azufre y nitrógeno. Se encuentra en depósitos o en rocas tales como calizas o arsénicos, en la superficie o muy cerca de ella

**Avgas.** Gasolina de Avión. El Ecuador importa este combustible y lo distribuye a través de la Empresa Ecuafuel. Su octanaje es de 100 - 130 octanos

**Barril.** Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158,98 litros medidos a 60° Fahrenheit. (15,5° C.)

**Capacidad de Refinación.** Es la máxima cantidad de crudo en relación a las unidades de destilación de una refinería, que puede ser procesado en un día.

**Comercialización.** Proceso de compra venta de crudo y derivados dentro y fuera del país, por lo que se puede clasificarse en interna e internacional. El proceso se rige por normas específicas.

**Crudo.** Mezcla de hidrocarburos que se encuentra en forma líquida en reservorios naturales debajo de la superficie de la tierra.

**Diésel 1 o Kerosene.** Destilado medio, que se usa principalmente como combustible en determinadas industrias, así como también en los mercados de calefacción e iluminación en el Sur Este Asiático, así como en el Japón.

**Diésel 2.** Destilado medio, empleado para el transporte pesado, industria y generación eléctrica.

**Estrategia.** Es el conjunto de acciones orientadas hacia la consolidación de fortalezas, eliminación de debilidades, aprovechar oportunidades y alcanzar los objetivos estratégicos.

**Exploración.** Término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas.

**Explotación.** Término utilizado en la industria petrolera para designar la extracción de petróleo o gas.

**Fuel Oíl # 4.** Mezcla de residuos y destilados medios, que se utiliza para el transporte marítimo y sector eléctrico.

**Fuel Oíl # 6.** Mezcla de residuos con diluyente, producto que se utiliza en la generación eléctrica, para la calefacción en el hemisferio norte y como fuente de energía en las industrias del cemento, del azúcar y del vidrio entre otros usos industriales. Se utiliza también como combustible marítimo, conocido como bunker.

**GLP.** El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disuelto en el petróleo. Lleva consigo procesos físicos y químicos por ejemplo el uso de metano. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica, se puede decir que el GLP es una mezcla de propano y butano.

**Gas Natural Asociado.** Se dice de todos los hidrocarburos en estado gaseoso, que están en el subsuelo en solución con petróleo crudo o que se encuentra en contacto con petróleo crudo y que de ser explotados producen gas natural y líquido, en relación menor a los 100.000 pies cúbicos normales por barril normal, según mediciones hechas en la superficie en condiciones atmosféricas.

**Gas Natural.** Mezcla de hidrocarburos de fácil expansión y de gravedad específica definida, que se encuentra en estado gaseoso, la proporción de los gases en dicha mezcla por lo general es: metano 80%, isobutano 1,5%, etano 7%, butano 2,5%, propano 6% y pentano 3%.

**Gasolina.** Combustible que utilizan vehículos y aviones con motores a combustión interna,

cuya principal característica es el número de octanos, el mismo que determina su calidad.

**Gestión de riesgo.** Consiste en la implementación y monitoreo de la gestión del riesgo, además del desarrollo e integración de la cultura de riesgo en la Planificación Estratégica de la Empresa.

**Indicadores de Gestión.** Son índices que nos indican el comportamiento de variables definidas, y su posición frente a los objetivos planteados dentro de la estrategia.

**Metas.** Son los pasos intermedios definidos para lograr los objetivos.

**Misión.** Es el propósito final de la empresa, área o departamento.

**Objetivos.** Propósito o meta que la empresa se propone cumplir en un período definido de tiempo.

**Planta de licuefacción.** Es una instalación industrial en la que se consigue cambiar el estado del gas natural de fase gaseosa a fase líquida a través de reducir su temperatura a puntos de congelación, este proceso se lo realiza en con la ayuda de un intercambiador criogénico. La planta de licuefacción de Ecuador está ubicada en la población de Bajo Alto, cantón El Guabo, provincia de El Oro.

**Residuo.** Derivado del petróleo que ocupa la parte inferior de una columna de destilación en los procesos de refinación. Su alta viscosidad, bajo punto de escurrimiento, contenido de azufre en peso y metales, determinan que, para ser utilizado, deba ser mezclado con un diluyente apropiado como el diésel.

**Valores.** Son principios que nos permiten orientar nuestro comportamiento en función de realizarnos como personas. Son creencias fundamentales que nos ayudan a preferir, apreciar y elegir unas cosas en lugar de otras, o un comportamiento en lugar de otro.

**Visión.** Es lo que la empresa, área o departamento desea ser en el futuro.

## ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS

<b>Cuadro 1:</b> Bloques Petroleros - EP PETROECUADOR .....	7
<b>Cuadro 2:</b> VAB petrolero y no petrolero.....	13
<b>Cuadro 3:</b> Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y del Mercado Internacional. ....	15
<b>Cuadro 4:</b> Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.....	17
<b>Cuadro 5:</b> Producción nacional de crudo por tipo de productor. ....	18
<b>Cuadro 6:</b> Histórico de producción anual en campo por activo .....	19
<b>Cuadro 7:</b> Ventas por producto. ....	24
<b>Cuadro 8:</b> Crecimiento del parque automotor. ....	24
<b>Cuadro 9:</b> Compañías Calificadas para la Compra – Venta de Hidrocarburos. ....	27
<b>Cuadro 10:</b> Listado de compañías navieras calificadas para el transporte marítimo de hidrocarburos. .....	28
<b>Cuadro 11:</b> Listado de clientes operativos de la comercializadora por sector, año 2022.....	28
<b>Cuadro 12:</b> Producción petrolera privada 2022. ....	30
<b>Cuadro 13:</b> Listado de Comercializadoras calificadas y autorizadas a diciembre del año 2022. ....	32
<b>Cuadro 14:</b> Matriz de ventaja competitiva. ....	34
<b>Cuadro 15:</b> Matriz de ventaja Competitiva EP PETROECUADOR vs. Competencia. ....	35
<b>Cuadro 16:</b> Comparación EP PETROECUADOR. ....	36
<b>Cuadro 17:</b> Matriz de benchmarking Comercializadora EP PETROECUADOR .....	37
<b>Cuadro 18:</b> Matriz de Línea de negocio y estrategia. ....	39
<b>Cuadro 19:</b> Importación y exportación de productos. ....	40
<b>Cuadro 20:</b> Precio promedio exportación. ....	41
<b>Cuadro 21:</b> Comercialización Mercado SPOT .....	41
<b>Cuadro 22:</b> Principales destinos de exportaciones que realizó EP PETROECUADOR. ....	42
<b>Cuadro 23:</b> Matriz de margen de contribución neto por segmento. ....	43
<b>Cuadro 24:</b> Proyección de Resultados Operativos por segmento.....	44
<b>Cuadro 25:</b> Participación de la producción promedio anual por activo para el 2023.....	52
<b>Cuadro 26:</b> Proyección de pozos totales por perforar por activo. ....	53
<b>Cuadro 27:</b> Proyección de pozos totales por perforar por campo. ....	54
<b>Cuadro 28:</b> Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.....	55
<b>Cuadro 29:</b> Workovers de inversión (CAPEX). ....	56

<b>Cuadro 30:</b> Licencias Ambientales.....	59
<b>Cuadro 31:</b> Estaciones de bombeo.....	66
<b>Cuadro 32:</b> Capacidad instalada de refinerías.....	66
<b>Cuadro 33:</b> Producción de derivados.....	67
<b>Cuadro 34:</b> Características de los poliductos.....	68
<b>Cuadro 35:</b> Poliductos GLP.....	68
<b>Cuadro 36:</b> Costo total por barril de petróleo crudo.....	74
<b>Cuadro 37:</b> Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.....	76
<b>Cuadro 38:</b> Proyección de la importación de derivados.....	77
<b>Cuadro 39:</b> Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.....	78
<b>Cuadro 40:</b> Proyección de los costos operativos por barril (2023). .....	79
<b>Cuadro 41:</b> Proyección de Inversiones. ....	80
<b>Cuadro 42:</b> Proyección de costos y gastos.....	81
<b>Cuadro 43:</b> Presupuesto Total .....	82
<b>Cuadro 44:</b> Resumen de proyecciones. ....	82
<b>Cuadro 45:</b> Estrategias de Expansión.....	83
<b>Cuadro 46:</b> Integración de Capital en Subsidiarias de EP PETROECUADOR. ....	85
<b>Cuadro 47:</b> Resultados y utilidades CEM AUSTROGAS.....	87
<b>Cuadro 48:</b> Resultados y utilidades CEM LOJAGAS.....	88
<b>Cuadro 49:</b> Resumen Proyectos de Inversión.....	89
<b>Cuadro 50:</b> Principales parámetros de cálculo .....	91
<b>Cuadro 51:</b> Proyección del estado de situación de EP PETROECUADOR.....	93
<b>Cuadro 52:</b> Flujo de caja proyectado 2023 .....	94
<b>Cuadro 53:</b> Flujo de caja proyectado 2022 (CFDD).....	95
<b>Cuadro 54:</b> Proyección del estado de resultados EP PETROECUADOR .....	96
<b>Cuadro 55:</b> Índices Financieros.....	97



<b>Gráfico 1:</b> Matriz de competencias.....	4
<b>Gráfico 2:</b> Cadena de valor de EP PETROECUADOR.....	5
<b>Gráfico 3:</b> Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2023..	6
<b>Gráfico 4:</b> Infraestructura de EP PETROECUADOR. ....	8
<b>Gráfico 5:</b> Instalaciones Operativas EP PETROECUADOR. ....	9
<b>Gráfico 6:</b> Crecimiento PIB en el Ecuador 2014 - 2022.....	11
<b>Gráfico 7:</b> Oferta y consumo mundial de petróleo.....	14
<b>Gráfico 8:</b> Precio Promedio de Crudo Ecuatoriano y WTI. ....	16
<b>Gráfico 9:</b> Evolución Producción nacional de crudo por tipo de productor y su participación .....	18
<b>Gráfico 10:</b> Histórico de transporte de crudo por el SOTE. ....	20
<b>Gráfico 11:</b> Histórico de exportación de crudo. ....	21
<b>Gráfico 12:</b> Histórico de cargas de crudo en refinerías. ....	22
<b>Gráfico 13:</b> Histórico producción nacional de derivados. ....	23
<b>Gráfico 14:</b> Histórico demanda de derivados. ....	23
<b>Gráfico 15:</b> Histórico importaciones de derivados. ....	25
<b>Gráfico 16:</b> Histórico exportaciones de derivados. ....	25
<b>Gráfico 17:</b> Clientes operativos de la comercializadora 2022. ....	29
<b>Gráfico 18:</b> Gestión de la Cadena de Valor.....	36
<b>Gráfico 19:</b> Cadena de valor. ....	46
<b>Gráfico 20:</b> Flujo SOTE .....	65
<b>Gráfico 21:</b> Cadena de comercialización de derivados.....	69
<b>Gráfico 22:</b> Modelo de negocio comercialización Internacional de hidrocarburos. ....	70
<b>Gráfico 23:</b> Infraestructura Petrolera de EP PETROECUADOR. ....	71
<b>Gráfico 24:</b> Proyección de la producción de crudo y gas.....	73
<b>Gráfico 25:</b> Proyección de la producción nacional de derivados (2022).....	74
<b>Gráfico 26:</b> Proyección de la demanda interna de derivados (2023).....	75
<b>Gráfico 27:</b> Proyección de presupuesto de inversiones (2023).....	80
<b>Gráfico 28:</b> Proyección de costos y gastos (2023). ....	81

## **ANEXOS**

**Anexo 1:** Convenios EP PETROECUADOR.

**Anexo 2:** Programas y Proyectos de inversión.

**Anexo 3:** Análisis de Riesgos del negocio.

**Anexo 4:** Cuadro Resumen - Línea Base y Metas.

**Anexo 5:** Plan Operativo Anual

**Anexo 6:** Proyectos Especiales

# Anexo 1

## Convenios y Capacidad Asociativa

CONVENIOS Y CAPACIDAD ASOCIATIVA									
Línea de Negocio	Segmento	Tipo (Asociación/Alianza/Convenio)	Institución	Objeto del Convenio	Estado (suscrito / no suscrito)	Duración (Desde / Hasta)	Inversión USD (EP)	Inversión USD (socio)	Beneficios Obtenidos
Producción, transporte y comercialización de derivados	Exploración y Producción	O-01960-PAM-EP-2015	AMERISUR RESOURCER PLC	Ampliación del RODA a través del diseño y la construcción a favor de PETROAMAZONAS EP, a costo, cuenta y riesgo de AMERISUR, de una línea de Transferencia en Territorio Ecuatoriano, que conecta el Campo Platanillo en territorio colombiano con la estación VHR en territorio ecuatoriano, bajo las Especificaciones Técnicas, Régimen Legal y demás condiciones del Convenio. La Línea de Transferencia en Territorio Ecuatoriano se incorporará al RODA. El objeto del Convenio en su fase constructiva se cumplió de acuerdo con las especificaciones y condiciones establecidas en el Convenio, dejando constancia que las obras realizadas se recibieron a entera satisfacción de PETROAMAZONAS EP.	SI	FECHA INICIO: 11/06/2015 15 años a partir del inicio del uso del RODA	No Aplica	No Aplica	Incrementar la capacidad de transporte de petróleo crudo en el RODA, que beneficiará directamente a PETROECUADOR EP y AMERISUR (incremento en 5.000bpps)
		O-02781-PAM-EP-2018	AMERISUR RESOURCER PLC	Construcción conjunta de las facilidades para incrementar la capacidad de transferencia en el oleoducto secundario Cubayeno, Lago Agrio, en la estación de transferencia Chintza.	SI	FECHA INICIO: 19/01/2018 fecha de terminación del primer convenio.	No Aplica	Hasta 4'000.000,00 USD	Análisis de factibilidad técnico realizado, donde se concluye que es viable la interconexión entre las plataformas Albacora y Amistad.  El análisis económico y legal (permisos gubernamentales y contrato de suministro) no se los desarrolló, ya que la compañía Frontera Energy se encuentra en proceso de disolución de su sociedad en Perú y retro de operación del lote Z1 Convenio no se renueva y por ende se termina su cooperación internacional.
		S/N	FRONTERA ENERGY	Realizar el análisis de factibilidad técnica, económica y legal para brindar el servicio procesamiento y deshidratación de gas natural proveniente del lote Z1 (Perú) al bloque 6 (Ecuador).	SI	FECHA INICIO: 26/09/2018 - 26/09/2019	No Aplica	No Aplica	Análisis de factibilidad técnico realizado, donde se concluye que es viable la interconexión entre las plataformas Albacora y Amistad.  El análisis económico y legal (permisos gubernamentales y contrato de suministro) no se los desarrolló, ya que la compañía Frontera Energy se encuentra en proceso de disolución de su sociedad en Perú y retro de operación del lote Z1 Convenio no se renueva y por ende se termina su cooperación internacional.
		O-03222-PAM-EP-2019	PETROPERÚ S.A.	Establecer las acciones de cooperación mutua para desarrollar el análisis de factibilidad del desarrollo del proyecto de exploración y producción de petróleo crudo del suroeste de Ecuador y su transporte por el oleoducto Nor-Peruano y Perú.	SI	FECHA INICIO: 15/11/2019 - 15/11/2020	No Aplica	No Aplica	Se realizó el intercambio de información (consta en la Nube de PAM).  Se mantuvieron 2 reuniones virtuales, no existieron más acercamientos por cambio en la estructura y movimientos de personal del equipo técnico de ambas partes.
		Convenio	REPSOL ECUADOR S.A.	Establecer las acciones de cooperación mutua entre EP PETROECUADOR y REPSOL para:  Maximizar el aprovechamiento de las facilidades en el sector hidrocarburífero del país que permita el incremento de la producción y a su vez reducir costos.  Tratar volúmenes determinados de crudo liviano producido por el Bloque 57 de EP PETROECUADOR en las facilidades de NPF de REPSOL en el Bloque 16 para obtener diésel INEN 1489 y mantener las condiciones de transporte de crudo de REPSOL desde NPF hacia OCP.	SI	FECHA INICIO: 30/06/2021- 31/12/2022	No Aplica	No Aplica	1. Supervisión a facilidades de Centro de Fiscalización y Entrega temporal para medidores de desplazamiento de unidad LACT. 2. Pruebas para pre-comisionado y comisionado de Centro de Fiscalización. 3. Pendiente realizar pruebas y envío de documentación.
	Transporte	Convenio	ECOPETROL	Transporte de petróleo tanto por el oleoducto transandino así como el oleoducto transecuatoriano proveniente de Ecuador como de Colombia respectivamente	SI	FECHA INICIO: 28 /05/1993 (MODIFICATORIO)*  VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Disponer del servicio de transporte de crudo desde y/o hacia Colombia en caso de que la infraestructura disponible en EP PETROECUADOR o EcoPetroil no se encuentre disponible
		Convenio	CENIT	Realización de corridas ILI para determinar el estado de la tubería de los oleoductos Oso y Osla	SI	FECHA INICIO 25/feb/2019  VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Determinación del estado de la tubería de los oleoductos Oso y Osla
		Acuerdo Cooperación	INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO	Llevar a cabo un programa de cooperación en las áreas de exploración y producción de hidrocarburos costa adentro y costa afuera, refinación, industrialización, transporte, comercialización, aplicación de los productos petroleros, facilidades de entrenamiento, etc.	SI	FECHA INICIO: 05/10/2005  VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Desarrollar actividades técnicas, económicas, legales y científicas en las áreas específicas de petróleo, tales como:  o Exploración, perforación y producción de hidrocarburos costa adentro y costa afuera o Almacenamiento y Transporte de hidrocarburos o Refinación y Petroquímica o Comercialización de petróleo y sus derivados o Aplicaciones de los productos del petróleo o Conservación de energía o Control Ambiental o Contratación petrolera del gas natural y estudios económicos o Combustibles no convencionales: biodiesel, alcoholes, etc.

**CONVENIOS Y CAPACIDAD ASOCIATIVA**

Línea de Negocio	Segmento	Tipo (Asociación/Alianza /Convenio)	Institución	Objeto del Convenio	Estado (suscrito / no suscrito)	Duración (Desde / Hasta)	Inversión USD (EP)	Inversión USD (socio)	Beneficios Obtenidos
Producción, transporte y comercialización de derivados	Refinación	Memorando de Entendimiento	ECOPETROL	El Intercambio de Conocimiento y Buenas Prácticas en Materia de Refinación que permitan el fortalecimiento institucional, gestión ambiental, administración y capacitación en el área de Refinación de Petróleo entre las empresas hidrocarburíferas de Ecuador y Colombia.	SI	FECHA INICIO: 21/10/2016 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Los términos y condiciones de este Memorando de Entendimiento para el Intercambio de Conocimiento y Buenas Prácticas en Materia de Refinación, en nada afectarán los derechos soberanos de la República de Colombia, ni de la República del Ecuador, sobre su territorio ni sobre sus recursos naturales, de conformidad con el ordenamiento jurídico de cada Estado y las Normas de derecho internacional aplicables.
		Acuerdo	UOP	Suministrar los servicios de asistencia técnica relacionados con la operación e inspección de los equipos de Refinación de CEPE (actualmente EP PETROECUADOR) - Refinería de Esmeraldas; bajo la tecnología patentada UOP, relacionada con el diseño, y operación del Proceso de craqueo fluido catalítico FCC, Merox 100, Merox 200, Merox 300 y Concentración de Gases GASCON, Destilación atmosférica (crudo 1 y crudo 2), Destilación al vacío (vacío 1 y vacío 2), y Visbreaking (visbrekin 1 y visbreaking 2)	SI	FECHA INICIO: octubre 1978 VIGENTE A LA FECHA	\$62.288,02 PERÍODO: 01 OCTUBRE 2019-30 SEPTIEMBRE 2020	No Aplica	Solver los requerimientos técnicos para la operación continua de las unidades desarrolladas por la licencianta UOP PROCESS DIVISION. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Emisión de sugerencias para la mejora tecnológica de los procesos existentes en las unidades.
		Acuerdo	AXENS	Proporcionar asistencia técnica y servicios a EP PETROECUADOR referente a las Unidades S HDT, CCR, Unidad de Regeneración de Catalizador (P3), HDS, UNIDAD CLAUS (S), Tratamiento de Gases (U), tratamiento de aguas amargas (Z)	SI	FECHA INICIO: 01/10/2004 VIGENTE A LA FECHA	EUROS 27.76150 PERÍODO: 6 OCTUBRE 2019-6 DE ABRIL 2020	No Aplica	Solver los requerimientos técnicos para la operación continua de las unidades desarrolladas por la licencianta AXENS S.A. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Solventar las emergencias operativas y de procesos que se presentan de forma imprevista en las Unidades de la Refinería. Emisión de sugerencias para la mejora tecnológica de los procesos existentes en las unidades.
	Comercio Internacional	Convenio	PDVSA	Alianza Estratégica entre PETROECUADOR Y PDVSA, para el desarrollo de actividades económicas de mutuo interés, en exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización, servicios petroleros y capacitación.	SI	FECHA INICIO: 29/06/2006 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de Crudo por Derivados
		Convenio	PDVSA	Relaciones comerciales para intercambio de hidrocarburos entre empresas estatales.	SI	FECHA INICIO: 29/06/2006 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de Crudo por Derivados
	Comercialización Nacional	Acuerdo Cooperación	PDVSA	Proceso amplio y sostenido de integración y cooperación en el sector energético, con el fin de desarrollar y promover las áreas del petróleo, gas, electricidad y petroquímica que contribuya a la consolidación de las iniciativas desarrolladas regionalmente en este sentido, en particular: PETROAMÉRICA, PETROANDINA Y PETROSUR, como instancias de coordinación de políticas energéticas para la región.	SI	FECHA INICIO: 1/6/2007 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Cooperación en el sector energético. Nota.- En proceso de cierre. 100% de cumplimiento
		Convenio	PDVSA	Desarrollo de actividades económicas de mutuo interés, en exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización, servicios petroleros y capacitación.	SI	FECHA INICIO: 6/29/2006	No Aplica	No Aplica	Cooperación en el sector energético. Nota.- En proceso de cierre. 100% de cumplimiento
	Talento Humano	Convenio	PETRO PERÚ	Realizar el intercambio de conocimientos y buenas prácticas en las actividades del sector hidrocarburífero, para el desarrollo y fortalecimiento institucional.	SI	FECHA INICIO 20/12/2016 VIGENTE A LA FECHA	No Aplica	No Aplica	Intercambio de buenas prácticas en actividades del sector hidrocarburífero PETRO PERÚ-EP PETROECUADOR

