

Plan Estratégico Empresarial
de EP PETROECUADOR
2021-2025

Marzo 2022

Aprobado con Resolución No. DIR-EPP-04-2022-04-18

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	LA ORGANIZACIÓN	3
2.1	Marco Normativo	3
2.2	Descripción general de la organización	5
2.3	Situación histórica y actual de las líneas de negocio	26
2.3.1	Nivel operativo	27
2.3.2	Nivel comercial	40
3	DIAGNÓSTICO SITUACIONAL	53
3.1	Diagnóstico Externo	53
3.1.1	Entorno general	53
3.1.2	Entorno específico.....	61
3.2	Análisis DAFO	78
4	VINCULACIÓN A LA PLANIFICACIÓN NACIONAL.....	78
5	PLANIFICACIÓN EMPRESARIAL	90
5.1	Misión	90
5.2	Visión	90
5.3	Valores Corporativos	90
5.4	Objetivos Estratégicos.....	92
5.5	Estrategias.....	95
5.6	Mapa Estratégico.....	97
5.7	Proyección empresarial	97
5.7.1	Producción de hidrocarburos.....	97
5.7.2	Producción de derivados	100
5.7.3	Inversiones, costos y gastos	108
5.7.4	Pozos por perforar	111
5.7.5	Workovers de inversión (CAPEX)	114
5.7.6	Consumo de combustible	115
5.7.7	Resumen de proyecciones	117
5.8	Indicadores Estratégicos	118

5.8.1	Indicador de impacto	118
5.8.2	Indicador de resultados	118
5.8.3	Indicador de gestión	118
5.8.4	Línea Base.....	118
5.8.5	Meta	118
5.9	Inversión y reinversión para cumplir con el Plan Estratégico.....	118
5.10	Cuadro Resumen de la Planificación Estratégica.	118
ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS		121
ANEXOS.....		125
6	REFERENCIAS	154

1 INTRODUCCIÓN

Mediante Decreto Ejecutivo No. 723, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 del 8 de mayo de 2019, el Presidente de la República decreta, “(...) *Artículo 1.- Dispone dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP” en una sola empresa pública de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Constitución de la República.*”

Con Decreto Ejecutivo 1221 de 7 de enero de 2021 Presidente de la República decreta, “(...) *Artículo 1.- Fusiónesse por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Petroamazonas EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador.*”

La Planificación Estratégica de la EP PETROECUADOR, considera para el período enero – septiembre 2021 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021, la misma que no fue actualizada en base la realidad 2021 como empresa encargada de toda la cadena hidrocarburífera (fusión); y, para el período agosto – diciembre 2021 y 2022 – 2025 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025, emitido por el Consejo Nacional de Planificación con resolución N° 002-2021-CNP de 20 de septiembre de 2021 y publicado en el Cuarto Suplemento N° 544 - Registro Oficial el 23 de septiembre de 2021.

Es importante indicar que los Instrumentos de Planificación de la empresa integrada han sido elaborados bajo los lineamientos emitidos por EMCO EP para la presentación de la información mínima a considerar en el Plan Estratégico Empresarial, y que los mismos son provisionales hasta que se dé cumplimiento al Art. 4.- literal r) del Decreto Ejecutivo No. 95:

“Auditar el proceso de fusión de EP Petroecuador y Petroamazonas EP, con la finalidad de: (i) determinar el estado de situación actual de dicho proceso; (ii) identificar y ejecutar las actividades que se encuentren pendientes para la culminación de dicho proceso, y, (iii) realizar los procesos necesarios para la contratación de una consultoría internacional que diseñe el nuevo modelo de negocio, la estructura de la organización y la optimización de todos los recursos de la empresa pública, conforme a estándares internacionales y buenas prácticas empresariales.”

Se considera las metas oficializadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables; para el periodo enero – junio 2021 los Estimados Hidrocarburíferos Cuarta

Actualización emitidos con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0168-OF de 30 de marzo de 2021, y para el período julio– diciembre 2021 los Estimados Hidrocarbúferos Sexta Actualización oficializados presentados con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0461-OF de 13 de agosto de 2021; conforme a los acuerdos y compromisos interinstitucionales del acta de revisión de los Estimados Quinta Actualización del 10 de junio 2021 remitida mediante oficio Nro. PETRO-PCO-2021-0047-O de 24 de junio de 2021.

En el ámbito financiero se considera el Nuevo techo presupuestario, remitido por el Ministerio de Economía y Finanzas mediante oficio MEF-SRF-2021-0360-O de 15 de noviembre de 2021.

Con estos antecedentes de carácter normativo se alinea y se presenta este Plan Estratégico, en el que además de los grandes retos a los que se debe enfrentar esta empresa petrolera, está el de lograr la consolidación de la fusión por absorción de *EP PETROECUADOR* y *PETROAMAZONAS EP*.

La fusión de estas empresas públicas generará una empresa con mayor valor agregado para su máxima potencialización, ya que será la responsable de atender toda la cadena de valor de los hidrocarburos, desde la exploración hasta la comercialización del petróleo, gas y sus derivados en beneficio de los ecuatorianos.

El Plan Estratégico es un instrumento para apoyar el cumplimiento de la política hidrocarbúfera que establece el Estado, contar con los elementos que le permitan desarrollarse en un entorno o contexto competitivo maximizando la renta petrolera para los ecuatorianos; para lo cual se está trabajando en la aplicación del Decreto Ejecutivo No. 95. Asimismo, debe brindar la seguridad y soberanía energética nacional, creando valor, ser el motor de la industria nacional bajo una perspectiva de sustentabilidad, y como lo ha sido durante años, la piedra angular de la economía nacional.

Además, es necesario crear una imagen nacional y corporativa de la empresa pública, que conecte a la ciudadanía hacia una nueva percepción del sector hidrocarbúfero ecuatoriano y su empresa nacional.

Las incertidumbres actuales y los escenarios a los que se deberá enfrentar la EP PETROECUADOR son y serán cada vez más desafiantes, por lo que deberá contar con el talento y la innovación de todos sus integrantes, para poder transformarla en una de las empresas más relevantes del sector hidrocarbúfero de la región y del mundo.

Una vez aprobados los Instrumentos de Planificación, el resultado de los indicadores los planes de acción se incorporarán en la herramienta GPR de los indicadores categorizados como N1 para su posterior seguimiento y evaluación en la herramienta, así como su complemento con los informes de gestión presentados de manera periódica al directorio de la empresa.

Uno de los factores claves que ha considerado la nueva estructura empresarial es promover el desarrollo y operatividad de herramientas de gestión que contribuyan al análisis, evaluación y monitoreo de resultados con la finalidad de proporcionar criterios técnicos para la toma de acciones y decisiones por parte de las autoridades de la empresa.

2 LA ORGANIZACIÓN

2.1 Marco Normativo

Cuadro 1: Marco normativo

NORMATIVA	DETALLE	TEXTO
Constitución de la República del Ecuador	Art. 313	<p><i>“El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.”</i></p>
	Art. 315	<p><i>“El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales. Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado. La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios.”</i></p>

Ley Orgánica de Empresas Públicas	<p>Art.3</p> <p>Art. 4</p>	<p>Numeral 3, indica que son principios de las empresas públicas, entre otros, <i>“actuar con eficiencia, racionalidad, rentabilidad y control social en la exploración, explotación e industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables y en la comercialización de sus productos derivados, preservando el ambiente”.</i></p> <p><i>“Las empresas públicas son entidades que pertenecen al Estado en los términos que establece la Constitución de la República, personas jurídicas de derecho público, con patrimonio propio, dotadas de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Estarán destinadas a la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y en general al desarrollo de actividades económicas que corresponden al Estado (...).”</i></p>
Reforma Ley de Hidrocarburos, establecida en la Ley orgánica para el desarrollo económico y sostenibilidad fiscal tras la pandemia COVID-19	R.O. 587 Art. 2 reformado	<p><i>“El Estado explorará y/o explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior, en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, o consorcios integrados de ellas, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual el Ministerio del Ramo, podrá celebrar contratos de participación, de prestación de servicios para exploración y/o explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana o de usual empleo en la industria a nivel internacional que no contravengan la legislación ecuatoriana, las cuales podrán ser determinadas en el reglamento a la presente ley (...).”</i></p>
Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas	R.O. 254	<p>Este tiene por objeto <i>“regular, administrar, controlar y fiscalizar las Operaciones Hidrocarburíferas en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera”.</i> Adicionalmente, especifica que aplicaría a <i>“personas naturales, jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales reconocidas en el Ecuador.”</i></p>
Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas	R.O. 306	<p>El presente Código tiene por objeto, organizar, normar y vincular el Sistema Nacional Descentralizado de Planificación Participativa con el Sistema Nacional de Finanzas Públicas, y regular su funcionamiento en los diferentes niveles del sector público, en el marco del régimen de desarrollo, del régimen del buen vivir, de las garantías y los derechos constitucionales.</p> <p>Asimismo, regula el ejercicio de las competencias de planificación y el ejercicio de la política pública en todos los niveles de gobierno, el Plan Nacional de Desarrollo, los planes de desarrollo y de ordenamiento territorial de los Gobiernos Autónomos Descentralizados, la programación presupuestaria cuatrienal del Sector Público, el Presupuesto General del Estado, los demás presupuestos de las entidades públicas; y, todos los recursos públicos y demás instrumentos aplicables a la Planificación y las Finanzas Públicas.</p>

Reglamento de funcionamiento del Directorio de EP PETROECUADOR	Art. 4	Atribuciones del Directorio. Numeral 8 <i>“Aprobar el Plan Estratégico de la Empresa, elaborado y presentado por la Gerencia General, y evaluar su ejecución. En el evento de requerirse la modificación del antes mencionado plan, esta deberá someterse a consideración del Directorio, contándose con el sustento de un informe motivado por el Gerente General y de la opinión favorable del Presidente del Directorio. la aprobación o modificación del Plan Estratégico de la empresa, estará supeditada a la obtención del informe de conformidad del ministerio rector del sector y el dictamen favorable de EMCOEP”</i>
Decreto Ejecutivo No. 723	R.O. 483	El Presidente Constitucional de la República dispuso el proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos PETROAMAZONAS EP, a fin que sea una sola empresa de conformidad con los preceptos establecidos en la Ley Orgánica de Empresas Públicas.
Decreto Ejecutivo No. 1221	Art. 2	Decreta <i>“Fusionese por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, PETROAMAZONAS EP a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR.”</i>
Acuerdo Ministerial No. 0009	Art. 1	<i>Acuerda: Expedir las "Directrices presupuestarias para el ejercicio fiscal 2021 de la empresa petrolera fusionada EP PETROECUADOR"</i>
Acuerdo Ministerial No. 1002	R.O. 606	emitió <i>"La Norma Técnica de Implementación y Operación de la Metodología y Herramienta de Gobierno por Resultados"</i> , para realizar el control, seguimiento y evaluación de la gestión de los planes, programas, proyectos y procesos que se encuentran en ejecución.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

2.2 Descripción general de la organización

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (en adelante, CEPE), inició sus actividades en junio de 1972 con la misión de precautelar los hidrocarburos del suelo ecuatoriano para convertirlos en un recurso que financie el desarrollo económico y social del país y, además, explorar, industrializar y comercializar otros productos necesarios para la actividad petrolera.

El 26 de junio de 1972, se inauguró el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con una capacidad de transporte de 250.000 bpd para un crudo de 30° API. En mayo de 1985 se realizó una primera ampliación de su capacidad a 300.000 bpd para un crudo de 29° API. En marzo de 1992 entró en funcionamiento la segunda ampliación a 325.000 bpd para un petróleo de 28.5° API; finalmente en diciembre de 1998 se suscribió otro convenio entre Petroecuador y la empresa Arco Oriente-Agip Oil para la optimización del oleoducto a su

máxima capacidad a 360.000 bpd y 390.000 bpd usando químico reductor, esta capacidad se conserva hasta la actualidad.

Con la finalidad de dejar de importar derivados, especialmente gasolinas, se diseñó y construyó la refinería de Esmeraldas entre 1975 y 1977, iniciando su operación en mayo de 1977 con una capacidad de refinación de 55.600 bpd. En 1987 se realizó su primera ampliación a 90.000 bpd, ampliándose en 1997 a 110.000 bpd y adaptándose para procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

En noviembre de 1989, se revertieron al Estado Ecuatoriano las instalaciones de la refinería Anglo Ecuadorian Oil Fields Ltd. y en 1990 la refinería Repetrol (ex Gulf), al concluir sus respectivos contratos de operación. Estas plantas industriales conforman hoy en día la refinería La Libertad, ubicada en la Provincia de Santa Elena y cuya capacidad de procesamiento es de 45.000 bpd.

La refinería Shushufindi inició sus operaciones en 1987 con una capacidad de 10.000 bpd y en 1995 se duplicó su capacidad a 20.000 bpd. Esta planta cuenta con dos unidades de destilación atmosférica, de 10.000 bpd cada una. La planta de gas se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y para producir GLP y gasolina natural. Su carga máxima es de 25 millones de pies cúbicos.

En 1989, CEPE cambia su razón social a Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (en adelante, Petroecuador), con sus empresas filiales Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial.

El 6 de abril de 2010, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país y a fin de fortalecer las áreas estratégicas, se crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, (en adelante, EP PETROECUADOR), con el mismo objetivo y responsabilidad de su antecesor, es decir, velar por la gestión del sector hidrocarburífero, pero ya no bajo el esquema de holding, sino como una sola empresa con sus gerencias operativas y de soporte.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1351-A, publicado en el Registro Oficial No. 860 del 2 de enero de 2013, la EP PETROECUADOR asumió las operaciones de transporte, refinación, almacenamiento, y comercialización interna y externa de crudo y derivados, entregando las operaciones relacionadas con exploración y explotación a PETROAMAZONAS EP.

El 24 de abril de 2019, con la firma del Decreto Ejecutivo 723 publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 483 de 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, gas natural y sus derivados. A partir del 01 de enero del 2021, EP PETROECUADOR es la empresa pública que se encargará de las actividades del sector hidrocarburífero del Ecuador.

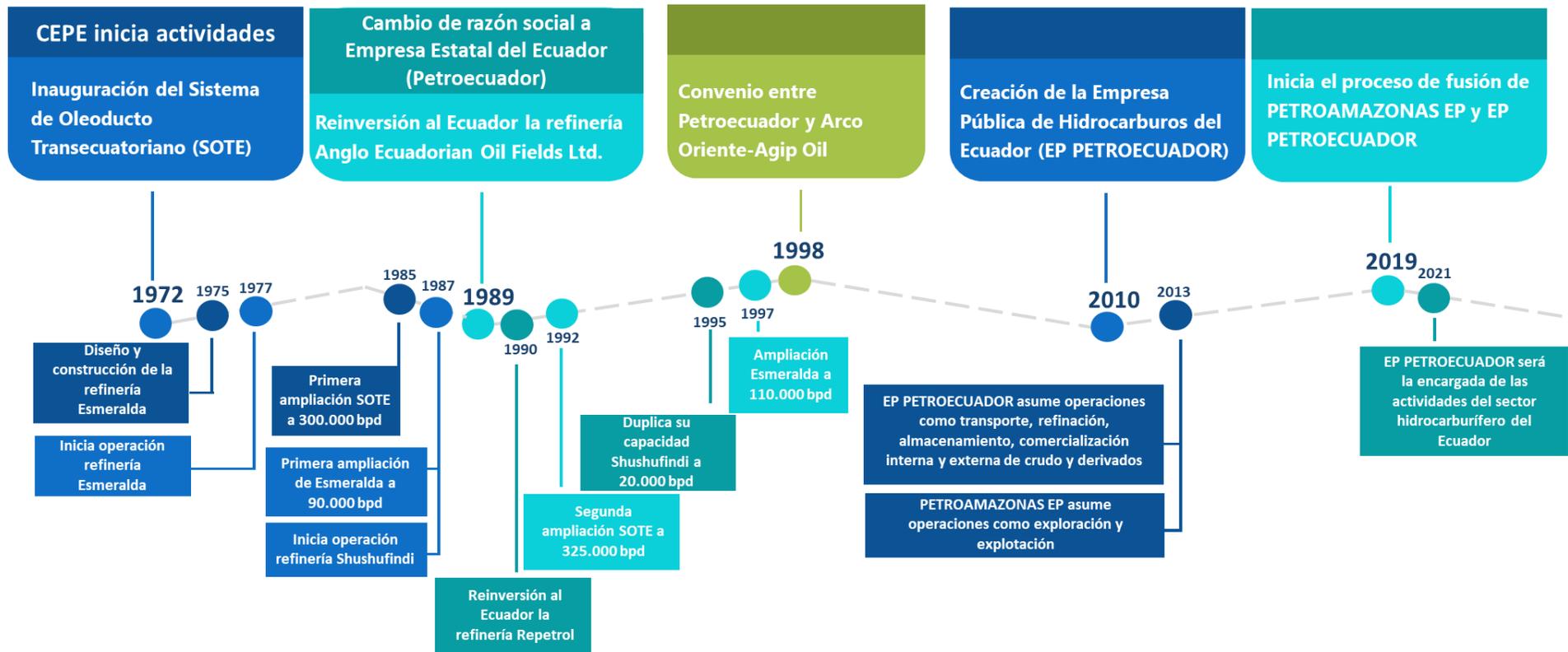
Cuadro 2: Matriz de competencias.

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

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

Los sucesos antes mencionados, se visualizan en la siguiente línea de tiempo.

Gráfico 1: Línea de Tiempo.



Fuente: Gerencia de Transformación Empresarial (UTB).

Considerando la nueva estructura empresarial en función de su alcance. la empresa tendrá una mayor relevancia en la economía del país. Bajo estas premisas 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.

Con resolución No. DIR-EPP-02-2021-01-12, el Directorio de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR en sesión de 12 de enero de 2021, da a conocer y aprueba la modificación a la Estructura Orgánica y Ocupacional de la Administración Superior de la EP PETROECUADOR, de conformidad con la Ley Orgánica de Empresas Públicas y el Reglamento de Funcionamiento del Directorio de la EP PETROECUADOR; estableciendo las Unidades de Negocio que se contemplan para realizar las nuevas y actuales atribuciones, se categorizan en:

1. Soporte Gerencial/Staff son las unidades administrativas relacionadas con los procesos gobernantes.

- Auditoría Interna (CGE)
- Gerencia de Transformación Empresarial (UTB),), unidad temporal hasta diciembre 2021
- Subgerencia de Salud, Seguridad y Ambiente
- Procuraduría
- Jefatura de Seguridad Física
- Jefatura Corporativa de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias

- Jefatura de Imagen y Comunicación
- Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

2. Operaciones son las unidades administrativas relacionadas con los procesos sustantivos de valor o del negocio.

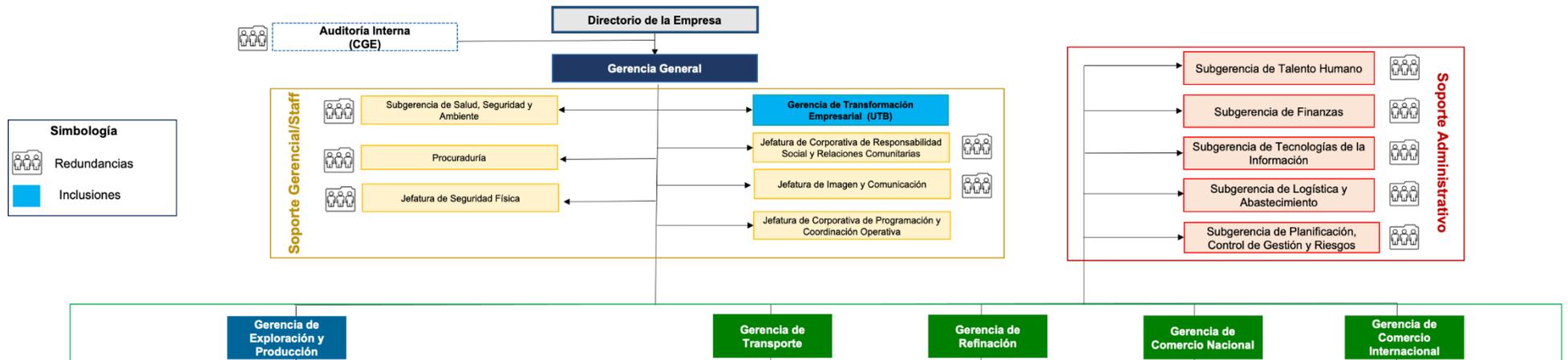
- Gerencia de Exploración y Producción
- Gerencia de Refinación
- Gerencia de Transporte
- Gerencia de Comercio Internacional
- Gerencia de Comercialización Nacional

3. Soporte Administrativo son las unidades administrativas relacionadas con los procesos habilitantes o de apoyo.

- Subgerencia de Talento Humano
- Subgerencia de Finanzas
- Subgerencia de Tecnologías de la Información
- Subgerencia de Logística y Abastecimiento
- Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL EP PETROECUADOR 2021

Gráfico 2: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2021.



Nota: Gerencia de Transformación Empresarial (UTB), unidad temporal que se mantuvo en funciones hasta diciembre 2021

Fuente: Subgerencia de Talento Humano

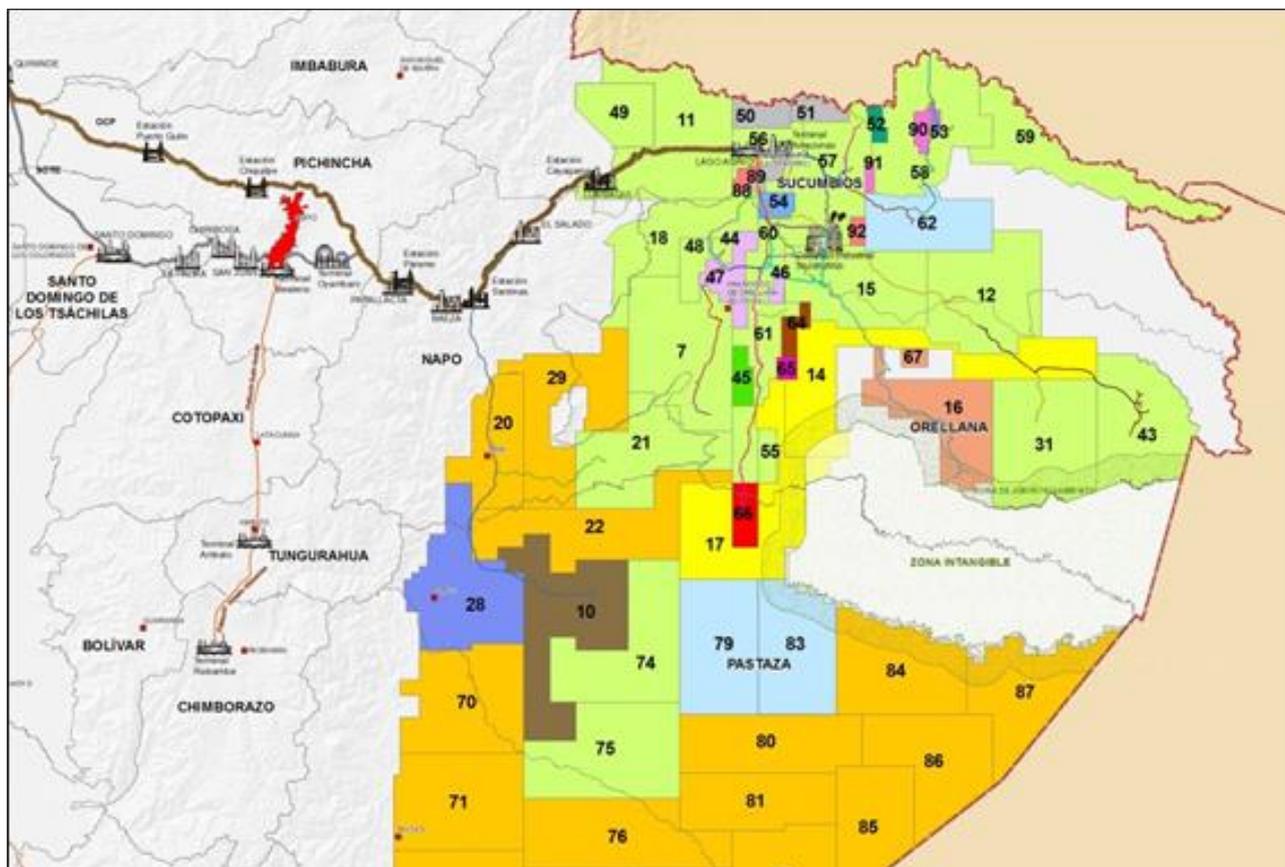
Durante el proceso de consolidación de la fusión, la EP PETROECUADOR estará realizando los ajustes organizacionales que permitan asegurar la operación de actividades y llevar a cabo las estrategias para hacer más eficiente a la empresa, y con ello afrontar los desafíos de este sector cada vez más competitivo.

Exploración y producción

Para el segmento de Exploración y Producción operará 23 bloques, 20 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 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.

Gráfico 3: Bloques Operados por EP PETROECUADOR.



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Cuadro 3: Bloques petroleros compañías estatales

BLOQUES PETROLEROS COMPAÑÍAS ESTATALES	
BLOQUE	NOMBRE
1	PACOA
5	RODEO
6	AMISTAD
7	COCA-PAYAMINO
11	LUMBAQUI
12	EDEN - YUTURI
15	INDILLANA
18	PALO AZUL
21	YURALPA
31	APAICA- NENKE
43	ITT
44	PUCUNA
48	PUNINO
49	BERMEJO
55	ARMADILLO
56	LAGO AGRIO
57	SHUSHUFINDI LIBERTADOR
58	CUYABENO - TIPISHCA
59	VINITA
60	SACHA
61	AUCA
74	BLOQUE 74
75	BLOQUE 75

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

- **Transporte**

Al seguir siendo responsable de las áreas de transporte, refinación, comercialización interna y externa de crudo y derivados, cuenta con infraestructura a lo largo del país.

- Refinación y transporte de derivados

Cuadro 4: Capacidad instalada en refinерías.

CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA EN REFINERIAS Y PLANTA DE GAS NATURAL				
Detalle	Capacidad Instalada	Capacidad Utilizada		
		2018	2019	2020
Refinería Esmeraldas [bpd]	110.000	93.421	96.905	87.077
Refinería Libertad [bpd]	45.000	44.334	42.600	41.373
Refinería Shushufindi [bpd]	20.000	20.234	20.143	17.393
Planta de GLP Shushufindi [MMpcd]	25	17	16	14
Planta de GNL Bajo Alto [TMd]	200	86	68	47

Fuente: Gerencia de Refinación y Gerencia de Transporte

La producción de las refinерías, en conjunto con las mezclas realizadas en las terminales permite abastecer parcialmente la demanda de combustibles de acuerdo con el siguiente esquema.

Cuadro 5: Producción de derivados.

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS									
Producto	Refinería Esmeraldas	Refinería La Libertad	Refinería Shushufindi	Terminal Beaterio	Terminal Pascuales	Depósito La Toma	Terminal Barbasqui	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
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

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 bls/día. Se transportan los derivados desde las refinerías y terminales marítimas hasta los terminales y depósitos, donde se almacenan en grandes tanques, para luego ser distribuidos a las comercializadoras. A continuación, se muestran los poliductos que transportan los derivados del petróleo y sus características.

Cuadro 6: Características de los poliductos.

CARACTERÍSTICAS DE LOS POLIDUCTOS						
Poliducto	Tramos poliductos	Longitud [km]	Capacidad instalada [bls/hora]	Caudal Prom. Operativo [bls/hora]	Capacidad Instalada de Bombeo [bls/día]	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 - Pascauales	276,50	1.500,00	1.500	36.000	Jet Fuel, Diésel Premium
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	305,00	420,00	400	10.080	Destilado 1, Diésel 2, Gasolina Base, Shushu, GLP
Quito - Ambato - Riobamba	Quito - Ambato	161,00	660,00	660	15.840	Gasolina Súper y Extra, Diésel 2, Diésel Premium Jet Fuel
	Ambato - Riobamba					
Libertad - Manta	Libertad - Manta	170,00	550,00	550	13.200	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Premezcla
Libertad Pascauales	Libertad - Pascauales	127,00	1.200,00	1.100	28.800	Destilado 1, Diésel 2, Diésel Premium, Jet Fuel, Gasolina Base Lib-Esm, Gasolina Importada, NAO, Premezcla
Tres Bocas - Pascauales	Tres Bocas - Pascauales	20,60	4.000,00	4.000	96.000	Nafta Base, Nafta de Alto Octano, Diésel 2, Destilado, Jet Fuel, G. Importada
Pascauales - Cuenca	Pascauales - 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
Total		1.652,0			405.420	

Fuente: Gerencia de Transporte

- **Distribución y comercialización**

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

- 46 estaciones de servicios propias
- 193 estaciones de servicio afiliadas
- 14 depósitos de pesca artesanal
- 17 depósitos de pesca artesanal afiliado
- 1 despacho provisional (Zumbahua)
- 6 depósitos de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

- 16 sucursales operativas pertenecientes a 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

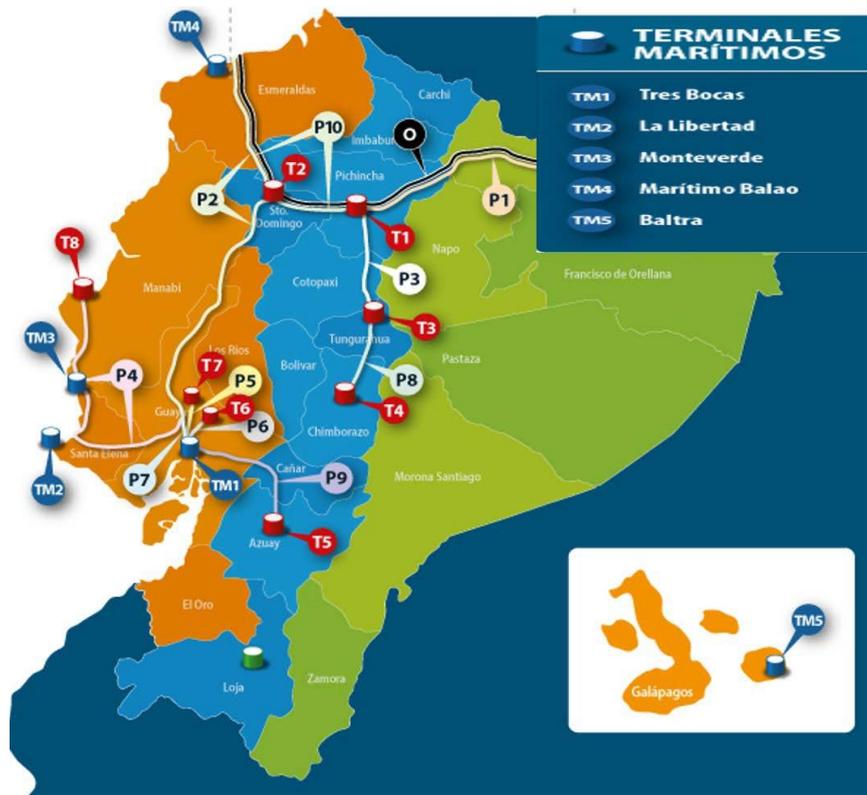
Además, EP PETROECUADOR cuenta con los siguientes clientes:

- 170 clientes directos aéreos
- 188 clientes directos automotriz
- 365 clientes directos industriales
- 142 clientes directos navieros
- 19 clientes directos pesca artesanal
- 11 clientes directos gas

A continuación, se muestran las terminales marítimas en donde se realiza la exportación de crudo, importación y exportación de derivados:

- Terminal Balao (Esmeraldas)
- Libertad
- Tres Bocas
- Monteverde
- Baltra

Gráfico 5: Terminales marítimas.



Fuente: Jefatura de Imagen y Comunicación

- **Seguridad, Salud y Ambiente**

Las funciones de Seguridad, Salud y Ambiente son un eje transversal a todos los niveles de la empresa, donde la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente tiene la misión de definir y controlar la aplicación de políticas y procedimientos en materia de gestión ambiental, seguridad y salud en el trabajo; así como, brindar asesoría y acompañamiento.

En ese sentido, las áreas operativas, deben realizar sus actividades cumpliendo con estándares de calidad, seguridad y preservación del ambiente, lo que implica tanto la implantación de acciones preventivas como de control de los impactos que se generen durante el desarrollo de sus actividades.

Por ello, se debe trabajar continuamente en un modelo para mejorar la gestión de calidad y minimizar riesgos laborales que reduzcan el impacto ambiental y social de sus actividades, esto con un enfoque de transparencia a través de la implementación de sistemas de gestión certificables/acreditables bajo estándares internacionales.