**Fuente: EP PETROECUADOR**

# Anexo 2

## Programas y Proyectos de Inversión

PROYECTOS DE INVERSIÓN																	
No.	Objetivo estratégico empresarial	Proyectos	Tipo de proyecto (Infraestructura / otros)	Ubicación		Fechas		Estado (Finalizado, en ejecución, paralizado, no contratado)	Tipo de gasto (Corriente / No corriente)	Fuente de financiamiento (PGE / Autogestión)	CUP (de ser PGE)	Fecha aprobación en directorio (en los casos que aplique)	Monto original aprobado (USD) (Valores obtenidos de las fichas SENPLADES para el caso de proyectos iniciados antes del 2014; y de la documentación anterior al GPR para los demás. Cifras en Millones de USD.	Monto estimado al fin del proyecto. (Valores obtenidos del monto correspondiente al devengado a Diciembre 2022 que establece la herramienta GPR, más, el presupuesto solicitado para años futuros) Cifras en Millones de USD.	Presupuesto 2023 Cifras en Millones USD	Porcentaje de ejecución a Diciembre 2022 %	Observaciones relevantes
						(DD/MM/AAAA)											
				Provincia	Cantón	Inicio	Fin										
1	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Red de Gasolineras Fronteras Norte y Sur del país	Infraestructura	Carchi Esmeraldas Sucumbios El Oro Loja Zamora-Chinipe	Tucán San Lorenzo Sucumbios Huaquillas Arenillas Santa Rosa Loja Zamora	25/1/2011	31/12/2023	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	04/03/12	27,06	37,68	3,92	95,30%	Congelado. En diciembre se realizó control de cambios, debido a que se tenía previsto concluir el proyecto en 2022. Esto no es posible por los procesos legales de mediación en los que se encuentran los contratos. Se extiende la fecha de terminación a diciembre 2023 y los fondos comprometidos se han trasladado a ese año.
2	Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratistas, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	Implementación de un Sistema de Control de Incendios en la Estación de Servicio Petrocomercial San Cristóbal y Sistemas de Monitoreo y Control de Incendio en las Estaciones de Servicio Petrocomercial Puerto Ayora e Isabela.	Infraestructura	Galápagos	Puerto Ayora, Puerto Baquerizo, Puerto Vilamil	30/3/2018	31/5/2024	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	0,37	0,37	0,37	9,00%	En diciembre pasó a fase de planeación y se han actualizado los leudados. Se estima iniciar el proceso de contratación de obra en enero o febrero de 2023.
3	Mantener la sostenibilidad financiera	Catafíticas I - Inspección (PMC Rehabilitación REE)	Otros	Esmeraldas	Esmeraldas	1/1/2010	31/12/2022	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/31/13	121,24	155,77	0,00	97,84%	Congelado: Contrato No. 2011030 y sus complementarios, se encuentran en proceso de arbitraje internacional en la Procuraduría General del Estado.
4	Mantener la sostenibilidad financiera	Suministro, instalación y puesta en marcha de la Planta de Tratamiento de Sosa Gastada	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/12/2009	31/12/2022	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	05/30/14	19,75	22,29	3,04	92,26%	Congelado: Se encuentra en ejecución el contrato REF No. 2022367 para culminar con el montaje y puesta en marcha de la Planta de Sosa.
5	Mantener la sostenibilidad financiera	Rehabilitación del Sistema Eléctrico e Instrumentación de Refinería Esmeraldas	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	27/11/2013	30/12/2022	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/13	100,43	137,19	0,00	85,88%	Congelado: Contrato No. 2014027 y su complementario, fueron cerrados mediante Acta de Terminación por Mutuo Acuerdo, suscrita el 11 de noviembre de 2022, entre la EP PETROECUADOR y la contratista MMR GROUP.
6	Mantener la sostenibilidad financiera	Construcción y Montaje de Tres Tanques para Almacenar NAO (120.000 bbl), NBE (200.000 bbl) y Diesel (200.000) en Refinería Esmeraldas	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/8/2012	31/12/2024	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	11/20/15	51,63	105,82	0,00	46,55%	Congelado: La Gerencia de Refinación se encuentra realizando las gestiones respectivas a fin de obtener las ingenierías de detalle que permitan continuar con la contratación de obra para completar lo pendiente.
7	Mantener la sostenibilidad financiera	Rehabilitación del Sistema de Clarificación de agua	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/1/2011	30/12/2022	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	08/10/11	33,76	36,42	0,00	90,56%	Congelado: El contrato No. 2011020 y sus complementarios, se encuentran en proceso de terminación unilateral. La Gerencia de Refinación en su calidad de Ordenador de Gasto, autorizó la terminación unilateral y anticipada el 26 de septiembre de 2022.
8	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Diseño y Construcción de un Sistema definitivo para la preparación de gasolina artesanal	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/1/2012	30/12/2022	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/11	5,89	6,04	0,00	98,00%	Congelado: El contrato No. 2012055 se encuentra en proceso de liquidación técnica económica. La Administración y Fiscalización del contrato, a la par está dando cumplimiento a las recomendaciones dispuestas por la CGE en su informe aprobado DNA6-0030-2018.
9	Mantener la sostenibilidad financiera	Reingeniería y Construcción del Sistema de Drenajes de los Efluentes Líquidos de REE	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	19/8/2014	5/10/2024	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	08/19/14	62,18	126,58	3,15	9,60%	Planeación: Se ha culminado la FASE 1 del proyecto que corresponde al desarrollo de estudios; no obstante, el Contrato LAB No. 2014167 y su complementario se encuentran dentro del proceso de arbitraje internacional en la PGE.
10	Mantener la sostenibilidad financiera	Construcción de Nuevo Taller de Calderería y Soldadura	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/6/2013	30/12/2022	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	05/30/14	8,71	9,32	0,00	99,00%	PROYECTO COMPLETA
11	Mantener la sostenibilidad financiera	Construcción e instalación del nuevo sistema de tratamiento de efluentes de Refinería la Libertad	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/6/2013	20/8/2024	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	19,45	3,87	3,87	10,10%	PROYECTO EN PLANEACIÓN El área usuaria (Refinería La Libertad) debe remitir los estudios definitivos actualizados en cumplimiento al nuevo Reglamento a la LOGSNCP dispuesto en agosto del 2022.
12	Mantener la sostenibilidad financiera	Construcción y puesta en operación del Tanque N°. 4 de 50.000 bbl de Diésel 2 en RLL	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2018	15/5/2023	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	2,95	3,41	0,74	83,00%	PROYECTO EN EJECUCIÓN La obra finalizará al 100% entre ene-feb 2023, se han aplicado las multas respectivas considerando que el plazo contractual finalizó en agosto 2022.

PROYECTOS DE INVERSIÓN																	
No.	Objetivo estratégico empresarial	Proyectos	Tipo de proyecto	Ubicación		Fechas		Estado (Finalizado, en ejecución, paralizado, no contratado)	Tipo de gasto (Corriente / No corriente)	Fuente de financiamiento (PGE / Autogestión)	CUP (de ser PGE)	Fecha aprobación en directorio (en los casos que aplique)	Monto original aprobado [USD] (Valores obtenidos de las fichas SENPLADES para el caso de proyectos iniciados antes del 2014; y de la documentación anterior al GPR para los demás.) Cifras en Millones de USD.	Monto estimado al fin del proyecto. (Valores obtenidos del monto correspondiente al devengado a Diciembre 2022 que establece la herramienta GPR, más, el presupuesto solicitado para años futuros) Cifras en Millones de USD.	Presupuesto 2023 Cifras en Millones USD	Porcentaje de ejecución a Diciembre 2022 %	Observaciones relevantes
			(Infraestructura / otros)	Provincia	Cantón	(DDMM/AAAA)											
						Inicio	Fin										
13	Mantener la sostenibilidad financiera	Fase I: Contrato con SK Engineering Construction	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/7/2008	31/12/2022	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	12/30/13	434,41	455,12	10,08	99,95%	PROYECTO EN CIERRE Obra completa al 100%. Se encuentra pendiente por parte del Gerente de Refinación definir la procedencia o no de pago por concepto de reclamos de diferimiento de paradas y cambios de ley. Estos valores han sido revisados por una comisión delegada por el Gerente de Refinación.
14	Mantener la sostenibilidad financiera	Fase II Procura y Construcción	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/8/2009	5/6/2023	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	05/30/14	310,70	303,31	11,62	98,99%	PROYECTO EN CIERRE Obra completa al 100%. El contrato No. 2010014 se encuentra en proceso de liquidación técnica económica, se estima finalizar con la suscripción de Acta de Liquidación Técnica Económica en el primer semestre del 2023.
15	Mantener la sostenibilidad financiera	Rehabilitación de las Unidades Catalíticas II (CCR, HDT, Lazo de Regeneración)	Infraestructura	Esmeraldas	Esmeraldas	1/1/2011	5/2/2024	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	12/30/10	101,37	98,24	1,50	32,00%	PROYECTO EN EJECUCIÓN
16	Mantener la sostenibilidad financiera	Readecuación del edificio para la Intendencia Técnica y de Proyectos Operativos de RLL	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2018	10/2/2024	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	1,40	1,98	0,00	10,50%	PROYECTO EN PLANEACIÓN El área usuaria (Refinería La Libertad) debe remitir los estudios definitivos actualizados en cumplimiento al nuevo Reglamento a la LOSNCP dispuesto en agosto del 2022.
17	Mantener la sostenibilidad financiera	Provisión, construcción y puesta en operación de las nuevas Islas de Despacho de Productos en RLL	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2018	5/8/2025	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	65,24	65,24	0,67	9,60%	PROYECTO EN PLANEACIÓN El área usuaria (Refinería La Libertad) debe remitir los estudios definitivos actualizados en cumplimiento al nuevo Reglamento a la LOSNCP dispuesto en agosto del 2022.
18	Mantener la sostenibilidad financiera	Construcción de hangar para equipo pesado de RLL	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2018	31/12/2023	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	1,50	1,69	0,14	10,30%	Congelado: El área usuaria (Refinería La Libertad) debe remitir los estudios definitivos actualizados en cumplimiento al nuevo Reglamento a la LOSNCP dispuesto en agosto del 2022.
19	Mantener la sostenibilidad financiera	Suministro, montaje, pruebas y puesta en marcha de sistemas de compresión de gas en las estaciones: Norte uno y dos, Central y Sur de Petroindustrial en el Campo Sacha	Infraestructura	Sucumbios	Shushufindi	24/8/2007	12/12/2023	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	08/24/07	19,61	19,61	10,54	99,00%	OBRA COMPLETA El proyecto fue re-abierto a fin de dar cumplimiento los acuerdos de pago establecidos en Acta de Finiquito suscrita en Abril del 2021. En el 2023 se liquidó el pago No. 3 (PAGO FINAL).
20	Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	Unidad de atención laboral integral de Refinería La Libertad de EP PETROECUADOR	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2018	5/8/2024	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	12/30/17	0,90	1,69	0,03	10,35%	PROYECTO EN PLANEACIÓN El área usuaria (Refinería La Libertad) debe remitir los estudios definitivos actualizados en cumplimiento al nuevo Reglamento a la LOSNCP dispuesto en agosto del 2022.
21	Mantener la sostenibilidad financiera	Reemplazo y puesta en operación del Tanque Y-T8014D (TQ 10) de Fuel Oil, Capacidad 55.000 BLS	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2019	31/12/2024	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	03/31/20	4,69	4,77	4,67	18,54%	Congelado: De acuerdo a la planificación PAC 2023, se solicitará el inicio de licitación de obra en el primer cuatrimestre del 2023. Cabe mencionar que el proceso de contratación se solicitó en el 2022, sin embargo, fue devuelto por el área de Contratos.
22	Mantener la sostenibilidad financiera	Reemplazo y puesta en operación del Tanque Y-T8012B (TQ 5) de Diesel Premium, Capacidad 56.500 BLS	Infraestructura	Santa Elena	La Libertad	1/1/2019	20/12/2022	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	03/31/20	4,52	3,62	0,69	91,86%	PROYECTO EN EJECUCIÓN La obra finalizará al 100% entre ene-feb 2023, se han aplicado las multas respectivas considerando que el plazo contractual terminó en marzo 2022.
23	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Poliducto Pascuales Cuenca	Infraestructura	Guayas, Azuay	Guayaquil, Cuenca	1/1/2008	30/3/2024	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	04/25/13	611,96	601,61	0,94	95,61%	Ejecución: Se gestiona la culminación de expropiaciones del proyecto, en este sentido, se solicitó al Gerente General la autorización para la elaboración de la resolución del poder especial a favor del Subgerente de Proyectos para la firma del Acuerdo respecto al pago de tasas al GADIC Cañar, el cual se da seguimiento al trámite respectivo.
24	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Modernización y repotenciación de estaciones y poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito; Santo Domingo-Pascuales	Infraestructura	Esmeraldas, Santo Domingo, Guayas	Esmeraldas, Santo Domingo, Guayaquil	1/1/2008	31/10/2023	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	05/01/12	102,80	93,97	0,00	98,69%	Cierre: Se gestiona la liquidación de los contratos de obra y liquidación, así como también, está en trámite la valorización de activos y cierre del proyecto, de acuerdo a lo establecido en la Normativa Interna.



PROYECTOS DE INVERSIÓN																	
No.	Objetivo estratégico empresarial	Proyectos	Tipo de proyecto (Infraestructura / otros)	Ubicación		Fechas		Estado (Finalizado, en ejecución, paralizado, no contratado)	Tipo de gasto (Corriente / No corriente)	Fuente de financiamiento (PGE / Autogestión)	CUP (de ser PGE)	Fecha aprobación en directorio (en los casos que aplique)	Monto original aprobado (USD) (Valores obtenidos de las fichas SIENPLADES para el caso de proyectos iniciados antes del 2014; y de la documentación anterior al GPR para los demás.) Cifras en Millones de USD.	Monto estimado al fin del proyecto. (Valores obtenidos del monto correspondiente al devengado a Diciembre 2022 que establece la herramienta GPR, más, el presupuesto solicitado para años futuros) Cifras en Millones de USD.	Presupuesto 2023 Cifras en Millones USD	Porcentaje de ejecución a Diciembre 2022 %	Observaciones relevantes
						(DDMM/AAAA)											
				Provincia	Cantón	Inicio	Fin										
25	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Construcción de Nuevo Terminal de Loja	Infraestructura	Loja	Loja	1/1/2015	28/6/2029	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	12/28/15	35,00	1,27	0,00	4,70%	Congelado: A fin de remitir a Finanzas el proyecto del acta de valorización de activos, el área Legal indicó que uno de los requisitos para el traspaso de dominio de los terrenos expropiados a favor de EP PETROECUADOR es la obtención del Certificado de Solvencia Municipal, para lo cual es necesario cancelar valores de especies valoradas de cada predio y cédulas catastrales que salen a nombre del expropiatario. Seguimiento a la ejecución del Proyecto Integral de Infraestructura de recepción, transporte y almacenamiento para cubrir las operaciones y demanda de combustibles en el país, con el que se definirá la continuidad del proyecto.
26	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Almacenamiento de GLP para la Zona Sur del País	Infraestructura	Santa Elena	Monteverde	1/1/2008	29/2/2024	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	12/21/08	363,76	364,51	0,53	99,39%	Cierre. La Resolución de Declaratoria de Utilidad Pública de los predios pendientes de expropiar en la zona del Terminal El Chorrillo se encuentra en proceso de aprobación y suscripción por parte de la Gerencia General, una vez suscrita se tramitarán los procesos de negociación y trámites de pagos respectivos.
27	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Gas Natural Licuado	Infraestructura	El Oro	Machala	01/09/2008	31/7/2023	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	09/30/08	91,25	83,23	0,00	99,82%	Cierre: Se realizará la valorización de activos y cierre del proyecto, de acuerdo a lo establecido en la Normativa Interna.
28	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Instalación de nueva Tubería y sus facilidades en el Poliducto Esmeraldas Santo Domingo	Infraestructura	Esmeraldas, Santo Domingo	Esmeraldas, Santo Domingo	1/1/2012	3/11/2025	No Contratado	No Corriente	PGE	N/A	02/17/12	148,48	148,98	0,00	6,40%	Planeación: Se solicitó el inicio del proceso de contratación de los estudios definitivos remitiéndose a la unidad de Contratos la documentación correspondiente, se da seguimiento al estado del proceso. Seguimiento a la regularización de valores del proyecto en la herramienta GPR. Se gestionará el acta de control de cambios para actualización de hitos, de acuerdo al estado del proyecto.
29	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Repotenciación de Poliductos de la Costa	Infraestructura	Manabí, Guayas, Santa Elena	Manta, Guayaquil, La Libertad	24/2/2014	26/5/2025	En Ejecución	No Corriente	PGE	N/A	12/29/12	41,51	56,29	16,18	94,30%	Ejecución: Se está trabajando en la elaboración de un acta que permita suscribir la documentación desarrollada en la consultoría, la cual será remitida mediante oficio a la compañía TECTOTAL. Se está elaborando el formato de Especificaciones Técnicas y Términos de Referencia para el año 2023 remitir el proceso de contratación.
30	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Construcción de Infraestructura para Despacho de Ecopais a Nivel Nacional Gerencia de Transporte	Infraestructura	A nivel nacional	A nivel nacional	2/5/2015	23/7/2023	Paralizado	No Corriente	PGE	N/A	01/02/17	27,71	4,37	0,00	42,25%	Congelado: Seguimiento a Oficio enviado a ENATIN, a fin de que remita el listado de las piezas, para gestionar el inventario del Domo y sus partes. Se da seguimiento al proceso de contratación para el Mantenimiento del Tanque 12 del Terminal Pascuales, a cargo de la Subgerencia de Poliductos y Terminales.
31	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Desarrollo del Bloque 43 - ITT	Infraestructura	Orellana	Aguarico	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	156,19	227,98	308,58	98,41%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022
32	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Desarrollo del Bloque 60- Sacha	Infraestructura	Orellana	Sacha	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	191,73	154,68	165,27	96,08%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022
33	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Perforación de nuevos Pozos	Infraestructura	Orellana	Bloque 7 Bloque 12 Bloque 15 Bloque 18 Bloque 44 Bloque 56 Bloque 57L Bloque 57S Bloque 58 Bloque 61	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	88,40	46,24	40,50	100,80%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022

PROYECTOS DE INVERSIÓN																		
No.	Objetivo estratégico empresarial	Proyectos	Tipo de proyecto (Infraestructura / otros)	Ubicación		Fechas		Estado (Finalizado, en ejecución, paralizado, no contratado)	Tipo de gasto (Corriente / No corriente)	Fuente de financiamiento (PGE / Autogestión)	CUP (de ser PGE)	Fecha aprobación en directorio (en los casos que aplique)	Monto original aprobado [USD] (Valores obtenidos de las fichas SENPLADES para el caso de proyectos iniciados antes del 2014; y de la documentación anterior al GPR; para los demás, Cifras en Millones de USD.	Monto estimado al fin del proyecto. (Valores obtenidos del monto correspondiente al devengado a Diciembre 2022 que establece la herramienta GPR; más, el presupuesto solicitado para años futuros) Cifras en Millones de USD.	Presupuesto 2023 Cifras en Millones USD	Porcentaje de ejecución a Diciembre 2022 %	Observaciones relevantes	
						(DDMM/AAAA)												
				Provincia	Cantón	Inicio	Fin											
34	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Reacondicionamiento de inversión en pozos - Oriente	Infraestructura	Orellana	Bloque 7 Bloque 12 Bloque 15 Bloque 18 Bloque 44 Bloque 56 Bloque 57L Bloque 57S Bloque 58 Bloque 61	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	17,50	18,23	18,24	90,71%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022	
35	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Desarrollo de Facilidades para la producción de crudo y gas - Oriente	Infraestructura	Orellana	Bloque 7 Bloque 12 Bloque 15 Bloque 18 Bloque 44 Bloque 56 Bloque 57L Bloque 57S Bloque 58 Bloque 61	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	117,22	23,33	126,85	76,68%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022	
36	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Programa de Eficiencia Energética - OGE	Infraestructura	Orellana Sucumbios Napo Pastaza	Bloque 7 Bloque 12 Bloque 15 Bloque 18 Bloque 43 Bloque 44 Bloque 56 Bloque 57L Bloque 57S Bloque 58 Bloque 60 Bloque 61	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	31,50	2,72	6,33	57,01%	La cartera de proyectos de OGE (Optimización de Generación Eléctrica) de la Ex Petroamazonas EP, fue aprobada el 22 de diciembre de 2013. Por restricciones presupuestarias el alcance del programa OGE no fue finalizado en el año 2017 y se vienen ejecutando los proyectos en función de los fondos efectivamente asignados cada año al departamento de Soluciones Energéticas. Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023 y la ejecución hasta el mes de Diciembre 2022	
37	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	Desarrollo del Campo Amistad	Infraestructura	El Oro	Puerto Bolívar	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	N/A	0,00	0,00	0,85	0,00%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023.	
38	Mantener la Salud, Seguridad, la responsabilidad social y ambiental de os empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	Proyecto Amazonía Viva	Otros	Orellana Sucumbios napo	Bloque Sacha (60) Bloque Auca (61) Bloque Cuyabeno(58) Bloque Libertador (57) Bloque Lago Agrio (65) Bloque Bermejo (49) bloque Shushufindi (57)	N/A	N/A	En ejecución	No Corriente	PGE	N/A	22/08/2013	1,16	0,00	0,00	0,00%	Se coloca el presupuesto estimado para el año 2023.	
															739,31			

**Nota:** Los valores de presupuesto 2023 registrados en el anexo corresponden netamente a los proyectos de inversión (739.309.552,54), sin considerar activos fijos y pagos de consorcios y demás (1.776.690.447,46) por no corresponder a la gestión de proyectos, sino a la parte Financiera. Aspectos que se encuentran debidamente cuadrados con el presupuesto (2.516.000.000,00)

**Fuente:** Subgerencia de Planificación y Control de Gestión – Jefatura PMO

# Anexo 3

## Riesgos por segmento

Matriz de evaluación de riesgos										
Linea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados	1. Mantener la Sostenibilidad Financiera.	La subejecución del presupuesto de costos y gastos e inversiones CAUSARIA reducciones del techo presupuestario asignado a la Empresa para los siguientes ejercicios fiscales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Programaciones o estimaciones incumplidas en los periodos planificados que no han sido reprogramados oportunamente por las áreas usuarias</li> </ul>	Subejecución del presupuesto de costos, gastos e inversiones.	100%	60%	0,60	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mantener reuniones de seguimiento y coordinación con las áreas usuarias, para la revisión de las actividades planificadas y reprogramación oportuna de las mismas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducciones del techo presupuestario asignado a la Empresa.</li> </ul>	Gerencia General / Subgerencia de Finanzas
		La falta de disponibilidad de recursos económicos CAUSARIA liquidez y falta de pago.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retiros de Fondos de la Empresa por parte del MEF - Convenio Institucional para el manejo integrado de liquidez del Sector Público.</li> </ul>	El gestionar la restitución de fondos dentro de los plazos establecidos, permitirá que exista una disponibilidad de recursos con el fin de cumplir con las obligaciones de pago de la EP PETROECUADOR	80%	100%	0,80	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solicitar la restitución de fondos al MEF de acuerdo a las necesidades de la empresa según Convenio Institucional para el manejo integrado de liquidez del Sector Público Remitir oficio mensual informando el valor adeudado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incumplimiento de las obligaciones con los Proveedores por falta de pago. No ejecución de proyectos y actividades por el giro del negocio de la EP PETROECUADOR</li> </ul>	Gerencia General / Subgerencia de Finanzas
	2. Incrementar el Nivel de Reservas de Hidrocarburos.	La falta de perforación Exploratoria, CAUSARIA no incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de asignación de recursos financieros para la perforación de prospectos identificados.</li> <li>*Priorización de Proyectos de Producción ante los proyectos exploratorios.</li> </ul>	En la operación de la EP PETROECUADOR, existe el riesgo de continuar con la NO perforación de pozos exploratorios.	40%	100%	0,40	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solicitar asignación de recursos económicos para perforación exploratoria, socializando ante los Activos y directivos de la empresa, los prospectos exploratorios y su rentabilidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No incorporar reservas de petróleo.</li> </ul>	Gerencia General / Gerencia de Exploración
	3. Incrementar la Producción de Petróleo y de Gas Natural.	Incremento de pérdidas de petróleo o gas CAUSARIA el o cumplimiento de las metas establecidas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de capacidad para almacenamiento/tratamiento/transporte de fluidos.</li> <li>Fluidos corrosivos y materiales no adecuados para el manejo de este tipo de fluido.</li> <li>Sabotaje externo.</li> <li>Capacidades de manejo de fluidos en superficie de los campos.</li> <li>Vida útil de los equipos (tiempo de uso prolongado de los equipos)</li> <li>Fallo en líneas de superficie y/o facilidades de superficie (separadores, tanques, botas de gas, etc.)</li> </ul>	No detectar pérdidas de producción no recuperables, podría afectar el cumplimiento de las metas establecidas.	80%	80%	0,64	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diagnóstico de las principales causas de fallas directas en sistemas de LA y completaciones de pozos.</li> <li>Planificar reuniones previas a los trabajos de WO con todas las áreas involucradas.</li> <li>Monitoreo diario de parámetros de fondo y superficie (KPI)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de producción. *Daños ambientales</li> <li>No incremento de producción debido a la falta de capacidad de manejo de fluidos en superficie.</li> <li>Deterioro y disminución de vida útil de equipos y facilidades de superficie. *No cumplimiento de metas de producción.</li> <li>Equipos electrosumergibles recurrentemente bloqueados por gas.</li> </ul>	Gerencia General / Gerencia de Exploración y Producción
		Riesgo por paros en la operación de producción de gas natural CAUSARIA pérdidas de producción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apertura y cierre de pozos.</li> <li>Incendio en la plataforma de producción.</li> <li>Shut Down en la Plataforma Amistad.</li> <li>Gasoducto no operativo para transporte de gas natural.</li> <li>Shut Down en la Planta Deshidratadora de gas natural.</li> <li>Incendio en la Planta Deshidratadora de gas Natural.</li> </ul>	Paros en la operación de producción de gas natural.	40%	20%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis técnico para el cierre y apertura, parcial o total de pozos productores.</li> <li>Gestionar asignación presupuestaria para reacondicionamiento de pozos.</li> <li>Evidenciar la ejecución de los programas de mantenimiento preventivos y predictivos en cada una de las estaciones.</li> <li>Promover la ejecución de nuevos proyectos de facilidades de producción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estrangulamiento de los pozos en producción.</li> <li>Los pozos en producción al ponerlos en condiciones operativas no reaccionen.</li> <li>Paro de producción de gas natural.</li> </ul>	Gerencia General / Gerencia de Exploración y Producción
	4. Mantener Abastecido el Mercado Nacional de Derivados de Hidrocarburos.	Falta de entrega a tiempo de productos derivados de importación por parte del proveedor CAUSARIA inconvenientes en el Abastecimiento de combustibles y derivados a nivel nacional	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poca coordinación de las áreas involucradas en la programación de importación de hidrocarburos o derivados podría afectar las importaciones llegando a obtener retrasos en las fechas programadas</li> </ul>	El riesgo se generaría al no cumplir puntualmente con la programación de las importaciones de hidrocarburos, lo que ocasionaría posibles desabastecimientos de combustibles para consumo nacional.	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cumplir los planes y programaciones determinados por la Jefatura de Programación Operativa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No ejecución de procesos de importaciones y exportaciones dando como resultado posibles desabastecimientos de combustibles.</li> </ul>	Gerencia General / Gerencia de Comercio Internacional

Matriz de evaluación de riesgos										
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados	4. Mantener Abastecido el Mercado Nacional de Derivados de Hidrocarburos.	El retraso de las importaciones hidrocarburíferas CAUSARÍA, incumplimientos en la programación operativa.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retraso en la emisión de las cartas de crédito.</li> <li>Eventos Climáticos.</li> <li>Incumplimiento de las compañías proveedoras.</li> </ul>	El retraso de las importaciones hidrocarburíferas ocasionaría problemas en el abastecimiento del mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	60%	100%	0,60	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar reuniones periódicas de Programación de combustibles importados.</li> <li>Realizar reuniones periódicas para mantener los días de stock en los centros operativos.</li> </ul>	Falta de volumen de producto importado para cumplir con la demanda de combustibles.	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa
	5. Incrementar las Actividades de Comercio Internacional.	La falta de participación de compañías internacionales en concursos de compra-venta CAUSARÍA la no ejecución de procesos de importaciones y exportaciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Concursos de compra-venta de hidrocarburos sin participantes.</li> </ul>	El riesgo se generaría al tener escasa participación o la no participación de compañías internacionales en los concursos de compra-venta de Hidrocarburos, lo que ocasionaría que la EP PETROECUADOR tenga desabastecimiento de combustible; parálisis de las plantas de producción; reducción en los niveles de stock de derivados; sobre stock de crudo al no haber sido ofertado en los mercados internacionales	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> <li>Semestralmente emitir Recordatorios de No Presentación de Ofertas a las compañías que fueron invitadas a los concursos convocados por la EP PETROECUADOR para la compra-venta internacional de hidrocarburos.</li> <li>Anualmente emitir un informe de los niveles de participación de las empresas Calificadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No ejecución de procesos de importaciones y exportaciones dando como resultado posibles desabastecimientos de combustibles.</li> <li>Parálisis en plantas de producción.</li> <li>Reducción en los niveles de stock de derivados.</li> <li>Falta de infraestructura para almacenar crudo que no ha podido ser ofertado en los mercados.</li> </ul>	Gerencia General / Gerencia de Comercio Internacional
		No Gestionar oportunamente la compra-venta de hidrocarburos CAUSARÍA no cumplir con requerimientos del sistema de EP PETROECUADOR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Administración y control de Contratos de compra-venta de hidrocarburos</li> </ul>	El riesgo se generaría al no ejecutar oportunamente los procesos de importaciones y exportaciones, lo que ocasionaría posibles desabastecimientos de combustibles.	20%	40%	0,08	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestionar oportunamente la compra-venta de hidrocarburos de acuerdo a los requerimientos del sistema de la EP PETROECUADOR.</li> </ul>	No ejecución de procesos de importaciones y exportaciones dando como resultado posibles desabastecimientos de combustibles.	Gerencia General / Gerencia de Comercio Internacional
	6. Incrementar la Eficiencia Empresarial.	No contar con el marco legal interno aprobado y necesario para el proceso de bursatilización CAUSARÍA el no poder implementar los objetivos de manera parcial o total.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de un decreto ejecutivo para la creación de una empresa Mixta</li> </ul>	Se requiere contar con un reglamento interno sobre el ingreso al mercado de capitales ecuatoriano e internacional.	40%	60%	0,24	<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisar articulado legal y normativo (leyes, Reglamento y Normativa), para proponer a las autoridades el justificativo basado en la Constitución de la república, Ley de Mercado de Valores, LOEP, Ley de Hidrocarburos, Ley de Compañías y Ley de Financiamiento Público.</li> <li>Generar un informe sobre la ley y normativa aplicable para el proceso de mercado de capitales</li> </ul>	No poder implementar la bursatilización de la empresa	Gerencia General / Gerencia de Transformación Empresarial *Se esta gestionando la continuidad de la Gerencia de Transformación Empresarial, caso contrario se dará de baja el riesgo identificado.
		Los recortes presupuestarios CAUSARÍA retraso en la provisión oportuna de bienes y/o servicios para áreas operativas y administrativas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Déficit presupuestario a nivel gubernamental / requerimientos de presupuesto por parte de áreas operativas</li> </ul>	Retraso en la provisión oportuna de bienes y/o servicios de la EP PETROECUADOR	40%	60%	0,24	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coordinar con áreas operativas a fin de reasignar presupuesto en caso de requerirlo por parte de SLAB.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de bienes y servicios requeridos para la operación.</li> <li>Retrasos operativos por falta de bienes o servicios.</li> </ul>	Gerencia General / Subgerencia de Logística y Abastecimiento
		No contar con el aval y aprobación de los planes estratégicos u otros planes empresariales elaborados por la Jefatura Corporativa de Planificación, CAUSARÍA, demora o incumplimiento de la medición de la Gestión Empresarial.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Demoras en las revisiones de los Entes de Control.</li> <li>Demora en la disponibilidad de información requerida para la elaboración de los planes (perfiles de producción, estimados hidrocarburíferos, otros).</li> <li>Dificultad de sesiones de Directorio para la aprobación de los planes que aplique.</li> <li>Cambio de directrices gubernamentales (techo presupuestario, Plan Nacional de Desarrollo, otros).</li> </ul>	Incumplimiento de la planificación empresarial	60%	80%	0,48	<ul style="list-style-type: none"> <li>Seguimiento continuo y gestión para la aprobación oportuna de los planes estratégicos u otros planes estratégicos.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Posibilidad de sanciones administrativas por parte de los Entes de Control.</li> <li>Demora o retraso en la evaluación de la Gestión Empresarial.</li> <li>Falta de disponibilidad de información para la toma de decisiones Gerenciales.</li> </ol>	Gerencia General / Subgerencia de Planificación y Control de Gestión
	7. Mantener la Salud, Seguridad, la Responsabilidad Social y Ambiental de los Empleados, Contratistas, Comunidades y Ecosistemas en las Áreas de Operación e Influencia.	Falta de recursos humanos, materiales y financieros CAUSARÍA incumplimiento de los planes de manejo ambiental.	<ul style="list-style-type: none"> <li>No asignación presupuestaria por parte del Ministerio de Finanzas</li> </ul>	Falta de recursos humanos, materiales y financieros.	80%	80%	0,64	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alertar mensualmente mediante correo electrónico al personal de SSA, SOC, RSC sobre su responsabilidad de cumplir con las actividades de los Planes de Manejo Ambiental.</li> </ul>	Incumplimiento de normativa ambiental por parte de la empresa	Gerencia General / Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

Matriz de evaluación de riesgos										
Línea de Negocio	Objetivo Estratégico	Riesgo	Disparador de riesgo	Descripción de Riesgo	Probabilidad (%)	Impacto (%)	Criticidad del Riesgo	Plan de Acción	Consecuencia de la posible materialización del riesgo	Unidad Responsable
Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados	7. Mantener la Salud, Seguridad, la Responsabilidad Social y Ambiental de los Empleados, Contratistas, Comunidades y Ecosistemas en las Áreas de Operación e Influencia.	Retrasos en la implementación del Sistema de Gestión de SSA CAUSARÍA incumplimiento en el objetivo de certificar las instalaciones elegidas bajo Normas ISO14001:2015 e ISO45001:2018	• No cumplimiento de las actividades definidas para la implementación por varios factores que afectan la planificación.	Retrasos en la implementación del Sistema de Gestión de SSA.	80%	80%	0,64	• Solicitud de reunión con las áreas involucradas para evaluación y correctivos al proceso de implementación de la norma.	• No cumplimiento de los requisitos que establecen las normas ISO 14001 y 45001 impediría obtener la certificación del SIGSSA.	Gerencia General / Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente
		La demora en el pago de indemnizaciones causaría conflicto en la operación normal de la Empresa.	• Demora cuando los beneficiarios no tiene sus papeles en regla. • Problemas en los procedimientos internos en los flujos de aprobación de los pagos. • Fondos insuficientes para pago u obtención de certificación presupuestaria	La operación de la Empresa se podría ver afectada por paralizaciones de pozos o cierres de vía efectuados por personas o comunidades por la falta del pago puntual de las respectivas indemnizaciones.	60%	80%	0,48	• Mantener el plazo de pago de las indemnizaciones en 60 días en promedio.	• No tener acceso a la comunidad hasta que se resuelvan los pagos. • Medidas de hecho. • Afectación a los niveles de producción. • Deterioro de la imagen corporativa.	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias
		Niveles bajos de contratación de mano de obra local y servicios locales CAUSARÍA conflictividad social.	• Disminución en la contratación de mano de obra y falta de alternativas de desarrollo. • Falta de compromiso de determinados contratistas para cumplir las disposiciones legales y los procedimientos de EP Petroecuador	Con la contratación de mano de obra local y servicios locales, se promueven la igualdad de oportunidades, trato justo y se impulsa la incorporación de personal de las áreas asentadas en las zonas de Operación de la EP PETROECUADOR. Los niveles bajos de contratación ocasiona la discriminación en el ámbito laboral y genera una cultura organizativa de cumplimiento normativo aplicable.	80%	60%	0,48	• Registros mensuales de Mano de Obra Local y Servicios locales para cumplimiento (en 70% o más) de contratación de Mano de Obra Local por zona.	• Conflictos con las comunidades. • Medida de hecho de las comunidades en las facilidades de EP Petroecuador. • Incumplimiento de la meta de producción. • Deterioro de la imagen corporativa	Gerencia General / Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias
	8. Incrementar el Desarrollo del Talento Humano.	La falta de una estrategia de optimización y disponibilidad de recurso humano suficiente y competente, en los diferentes procesos de la empresa; así como el incumplimiento de la normativa aplicable y los resultados previstos para la vinculación del talento humano; CAUSARÍA problemas en los procesos y una disminución en la productividad y eficiencia empresarial; así como pérdida de imagen y credibilidad empresarial.	• La falta de directrices o políticas de optimización que tomen en consideración el giro del negocio y los procesos internos, CAUSARÍA problemas y una disminución en la productividad y eficiencia empresarial.	El riesgo se determina por la falta de recurso humano suficiente y competente, en los diferentes procesos de la empresa (áreas técnico operativas y administrativas), debido al incumplimiento del Tiempo de Respuesta en la Ejecución de Procesos de Selección del Talento Humano; o debido al incumplimiento de la normativa aplicable.	60%	100%	0,60	• Priorizar los procesos de selección y vinculación con base en las necesidades operativas y aquellos requerimientos de personal crítico que pongan en riesgo las operaciones y productividad empresarial. • Atender los reclamos presentados sobre los procesos de selección ejecutados, evidenciando la transparencia de los resultados.	• Algunos problemas en las operaciones y productividad empresarial. • Algunas observaciones o recomendaciones por parte de los organismos de control.	Gerencia General / Subgerencia de Talento Humano
		La no aprobación y ejecución del Plan Anual de Capacitación CAUSARÍA, que los servidores no adquieran, desarrollen y potencialicen sus conocimientos, destrezas, habilidades y actitudes requeridas para un mejor desempeño en su puesto de trabajo.	• Las desvinculaciones del personal por disposiciones de las instituciones competentes u organismos rectores; CAUSARÍA la inasistencia de los servidores incumpliendo el indicador "Empleados Capacitados", según la programación del personal dentro del Plan Anual de Capacitación.	El Riesgo se determina por la falta de aprobación del Plan Anual de Capacitación que conlleva el incumplimiento en la ejecución de los programas de capacitación y por consecuencia de las metas del indicador asociado "Empleados Capacitados".	60%	100%	0,60	• Seguimiento a la ejecución del Plan Anual de Capacitación, para lo cual la Jefatura de Servicios de Formación y Capacitación remitirá un informe trimestral con las respectivas recomendaciones.	• El incumplimiento del Plan Anual de Capacitación, que a su vez ocasionarían un impacto negativo en la gestión empresarial y las CONSECUENCIAS, serían las siguientes: 1.- No se evidenciaría que el Plan Anual de Capacitación, se ejecute de forma planificada y permanente. 2.- No se cumpliría con el objetivo de desarrollar y fortalecer los conocimientos, habilidades y v.	Gerencia General / Subgerencia de Talento Humano

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

# Anexo 4

## Cuadro Resumen – Línea Base y Metas

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL				CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR								
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base 2022	Año 2023	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Financiera	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados	Semestral	Porcentaje	145,32%	100%		100%		100%	Meta 2023: 100%
					USD	16.225.836.019	14.782.106.040		7.235.506.998		7.546.599.042	
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de inversiones	Trimestral	Porcentaje	91,52%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100%
					USD	2.104.257.612	2.516.000.000	579.474.548	633.816.694	619.738.767	682.969.991	
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	Trimestral	Porcentaje	94,73%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100%
					USD	1.871.494.585	1.984.900.000	458.878.556	513.742.036	541.610.377	470.669.031	
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo total por barril de petróleo crudo.	Mensual	USD /Bls	21,78	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17	Meta 2023: 20,17 US\$/Bls
	1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Trimestral	USD /Bls	1,02	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	Meta 2023: 1,05 US\$/Bls Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de crudo,
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Trimestral	USD /Bls	2,14	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	Meta 2023: 2,82 US\$/Bls Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de derivados	
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Trimestral	USD /Bls	5,85	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	Meta 2023: 7,38 US\$/Bls	
1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Mensual	USD /Bls	2,49	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08	Meta 2023: 3,08 US\$/Bls	
Procesos Internos	2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecucion de estudios exploratorios	Semestral	Porcentaje	87,50%	88,0%		44,00%		44,00%	Meta 2023: 88% Por posibles recortes pesupuestarios
	2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada	Semestral	Porcentaje	85,70%	89,0%		50,00%		39,00%	Meta 2023: 89% Por posibles recortes pesupuestarios
	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Producción de Gas Natural	Mensual	Porcentaje	97,51%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100% Cifras acorde a los Estimados Hidrocarbúrigeros 2023-2026 remitidos con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.
				barriles	1.448.880	1.423.208	329.305	323.359	339.143	431.401		



PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL				CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR								
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base 2022	Año 2023	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Procesos Internos	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo	Mensual	Porcentaje	88,51%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100% Cifras acorde a las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.
					barriles	136.926.178	142.111.530	33.549.370	35.493.589	36.406.946	36.661.626	
Clientes	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional	Mensual	Porcentaje	103,85%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2023: 96% Las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores como: política de precios, subsidios, escenarios hidroeléctricos sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales del sector naviero; así como imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros. Cifras acorde a las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.
					barriles	99.021.956	107.871.318	25.723.617	26.062.654	26.925.743	29.159.304	
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Indice de disponibilidad de Plantas.	Mensual	Porcentaje	94,15%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2023: 96% La operación de los centros de refinación a nivel nacional, pueden verse afectados directamente en su confiabilidad mecánica por problemas externos ajenos al control y operación normal de la EP PETROECUADOR, problemas que pueden acarrear daños en equipos estáticos y dinámicos, disminuyendo la disponibilidad efectiva de operación. Como por ejemplo, las salidas abruptas del Sistema Nacional Interconectado (SIN)
					Porcentaje	97,25%	95%	95%	95%	95%	95%	
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)	Mensual	Dias	12,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	Meta 2023: 10,5 días Con el objetivo de garantizar el normal abastecimiento de combustibles se procura mantener altos niveles de almacenamiento para afrontar inconvenientes como mal tiempo, retrasos en el arribo de combustible importado, etc.
					Porcentaje	107,44%	100%	100%	100%	100%	100%	
	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos	Mensual	Porcentaje	107,44%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100% Las importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales se ajustarán en función de las necesidades, para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, además están sujetas a los riesgos propios del transporte de combustibles vía marítima. Cifras acorde a las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.
barriles					60.787.156	66.598.379	15.973.885	15.545.326	17.548.775	17.530.392		
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	Mensual	Porcentaje	98,52%	95%	95%	95%	95%	95%	Meta 2023: 95% Las metas son establecidas mensualmente por la Jefatura de Programación Operativa, considerando cargamentos de 360.000 bis sin embargo los contratos de compra y venta del petróleo señalan un mínimo contractual a opción de EP PETROECUADOR +/- 5%./remiten dos documentos para justificativos, hacer resumen.	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL				CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR									
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base 2022	Año 2023	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)	
Cientes	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados	Mensual	Porcentaje	102,68%	95%	95%	95%	95%	95%	Meta 2023: 95% Las metas son establecidas mensualmente por la Jefatura de Programación Operativa, de acuerdo a los terminos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras -venta de hidrocarburos existe una variación volumétrica del + 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se considera en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos.	
Aprendizaje y Crecimiento	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE	Mensual	Porcentaje	100,53%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2023: 98% La meta 98% se aplica debido a la segregación y transporte de crudo en tres calidades que obliga a mantener niveles mínimos operativos de crudo en tanques de Lago Agrio.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados	Mensual	Porcentaje	100,96%	98%	98%	98%	98%	98%	Meta 2023: 98% La ejecución depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías	Mensual	Porcentaje	94,94%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2023: 96% La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), entre otros inconvenientes.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías	Mensual	Porcentaje	95,24%	96%	96%	96%	96%	96%	Meta 2023: 96% La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país depende de agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), entre otros inconvenientes.Cifras acorde a las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados	Mensual	Porcentaje	98,51%	95%	95%	95%	95%	95%	Meta 2023: 95% La producción nacional de derivados puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo; incumplimiento de parámetros de calidad; problemas en el transporte de combustibles vía marítima y otros.Cifras acorde a las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023.	
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.2 Incrementar la transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	Semestral	Porcentaje	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100% Incorporación de procesos a la gestión certificada.
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.3 Implementar y fortalecer el modelo de Gestión Social a través del Programa de Relaciones Comunitarias para coadyuvar con el normal desarrollo y operatividad continua de las actividades de la Empresa.	Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	Semestral	Porcentaje	100,00%	100%		100%			100%	Meta 2023: 100%
						Número	120			60		60	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL					CUADRO RESUMEN LÍNEA BASE Y METAS EP PETROECUADOR							
Perspectiva	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base 2022	Año 2023	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)
Aprendizaje y Crecimiento	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético	Mensual	kW/ BFPD	0,13300	0,1350	0,1350	0,1350	0,1350	0,1350	Meta 2023: 0,1350 kW/ BFPD
	6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reduccion de emisiones al ambiente	Semestral	Toneladas	323.292	319.198		142.663,64		176.534,15	Meta 2023: 319.198 Toneladas Las metas se establecen en función del ingreso de facilidades que usen gas asociado como combustible y/o mediante la interconexión con el Sistema Nacional (generando emisiones evitadas por el desplazamiento de combustibles líquidos en el Sistema Eléctrico Petrolero). Por lo cual se atan al cumplimiento de los portafolios de proyectos del Departamento de Soluciones Energéticas. Por lo anterior se estima la energía que estas facilidades (generación a gas y/o interconexión al SNI) aportarán en ese año y con ello las consecuentes emisiones evitadas.
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.1 Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y ,salud ocupacional en las operaciones.	Índice de frecuencia de accidentes	Mensual	Número	0,54	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	Meta 2023: 0,56 El cálculo de la metas se estableció en base al histórico de accidentes ocurridos en la empresa con personal propio. El reporte de horas -hombre trabajadas se cálculo en base al número de trabajadores del sitio por cada departamento por el número días laborados en el mes
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental	Mensual	Porcentaje	99,30%	100%	13,42%	39,39%	62,44%	100,00%	Meta 2023: 100% Las metas corresponden a la planificación programada en el aplicativo empresarial de SSA
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.3 Aplicar programas de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación a fin de mejorar las condiciones ambientales de las zonas de influencia de la EP PETROECUADOR.	Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburífera remediadas por EP PETROECUADOR	Semestral	Número	124	124		44		80	Meta 2023: 124 fuentes El indicador comprende la sumatoria de las metas del Proyecto Amazonía Viva, más las metas del área de Restauración Ambiental. La línea base equivale a los resultados alcanzados durante el año 2022
	7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	7.4 Mejorar los sistemas de gestión seguridad, salud y ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018	Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	Trimestral	Porcentaje	87,36%	90%	90%	90%	90%	90%	Meta 2023: 90% Del analisis de comportamiento histórico del indicador en exploración y producción, se considero establecer la meta sobre el 90%, considerando el tiempo requerido para adaptar la gestión de planes de acción para toda la empresa. El dato del denominador será tomado del aplicativo informatico denominado sistema de gestión de hallazgos que administra Petroecuador en la intranet y que forma parte de la normativa interna de SSA
	8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados	Trimestral	Porcentaje	136,80%	100%	100%	100%	100%	100%	Meta 2023: 100% Cifras sujetas a cambio por reprogramación, en razón de priorización de los unidades orgánicas e incremento o disminución de la inversión en consorcios.
	8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	Trimestral	Porcentaje	6,48%	4%	4%	4%	4%	4%	Meta 2023: 4% .La Ley orgánica del Servidor Público (LOSEP) en su artículo 3 considera que la institución que cuente con mas de 25 servidores estan en la obligación de contratar o nombrar personas con discapacidad hasta un 4% del total de sus trabajadores.

**Nota:** - Los indicadores del Plan General de Negocios, Expansión e Inversión son los mismos que se encuentran en el Plan Estratégico, debido que por el giro del negocio y por depender del presupuesto del Estado no se consideran indicadores diferentes.

- La evaluación y seguimiento de la planificación se analizará en los Informes de Gestión Trimestrales presentados al Directorio de la Empresa.

- Las metas consideran las cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. Nro. MEM-VH-2023-0274-OF del 9 de junio 2023.

Fuente: EP PETROECUADOR

# **Anexo 5**

# PLAN OPERATIVO ANUAL 2023

## 1. RESUMEN EJECUTIVO DE METAS OPERATIVAS

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR, con la finalidad de cumplir con el normal desarrollo de sus actividades operacionales como son: exploración, producción, refinación, transporte, exportación y comercialización de crudo y derivados, procede a realizar la programación de las cifras operativas 2023.

Las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores internos y externos que inciden en las actividades de la cadena de valor de la EP PETROECUADOR; motivo por el cual se establecieron metas en porcentajes.

A continuación, se resumen las metas anuales 2023 de las principales actividades operacionales de la EP PETROECUADOR, mismas que se encuentran alineadas a los objetivos empresariales y gubernamentales:

- Se estima una producción de hidrocarburos de 147,5 millones de barriles equivalentes de petróleo (producción de crudo de campo de 142,1 millones de barriles + producción de gas natural de 1,4 y gas asociado de 4,0 millones de barriles equivalentes); programándose una meta del 100 %.
- La capacidad nominal del SOTE es 360,000 BPD de crudo de 23,7 °API, considerando hasta un -2% de esa capacidad por mantenimientos preventivos y/o correctivos, estableciéndose una meta del 98%.
- El volumen de crudo a exportar, se establecerá de acuerdo a los saldos exportables definidos mensualmente por el Ministerio de Energía y Minas, teniendo como meta el 95%.
- Las refinerías recibirán un total de 54,9 millones de barriles de cargas de crudo para su refinación acorde con los paros programados, Estas cargas pueden variar por agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburiífero por una baja demanda (pandemia), problemas en los amarres de los buques (clima), problemas de transporte de crudo entre otros inconvenientes; por estos motivos se estableció una meta del 96%.
- La producción nacional de derivados será de 77,5 millones de barriles, la cual puede

variar en función de la operatividad de los centros de refinación, retrasos en los arribos de las importaciones por mal tiempo, incumplimiento de parámetros de calidad; problemas en el transporte de combustibles vía marítima y otros; por lo que se considera una meta del 95%.

- Por la red de poliductos se transportará un volumen de 96,2 millones de barriles de derivados, dependiendo de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.; por la que se establece para el año 2022 una meta del 98%.
- Se proyecta la demanda de derivados de 107,9 millones de barriles, tomando en cuenta que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto y mediano plazo debido a diversos factores que inciden en el comportamiento de la demanda como: situaciones de emergencia, política de precios, subsidios, dependencia de escenarios hidrológicos en el sector eléctrico (CENACE), precios y marcadores internacionales para el sector naviero; así como también imprevistos y situaciones no programadas en Refinerías, Terminales y Depósitos, entre otros; se fija una meta de 96%.
- Se prevé importar 66,6 millones de barriles de derivados; tomado en cuenta que los requerimientos de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales tendrán variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETROECUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, razón por la cual se fija la meta en el 100%.
- Para el volumen de exportación de derivados se consideran los términos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras - venta de hidrocarburos en los cuales existe una variación volumétrica del +- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se establece en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos; por lo que se establece un 95% de meta.

Como se puede observar los porcentajes de metas se establecen en base a los diferentes factores que inciden en el cumplimiento, sin afectar el normal abastecimiento de combustibles en el país.

En el siguiente cuadro se presenta una síntesis de las metas operativas de las diferentes fases de la empresa:

**Cuadro N° 1: Resumen Plan Operativo  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

DETALLE	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS</b>	<b>139.663</b>	<b>147.546</b>	<b>100%</b>	<b>7.883</b>	<b>5,6%</b>
Crudo	136.926	142.112	100%	5.185	3,8%
Gas (BOE)	2.737	5.434	100%	2.697	98,6%
<b>PRODUCCIÓN CRUDO Y GAS (BLS/DÍA)</b>	<b>382.638</b>	<b>404.234</b>	<b>100%</b>	<b>21.596</b>	<b>5,6%</b>
<b>CARGAS DE CRUDO A REFINERIAS</b>	<b>56.368</b>	<b>54.889</b>	<b>96%</b>	<b>(1.479)</b>	<b>-2,6%</b>
Esmeraldas	35.642	34.638	96%	(1.004)	-2,8%
Libertad	13.699	13.428	96%	(272)	-2,0%
Shushufindi	7.027	6.823	96%	(204)	-2,9%
<b>PRODUCCIÓN DE DERIVADOS</b>	<b>78.371</b>	<b>77.472</b>	<b>95%</b>	<b>(899)</b>	<b>-1,1%</b>
<b>TRANSPORTE DE DERIVADOS</b>	<b>95.781</b>	<b>96.181</b>	<b>98%</b>	<b>400</b>	<b>0,4%</b>
<b>DEMANDA DE DERIVADOS</b>	<b>99.022</b>	<b>107.871</b>	<b>96%</b>	<b>8.849</b>	<b>8,9%</b>
<b>IMPORTACIÓN DE DERIVADOS</b>	<b>60.787</b>	<b>66.598</b>	<b>100%</b>	<b>5.811</b>	<b>9,6%</b>

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022; Gerencia Transporte-EPPEC.

## 2. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETROLEO Y GAS

En la exploración y producción de hidrocarburos la empresa opera 25 bloques, 22 ubicados en la cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la Zona del Litoral.

A continuación, se describen las metas que la Gerencia de Exploración y Producción deberá alcanzar para el año 2023:

**Cuadro N° 2: Metas Exploración y Producción de Petróleo y Gas**

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2023
<b>OE 3.</b> Incrementar la producción de petróleo y de gas natural.	<b>3.1</b> Aprovechamiento de gas natural	– Producción de Gas Natural	Porcentaje	100%
	<b>3.2</b> Optimizar los esquemas de producción de los campos.	– Producción de Petróleo	Porcentaje	100%

**Fuente:** Gerencia de Exploración y Producción

### Condiciones para el cumplimiento de la producción de campo.

- Perforación de 84 pozos nuevos por parte de EP PETROECUADOR en los Campos: Apaika Nenke (3), Pañacocha (3), ITT (45), Palmeras Norte (5), Payamino (1), Gacela (5), Pata (1), Tetete-Tapi (3), Sacha (17) y Prospecto Exploratorio Waponi (1)
- Perforación de 49 pozos nuevos por parte de los Consorcios que actualmente mantienen vínculos contractuales de Prestación de Servicios con Financiamiento de la Contratista en los campos: Oso (3), Yuralpa (4), Auca (10), Pitalala (2), Yulebra (2), Shushufindi – Aguarico (10), Libertador (2), Parahuacu (3), Vinita (7), y Pacoa (6). El perfil de producción contempla una proyección de actividades de perforación conforme lo establece los contratos en su plan de actividades anuales.
- Reacondicionamientos Capex: 44 por parte de EP PETROECUADOR y 28 por parte de Consorcios
- Se continuará con los proyectos piloto y/o masificación de recuperación secundaria por inyección de agua en los campos: Atacapi, Libertador, Sacha, Shushufindi, Edén Yuturi, Auca, Auca Sur, Chonta Sur, Cononaco Rumiyacu, Culebra, Yulebra, Paka Sur, Coca Payamino y Bermejo Norte.
- Se contempla la reactivación de pozos cerrados en el distrito amazónico para lo cual se realizará los temas contractuales para el ingreso de 2 torres de reacondicionamiento y en el año 2023 se espera intervenir 32 pozos.



**Cuadro N° 3: Producción de Crudo y Gas**  
**Año 2023**  
**Cifras en miles de barriles**

ACTIVO	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ,31+BLQ,43	30.628	31.892	100%	1.264	4,1%
ACTIVO IN - BLOQUE 15	5.505	5.403	100%	(102)	-1,8%
ACTIVO OY - BLQ.7 Y 21	6.695	7.176	100%	481	7,2%
ACTIVO PA - BLOQUE 18	2.891	2.884	100%	(8)	-0,3%
ACTIVO AUCA	26.988	26.394	100%	(594)	-2,2%
ACTIVO SHUSHUFINDI	22.813	22.718	100%	(95)	-0,4%
ACTIVO LIBERTADOR	4.161	3.842	100%	(319)	-7,7%
ACTIVO LAGO AGRIO	4.327	3.756	100%	(571)	-13,2%
ACTIVO CUYABENO	8.557	7.021	100%	(1.536)	-18,0%
ACTIVO SACHA	24.338	26.197	100%	1.859	7,6%
ACTIVO AMISTAD BLOQUE 1 (Pacoa)	15	10	100%	(5)	-30,4%
PROSPECTOS EXPLORATORIOS	-				
PROYECTOS 100 POZOS CERRADOS	-	273	100%		
TORRES ADICIONALES	-				
BLOQUE 16 Y 67 (EX REPSOL)	4	4.545	100%		
Crudo recuperado Amazonía Viva	4				
<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO</b>	<b>136.926</b>	<b>142.112</b>	<b>100%</b>	<b>5.185</b>	<b>3,8%</b>
GAS CAMPO AMISTAD BOE	1.449	1.423	100%	(26)	-1,8%
GAS ASOCIADO BOE	1.288	4.011	100%		
<b>PRODUCCIÓN DE GAS (BOE)</b>	<b>2.737</b>	<b>5.434</b>	<b>100%</b>	<b>2.697</b>	<b>98,6%</b>
<b>TOTAL CRUDO Y GAS (BOE)</b>	<b>139.663</b>	<b>147.546</b>	<b>100%</b>	<b>7.883</b>	<b>5,6%</b>

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022-EPPEC

### 3. TRANSPORTE DE CRUDO Y DERIVADOS

El transporte de crudo y derivados lo realiza la Gerencia de Transporte; que es la encargada de transportar crudo por el SOTE, transportar derivados por poliductos y realizar mezclas de gasolinas súper, extra, ecopaís, ecoplus y pesca artesanal en los diferentes terminales.

A continuación, se describen las metas que esta gerencia deberá alcanzar para el año 2023:

**Cuadro N° 4: Metas Transporte de Crudo y Derivados**

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2023
OE 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.1 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	- Disponibilidad de poliductos.	Porcentaje	95%
		- Porcentaje de crudo transportado por el SOTE.	Porcentaje	98%
OE 6. Incrementar la eficiencia empresarial.	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	- Volumen de derivados transportado por poliductos.	Porcentaje	98%

Fuente: Gerencia de Transporte

Se establece una meta del 98% para el transporte de derivados por poliductos debido a que depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de producto, etc.

**Cuadro N° 5: Transporte de derivados por poliductos  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

POLIDUCTO	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Esmeraldas - Santo Domingo	26.748	26.196	98%	(552)	-2,1%
Santo Domingo - Beaterio (**)	20.194	19.713	98%	(481)	-2,4%
Santo Domingo - Pascuales (**)	721	770	98%	49	6,8%
Quito - Ambato - Riobamba	6.120	6.137	98%	16	0,3%
Ambato - Riobamba (**)	1.653	1.365	98%	(288)	-17,4%
Shushufindi - Quito	1.880	2.063	98%	182	9,7%
Libertad - Pascuales	7.729	7.878	98%	150	1,9%
Libertad - Manta	4.354	4.435	98%	81	1,9%
Tres Bocas - Pascuales	21.615	21.591	98%	(24)	-0,1%
Pascuales - Cuenca	11.206	11.448	98%	242	2,2%
Tres Bocas - Fuel Oil	3.049	3.130	98%	81	2,7%
Monteverde - Chorrillo	13.080	13.304	98%	224	1,7%
<b>TOTAL</b>	<b>95.781</b>	<b>96.181</b>	<b>98%</b>	<b>400</b>	<b>0,4%</b>

Nota: \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

\*\* Se excluye del total los ramales de poliductos

Fuente: Estadístico 2022, Gerencia Transporte - EP PETROECUADOR

## 4. INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

La producción de derivados producidos en los centros de refinación del país es directamente proporcional a agentes externos no controlados por la EP PETROECUADOR, como por ejemplo la disminución de carga de una unidad por un alto stock de un producto hidrocarburífero por una baja demanda (pandemia), problemas en los amarres de los buques (clima) entre otros inconvenientes.

A continuación, se detallan las estrategias, metas e indicadores correspondientes a la Gerencia de Refinación:

Cuadro N° 6: Metas Industrialización de Hidrocarburos

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2023
OE 6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	- Producción de derivados en refinerías	Porcentaje	96%
		- Cargas de crudo en refinerías.	Porcentaje	96%

Fuente: Gerencia de Refinación

### 4.1 Cargas de crudo a refinerías

Durante el año 2023 se ha programado procesar un volumen de 54,9 millones de barriles de crudo en las refinerías del país, de acuerdo al siguiente detalle:

- En Refinería Esmeraldas se considera una disponibilidad operativa de las Crudos 1 y 2 del 100%, pero por motivos de seguridad y paros programados de las unidades se estima un promedio anual del 86%, con una carga de 34,6 millones de barriles de crudo.
- Refinería La Libertad cargará 13,4 millones de barriles de crudo y operará al 82%, en promedio ponderado anual de la capacidad de sus tres unidades.
- Refinería Shushufindi operará al 93% en promedio anual de su capacidad operativa, con una carga de 6,8 millones de barriles de crudo.

A continuación, se puede observar la programación de cargas de crudo en las refinerías, para el año 2023:

**Cuadro N° 7: Cargas de crudo a refinerías  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

REFINERÍA	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Esmeraldas	35.642	34.638	96%	(1.004)	-2,8%
Libertad	13.699	13.428	96%	(272)	-2,0%
Shushufindi	7.027	6.823	96%	(204)	-2,9%
<b>TOTAL</b>	<b>56.368</b>	<b>54.889</b>	<b>96%</b>	<b>(1.479)</b>	<b>-2,6%</b>
Carga de gas asociado (MMPCS)	3.765	4.264	96%	499	13,2%

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022-EPPEC

## 4.2 Paros de Plantas

Para el año 2023 se programan los siguientes paros de mantenimiento:

### Refinería Esmeraldas

CRUDO 1/VACIO 1	40 días del 1 de agosto al 9 de septiembre
SEVIA 1	10 días del 1 al 10 de febrero
	33 días del 1 de marzo al 2 de abril
SEVIA 2	33 días del 1 de mayo al 2 de junio
FCC	65 días del 1 de agosto al 4 de octubre
HDS	18 días del 14 al 31 de agosto
UNIDAD S	56 días del 1 de agosto al 25 de septiembre
PARO TOTAL	10 días del 12 al 21 de agosto

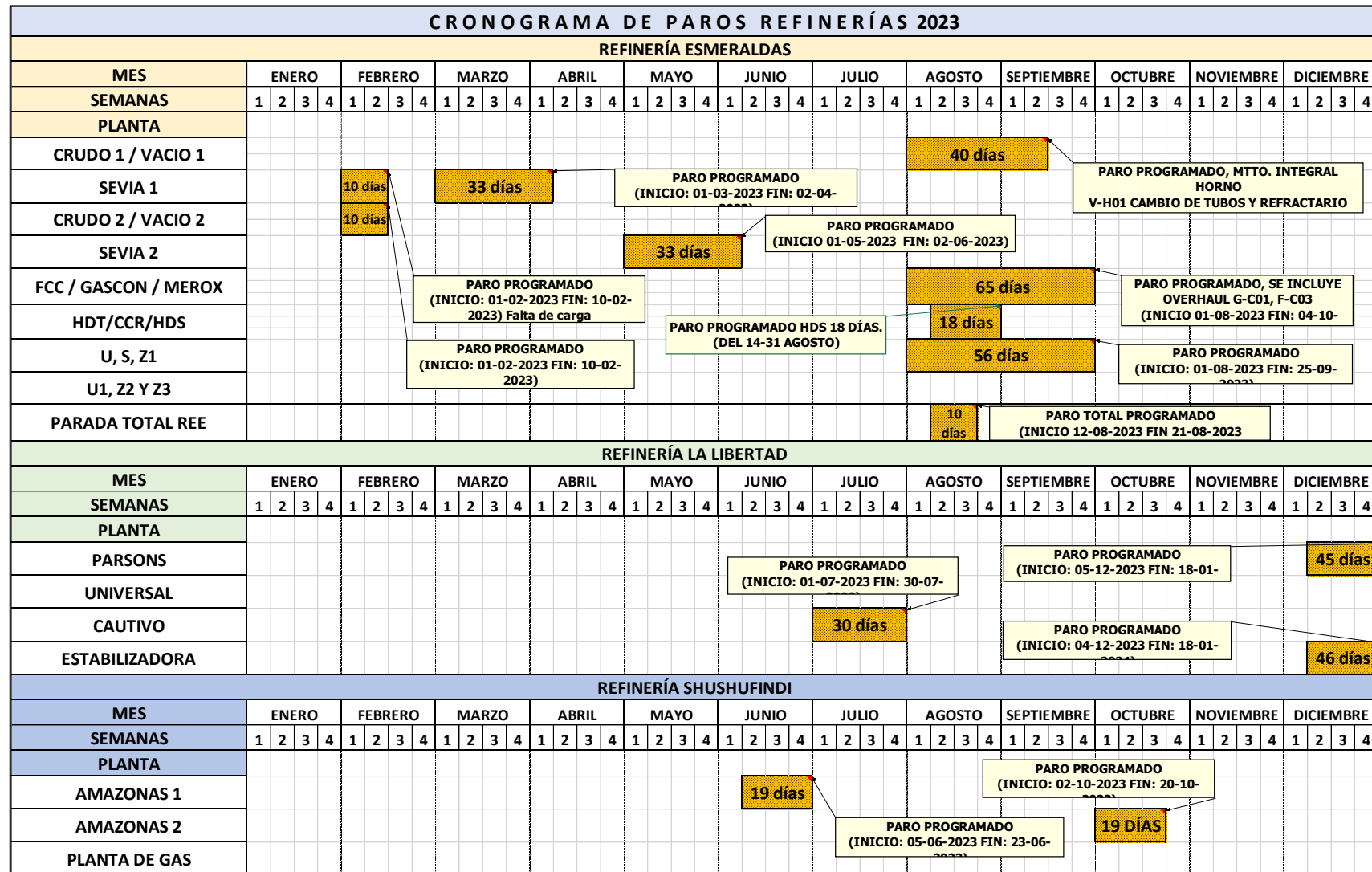
### Refinería La Libertad

PARSONS	45 días del 5 de diciembre 2023 al 18 de enero 2024
CAUTIVO	30 días del 1 al 30 de julio
ESTABILIZADORA	46 días del 4 de diciembre 2023 al 18 de enero 2024

### Refinería Shushufindi

AMAZONAS 1	19 días del 5 al 23 de junio
AMAZONAS 2	16 días del 2 al 20 de octubre

Gráfico N° 1: Cronograma de Paros por Refinerías y Plantas Año 2023



Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

## 5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS

La producción nacional de derivados se compone de: la producción de derivados terminados en refinerías (Gerencia de Refinación), mezclas en terminales (Gerencia de Transporte) y la disponibilidad de gasolina Súper, lo cual permite satisfacer la demanda interna del país. Es importante indicar que la producción incluye importaciones de nafta de alto octano y diésel 2 (utilizado como diluyente), que son utilizados para obtención de gasolinas y fuel oil, respectivamente.