Actualmente, EP PETROECUADOR dispone de los siguientes estándares internacionales en proceso de implementación o certificación:

- Sistema de Gestión de Antisoborno basado en la Norma ISO 37001:2016.
- Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO 9001:2015.
- Sistema de Gestión Ambiental basado en la Norma ISO 14001:2015.
- Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Ocupacional basado en el estándar OSHAS 18001:2007
- Sistema de Gestión de Seguridad de Información basado en la Norma ISO 27001 y el Esquema Gubernamental de seguridad de la información.
- Sistema de Gestión de Calidad basado en la Norma ISO/IEC 17025- acreditación de laboratorios.

En los siguientes cuadros se presentan las certificaciones y acreditaciones con las que cuenta la empresa integrada junto con su vigencia y alcance. Sin embargo, es importante señalar que la vigencia de las acreditaciones de los laboratorios varía dependiendo del laboratorio.

Cuadro 7: Certificaciones de sistemas de gestión 2020.

CERTIFICACIONES DE SISTEMAS DE GESTIÓN 2020			
Sistema de Gestión	Certificación	Vigencia	Alcance
Sistema de Gestión de Antisoborno	ISO 37001:2016	Hasta 23 de noviembre de 2023	Órgano de Gobierno, Gerencia General, Función de Cumplimiento, proceso de contratación y compras a nivel nacional, y recursos humanos.
Gestión Calidad	ISO 9001:2015	Hasta enero de 2024	<p>Proceso:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Actividades de soporte administrativo y operativo. b) Diseño y construcción de facilidades de producción c) Mantenimiento de facilidades de producción. d) Gestión de logística y materiales. e) Mantenimiento aviación y operaciones aéreas. <p>Sitios: Oficinas administrativas Quito, Tababela, Coca, Bloques: B06, B12, B15, B56, B57S, B57L B58, B18, B7, B60 y B61.</p>
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta 18 de agosto de 2022	Base Logística Guajaló; Estación de Bombeo Lago Agrío; Estación de Bombeo Lumbaquí; Estación de Bombeo El Salado; Estación de Bombeo Baeza; Estación de Bombeo Papallacta; Estación de Bombeo Quinindé; Estación Reductora San Juan; Estación Reductora Chiriboga, Estación Reductora La Palma; Terminal Marítimo Balao; Base Logística y Estación Reductora Santo Domingo; Base Logística Santa Rosa
Gestión Ambiental	ISO 14001:2015	Hasta el 09 de marzo de 2023	Bloques: 12, 15, 18, 21, 31, 43, las plataformas Oso A, B y G del Bloque 7 y el oleoducto Edén Yuturi – Lago Agrío, en la región amazónica; y, las oficinas administrativas ubicadas en Quito (Covidal y Villafuerte)
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	OHSAS 18001:2007	Hasta el 11 de marzo 2021. Por comunicación IAF el plazo de vigencia del certificado se amplía a 6 meses más (hasta septiembre 2021)	Bloques: 12, 15, 18, 21, 31, 43, las plataformas Oso A, B y G del Bloque 7 y el oleoducto Edén Yuturi – Lago Agrío, en la región amazónica; y, las oficinas administrativas ubicadas en Quito (Covidal y Villafuerte)
Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo	OHSAS 18001:2007	Hasta 29 de octubre de 2020	Refinería La Libertad; Refinería Shushufindi; Terminal El Beaterio; Terminal Pascuales; Terminal Marítimo Balao
Gestión de Seguridad de Información	En implementación. Versión EGSÍ V2	N/A	Matrices riesgos según Esquema Gubernamental de Seguridad de la Información (EGSI V2), administradas por RRHH, TI, Servicios Generales y Seguridad Física.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Control

Cuadro 8: Acreditaciones de sistemas de gestión 2020.

ACREDITACIONES DE SISTEMAS DE GESTIÓN 2020			
Sistema de Gestión	Acreditación	Vigencia	Alcance
Sistema de Gestión de Calidad de Laboratorios	ISO/IEC 17025	Acreditaciones otorgadas por el Servicio de Acreditación Ecuatoriano-SAE en 8 Laboratorios Principales, a partir del año 2011, hasta la presente	Acreditaciones otorgadas por el Servicio de Acreditación Ecuatoriano SAE en 8 Laboratorios Principales localizados en las siguientes zonas geográficas: 3 Refinerías del país: Esmeraldas; Libertad y Shushufindi; 3 Terminales de Hidrocarburos Petroleros en: 2 de Productos Limpios: Pascuales- Monteverde y 1 de Crudo de exportación al mercado internacional, que corresponde al Terminal Marítimo de Balao en Esmeraldas; 1 Laboratorio en la Cabecera de Lago Agrio del SOTE y 1 Laboratorio de Ambiente en Lago Agrio.
Sistema de Gestión de Calidad en Laboratorios	Acreditación NTE INEN ISO/IEC 17025:2018, para Laboratorios de Ensayo	Noviembre de 2022	<p>Proceso (Alcance):</p> <p>Laboratorio de Ensayo en instalaciones permanentes: Laboratorio de Tratamiento Químico Bloque 58 Cuyabeno, Bloque 57 Libertador, Bloque 57 Shushufindi, Bloque 56 Lago Agrio, Unidad Técnica B49 Bermejo, Bloque 18 ZPF, Bloque 60 Sacha, Bloque 61 Auca, Bloque 15 CPF, Bloque 7 Payamino, Unidad Técnica Yuralpa, Bloque 12 EPF. Matriz: crudo de petróleo</p> <p>Ensayos: Gravedad API, Viscosidad Cinemática, % Azufre por Fluorescencia de Rayos X, % de Agua por Destilación y % Sólidos por Extracción.</p> <p>Laboratorio de Ensayo en instalaciones permanentes: Laboratorio de Tratamiento Químico Bloque 15 CPF Matriz: Diésel Ensayos: Gravedad API, Viscosidad Cinemática y % Azufre por Fluorescencia de Rayos X.</p>

Fuente: Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

Por otro lado, la Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente se desarrolla bajo los siguientes ejes de acción:

- **Salud:** Proteger la salud de los colaboradores de los factores de riesgo a los que estén potencialmente expuestos por la ejecución sus actividades.
- **Seguridad industrial:** Dirigir, coordinar y controlar los procesos vinculados a la gestión de seguridad industrial, para garantizar la integridad física y mental de los colaboradores.
- **Gestión ambiental:** Coordinar y controlar los procesos establecidos por la empresa para prevenir, mitigar y controlar el impacto ambiental inherente a las operaciones.
- **Restauración ambiental:** Restaurar las áreas afectadas por fuentes de contaminación producidas por las operaciones de la Empresa y remediar los materiales contaminados producto de la operación.

Teniendo como objetivo el siguiente programa ambiental a 2021.

Cuadro 9: Programa ambiental.

PROGRAMA AMBIENTAL		
Estrategia	Periodo de ejecución	Estado
Reducción de consumos de energía	2017 - 2024	En proceso de implementación
Reducción de consumos de agua	2017 - 2024	En proceso de implementación
Reducción de consumos de papel	2017 - 2020	Se implementó el programa cero papeles (uso obligatorio de herramientas informáticas: sistema de gestión documental, firma digital)
Implementación de plantas de tratamiento de efluentes	2017 - 2020	Todas las instalaciones cuentan con sistemas de tratamiento de efluentes
Implementación de estrategia de manejo de emisiones	2017 - 2024	En proceso de implementación
Implementación de estrategia de manejo de desechos	Permanente	En ejecución
Programa de remediación de pasivos ambientales	Permanente	En ejecución
Planes de contingencia acordes a riesgos ambientales por instalación	Permanente	En ejecución

Fuente: Subgerencia de Seguridad, Salud y Ambiente

- **Situación financiera**

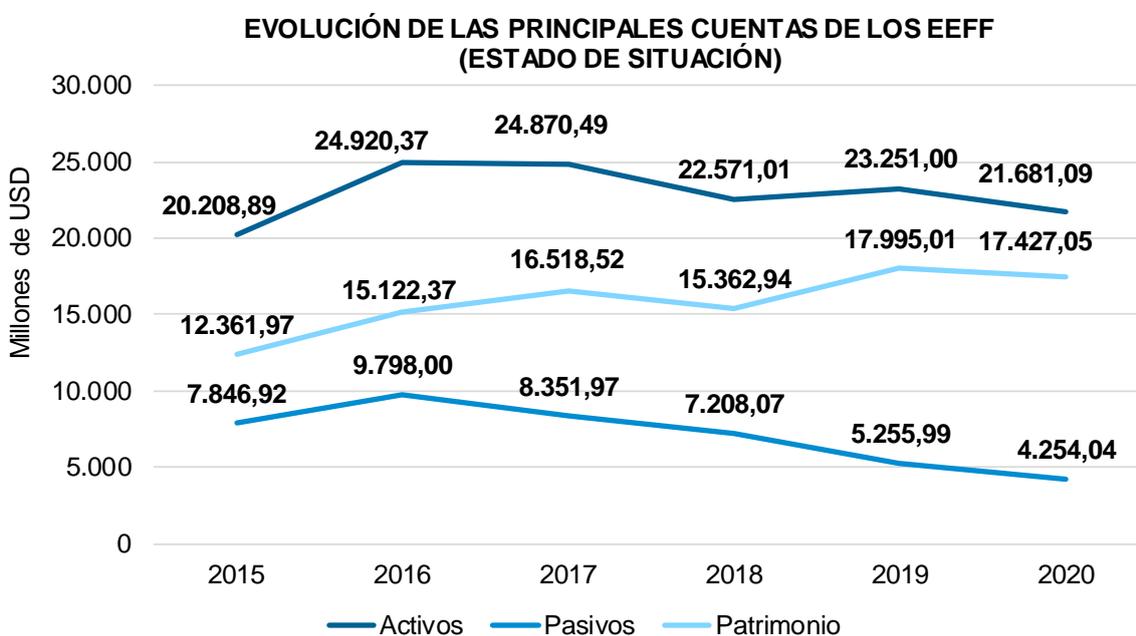
Con relación a la evolución de las principales cuentas del Estado de Situación Financiera de EP PETROECUADOR se puede observar que el total Activos pasó de USD 9.661,56 millones en el año 2015 a USD 7.956,20 millones en el año 2020, es decir disminuyó en un 17,65%; el total de Pasivos pasó de 4.002,89 millones en el año 2015 a USD 1.193,15 millones en el año 2020, es decir disminuyó en 70,19%; y, el Patrimonio pasó de USD 5.658,66 millones en el año 2015 a USD 6.763,05 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 19,52%. Es importante mencionar que la información del año 2020 es preliminar debido a que al momento se encuentran en proceso el cierre de los estados financieros.

Con relación a la evolución de las principales cuentas del Estado de Situación Financiera de PETROAMAZONAS EP se puede observar que el total Activos pasó de USD 10.547,33 millones en el año 2015 a USD 13.724,89 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 30,13%; el total de Pasivos pasó de 3.844,03 millones en el año 2015 a USD 3.060,89 millones en el año 2020, es decir disminuyó en 20,37%; y, el Patrimonio pasó de USD 6.703,30 millones en el año 2015 a USD 10.663,99 millones en el año 2020, es decir aumentó en un 59,09%. Es importante mencionar que la información del año 2020 es preliminar.

Sin duda el 2020 fue un año complicado, la pandemia provocó a nivel global la reducción de la demanda de energía y la consecuente caída de los precios del petróleo y sus derivados, lo cual generó incertidumbre en los mercados y afectó de manera significativa a las empresas de diferentes sectores.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución histórica cinco años atrás considerando a la empresa integrada, apreciándose que los activos tuvieron un incremento de 7,3% y los pasivos una reducción del 45,8%, provocando un incremento del patrimonio de 41,0 %, comportamiento que se ve fuertemente influenciado por la reducción del pasivo de la empresa.

Gráfico 6: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).



Nota: Datos empresa integrada (PEC y PAM). Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Cuadro 10: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).

EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES CUENTAS DE LOS EEFF (ESTADO DE SITUACIÓN) [Millones de USD]						
Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Activos	20.208,89	24.920,37	24.870,49	22.571,01	23.251,00	21.681,09
Activos corrientes	4.262,97	3.579,56	4.590,07	4.043,26	3.825,97	5.273,15
Activos no corrientes	15.945,92	21.340,81	20.280,43	18.527,75	19.425,04	16.407,94
Pasivos	7.846,92	9.798,00	8.351,97	7.208,07	5.255,99	4.254,04
Pasivos corrientes	4.318,75	5.418,89	4.238,47	4.967,33	3.756,32	2.757,90
Pasivos no corrientes	3.528,17	4.379,11	4.113,50	2.240,74	1.499,67	1.496,14
Patrimonio	12.361,97	15.122,37	16.518,52	15.362,94	17.995,01	17.427,05

Nota: Valores año 2020 provisionales, datos unificados PEC y PAM

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Cuadro 11: Evolución histórica del Estado de Resultados de EP Petroecuador.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PEC)								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por ventas	16.334,49	15.742,79	9.284,46	8.174,11	9.516,16	11.646,56	11.856,11	7.717,27
Costo de ventas	-10.035,23	-10.743,54	-8.313,53	-6.579,20	-7.884,51	-8.517,14	-9.070,90	-5.787,95
Utilidad bruta	6.299,26	4.999,24	970,93	1.594,91	1.631,65	3.129,42	2.785,21	1.929,32
Gastos de administración	-200,21	-210,46	-276,25	-143,27	-146,12	-93,95	-95,85	-89,46
Gastos de operación y proyectos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros ingresos operacionales, neto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resultante	6.099,05	4.788,78	694,68	1.451,64	1.485,53	3.035,47	2.689,37	1.839,86
Ingresos no operativos	130,58	18,21	57,11	38,85	72,71	75,12	37,19	25,39
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-20,08	-8,04	-0,57
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,07	0,00	0,00
Subtotal	130,58	18,21	57,11	38,85	72,71	54,97	29,15	24,81
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,02	0,02
Utilidad (pérdida) neta del periodo	6.229,64	4.806,99	751,79	1.490,49	1.558,24	3.090,84	2.718,53	1.864,69

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Cuadro 12: Evolución histórica del Estado de Resultados de Petroamazonas.

EVOLUCION HISTÓRICA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD] (PAM)								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos	8,72	13,94	17,37	3.123,91	105,33	110,68	141,22	293,23
Ingresos operacionales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ingresos no operacionales	8,72	13,94	17,37	3.123,91	105,33	110,68	141,22	293,23
Costos y Gastos	-2.264,43	-2.610,77	-5.916,49	-2.485,33	-3.038,74	-2.673,30	-3.243,17	-3.637,11
Resultado neto	-2.255,71	-2.596,83	-5.899,12	638,58	-2.933,41	-2.562,61	-3.101,95	-3.343,88

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

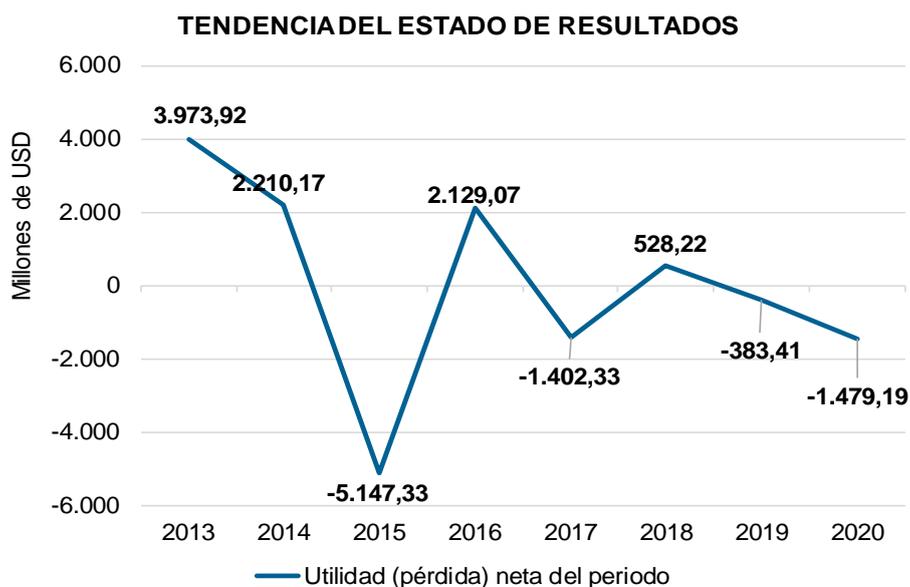
Cuadro 13: Tendencia del Estado de Resultados.

TENDENCIA DEL ESTADO DE RESULTADOS [Millones de USD]								
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Resultado neto (PAM)	-2.255,71	-2.596,83	-5.899,12	638,58	-2.933,41	-2.562,61	-3.101,94	-3.343,88
Utilidad (pérdida) neta del periodo (PEC)	6.229,64	4.806,99	751,79	1.490,49	1.531,08	3.090,84	2.718,53	1.864,69
Total	3.973,92	2.210,17	-5.147,33	2.129,07	-1.402,33	528,22	-383,41	-1.479,19

Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 7: Tendencia del Estado de Resultados.



Nota: Valores año 2020 provisionales

Fuente: Subgerencia de Finanzas

2.3 Situación histórica y actual de las líneas de negocio

La EP PETROECUADOR contaba con dos líneas de negocios:

- **Línea 1:** el transporte y comercialización de crudo
- **Línea 2:** la refinación, transporte y comercialización interna y externa de derivados.

Mediante estas dos líneas de negocio abastecía el mercado nacional.

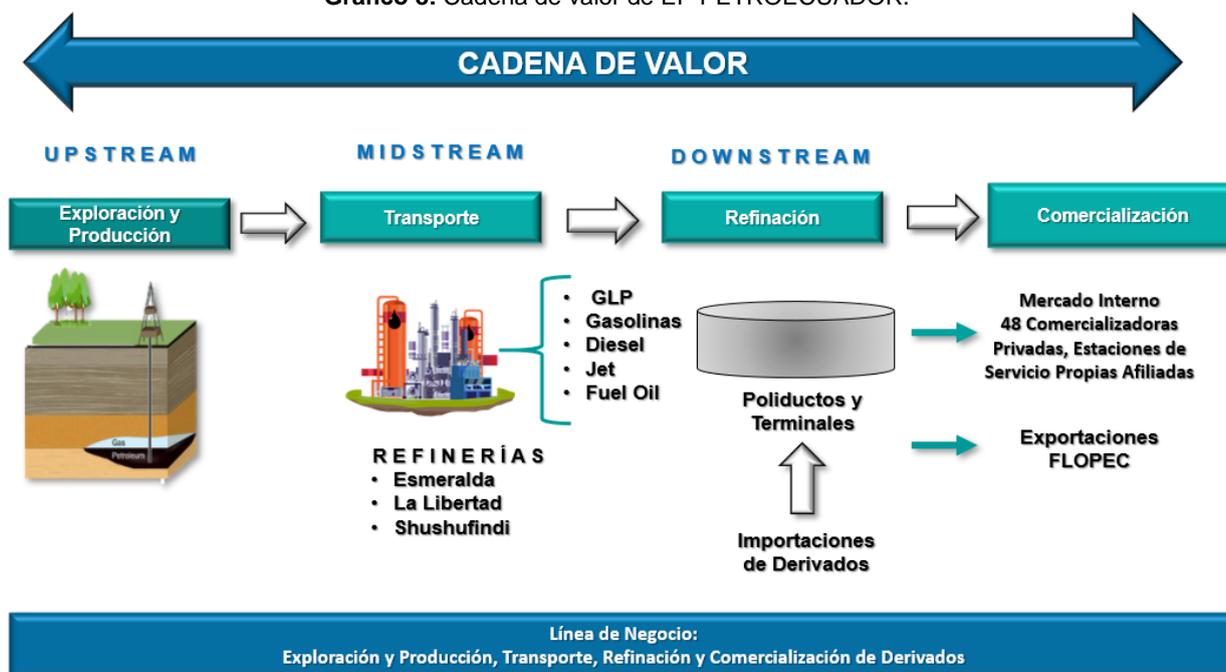
Mientras que PETROAMAZONAS EP contaba con una única línea de negocio, la cual consistía en la exploración y explotación hidrocarburos. Los productos que la empresa entregaba en los puntos de fiscalización son: petróleo en la Cuenca Oriente y los Bloques onshore; y gas natural en las operaciones offshore del Bloque 6.

Actualmente la EP PETROECUADOR cuenta con una sola línea de negocio “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, misma que se divide en segmentos:

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

Siendo de responsabilidad la operación de toda la cadena de valor de los hidrocarburos: *Upstream:* Exploración y Producción; *Midstream:* Transporte; *Downstream:* Refinación, así como la Comercialización de petróleo y sus derivados de manera nacional e internacional.

Gráfico 8: Cadena de valor de EP PETROECUADOR.



Fuente: Unidad Temporal de Fusión (UTF)

Así mismo, cuenta con tres Refinerías (Esmeralda, La Libertad, Shushufindi), de las cuales se obtienen los derivados GLP, Gasolinas, Diesel, Jet y Fuel Oil.

En los siguientes apartados, se presenta el comportamiento histórico tanto a nivel operativo como a nivel comercial de algunos parámetros de las líneas de negocio de la EP PETROECUADOR.

2.3.1 Nivel operativo

2.3.1.1 Upstream

2.3.1.1.1 Evolución de las reservas

Con relación a las reservas de petróleo al 31 de diciembre del año 2020 las cifras fueron de 1.178,81 millones de barriles en reservas probadas (1P), lo que significó un aumento de 5% con respecto al año anterior, en las reservas posibles 3P con un 9% de decrecimiento. Las cifras muestran incrementos en las categorías de reservas probadas y probables, con ajustes en las reservas posibles.

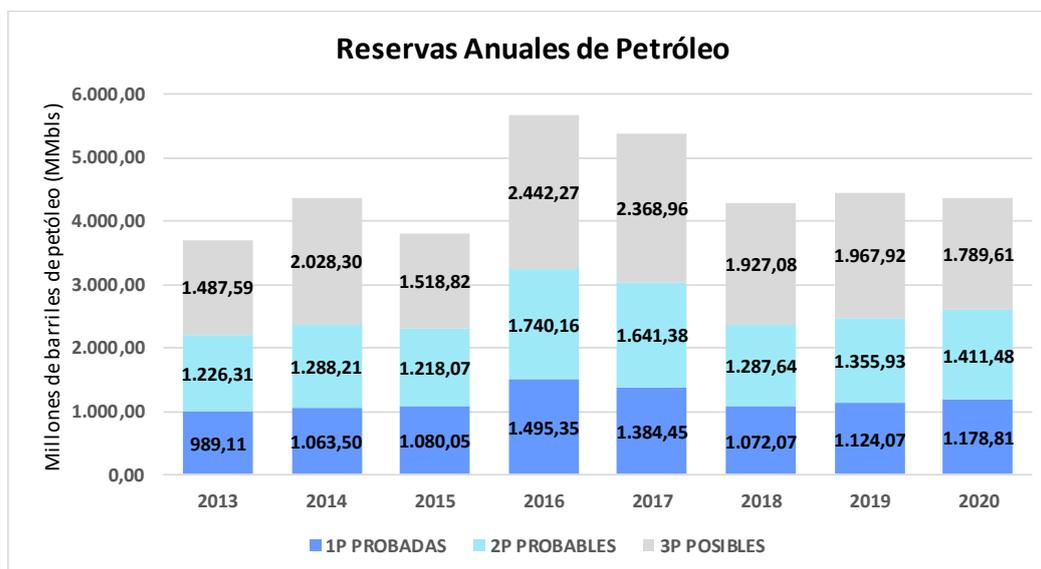
Cuadro 14: Reservas anuales de petróleo.

RESERVAS ANUALES DE PETRÓLEO [MMbbls]			
Años	1P PROBADAS	2P PROBABLES	3P POSIBLES
2013	989,11	1.226,31	1.487,59
2014	1.063,50	1.288,21	2.028,30
2015	1.080,05	1.218,07	1.518,82
2016	1.495,35	1.740,16	2.442,27
2017	1.384,45	1.641,38	2.368,96
2018	1.072,07	1.287,64	1.927,08
2019	1.124,07	1.355,93	1.967,92
2020	1.178,81	1.411,48	1.789,61

Nota: Información disponible en el repositorio digital de la Gerencia de Desarrollo y Optimización

Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 9: Reservas anuales de petróleo



Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

Conforme lo determina el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas vigente en el Art.61 Estimación de Reservas de Hidrocarburos del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, que señala: “Con el objeto de que la Secretaría de Hidrocarburos establezca los estimados de cifras oficiales de reservas y recursos con corte al treinta y uno (31) de diciembre de cada año, los Sujetos de Control deberán presentar, hasta el treinta y uno (31) de enero del siguiente año, el informe y el cálculo actualizado de los estimados de Reservas y Recursos de Hidrocarburos existentes en su área de operación (...)”; las cifras correspondientes al año 2020 fueron remitidas al Ministerio para el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador que emite anualmente.

2.3.1.1.2 Relación reservas producción

Con las reservas a 2020, la relación Reservas-Producción (R/P) en reservas probadas fue de 8,44 años, mientras que para reservas 3P fue de 12,81 años. La optimización de la producción y la ampliación del portafolio de proyectos de exploración permitirían aumentar esta cifra en el futuro.

Cuadro 15: Relación reserva-producción (R/P) anual.

RELACIÓN RESERVA-PRODUCCIÓN R/P ANUAL [MMbbls]				
Años	Producción anual [MMbbls]	1P PROBADAS	2P PROBABLES	3P POSIBLES
2013	146,15	6,77	8,39	10,18
2014	159,14	6,68	8,09	12,75
2015	155,29	6,96	7,84	9,78
2016	158,99	9,41	10,95	15,36
2017	152,89	9,06	10,74	15,49
2018	147,06	7,29	8,76	13,10
2019	153,23	7,34	8,85	12,84
2020	139,66	8,44	10,11	12,81

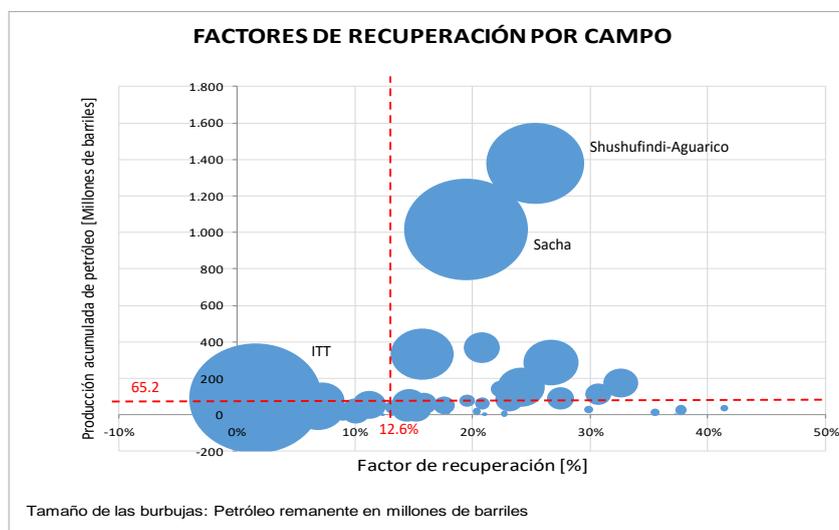
Nota: Cifras de la relación reserva producción para reservas 1P, 2P Y 3P en años

Fuente: Subgerencia de Desarrollo y Optimización, Gerencia de Exploración y Producción.

2.3.1.1.3 Factor de recuperación

Adicionalmente, basado en un análisis de 81 campos individuales, al 31 de diciembre 2020 el Factor de Recuperación (FR) promedio de los campos petroleros de EP PETROECUADOR es de alrededor de 12,60%, con valores que van desde el 0% hasta el 41% (Itaya).

Gráfico 10: Factores de recuperación por campo



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

En cuanto al volumen de reservas de petróleo, se encuentra entre los 15,52 (Victor Hugo Ruales) y 427,08 (ITT) millones de barriles, teniendo un volumen total de 1.789,61 millones de barriles.

Cuadro 16: Top 20 de campos petroleros con mayores volúmenes de reservas y recursos de petróleo remanente.

20 DE CAMPOS PETROLEROS CON MAYORES VOLÚMENES DE RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO REMANENTE						
Número	Campo	POES [MMbbls]	Producción Acumulada 2020 [MMbbls]	Reservas Petróleo (3P) 2020 [MMbbls]	Porcentaje del total (Pet. Rem.) [%]	FR 2020 [%]
1	ITT	5.496,28	87,83	427,08	23,9%	1,6%
2	Sacha	5.227,61	1.017,40	367,41	20,5%	19,5%
3	Shushufindi-Aguarico	5.438,19	1.377,88	229,81	12,8%	25,3%
4	AUCA-AUCA ESTE-CONGA NORTE-CONGA SUR	2.104,95	331,12	94,90	5,3%	15,7%
5	EDEN YUTURI	1.069,53	285,09	73,70	4,1%	26,7%
6	Drago	558,46	38,39	67,57	3,8%	6,9%
7	Cuyabeno Sansahuari	630,12	152,28	55,11	3,1%	24,2%
8	CULEBRA YULEBRA	1.091,24	79,18	46,90	2,6%	7,3%
9	Libertador	1.776,21	369,02	32,51	1,8%	20,8%
10	Guanta-Dureno	404,53	59,14	30,23	1,7%	14,6%
11	Lago Agrio	530,01	172,66	30,03	1,7%	32,6%
12	Yuralpa	483,93	54,32	28,62	1,6%	11,2%
13	Pucuna	206,07	29,80	23,17	1,3%	14,5%
14	APAICA NENKE	210,47	21,26	21,86	1,2%	10,1%
15	Parahuacu	198,84	30,27	21,65	1,2%	15,2%
16	Oso	365,82	84,61	19,42	1,1%	23,1%
17	PAÑACocha	252,66	37,00	19,33	1,1%	14,6%
18	Coca Payamino	323,47	88,92	17,63	1,0%	27,5%
19	Palo Azul	373,95	114,70	15,95	0,9%	30,7%
20	Victor Hugo Ruales	382,94	60,72	15,52	0,9%	15,9%
TOP 20		27.125,27	4.491,61	1.638,39	91,6%	16,6%
Total		33.156,12	5.279,48	1.789,61	100%	15,9%

Nota: Datos a diciembre de 2020.

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.1.4 Exploración de Hidrocarburos

Desde 2016 al 2018, la Ex –SHE (Secretaría de Hidrocarburos), hoy MERNNR, solicitó la reversión de 16 prospectos exploratorios, identificados, evaluados y reportados al ente de control, áreas prospectivas en las que se tenían: estudios de impacto ambiental, vías, acuerdos comunitarios, inversiones en adquisición sísmica 3D, e inclusive ya construido vías y plataforma, los 16 prospectos Intracampos I. En el 2018, la Ex –SHE, solicitó nuevamente áreas tentativas, para ser parte de Intracampos II, en base a la cartera de prospectos de PETROAMAZONAS EP.

Con respecto a la actividad exploratoria, desde 2013 se han perforado 15 pozos exploratorios, 4 en ese año, 7 en 2014, 3 en 2015 y 1 en 2018. La actividad exploratoria se ha visto disminuida en los años recientes y prácticamente nulificada en 2019 y 2020.

De los 15 pozos exploratorios perforados desde 2013, solo 11 reportaron el volumen descubierto. En adición, un par de pozos más descubrieron un volumen de hidrocarburos aún sin ser exploratorios. De los pozos netamente exploratorios, el volumen asociado fue de 178,79 millones de barriles y de ellos 7 lograron rebasar el volumen planificado.

Cuadro 17: Volúmenes de hidrocarburos asociados a exploración.