La producción nacional de derivados puede variar en función de la operatividad de los centros de refinación del país (Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi) por problemas en el suministro de carga; variaciones en la ejecución de paros programados o si se presentan paros emergentes que afectan directamente a la producción propia; por otro lado está la actividad de importación de combustibles que también puede presentar una serie de factores de riesgo, los cuales son factores preponderantes en la preparación de combustibles a nivel nacional

**Cuadro N° 8: Producción nacional de derivados  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

PRODUCTO	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Gasolinas	29.564	30.647	95%	1.083	3,7%
Diésel 2	4.372	4.274	95%	(98)	-2,2%
Diésel premium	7.675	7.417	95%	(258)	-3,4%
Fuel oil N° 4	8.571	8.780	95%	209	2,4%
Fuel oil N° 6 exportación	13.850	9.292	95%	(4.558)	-32,9%
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional		4.730	95%		
Fuel oil N° 6 consumo nacional	3.471	1.707	95%	(1.764)	-50,8%
GLP	1.876	2.159	95%	282	15,0%
Jet A-1	2.985	2.609	95%	(376)	-12,6%
Asfaltos	1.472	1.440	95%	(32)	-2,1%
Residuo (crudo reducido)	3.225	3.023	95%	(201)	-6,2%
Otros	1.312	1.394	95%	82	6,3%
<b>TOTAL</b>	<b>78.371</b>	<b>77.472</b>	<b>95%</b>	<b>(899)</b>	<b>-1,1%</b>

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022-EPPEC

El programa de producción de derivados para el año 2023, se realizó en base a los

siguientes considerandos:

- La relación entre los nombres comerciales de las gasolinas utilizados en este documento y las establecidas en la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 935 vigente “PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO. GASOLINA. REQUISITOS”, son las siguientes: Gasolina de 85 octanos RON (gasolina Extra), gasolina de 85 octanos RON con etanol (gasolina Ecopaís) y gasolina de 92 octanos RON (gasolina Súper) y gasolina de 95 RON, según lo establecido en el Reglamento Sustitutivo para la Regulación de Precios de derivados de combustibles expedido mediante Decreto Ejecutivo 338 y sus reformas.
- En conformidad con el Plan Piloto de Implementación de la Gasolina Ecoplus 89 octanos y Súper Premium 95 octanos (RON), comunicado por la EP PETROECUADOR con oficio Nro. PETRO-PGG-2022-0823-O del 20 de mayo 2022, así como las comunicaciones emitidas por la empresa pública, el plan de lanzamiento de la gasolina Ecoplus 89 con un contenido máximo de 8% en volumen de etanol, fue el 25 de agosto 2022, y contempla los despachos en Refinería Esmeraldas y Terminal Pascuales, debido a la infraestructura instalada para las mezclas de gasolina con etanol. Por otro lado, en la segunda semana de octubre 2022, se estima la comercialización de gasolina de 95 RON, en sustitución de la gasolina Súper de 92 RON. Se considera la migración total de la demanda proyectada de gasolina Súper a la gasolina de 95 RON.
- La producción de gasolinas Extra y Ecopaís de 85 RON se mantiene a nivel nacional, mientras que la preparación y proyección de demanda de la gasolina de 89 RON con 8% de etanol, no ha sido considerada en los balances Oferta-Demanda, toda vez que el Plan Piloto de abastecimiento de ésta gasolina inició el 25 de agosto, y se contempla la evaluación del mercado durante un año.
- En la programación de preparación de gasolinas de la EP PETROECUADOR, para satisfacer la demanda nacional de estos combustibles, se estima la utilización de las naftas de producción propia, en agosto 2022 la importación de naftas de 80 RON y 93 RON; mientras que, a partir de septiembre 2022 en las recetas de preparación de gasolinas, se prevé importar naftas de 80 RON y 95 RON.
- La calidad de los combustibles que serán comercializados por la EP PETROECUADOR cumplirán con lo establecido en las respectivas normas técnicas INEN vigentes, para la gasolina de 92 octanos (RON) y de 95 RON deberán tener un contenido máximo de azufre de 450 mg/kg (ppm), y 300 mg/kg (ppm), respectivamente, en conformidad con la Décima Primera Revisión de la NTE INEN 935.

- La EP PETROECUADOR despachará Diésel Premium con contenido de azufre de 250 ppm máximo, acorde a la Enmienda 1 de la NTE INEN 1489 publicada en la Resolución No. MPCEIP-SC-2022-0201-R de 2022-08-03, Registro Oficial No.131 Segundo Suplemento de 2022-08-22 por parte del INEN mediante correo electrónico del 29 de abril 2022.
- En la preparación de la gasolina de 85 octanos (RON) con etanol (Ecopaís) no se considera expansión del programa en ningún otro centro operativo de la Zona Norte, únicamente se mantienen en los centros de despacho actuales, es decir, en las Refinerías Esmeraldas y La Libertad y los Terminales de Pascuales, Barbasquillo, La Troncal, Chaullabamba y La Toma.
- El porcentaje de etanol anhidro utilizado para la estimación del Balance Oferta Demanda de Derivados para el periodo 2022, es en promedio del 4%, y se estimó en base a la demanda proyectada de Gasolina Ecopaís, y la oferta de etanol anhidro de producción nacional establecida en el oficio Nro. MPCEIP-SAI-2022-0077-O del 22 de junio de 2022, del cual se desprende que anualmente la oferta de etanol es 97'350.204 litros.
- En la preparación de combustible para motores de dos tiempos, se considera que la composición es: 1,8% Vol es aceite lubricante y 98,2% Vol son naftas propias.
- La comercialización de diésel 2 para uso automotriz en la zona de influencia de la Refinería Shushufindi, se realizará en conformidad con lo dispuesto en la Transitoria 1, Modificatoria N°6 del Reglamento Técnico INEC 028 (1R) "COMBUSTIBLES", vigente hasta el 01 de diciembre 2022. Una vez finalizada la mencionada disposición de la Transitoria 1, se estima la comercialización de Diésel Premium en la Zona de Influencia de la Refinería Shushufindi.
- En conformidad con las políticas de mejoramiento de calidad de combustibles de la EP PETROECUADOR, la unidad Hidrodesulfuradora de diésel HDS de la Refinería Esmeraldas, operará a máxima severidad para la producción de Diésel con un contenido de azufre de 50 mg/kg (ppm).
- A partir de agosto 2021, se considera el uso de Diésel 2 importado como diluyente en la preparación de Fuel Oil 6 en Refinería Esmeraldas, en sustitución del producto Cutter Stock. La proporción de mezcla del Diésel 2, como diluyente en las preparaciones del Fuel Oil 6, se considera en el 23,9% vol y, durante la ejecución de mantenimientos programados de la unidad Viscorreductora 1 de Refinería Esmeraldas, del 28 % vol.



- En el 2023 y 2025, debido al paro programado de la unidad Parsons, se estima la producción de Jet A1 en la unidad Universal de Refinería La Libertad. En el periodo antes indicado, la demanda de Diésel 1 será cubierta por stocks de dicho combustible.
- La programación en refinería Esmeraldas en el periodo 2022-2026, es determinada en base a su configuración operativa actual, sin considerar el proceso de delegación de su operación a la empresa privada, por parte del Ministerio de Energía y Minas.
- Las capacidades operativas de las unidades de destilación atmosférica de Parsons, Universal y Cautivo en Refinería La Libertad, en el periodo 2022-2026, fueron ajustadas conforme a las condiciones normales de dichos centros refinadores.
- La nafta tratada de FCC, se calculó con octanaje RON 92,2; presión de vapor 66,4 kpa y contenido de azufre de 1.450 ppm.
- La nafta reformada de CCR, se calculó con octanaje RON 86.
- Nafta base de Refinería Shushufindi considerada de 63,9 octanos (RON), nafta base de Refinería La Libertad 63,0 octanos (RON).
- Transferencias de nafta de bajo octano con un valor que oscila entre 67 y 80 RON (nafta tratada + nafta reformada + nafta pesada) vía buque tanque desde Refinería Esmeraldas hacia el Terminal Pascuales y Refinería La Libertad, para la preparación de gasolina de 85 octanos (RON), gasolina de 85 octanos (RON) con etanol y gasolina de 92 octanos (RON).
- Transferencias de gasolina de 92 y 95 octanos (RON) hacia Refinería Shushufindi desde Refinería Esmeraldas, Terminal Santo Domingo o Terminal El Beaterio para la preparación de gasolina de 85 octanos (RON).

## **6. COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS**

La Gerencia de Comercialización Nacional es la encargada del abastecimiento de combustibles en forma oportuna, con garantía y calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional.

En el siguiente cuadro se plantea la meta para el año 2023 en un 96%, como se detalla:

**Cuadro N° 9: Metas Comercialización Interna de Derivados**

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2023
OE 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	2.1 Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos.	Cobertura de la demanda nacional	Porcentaje	96%

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

## 6.1 Demanda nacional de derivados

Para la proyección de la demanda se aplicaron métodos estadísticos que permiten reflejar la tendencia histórica de los despachos por cada producto, considerando una base de datos de 9 años y su comportamiento mensual, por lo que se considera una muestra confiable para el efecto. Entre las metodologías utilizadas se puede mencionar: el método de proyección por medias móviles, tendencias, pronósticos, análisis estadístico, entre otros.

**Cuadro N° 10: Demanda nacional de derivados  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

PRODUCTO	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Gasolinas	29.547	30.564	96%	1.017	3,4%
Diésel 2	8.496	11.308	96%	2.812	33,1%
Diésel premium	27.405	28.451	96%	1.046	3,8%
Fuel oil N° 4	8.371	8.789	96%	418	5,0%
Fuel oil N° 6	2.297	4.783	96%	2.486	108,3%
GLP	15.393	15.731	96%	337	2,2%
Jet A-1	2.550	2.617	96%	67	2,6%
Asfaltos	1.433	1.465	96%	31	2,2%
Residuo	2.308	2.927	96%	619	26,8%
Otros	1.221	1.237	96%	16	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>99.022</b>	<b>107.871</b>	<b>96%</b>	<b>8.849</b>	<b>8,9%</b>

Nota: \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

Fuente: Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022-EPPEC

La demanda no siempre es constante, ya que en ocasiones presenta fluctuaciones que responden a factores exógenos que escapan de cualquier análisis, atribuyéndole un alto grado de exposición a la incertidumbre, considerando que la proyección solicitada es a largo plazo y se desconoce los factores y políticas que se aplicarán en dicho periodo, lo que disminuye considerablemente el nivel de certidumbre de las cifras presentadas.

Las cifras proyectadas se basan en supuestos, mismas que están sujetas a variaciones debido a proyectos a largo plazo que se estimen en los diferentes sectores de consumo tanto a nivel privado como público; así como también las políticas de Gobierno que ejecute el Estado, como por ejemplo el uso de biocombustibles (etanol, biodiesel), variación en el crecimiento y transición del parque automotor a eléctricos e híbridos, cambio de precios y optimización de subsidios, también se puede mencionar el crecimiento del parque Industrial y otros factores.

### **COMBUSTIBLES PARA EL SECTOR ELÉCTRICO**

Con Oficio Nro. CENACE-CENACE-2022-0619-O de 3 de agosto de 2022, el Operador Nacional de Electricidad CENACE, remitió la estimación de demanda de combustibles del sector eléctrico, periodo agosto 2022-diciembre 2024. La información se encuentra desglosada por central de generación con resolución mensual, así como resumida en valores totalizados por tipo de combustible y por cada año del horizonte.

### **GASOLINAS**

La proyección de la demanda de gasolinas (Súper, Extra, Extra con Etanol y Gasolina para Pesca Artesanal) se elaboró tomando en cuenta la tendencia del comportamiento de los despachos históricos, evidenciando además una recuperación a partir del mes de febrero del presente año (exceptuando el comportamiento atípico del mes de junio de 2022 por el paro nacional)

### **DIÉSEL**

La proyección de la demanda de Diésel se basa en el comportamiento del consumo de los diferentes sectores (automotriz, industrial, petrolero, naviero entre otros) de conformidad con la tendencia de los despachos históricos.

### **FUEL OIL N. 4**

En virtud de la incertidumbre que trae consigo atender el 100% de las proyecciones de demanda del Sector Naviero Internacional, y para garantizar la operatividad de las refinerías

La Libertad y Esmeraldas, la Comisión Interinstitucional resolvió que la demanda de Fuel Oil 4 será abastecida por la producción de Refinería La Libertad, priorizando los requerimientos del sector industrial y eléctrico.

## **ASFALTOS**

Las proyecciones de asfaltos consideran el análisis de los datos estadísticos desde el año 2012, mismos que han presentado un comportamiento atípico de un período a otro, toda vez que ha reflejado incrementos importantes de hasta el 22% como es el caso del año 2021 respecto a los despachos del 2020 (emergencia sanitaria) y decrementos drásticos de hasta el 38% como fue el caso del año 2014, por lo que su tendencia no es estable y el consumo depende directamente de la planificación de obras de asfaltado, pavimentación y repavimentación, por parte de los Gobiernos Autónomos Descentralizados y Gobiernos Provinciales, misma que a su vez depende de la disponibilidad y asignación de recursos.

Por lo expuesto existe cierta incertidumbre en cuanto al cumplimiento de dichas proyecciones toda vez que las mismas están directamente relacionadas con la ejecución obras planificadas por las autoridades Municipales o del Gobierno Central a cargo de la viabilidad.

## **GLP**

La proyección de la demanda de GLP guarda relación con la tendencia de crecimiento de los sectores de consumo. Durante el período de emergencia el comportamiento de la demanda de este producto presentó cierta regularidad, por lo que para el período de proyección no se ha discriminado el período de emergencia sanitaria, concluyendo que la demanda mantiene una tendencia normal creciente, respecto al comportamiento de los demás derivados de hidrocarburos y de los despachos históricos.

## **AVGAS**

Este producto en particular presenta un comportamiento atípico de un período a otro respecto a los despachos históricos. La demanda está proyectada conforme el comportamiento y situación actual del mercado. Si bien es cierto, el volumen proyectado no trasciende respecto al resto de productos que se comercializan, su abastecimiento se considera sensible toda vez que se lo realiza con producto de importación que arriba trimestralmente al terminal de almacenamiento VOPAK (QC Terminales).

El sector agrícola es uno de los principales consumidores de este producto, el mismo que

en el desarrollo de sus actividades productivas depende de factores ambientales como la época invernal, sequía, cambios climáticos entre otros, que afectan la producción y por ende el consumo de este combustible.

### **RESIDUO Y FUEL OIL # 6**

La proyección de la demanda de residuo industrial considera el crecimiento que ha tenido los despachos de este producto a raíz de la fusión de la ex PETROAMAZONAS con EP PETROECUADOR, toda vez que la generación de electricidad para los campos a cargo de la nueva Gerencia de Exploración y Producción (autoconsumo), anteriormente estaba a cargo de la Central Sacha por lo que ese volumen era considerado dentro del residuo eléctrico y ahora migró hacia el segmento industrial.

Respecto a los despachos de Fuel Oil N°6 al sector naviero Internacional, contemplados en el contrato modificatorio No.2020033 para el abastecimiento de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos para el segmento naviero internacional, se estima la provisión de aproximadamente 380.000 barriles mensuales de éste combustible.

### **SOLVENTES**

La proyección de la demanda de solventes (Mineral Turpentine y Solvente 2) ha sido elaborada considerando el comportamiento histórico de los despachos que guarda cierta regularidad a partir del año 2017. Su producción se da únicamente en Refinería La Libertad, por lo que su consumo está directamente relacionado a la disponibilidad de producto y la capacidad de producción de este centro refinador. Al estar destinado para uso y actividades del sector industrial, es importante que se garantice su oferta.

### **JET A1**

Debido a la alta incertidumbre que existe para la reactivación del transporte aéreo y toda vez que las autoridades aeronáuticas no tienen la certeza del comportamiento de las aerolíneas y aeropuertos internacionales para reanudar por completo la operación, se desconoce el comportamiento que tendrá el consumo de este producto, sin embargo, por la tendencia reflejada en los últimos meses del año 2021 y lo que va del 2022, se presume que este sector tenga una recuperación que se acercaría a los despachos históricos pre pandemia.

### **GAS NATURAL Y GAS NATURAL LICUADO**

Las proyecciones de la demanda de GNL consideran las estimaciones proporcionadas por

el sector industrial, de acuerdo a la información recibida por parte de las empresas que tienen contratos con EP PETROECUADOR y que forman parte de la cartera de clientes de la comercializadora.

## **LUBRICANTES**

La demanda de Lubricantes ha sido estimada considerando el comportamiento actual del mercado y el volumen proyectado por concepto de consumo interno.

Es importante mencionar que las proyecciones realizadas se basan en supuestos y son susceptibles de variaciones en el corto, mediano y largo plazo, en conformidad con factores internos como situaciones de emergencia, medidas de alta sensibilidad (económicas, política de precios y subsidios, entre otras) que adopte el Gobierno Nacional, así también, de factores externos que influyen en la comercialización de derivados. De generarse cambios en las condiciones actuales, los resultados obtenidos se verían afectados directamente, lo cual derivaría en reprogramaciones ajustadas a las nuevas condiciones vigentes.

### **6.2 Demanda nacional de derivados por sectores**

De acuerdo con la proyección de la demanda a continuación se observa el gráfico de la distribución por sectores de consumo:

**Cuadro N° 11: Demanda nacional de derivados por sectores  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

SECTOR	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Aéreo	2.591	2.659	96%	68	2,6%
Agrícola	270	220	96%	(50)	-18,7%
Automotriz	53.460	55.362	96%	1.901	3,6%
Cementero	346	229	96%	(117)	-33,8%
Doméstico	13.729	14.201	96%	472	3,4%
Eléctrico	5.184	8.375	96%	3.191	61,6%
Industrial	10.669	11.038	96%	369	3,5%
Naviero	7.816	10.341	96%	2.526	32,3%
Pesquero	1.549	1.650	96%	101	6,5%
Petrolero	3.267	3.655	96%	388	11,9%
Productos Especiales	142	142	96%	0	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>99.022</b>	<b>107.871</b>	<b>96%</b>	<b>8.849</b>	<b>8,9%</b>

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Informe Comisión Interinstitucional balance 2023-2026; Estadístico 2022-EPPEC

## COMERCIALIZACIÓN EXTERNA DE CRUDO Y DERIVADOS

La Gerencia de Comercio Internacional es la unidad encargada de realizar las importaciones de derivados, al igual que las exportaciones de crudo y derivados en forma oportuna para atender las necesidades del mercado interno; sus metas para el año 2023 son las que se describen a continuación:

**Cuadro N° 12: Metas de Comercialización Externa de Crudo y Derivados**

OBJETIVO	ESTRATEGIA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	META 2023
<b>OE 4.</b> Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	<b>4.3</b> Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	– Importación de derivados hidrocarburos.	de de Porcentaje	100%
<b>OE 5.</b> Incrementar las actividades de comercio internacional	<b>5.1</b> Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	– Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo.	de de Porcentaje	95%
		– Porcentaje de exportaciones de productos derivados.	de de Porcentaje	95%

**Fuente:** Gerencia de Comercio Internacional

## **7.1. Exportación de crudo (Oriente y Napo)**

EP PETROECUADOR es el representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudo; 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 Energía y Minas establece mensualmente los cupos exportables de crudo Oriente y Napo.

Las metas son establecidas considerando cargamentos de 360.000 bls sin embargo los contratos de compra y venta del petróleo señalan un mínimo contractual a opción de EP PETROECUADOR +/- 5%; por lo que se considera la meta del 95%.

## **7.2. Exportación de derivados**

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados, es exportado como es el caso del gasóleo, fuel oíl # 6 y fuel oíl #4.

La programación de exportación de derivados se la realiza de acuerdo a los términos contractuales de cada uno de los contratos vigentes de compras -venta de hidrocarburos existe una variación volumétrica del +- 5% y 10% a opción de EP PETROECUADOR, situación que se considera en base a la disponibilidad de stock de crudo y derivados en los terminales marítimos. Con todos estos antecedentes se establece para el año 2023 una meta del 95%.

### **Importación de derivados:**

Los requerimientos de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, estos supuestos iniciales pueden variar por lo que el volumen de importación también tendrá variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETROECUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, por lo que se fija el 100% de meta para el año 2023.