VOLÚMENES ASOCIADOS A ACTIVIDADES EXPLORATORIAS					
Número	Pozo	Año	Programado	Real	Desviación
1	Pitalala-001	2013	6,8	3,37	↓ -50,4%
2	Tangay Este-001	2013	4,6	2,77	↓ -39,8%
3	Apaika Sur-001	2013	12,7	65	↑ 411,8%
4	Amilcar Espinel Díaz-001	2013	4,16	0,93	↓ -77,6%
5	Eden-165	2013	8,4	0	↓ -100,0%
6	Pañacocha-027 (Shungo)	2013	7,21	1,7	↓ -76,4%
7	Boa-001	2013	7,45	13,25	↑ 77,9%
8	Yuralpa-101	2014	8,11	22,35	↑ 175,6%
9	Anura-A001	2014	3	7,28	↑ 142,7%
10	Chonta Sur-001	2014	2,82	19,8	↑ 602,1%
11	Orquidea-001	2015	5,2	14,99	↑ 188,3%
12	Parahuacu Norte-001	2015	4,88	12,29	↑ 151,8%
13	Tortuga Sur-001	2018	18,93	15,06	↓ -20,4%

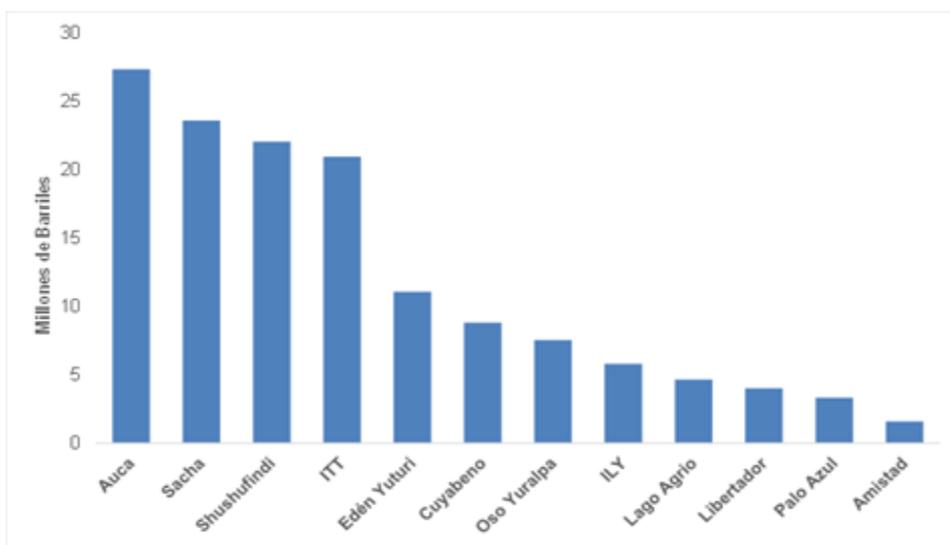
Notas: Esta tabla no se actualiza al 2020 debido que no se ha perforado pozos exploratorios desde el año 2018

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.1.5 Producción de Hidrocarburos

Actualmente EP Petroecuador tiene en producción 76 campos petroleros y 1 campo dedicado a la producción de Gas. Para garantizar la óptima administración los campos están distribuidos en 13 activos, los mismos que forman parte de 4 zonas de operación off shore, operaciones centro, norte y oeste.

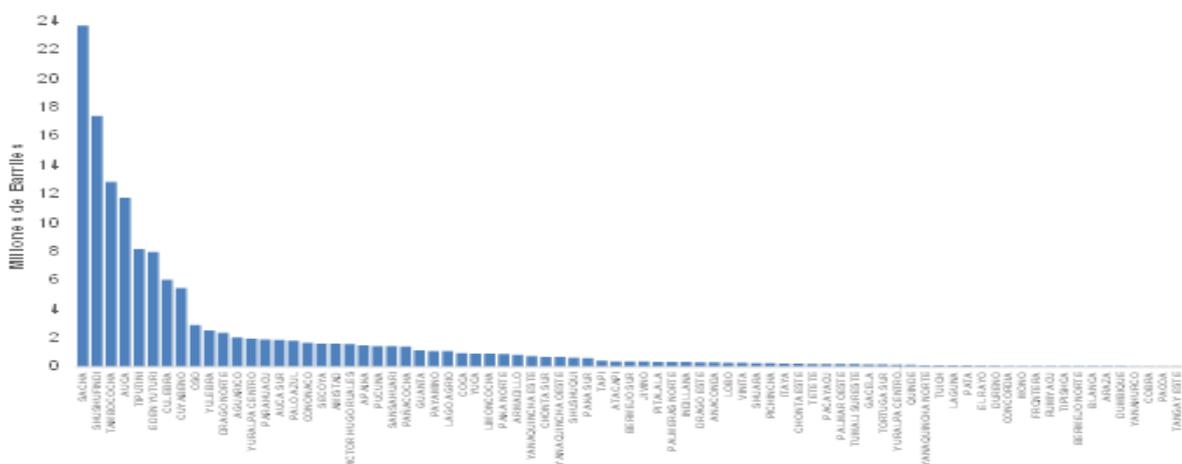
Gráfico 11: Producción acumulada por activo 2020.



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

A nivel de campo, Sacha, Shushufindi, Auca, Tambococha y Tiputini han sido aquellos que han producido más petróleo durante el 2020. Si bien no todos campos pueden alcanzar los niveles de producción de Auca, aún existen oportunidades de incrementar la producción mediante procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada o mediante la Recuperación Avanzada de hidrocarburos.

Gráfico 12: Producción por campo 2020.



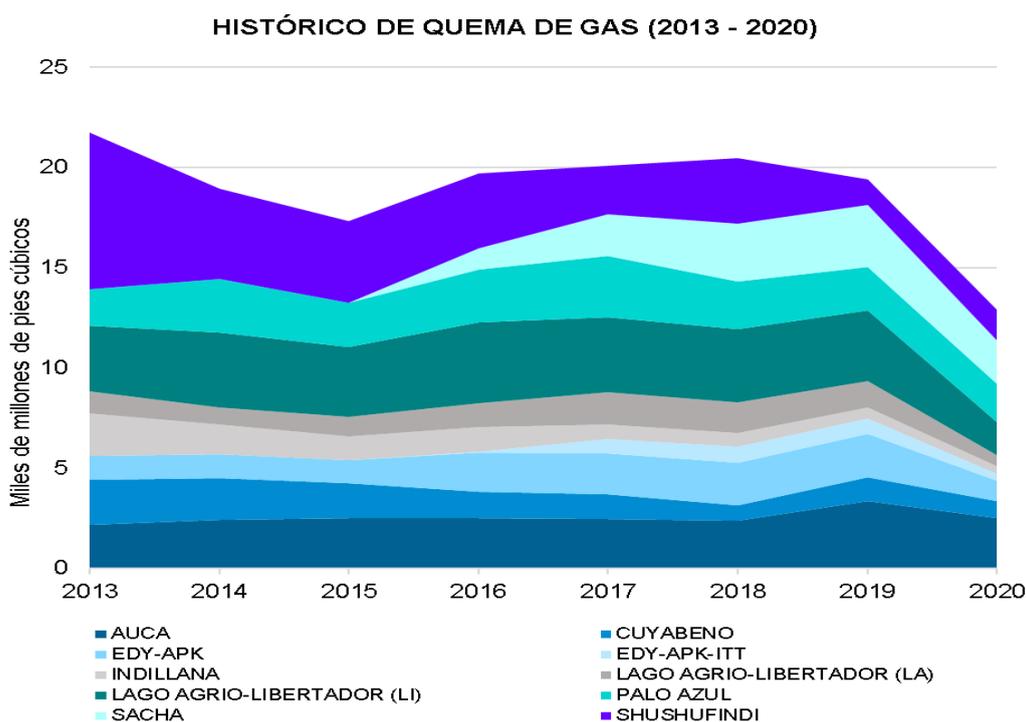
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

Con relación a los hidrocarburos gaseosos, se observa que no se han aprovechado de manera óptima. La quema o venteo acumulado de gas, desde 2013 y hasta septiembre de 2020 para los Activos (sin contemplar al Activo Amistad), ha sido de cerca de 168,83 MMMpc.

Por lo anterior, el aprovechamiento del gas asociado representaría una mejora significativa en los procesos de extracción, ya sea como método de recuperación adicional por medio de su reinyección a los yacimientos, o como combustible para la generación de electricidad que pueda utilizarse en las operaciones.

El aprovechamiento de gas podría mejorar la recuperación de hidrocarburos y reduciría algunos costos, también resolvería su quema o venteo y orientaría a la empresa a un comportamiento más sustentable, alineándose a las políticas mundiales comprometidas con lograr las cero emisiones.

Gráfico 13: Histórico de quema de gas (2013-2020)



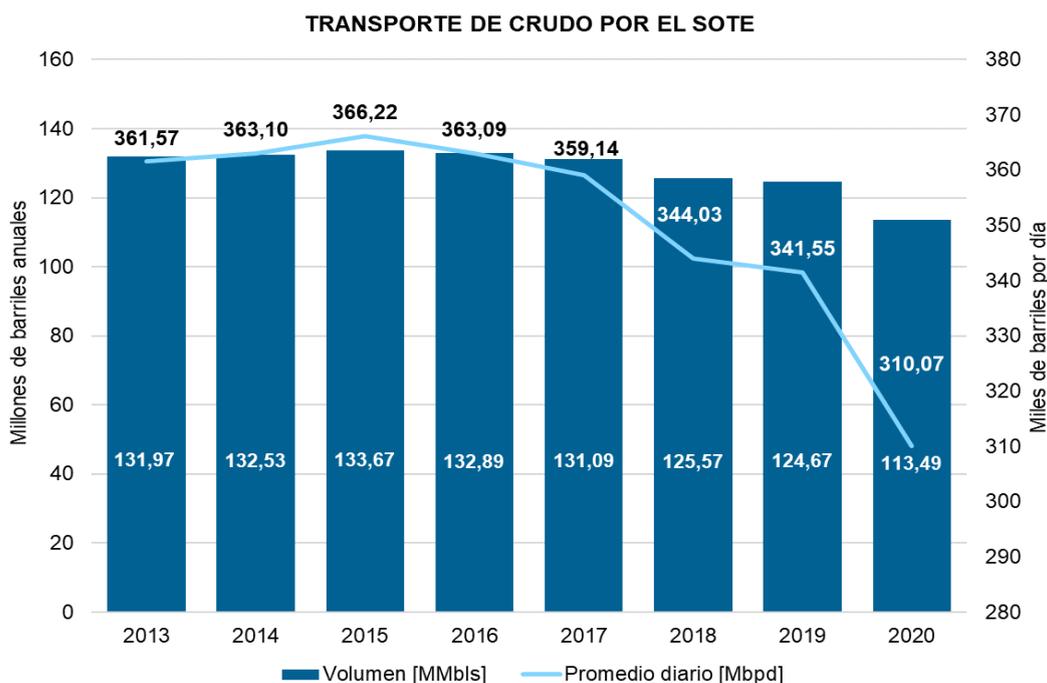
Nota: No se considera al Activo Amistad

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción

2.3.1.2 Midstream.

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 en 2020, además de la rotura de este mismo ducto y del OCP en abril y junio del mismo año. En 2020 se alcanzó un transporte anual de 113,49 millones de barriles, con un volumen promedio diario de 310,07 miles de barriles.

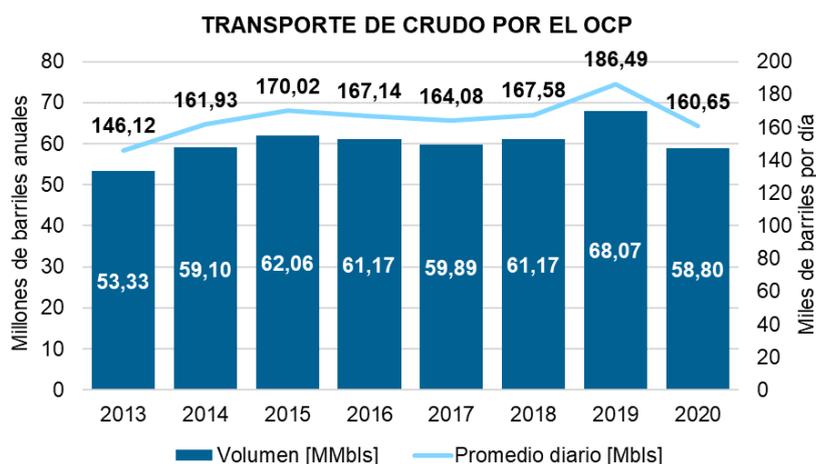
Gráfico 14: Transporte de crudo por el SOTE.



Fuente: Gerencia de Transporte

Por su parte, el Oleoducto de Crudo Pesado (en adelante, OCP) ha mostrado un comportamiento relativamente estable desde 2015 y hasta 2019, sin embargo, en 2020 presentó una caída pronunciada debido al desastre natural generado por la erosión del Río San Miguel y por a la pandemia antes mencionada. Sin embargo, en 2020 se alcanzó un volumen anual transportado de 58,8 millones de barriles por día, con una cifra diaria promedio de 160,65 miles de barriles.

Gráfico 15: Transporte de crudo por el OCP.



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

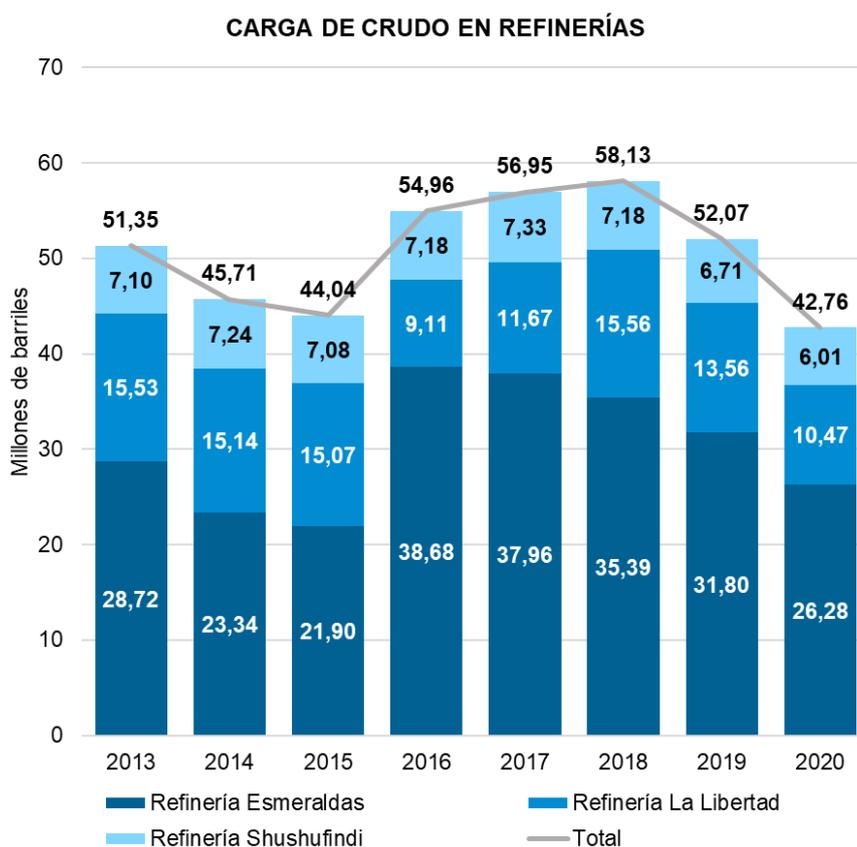
2.3.1.3 Downstream

2.3.1.3.1 Industrialización de crudo

Actualmente la EP PETROECUADOR cuenta con tres refinerías: Esmeraldas, con una capacidad de procesamiento de 110.000 barriles por día, ubicada en la Provincia de Esmeraldas; La Libertad, con capacidad de 45.000 barriles por día, en la Provincia de Santa Elena; y, Shushufindi, con 20.000 barriles por día de capacidad, en la Provincia de Sucumbíos.

Desde 2016 y hasta 2019, el comportamiento anual de la carga de crudo en refinerías ha tenido un comportamiento similar por encima de los 50 millones de barriles, en contraste con los años anteriores a 2015, año en el cual la Refinería Esmeraldas terminó un proceso de rehabilitación. En 2020, la carga a refinerías tuvo un volumen total de 42,76 millones de barriles, con una reducción de cerca de 10 millones con respecto a 2019 a consecuencia del impacto de la pandemia COVID-19 y de la rotura de los ductos SOTE y OCP en abril y junio de 2020.

Gráfico 16: Carga de crudo en refinерías.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

2.3.1.3.2 Producción de derivados

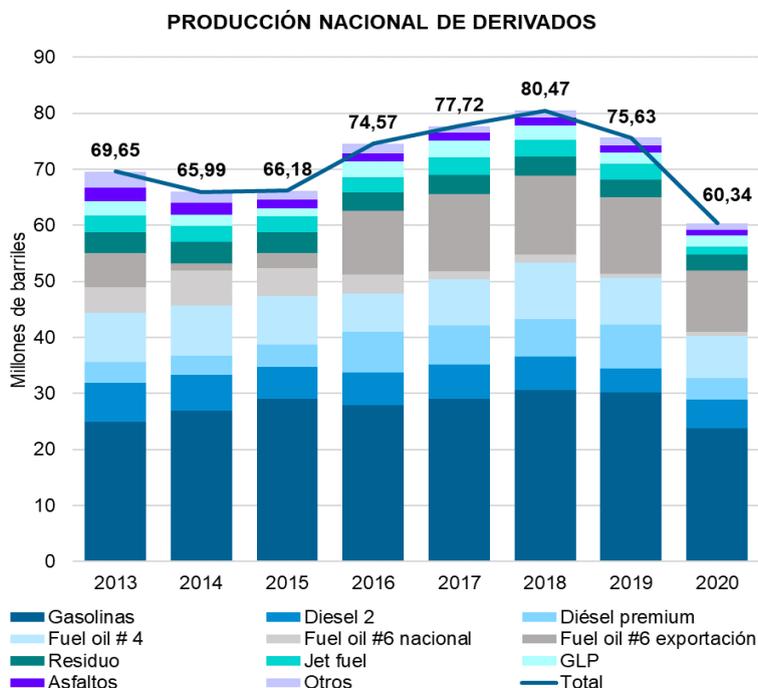
La rehabilitación de Refinería Esmeraldas permitió la incorporación de tecnología de punta en los nuevos equipos instalados en las diferentes unidades de proceso. Al término del proceso de rehabilitación, la producción anual de derivados subió en 12,7% en 2016, con respecto al año anterior (2015). Desde entonces la producción de derivados ha variado de entre 3,5% y 6,0% hasta 2019, sufriendo en 2020 una caída del 20,2%, derivado de los efectos de la pandemia COVID-19 rotura de los ductos SOTE y OCP en abril y junio del mismo año.

La producción nacional de derivados comprende la producción en refinерías y las mezclas que se realizan en terminales, además de las importaciones de naftas y Cutter Stock 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 PETROEUADOR produce la gasolina ECOPAÍS, un biocombustible

compuesto de gasolina base y bioetanol, proveniente de la caña de azúcar, misma para la cual se han realizado inversiones para su producción en las refinerías 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 17: Producción nacional de derivados.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

2.3.1.3.3 Transporte y almacenamiento de derivados

En cuanto a almacenamiento de combustibles, se cerró 2020 con una capacidad operativa de cerca de 3,9 millones de barriles, con una utilización de la mayoría de las terminales por encima del 90% y contando con 198 tanques de almacenamiento.

Cuadro 18: Capacidad operativa y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA Y PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES 2020				
Detalle	Capacidad operativa [Mbls]	Promedio de almacenamiento diario [Mbls]	Utilización [%]	Número de Tanques
Terminal Beaterio	640,40	627,12	97,9%	26
Terminal Pascuales	1.117,82	942,58	84,3%	31
Terminal Ambato	132,85	127,58	96,0%	11
Terminal Barbasquillo	148,18	123,47	83,3%	12
Terminal Cuenca	250,24	184,39	73,7%	19
Terminal La Troncal	133,35	105,73	79,3%	12
Cabecera Libertad	284,19	NA	-	10
Cabecera Esmeraldas	443,27	NA	-	11
Cabecera Shushufindi	295,65	NA	-	19
Estación Tres Bocas	2,09	NA	-	3
Depósito La Toma	4,99	6,55	131,2%	6
Terminal Santo Domingo	248,32	216,63	87,2%	12
Depósito Baltra	22,92	21,17	92,3%	5
Terminal Riobamba	70,35	64,87	92,2%	9
Terminal Fuel Oil	109,99	103,51	94,1%	7
Terminal La Libertad	1,06	0,95	90,2%	5
Total	3.905,68			198

Nota: no se considera promedio de almacenamiento diario para las cabeceras de poliductos, debido a que en estas no se despacha a clientes como si lo hacen los terminales, y básicamente sus tanques son un punto de paso en los cuales el tiempo de residencia del producto es muy corto ya que el objetivo es vaciarlos rápidamente para abastecer al poliducto.

Fuente: Gerencia de Transporte

Cuadro 19: Capacidad nominal y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.

CAPACIDAD NOMINAL Y PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES 2020				
Detalle	Capacidad Nominal [Mbls]	Promedio de almacenamiento operativo diario [Mbls]	Utilización [%]	Número de Tanques
Refinería Esmeraldas	2.812,02	2.414,88	86%	42
Refinería La Libertad	1.202	1.047	87%	81
Refinería Shushufindi	269,02	225,33	84%	18
Total	4.282,95			141

Nota: Se consideran solamente tanques de productos terminados

Fuente: Gerencia de Refinación

Para el caso del gas GLP, la capacidad operativa de almacenamiento total se estima será de 37.124,61 toneladas métricas, teniendo una utilización de entre el 80% y el 100%.

Cuadro 20: Capacidad operativa de almacenamiento de GLP 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA DE ALMACENAMIENTO DE GLP 2020		
Detalle	Capacidad operativa [Toneladas métricas]	Utilización [%]
El Chorrillo	13,532.95	100.0%
Cuenca	6,775.60	0.0%
La troncal	3,157.51	100.0%
Monteverde	4,380.83	100.0%
Oyambaro	2,130.72	100.0%
Esmeraldas	4,329.00	98.3%
La Libertad	192.00	83.4%
Shushufindi	2,626.00	90.2%
Total	37,124.61	

Nota: El porcentaje de Cuenca es cero debido a la inestabilidad del talud se restringe la operación de GLP en Cuenca.

Fuente: Gerencia de Transporte

Adicionalmente, la capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios fue de 1,8 millones de barriles al cierre de 2020.

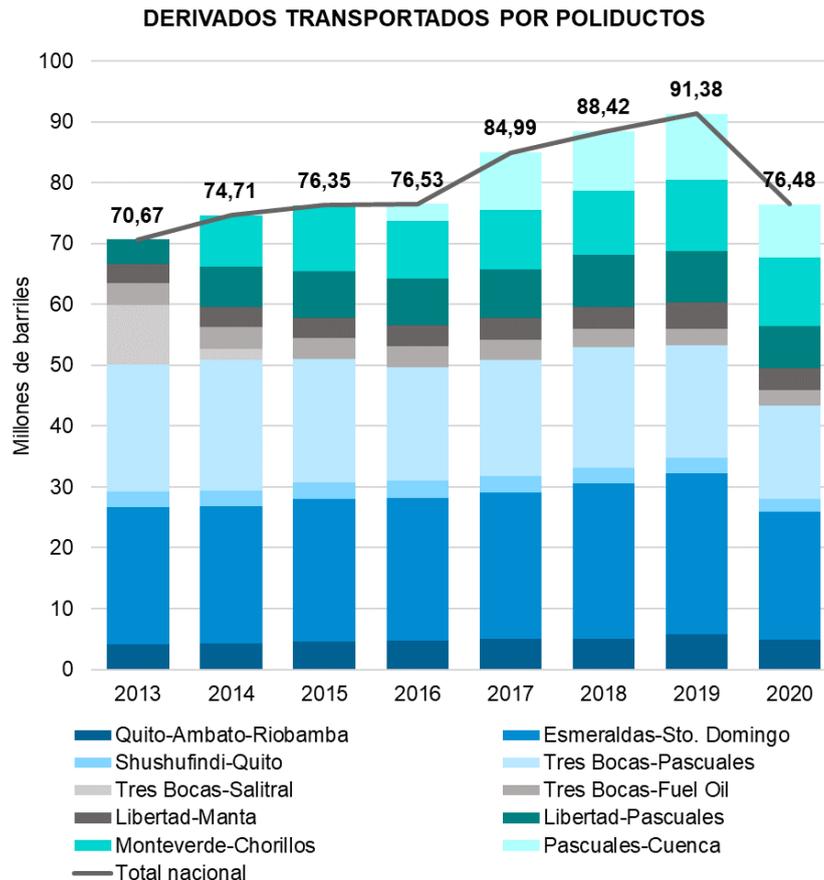
Cuadro 21: Capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios en refinerías 2020.

CAPACIDAD OPERATIVA DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS LIMPIOS EN REFINERÍAS 2020		
Detalle	Capacidad nominal [bls]	Capacidad operativa [bls]
Esmeraldas	1.212.618	933.040
La Libertad	806.820	699.617
Shushufindi	165.901	141.423
Total	2.185.339	1.774.080

Fuente: Gerencia de Refinación

EP PETROECUADOR transporta la producción e importación de productos derivados a los diferentes depósitos y terminales de distribución a través de su red de poliductos. En el año 2020 este transporte alcanzó un volumen de 76,48 millones de barriles, lo que significó una reducción del 16,3% con respecto a 2019.

Gráfico 18: Derivados transportados por poliductos.



Nota: Los totales se refieren 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-Quito, Santo Domingo -Pascuales.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

2.3.2 Nivel comercial

2.3.2.1 Evolución histórica de costos operativos

A continuación, se presenta el desglose del costo por barril y costo total por barril de petróleo crudo equivalente y las metas proyectadas para cada periodo.

El costo por barril se obtiene a partir de dividir únicamente la ejecución presupuestaria OPEX entre la producción total, mientras que el costo total por barril incluye, además de los costos operativos, la ejecución presupuestaria CAPEX y la ejecución pago de deuda BIESS (Pañacocha). En 2020, el costo total por barril disminuyó en 7,7% con respecto al año anterior.

Cuadro 22: Costos por barril de petróleo crudo equivalente.

COSTOS POR BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE								
Detalle	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ejecución presupuestaria OPEX [Millones de USD]	1.338,51	1.424,27	1.231,17	1.090,73	1.065,28	1.140,16	1.186,45	1.016,00
Ejecución presupuestaria CAPEX [Millones de USD]	2.924,37	3.291,27	2.144,62	2.098,17	1.588,27	1.511,88	1.587,69	1.354,71
Ejecución pago de deuda BIESS (Pañacocha) [Millones de USD]	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15	0,00	0,00
Total de la ejecución presupuestaria [Millones de USD]	4.282,03	4.734,70	3.394,94	3.208,05	2.672,71	2.671,19	2.774,14	2.370,71
Producción total [MMbpce]	148,14	161,70	157,44	161,42	154,85	148,46	154,76	141,25
Costo por barril [USD por bpce]	9,04	8,81	7,82	6,76	6,88	7,68	7,67	7,19
Meta de Costo por barril [USD por bpce]	9,26	9,42	8,05	6,52	7,44	7,66	7,84	7,64
Costo total por barril [USD por bpce]	28,91	29,28	21,56	19,87	17,26	17,99	17,93	16,78
Meta de Costo total por barril [USD por bpce]	29,71	31,69	22,23	16,68	18,54	18,43	18,41	17,80

Notas: Cifras del año 2020 preliminares.

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 19: Costo por barril de petróleo crudo equivalente.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 20: Costo total por barril de petróleo crudo equivalente.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

En lo que se refiere a los costos operativos de transporte y almacenamiento, y comercialización, se observa que en términos generales se fueron optimizando hacia el 2019, sin embargo, los costos de transporte y almacenamiento de crudo, costos de transporte y almacenamiento de derivados, así como los de comercialización interna de derivados del 2020, presentan incrementos de 21,39%, 11,73% y 28,44%, respectivamente, con respecto al 2019. El incremento mencionado se deriva del comportamiento del mercado como consecuencia de la pandemia COVID-19.

Es importante mencionar que los costos están anclados al presupuesto de cada unidad de negocios por su variación sustancial.

Cuadro 23: Costos operativos de transporte y almacenamiento.

COSTOS OPERATIVOS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN [USD por barril]								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Transporte y almacenamiento de crudo	0,61	0,63	0,72	0,85	0,84	0,93	0,74	0,90
Transporte y almacenamiento de derivados	1,51	1,84	1,75	2,09	2,22	2,25	2,09	2,33
Comercialización interna de derivados	1,87	2,06	1,76	2,18	2,09	2,04	2,03	2,61

Notas: Los costos unitarios incluyen los gastos administrativo propios de cada gerencia.

El costo de transporte y almacenamiento de crudo corresponde al valor que incurre la EPP en el transporte de crudo Oriente por el SOTE y su almacenamiento en Lago Agrio y Balao.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 21: Costos operativos de transporte y almacenamiento.



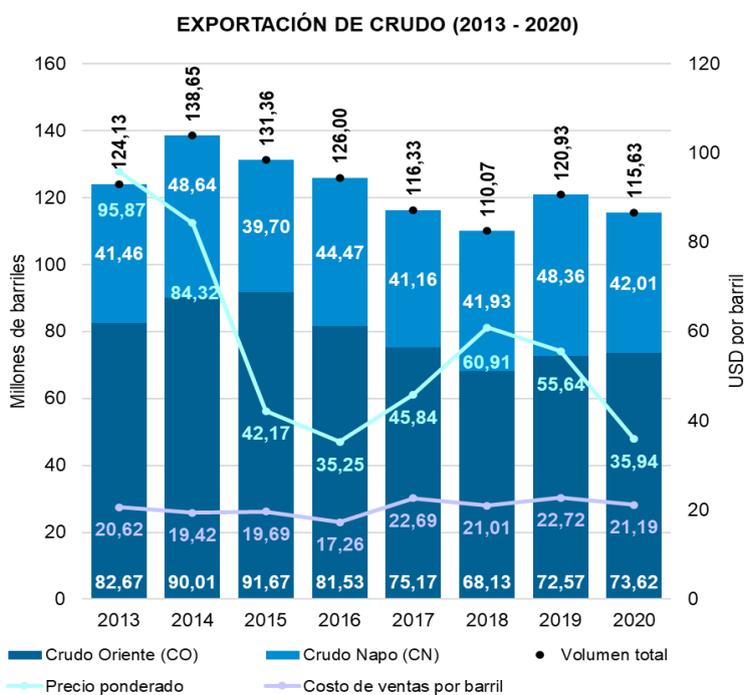
Fuente: Subgerencia de Finanzas.

2.3.2.2 Exportación de crudo

La exportación de crudo se realiza a través de las Terminales Balao y OCP, el primero destinado a crudo Oriente, con una gravedad entre 24° y 26°API y el segundo para crudo Napo entre 17° y 20°API.

En el año 2020, las exportaciones de crudo fueron de 73,62 millones de barriles correspondiente al Crudo Oriente, y los 42,01 millones de barriles para el Crudo Napo, con un volumen total de exportación de 115,63 millones de barriles y un precio ponderado de 35,94 dólares por barril.

Gráfico 22: Exportación de crudo (2013 - 2020).



Nota: Datos del costo por barril tomados de la tabla “Exportación de Crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo)”.

Fuente: Subgerencia de Finanzas y Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

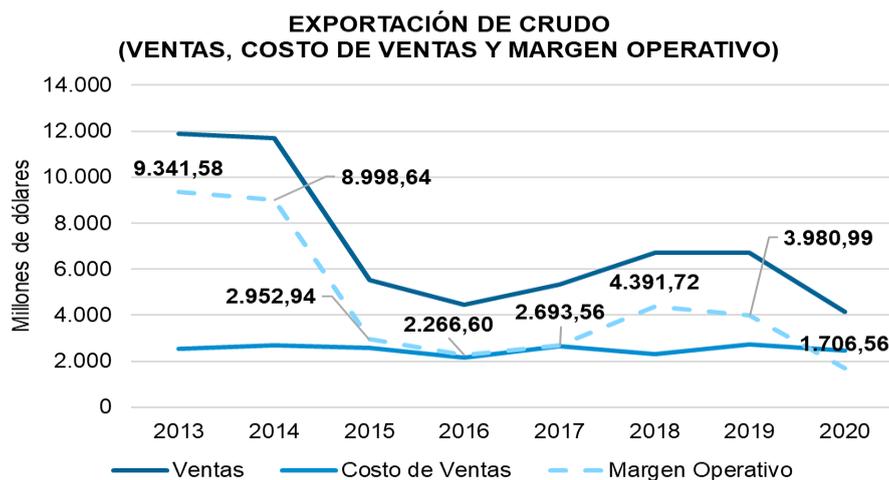
La evolución histórica sobre las ventas, costos y margen operativo de la exportación de crudo son dependientes de la cantidad de crudo a exportar, pero sobre todo a los precios de petróleo.

Cuadro 24: Exportación de crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo).

EXPORTACIÓN DE CRUDO (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO) [Millones de USD]								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	11900,90	11691,90	5539,13	4441,13	5333,26	6703,91	6728,85	4156,26
Costo de Ventas	2559,32	2693,27	2586,19	2174,53	2639,70	2312,19	2747,86	2449,70
Margen Operativo	9.341,58	8.998,64	2.952,94	2.266,60	2.693,56	4.391,72	3.980,99	1.706,56

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 23: Exportación de crudo.



Nota: Valores proyectados para 2020.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Cuadro 25: Exportación total (Crudo Oriente y Napo).