**Cuadro N° 13: Importación de derivados  
Año 2023  
Cifras en miles de barriles**

PRODUCTO	POA 2022 EJECUTADO (a)	POA 2023 (b)		VARIACIÓN 2023/2022	
		Volumen	Porcentaje	Vol. c = b-a	% d = b/a
Diésel 2	4.127	7.613	100%	3.486	84,5%
Diésel premium 50 PPM	19.991	21.469	100%	1.479	7,4%
Diésel 2 para F.O. (antes usaba Cutter Stock)	4.149	3.864	100%	(285)	-6,9%
Nafta 95 oct.	3.403	11.572	100%	8.170	240,1%
Nafta 93 oct.	7.829		100%		
Nafta 80 oct.	7.481	8.315	100%	834	11,1%
GLP	13.765	13.725	100%	(40)	-0,3%
AVGAS	43	41	100%	(2)	-4,4%
<b>TOTAL</b>	<b>60.787</b>	<b>66.598</b>	<b>100%</b>	<b>5.811</b>	<b>9,6%</b>

**Nota:** \*Cifras 2022 enero - diciembre reales

**Fuente:** Cifras 2023-2026 remitidas con oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2023; Estadístico 2022-EPPEC

## 8. CUADROS MENSUALES OPERATIVOS AÑO 2023

Cuadro N°14 A. PROGRAMA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS													
Año 2023													
Cifras en barriles/día													
CAMPOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Apaka Nenke	3.351	2.874	2.065	2.833	2.739	2.646	2.556	2.469	2.386	2.886	4.911	6.511	3.188
Eden Yuturi	25.940	22.605	18.888	22.812	24.962	24.874	24.525	24.230	24.235	23.866	23.432	23.477	23.660
Dumbique	125	108	72	130	115	112	109	107	105	102	100	98	107
Pañacocha	4.113	3.999	3.891	3.776	4.011	4.256	4.644	5.190	5.230	5.428	5.288	5.157	4.586
Tumali	370	337	335	328	529	520	510	501	491	482	473	464	446
Tangay	52	53	53	56	51	51	50	50	49	48	48	47	51
Yanahurco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>BLOQUE 12-31 (EY-Apaka)</b>	<b>33.950</b>	<b>29.975</b>	<b>25.905</b>	<b>29.935</b>	<b>32.407</b>	<b>32.459</b>	<b>32.394</b>	<b>32.547</b>	<b>32.496</b>	<b>32.812</b>	<b>34.252</b>	<b>35.754</b>	<b>32.038</b>
Tiputini	16.918	13.854	14.886	16.483	16.700	16.746	16.235	15.744	15.286	14.851	14.436	14.040	15.526
Tambococha	21.891	18.562	19.383	20.830	19.884	19.764	19.170	18.594	18.052	17.534	17.038	16.563	18.942
Ishpingo	13.817	15.112	13.070	17.488	20.880	22.413	23.068	23.263	23.526	25.282	25.745	26.399	20.870
<b>BLOQUE 43 (ITI)</b>	<b>52.626</b>	<b>47.529</b>	<b>47.340</b>	<b>54.800</b>	<b>57.464</b>	<b>58.923</b>	<b>58.473</b>	<b>57.601</b>	<b>56.864</b>	<b>57.667</b>	<b>57.219</b>	<b>57.002</b>	<b>55.338</b>
<b>ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ.31+BLQ.43</b>	<b>86.577</b>	<b>77.504</b>	<b>72.644</b>	<b>84.735</b>	<b>89.871</b>	<b>91.382</b>	<b>90.867</b>	<b>90.148</b>	<b>89.360</b>	<b>90.479</b>	<b>91.471</b>	<b>92.756</b>	<b>87.376</b>
Indillana	2.921	2.642	2.531	2.812	2.882	2.836	2.882	2.835	2.786	2.738	2.691	2.644	2.767
Limoncocha	3.642	3.147	3.160	3.267	3.143	3.019	2.903	2.791	2.688	2.590	2.498	2.411	2.937
Paka Norte	2.309	2.101	2.147	2.253	2.091	2.049	2.009	1.968	1.929	1.891	1.854	1.818	2.035
Paka Sur	1.500	1.404	1.490	1.556	1.418	1.388	1.357	1.423	1.394	1.364	1.429	1.515	1.437
Palmeras Norte	927	938	859	878	1.273	1.685	2.071	2.433	2.773	2.663	2.536	2.417	1.793
Palmar Oeste	292	356	412	415	308	320	314	307	301	294	288	282	324
Tuich	336	327	288	292	306	301	295	289	284	279	273	268	295
Quinde (Cedros)	278	277	276	263	259	255	251	248	244	240	237	233	255
Yanaquincha Norte	463	307	354	430	422	415	408	401	394	387	380	373	395
Yanaquincha Oeste	1.123	929	969	981	1.226	1.227	1.177	1.159	1.142	1.125	1.108	1.092	1.106
Yanaquincha Este	1.572	1.331	1.424	1.764	1.695	1.359	1.324	1.289	1.409	1.484	1.451	1.415	1.460
<b>ACTIVO IN - BLOQUE 15</b>	<b>15.363</b>	<b>13.759</b>	<b>13.910</b>	<b>14.912</b>	<b>15.023</b>	<b>14.854</b>	<b>14.991</b>	<b>15.143</b>	<b>15.344</b>	<b>15.055</b>	<b>14.745</b>	<b>14.468</b>	<b>14.804</b>
Payamino	2.854	2.961	3.247	3.146	3.140	3.030	2.926	2.824	2.727	2.635	2.547	2.462	2.874
Gacela	931	862	839	758	506	499	493	504	1.053	1.651	2.203	2.725	1.087
Lobo	731	703	691	678	697	688	680	671	663	655	646	638	678
Oso	6.884	6.152	6.475	6.742	6.871	7.127	7.041	7.211	7.123	6.965	7.200	7.470	6.944
Mono	63	66	66	67	65	64	64	63	62	62	61	60	64
Yuralpa	6.312	6.153	5.822	5.685	5.542	5.411	5.282	5.244	5.597	5.759	6.083	6.301	5.763
Coca	2.456	2.272	2.405	2.444	2.325	2.302	2.274	2.207	2.144	2.083	2.080	2.025	2.251
<b>ACTIVO OY - BLQ.7 Y 21</b>	<b>20.230</b>	<b>19.169</b>	<b>19.544</b>	<b>19.519</b>	<b>19.146</b>	<b>19.121</b>	<b>18.760</b>	<b>18.724</b>	<b>19.369</b>	<b>19.810</b>	<b>20.820</b>	<b>21.681</b>	<b>19.661</b>
Pata	630	608	608	620	602	590	579	568	559	548	538	512	614
Palo Azul	4.109	3.775	3.782	3.874	3.863	4.113	4.041	3.969	3.899	3.909	3.844	3.874	3.922
Pucuna	3.777	3.410	3.294	3.216	3.159	3.493	3.422	3.451	3.389	3.312	3.256	3.202	3.365
<b>ACTIVO PA - BLOQUE 18</b>	<b>8.517</b>	<b>7.993</b>	<b>7.684</b>	<b>7.710</b>	<b>7.624</b>	<b>8.196</b>	<b>8.042</b>	<b>7.988</b>	<b>7.847</b>	<b>7.769</b>	<b>7.638</b>	<b>7.988</b>	<b>7.901</b>
Auca	38.912	32.624	35.016	35.877	37.631	38.176	38.250	39.263	38.545	37.607	36.600	35.658	37.046
Auca Sur	4.695	3.895	4.432	4.515	4.514	4.541	4.431	4.324	4.220	4.119	4.019	3.922	4.305
Anura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tortuga	639	545	558	583	581	564	548	532	516	501	487	473	544
Chonta Este	955	783	837	837	1.142	1.122	1.102	1.082	1.063	1.044	1.026	1.007	1.002
Anacoada	777	617	599	722	717	702	687	672	658	644	630	617	670
Cononaco	3.352	3.025	3.183	3.335	3.649	3.552	3.458	3.368	3.281	3.198	3.117	3.039	3.298
Rumiyacu	112	109	110	111	101	98	95	92	89	86	83	81	97
Chonta Sur	2.385	2.087	2.347	2.283	2.230	2.160	2.084	2.011	1.940	1.872	1.807	1.743	2.079
Culebra	15.749	13.222	11.744	14.948	14.457	14.454	14.177	14.060	13.892	13.615	13.317	13.010	13.890
Yuca	2.827	2.326	2.477	2.858	2.593	2.529	2.468	2.407	2.348	2.291	2.235	2.180	2.462
Pitalala	461	716	828	1.210	417	404	392	379	1.326	1.719	1.674	1.630	929
Yulebra	4.680	3.431	3.862	4.979	4.423	4.356	4.247	4.141	4.039	4.947	5.747	7.241	4.683
<b>BLOQUE 61 (AUCA)</b>	<b>75.545</b>	<b>63.379</b>	<b>65.999</b>	<b>72.257</b>	<b>72.455</b>	<b>72.658</b>	<b>71.939</b>	<b>72.331</b>	<b>71.917</b>	<b>71.643</b>	<b>70.742</b>	<b>70.601</b>	<b>71.007</b>
<b>BLOQUE 55 (Armadiño)</b>	<b>1.436</b>	<b>1.471</b>	<b>1.241</b>	<b>1.346</b>	<b>1.384</b>	<b>1.350</b>	<b>1.317</b>	<b>1.285</b>	<b>1.253</b>	<b>1.222</b>	<b>1.193</b>	<b>1.163</b>	<b>1.304</b>
<b>ACTIVO AUCA</b>	<b>76.981</b>	<b>64.850</b>	<b>67.240</b>	<b>73.603</b>	<b>73.839</b>	<b>74.008</b>	<b>73.256</b>	<b>73.616</b>	<b>73.170</b>	<b>72.865</b>	<b>71.935</b>	<b>71.764</b>	<b>72.311</b>
Shushufindi - Aguatico	57.176	51.651	54.727	58.098	58.494	58.474	58.326	57.990	57.947	57.419	57.096	57.893	57.144
Drago	4.897	4.988	5.035	4.996	4.795	5.049	5.071	5.121	5.046	4.916	4.789	4.674	4.948
Cobra	-	-	-	-	-	-	242	239	236	233	230	227	118
condorazo	-	37	37	35	36	35	34	34	33	32	32	31	31
<b>ACTIVO SHUSHUFINDI</b>	<b>62.073</b>	<b>56.676</b>	<b>59.798</b>	<b>63.129</b>	<b>63.325</b>	<b>63.558</b>	<b>63.673</b>	<b>63.384</b>	<b>63.262</b>	<b>62.600</b>	<b>62.147</b>	<b>62.825</b>	<b>62.241</b>
Atacapi	1.641	1.419	1.284	1.230	1.347	1.288	1.217	1.170	1.125	1.084	1.141	1.105	1.254
Libertador	8.560	7.784	7.701	8.235	8.259	7.927	7.848	7.538	7.244	6.977	6.896	6.658	7.635
Frontera	33	38	33	30	28	105	102	98	95	92	89	86	69
Tetete - Tapi	1.419	1.358	1.316	1.270	1.244	1.191	1.429	1.672	1.914	1.864	1.808	1.754	1.521
Araza	-	-	18	29	71	68	66	63	61	59	57	55	46
<b>ACTIVO LIBERTADOR</b>	<b>11.654</b>	<b>10.598</b>	<b>10.352</b>	<b>10.795</b>	<b>10.949</b>	<b>10.579</b>	<b>10.662</b>	<b>10.541</b>	<b>10.439</b>	<b>10.076</b>	<b>9.991</b>	<b>9.658</b>	<b>10.525</b>
Guanta- Dureno	2.144	2.108	2.117	1.975	2.405	2.444	2.462	2.410	2.450	2.488	2.516	2.464	2.334
Lago Agrio	2.744	2.635	2.477	2.262	2.728	2.778	2.837	2.983	2.999	2.994	3.069	3.122	2.799
Parahuacu	4.418	4.390	4.368	4.297	4.039	4.049	3.912	3.779	3.655	3.536	3.699	3.940	4.005
Bermejo	1.076	1.078	1.076	1.034	1.234	1.223	1.212	1.201	1.191	1.181	1.171	1.160	1.154
<b>ACTIVO LAGO AGRIO</b>	<b>10.383</b>	<b>10.212</b>	<b>10.038</b>	<b>9.569</b>	<b>10.406</b>	<b>10.494</b>	<b>10.423</b>	<b>10.373</b>	<b>10.235</b>	<b>10.199</b>	<b>10.455</b>	<b>10.686</b>	<b>10.291</b>
Cuyabeno- Sansahuari	14.754	13.228	14.058	14.424	14.082	13.608	12.878	12.411	12.062	11.748	11.454	11.172	12.989
Blanca	68	68	68	68	60	59	58	57	56	55	54	53	60
Tipishca Huico	64	51	55	64	60	59	58	58	57	56	55	54	58
VHR	3.436	3.143	3.220	3.521	3.530	3.430	3.334	3.240	3.149	3.060	2.974	2.891	3.245
Vinita	2.325	2.094	2.254	2.469	2.334	2.575	2.817	3.060	3.304	3.543	3.777	4.005	2.885
<b>ACTIVO CUYABENO</b>	<b>20.647</b>	<b>18.583</b>	<b>19.654</b>	<b>20.546</b>	<b>20.066</b>	<b>19.731</b>	<b>19.145</b>	<					

**Cuadro N°14 B.PROGRAMA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO POR CAMPOS**

Año 2023

Cifras en barriles

CAMPOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Apaika Nenge	103.878	80.466	64.028	84.984	84.909	79.380	79.236	76.539	71.580	89.466	147.330	201.841	1.163.637
Eden Yuturi	804.125	632.933	585.539	684.362	773.822	746.220	760.275	751.130	727.050	739.846	702.960	727.787	8.636.049
Dumbique	3.879	3.010	2.227	3.899	3.565	3.360	3.379	3.317	3.150	3.162	3.000	3.038	38.985
Pañacocha	127.495	111.969	120.622	113.271	124.341	127.680	143.964	160.890	156.900	168.268	158.640	159.867	1.673.908
Tumali	11.458	9.450	10.370	9.849	16.399	15.600	15.810	15.531	14.730	14.942	14.190	14.384	162.713
Tangay	1.627	1.482	1.655	1.674	1.581	1.530	1.550	1.550	1.470	1.488	1.440	1.457	18.503
Yanahurco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>BLOQUE 12-31 (EY-Apaika)</b>	<b>1.052.462</b>	<b>839.310</b>	<b>784.440</b>	<b>898.039</b>	<b>1.004.617</b>	<b>973.770</b>	<b>1.004.214</b>	<b>1.008.957</b>	<b>974.880</b>	<b>1.017.172</b>	<b>1.027.560</b>	<b>1.108.374</b>	<b>11.693.795</b>
Tiputini	524.464	387.920	461.480	494.481	517.700	502.380	503.285	488.064	458.580	460.381	433.080	435.240	5.667.055
Tambococha	678.616	519.742	600.884	624.890	616.404	592.920	594.270	576.414	541.560	543.554	511.140	513.453	6.913.847
Ishpingo	428.332	423.143	405.166	524.636	647.280	672.390	715.108	721.153	705.780	783.742	772.350	818.369	7.617.450
<b>BLOQUE 43 (ITT)</b>	<b>1.631.412</b>	<b>1.330.805</b>	<b>1.467.530</b>	<b>1.644.007</b>	<b>1.781.384</b>	<b>1.767.690</b>	<b>1.812.663</b>	<b>1.785.631</b>	<b>1.705.920</b>	<b>1.787.677</b>	<b>1.716.570</b>	<b>1.767.062</b>	<b>20.198.351</b>
<b>ACTIVO EY-BLQ.12+BLQ.31+BLQ.43</b>	<b>2.683.874</b>	<b>2.170.115</b>	<b>2.251.969</b>	<b>2.542.046</b>	<b>2.786.001</b>	<b>2.741.460</b>	<b>2.816.877</b>	<b>2.794.588</b>	<b>2.680.800</b>	<b>2.804.849</b>	<b>2.744.130</b>	<b>2.875.436</b>	<b>31.892.146</b>
Indillana	90.545	73.963	78.449	84.371	89.342	85.080	89.342	87.885	83.580	84.878	80.730	81.964	1.010.129
Limoncocha	112.898	88.104	97.958	98.013	97.433	90.570	89.993	86.521	80.640	80.290	74.940	74.741	1.072.101
Paka Norte	71.591	58.837	66.546	67.582	64.821	61.470	62.279	61.008	57.870	58.621	55.620	56.358	742.602
Paka Sur	46.490	39.305	46.200	46.694	43.958	41.640	42.067	44.113	41.820	42.284	42.870	46.965	524.406
Palmeras Norte	28.745	26.268	26.636	26.339	39.463	50.550	64.201	75.423	83.190	82.553	76.080	74.927	654.376
Palmar Oeste	9.058	9.979	12.766	12.452	9.548	9.600	9.734	9.517	9.030	9.114	8.640	8.742	118.179
Tuich	10.423	9.161	8.917	8.774	9.486	9.030	9.145	8.959	8.520	8.649	8.190	8.308	107.562
Quinde (Cedros)	8.622	7.753	8.569	7.777	8.029	7.650	7.781	7.688	7.320	7.440	7.110	7.223	93.062
Yanaquíncha Norte	14.345	8.597	10.976	12.906	13.082	12.450	12.648	12.431	11.820	11.997	11.400	11.563	144.215
Yanaquíncha Oeste	34.823	26.003	30.032	29.432	38.006	36.810	36.487	35.929	34.260	34.875	33.240	33.852	403.749
Yanaquíncha Este	48.724	37.270	44.159	52.935	52.545	40.770	41.044	39.959	42.270	46.004	43.530	43.865	533.074
<b>ACTIVO IN - BLOQUE 15</b>	<b>476.263</b>	<b>385.240</b>	<b>431.208</b>	<b>447.375</b>	<b>465.713</b>	<b>445.620</b>	<b>464.721</b>	<b>469.433</b>	<b>460.320</b>	<b>466.705</b>	<b>442.350</b>	<b>448.508</b>	<b>5.403.456</b>
Payamino	88.469	82.901	100.655	94.382	97.340	90.900	90.706	87.544	81.810	81.685	76.410	76.322	1.049.124
Gacela	28.872	24.146	25.999	22.730	15.686	14.970	15.283	15.624	31.590	51.181	66.090	84.475	396.646
Lobo	22.652	19.685	21.411	20.326	21.607	20.640	21.080	20.801	19.890	20.305	19.380	19.778	247.554
Oso	213.396	172.253	200.714	202.250	213.001	213.810	218.271	223.541	213.690	215.915	216.000	231.570	2.534.411
Mono	1.947	1.841	2.042	2.017	2.015	1.920	1.984	1.953	1.860	1.922	1.830	1.860	23.191
Yuralpa	195.658	172.291	180.473	170.546	171.802	162.330	163.742	162.564	167.910	178.529	182.490	195.331	2.103.666
Coca	76.131	63.608	74.557	73.310	72.075	69.060	70.494	68.417	64.320	64.573	62.400	62.775	821.719
<b>ACTIVO OY - BLQ.7 Y 21</b>	<b>627.124</b>	<b>536.726</b>	<b>605.851</b>	<b>585.559</b>	<b>593.526</b>	<b>573.630</b>	<b>581.560</b>	<b>580.444</b>	<b>581.070</b>	<b>614.110</b>	<b>624.600</b>	<b>672.111</b>	<b>7.176.311</b>
Pata	19.545	17.017	18.846	18.599	18.662	17.700	17.949	17.608	16.770	16.988	16.140	28.272	224.096
Palo Azul	127.377	105.699	117.252	116.225	119.753	123.390	125.271	123.039	116.970	121.179	115.320	120.094	1.431.568
Pucuna	117.102	95.490	102.118	96.270	97.929	104.790	106.082	106.981	101.670	102.672	97.680	99.262	1.228.245
<b>ACTIVO PA - BLOQUE 18</b>	<b>264.024</b>	<b>218.205</b>	<b>238.216</b>	<b>231.294</b>	<b>236.344</b>	<b>245.880</b>	<b>249.302</b>	<b>247.628</b>	<b>235.410</b>	<b>240.839</b>	<b>229.140</b>	<b>247.628</b>	<b>2.883.909</b>
Auca	1.206.269	913.464	1.085.494	1.076.303	1.166.561	1.145.280	1.185.750	1.217.153	1.156.350	1.165.817	1.098.000	1.105.398	13.521.839
Auca Sur	145.556	109.062	137.397	135.448	139.934	136.230	137.361	134.044	126.600	127.689	120.570	121.582	1.571.472
Anura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tortuga	19.802	15.266	17.303	17.495	18.011	16.920	16.988	16.492	15.480	15.531	14.610	14.663	198.561
Chonta Este	29.603	21.925	26.133	25.103	35.402	33.660	34.162	33.542	31.890	32.364	30.780	31.217	365.782
Anaconda	24.085	17.267	18.554	21.662	22.227	21.060	21.297	20.832	19.740	19.964	18.900	19.127	244.715
Cononaco	103.905	84.690	98.659	100.058	113.119	106.560	107.198	104.408	98.430	99.138	93.510	94.209	1.203.883
Rumiyacu	3.485	3.049	3.400	3.325	3.131	2.940	2.945	2.852	2.670	2.666	2.490	2.511	35.464
Chonta Sur	73.924	58.423	72.769	68.503	69.130	64.800	64.604	62.341	58.200	58.032	54.210	54.033	758.970
Culebra	488.223	370.209	364.067	448.426	448.167	433.620	439.487	435.860	416.760	422.065	399.510	403.310	5.069.704
Yuca	87.649	65.122	76.795	85.732	80.383	75.870	76.508	74.617	70.440	71.021	67.050	67.580	898.766
Pitalala	14.295	20.061	25.669	36.291	12.927	12.120	12.152	11.749	39.780	53.289	50.220	50.530	339.084
Yulebra	145.087	96.063	119.730	149.361	137.113	130.680	131.657	128.371	121.170	115.357	117.410	124.471	1.709.470
<b>BLOQUE 61 (AUCA)</b>	<b>2.341.882</b>	<b>1.774.602</b>	<b>2.045.970</b>	<b>2.167.707</b>	<b>2.246.105</b>	<b>2.179.740</b>	<b>2.230.109</b>	<b>2.242.261</b>	<b>2.157.510</b>	<b>2.220.933</b>	<b>2.122.260</b>	<b>2.188.631</b>	<b>25.917.711</b>
<b>BLOQUE 55 (Armadiño)</b>	<b>44.522</b>	<b>41.198</b>	<b>38.482</b>	<b>40.393</b>	<b>42.904</b>	<b>40.500</b>	<b>40.827</b>	<b>39.835</b>	<b>37.590</b>	<b>37.882</b>	<b>35.790</b>	<b>36.053</b>	<b>475.977</b>
<b>ACTIVO AUCA</b>	<b>2.386.404</b>	<b>1.815.800</b>	<b>2.084.453</b>	<b>2.208.100</b>	<b>2.289.009</b>	<b>2.220.240</b>	<b>2.270.936</b>	<b>2.282.096</b>	<b>2.195.100</b>	<b>2.258.815</b>	<b>2.158.050</b>	<b>2.224.684</b>	<b>26.393.688</b>
Shushufindi - Aguarico	1.772.450	1.446.218	1.696.531	1.742.941	1.813.314	1.754.220	1.808.106	1.797.690	1.738.410	1.779.989	1.712.880	1.794.683	20.857.433
Drago	151.801	139.677	156.088	149.888	148.645	151.470	157.201	158.751	151.380	152.396	143.670	144.894	1.805.862
Cobra	-	-	-	-	-	-	7.502	7.409	7.080	7.223	6.900	7.037	43.151
Condorazo	-	1.034	1.132	1.042	1.116	1.050	1.054	1.054	990	992	960	961	11.385
<b>ACTIVO SHUSHUFINDI</b>	<b>1.924.251</b>	<b>1.586.930</b>	<b>1.853.751</b>	<b>1.893.871</b>	<b>1.963.075</b>	<b>1.906.740</b>	<b>1.973.863</b>	<b>1.964.904</b>	<b>1.897.860</b>	<b>1.940.600</b>	<b>1.864.410</b>	<b>1.947.575</b>	<b>22.717.830</b>
Atacapi	50.863	39.719	39.818	36.905	41.757	38.640	37.727	36.270	33.750	33.604	34.230	34.255	457.339
Libertador	265.374	217.957	238.718	247.409	256.029	237.810	243.288	233.678	217.320	216.287	206.880	206.398	2.786.788
Frontera	1.034	1.055	1.029	913	868	3.150	3.162	3.038	2.850	2.852	2.670	2.666	25.288
Tetete - Tapi	44.000	38.012	40.810	38.104	38.564	35.730	44.299	51.832	57.420	57.784	54.240	54.374	555.168
Araza	-	-	543	881	2.201	2.040	2.046	1.953	1.830	1.829	1.710	1.705	16.738
<b>ACTIVO LIBERTADOR</b>	<b>361.271</b>	<b>296.744</b>	<b>320.918</b>	<b>323.852</b>	<b>339.419</b>	<b>317.370</b>	<b>330.522</b>	<b>326.771</b>	<b>313.170</b>	<b>312.356</b>	<b>299.730</b>	<b>299.398</b>	<b>3.841.521</b>
Guanta- Dureno	66.475	59.035	65.612	59.246	74.555	73.320	76.32						