EXPORTACIÓN TOTAL (CRUDO ORIENTE Y NAPO)									
Año	Crudo Oriente (CO)	Precio por barril (CO)	Valor Crudo Oriente	Crudo Napo (CN)	Precio por barril (CN)	Valor Crudo Napo	Volumen total	Precio total por barril	Valor total
2013	82,67	97,36	8.048,65	41,46	92,91	3.852,26	124,13	95,87	11.900,90
2014	90,01	85,81	7.723,90	48,64	81,58	3.968,01	138,65	84,32	11.691,90
2015	91,67	43,44	3.982,13	39,70	39,22	1.557,00	131,36	42,17	5.539,13
2016	81,53	37,17	3.030,67	44,47	31,72	1.410,46	126,00	35,25	4.441,13
2017	75,17	47,35	3.559,60	41,16	43,09	1.773,66	116,33	45,84	5.333,26
2018	68,13	63,20	4.305,79	41,93	57,19	2.398,12	110,07	60,91	6.703,91
2019	72,57	58,38	4.236,73	48,36	51,53	2.492,13	120,93	55,64	6.728,85
2020	73,62	37,87	2.788,04	42,01	32,57	1.368,22	115,63	35,94	4.156,26

Notas: Volumen de crudo en Millones de barriles. Precio por barril en USD. Valor del crudo en Millones de USD FOB.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

El volumen de exportación para el crudo Oriente y Napo en el 2020 son de 115,63 millones de barriles, en este período se nota una reducción tanto del valor total de las exportaciones, como en el precio del barril, el cual de estar en 2019 a un precio de USD 55,64 cae a USD 35,94; esto debido principalmente a la pandemia COVID-19.

2.3.2.3 Producción, transporte, refinación y comercialización de derivados

La producción nacional consta de la producción de derivados terminados en refinerías (Gerencia de Refinación), mezclas en terminales (Gerencia de Transporte) y la disponibilidad de gasolina super, esto sumado a las importaciones permite satisfacer la demanda interna del país. La Gerencia de Comercialización Nacional es la encargada del

abastecimiento de combustibles en forma oportuna, con garantía y con calidad, con procesos altamente tecnificados y certificados, a fin de satisfacer la demanda nacional. Mientras que la Gerencia de Comercialización Internacional se encarga del control y gestión de las importaciones y exportaciones de los derivados.

El excedente de combustibles resultante de la diferencia entre la oferta y la demanda interna de derivados es exportado. A continuación, se presenta la evolución histórica sobre las ventas, costos y margen operativo.

Para el análisis Interno de derivados, se observa que el margen operativo tiene un comportamiento negativo, debido a que en el artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos establece que: “Los precios de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República”. Conforme dictamina este artículo, la EP Petroecuador no puede tomar decisiones oportunas sobre la rentabilidad y/o pérdida en la venta interna de los productos, puesto que los mismos tienen precio de venta establecido según Decreto Ejecutivo No. 338.

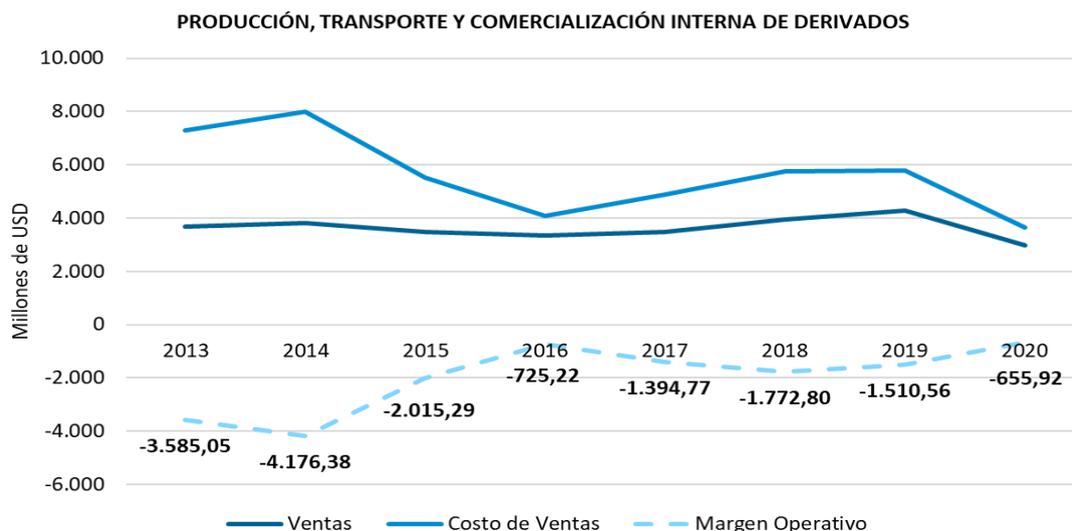
Cuadro 26: Producción, transporte y comercialización interna de derivados
(ventas, costos de ventas y margen operativo).

PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO)								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	3.697,22	3.806,33	3.489,47	3.352,51	3.476,26	3.965,80	4.278,61	2.980,84
Costo de Ventas	7.282,27	7.982,71	5.504,76	4.077,73	4.871,03	5.738,60	5.789,17	3.636,76
Margen Operativo	-3.585,05	-4.176,38	-2.015,29	-725,22	-1.394,77	-1.772,80	-1.510,56	-655,92

Incluye venta interna de gas natural.
Cifras en millones de USD.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 24: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.



Notas: Incluye venta interna de gas natural.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Por otro lado, para el análisis externo de comercialización de derivados, se observa que los costos de ventas están por debajo de las ventas y el margen operativo se encuentra en números positivos.

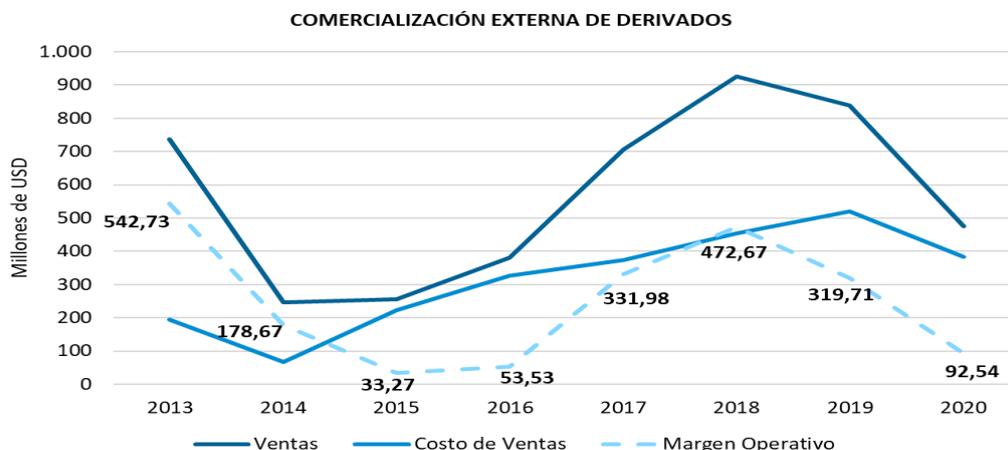
Cuadro 27: Comercialización externa de derivados (ventas, costos de ventas y margen operativo).

COMERCIALIZACIÓN EXTERNA DE DERIVADOS (VENTAS, COSTO DE VENTAS Y MARGEN OPERATIVO)								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas	736,37	246,24	255,86	380,47	705,76	926,63	838,98	476,30
Costo de Ventas	193,64	67,57	222,59	326,94	373,78	453,96	519,27	383,76
Margen Operativo	542,73	178,67	33,27	53,53	331,98	472,67	319,71	92,54

Cifras en millones de USD

Fuente: Subgerencia de Finanzas

Gráfico 25: Comercialización externa de derivados.



Fuente: Subgerencia de Finanzas

En cuanto al comportamiento de los volúmenes despachados de derivados y los precios promedio durante el periodo 2016-2020, cabe destacar la participación de las Gasolinas, Diésel 1, Diésel Premium, Diésel 2, GLP y Jet A-1.

Cuadro 28: Despacho total de derivados.

DESPACHO TOTAL DE DERIVADOS												
Producto	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MMbls	Millones de USD										
Gasolinas	27,32	1.497,50	27,57	1.503,94	28,82	1.588,66	30,28	1.694,71	30,16	2.134,48	24,24	1.626,03
Absorver	0,0007	0,0545	0,0005	0,0322	0,0005	0,0347	0,0005	0,0406	0,0002	0,0212	0,0000	0,0000
Diésel 1	0,0368	2,3044	0,0228	1,4590	0,0201	1,4376	0,0183	1,6393	0,0176	1,5505	0,0163	1,0895
Diésel 2	12,64	546,82	11,16	561,69	10,07	558,98	10,48	669,27	9,92	683,55	8,84	476,85
Diésel premium	20,41	746,76	20,02	732,69	21,25	782,44	22,52	834,01	23,03	882,09	19,63	762,50
Fuel oil #4	7,92	240,83	7,20	222,07	6,58	252,36	9,18	391,21	7,58	316,76	4,34	130,01
Asfalto	1,51	72,84	1,45	71,08	1,51	72,64	1,33	62,61	1,28	61,75	0,82	39,50
Solventes	0,16	10,98	0,14	9,94	0,16	10,91	0,16	11,05	0,15	10,96	0,13	7,76
Spray oil	0,20	8,66	0,08	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GLP	12,74	170,16	12,44	161,19	12,97	180,44	13,49	192,87	13,97	195,76	14,00	173,05
Jet A-1	2,69	202,26	2,55	165,85	2,62	193,03	2,73	241,91	2,79	247,22	1,59	113,90
AVGAS	0,04	4,06	0,03	3,59	0,04	3,70	0,04	3,71	0,04	4,56	0,03	3,95
Nafta base 90 (sector eléctrico)	0,01	0,41	0,03	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pesca artesanal	0,86	20,35	0,78	18,52	0,84	19,95	0,92	21,37	1,01	24,19	0,95	23,43
Residuo	6,30	116,08	4,32	75,76	1,70	30,50	2,03	40,14	1,07	21,51	0,95	18,26
Total nacional	92,83	3.640,06	87,78	3.531,93	86,56	3.695,07	93,18	4.164,54	91,00	4.584,40	75,55	3.376,33
Azufre (kg)	0,33	0,01	2,74	0,10	0,24	0,01	3,46	0,13	5,17	0,19	3,89	0,14
Gas natural (MMBTU)	17,63	54,30	16,37	50,94	14,26	44,26	10,51	32,23	9,60	29,56	7,81	24,06
Gas natural licuado (MMBTU)	0,71	3,92	1,91	11,50	1,76	10,51	1,65	9,80	1,29	8,19	1,05	6,90
Lubricantes (Gls)	2,28	15,51	2,73	17,62	2,59	16,23	2,37	13,44	2,31	12,45	1,94	9,96

Nota: Valores reales para enero-octubre 2020, valores estimados para noviembre-diciembre 2020. El total nacional incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP PETROECUADOR para su comercialización.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Los seis productos que reflejan una mayor participación en las ventas son las Gasolinas, Diésel Premium, Diésel 2, Fuel oil #4, Jet A-1 y GLP, que concentran el 93,5% de participación.

Cuadro 29: Ventas por producto.

VENTAS POR PRODUCTO [Millones de USD]											
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	Participación [%]	Participación acumulada [%]
Gasolinas	1.383,87	1.450,81	1.497,50	1.503,94	1.588,66	1.694,71	2.134,48	1.568,54	12.822,52	40,87%	40,87%
Diésel Premium	726,91	742,99	746,76	732,69	782,44	834,01	882,09	774,24	6.222,12	19,83%	60,70%
Diésel 2	593,79	605,91	546,82	561,69	558,98	669,27	683,55	462,81	4.682,82	14,92%	75,62%
Fuel oil #4	380,60	374,55	240,83	222,07	252,36	391,21	316,76	138,77	2.317,15	7,38%	83,01%
Jet A-1	382,36	354,95	202,26	165,85	193,03	241,91	247,22	96,12	1.883,70	6,00%	89,01%
GLP	170,85	183,33	170,16	161,19	180,44	192,87	195,76	175,78	1.430,37	4,56%	93,57%
Asfalto	114,35	118,58	72,84	71,08	72,64	62,61	61,75	45,98	619,83	1,98%	95,54%
Residuo	114,58	119,78	116,08	75,76	30,50	40,14	21,51	14,11	532,46	1,70%	97,24%
Gas natural	53,07	54,96	54,30	50,94	44,26	32,23	29,56	25,20	344,52	1,10%	98,34%
Pesca artesanal	22,93	21,30	20,35	18,52	19,95	21,37	24,19	23,22	171,83	0,55%	98,89%
Lubricantes	7,12	18,00	15,51	17,62	16,23	13,44	12,45	8,72	109,08	0,35%	99,23%
Solventes	11,53	11,03	10,98	9,94	10,91	11,05	10,96	7,87	84,26	0,27%	99,50%
Gas natural licuado	9,41	11,02	3,92	11,50	10,51	9,80	8,19	6,05	70,40	0,22%	99,73%
AVGAS	3,17	3,86	4,06	3,59	3,70	3,71	4,56	3,73	30,37	0,10%	99,82%
Spray oil	9,39	9,29	8,66	3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	30,69	0,10%	99,92%
Diésel 1	6,46	4,45	2,30	1,46	1,44	1,64	1,55	0,96	20,26	0,06%	99,99%
Nafta base 90 (sector eléctrico)	1,99	0,00	0,41	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	3,18	0,01%	100,00%
Azufre	0,10	0,09	0,01	0,10	0,01	0,13	0,19	0,13	0,76	0,00%	100,00%
Absorver	0,10	0,12	0,05	0,03	0,03	0,04	0,02	0,00	0,40	0,00%	100,00%
Total nacional	3.992,57	4.085,00	3.713,80	3.612,08	3.766,08	4.220,13	4.634,80	3.352,23	31.376,69	100,00%	

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Se puede observar en el siguiente cuadro que los precios de la gasolina ECOPAÍS son muy volátiles, así como el precio de crudos. Durante los años 2013 y 2014 mantuvo precios por arriba de 100 dólares por barril, posteriormente mantuvo una tendencia a la baja hasta 2017.

Incrementó nuevamente durante 2018 y 2019 y en por fin, para el año 2020 presenta una reducción de 16,83 dólares. Estos cambios son debido a que el precio está relacionado con el comportamiento del precio del Crudo Oriente.

Cuadro 30: Costo de Gasolina ECOPAÍS.

COSTO DE GASOLINA ECOPAÍS								
Producto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo de gasolina ecopaís [USD/bl]	124,90	109,61	77,54	63,48	70,46	86,46	81,20	64,37

Nota: Valores ponderados en base al despacho y costo correspondiente a cada mes según la información disponible en la Jefatura de Costos. Para 2020, el costo corresponde a cada mes calculado según Decreto Ejecutivo No. 338 y a la metodología interna de la EP Petroecuador, en el que se considera el costo de materia prima a costo de oportunidad (precio de exportación de crudo Oriente).

Fuente: Subgerencia de Finanzas

2.3.2.4 Análisis histórico y actual - Boston Consulting Group (BCG)

Acorde con la línea de negocio establecida “Exploración, producción, transporte de hidrocarburos, refinación y comercialización del crudo y derivados”, con los segmentos: Exploración y producción, transporte y comercialización de crudo, refinación, transporte y comercialización interna de derivados, refinación, transporte y comercialización externa de derivados

EP PETROECUADOR es la única empresa estatal encargada de toda la cadena de valor de los hidrocarburos en el Ecuador. Con la fusión, ahora cuenta con las capacidades técnicas y la experiencia para considerarla empresa madura en la línea de negocio de exploración y producción de petróleo. De acuerdo con el comportamiento histórico, la exploración requiere de mayor impulso, y en el caso de producción tiene una participación del 80% aproximadamente del mercado nacional, es decir, una alta participación de mercado.

Durante los años 2016 y 2017 la producción de hidrocarburos tuvo un crecimiento considerable. A partir del año 2018, el crecimiento no mantiene el mismo ritmo debido a la declinación natural de los campos, que en su mayoría son maduros.

Sin embargo, se observa un aumento de la producción a partir del año 2019, debido al inicio del desarrollo de los campos de las rondas de Campos Menores y OIL & GAS; así como a los trabajos de optimización de la producción de la Empresa Pública.

En cuanto a la refinación y comercialización, EP PETROECUADOR es capaz de satisfacer la demanda interna de derivados del Ecuador y de exportar un volumen de sus refinados. Sin embargo, es insuficiente su producción de gasolinas, diésel y GLP, por lo cual tiene la necesidad de importar los productos.

Cuadro 31: Crudo producido y utilizado.

CRUDO PRODUCIDO Y UTILIZADO							
Año	Producción de petróleo [MMbbls]	Carga en refinerías [MMbbls]	Exportación Crudo Oriente [MMbbls]	Exportación Crudo Napo [MMbbls]	Crudo total exportado [MMbbls]	Crudo utilizado [MMbbls]	Crudo utilizado - producción [Mbls]
2013	119,21	51,35	82,67	41,46	124,13	175,48	154,18
2014	131,78	45,71	90,01	48,64	138,65	184,37	144,08
2015	127,28	44,04	91,67	39,70	131,36	175,41	131,86
2016	144,89	54,96	81,53	44,47	126,00	180,96	98,82
2017	152,09	56,95	75,17	41,16	116,33	173,29	58,07
2018	146,35	58,13	68,13	41,93	110,07	168,20	59,84
2019	152,86	52,07	72,57	48,36	120,93	173,00	55,19
2020	141,25	42,76	73,62	42,01	115,63	158,39	46,97

Fuente: Unidad Temporal de Fusión

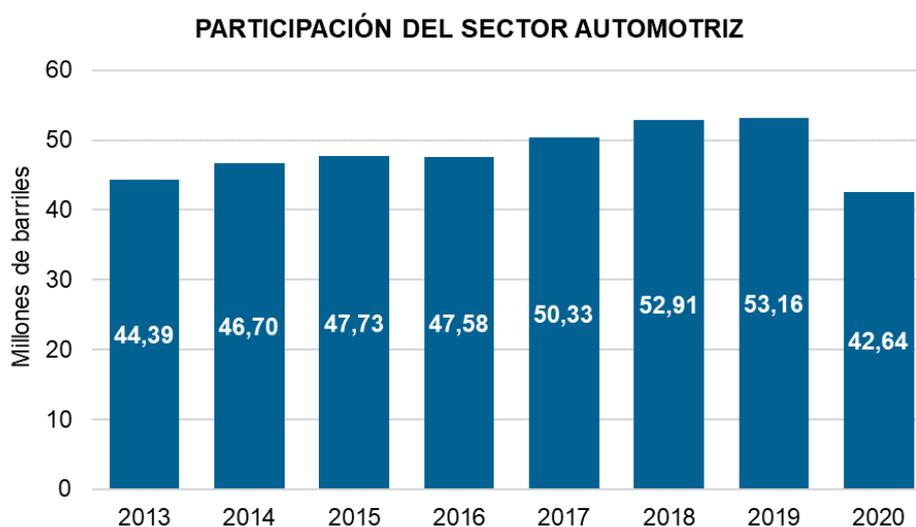
En el sector automotriz que comprende el consumo de Diésel 2, Diésel Premium, GLP para taxis y gasolinas (Súper, Extra y ECOPAÍS), han presentado un crecimiento prácticamente en todos los años, excepto en el año 2020, que es atípico como consecuencia de la pandemia COVID-19. Por lo anterior, se considera como un sector estrella.

Cuadro 32: Participación del sector automotriz.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR AUTOMOTRIZ		
Año	Volumen [MMbbls]	Variación [%]
2013	44,39	-
2014	46,70	5,2%
2015	47,73	2,2%
2016	47,58	0%
2017	50,33	5,8%
2018	52,91	5,1%
2019	53,16	0,5%
2020	42,64	-19,8%

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

Gráfico 26: Participación del sector automotriz.



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional

El sector doméstico utiliza el gas licuado de petróleo (GLP), el mismo que para el 2020 registra un crecimiento del 3,0% con relación al 2019, lo cual representa aproximadamente un consumo del 12,76% de participación en la demanda nacional. Este es de los sectores que, a pesar de un año atípico donde existieron problemas operativos en el SOTE y OCP por la erosión del Río San Juan y la pandemia generada por COVID-19, cerró con crecimiento.

Cuadro 33: Participación del sector doméstico.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR DOMÉSTICO		
Año	Volumen [MMbbls]	Variación [%]
2013	12,17	-
2014	12,47	2,5%
2015	12,74	2,2%
2016	12,44	-2,3%
2017	11,62	-6,6%
2018	12,10	4,1%
2019	12,38	2,3%
2020	12,65	2,2%

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Gráfico 27: Participación del sector doméstico.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Del total de la demanda nacional de derivados, el consumo de GLP mantiene una baja participación en el mercado en comparación con el sector automotriz. Además, es preciso indicar que este producto es subsidiado por el estado.

El sector industrial comprende el consumo de los siguientes productos: gasolinas (Súper, Extra y ECOPAÍS), Diésel 1, Diésel 2, Diésel Premium, Fuel Oil #4, Asfaltos, GLP y residuo. En el año 2020, estos productos registran un decrecimiento del 9,7% con respecto al año 2019, debido principalmente a la disminución de la demanda por efecto de la Pandemia.

El sector pesquero comprende el consumo de gasolina para motores de dos tiempos (pesca artesanal), Diésel 2, Diésel Premium y gasolina extra, el mismo que para el año 2020 es menor en 6,2% con respecto al año 2019.

A continuación, se muestra el análisis de mercado de los principales productos generados por la EP PETROECUADOR:

Gráfico 28: Matriz BCG.

Crecimiento del mercado	Alta	 Automotriz	 Exploración Doméstico
	Baja	 Producción de petróleo Industrial	 Pesquero artesanal
		Alta	Baja
Participación de mercado			

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3 DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

3.1 Diagnóstico Externo

3.1.1 Entorno general

El crecimiento económico en Ecuador se ha enfrentado a diversas dificultades, provocó ajustes en el gasto público, principalmente en inversiones de capital. Las perspectivas económicas post COVID-19 no son muy alentadoras y pasarán algunos años en el que la economía pueda llegar a niveles pre-pandemia.

El PIB representa el desempeño de la economía en un determinado periodo de tiempo. A continuación, se presenta la evolución del PIB del periodo 2014-2020 en el Ecuador:

Gráfico 29: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014 - 2020.



Fuente: Banco Central de Ecuador.¹

¹ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>.

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

De igual forma "...se implementó la rehabilitación de la Refinería Esmeraldas, que concluyó en diciembre de 2015, lo que redujo significativamente la utilización de derivados importados en su operación industrial. Por su parte el VAB (Valor Agregado Bruto) no petrolero presentó un decrecimiento de -2,4% en relación con el año anterior." (El telégrafo, 2020) ² .

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%); y 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 5,8% respecto a las registradas en 2017" (Banco Central del Ecuador, 2019). ³ .

En 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 provocó pérdidas de entre 700 y 800 millones de dólares.

Durante el año 2019 el aporte más importante al crecimiento de la economía fue del VAB de las actividades no relacionadas con la industria petrolera. Además, durante el mismo año, la tasa de variación con respecto al 2018 fue positiva pero insignificante.

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 telégrafo, "La economía del Ecuador se contrajo 1,5% en 2016 "(2020) ²
-Banco Central del Ecuador (2019) ³

Cuadro 34: Producto interno bruto petrolero y no petrolero.

PRODUCTO INTERNO BRUTO PETROLERO Y NO PETROLERO			
	2019	2020	2021
Miles de USD de 2007			
VAB petrolero	6.587.317	5.846.005	6.040.431
VAB no petrolero	63.123.418	57.918.673	59.154.600
Otros elementos del PIB	2.198.390	1.770.622	2.344.295
PIB	71.909.125	65.535.300	67.539.326
Tasas de variación (a precios de 2007)			
VAB petrolero	0,38	-11,25	3,33
VAB no petrolero	0,33	-8,25	2,13
Otros elementos del PIB	-8,02	-19,46	32,40
PIB	0,05	-8,86	3,06

Nota: Los datos de 2019 son preliminares; 2020 y 2021 son pronósticos.

Fuente: Banco Central de Ecuador.

3.1.1.1 Análisis PESTAL

Este análisis permite observar el comportamiento de las 5 tendencias macro-ambientales inherentes a los factores político, económico, sociocultural, tecnológico, ambiental y legal respecto a la gestión de la EP PETROECUADOR, con la finalidad de observar el enfoque al cual están dirigidos los esfuerzos empresariales y el desempeño en el mercado de hidrocarburos.

Relevancia

- 1- Bajo
- 2- Medio Bajo
- 3- Medio
- 4- Medio Alto
- 5- Alto

Cuadro 35: Factor Político- Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Político	La Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, como el sector de hidrocarburos, conforme con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. La legislación ecuatoriana que prioriza la participación de empresas públicas en la exploración y explotación de hidrocarburos.	X		5
	Cambio de Presidente, Funcionarios del Ejecutivo y Administración.	X	X	4
	Acuerdos marco de cooperación, Acuerdos bilaterales y multilaterales, con el fin de realizar: Intercambio de conocimientos experiencias y buenas prácticas en las actividades del sector hidrocarburos.	X		4
	Ajustes en las entidades gubernamentales.		X	4
	Cambios en las políticas y regulaciones gubernamentales.		X	4
	Alta rotación de los niveles jerárquicos superiores de la empresa.		X	4
	Política Gubernamental contra la corrupción.	X		5

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 36: Factor Económico – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Económico	Promoción de la Industria Petrolera.	X		5
	Mayor apertura a la inversión privada en la Industria Petrolera.	X		5
	Recuperación económica que demandará mayor consumo de hidrocarburos y sus derivados alcanzando niveles pre-pandemia en el segundo semestre del 2021.	X		4
	Aumento en las importaciones en el Ecuador.		X	3
	Incremento en las exportaciones.	X	X	3
	Alta volatilidad de los precios del barril de petróleo.	X	X	4
	Apreciación del dólar frente a la depreciación de la moneda de otros países.		X	4
	A nivel territorial, a través de la aprobación de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica se reemplaza la Ley 10 y se aumenta la aportación por barril exportado al Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico de USD 1 por barril a 4% del precio de exportación sin poder ser menor a USD 2 por barril. Adicionalmente, se dispone la distribución de la participación laboral en las utilidades y un impuesto de patente municipal.		X	4
	Adicionalmente, otros factores influyentes son la inflación, la balanza de pagos, la dolarización, el desarrollo de la economía local.		X	5
	Asignación presupuestaria por parte del Ministerio de Economía y Finanzas inferior al presupuesto planificado que influye directamente en las metas.		X	5
	Incremento de la demanda de combustibles impacta en el subsidio que absorbe el estado ecuatoriano		X	2

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 37: Factor Social- Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Social	Garantizar la sustentabilidad y el buen vivir como lo señala la Constitución de la República.	X		4
	La participación de la mano obra y servicios locales debe ser de al menos 70%. El 10% de la mano local correspondería a nacionalidades.		X	4
	Empresas bajo Contratos de Servicios Específicos deben aplicar el derecho de empleo preferente; cualquier incumplimiento afecta a la ejecución de la política pública y generaría conflictos laborales en la zona. Esta norma adicionalmente crea dos Fondos para impulsar el desarrollo integral de la Amazonía, adicionales a lo asignado por medio del Presupuesto General del Estado, que son el Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico y el Fondo Común para la Circunscripción Territorial Especial Amazónico.		X	4
	Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales para la operación y expansión de la producción.		X	4
	Expansión del sector petrolero en los próximos años puede propiciar un incremento económico en las zonas donde opera.	X		5
	Otros factores influyentes son las tasas de crecimiento y de consumo de la población, el mantener una imagen corporativa consolidada y promover el desarrollo social.	X		4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 38: Factor Tecnológico – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Tecnológico	Tecnologías de la información y comunicación innovadoras.	X		4
	Automatización de los procesos productivos y administrativos del sector hidrocarburos.	X		4
	Incorporación de nuevas tecnologías en las operaciones de EP Petroecuador.	X		4
	Desarrollo y optimización de tecnologías innovadoras para el manejo de la información y apoyo en la toma de decisiones.	X		4
	Optimización de la infraestructura tecnológica de comunicación	X		

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 39: Factor Ambiental- Entorno Ambiental.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Ambiental	Política sectorial para el fortalecimiento de la gestión ambiental y social.	X		4
	El derecho ciudadano a vivir en un ambiente sano, libre de contaminación y sustentable, y la garantía de los derechos de la naturaleza.	X		5
	Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales para la operación y expansión de la producción.		X	5
	Demora en el traspaso de las licencias otorgadas a Petroamazonas EP a nombre de EP Petroecuador.		X	5
	Respeto y cumplimiento de las políticas ambientales.	X		4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Cuadro 40: Factor Legal – Entorno General.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Legal	El 21 de mayo de 2018, mediante Suplemento del Registro Oficial No. 245, se publicó la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, que rige para las instituciones públicas y privadas, personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, comunidades, pueblos y nacionalidades de las provincias amazónicas de Morona Santiago, Napo, Orellana, Pastaza, Sucumbíos y Zamora Chinchipe.	X		4
	Mediante Decreto Ejecutivo No. 723, publicado en el Registro Oficio Suplemento No. 483 de 8 de mayo de 2019, el Presidente de la República decreta, “(...) Artículo 1.- Dispone dar inicio al proceso de fusión entre la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP PETROECUADOR y la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP” en una sola empresa pública de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y la Constitución de la República.”	X	X	4
	Mediante Decreto Ejecutivo No.1221, de 07 de enero de 2021, el Presidente de la República decreta, “(...) Artículo 1.- Fusiónesse por absorción la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Petroamazonas EP, a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador.”	X	X	4

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3.1.2 Entorno específico

Cuadro 41: Entorno específico.

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Proveedores	Servicios integrados con financiamiento adecuado.	X		5
	Dependencia de pocos proveedores		X	5
	Fluctuaciones en el costo de los servicios debido a los cambios en la demanda	X		4
Clientes	Consolidar clientes actuales y ampliarlos	X		4
Competidores	Mayor participación del sector privado de manera individual o en asociación con EP PETROECUADOR.	X	X	4
	Desarrollos tecnológicos de los competidores.	X	X	4

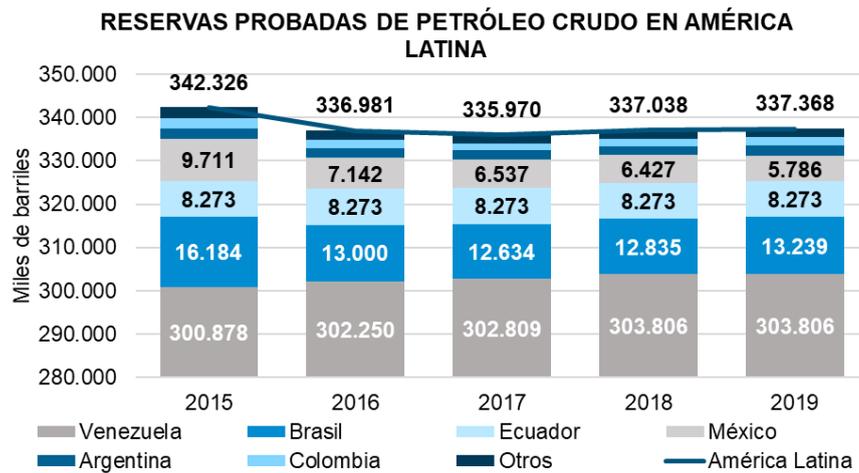
Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

3.1.2.1 El sector de hidrocarburos en América Latina y el Caribe

Es importante conocer y analizar el comportamiento en la región debido a que se podrían ver afectados los segmentos de la línea de negocios de PETROECUADOR, por tanto, se realizó un análisis de diversas fuentes para observar las tendencias que de países vecinos y la percepción que se tiene del país.

A finales del 2019 las reservas probadas mundiales de crudo totalizaron 1.550 millones de barriles, incrementando ligeramente en un 3,60% con relación a 1.497 millones de barriles al final del año 2018. El total de reservas probadas de petróleo crudo en América Latina, durante el año 2019 fue de 337 millones de barriles disminuyendo en un 0,1% con relación al 2018.

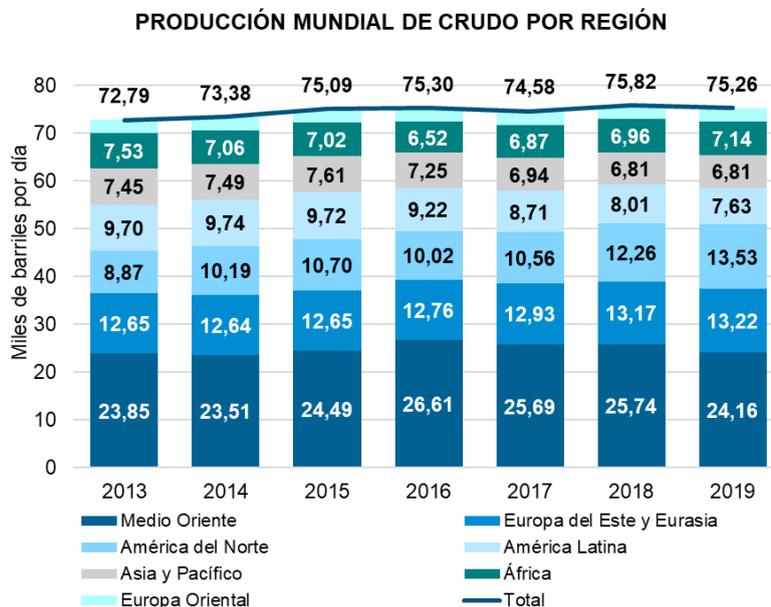
Gráfico 30: Reservas probadas de petróleo crudo en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁴

En cuanto a producción de petróleo crudo, durante el año 2019 todas las regiones disminuyeron su producción ligeramente con respecto al año 2018. Sin embargo, Medio Oriente sigue siendo la principal región productora de crudo, seguida por América del Norte y América Latina.

Gráfico 31: Producción mundial de crudo por región.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁵

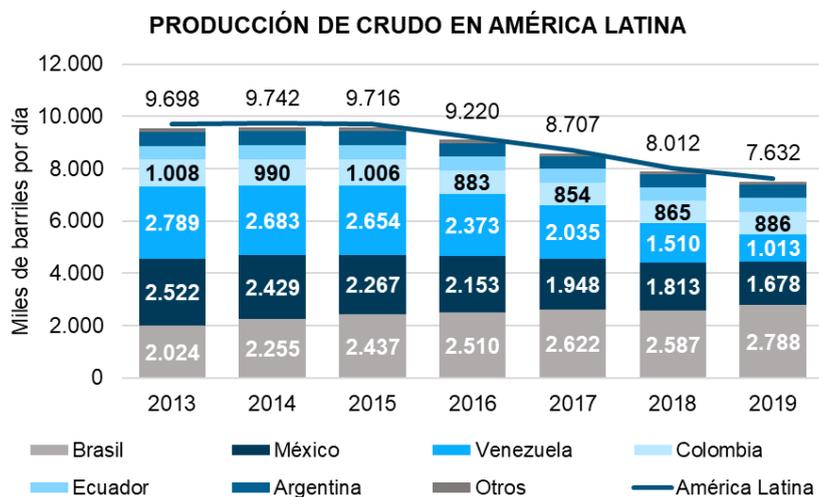
⁴ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

⁵ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

Considerando cifras de BP⁶, donde Incluye petróleo crudo, petróleo de esquisto, arenas bituminosas, condensados (condensados o condensados de gas que requieren refinación adicional) y NGL (líquidos de gas natural: etano, GLP y nafta separados de la producción de gas natural), se pueden observar producciones por arriba de los 95 millones de barriles por día.

En el siguiente gráfico se puede observar el decremento de la producción de crudo en América Latina. Es importante señalar que Brasil fue quien tuvo el mayor crecimiento en su producción y sigue siendo el principal productor de la región, seguido por México y Venezuela; estos últimos dos países mencionados, a pesar de ser de los principales productores de la región, mantienen una tendencia negativa, principalmente Venezuela.

Gráfico 32: Producción de crudo en América Latina.



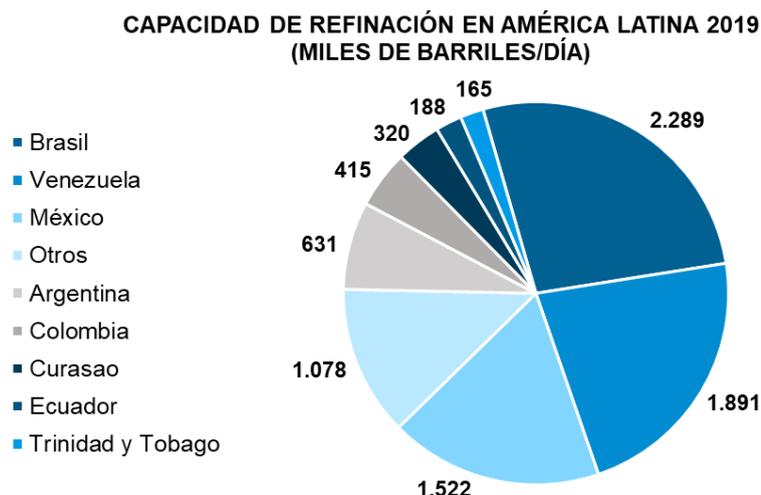
Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁷

La capacidad de refinación en América Latina no ha tenido variaciones desde el año 2017 y Brasil sigue siendo el país con mayor capacidad con 2.289 miles de barriles/día, seguido por Venezuela con 1.891 miles de barriles/día y México con 1.522 miles de barriles/día.

⁶ Empresa de energía, de las más importantes a nivel mundial, antes era conocida como British Petroleum. Cabe destacar que los pronósticos energéticos que la empresa realiza sirven de referencia mundial.

⁷ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

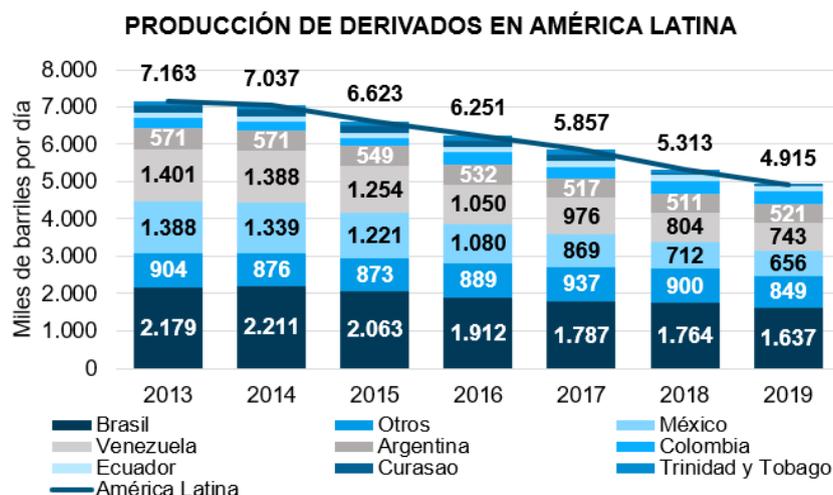
Gráfico 33: Capacidad de refinación en América Latina 2019 (miles de barriles/día).



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁸

La producción de derivados de petróleo en América Latina se respalda en el incremento de las importaciones con la finalidad de abastecer la demanda, se observa la disminución de la producción, con excepción de Argentina, que tuvo un ligero incremento durante 2019.

Gráfico 34: Producción de derivados en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.⁹

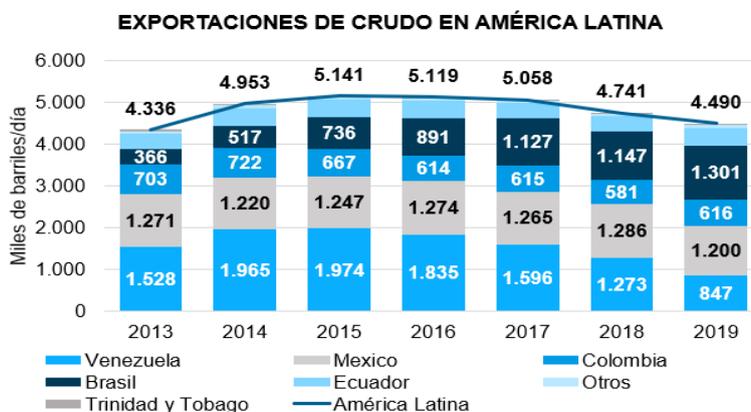
América Latina ha modificado considerablemente la comercialización de crudo en los últimos años ante la aparición de nuevos productores y consumidores, reflejándose en muchas de las exportaciones de la región, que mayoritariamente iban a Estados Unidos, se están redirigiendo poco a poco hacia Asia ante el crecimiento de su demanda. Sin embargo,

⁸ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

⁹ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

en el gráfico se observa que a partir de 2017 las exportaciones de crudo han disminuido de forma significativa, pasando de 5.058 miles de barriles/día a 4.490 miles de barriles/día.

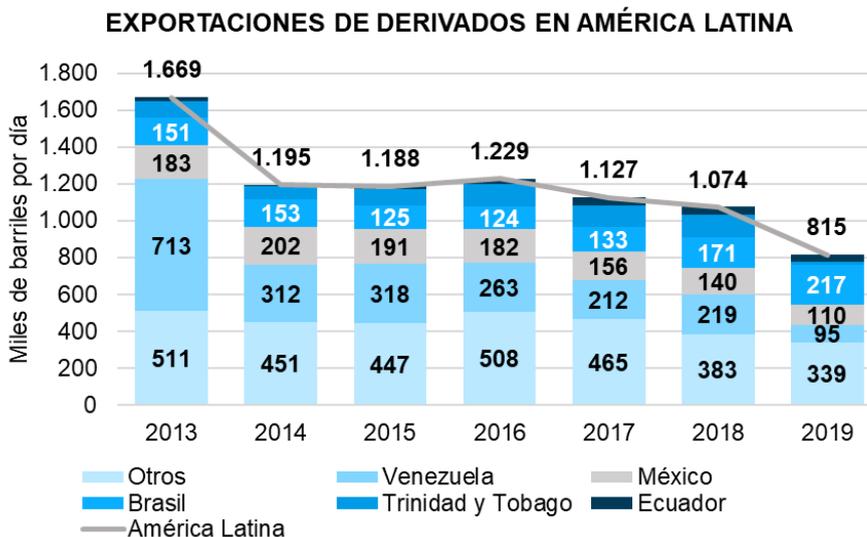
Gráfico 35: Exportaciones de crudo en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹⁰

En cuanto a las exportaciones de derivados, América Latina ha disminuido sus exportaciones desde 2016, pero la mayor caída se presentó entre el año 2018 y 2019, pasando de 1.074 miles de barriles/día a 815 miles de barriles/día. Sin embargo, Brasil ha ido incrementando sus exportaciones durante los últimos 5 años, actualmente exporta 217 miles de barriles/día.

Gráfico 36: Exportaciones de derivados en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹¹

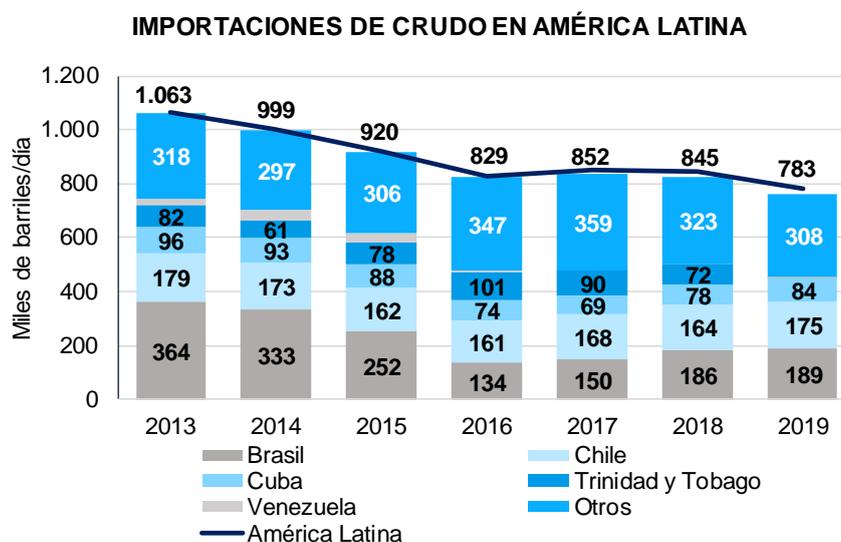
¹⁰ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

¹¹ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

De la información presentada, se desprende que dentro del contexto de América Latina del sector hidrocarburífero, Ecuador ocupa el quinto lugar en la exportación de crudo, en la exportación de derivados y en la producción de crudo. Además, es séptimo productor de derivados de la región.

En América Latina, las importaciones de crudo han disminuido ligeramente durante los últimos 5 años. Durante 2019 se importaron 783 miles de barriles/día, encabezados por el conjunto de países “Otros” de la región, seguidos por Brasil y Chile.

Gráfico 37: Importaciones de crudo en América Latina.



Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹²

En el siguiente gráfico se visualiza la dependencia de los países de la región respecto a su capacidad para cubrir su demanda de derivados mediante importaciones.

¹² https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

Gráfico 38: Demanda e importación de derivados en América Latina.



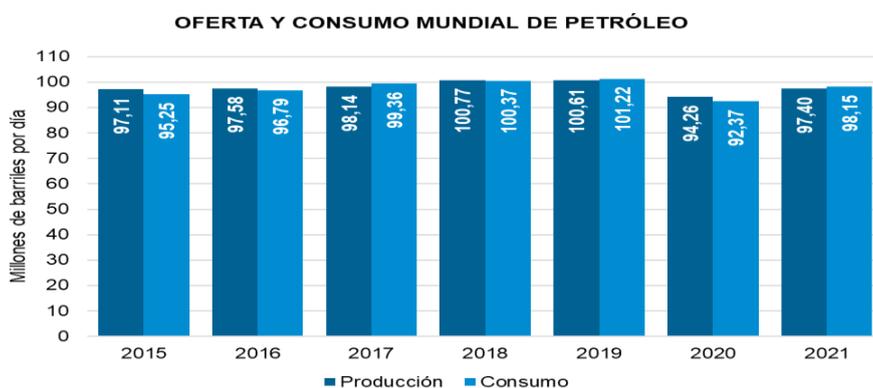
Fuente: Boletín Estadístico Anual 2020-OPEC.¹³

3.1.2.2 Precio del petróleo

El mercado global energético petrolero se ha visto afectado de forma radical por la pandemia ocasionada por COVID-19. Aunque el año 2019 se caracterizó por presentar precios internacionales menores a los del año 2018, durante los primeros meses del año 2020 los precios alcanzaron valores negativos. Esto fue reflejo de la reducción de la demanda mundial energética que también ha generado una reducción en el personal y en los ingresos de diversas empresas tanto operadoras como de servicios.

A medida que los países enfrentan la pandemia, los efectos económicos impactan de forma inmediata en los mercados de productos básicos del mundo y es probable que continúen afectando a largo plazo.

Gráfico 39: Oferta y consumo mundial de petróleo.



Fuente: Short-Term Energy Outlook de la EIA, diciembre 2020.¹⁴¹⁵

¹³ https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

¹⁴ <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data.php?type=figures>

¹⁵ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

En 2020 la producción de petróleo cayó en 6,31% con respecto al año anterior, lo que significa un volumen de 6,35 millones de barriles por día. Sin embargo, para 2021 se espera que la producción aumente a 97,40 millones de barriles por día, lo que representaría un aumento del 3,33%. Durante ese año, la oferta de petróleo sobrepasará la demanda en 0,75 millones de barriles por día, es decir, 273,75 millones de barriles anuales.

La EIA¹⁶ advirtió que el almacenamiento de petróleo será insuficiente debido a la poca demanda que existirá por las restricciones del mercado generadas por la pandemia; adicionalmente la OPEP+¹⁷ acordó en abril recortar la producción en 10 millones bpd.

De acuerdo con la Información Estadística Mensual del Banco Central del Ecuador, la Producción Nacional de Petróleo (no fiscalizada) entre 2019 y 2020 presentó una disminución del 25,57%, lo que significa una reducción en el volumen de 49,56 millones de barriles. Siendo para las empresas privadas el porcentaje de reducción de un 27,80%, lo que representa una disminución en la producción de 11,39 millones de barriles.

La producción de la empresa pública representa el 79,5% de la producción nacional.

Cuadro 42: 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	78,77%	21,23%	-	-	-
2017	152,09	41,83	193,93	78,43%	21,57%	-3,81%	-1,82%	-3,39%
2018	146,35	42,44	188,79	77,52%	22,48%	-3,77%	1,44%	-2,65%
2019	152,86	40,96	193,82	78,87%	21,13%	4,44%	-3,49%	2,66%
2020	114,69	29,57	144,26	79,50%	20,50%	-24,97%	-27,80%	-25,57%

Nota: Los datos del año 2020 corresponden a los meses de enero a octubre.

Fuente: Banco Central del Ecuador.¹⁸

Es importante señalar que la información presentada por el Banco Central del Ecuador muestra una caída importante ocasionada por la ruptura de dos tramos del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) del 7 de abril de 2020. Esta situación fue categorizada como un hecho de “fuerza mayor” por el Ministerio de Economía y Finanzas, esto afectó la producción y exportación de crudo nacional y derivados, así como a la importación de derivados.

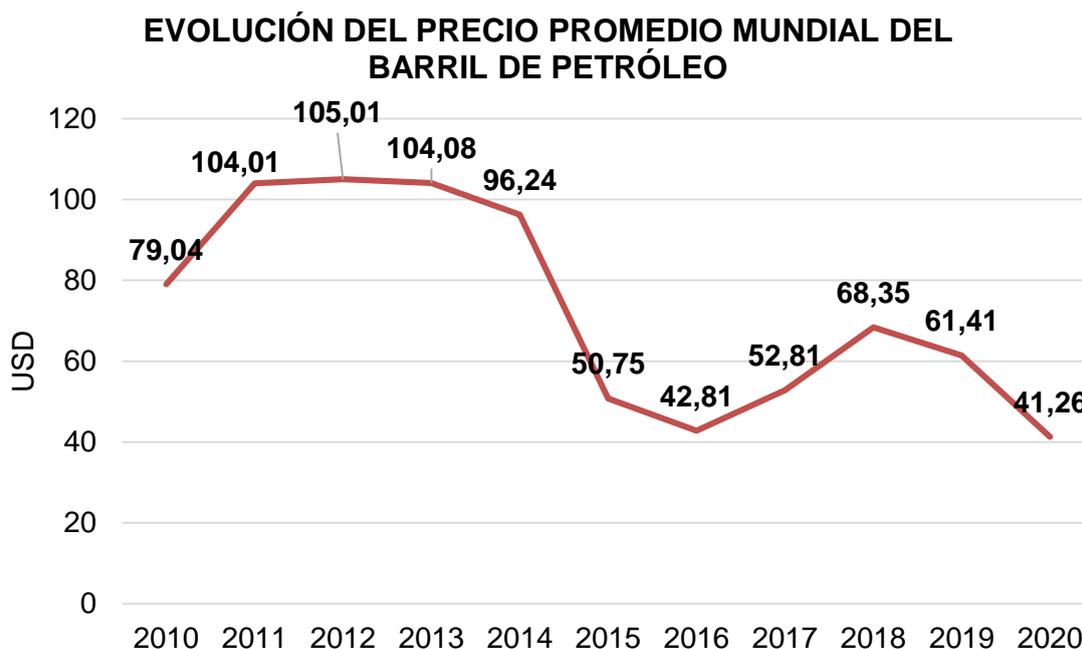
¹⁶ EIA (U.S. Energy Information Administration) es la institución oficial encargada de administrar la información energética de Estados Unidos. De igual forma realiza pronósticos de energía y es referencia a nivel mundial.

¹⁷ La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados (OPEP+).

¹⁸ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

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. Analizando el promedio mundial del precio del barril, se observa que actualmente se encuentra con una tendencia a la baja y que no se han recuperado los precios observados durante el periodo de 2011 a 2013 que estaba por arriba de 100 dólares por barril.

Gráfico 40: Evolución del precio promedio mundial del barril de petróleo.



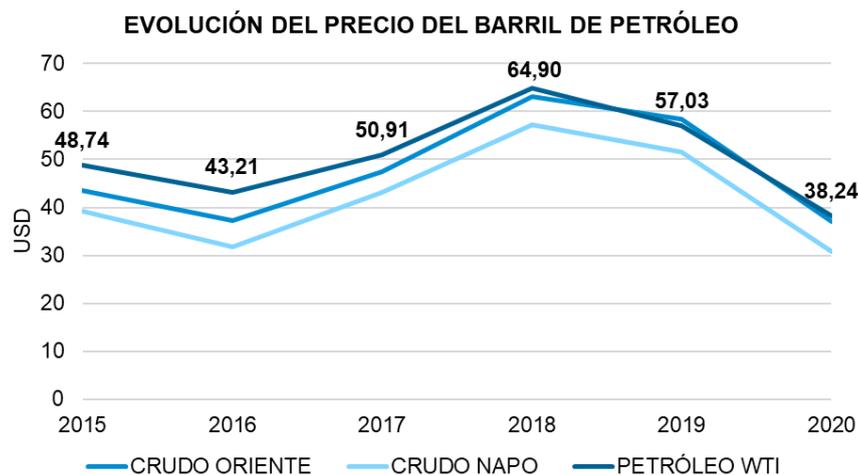
Fuente: Banco Mundial.¹⁹

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.

¹⁹<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiGgory68LtAhVNmK0KHcqeBCgQFjADegQIDBAC&url=http%3A%2F%2Fpubdocs.worldbank.org%2Fen%2F226371486076391711%2FCMO-Historical-Data-Annual.xlsx&usg=AOvVaw32xYqMfKQEeHcSPuHa8r5U>

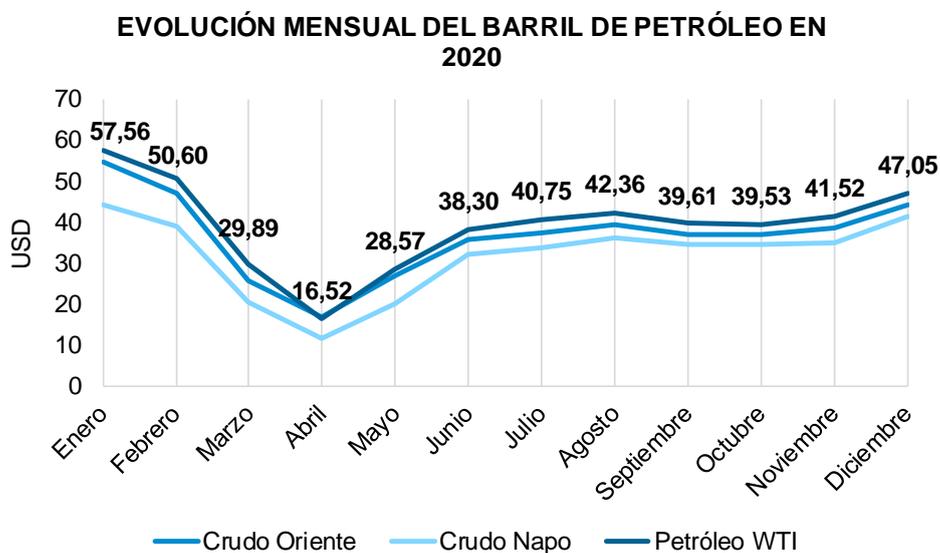
Gráfico 41: Evolución del precio del barril de petróleo.



Fuente: Banco Central del Ecuador.²⁰

Durante 2020, los precios de petróleo tuvieron una gran caída en el mes de abril y no se han podido recuperar hasta los niveles prepandemia, pero se mantienen en el rango de entre 35 y 40 USD por barril.

Gráfico 42: Evolución del barril de petróleo en 2020.



Fuente: Banco Central del Ecuador.²¹

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

²⁰ , <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IE Mensual.jsp>

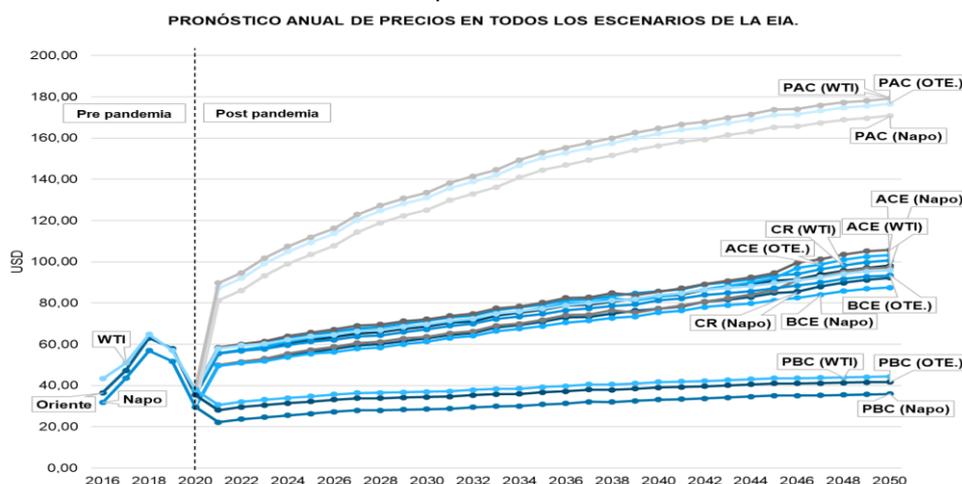
²¹ <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IE Mensual.jsp>.

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 capita 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 capita 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 capita 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.

Tomando como referencia los datos de los casos mostrados de la EIA, se realizaron diferentes pronósticos para los crudos Oriente y Napo. Para poder obtener los pronósticos de los crudos del Ecuador se obtuvo la diferencia de estos con respecto al crudo WTI, de los últimos precios reales registrados en septiembre 2020.

Gráfico 43: Pronóstico anual de precios en todos los escenarios de la EIA.

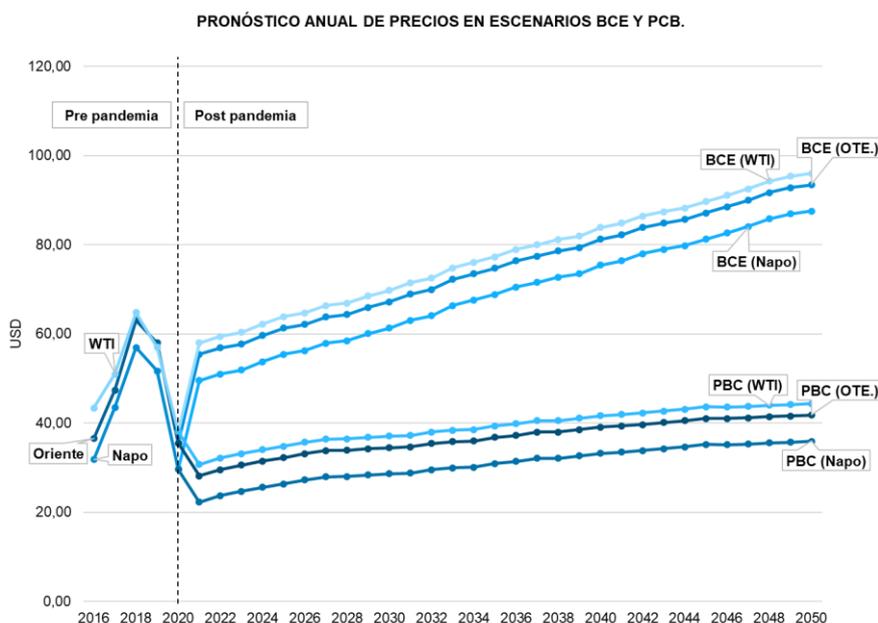


Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²² (cifras del crudo WTI).

²²<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Con las tendencias que se observan en el gráfico anterior, se determina que los escenarios base y cima deberán ser el PBC y el BCE, debido a que son los más realistas conforme a la situación que se vive por la pandemia causada por el COVID-19.

Gráfico 44: Pronóstico anual de precios en escenario PBC y BCE.



Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²³ (cifras del crudo WTI).

El rango de datos que se propone ocupar para evaluar futuros proyectos se presenta en el 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 2021, se esperan los siguientes rangos: el crudo WTI de 35 a 62 dólares por barril, crudo Oriente de 33 a 59 dólares por barril y el crudo Napo de 27 a 54 dólares por barril.

²³<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

Cuadro 43: 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	34,88	61,61	32,58	59,31	26,82	53,55
2022	36,95	63,71	34,65	61,41	28,89	55,65
2023	38,22	64,90	35,92	62,60	30,16	56,84
2024	39,14	66,35	36,84	64,05	31,08	58,29
2025	39,87	67,97	37,57	65,67	31,81	59,91
2026	40,48	69,19	38,18	66,89	32,42	61,13
2027	41,01	70,30	38,71	68,00	32,95	62,24
2028	41,46	71,64	39,16	69,34	33,40	63,58
2029	41,87	73,31	39,57	71,01	33,81	65,25
2030	42,24	74,42	39,94	72,12	34,18	66,36
2031	42,58	75,78	40,28	73,48	34,52	67,72
2032	42,89	77,53	40,59	75,23	34,83	69,47
2033	43,17	79,38	40,87	77,08	35,11	71,32
2034	43,44	80,80	41,14	78,50	35,38	72,74
2035	43,69	82,09	41,39	79,79	35,63	74,03
2036	43,93	83,60	41,63	81,30	35,87	75,54
2037	44,15	84,87	41,85	82,57	36,09	76,81
2038	44,36	86,08	42,06	83,78	36,30	78,02
2039	44,56	87,58	42,26	85,28	36,50	79,52
2040	44,75	88,98	42,45	86,68	36,69	80,92
2041	44,93	90,11	42,63	87,81	36,87	82,05
2042	45,11	91,77	42,81	89,47	37,05	83,71
2043	45,27	92,85	42,97	90,55	37,21	84,79
2044	45,43	93,67	43,13	91,37	37,37	85,61
2045	45,59	94,96	43,29	92,66	37,53	86,90
2046	45,74	95,85	43,44	93,55	37,68	87,79
2047	45,88	97,10	43,58	94,80	37,82	89,04
2048	46,02	98,77	43,72	96,47	37,96	90,71
2049	46,15	99,83	43,85	97,53	38,09	91,77
2050	46,28	100,36	43,98	98,06	38,22	92,30

Fuente: Annual Energy Outlook, EIA²⁴ (cifras del crudo WTI).

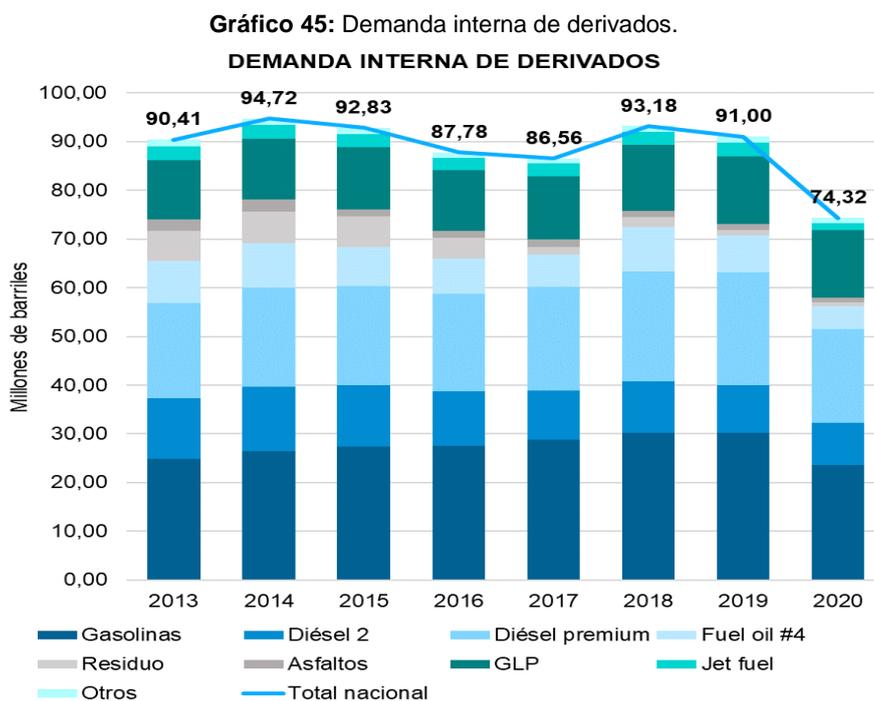
3.1.2.3 Demanda interna de derivados

La demanda interna de derivados se ha comportado de manera estable en los últimos cinco años, sin embargo, alineado al comportamiento de los rubros antes mencionados, en 2020 disminuyó de manera importante pasando de 91 millones de barriles a 74,32 millones, lo que significa una disminución de casi el 18,3%.

La variación en la demanda de derivados ha sido sensible a factores tecnológicos y sociales, como el aumento del parque automotor y la puesta en marcha de nuevas

²⁴<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2020&cases=ref2020~highmacro~lowmacro~highprice~lowprice&sourcekey=0>

metodologías para la generación eléctrica. Además, de la situación derivada por la pandemia COVID-19 que impactó fuertemente el 2020.



Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Para el caso de la demanda interna de combustibles, se estima que tendrá una tendencia creciente ininterrumpida hacia 2025, siendo el sector automotriz quien tendrá la mayor demanda en cada uno de los años.

Cuadro 44: Proyección de la demanda interna de combustibles por sector (2021-2025).

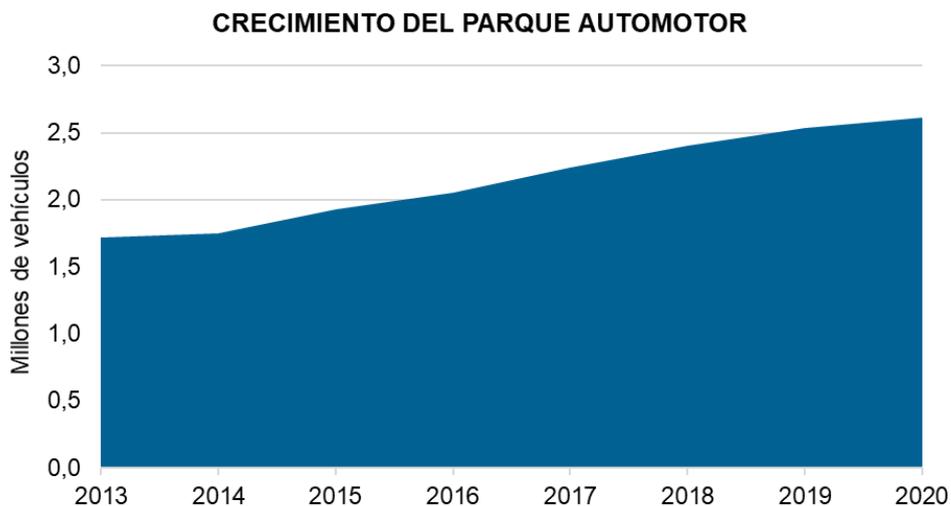
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA DE COMBUSTIBLES POR SECTOR (2021-2025) [MMbbls]					
Sector	2021	2022	2023	2024	2025
Aéreo	1,92	2,90	2,96	3,02	3,08
Agrícola	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26
Automotriz	52,80	53,44	54,89	56,38	57,92
Cementerio	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Doméstico	13,38	13,74	14,15	14,57	15,01
Eléctrico	2,89	2,53	2,57	2,93	3,40
Industrial	8,85	8,78	8,96	9,15	9,35
Naviero	5,49	6,80	7,34	7,27	6,88
Pesquero	2,73	2,96	3,04	3,12	3,20
Petrolero	2,62	2,61	2,67	2,72	2,77
Productos Especiales	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Total	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

3.1.2.4 Sector Automotriz

La demanda de derivados aumentará en el sector automotriz aunado al acelerado crecimiento demográfico que a su vez ha provocado que el parque vehicular aumente de igual forma. Esta tendencia parece no detenerse incluso a pesar del reciente cambio de la matriz energética. A finales de 2020 se contabilizaron cerca de 2,6 millones de vehículos automotores con una pronunciada tendencia al alza.

Gráfico 46: Crecimiento del parque automotriz.



Nota: Información tomada del INEC y AEADE.

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

3.1.2.5 Sector Eléctrico

En lo que corresponde al sector eléctrico, con el ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas en los años 2016 y 2017 se produce una fuerte disminución del consumo promedio de combustibles, lo que representa un ahorro económico para el país, así como también la disminución de emisiones de CO₂ lo que genera beneficios ambientales.

El Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, acorde con la Estrategia Nacional para el cambio de la Matriz Productiva, muestra un pronóstico del consumo promedio de diferentes combustibles en el sector eléctrico como se presenta en el siguiente cuadro. Puede observarse que el gas pudiera llegar a triplicarse, el diésel a crecer más de seis veces y las demás fuentes de energía, si bien se incrementan en el corto plazo, al largo plazo tenderán a mantenerse.

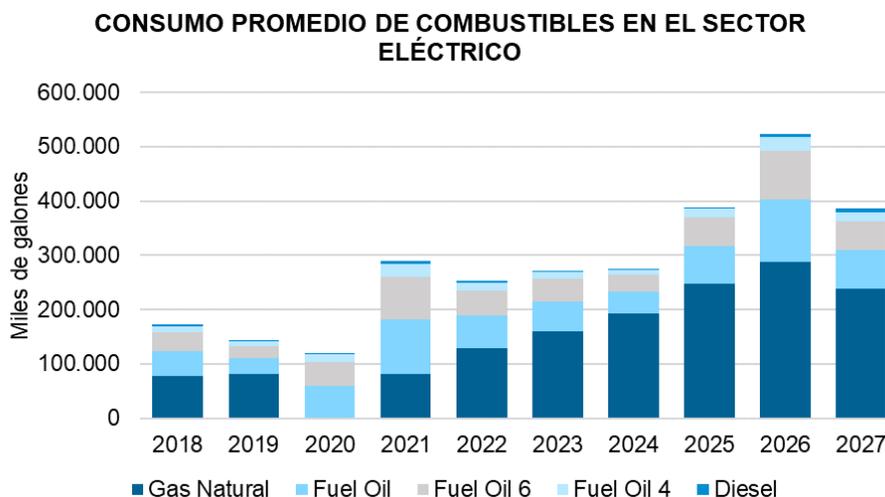
El gas natural es considerado como la fuente de energía para la transición, por lo que se tendrán que atender los futuros requerimientos e implementar medidas para su mayor aprovechamiento.

Cuadro 45: Consumo promedio de combustible (miles de galones).

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE EN MILES DE GALONES							
AÑO	Gas Natural	Nafta	Diesel	Fuel Oil	Fuel Oil 4	Fuel Oil 6	Total
2018	78.338,6	0,0	3.679,4	44.984,5	10.859,0	34.125,5	171.987,0
2019	80.865,6	0,0	1.448,5	30.599,3	8.692,7	21.906,6	143.512,7
2020	81,439,6	0,0	1.140,1	59.148,9	14.575,0	44.573,9	119.437,9
2021	81.611,1	0,0	5.028,4	101.085,1	23.298,0	77.787,1	288.809,7
2022	128.178,9	0,0	2.925,3	60.729,5	14.050,0	46.679,5	252.563,2
2023	160.471,4	0,0	2.487,9	54.482,9	12.043,0	42.439,9	271.925,1
2024	192.965,3	0,0	2.510,3	39.999,2	9.658,8	30.340,4	275.474,0
2025	246.838,4	0,0	3.321,7	69.357,2	15.118,0	54.239,2	388.874,5
2026	288.218,0	0,0	4.374,7	114.959,4	26.087,0	88.872,4	522.511,5
2027	239.063,5	0,0	7.506,2	70.079,3	15.802,0	54.277,3	386.728,3

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

Gráfico 47: Consumo promedio de combustibles en el sector eléctrico.



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

Por otra parte, el año 2020 cerró con una disminución en la importación de derivados del 13,6% con respecto al año anterior, interrumpiendo el aumento anual constante desde 2017. Uno de los principales factores que promovieron este comportamiento es la presencia de la pandemia COVID-19.

Cuadro 46: Importación de derivados.

IMPORTACIÓN DE DERIVADOS								
Producto [MMbbls]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Diésel 2	5,64	8,17	7,12	4,90	3,80	4,30	6,31	4,07
Diésel premium 50 PPM	15,23	16,79	16,56	13,15	14,06	15,95	15,09	15,10
Nafta alto octano	16,05	15,85	14,24	13,65	12,81	16,06	11,24	10,73
Nafta bajo octano	0,00	4,22	5,27	2,34	3,56	1,56	9,14	4,78
GLP	9,57	10,76	10,85	10,09	10,44	11,15	12,15	12,42
Cutter stock	2,10	1,05	1,89	3,19	4,28	4,02	4,27	2,98
AVGAS	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
Jet A-1	0,08	0,30	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
Asfaltos	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total nacional	48,70	57,41	56,17	47,34	48,99	53,09	58,23	50,27

Notas: Volúmenes en millones de barriles.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

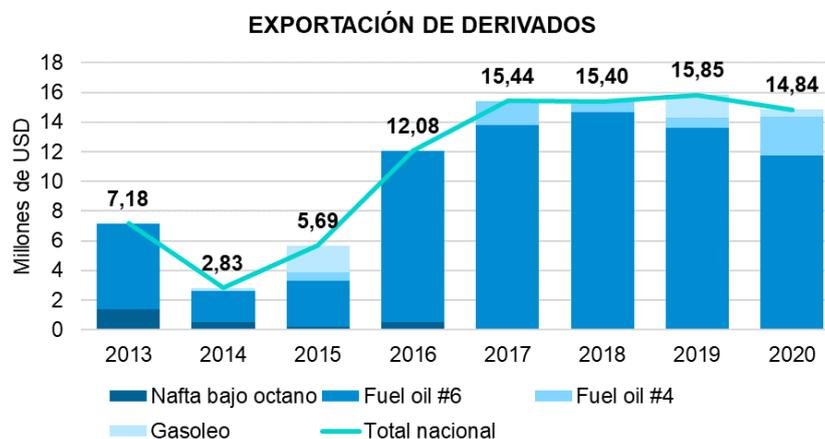
Para el caso de las exportaciones de derivados, en 2020 se cerró con una reducción del 6,4% con respecto a 2019, esto significa casi un millón de barriles menos. El producto Fuel oil #6 será el que más volumen aportará a las exportaciones al cierre del año, con un volumen total estimado de 11,78 millones de barriles.

Cuadro 47: Exportación de derivados.

EXPORTACIÓN DE DERIVADOS								
Producto [MMbbls]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nafta bajo octano	1,38	0,52	0,18	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00
Fuel oil #6	5,80	2,10	3,11	11,56	13,81	14,64	13,63	11,78
Fuel oil #4	0,00	0,00	0,59	0,00	1,64	0,75	0,69	2,56
Gasoleo	0,00	0,20	1,82	0,00	0,00	0,00	1,52	0,51
Total nacional	7,18	2,83	5,69	12,08	15,44	15,40	15,85	14,84

Notas: Volúmenes en millones de barriles.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Gráfico 48: Exportación de derivados.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

3.2 Análisis DAFO

El proceso de planeación estratégica considera el análisis de la situación interna y del entorno de la organización, con el propósito de determinar las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, y a partir de ellas definir estrategias y planes de acción. El Análisis DAFO de EP PETROECUADOR se presenta en el Anexo 1.

4 VINCULACIÓN A LA PLANIFICACIÓN NACIONAL

De conformidad con lo establecido en la normativa vigente para la elaboración del Plan Estratégico Empresarial, se han considerado los niveles del Sistema Nacional de Planificación:

Cuadro 48: Alineación con la Planificación Nacional.

CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR	
Artículo 313	
Artículo 315	
VISIÓN A LARGO PLAZO ECUADOR	
Objetivo 2	Objetivo 2.2.2
	Objetivo 2.2.4
Objetivo 3	Objetivo 3.3.9
Objetivo 7	Objetivo 7.2.5
PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2021-2025	
Objetivo 1	Política 1.1
Objetivo 2	Política 2.2
Objetivo 4	Política 4.3
Objetivo 11	Política 11.2
Objetivo 12	Política 12.3
Objetivo 15	Política 15.1
POLÍTICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	
1. Aprovechamiento sostenible de los recursos hidrocarburíferos	
2. Impulso a la eficiencia y transparencia en la gestión de las entidades del sector	
3. Fortalecimiento de la gestión ambiental y social del sector hidrocarburos, precautelando los ecosistemas y las relaciones con la comunidad	

Nota: Actualmente la EP PETROECUADOR, se encuentra alineada al Decreto Ejecutivo 95, los pilares: Marco Regulatorio y Seguridad Jurídica, Atracción de Inversiones, Eficiencia en la Empresa Pública y Transparencia.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

Los niveles deben estar alineados a los siguientes puntos:

- **CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR.**

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

Los excedentes podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado.

La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios públicos.

- **VISIÓN A LARGO PLAZO ECUADOR**

EP PETROECUADOR se alinea a los siguientes objetivos de la Visión de Largo Plazo Ecuador 2030:

- **Objetivo 2: Gestionar con responsabilidad intergeneracional los recursos**

- **Componente 2.2:** Gestión Ambiental para la prevención, remediación y control de la contaminación

- **Objetivos Específicos:**

2.2.2 Mantener procesos de remediación ambiental relacionados con la actividad hidrocarburífera.

2.2.4 Incrementar la calidad de los combustibles.

- **Meta:** Alcanzar 5.8 millones de m³ de suelo remediado

- **Objetivo 3: Construir un entorno innovador, creativo y productivo**

- **Componente 3.3:** Potenciar la producción nacional de alto valor agregado en la industria nacional de bienes y servicios

- **Objetivos Específicos:**

3.3.9: Disminuir los volúmenes de importación de combustibles

- **Meta:** Disminuir la importación de derivados de hidrocarburos para el abastecimiento del mercado nacional, e incrementar las exportaciones de estos.

- **Objetivo 7: Crecer de manera sostenible e inclusiva**

- **Componente 7.2:** Gestión fiscal eficiente para eliminar desigualdades

- **Objetivos Específicos:**

7.2.5: Optimizar la gestión y eficiencia de las empresas públicas para que sean auto sostenibles.

- **Meta:** Reducir la dependencia de las Empresas Públicas de transferencias del Gobierno Central al 0%.
- **PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2021 – 2025:**

Art. 280.- El Plan Nacional de Desarrollo es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del Estado; y la inversión y la asignación de los recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores.

Art. 293.- La formulación y la ejecución del Presupuesto General del Estado se sujetarán al Plan Nacional de Desarrollo. Los presupuestos de los gobiernos autónomos descentralizados y los de otras entidades públicas se ajustarán a los planes regionales, provinciales, cantonales y parroquiales, respectivamente, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo, sin menoscabo de sus competencias y su autonomía.

EP PETROECUADOR considera para el período enero – septiembre 2021 la alineación del Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021; y, para el período agosto – diciembre 2021 y 2022 – 2025 ha analizado el Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025, emitido por el Consejo Nacional de Planificación con resolución N° 002-2021-CNP de 20 de septiembre de 2021 y publicado en el Cuarto Suplemento N° 544 - Registro Oficial el 23 de septiembre de 2021; identificado 4 objetivos con los cuales la gestión de la organización se encuentra alineada, mismos que se detallan a continuación:

➤ **Eje 1: Económico**

- **Objetivo 1:** *Incrementar y fomentar, de manera inclusiva, las oportunidades de empleo y las condiciones laborales.*

Política 1.1: Crear nuevas oportunidades laborales en condiciones dignas, promover la inclusión laboral, el perfeccionamiento de modalidades contractuales, con énfasis en la reducción de brechas de igualdad y atención a grupos prioritarios, jóvenes, mujeres y personas LGBTI+.

Meta al 2025: Aumentar el número de personas con discapacidad y/o sustitutos insertados en el sistema laboral de 70.273 a 74.547.

- **Objetivo 2:** *Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional*

Política 2.2: Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas.

Meta al 2025: Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025.

- **Objetivo 4:** *Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente.*

Política 4.3: Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.

Meta al 2025: Aumentar de 66,67% a 91,67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.

➤ **Eje 4: Transición Ecológica**

- **Objetivo 11:** *Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales*

Política 11.2: Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.

Meta al 2025: Incrementar de 1.496 a 2.067 fuentes de contaminación hidrocarburíferas remediadas y avaladas.

- **Objetivo 12:** *Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático.*

Política 12.3: Implementar mejores prácticas ambientales con responsabilidad social y económica, que fomenten la concientización, producción y consumo sostenible, desde la investigación, innovación y transferencia de tecnología.

Meta al 2025: Incrementar de 21.6 a 50.5 millones el ahorro de combustibles en Barriles Equivalentes de Petróleo, optimizando el proceso de generación eléctrica y la eficiencia energética en el sector de hidrocarburos.

➤ **Eje 5: Institucional**

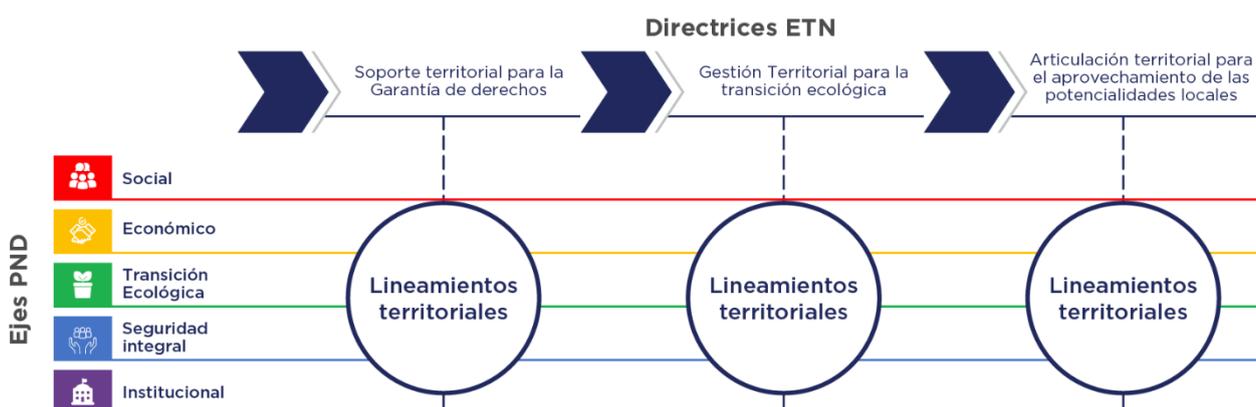
Objetivo 15: Fomentar la ética pública, la transparencia y la lucha contra la Corrupción

Política 15.1: Fomentar la integridad pública y la lucha contra la corrupción en coordinación interinstitucional efectiva entre todas las funciones del Estado y la participación ciudadana.

Meta al 2025: Incrementar de 25% a 30% el nivel de confianza institucional en el Gobierno

El proceso de planificación participativa busca la transición hacia un modelo de desarrollo sostenible, basado en la libertad individual, la creación de oportunidades y el respeto a las instituciones democráticas, enfocado en la territorialización de la política pública. Esto demanda una estrecha vinculación entre el Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Territorial Nacional.

Gráfico 49: Vinculación de ejes del Plan Nacional de Desarrollo y Estrategia Territorial Nacional



Fuente: Plan nacional de Desarrollo 2021-2025.

En los ANEXOS 2 y 2.1 se detalla la alineación de la Planificación Estratégica de EP PETROECUADOR, al Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025 mediante la vinculación de los Objetivos Estratégicos Empresariales con los Objetivos Nacionales.

- **ALINEACIÓN CON LA BASE LEGAL**

LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS - LOEP

El Art. 3, numeral 3, indica que son principios de las empresas públicas, entre otros, “actuar con eficiencia, racionalidad, rentabilidad y control social en la exploración, explotación e industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables y en la comercialización de sus productos derivados, preservando el ambiente”.

En el Art. 6.- ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL, se indica que “Son órganos de dirección y administración de las empresas públicas, el Directorio y la Gerencia General”.

En el Art. 7.- señala “El Directorio de las empresas estará integrado por:

- Para el caso de empresas creadas por la Función Ejecutiva:

La o el Presidente del directorio de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas, o su delegada o delegado permanente, quien lo presidirá;

La o el titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente; y,

Una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República.

En el Art. 9.- indica las ATRIBUCIONES DEL DIRECTORIO, entre las cuales se establecen:

“1. Establecer las políticas y metas de la Empresa, en concordancia con las políticas nacionales, regionales, provinciales o locales formuladas por los órganos competentes evaluar su cumplimiento;

Aprobar los programas anuales y plurianuales de inversión reinversión de la empresa pública de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo;

Aprobar la desinversión de la empresa pública en sus filiales o subsidiarias;

Aprobar las políticas aplicables a los planes estratégicos, objetivos de gestión, presupuesto anual, estructura organizacional y responsabilidad social corporativa;

Aprobar el Presupuesto General de la Empresa y evaluar su ejecución;

Aprobar el Plan Estratégico de la empresa, elaborado y presentado por la Gerencia General, y evaluar su ejecución; (...)"

LEY DE HIDROCARBUROS

El Art. 3.- El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizadas directamente por las empresas públicas, o por delegación por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos [...]

Art. 5.- Los hidrocarburos se explotarán con el objeto primordial de que sean industrializados en el País.

Art. 6.- Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación de la política de hidrocarburos. Para el desarrollo de dicha política, su ejecución y la aplicación de esta Ley, el Estado obrará a través del Ministerio del Ramo y de la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 7.- Corresponde al Ministro del Ramo someter a consideración del Presidente de la República la política nacional de hidrocarburos, en los siguientes aspectos:

Aprovechamiento óptimo de los recursos de hidrocarburos;

Conservación de reservas;

Bases de contratación para los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos que proponga el Comité de Licitaciones;

Comercio exterior de los hidrocarburos;

Bases de contratación que proponga el Comité de Licitaciones;

Inversión de utilidades de los contratistas; y,

Régimen monetario, cambiario y tributario relacionado con los hidrocarburos.

Art. 9.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y

Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones.

La industria petrolera es una actividad altamente especializada, por lo que será normada por la Agencia de Regulación y Control. Esta normatividad comprenderá lo concerniente a la prospección, exploración, explotación, refinación, industrialización, almacenamiento, transporte y comercialización de los hidrocarburos y de sus derivados, en el ámbito de su competencia.

LEY ORGÁNICA DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA - LOTAIP

Art. 1 Principio de Publicidad de la Información Pública. - El acceso a la información pública es un derecho de las personas que garantiza el Estado. Toda la información que emane o que esté en poder de las instituciones, organismos y entidades, personas jurídicas de derecho público o privado que, para el tema materia de la información tengan participación del Estado o sean concesionarios de éste, en cualquiera de sus modalidades, conforme lo dispone la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado; las organizaciones de trabajadores y servidores de las instituciones del Estado, instituciones de educación superior que perciban rentas del Estado, las denominadas organizaciones no gubernamentales (ONGs), están sometidas al principio de publicidad; por lo tanto, toda información que posean es pública, salvo las excepciones establecidas en esta Ley.

REGLAMENTO QUE REGULA ATRIBUCIONES DE DIRECTORIOS DE EPS

Art. 3.- Atribuciones y responsabilidades del Directorio. - El Directorio es responsable de que los objetivos, políticas y metas de la empresa estén debidamente articulados con el Plan Nacional de Desarrollo, las estrategias nacionales y las políticas sectoriales.

Art. 5.- Plan Estratégico Empresarial. - El Plan Estratégico Empresarial es el instrumento que asegura la alineación programática de la empresa con el Plan Nacional de Desarrollo, y tendrá su misma temporalidad y vigencia. Contendrá las políticas empresariales, los objetivos de gestión, metas programáticas y los lineamientos generales para el Plan General de Negocios, Expansión e Inversión (...).

CÓDIGO ORGÁNICO DE PLANIFICACIÓN Y FINANZAS PÚBLICAS (COPLAFIP)

Segundo Suplemento del Registro Oficial No. 306 de 22 de octubre de 2010.

Art. 4.- Ambito. - Se someterán todas las entidades, instituciones y organismos comprendidos en los artículos 225, 297 y 315 de la Constitución de la República.

El Art. 17 Instructivos metodológicos. - la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo elaborará los instrumentos metodológicos para la formulación, monitoreo y evaluación de las políticas públicas nacionales y sectoriales.

El Reglamento al Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, establece que la *“Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, en su calidad de ente rector de la planificación nacional y el ordenamiento territorial, y como ente estratégico del país, emitirá directrices y normas para la formulación, articulación, coordinación y coherencia de los instrumentos de planificación y de ordenamiento territorial, de manera que se asegure la coordinación de las intervenciones planificadas del Estado en el territorio, así como la verificación de la articulación entre los diferentes sectores y niveles de gobierno. (...)”*

En tal sentido, y con el propósito de liderar un proceso de mejora, fortalecimiento de la administración pública e implementar buenas prácticas de gobierno, se emitió el Decreto Ejecutivo Nro. 555 de 19 de noviembre del 2011, que dispone de obligatorio cumplimiento a *“la implementación del proyecto Gobierno por Resultados - GPR en todas las instituciones de la administración pública central, institucional y dependiente de la Función Ejecutiva”*.

El Acuerdo Ministerial 1002, publicado en el Registro Oficial Suplemento 606 de 28 de diciembre de 2011, *emitió “La Norma Técnica de Implementación y Operación de la Metodología y Herramienta de Gobierno por Resultados”*, para realizar el control, seguimiento y evaluación de la gestión de los planes, programas, proyectos y procesos que se encuentran en ejecución. Además, el control, seguimiento y evaluación de la calidad de la gestión de los mismos, como también, el impulso de los procesos de transparencia y mejora de la gestión institucional, procesos e innovación del Estado.

POLÍTICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

La planificación estratégica de EP Petroecuador se alinea a las siguientes políticas:

Cuadro 49: Políticas del Sector Hidrocarburos.

POLÍTICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS	
POLÍTICA	ESTRATEGIA
1. Aprovechamiento sostenible de los recursos hidrocarburíferos	1. Impulsar la promoción, apertura y captación de inversión para financiar los proyectos del sector. MH-PAM-PEC-SH
	2. Promover la realización de rondas petroleras para incrementar las reservas y producción de petróleo y gas. SH-PAM
	3. Maximizar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, aplicando modalidades contractuales que generen confianza y permitan la ejecución de proyectos de inversión en el sector. SH-PAM
	4. Impulsar la implementación de planes para la optimización de campos y recuperación mejorada. VH-PAM-SH
	5. Mejorar los procesos técnicos en la cadena de valor de hidrocarburos, con el fin de lograr mayor eficiencia, calidad y seguridad en las operaciones. PAM-PEC- FLOPEC
	6. Optimizar el uso de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados. PEC-FLOPEC-PAM
	7. Fortalecer el control y garantizar el óptimo abastecimiento y comercialización de derivados de hidrocarburos. PEC-ARCH
	8. Garantizar que las instalaciones hidrocarburíferas cumplan con las normativas de calidad y seguridad. PEC-PAM-FLOPEC-ARCH
2. Impulso a la eficiencia y transparencia en la gestión de las entidades del sector	1. Transparentar la gestión en las actividades del sector hidrocarburos, promoviendo la aplicación de Códigos de Conducta. MH- PAM-PEC-ARCH-SH- FLOPEC
	2. Impulsar la autonomía financiera y económica de las empresas públicas. PAM-PEC-FLOPEC
	3. Promover la optimización y coordinación de la gestión de las empresas estatales y entidades adscritas. PAM-PEC-ARCH-SH-FLOPEC
	4. Promover la implementación de proyectos de eficiencia energética en el sector hidrocarburos. PEC-PAM-FLOPEC-SH
	5. Impulsar el fortalecimiento del sistema integrado de información física, documental y digital del sector hidrocarburos. SH-PEC-PAM-ARCH-FLOPEC
3. Fortalecimiento de la gestión ambiental y social del sector hidrocarburos, precautelando los ecosistemas y las relaciones con la comunidad	1. Impulsar la adecuada gestión y ejecución de los aspectos sociales y ambientales en los proyectos y actividades hidrocarburíferos bajo la normativa y estándares internacionales. PAM-SH-PEC
	2. Impulsar el desarrollo de modelos de gestión de responsabilidad social y ambiental adecuados, para el desarrollo de las actividades del sector por medio de un vínculo comunitario sólido, responsable, solidario y transparente. PAM-SH-PEC
	3. Fortalecer la coordinación interinstitucional para lograr una adecuada relación entre los gobiernos locales, sus comunidades y las empresas públicas y privadas. VH
	4. Fortalecer espacios de diálogo de carácter sectorial para la gestión de políticas públicas y participación ciudadana. VH
	5. Promover la transversalización de la gestión de riesgos naturales y antrópicos en el sector hidrocarburos. PAM-PEC-ARCH-SH-FLOPEC
	6. Impulsar políticas, planes y proyectos para el tratamiento de pasivos ambientales y sociales generados en las operaciones del sector. PAM-PEC-SH-FLOPEC

Nota: Actualmente la EP PETROECUADOR, se encuentra alineada al Decreto Ejecutivo 95, los pilares: Marco Regulatorio y Seguridad Jurídica, Atracción de Inversiones, Eficiencia en la Empresa Pública y Transparencia.

Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables

MAPA DE ACTORES

El proceso de planificación estratégica debe considerar a todos los actores para identificar sus expectativas y necesidades. Para ello, se los clasificó de acuerdo con su rol en el proceso:

Cuadro 50: Mapa de Actores.

MAPA DE ACTORES			NIVEL DE INCIDENCIA
Decisores	De quienes depende la definición y aprobación de la estrategia empresarial	1. Presidencia de la República	Alto
		2. Secretaría Nacional de Planificación – ex SENPLADES	Alto
		3. Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP	Alto
		4. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	Alto
Gestores	Responsables de la ejecución de la estrategia empresarial	1. EP PETROECUADOR	Alto
Referentes	Los aliados que crean el consenso y apalancan la estrategia empresarial	1. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables – ARCERNNR	Alto
		2. Flota Petrolera Ecuatoriana – FLOPEC	Medio
		3. OCP Ecuador	Medio
		4. Operador Nacional de Electricidad – CENACE	Medio
		5. Ministerio de Economía y Finanzas	Alto
		6. Contraloría General del Estado	Medio
		7. Servicio Nacional de Contratación Pública – SERCOP	Bajo
Destinatarios	A quienes se dirige la estrategia empresarial	1. Ciudadanía	Alto
		2. Clientes	Alto
		3. Proveedores	Alto
Entorno	A quienes se debe informar el desarrollo de la estrategia para lograr inserción social	1. Ciudadanía	Alto
		2. Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica	Alto
		3. Ministerio del Trabajo	Bajo
		4. Medios de comunicación	Alto

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión

5 PLANIFICACIÓN EMPRESARIAL

5.1 Misión

Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.

5.2 Visión

Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.

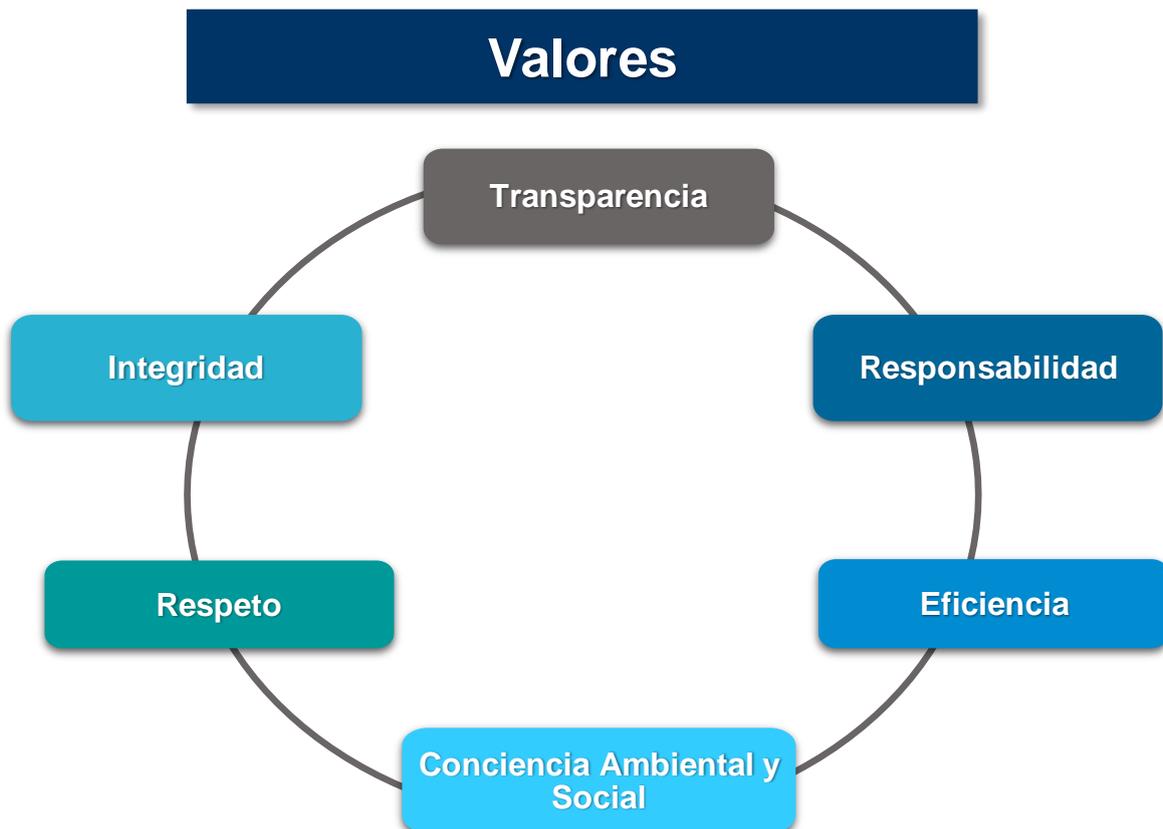
5.3 Valores Corporativos

Con la finalidad de fomentar las correctas prácticas tanto individuales como colectivas de la empresa, nuestros principales valores corporativos son:

- **Transparencia:** Garantizamos una permanente actitud vertical y gestión objetiva para fortalecer la confianza y credibilidad reflejando honestidad y cumplimiento en todas nuestras operaciones brindando información adecuada y fiel a nuestro accionar.
- **Integridad:** Promovemos los más altos estándares de ética de negocios e integridad empresarial y humana, así como evidenciar en cada una de nuestras acciones un comportamiento honesto con el fin de demostrar solvencia moral, apegado al cumplimiento de normativa.
- **Responsabilidad:** Asumimos nuestras funciones y deberes, con la convicción de cumplirlas de manera eficaz, eficiente y oportuna, en el marco de los objetivos estratégicos de la empresa.
- **Respeto:** Fomentamos el respeto como un valor fundamental para crear un espacio de armonía que favorezca al dialogo y la participación conjunta.
- **Eficiencia:** Buscamos constantemente nuevas y mejores formas de hacer. Todas las operaciones de EP PETROECUADOR se caracterizarán por el manejo óptimo de los recursos disponibles.