**Cuadro N°15 A. PROGRAMA DE PRODUCCION DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR REFINERIA**

**Año 2023**  
**Cifras en barriles**

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>REFINERIA ESMERALDAS</b>													
Gasolina 95 RON (Super)	27.924	58.508	46.060	44.066	46.072	44.926	47.028	47.672	46.256	48.000	46.116	51.282	553.908
Gasolina 85 RON (Extra)	814.715	686.588	789.840	681.116	693.079	770.781	719.237	733.045	712.444	823.658	699.888	811.270	8.935.661
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	43.291	41.735	41.741	46.732	48.859	47.644	49.873	50.556	49.054	50.905	48.906	54.385	573.680
<b>SUBTOTAL :</b>	<b>885.929</b>	<b>786.831</b>	<b>877.641</b>	<b>771.914</b>	<b>788.010</b>	<b>863.351</b>	<b>816.137</b>	<b>831.273</b>	<b>807.754</b>	<b>922.563</b>	<b>794.909</b>	<b>916.937</b>	<b>10.063.250</b>
Diésel 2	-	-	-	-	-	-	-	62.624	30.229	-	-	-	92.853
Diésel premium	705.794	582.043	707.584	664.868	687.030	664.868	687.030	132.803	545.738	687.030	664.868	687.030	7.416.683
Fuel oil N° 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	388.629	388.629
Fuel oil N° 6 de exportación	779.858	855.747	992.598	1.003.171	1.128.466	917.665	981.124	-	508.920	835.057	812.344	477.164	9.292.113
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional	588.077	325.745	396.602	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	4.730.424
Fuel oil N° 6 de consumo nacional	264.864	-	131.025	23.810	13.095	66.846	41.392	51.209	161.588	166.972	161.252	166.747	1.248.801
Jet A-1	216.509	168.258	214.759	156.109	150.574	150.122	154.504	81.877	144.801	149.051	144.427	198.561	1.929.552
Asfaltos	148.886	95.104	69.078	94.089	106.355	122.929	132.560	129.035	137.260	133.105	131.179	140.560	1.440.140
Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)	34.269	35.767	34.426	39.053	37.978	38.826	41.342	41.397	38.188	39.420	38.490	38.918	458.074
GLP	133.492	102.699	108.974	136.965	141.531	136.965	141.531	-	-	114.434	136.965	141.531	1.295.087
<b>TOTAL PRODUCCIÓN (a)</b>	<b>3.757.678</b>	<b>2.952.193</b>	<b>3.532.687</b>	<b>3.269.978</b>	<b>3.433.038</b>	<b>3.341.573</b>	<b>3.375.620</b>	<b>1.710.219</b>	<b>2.754.478</b>	<b>3.427.632</b>	<b>3.264.434</b>	<b>3.536.077</b>	<b>38.355.606</b>
Azufre (Kg.)	104.420	694.760	409.405	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	4.721.635
Capacidad Instalada (Bls/día)	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000	110.000
Total cargas crudo	3.317.783	2.404.729	3.131.480	3.102.000	3.205.400	3.102.000	3.205.400	1.039.500	2.616.900	3.205.400	3.102.000	3.205.400	34.637.993
Carga por día operación	107.025	102.700	101.015	103.400	103.400	103.400	103.400	99.000	102.624	103.400	103.400	103.400	103.269
Días operación	31	23	31	30	31	30	31	11	26	31	30	31	335
Capacidad operativa %	97	78	92	94	94	94	94	30	79	94	94	94	86
<b>REFINERIA LA LIBERTAD</b>													
Gasolina 95 RON (Super)	20.607	9.678	4.431	11.468	11.990	11.692	12.239	12.406	12.038	12.492	12.001	13.346	144.386
Gasolina 85 RON (Extra)	6.671	5.245	11.453	5.200	5.437	5.301	5.549	5.625	5.458	5.664	5.442	6.052	73.098
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	46.362	42.659	45.649	43.471	45.449	44.319	46.392	47.027	45.631	47.352	45.492	50.589	550.391
<b>SUBTOTAL :</b>	<b>73.640</b>	<b>57.582</b>	<b>61.533</b>	<b>60.138</b>	<b>62.875</b>	<b>61.312</b>	<b>64.180</b>	<b>65.059</b>	<b>63.127</b>	<b>65.508</b>	<b>62.935</b>	<b>69.986</b>	<b>767.876</b>
Diésel 1	10.149	8.103	-	16.026	16.560	16.026	16.560	16.560	16.026	16.560	16.026	2.137	150.729
Diésel 2	161.322	146.423	133.757	178.694	184.651	178.694	128.707	184.651	178.694	184.651	178.694	127.994	1.966.934
Fuel oil N° 4	706.693	614.544	579.828	769.809	795.469	769.809	617.806	795.469	769.809	795.469	769.809	406.840	8.391.353
Jet A-1	57.147	49.805	29.069	65.725	67.916	65.725	67.916	67.916	65.725	67.916	65.725	8.763	679.346
GLP	1.293	1.273	-	1.896	1.962	1.896	1.962	1.962	1.896	1.962	1.896	130	18.128
Solventes (ruber solvent y mineral tupertine)	9.507	14.609	11.734	18.462	19.077	18.462	615	19.077	18.462	19.077	18.462	19.077	186.620
<b>TOTAL PRODUCCIÓN (a)</b>	<b>1.019.751</b>	<b>892.338</b>	<b>815.921</b>	<b>1.110.750</b>	<b>1.148.510</b>	<b>1.111.923</b>	<b>897.746</b>	<b>1.150.693</b>	<b>1.113.738</b>	<b>1.151.142</b>	<b>1.113.547</b>	<b>634.928</b>	<b>12.160.986</b>
Capacidad Instalada (Bls/día)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
Total cargas crudo	1.111.268	968.927	916.481	1.234.782	1.275.941	1.234.782	996.641	1.275.941	1.234.782	1.275.941	1.234.782	667.378	13.427.647
Carga por día operación	38.013	40.774	39.521	41.159	41.159	41.159	40.404	41.159	41.159	41.159	41.159	43.336	40.782
Días operación	29	24	23	30	31	30	25	31	30	31	30	15	329
Capacidad operativa %	80	77	66	91	91	91	71	91	91	91	91	48	82

**Cuadro N°15 B. PROGRAMAS DE PRODUCCION DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR REFINERIA**

**Año 2023**  
**Cifras en barriles**

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>REFINERIA SHUSHUFINDI</b>													
Gasolina 85 RON (Extra)	47.000	40.948	48.165	45.909	47.998	46.805	48.994	49.665	48.190	50.008	48.044	53.426	575.152
Diésel 1	-	2.359		3.175	-	-	1.641	1.641	-	-	1.588	3.281	13.684
Diésel 2	207.119	186.728	209.645	187.566	198.140	130.500	196.500	196.500	190.551	132.930	186.629	191.212	2.214.020
Residuo (crudo reducido) (b)	269.482	245.143	295.508	265.462	283.675	180.375	283.675	283.675	263.747	158.801	242.732	250.851	3.023.123
Jet A-1													-
Fuel oil N° 6 de consumo nacional	48.574	42.817	22.313	33.571	24.286	23.571	24.286	24.286	35.476	59.507	58.827	60.756	458.269
<b>TOTAL PRODUCCIÓN (a)</b>	<b>572.175</b>	<b>517.995</b>	<b>575.631</b>	<b>535.683</b>	<b>554.099</b>	<b>381.251</b>	<b>555.095</b>	<b>555.766</b>	<b>537.965</b>	<b>401.246</b>	<b>537.819</b>	<b>559.527</b>	<b>6.284.250</b>
Capacidad Instalada (Bls/día)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Total cargas crudo	621.920	562.842	620.973	588.000	607.600	401.800	607.600	607.600	588.000	421.400	588.000	607.600	6.823.334
Carga por día operación	20.062	20.101	20.031	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.600	19.721
Días operación	31	28	31	30	31	21	31	31	30	22	30	31	346
Capacidad operativa %	100	101	100	98	98	67	98	98	98	68	98	98	93
<b>PLANTA GAS SHUSHUFINDI</b>													
GLP	69.330	57.480	58.453	61.073	73.644	71.268	73.644	73.644	71.268	79.347	76.787	79.347	845.286
<b>TOTAL PRODUCCIÓN</b>	<b>69.330</b>	<b>57.480</b>	<b>58.453</b>	<b>61.073</b>	<b>73.644</b>	<b>71.268</b>	<b>73.644</b>	<b>73.644</b>	<b>71.268</b>	<b>79.347</b>	<b>76.787</b>	<b>79.347</b>	<b>845.286</b>
Capacidad instalada (MMPC/día)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total cargas gas (MMPC/mes)	314	271	292	306	378	366	378	378	366	409	396	409	4.264
Carga por día operación	10	13	9	10	12	12	12	12	12	13	13	13	12
Días operación	31	21	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	358
<b>MEZCLAS TERMINALES</b>													
Pascuales - Gasolina 95 RON (Super)	92.778	70.552	84.383	55.574	58.104	56.659	59.309	60.121	58.336	60.536	58.159	64.675	779.185
Pascuales - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	570.007	521.119	565.335	562.525	588.127	573.501	600.330	608.551	590.477	612.749	588.687	654.638	7.036.046
Beaterio - Gasolina 85 RON (Gasolina Extra)	295.983	297.248	325.335	373.752	409.799	304.670	406.525	408.133	394.842	325.393	404.041	416.334	4.362.056
Libertad - Gasolina Pesca Artesanal	47.023	40.026	47.950	49.704	48.336	49.415	52.617	52.687	48.603	50.171	48.987	49.532	585.053
Barbasquillo (Manta)- Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	177.549	167.313	174.139	171.007	178.790	174.344	182.500	184.999	179.505	186.275	178.961	199.010	2.154.391
La Toma (Loja) - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	77.006	71.113	73.153	72.976	76.298	74.400	77.881	78.947	76.602	79.492	76.370	84.926	919.164
La Troncal - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	152.644	143.172	152.915	145.537	152.161	148.377	155.318	157.445	152.769	158.531	152.306	169.369	1.840.544
Chaullabamba (Cuenca) - Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	178.885	166.950	179.992	169.767	177.493	173.079	181.176	183.657	178.202	184.924	177.662	197.566	2.149.353
<b>TOTAL MEZCLAS</b>	<b>1.591.874</b>	<b>1.477.493</b>	<b>1.603.202</b>	<b>1.600.842</b>	<b>1.689.108</b>	<b>1.554.444</b>	<b>1.715.656</b>	<b>1.734.540</b>	<b>1.679.338</b>	<b>1.658.070</b>	<b>1.685.174</b>	<b>1.836.050</b>	<b>19.825.791</b>

**Notas:**

- a) No incluye Nafta base producida en refinerías que se envía a terminales para la preparación de gasolinas.
- b) Del volumen de producción de este producto, una parte abastece el sector eléctrico e industrial y la diferencia se reinyecta al oleoducto como crudo reducido destinado a exportación.

**Fuente:** Primera Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026, oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2022

**Cuadro N°16. PROGRAMA DE PRODUCCION NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS**

**Año 2023**

**Cifras en Barriles**

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Gasolina 95 RON (Super)	141.309	138.737	134.875	111.108	116.165	113.276	118.575	120.199	116.629	121.028	116.276	129.302	1.477.480
Gasolina 85 RON (Extra)	1.164.369	1.030.029	1.174.793	1.105.977	1.156.314	1.127.557	1.180.306	1.196.469	1.160.935	1.204.722	1.157.415	1.287.082	13.945.967
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	1.245.742	1.154.061	1.232.924	1.212.014	1.267.177	1.235.663	1.293.470	1.311.182	1.272.241	1.320.227	1.268.385	1.410.483	15.223.569
<b>Total Gasolinas</b>	<b>2.551.420</b>	<b>2.322.827</b>	<b>2.542.591</b>	<b>2.429.099</b>	<b>2.539.656</b>	<b>2.476.497</b>	<b>2.592.351</b>	<b>2.627.850</b>	<b>2.549.805</b>	<b>2.645.977</b>	<b>2.542.076</b>	<b>2.826.866</b>	<b>30.647.016</b>
Diésel 1	10.149	10.462	-	19.201	16.560	16.026	18.200	18.200	16.026	16.560	17.613	5.418	164.413
Diésel 2	368.441	333.151	343.403	366.261	382.791	309.195	325.207	443.775	399.475	317.581	365.323	319.206	4.273.808
Diésel premium	705.794	582.043	707.584	664.868	687.030	664.868	687.030	132.803	545.738	687.030	664.868	687.030	7.416.683
Fuel oil N° 4 (b)	706.693	614.544	579.828	769.809	795.469	769.809	617.806	795.469	769.809	795.469	769.809	795.469	8.779.982
Fuel oil N° 6 de exportación (b)	779.858	855.747	992.598	1.003.171	1.128.466	917.665	981.124	-	508.920	835.057	812.344	477.164	9.292.113
Fuel oil N° 6 Sector Naviero Internacional	588.077	325.745	396.602	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	4.730.424
Fuel oil N° 6 de consumo nacional (b)	313.438	42.817	153.338	57.381	37.381	90.418	65.678	75.495	197.064	226.479	220.079	227.503	1.707.070
Residuo (crudo reducido) (c)	269.482	245.143	295.508	265.462	283.675	180.375	283.675	283.675	263.747	158.801	242.732	250.851	3.023.123
Jet A-1	273.656	218.063	243.828	221.834	218.489	215.847	222.419	149.793	210.526	216.967	210.152	207.325	2.608.898
Asfaltos	148.886	95.104	69.078	94.089	106.355	122.929	132.560	129.035	137.260	133.105	131.179	140.560	1.440.140
Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)	81.292	75.793	82.376	88.757	86.314	88.242	93.959	94.084	86.792	89.591	87.478	88.451	1.043.127
GLP	204.115	161.452	167.427	199.934	217.136	210.129	217.136	75.606	73.164	195.743	215.648	221.008	2.158.501
Solventes	9.507	14.609	11.734	18.462	19.077	18.462	615	19.077	18.462	19.077	18.462	19.077	186.620
<b>TOTAL PRODUCCIÓN NACIONAL (a)</b>	<b>7.010.808</b>	<b>5.897.498</b>	<b>6.585.894</b>	<b>6.578.326</b>	<b>6.898.398</b>	<b>6.460.459</b>	<b>6.617.761</b>	<b>5.224.862</b>	<b>6.156.786</b>	<b>6.717.437</b>	<b>6.677.761</b>	<b>6.645.928</b>	<b>77.471.919</b>
Total cargas crudo	5.050.971	3.936.498	4.668.934	4.924.782	5.088.941	4.738.582	4.809.641	2.923.041	4.439.682	4.902.741	4.924.782	4.480.378	54.888.974
Total carga gas natural (MMPC)	314	271	292	306	378	366	378	378	366	409	396	409	4.264
Azufre (Kg.)	104.420	694.760	409.405	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	4.721.635

**Notas:**

- a) Incluye preparación de mezclas de naftas en terminales; no incluye consumos internos.
- b) Incluye diesel 2 importado utilizado en la preparación de fuel oil N° 4, fuel oil N° 6 nacional y fuel oil # 6 de exportación.
- c) Del volumen de producción de este producto, una parte abastece el sector eléctrico e industrial y la diferencia se reinyecta a oleoductos como crudo reducido destinado a exportación.

**Fuente:** Primera Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026, oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2022

**Cuadro N°17. TRANSPORTE DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR POLIDUCTOS**

**Año 2023**  
**Cifras en barriles**

POLIDUCTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Esmeraldas - Santo Domingo	2.224.875	2.009.565	2.224.875	2.153.105	2.224.875	2.153.105	2.224.875	2.224.875	2.153.105	2.224.875	2.153.105	2.224.875	<b>26.196.114</b>
Santo Domingo - Beaterio (a)	1.674.240	1.512.217	1.674.240	1.620.233	1.674.240	1.620.233	1.674.240	1.674.240	1.620.233	1.674.240	1.620.233	1.674.240	<b>19.712.831</b>
Santo Domingo - Pascuales (a)	65.376	59.049	65.376	63.267	65.376	63.267	65.376	65.376	63.267	65.376	63.267	65.376	<b>769.746</b>
Quito - Ambato - Riobamba	470.228	461.731	516.580	446.859	493.991	525.503	586.004	545.467	504.229	511.309	495.094	579.645	<b>6.136.639</b>
Ambato - Riobamba (a)	102.379	96.075	105.551	96.198	107.555	106.887	136.280	137.617	118.911	111.323	107.793	138.285	<b>1.364.853</b>
Shushufindi - Quito	193.097	157.978	179.440	174.919	193.796	141.786	135.476	160.293	166.304	174.588	191.123	193.796	<b>2.062.596</b>
Libertad - Pascuales	530.298	577.695	637.187	588.239	607.609	572.700	730.464	675.492	723.237	734.086	745.097	756.274	<b>7.878.377</b>
Libertad - Manta	361.024	300.179	385.386	360.821	387.167	389.934	371.496	386.673	364.710	370.180	375.733	381.369	<b>4.434.673</b>
Tres Bocas - Pascuales	1.744.889	1.579.685	1.712.585	1.746.696	1.755.285	2.014.216	1.973.630	1.837.225	1.651.079	1.693.948	1.891.229	1.990.219	<b>21.590.686</b>
Pascuales - Cuenca	1.023.416	893.652	926.622	911.885	915.791	878.022	977.989	1.030.345	1.001.415	841.696	1.004.580	1.042.882	<b>11.448.296</b>
Tres Bocas - Fuel Oil	252.983	291.170	268.380	276.206	303.881	247.103	200.824	246.027	260.658	286.413	285.930	210.496	<b>3.130.072</b>
Monteverde - Chorrillo	1.034.152	974.924	1.025.656	1.027.871	1.077.405	975.833	1.255.359	1.183.687	1.160.892	1.178.305	1.195.980	1.213.920	<b>13.303.985</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE POLIDUCTOS</b>	<b>7.834.963</b>	<b>7.246.578</b>	<b>7.876.712</b>	<b>7.686.602</b>	<b>7.959.801</b>	<b>7.898.202</b>	<b>8.456.118</b>	<b>8.290.084</b>	<b>7.985.629</b>	<b>8.015.401</b>	<b>8.337.871</b>	<b>8.593.476</b>	<b>96.181.439</b>

**Nota:**

a) El total se refiere a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Beaterio, Santo Domingo-Pascuales, Ambato - Riobamba