- **Conciencia Ambiental y Social:** Priorizamos la seguridad y la salud de nuestros empleados, fomentando el respeto a las comunidades y la conservación del medio ambiente, en procura de una armoniosa relación entre EP PETROECUADOR y la comunidad.

Gráfico 50: Valores Empresariales.



Elaborado por: EP PETROECUADOR

5.4 Objetivos Estratégicos

EP PETROECUADOR cuenta con 8 objetivos estratégicos. A continuación, se enlistan:

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.

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.

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.

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.

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.

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.

7. Mantener la salud, seguridad, la 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.

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.

Asimismo, se muestra el número de estrategias contenidas en cada uno de los objetivos estratégicos.

Cuadro 51: Número de estrategias por objetivo.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS	PERSPECTIVA
Objetivo 1. Mantener la sostenibilidad financiera	3	Financiera Comercial Operacional
Objetivo 2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2	Operacional
Objetivo 3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	2	Operacional
Objetivo 4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	3	Comercial Operacional
Objetivo 5. Incrementar las actividades de comercio internacional	1	Comercial Operacional
Objetivo 6. Incrementar la eficiencia empresarial	5	Financiero Operacional
Objetivo 7. Mantener la salud, seguridad, la responsabilidad social y ambiental de los empleados, contratista, comunidades y ecosistemas en las áreas de operación e influencia	4	Operacional
Objetivo 8. Incrementar el desarrollo del talento humano	2	Financiero Operacional
Total	22	

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.5 Estrategias

A continuación, se mostrarán las estrategias acordes a los objetivos estratégicos mencionados anteriormente.

Cuadro 52: Estrategias respecto a su objetivo.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
1. Mantener la sostenibilidad financiera	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.
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Mejorada en los campos existentes.
3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.1 Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos
4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos.	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.
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.

OBJETIVO ESTRATÉGICO	ESTRATEGIAS
6. Incrementar la eficiencia empresarial	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.
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.
	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 la zona de influencia de la EP PETROECUADOR.
	7.4 Mejorar los Sistemas de Gestión de Seguridad, Salud y Ambiente en las operaciones de la empresa conforme los estándares ISO 14001:2015 e ISO 45001: 2018.
8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.6 Mapa Estratégico

El mapa estratégico de EP PETROECUADOR se mostrará en el Anexo 3

5.7 Proyección empresarial

En este apartado se presentan las proyecciones de la producción de petróleo y gas, producción de derivados, demanda interna de derivados, las inversiones, costos y gastos relacionados a las actividades de producción, refinación transporte y comercialización; es importante indicar que en los lineamientos de elaboración y modificación de la Planificación Estratégica se indica que: *“(...) las proyecciones incluidas en este acápite, no representan valores definitivos y servirán únicamente como una referencia de lo que la empresa plantea lograr en los siguientes años en supuestos presentes (...)”*

5.7.1 Producción de hidrocarburos

El perfil está realizado sin tomar en cuenta restricciones presupuestarias, debido a que las inversiones por la actividad ajustada al cronograma tentativo para el Activo, dependerán del presupuesto asignado a EP PETROECUADOR (considerando la emergencia sanitaria COVID-19) y de la aprobación de los permisos ambientales para la ejecución de las actividades planteadas.

Los pronósticos de producción se estimaron de acuerdo a las condiciones actuales de los Campos y los resultados dependerán de la ejecución de los trabajos de perforación y cambios de zona analizados, ya que estos pueden variar dependiendo del comportamiento de los yacimientos.

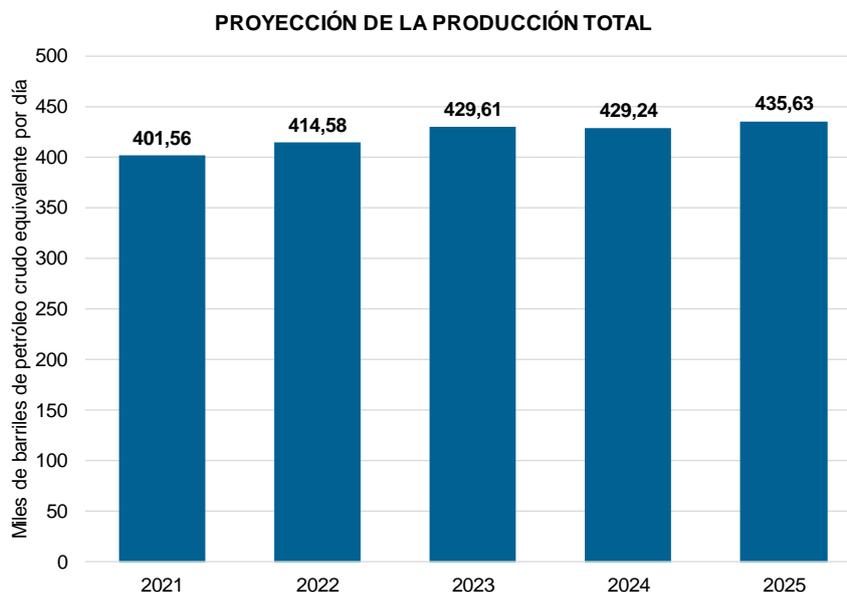
Todos los Perfiles/pronósticos y resultados obtenidos en esta estimación, han considerado las corridas económicas realizadas para la presentación de Reservas y Recursos 2020 al MERNNR, mismas que pueden variar en función del precio del petróleo y costos asociados.

Se estima un perfil de producción de petróleo en el que se alcanza un pico de producción en el año 2023 de 429,61 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario. Sin embargo, para el 2024 se observa una declinación del 8,66%, llegando a un valor de 429,24 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario y para el 2025 se estima un valor de 435,63 miles de barriles de petróleo equivalentes promedio diario.

Acorde a la última actualización del Plan Estratégico de la Ex Petroamazonas se aprobó una proyección de producción en 2021 de 405,84 miles de bpd, mientras que en la

proyección del presente plan de 401,56 miles de bpd; la diferencia de 4,28 miles de bpd debido a: Campo Coca-Payamino: 3 reentradas y 2 pozos nuevos en Payamino, Sacha: Ampliación de la plataforma Sacha 390 y Sacha 350, para la perforación de 5 pozos, Auca: Adelanto de actividades de Shaya, 5 pozos (3 reentradas, 1 pozo horizontal + 1 inyector, con 2 Torres en operación), Shushufindi: Adelanto de actividades Consorcio Shushufindi, 4 pozos (2 torres en operaciones), Bloque 43: 2 en Tambococha, 4 pozos en el Campo Tiputini, 1 pozo reinector de ripios en el campo Ishpingo, para el desarrollo anticipado del campo, entre otros.

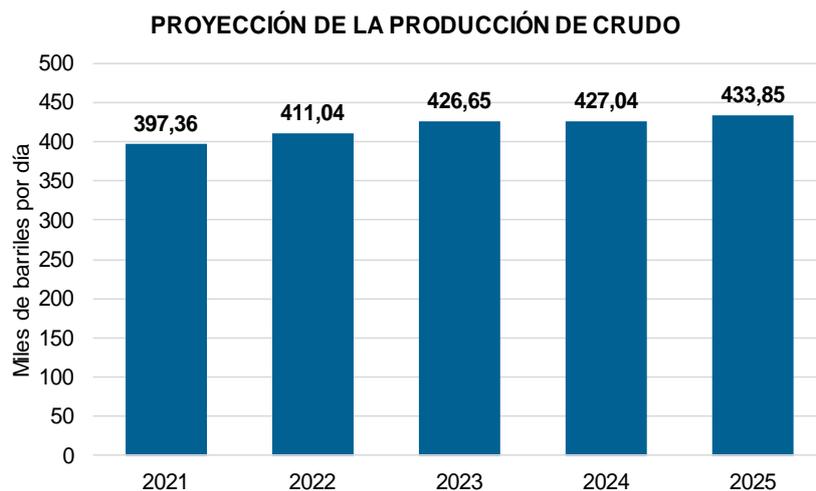
Gráfico 51: Proyección de la producción total (2021 - 2025)



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

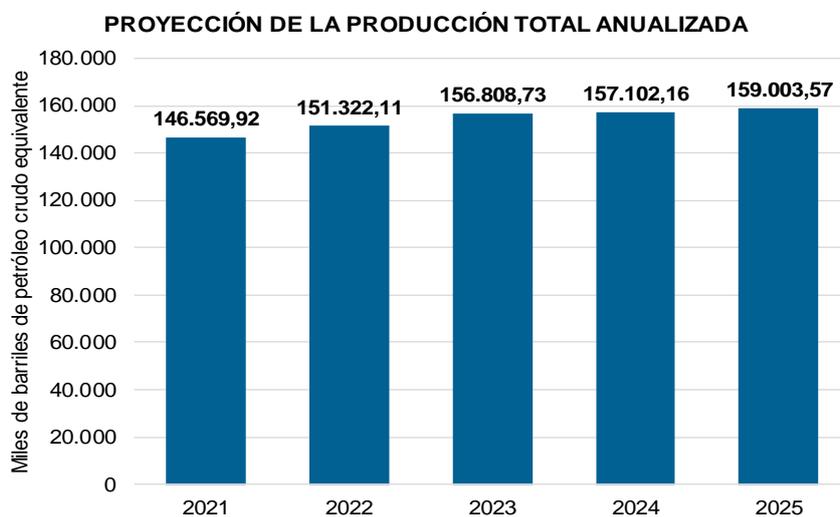
Con ese perfil de producción, se pretenden recuperar 770,80 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (765,44 millones de barriles de petróleo) en el periodo 2021-2025.

Gráfico 52: Proyección de la producción total anualizada (2021-2025).



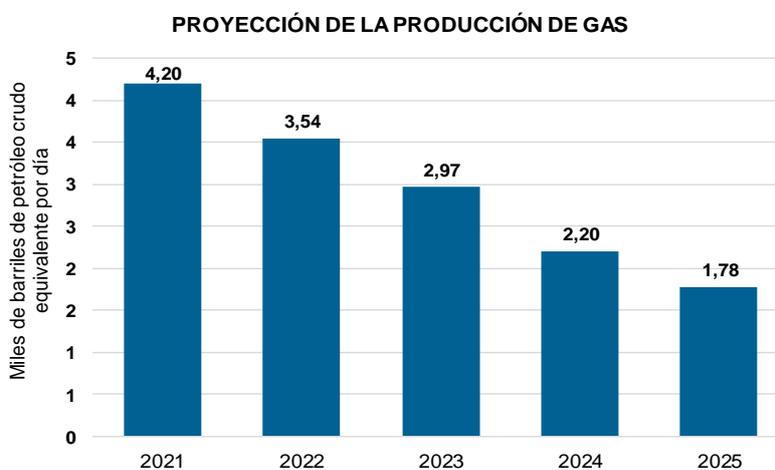
Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 53: Proyección de la producción de crudo (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Gráfico 54: Proyección de la producción de gas (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Por otra parte, los costos fueron calculados en base a los siguientes supuestos:

- Para cálculo de tarifas se utilizó un WTI de \$ 63.87 para el año 2021 y de \$ 58.67 para el año 2022, de acuerdo con la proyección solicitada por el MEF. Para el resto del período se estimó con un WTI de \$ 56.36 año 2023, \$54.48 año 2024 y 2025. De incrementarse los valores estimados de WTI en cada año se incrementaría el rubro calculado de Tarifas y se modificarán las cifras presentadas para el rubro de tarifas. Las Tarifas no incluyen IVA.
- En el rubro de Inversiones Directas se considera el monto para ejecutar el proyecto BOOT, considerando que no se cuenta con el debido financiamiento para este proyecto. De contar con el financiamiento se consideraría un esquema de pago de Tarifa a largo plazo y el presupuesto estimado para el periodo 2022 al 2025 disminuiría.
- Las cifras son estimaciones realizadas en base a las actividades y perfil de producción y están sujetas a cambios en función de variaciones a los supuestos establecidos.

Cuadro 53: Proyección de los costos de producción por barril (2021-2025).

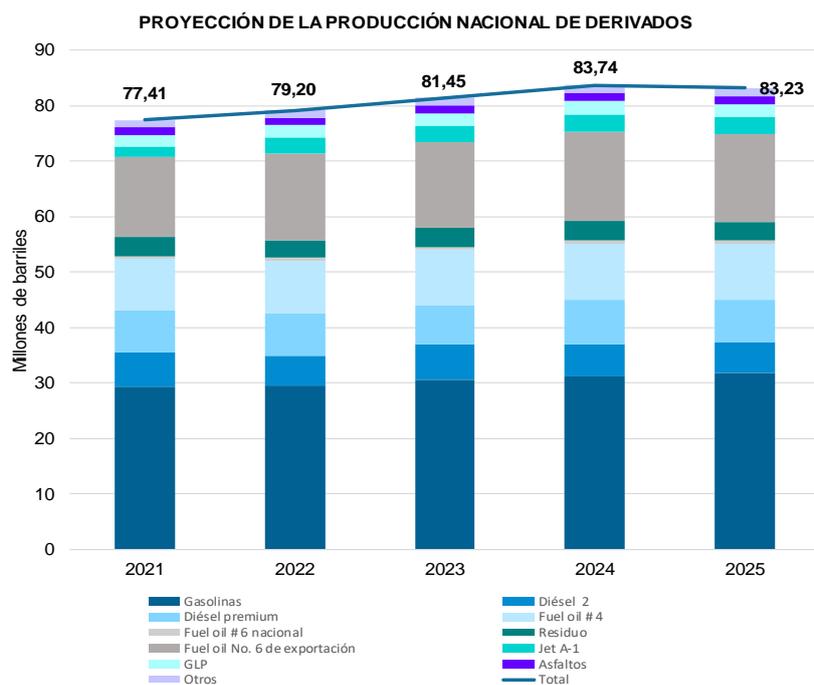
COSTOS DE PRODUCCIÓN [USD por barril]					
	2021	2022	2023	2024	2025
Costo Operativo	6,55	7,07	6,82	6,70	6,52
Costo Total	19,16	23,08	23,04	21,47	18,19

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

5.7.2 Producción de derivados

La producción nacional de derivados muestra una tendencia al alza en el periodo 2021-2024 de un 8,18%, el año 2025 sufre una pequeña disminución. Así mismo, para el año 2021 se espera una producción de 77,41 millones de barriles que supera en 28,25% la obtenida en 2020 (60,36 millones de barriles).

Gráfico 55: Proyección de la producción nacional de derivados (2021-2025).

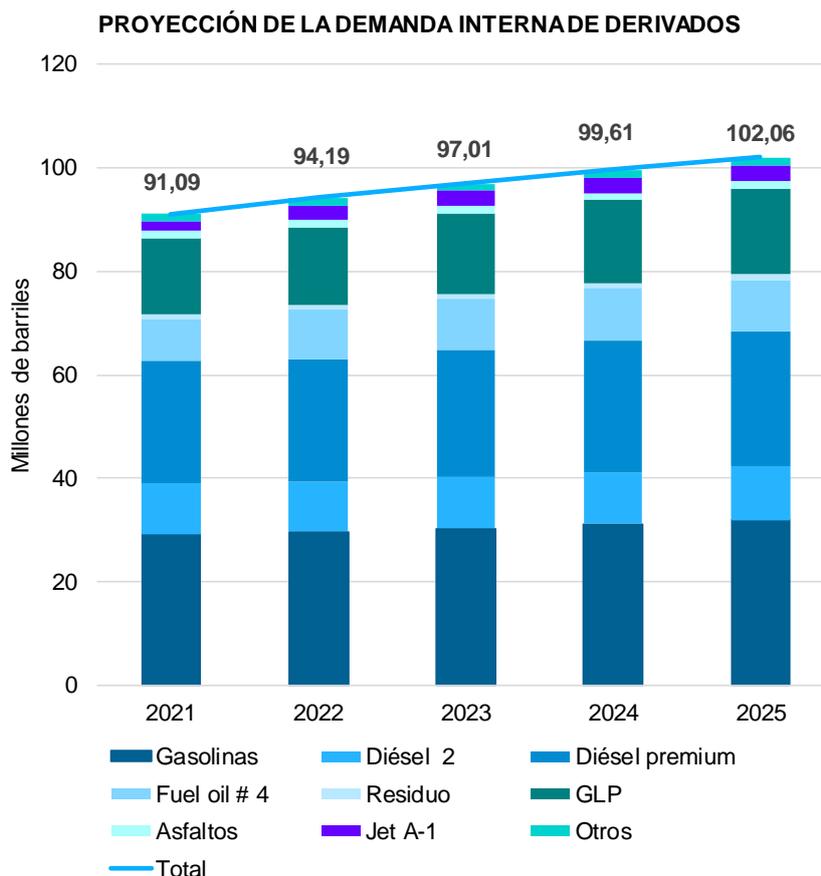


Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

La demanda interna de derivados muestra un incremento promedio anual del 2,89% siendo 2,74 millones de barriles, en los años comprendidos del 2021 al 2025. La demanda del año 2021 supera 16,77 millones de barriles a la demanda presentada en el 2020 (74,32 millones de barriles), siendo esto un 22,56% adicional.

Por lo anterior, para satisfacer el mercado nacional de derivados, se requerirá de importaciones para satisfacer la demanda.

Gráfico 56: Proyección de la demanda interna de derivados (2021-2025).



Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Por otro lado, en el siguiente cuadro se puede apreciar que el costo máximo relacionado a la refinación de derivados será en el 2021, el costo de transporte y almacenamiento de derivados se incrementa debido al aumento del presupuesto. Además, se espera que el costo de comercialización alcance su costo máximo en el año 2022.

Las cifras pudieran ajustarse al optimizar los procesos de la actual EP PETROECUADOR.

Cuadro 54: Proyección de costos operativos (2021-2025).

COSTOS OPERATIVOS [USD por barril]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Refinación de derivados	7,33	5,71	5,57	5,08	5,06
Transporte y almacenamiento de crudo	1,07	1,26	1,29	1,43	1,38
Transporte y almacenamiento de derivados	3,17	3,51	3,30	3,32	3,20
Comercialización interna de derivados	3,46	3,58	3,44	2,92	3,08

Nota: Valores estimados en base al presupuesto y plan operativo de cada año, incluyen gastos administrativos

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

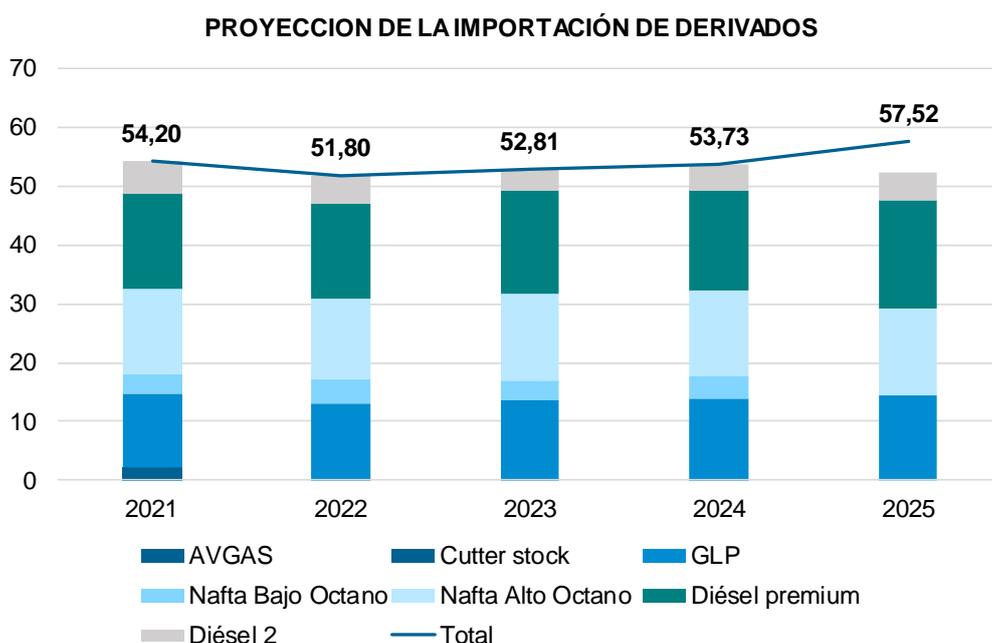
En la proyección de importación de derivados se tiene un crecimiento promedio del 6,12% en el periodo 2021-2025, esto es 3,32 millones de barriles menos al año 2025 comparado con los 54,20 millones de barriles mostrados en el 2021. El diésel premium es el producto que más se importa, representando el 31,63% de la importación promedio de derivados, y de manera contraria, el AVGAS es el producto que menos se importa, tan sólo representa el 0,08% de la importación promedio de derivados.

Cuadro 55: Proyección de la importación de derivados.

PROYECCIÓN DE LA IMPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Diésel 2	5,55	4,68	3,47	4,38	4,85
Diésel premium	16,13	16,17	17,56	17,22	18,33
Nafta Alto Octano	14,60	13,78	14,90	14,33	14,78
Nafta Bajo Octano	3,10	4,04	3,41	4,02	5,06
GLP	12,66	13,08	13,42	13,74	14,45
Cutter stock	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00
AVGAS	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05
Total	54,20	51,80	52,81	53,73	57,52

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Gráfico 57: Proyección de la importación de derivados.



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

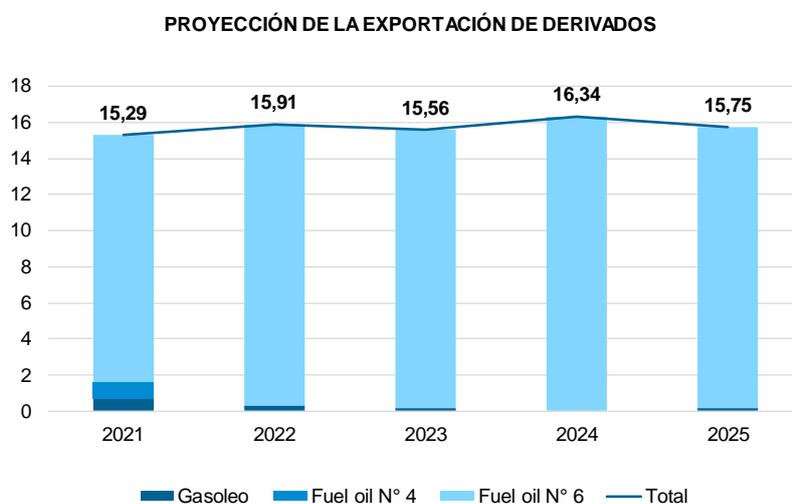
La exportación de derivados se visualiza un crecimiento del 4,05% para el año 2022 en comparación con el 2021, sin embargo, presenta una disminución del 2,23% para el 2023, mantiene un crecimiento del 5,05% para el 2024 y disminuye en 3,64% para el 2025; lo que representa 15,74 millones de barriles promedio anualmente. Siendo el Fuel Oil No. 6 el que en mayor cantidad se exporta, representando un 97,32% promedio.

Cuadro 56: Proyección de la exportación de derivados.

PROYECCIÓN DE LA EXPORTACIÓN DE DERIVADOS [MMbbls]					
Producto	2021	2022	2023	2024	2025
Fuel oil N° 6	13,68	15,58	15,39	16,34	15,58
Fuel oil N° 4	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Gasoleo	0,66	0,33	0,17	0,00	0,17
Total	15,29	15,91	15,56	16,34	15,75

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional.

Gráfico 58: Proyección de la exportación de derivados.



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Cuadro 57: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS [MbIs]					
Terminal / Depósito	2021	2022	2023	2024	2025
Terminal Pascuales	1.117,8	1.182,8	1.182,8	1.182,8	1.182,8
Depósito Baltra	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Terminal Fuel Oil	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Depósito La Toma (Loja)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Terminal Cuenca	293,4	293,4	307,6	307,6	307,6
Terminal La Troncal	133,4	133,4	133,4	133,4	133,4
Terminal Barbasquillo (Manta)	148,2	149,2	149,2	149,2	149,2
Estación Tres Bocas	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Terminal La Libertad	1,1	1,1	4,2	4,2	4,2
Cabecera La Libertad	284,2	284,2	284,2	284,2	284,2
Terminal Ambato	135,8	135,8	135,8	135,8	135,8
Terminal Riobamba	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
Terminal Beaterio	640,4	640,4	640,4	640,4	640,4
Terminal Santo Domingo	248,4	248,4	248,4	248,4	248,4
Cabecera Esmeraldas	444,7	444,7	444,7	444,7	444,7
Subtotal de productos limpios	3.658,6	3.724,6	3.742,0	3.742,0	3.742,0
El Chorrillo	160,6	160,6	160,6	160,6	160,6
Cuenca	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
La Troncal	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
Monteverde	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Oyambaro	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
Subtotal GLP	355,8	355,8	355,8	355,8	355,8
Total	4.014,3	4.080,3	4.097,8	4.097,8	4.097,8

Fuente: Gerencia de Transporte.

El transporte de productos derivados a través de los poliductos presenta un crecimiento del 7,62 % en el período de 2021-2025, siendo de 6,92 millones de barriles. El poliducto Esmeraldas - Santo Domingo es el que mayor volumen transporta siendo en promedio de 27,25 millones de barriles por año.

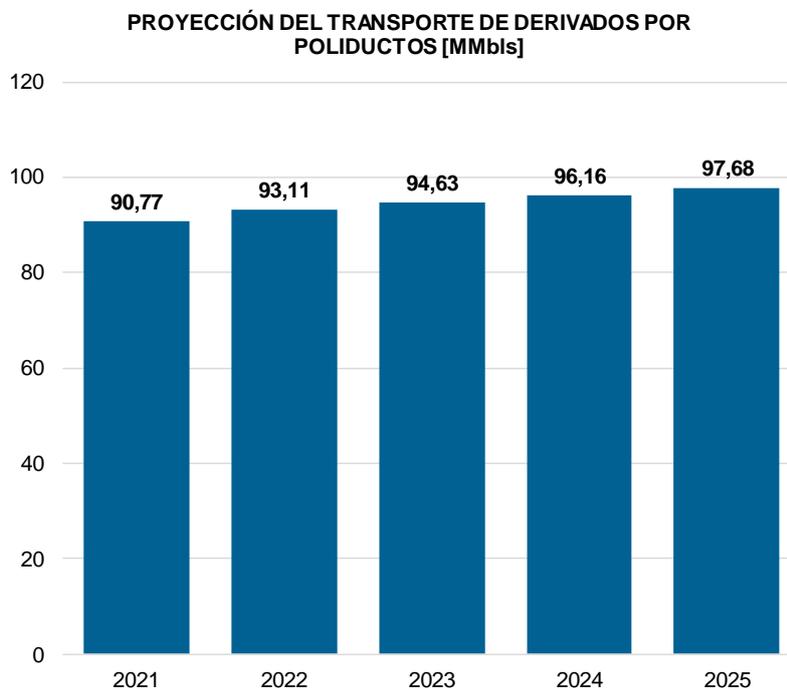
Cuadro 58: Proyección de transporte de derivados por poliductos.

TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTOS [MMbbls]					
Poliducto	2021	2022	2023	2024	2025
Esmeraldas - Santo Domingo	26,71	26,98	27,25	27,52	27,79
Santo Domingo - Beaterio (a)	20,45	20,65	20,94	21,55	21,55
Santo Domingo - Pascuales (a)	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99
Quito - Ambato - Riobamba	6,02	6,08	6,14	6,20	6,26
Ambato - Riobamba (a)	1,34	1,35	1,36	1,38	1,39
Shushufindi - Quito	2,54	2,84	2,86	2,88	2,88
Libertad - Pascuales	8,74	9,01	9,28	9,55	9,84
Libertad - Manta	4,46	4,59	4,73	4,87	5,02
Tres Bocas - Pascuales	17,46	17,81	18,08	18,35	18,62
Pascuales - Cuenca	10,81	11,14	11,36	11,59	11,82
Tres Bocas - Fuel Oil	2,28	2,69	2,72	2,73	2,73
Monteverde - Chorrillo	11,75	11,98	12,22	12,47	12,72
Total	90,77	93,11	94,63	96,16	97,68

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.

Gráfico 59: Proyección de transporte de derivados por poliductos.



Fuente: Gerencia de Transporte.

El día promedio en stock se proyecta de manera constante en los años comprendidos entre 2021 y 2025 siendo 9,5 días en promedio.

Cuadro 59: Proyección de días en stock de derivados en terminales y refinerías a nivel nacional.

DÍAS DE STOCK EN TERMINALES Y REFINERÍAS A NIVEL NACIONAL DE DERIVADOS	
AÑO	Días promedio stock
2021	9,5
2022	9,5
2023	9,5
2024	9,5
2025	9,5

Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa

En cuanto a la proyección esperada en la capacidad instalada de bombeo de transporte por poliductos, se espera que entre el año 2021 y el 2022 el tramo Libertad-Manta tenga un incremento de 3,30 Mbpd. Posteriormente, la capacidad de todos los poliductos se mantendrá constante hasta el año 2025, si no se implementan proyectos de repotenciación.

Cuadro 60: Proyección de la capacidad instaladas de bombeos de transporte por poliductos.

CAPACIDAD INSTALADA DE BOMBEO DE TRANSPORTE POR POLIDUCTOS [Mbpd]			
Poliducto	Tramos Poliductos	2021	2022
Esmeraldas-Sto. Domingo - Quito - Macul	Esmeraldas - Sto. Domingo	84,00	84,00
	Sto. Domingo-Beaterio **	76,80	76,80
	Sto. Domingo-Pascuales **	36,00	36,00
Shushufindi - Quito	Shushufindi - Quito	10,08	10,08
Quito - Ambato - Riobamba	Quito - Ambato	17,52	17,52
	Ambato - Riobamba **	12,72	12,72
Libertad - Manta	Libertad - Manta *	13,20	16,50
Libertad - Pascuales	Libertad - Pascuales	28,80	28,80
Tres Bocas - Pascuales	Tres Bocas - Pascuales	96,00	96,00
Pascuales - Cuenca	Pascuales - La Troncal	46,50	46,50
	La Toncal - Cuenca **	36,78	36,78
Tres Bocas - Fuel Oil	Tres Bocas - Fuel Oil	40,08	40,08
Monteverde Chorrillo	Monteverde Chorrillo	70,92	70,92
Total		407,10	410,40

Nota: * Mediante inyección de químicos mejoradores de caudal se incrementará el caudal operativo en un promedio del 30%, se continuará con el proyecto de repotenciación de poliductos.

**Los totales se refieren 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-Quito, Santo Domingo -Pascuales, Ambato - Riobamba y La Troncal Riobamba

Fuente: Gerencia de Transporte.

La carga de crudo a refinerías para el período del 2021 al 2025 presenta una tendencia al alza del 6,60 %, lo que se traduce como un aumento de 3,83 millones de barriles. Siendo el año 2024 el de mayor carga con un incremento del 3,13 % respecto al año 2023, lo que se traduce en 1.87 millones de barriles.

Cuadro 61: Proyección de carga de crudo a refinerías.

CARGAS DE CRUDO A REFINERÍAS [MMbbls]					
Mes	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	4,57	5,24	5,32	5,32	5,32
Febrero	3,61	4,73	4,80	4,97	4,82
Marzo	3,69	5,02	5,32	5,32	5,32
Abril	5,05	3,99	5,15	4,93	4,07
Mayo	5,22	3,97	5,13	5,32	4,24
Junio	5,05	5,06	5,15	5,15	5,15
Julio	5,09	5,24	5,32	5,32	5,32
Agosto	5,24	4,71	5,32	4,73	5,32
Septiembre	5,07	5,07	4,31	5,15	5,15
Octubre	5,24	5,24	3,86	5,32	5,32
Noviembre	5,07	4,85	5,15	4,93	5,15
Diciembre	5,23	5,24	5,32	5,32	5,32
Total	58,12	58,34	60,12	61,75	60,46

Fuente: Gerencia de Refinación.