**Fuente:** Gerencia de Transporte - EP PETROECUADOR

**Cuadro N°18. DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR PRODUCTOS**

**Año 2023**

**Cifras en Barriles**

PRODUCTOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Gasolina 95 RON (Super)	107.075	99.986	102.817	111.108	116.165	113.276	118.575	120.199	116.629	121.028	116.276	129.302	1.372.437
Gasolina 85 RON (Extra)	1.132.803	1.078.590	1.163.764	1.107.710	1.158.126	1.129.324	1.182.156	1.198.344	1.162.754	1.206.610	1.159.229	1.289.099	13.968.510
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopaís)	1.245.691	1.154.035	1.232.932	1.212.014	1.267.177	1.235.663	1.293.470	1.311.182	1.272.241	1.320.227	1.268.385	1.410.483	15.223.500
<b>Total gasolinas</b>	<b>2.485.569</b>	<b>2.332.611</b>	<b>2.499.513</b>	<b>2.430.833</b>	<b>2.541.468</b>	<b>2.478.264</b>	<b>2.594.200</b>	<b>2.629.725</b>	<b>2.551.624</b>	<b>2.647.866</b>	<b>2.543.890</b>	<b>2.828.884</b>	<b>30.564.448</b>
Absorber oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pesca artesanal (combustible motor 2 tiempos)</b>	<b>83.548</b>	<b>76.622</b>	<b>82.780</b>	<b>88.757</b>	<b>86.314</b>	<b>88.242</b>	<b>93.959</b>	<b>94.084</b>	<b>86.792</b>	<b>89.591</b>	<b>87.478</b>	<b>88.451</b>	<b>1.046.617</b>
<b>Diésel 1</b>	<b>639</b>	<b>402</b>	<b>664</b>	<b>570</b>	<b>528</b>	<b>439</b>	<b>482</b>	<b>408</b>	<b>639</b>	<b>723</b>	<b>532</b>	<b>801</b>	<b>6.826</b>
<b>Diésel premium (automotriz)</b>	<b>2.385.568</b>	<b>2.066.964</b>	<b>2.313.542</b>	<b>2.217.167</b>	<b>2.326.131</b>	<b>2.344.374</b>	<b>2.426.595</b>	<b>2.446.587</b>	<b>2.432.504</b>	<b>2.521.143</b>	<b>2.439.974</b>	<b>2.530.142</b>	<b>28.450.692</b>
Industrial - Otros	719.406	605.558	646.645	574.644	604.411	606.570	612.573	625.251	641.953	649.814	627.034	620.178	7.534.037
Eléctrico (b)	274.063	237.827	131.543	234.548	58.285	57.467	48.828	49.306	66.933	214.088	424.580	402.054	2.199.522
Marino (naviero)	55.877	58.607	69.198	143.661	151.103	151.643	153.143	156.313	160.488	162.453	156.759	155.044	1.574.290
<b>Total diésel 2</b>	<b>1.049.345</b>	<b>901.993</b>	<b>847.386</b>	<b>952.853</b>	<b>813.799</b>	<b>815.680</b>	<b>814.545</b>	<b>830.870</b>	<b>869.374</b>	<b>1.026.355</b>	<b>1.208.373</b>	<b>1.177.277</b>	<b>11.307.848</b>
Industrial	155.657	155.900	169.121	161.764	160.752	159.784	172.095	166.358	155.753	170.785	156.524	159.719	1.944.210
Eléctrico (b)	498.239	390.193	279.666	270.238	109.543	186.686	170.028	195.947	340.010	349.241	420.084	520.072	3.729.947
Marino (naviero)	73.647	80.672	106.653	337.807	525.173	423.339	275.684	433.164	274.046	275.443	193.201	115.679	3.114.508
<b>Total fuel oil N° 4</b>	<b>727.543</b>	<b>626.765</b>	<b>555.440</b>	<b>769.809</b>	<b>795.469</b>	<b>769.809</b>	<b>617.806</b>	<b>795.469</b>	<b>769.809</b>	<b>795.469</b>	<b>769.809</b>	<b>795.469</b>	<b>8.788.664</b>
<b>Total fuel oil N° 6 (naviero)</b>	<b>588.077</b>	<b>378.445</b>	<b>396.602</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>380.000</b>	<b>4.783.124</b>
Residuo sector industrial	54.833	55.729	72.514	59.653	51.214	54.075	60.400	62.505	68.344	68.629	63.658	64.882	736.436
Residuo sector eléctrico (b)	188.607	157.973	92.772	121.667	37.381	90.418	65.678	75.495	248.358	372.547	360.831	378.555	2.190.280
<b>Total residuo</b>	<b>243.440</b>	<b>213.701</b>	<b>165.286</b>	<b>181.320</b>	<b>88.595</b>	<b>144.493</b>	<b>126.078</b>	<b>138.001</b>	<b>316.702</b>	<b>441.176</b>	<b>424.489</b>	<b>443.436</b>	<b>2.926.716</b>
Jet nacional	75.226	77.369	81.075	58.218	58.038	57.658	61.180	61.358	56.334	59.013	58.094	59.187	762.749
Jet internacional	154.988	143.684	135.698	163.616	160.452	158.189	161.240	164.144	154.192	157.954	152.058	148.138	1.854.352
<b>Total Jet A-1</b>	<b>230.214</b>	<b>221.053</b>	<b>216.774</b>	<b>221.834</b>	<b>218.489</b>	<b>215.847</b>	<b>222.419</b>	<b>225.502</b>	<b>210.526</b>	<b>216.967</b>	<b>210.152</b>	<b>207.325</b>	<b>2.617.101</b>
Asfalto RC-250	12.485	8.782	6.763	7.527	8.508	9.834	10.605	10.323	10.981	10.648	10.494	11.245	118.197
Asfalto AC-20	134.149	89.927	85.567	86.562	97.846	113.095	121.956	118.712	126.279	122.457	120.684	129.315	1.346.549
<b>Total asfaltos</b>	<b>146.634</b>	<b>98.709</b>	<b>92.331</b>	<b>94.089</b>	<b>106.355</b>	<b>122.929</b>	<b>132.560</b>	<b>129.035</b>	<b>137.260</b>	<b>133.105</b>	<b>131.179</b>	<b>140.560</b>	<b>1.464.746</b>
<b>G.L.P.</b>	<b>1.217.057</b>	<b>1.111.326</b>	<b>1.320.839</b>	<b>1.286.989</b>	<b>1.371.684</b>	<b>1.304.085</b>	<b>1.353.522</b>	<b>1.365.515</b>	<b>1.326.341</b>	<b>1.398.276</b>	<b>1.327.095</b>	<b>1.347.896</b>	<b>15.730.624</b>
Mineral turpetine	4.378	3.576	3.597	4.392	4.375	4.048	4.230	4.030	4.325	4.775	3.857	3.922	49.506
Ruber solvent	7.868	7.187	7.933	6.962	7.128	7.552	8.284	8.254	7.818	7.550	8.328	8.016	92.881
<b>Total solventes</b>	<b>12.246</b>	<b>10.763</b>	<b>11.530</b>	<b>11.354</b>	<b>11.504</b>	<b>11.601</b>	<b>12.514</b>	<b>12.284</b>	<b>12.143</b>	<b>12.325</b>	<b>12.185</b>	<b>11.938</b>	<b>142.387</b>
<b>AVGAS</b>	<b>4.122</b>	<b>3.187</b>	<b>4.387</b>	<b>3.934</b>	<b>3.685</b>	<b>3.365</b>	<b>3.034</b>	<b>3.101</b>	<b>3.733</b>	<b>2.977</b>	<b>2.651</b>	<b>3.349</b>	<b>41.524</b>
<b>TOTAL DEMANDA (a y c)</b>	<b>9.174.003</b>	<b>8.042.541</b>	<b>8.507.073</b>	<b>8.639.508</b>	<b>8.744.020</b>	<b>8.679.126</b>	<b>8.777.715</b>	<b>9.050.581</b>	<b>9.097.448</b>	<b>9.665.972</b>	<b>9.537.806</b>	<b>9.955.526</b>	<b>107.871.318</b>
Azufre (kg)	499.350	262.360	571.250	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	390.339	4.846.010
Gas natural (MMBTU) (b)	530.507	442.372	499.163	396.045	403.896	409.038	408.602	423.907	429.648	719.014	1.100.971	1.744.718	7.507.881
Gas natural licuado (MMBTU)	124.512	106.740	104.631	440.332	447.138	440.091	446.349	446.654	440.636	447.138	440.454	424.175	4.308.849
Lubricantes (Gls)	94.043	112.685	157.329	88.575	112.444	164.938	106.934	106.757	106.895	107.034	107.173	107.313	1.372.122

**Notas:**

- a) Proyección de Demanda de combustibles remitidas mediante memorando Nro. PETRO-CNA-2022-0879-M del 20 de diciembre 2022.
- b) Proyección de Demanda de combustibles del sector eléctrico remitida con oficio Nro. CENACE-CENACE-2022-1011-O de 23 de diciembre 2022.
- c) Ratificación de Proyección de Demanda de combustibles remitidas mediante memorando Nro. PETRO-CNA-2023-0090-M del 10 de febrero 2023.

**Fuente:** Primera Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026, oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2022



**Cuadro N°19. DEMANDA NACIONAL DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR SECTORES**

Año 2023  
Cifras en barriles

SECTOR	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
<b>AÉREO</b>	<b>234.336</b>	<b>224.239</b>	<b>221.161</b>	<b>225.768</b>	<b>222.174</b>	<b>219.212</b>	<b>225.453</b>	<b>228.603</b>	<b>214.260</b>	<b>219.944</b>	<b>212.803</b>	<b>210.674</b>	<b>2.658.625</b>
Avgas	4.122	3.187	3.934	3.685	3.685	3.365	3.034	3.101	3.733	2.977	2.651	3.349	41.524
Jet	230.214	221.053	216.774	221.834	218.489	215.847	222.419	225.502	210.526	216.967	210.152	207.325	2.617.101
<b>AGRÍCOLA</b>	<b>11.557</b>	<b>9.234</b>	<b>10.871</b>	<b>20.031</b>	<b>21.349</b>	<b>20.297</b>	<b>21.067</b>	<b>21.253</b>	<b>20.643</b>	<b>21.763</b>	<b>20.655</b>	<b>20.979</b>	<b>219.701</b>
GLP	11.557	9.234	10.871	20.031	21.349	20.297	21.067	21.253	20.643	21.763	20.655	20.979	219.701
<b>AUTOMOTRIZ</b>	<b>4.588.575</b>	<b>4.238.741</b>	<b>4.634.473</b>	<b>4.338.635</b>	<b>4.543.355</b>	<b>4.495.461</b>	<b>4.680.815</b>	<b>4.734.076</b>	<b>4.645.549</b>	<b>4.817.016</b>	<b>4.642.950</b>	<b>5.001.989</b>	<b>55.361.634</b>
Diésel 2	0	0	0	45.772	48.143	48.315	48.793	49.803	51.133	51.760	49.945	49.399	443.064
Diésel Premium	2.088.128	1.892.174	2.118.136	1.864.141	1.955.755	1.971.094	2.040.223	2.057.031	2.045.191	2.119.717	2.051.472	2.127.282	24.330.344
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	1.240.082	1.149.412	1.227.432	1.206.598	1.261.514	1.230.141	1.287.689	1.305.322	1.266.555	1.314.327	1.262.716	1.404.179	15.155.968
Gasolina 85 RON (Extra)	1.127.061	1.074.071	1.158.823	1.102.090	1.152.250	1.123.595	1.176.158	1.192.264	1.156.855	1.200.489	1.153.348	1.282.558	13.899.563
Gasolina 95 RON (Super)	101.711	94.951	96.700	110.420	115.445	112.574	117.840	119.454	115.906	120.278	115.555	128.501	1.349.336
GLP	31.591	28.133	33.381	9.614	10.247	9.742	10.111	10.201	9.908	10.446	9.914	10.069	183.358
<b>CEMENTERO</b>	<b>29.543</b>	<b>29.990</b>	<b>34.914</b>	<b>14.466</b>	<b>12.420</b>	<b>13.114</b>	<b>14.648</b>	<b>15.158</b>	<b>16.574</b>	<b>16.643</b>	<b>15.438</b>	<b>15.734</b>	<b>228.641</b>
Residuos	29.543	29.990	34.914	14.466	12.420	13.114	14.648	15.158	16.574	16.643	15.438	15.734	228.641
<b>DOMÉSTICO</b>	<b>1.117.111</b>	<b>1.013.165</b>	<b>1.171.185</b>	<b>1.161.080</b>	<b>1.237.489</b>	<b>1.176.503</b>	<b>1.221.104</b>	<b>1.231.924</b>	<b>1.196.583</b>	<b>1.261.480</b>	<b>1.197.262</b>	<b>1.216.029</b>	<b>14.200.916</b>
GLP	1.117.111	1.013.165	1.171.185	1.161.080	1.237.489	1.176.503	1.221.104	1.231.924	1.196.583	1.261.480	1.197.262	1.216.029	14.200.916
<b>ELÉCTRICO</b>	<b>1.077.615</b>	<b>816.592</b>	<b>516.266</b>	<b>636.278</b>	<b>215.517</b>	<b>344.959</b>	<b>295.288</b>	<b>331.590</b>	<b>666.080</b>	<b>947.048</b>	<b>1.216.308</b>	<b>1.311.893</b>	<b>8.375.436</b>
Diésel 2	274.063	237.827	131.543	234.548	58.285	57.467	48.828	49.306	66.933	214.088	424.580	402.054	2.199.522
Diésel Premium	116.707	30.599	12.286	9.825	10.308	10.389	10.754	10.842	10.780	11.173	10.813	11.212	255.687
Fuel Oil	498.239	390.193	279.666	270.238	109.543	186.686	170.028	195.947	340.010	349.241	420.084	520.072	3.729.947
Residuos	188.607	157.973	92.772	121.667	37.381	90.418	65.678	75.495	248.358	372.547	360.831	378.555	2.190.280
<b>INDUSTRIAL</b>	<b>790.258</b>	<b>705.048</b>	<b>792.211</b>	<b>894.285</b>	<b>930.753</b>	<b>946.142</b>	<b>988.242</b>	<b>989.412</b>	<b>994.564</b>	<b>1.024.109</b>	<b>979.920</b>	<b>1.002.987</b>	<b>11.037.931</b>
Asfalto	146.634	98.709	92.331	94.089	106.355	122.929	129.035	132.560	137.260	133.105	131.179	140.560	1.464.746
Diésel 1	639	402	664	570	528	439	482	408	639	723	532	801	6.826
Diésel 2	320.224	284.133	298.010	250.435	263.408	264.349	266.965	272.490	279.768	283.194	273.267	270.279	3.326.520
Diésel Premium	77.464	73.992	81.958	242.995	254.937	256.937	265.948	268.139	266.596	276.310	267.414	277.296	2.609.986
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	5.363	4.565	5.242	5.298	5.539	5.401	5.654	5.731	5.544	5.771	5.544	6.165	65.832
Fuel Oil	151.484	150.336	163.793	156.688	155.709	154.771	166.695	161.139	150.866	165.426	151.613	154.708	1.883.227
Gasolina 85 RON (Extra)	1.716	1.721	1.863	2.386	2.494	2.432	2.546	2.581	2.504	2.599	2.497	2.777	28.116
Gasolina 95 RON (Super)	4.648	4.659	5.351	374	391	381	399	404	392	407	391	435	18.233
GLP	56.797	60.793	105.401	96.264	102.599	97.542	101.240	102.137	99.207	104.588	99.263	100.819	1.126.650
Residuos	25.290	25.738	37.600	45.187	38.794	40.962	45.753	47.347	51.770	51.986	48.221	49.147	507.795
<b>NAVIERO</b>	<b>863.305</b>	<b>612.960</b>	<b>703.878</b>	<b>911.848</b>	<b>1.109.013</b>	<b>1.008.310</b>	<b>865.205</b>	<b>1.025.737</b>	<b>868.898</b>	<b>875.434</b>	<b>785.783</b>	<b>710.959</b>	<b>10.341.328</b>
Diésel 2	101.953	86.822	105.100	99.547	104.704	105.078	106.118	108.314	111.207	112.569	108.623	107.435	1.257.471
Diesel Premium	98.329	66.327	94.348	93.929	98.546	99.319	102.802	103.649	103.052	106.807	103.369	107.189	1.177.665
Fuel Oil # 4	73.647	80.672	106.653	337.807	525.173	423.339	275.684	433.164	274.046	275.443	193.201	115.679	3.114.508
Fuel Oil # 6	588.077	378.445	396.602	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	380.000	3.763
Gasolina 85 RON (Extra)	359	343	388	279	292	285	298	302	293	304	292	325	1.456
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	246	23	234	100	104	102	106	108	105	108	104	116	1.456
Gasolina 95 RON (Super)	693	329	552	185	193	189	197	200	194	201	194	215	3.341
<b>PESQUERO</b>	<b>128.533</b>	<b>120.624</b>	<b>140.764</b>	<b>135.845</b>	<b>135.835</b>	<b>137.949</b>	<b>144.221</b>	<b>145.355</b>	<b>139.347</b>	<b>142.853</b>	<b>138.880</b>	<b>139.416</b>	<b>1.649.621</b>
Diésel 2	42.156	41.151	54.901	44.728	47.045	47.213	47.680	48.667	49.967	50.579	48.806	48.272	571.163
Diésel Premium	2.828	2.835	3.083	2.339	2.454	2.474	2.560	2.581	2.567	2.660	2.574	2.670	31.625
Gasolina 85 RON (Extra)	0	4	0	21	22	21	22	23	22	23	22	24	204
Pesca Artesanal	83.548	76.622	82.780	88.757	86.314	88.242	93.959	94.084	86.792	89.591	87.478	88.451	1.046.617
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
<b>PETROLERO</b>	<b>320.925</b>	<b>261.183</b>	<b>269.820</b>	<b>289.918</b>	<b>304.612</b>	<b>305.577</b>	<b>309.159</b>	<b>315.189</b>	<b>322.807</b>	<b>327.358</b>	<b>315.622</b>	<b>312.929</b>	<b>3.655.098</b>
Diésel 2	310.950	252.060	257.832	277.823	292.214	293.258	296.161	302.290	310.365	314.165	303.152	299.837	3.510.108
Diésel Premium	2.112	1.037	3.732	3.937	4.130	4.163	4.309	4.344	4.319	4.477	4.332	4.493	45.384
Fuel Oil	4.173	5.563	5.328	5.075	5.044	5.013	5.399	5.219	4.887	5.358	4.911	5.011	60.983
Gasolina 85 RON con etanol (Ecopais)	0	23	23	19	20	20	21	21	20	21	20	23	232
Gasolina 85 RON (Extra)	3.667	2.452	2.690	2.934	3.067	2.991	3.131	3.174	3.079	3.196	3.070	3.414	36.864
Gasolina 95 RON (Super)	23	47	214	130	136	132	139	140	136	141	136	151	1.527
<b>PRODUCTOS ESPECIALES</b>	<b>12.246</b>	<b>10.763</b>	<b>11.530</b>	<b>11.354</b>	<b>11.504</b>	<b>11.601</b>	<b>12.514</b>	<b>12.284</b>	<b>12.143</b>	<b>12.325</b>	<b>12.185</b>	<b>11.938</b>	<b>142.387</b>
Mineral Turpentine	4.378	3.576	3.597	4.392	4.048	4.048	4.230	4.030	4.325	4.775	3.857	3.922	49.506
Rubber solvent	7.868	7.187	7.933	6.962	7.128	7.552	8.284	8.254	7.818	7.550	8.328	8.016	92.881
<b>TOTAL DEMANDA SECTORES</b>	<b>9.174.003</b>	<b>8.042.541</b>	<b>8.507.073</b>	<b>8.639.508</b>	<b>8.744.020</b>	<b>8.679.126</b>	<b>8.777.715</b>	<b>9.050.581</b>	<b>9.097.448</b>	<b>9.665.972</b>	<b>9.537.806</b>	<b>9.955.526</b>	<b>107.871.318</b>

**Nota:**  
**Fuente:** Informe de la Comisión Internacional - EP PETROECUADOR

**Cuadro N° 20. IMPORTACIONES DE DERIVADOS DE HIDROCARBUROS**

**Año 2023**

**Cifras en barriles**

IMPORTACIONES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Diésel 2	705.164	462.716	1.009.874	840.000	560.000	24.106	475.633	457.619	532.781	770.710	950.613	823.535	<b>7.612.749</b>
Diésel premium 50 PPM	1.423.405	1.711.156	1.700.813	1.680.000	1.400.000	2.114.159	1.736.665	2.323.597	1.919.078	1.837.809	1.775.147	1.847.432	<b>21.469.261</b>
Diésel 2 para preparar F.O. (antes usaba Cutter Stock)	430.629	384.246	408.975	327.357	410.821	313.838	322.579	53.629	242.152	317.867	311.327	340.429	<b>3.863.850</b>
Nafta 95 oct.	897.841	918.722	928.957	871.001	922.477	861.207	891.345	1.404.656	1.108.035	951.541	911.735	904.903	<b>11.572.420</b>
Nafta 80 oct.	599.843	596.960	596.762	584.111	599.516	662.897	709.021	795.428	823.041	734.019	633.875	979.216	<b>8.314.688</b>
GLP	1.068.766	1.052.111	1.068.332	1.099.817	1.175.893	1.082.126	1.140.639	1.329.105	1.275.774	1.217.365	1.098.368	1.116.499	<b>13.724.794</b>
AVGAS	-	8.616	-	8.000	-	8.000	-	8.000	-	8.000	-	-	<b>40.616</b>
<b>TOTAL IMPORTACIONES</b>	<b>5.125.647</b>	<b>5.134.527</b>	<b>5.713.712</b>	<b>5.410.287</b>	<b>5.068.708</b>	<b>5.066.332</b>	<b>5.275.881</b>	<b>6.372.033</b>	<b>5.900.861</b>	<b>5.837.312</b>	<b>5.681.065</b>	<b>6.012.015</b>	<b>66.598.379</b>

**Fuente:** Primera Actualización de las Estimaciones de Hidrocarburos 2023-2026, oficio Nro. MEM-VH-2023-0274-OF de 9 de junio de 2022

# Anexo 6

## PROYECTOS ESPECIALES

Esta sección presenta el estado de situación de los proyectos especiales o iniciativas estratégicas; los cuales están orientados a incorporar nuevas reservas y mejorar la recuperación de las mismas, aprovechando la infraestructura de producción existente en los diferentes áreas de desarrollo, y como consecuencia, esto permitirá el incremento de producción, el cual beneficiaría a EP PETROECUADOR el cumplimiento de los objetivos estratégicos y generaría mayores ingresos para el Estado Ecuatoriano, a su vez, también apoyará a la reactivación económica en las áreas de influencia donde se desarrollarán los proyectos.

La tabla a continuación incluye una descripción más detallada de las actividades realizadas y del estado de avance de cada proyecto en particular.

**Cuadro N° 1: Proyectos especiales**

PROYECTOS ESPECIALES			
Proyecto	Fuentes	Estado del Proyecto	Avance
Captación y/o industrialización de gas asociado	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proceso declarado desierto 21 de abril de 2023.</li> <li>Actualmente en fase de estructuración del nuevo proyecto.</li> </ul>	Avance fase de estructuración: 16%  Fecha de implementación (inscripción al proceso) estimada: Julio 2023
Desarrollo del Bloque 6 – Campo Amistad	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto en fase de reestructuración.</li> <li>Actualización del modelo de negocio.</li> <li>Se cuenta con informe actualizado de SSA.</li> </ul>	Avance fase de estructuración: 65%  Fecha de implementación estimada (inscripción al proceso): Junio 2023
Desarrollo de 21 campos – 5 clusters	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proyecto en fase de estructuración.</li> <li>Definición de modelo de negocio.</li> <li>Se cuenta con informes de SSA y RSRC.</li> <li>En proceso la certificación de reservas.</li> </ul>	Avance fase de estructuración: 21%  Fecha de implementación estimada (inscripción al proceso): Septiembre 2023

Bloque 60 – Campo Sacha – Incremento de producción	Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyecto en fase de estructuración.</li> <li>• Definición de modelo de negocio.</li> <li>• Se cuenta con el informe técnico, informes de SSA y RSRC.</li> </ul>	<p>Avance fase de estructuración: 38%</p> <p>Fecha de implementación estimada (inscripción al proceso): Octubre 2023</p>
--	---	--	--

**Fuente:** Gerencia de Transformación Empresarial y Proyectos Especiales

	NOMBRE	CARGO	FIRMA
<b>Elaborado por:</b>	Isabel Caicedo E.	Especialista de Planificación y Estadísticas	
<b>Revisado por:</b>	Mayra Benitez L.	Jefe Corporativo de Planificación Enc.	
<b>Autorizado por:</b>	Gastón Jaramillo G.	Subgerente de Planificación y Control de Gestión Enc.	