5.7.3 Inversiones, costos y gastos

La planificación descrita en el presente Plan, se estableció acorde al nuevo techo presupuestario emitido por el Ministerio de Finanzas con oficio MEF-SRF-2021-0360-O de 15 de noviembre de 2021

El presupuesto 2022 se establece acorde a la Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21 del 21 de enero de 2022, en la cual la inversión representa 2.298,36 millones de dólares, mayor en 44,64 % comparado con el año 2021. Para el año 2022 se contempla el desarrollo del campo Ishpingo (cronogramas de perforación con 2 Rig en 2 pads a partir de diciembre 2021 acorde la licencia ambiental aprobada en 06-2019), e inicia producción en 2022;

construcción y ampliación de nuevas plataformas en Bloque 60 (Campo Sacha), Bloque 43 ITT (8 plataformas en total), Bloque 31 (en los campos Apaika Nenke y Minta y los prospectos exploratorios, Apaika Sur, Chiriyaku, Chiriyaku Norte, Kuwatai), Bloque 7(en los campos Oso, Coca-Payamino y Gacela), Bloque 18 (en los campos Pucuna y Pata), Bloque 57 (en los campos Shushufindi y Drago) y Bloque 15 (Paka Norte).

Cuadro 62: Proyección de Inversiones.

INVERSIONES [Millones de USD]					
Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Exploración y Producción	1.555,98	2.135,40	2.524,81	2.306,37	1.846,26
Refinación	19,23	110,64	128,34	128,47	107,32
Transporte	7,31	21,09	94,83	62,82	8,96
Comercialización Nacional	0,98	5,37	1,37	6,20	0,80
Seguridad, Salud y Ambiente	1,95	3,16	2,67	2,45	2,47
Soporte Administrativo	3,61	22,71	6,36	1,40	0,00
Total	1.589,06	2.298,36	2.758,38	2.507,72	1.965,82

Nota: Año 2021 reales preliminares y año 2022 aprobado Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 60: Proyección de presupuesto de inversiones (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

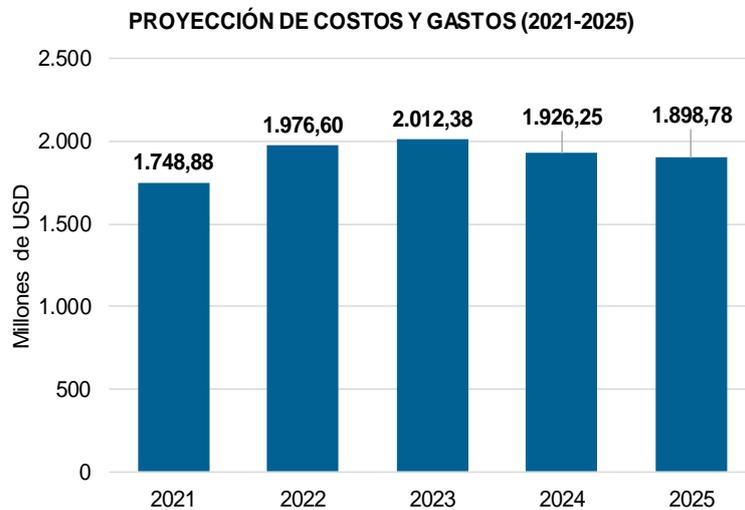
Cuadro 63: Proyección de costos y gastos.

COSTOS Y GASTOS [Millones de USD]					
Concepto	2021	2022	2023	2024	2025
Exploración y Producción	770,79	812,29	823,32	804,51	783,75
Refinación	105,02	162,39	152,19	111,25	112,08
Transporte	131,08	185,01	166,45	159,26	152,07
Comercialización Nacional	218,63	193,09	197,09	184,31	173,98
Comercio Internacional	73,62	81,30	83,85	84,18	84,99
Seguridad, Salud y Ambiente	60,91	73,11	77,96	75,85	76,20
Soporte Administrativo	248,58	274,45	301,25	293,32	296,34
Logística y Abastecimiento	140,24	194,95	210,28	213,56	219,36
Total	1.748,88	1.976,60	2.012,38	1.926,25	1.898,78

Nota: Año 2021 reales preliminares y año 2022 aprobado Resolución No.DIR-EPP-01-2022-01-21.

Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 61: Proyección de costos y gastos (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

Gráfico 62: Proyección de inversiones y gastos de operación (2021-2025).



Fuente: Subgerencia de Finanzas.

5.7.4 Pozos por perforar

Cuadro 64: Proyección de pozos totales por perforar por activo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR ACTIVO						
Activo	2021	2022	2023	2024	2025	Participación (%)
Edén Yuturi (incluye Bl. 12-31 y 43)	18	52	70	66	66	46,8%
Indillana	0	5	0	0	0	0,9%
Oso Yuralpa	10	25	16	13	13	13,3%
Palo Azul	0	0	0	0	2	0,3%
Auca	10	12	6	6	0	5,9%
Shushufindi	10	11	5	11	15	9,0%
Libertador	2	1	0	0	0	0,5%
Lago Agrio	5	15	10	1	0	5,3%
Cuyabeno	20	5	3	0	0	4,8%
Sacha	6	17	18	18	12	12,2%
Amistad (Pacoa)	6	0	0	0	0	1,0%
Total de pozos de petróleo	87	143	128	115	108	100,0%
Amistad	0	0	0	0	0	0,0%
Total de pozos de gas	0	0	0	0	0	0,0%
Total pozos	87	143	128	115	108	100,0%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Nota: Activo Edén Yuturi incluye los bloques 12, 31 y 43

Cuadro 65: Proyección de pozos totales por perforar por campo.

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (1/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	2	9	0	0
Apaika 3D	0	0	4	0	0
Minta	0	0	0	15	0
Eden Yuturi	0	0	0	0	0
Dumbique	0	0	0	0	0
Pañacocha	5	0	0	0	0
Tumali	0	0	0	0	0
Tangay	0	0	0	0	0
Yanahurco	0	0	0	0	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0	0	0	2	8
Pros. Expl. Chiriyacu	0	0	1	10	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0	0	1	4	0
Pros. Expl. Kuwatai	0	0	1	3	1
Boica 001	0	0	0	0	0
Bloque 12 y 31 (EY-Apaika)	5	2	16	34	9
Tiputini	4	17	18	0	0
Tambococha	8	0	0	0	0
Ishpingo	1	33	36	32	37
Tiputini Norte	0	0	0	0	20
Bloque 43 (ITT)	13	50	54	32	57
Activo EY (Bloques 12 + 31 + 43)	18	52	70	66	66
Indillana	0	0	0	0	0
Limoncocha	0	0	0	0	0
Paka Norte	0	5	0	0	0
Paka Sur	0	0	0	0	0
Palmeras Norte	0	0	0	0	0
Palmar Oeste	0	0	0	0	0
Tuich	0	0	0	0	0
Quinde (Cedros)	0	0	0	0	0
Yanaquincha Norte	0	0	0	0	0
Yanaquincha Oeste	0	0	0	0	0
Yanaquincha Este	0	0	0	0	0
Activo IN (Bloque 15)	0	5	0	0	0
Subtotal	18	57	70	66	66

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (2/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Payamino	2	10	6	5	0
Gacela	0	0	0	8	10
Lobo	0	0	0	0	0
Oso	0	10	0	0	0
Mono	0	0	0	0	0
Yuralpa	5	5	10	0	0
Coca	3	0	0	0	3
Activo OY (Bloques 7 y 21)	10	25	16	13	13
Pata	0	0	0	0	2
Palo Azul	0	0	0	0	0
Pucuna	0	0	0	0	0
Activo PA (Bloque 18)	0	0	0	0	2
Auca	8	5	4	1	0
Auca Sur	0	0	0	0	0
Anura	0	0	0	0	0
Tortuga	0	0	0	0	0
Chonta Este	0	0	0	0	0
Anaconda	0	0	0	0	0
Cononaco	0	2	0	1	0
Rumiyacu	0	0	0	0	0
Chonta Sur	0	3	0	3	0
Culebra	2	0	0	0	0
Yuca	0	0	0	0	0
Pitalala	0	0	2	1	0
Yulebra	0	2	0	0	0
Bloque 61 (Auca)	10	12	6	6	0
Bloque 55 (Armadillo)	0	0	0	0	0
Activo Auca	10	12	6	6	0
Shushufindi-Aguarico	10	11	5	5	9
Drago	0	0	0	6	6
Cobra	0	0	0	0	0
Activo Shushufindi	10	11	5	11	15
Subtotal	30	48	27	30	30

PROYECCIÓN DE POZOS TOTALES POR PERFORAR POR CAMPO (3/3)					
Campos	2021	2022	2023	2024	2025
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	2	1	0	0	0
Frontera	0	0	0	0	0
Tetete - Tapi	0	0	0	0	0
Arazá	0	0	0	0	0
Activo Libertador	2	1	0	0	0
Guanta - Dureno	0	7	4	0	0
Lago Agrío	1	0	0	0	0
Parahuacu	4	8	6	1	0
Bermejo	0	0	0	0	0
Activo Lago Agrío	5	15	10	1	0
Cuyabeno - Sansahuari	17	0	0	0	0
Blanca	0	0	0	0	0
Tipishca Huaico	0	0	0	0	0
VHR	0	0	0	0	0
Vinita	3	5	3	0	0
Activo Cuyabeno	20	5	3	0	0
Activo Sacha	6	17	18	18	12
Amistad	0	0	0	0	0
Pacoa	6	0	0	0	0
Activo Amistad	6	0	0	0	0
Subtotal	39	38	31	19	12
Total	87	143	128	115	108

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Cuadro 66: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR EP PETROECUADOR					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	2	9	0	0
Apaika 3D	0	0	4	0	0
Minta	0	0	0	15	0
Pros. Expl. Apaika Sur 2D	0	0	0	2	8
Pros. Expl. Chiriyacu	0	0	1	10	0
Pros. Expl. Chiriyacu Norte	0	0	1	4	0
Pros. Expl. Kuwatai	0	0	1	3	1
Tiputini	4	17	18	0	0
Tambococha	8	0	0	0	0
Ishpingo	1	33	36	32	37
Tiputini Norte	0	0	0	0	20
Payamino	2	10	6	5	0
Gacela	0	0	0	8	10
Lobo	0	0	0	0	0
Coca	3	0	0	0	3
Oso	0	0	0	0	0
Yuralpa	0	0	0	0	0
Pata	0	0	0	0	2
Palo Azul	0	0	0	0	0
Drago	0	0	0	0	0
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	0	0	0	0	0
Frontera	0	0	0	0	0
Tetete - Tapi	0	0	0	0	0
Arazá	0	0	0	0	0
Guanta - Dureno	0	0	0	0	0
Lago Agrío	0	0	0	0	0
Sacha	6	17	18	18	12
Amistad	0	0	0	0	0
Total	24	79	94	97	93

PROYECCIÓN DE POZOS POR PERFORAR POR CONSORCIO					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Pañacocha	5	0	0	0	0
Indillana	0	0	0	0	0
Limoncocha	0	0	0	0	0
Yanaquincha Este	0	0	0	0	0
Paka Norte	0	5	0	0	0
Oso	0	10	0	0	0
Yuralpa	5	5	10	0	0
Auca	10	12	6	6	0
Armadillo	0	0	0	0	0
Shushufindi	10	11	5	5	9
Drago	0	0	0	6	6
Atacapi	0	0	0	0	0
Libertador	2	1	0	0	0
Guanta - Dureno	0	7	4	0	0
Lago Agrío	1	0	0	0	0
Parahuacu	4	8	6	1	0
Cuyabeno	17	0	0	0	0
Blanca	0	0	0	0	0
Vinita	3	5	3	0	0
Pacoa	6	0	0	0	0
Total	63	64	34	18	15

PROYECCIÓN DE POZOS PERFORADOS PARA REINYECTORES DE RIPIO					
Campo	2021	2022	2023	2024	2025
Apaika Nenke	0	0	3	0	0
Minta	0	0	5	0	0
Eden Yuturi	0	1	0	1	0
Tiputini	0	0	5	8	8
Tambococha	0	0	1	0	0
Ishpingo	0	0	2	0	0
Indillana	0	0	1	0	0
Limoncocha	0	1	0	0	0
Yuralpa	1	0	0	0	0
Auca	1	0	0	0	0
Yulebra	1	0	0	0	0
Shushufidi - Aguarico	2	0	0	0	0
Libertador	0	2	0	0	0
cuyabeno-Sansahuari	1	0	0	0	0
Sacha	1	1	0	0	0
Total	7	5	17	9	8

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

La perforación de pozos 2021-2025 considera la asignación presupuestaria para el desarrollo de pozos, así como de construcción de facilidades de superficie, para el año 2021 se prevé perforar 6 pozos en el campo Sacha y 8 pozos en el campo Tambococha, para el año 2022 se adelanta la campaña de perforación en el campo Ishpingo, que se estima inicie en diciembre 2021.

Es importante indicar que para el cumplimiento de los objetivos de producción de EP Petroecuador en los años 2021 y 2022, se ha gestionado y se cuenta con los recursos requeridos.

5.7.5 Workovers de inversión (CAPEX)

Para apoyar al cumplimiento de la producción esperada en el periodo 2021-2025, se realizarán un total de 259 workovers de inversión. El 45,2% de los workovers se concentran en los activos Shushufindi (67) y Sacha (50), seguidos por Auca con 31, Oso-Yuralpa con 26 y Libertador con 24.

Cuadro 67: Workovers de inversión (CAPEX).

PERFIL BASE DE PETRÓLEO						
Activos	2021	2022	2023	2024	2025	Participación [%]
Edén Yuturi	6	10	1	0	2	7,3%
Indillana	4	1	0	0	0	1,9%
Oso Yuralpa	1	7	7	6	5	10,0%
Palo Azul	2	5	0	0	0	2,7%
Auca	8	9	8	6	0	12,0%
Shushufindi	20	19	11	10	7	25,9%
Libertador	3	4	6	2	9	9,3%
Lago Agrio	6	6	3	1	0	6,2%
Cuyabeno	1	5	2	2	0	3,9%
Sacha	29	19	1	1	0	19,3%
Total WO CAPEX crudo	80	85	39	28	23	98,5%
Amistad	0	0	0	0	0	0,0%
Pacoa	0	4	0	0	0	1,5%
Total WO CAPEX gas	0	4	0	0	0	1,5%
Total WO CAPEX	80	89	39	28	23	100,0%

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción.

Nota: Activo Edén Yuturi incluye los bloques 12, 31 y 43

5.7.6 Consumo de combustible

El consumo promedio de los combustibles de manera general para el período del 2021 al 2025 se mantiene aumentando en un promedio por año del 2,89 %. Así mismo el sector que mayor consume es el automotriz con un promedio anual de 55,09 millones de barriles, representando más del 57% del consumo promedio.

Cuadro 68: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLES POR SECTORES [MMbbls]					
Sector	2021	2022	2023	2024	2025
Aéreo	1,92	2,90	2,96	3,02	3,08
Agrícola	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26
Automotriz	52,80	53,44	54,89	56,38	57,92
Cementero	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Doméstico	13,38	13,74	14,15	14,57	15,01
Eléctrico	2,89	2,53	2,57	2,93	3,40
Industrial	8,85	8,78	8,96	9,15	9,35
Naviero	5,49	6,80	7,34	7,27	6,88
Pesquero	2,73	2,96	3,04	3,12	3,20
Petrolero	2,62	2,61	2,67	2,72	2,77
Productos Especiales	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Total	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

La tendencia del número de vehículos matriculados es ascendente, para el año 2021 se estiman 2,748 millones de vehículos matriculados, así mismo, para el 2025 se muestra un crecimiento del 21,55% en comparación con el 2021, estimando 3,340 millones de vehículos matriculados.

Cuadro 69: Proyección del crecimiento del parque automotor.

CRECIMIENTO DEL PARQUE AUTOMOTOR	
AÑO	Vehículos matriculados
2021	2.747.810
2022	2.885.201
2023	3.029.461
2024	3.180.934
2025	3.339.980
2026	3.506.979
2027	3.682.328
2028	3.866.445
2029	4.059.767
2030	4.262.755
2031	4.475.893
2032	4.699.688
2033	4.934.672
2034	5.181.406
2035	5.440.476

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Para la proyección de consumo promedio de combustibles del sector eléctrico entre el periodo del 2021 al 2025 muestra una disminución promedio del 18,16% lo que se traduce como 973.48 MMMBTU.

Cuadro 70: Proyección del consumo promedio de gas natural en el sector eléctrico.

CONSUMO PROMEDIO DE GAS NATURAL SECTOR ELÉCTRICO					
Mes	2021	2022	2023	2024	2025
	[MMMBTU]				
Enero	722,80	513,97	437,99	386,64	304,59
Febrero	1.436,10	463,23	390,99	355,28	268,93
Marzo	700,28	528,71	421,09	372,96	290,92
Abril	343,71	471,91	400,82	354,25	274,88
Mayo	347,05	480,39	408,65	359,28	277,25
Junio	328,05	458,73	390,10	340,99	261,63
Julio	551,89	467,55	403,44	345,61	263,57
Agosto	541,64	461,31	403,44	338,74	256,70
Septiembre	510,91	441,09	391,44	321,14	241,79
Octubre	529,74	452,91	404,02	325,05	243,02
Noviembre	507,11	438,99	387,34	307,99	228,53
Diciembre	515,80	443,27	393,42	311,38	229,35
Total	7.035,08	5.622,06	4.832,73	4.119,30	3.141,16

Fuente: Gerencia de Comercialización Nacional.

Cuadro 71: Proyección de mezcla de productos en terminales.

MEZCLAS DE PRODUCTOS EN TERMINALES [MMbbls]					
Terminal	2021	2022	2023	2024	2025
Pascuales - Gasolina Super	1,61	1,52	1,56	1,60	1,64
Pascuales - Gasolina Ecopaís	6,38	6,59	6,75	6,92	7,09
Beaterio - Gasolina Extra	6,52	6,19	6,65	6,64	6,51
Libertad - Gasolina Pesca Artesanal	0,59	0,65	0,67	0,70	0,72
Barbasquillo (Manta)- Gasolina Ecopaís	1,88	1,94	1,99	2,04	2,09
La Toma (Loja) - Gasolina Ecopaís	0,81	0,84	0,86	0,88	0,90
La Troncal - Gasolina Ecopaís	1,61	1,66	1,70	1,75	1,79
Chaulabamba (Cuenca) - Gasolina Ecopaís	1,93	1,99	2,04	2,09	2,14
Total	21,33	21,38	22,23	22,62	22,89

Fuente: Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa.

5.7.7 Resumen de proyecciones

Cuadro 72: Resumen de proyecciones.

RESUMEN DE PROYECCIONES					
Año	2021	2022	2023	2024	2025
Producción total de hidrocarburos (crudo y gas) [MMbpce]	146,57	151,32	156,81	157,10	159,00
Total de producción nacional de derivados [MMbbls]	77,41	79,20	81,45	83,74	83,23
Total de demanda interna de derivados [MMbbls]	91,09	94,19	97,01	99,61	102,06
Total de inversiones [Millones USD]	1.589,06	2.298,36	2.758,38	2.507,72	1.965,82
Total de costos y gastos [Millones USD]	1.748,88	1.976,60	2.012,38	1.926,25	1.898,78
Total de pozos a perforar	87	143	128	115	108
Total de workover de inversión	80	89	39	28	23
Costos operativos de producción [USD/bl]	6,55	7,07	6,82	6,70	6,52
Costos totales de producción [USD/bl]	19,16	23,08	23,04	21,47	18,19
Costos operativos de refinación de derivados [USD/bl]	7,33	5,71	5,57	5,08	5,06
Costos operativos de transporte y almacenamiento de crudo [USD/bl]	1,07	1,26	1,29	1,43	1,38
Costos operativos de transporte y almacenamiento de derivados [USD/bl]	3,17	3,51	3,30	3,32	3,20
Costos operativos de comercialización interna de derivados [USD/bl]	3,46	3,58	3,44	2,92	3,08

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

5.8 Indicadores Estratégicos

En el Anexo 4 se detallan los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR, dependiendo del tipo de indicador según su nivel de intervención en el plan estratégico, los mismos que pueden ser de: impacto, resultados o gestión.

5.8.1 Indicador de impacto

Anexo 4

5.8.2 Indicador de resultados

Anexo 4

5.8.3 Indicador de gestión

Anexo 4

5.8.4 Línea Base

Las líneas base de los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR se presentan en el Anexo 5, y las mismas representan un punto de referencia de cada uno de los indicadores estratégicos de gestión.

5.8.5 Meta

Las metas de los indicadores estratégicos de EP PETROECUADOR se presentan en el Anexo 5.

5.9 Inversión y reinversión para cumplir con el Plan Estratégico

EP PETROECUADOR recibe el 100% de sus fondos a través del Ministerio de Economía y Finanzas. Sobre la base de la Resolución No. DIR-EPP-01-2021-01-12 de fecha 12 de enero de 2021, se autorizar al Gerente General Subrogante de la Empresa Pública de Hidrocarburos EP PETROECUADOR, la suscripción del “Convenio Interinstitucional de Transferencia de recursos excedentes de las empresas públicas de la Función Ejecutiva hacia la Cuenta Única del Tesoro”, con el Ministerio de Economía y Finanzas; por un valor de USD 0,00, conforme lo establece la normativa vigente para el efecto.

5.10 Cuadro Resumen de la Planificación Estratégica.

En el Anexo 5, se muestra un panorama general de lo que se trabajará en cuanto a sus metas e indicadores.

NOMENCLATURA

A

- ACE
Alto Crecimiento Económico,
72
- AEADE
Asociación de Empresas
Automotrices del Ecuador,
78
- API
Instituto Americano del
Petróleo por sus siglas en
inglés, 3, 42, 71
- ARCH
Agencia de Regulación y
Control Hidrocarburífero, 92
- Art.
Artículo, 2, 3, 82, 84, 87, 88,
89, 90

B

- BCE
Bajo Crecimiento Económico,
73, 74, 75
- BCG
Boston Consulting Group, 50
- bls/día
Barriles por día, 13
- BP
British Petroleum, 64
- bpd
barriles por día, 3, 4, 70

C

- CENACE
Operador Nacional de
Electricidad, 92
- CEPE
Corporación Estatal Petrolera
Ecuatoriana, 3, 4

- CO2
Dióxido de Carbono, 78
- CR
Caso de Referencia, 72

D

- DAFO
Debilidades, Amenazas,
Fortalezas, Oportunidades,
81, 131, 133

E

- EE.UU.
Estados Unidos, 73
- EIA
Energy Information
Administration, 69, 72, 73,
74, 75
- EMCO-EP
Empresa Coordinadora de
Empresas Públicas, 3

F

- FBKF
Formación Bruta de Capital
Fijo, 55
- FLOPEC
Flota Petrolera Ecuatoriana, 92
- FR
Factor de Recuperación, 25

G

- GLP
Gas Licuado del Petróleo, 4,
13, 23, 37, 38, 45, 47, 48,
51, 52, 53, 64

I

- INEC

- Instituto Nacional de
Estadística y Censos, 78

L

LOEP

- Ley Orgánica de Empresas
Públicas, 87

M

- MMbls
Millones de barriles, 23, 26,
27, 29, 105, 106
- MMMpc
Miles de millones de pies
cúbicos, 31

N

- NGL
Líquidos de Gas Natural por
sus siglas en inglés, 64
- No.
Número, 1, 2, 3, 4, 5, 61, 124

O

- OCP
Oleoducto de Crudo Pesado,
33, 34, 42, 92
- OHSAS
Serie de Evaluación de
Seguridad y Salud
Ocupacional, 133
- ONGs
Organizaciones No
Gubernamentales, 89
- OPEC
Organización de Países
Exportadores de Petróleo
por sus siglas en inglés, 63,
65, 66, 67, 68

P

PAC
Precios Altos de Crudo, 73

PAM
Petroamazonas, 124

PBC
Precios Bajos de Crudo, 73, 74

PCE
Petróleo Crudo Equivalente,
40, 41

PEC
EP PETROECUADOR, 22, 23

PIB
Producto Interno Bruto, 54, 55,
56, 72, 73

PND
Plan Nacional de Desarrollo,
86

R

R/P

Relación Reserva-Producción,
24, 25

S

SENPLADES
Secretaría Nacional de
Planificación y Desarrollo,
92

SERCOP
Servicio Nacional de
Contratación Pública, 92

SOTE
Sistema de Oleoducto
Transecuatoriano, 32, 33

U

U.S.
Estados Unidos por sus siglas
en inglés, 72

USD
Dólar norteamericano por sus
siglas en inglés (United

States Dollar), 44, 58

UTB

Unidad Temporal de
Bursatilización, 7

UTF

Unidad Temporal de Fusión, 5,
6, 19, 21, 25, 26, 27, 28, 33,
34, 35, 40, 41, 42, 43, 44,
45, 46, 47, 48, 49, 50, 52,
54, 56, 58, 59, 60, 61, 62,
63, 64, 65, 66, 67, 68, 69,
82, 98, 102, 114, 115, 116,
123

V

VAB

Valor Agregado Bruto, 55, 56

W

WTI

West Texas Intermediate, 71,
73, 74

ÍNDICE DE CUADROS Y GRÁFICOS

Cuadro 1: Marco normativo	3
Cuadro 2: Matriz de competencias.	7
Cuadro 3: Bloques petroleros compañías estatales	13
Cuadro 4: Capacidad instalada en refinerías.....	15
Cuadro 5: Producción de derivados.....	15
Cuadro 6: Características de los poliductos.....	16
Cuadro 7: Certificaciones de sistemas de gestión 2020.	20
Cuadro 8: Acreditaciones de sistemas de gestión 2020.	21
Cuadro 9: Programa ambiental.....	22
Cuadro 10: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).....	24
Cuadro 11: Evolución histórica del Estado de Resultados de EP Petroecuador.	24
Cuadro 12: Evolución histórica del Estado de Resultados de Petroamazonas.....	25
Cuadro 13: Tendencia del Estado de Resultados.....	25
Cuadro 14: Reservas anuales de petróleo.....	28
Cuadro 15: Relación reserva-producción (R/P) anual.....	29
Cuadro 16: Top 20 de campos petroleros con mayores volúmenes de reservas y recursos de petróleo remanente.....	30
Cuadro 17: Volúmenes de hidrocarburos asociados a exploración.	31
Cuadro 18: Capacidad operativa y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.....	38
Cuadro 19: Capacidad nominal y porcentaje de utilización de almacenamiento de combustibles 2020.....	38
Cuadro 20: Capacidad operativa de almacenamiento de GLP 2020.	39
Cuadro 21: Capacidad operativa de almacenamiento de productos limpios en refinerías 2020.....	39
Cuadro 22: Costos por barril de petróleo crudo equivalente.....	41
Cuadro 23: Costos operativos de transporte y almacenamiento.....	42
Cuadro 24: Exportación de crudo (ventas, costo de ventas y margen operativo).....	43
Cuadro 25: Exportación total (Crudo Oriente y Napo).	44
Cuadro 26: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.....	45
Cuadro 27: Comercialización externa de derivados	46
Cuadro 28: Despacho total de derivados.....	47
Cuadro 29: Ventas por producto.....	48

Cuadro 30: Costo de Gasolina ECOPAÍS.....	49
Cuadro 31: Crudo producido y utilizado.....	50
Cuadro 32: Participación del sector automotriz.	50
Cuadro 33: Participación del sector doméstico.....	51
Cuadro 34: Producto interno bruto petrolero y no petrolero.....	55
Cuadro 35: Factor Político- Entorno General.....	56
Cuadro 36: Factor Económico – Entorno General.	57
Cuadro 37: Factor Social- Entorno General.....	58
Cuadro 38: Factor Tecnológico – Entorno General.	59
Cuadro 39: Factor Ambiental- Entorno Ambiental.	59
Cuadro 40: Factor Legal – Entorno General.	60
Cuadro 41: Entorno específico.	61
Cuadro 42: Producción Nacional de crudo por tipo de productor.	68
Cuadro 43: Datos de pronósticos anuales, escenarios PBC y BCE.	73
Cuadro 44: Proyección de la demanda interna de combustibles por sector (2021-2025). 74	
Cuadro 45: Consumo promedio de combustible (miles de galones).....	76
Cuadro 46: Importación de derivados.....	77
Cuadro 47: Exportación de derivados.....	77
Cuadro 48: Alineación con la Planificación Nacional.....	78
Cuadro 49: Políticas del Sector Hidrocarburos.....	88
Cuadro 50: Mapa de Actores.....	89
Cuadro 51: Número de estrategias por objetivo.	94
Cuadro 52: Estrategias respecto a su objetivo.	95
Cuadro 53: Proyección de los costos de producción por barril (2021-2025).....	100
Cuadro 54: Proyección de costos operativos (2021-2025).	102
Cuadro 55: Proyección de la importación de derivados.....	103
Cuadro 56: Proyección de la exportación de derivados.....	104
Cuadro 57: Proyección de la capacidad de almacenamiento de derivados.....	105
Cuadro 58: Proyección de transporte de derivados por poliductos.....	106
Cuadro 59: Proyección de días en stock de derivados en terminales y refinerías a nivel nacional.	107
Cuadro 60: Proyección de la capacidad instaladas de bombes de transporte por poliductos.....	107
Cuadro 61: Proyección de carga de crudo a refinerías.....	108

Cuadro 62: Proyección de Inversiones.	109
Cuadro 63: Proyección de costos y gastos.	110
Cuadro 64: Proyección de pozos totales por perforar por activo.	111
Cuadro 65: Proyección de pozos totales por perforar por campo.	112
Cuadro 66: Proyección de pozos a perforar por EP PETROECUADOR y por consorcio.	113
Cuadro 67: Workovers de inversión (CAPEX).	114
Cuadro 68: Proyección de consumo promedio de combustibles por sectores.	115
Cuadro 69: Proyección del crecimiento del parque automotor.	116
Cuadro 70: Proyección del consumo promedio de gas natural en el sector eléctrico.	116
Cuadro 71: Proyección de mezcla de productos en terminales.	117
Cuadro 72: Resumen de proyecciones.	117
Gráfico 1: Línea de Tiempo.	8
Gráfico 2: Estructura Organizacional EP PETROECUADOR 2021.	11
Gráfico 3: Bloques Operados por EP PETROECUADOR.	12
Gráfico 4: Infraestructura de EP PETROECUADOR.	14
Gráfico 5: Terminales marítimas.	18
Gráfico 6: Evolución de las principales cuentas de los EEFF (Estado de Situación).	23
Gráfico 7: Tendencia del Estado de Resultados.	25
Gráfico 8: Cadena de valor de EP PETROECUADOR.	27
Gráfico 9: Reservas anuales de petróleo.	28
Gráfico 10: Factores de recuperación por campo.	29
Gráfico 11: Producción acumulada por activo 2020.	32
Gráfico 12: Producción por campo 2020.	32
Gráfico 13: Histórico de quema de gas (2013-2020)	33
Gráfico 14: Transporte de crudo por el SOTE.	34
Gráfico 15: Transporte de crudo por el OCP.	35
Gráfico 16: Carga de crudo en refinerías.	36
Gráfico 17: Producción nacional de derivados.	37
Gráfico 18: Derivados transportados por poliductos.	40
Gráfico 19: Costo por barril de petróleo crudo equivalente.	41
Gráfico 20: Costo total por barril de petróleo crudo equivalente.	41

Gráfico 21: Costos operativos de transporte y almacenamiento.	42
Gráfico 22: Exportación de crudo (2013 - 2020).....	43
Gráfico 23: Exportación de crudo.	44
Gráfico 24: Producción, transporte y comercialización interna de derivados.....	46
Gráfico 25: Comercialización externa de derivados.	46
Gráfico 26: Participación del sector automotriz.	51
Gráfico 27: Participación del sector doméstico.....	52
Gráfico 28: Matriz BCG.....	53
Gráfico 29: Crecimiento PIB en el Ecuador 2014 - 2020.	53
Gráfico 30: Reservas probadas de petróleo crudo en América Latina.....	62
Gráfico 31: Producción mundial de crudo por región.....	62
Gráfico 32: Producción de crudo en América Latina.	63
Gráfico 33: Capacidad de refinación en América Latina 2019 (miles de barriles/día).	64
Gráfico 34: Producción de derivados en América Latina.	64
Gráfico 35: Exportaciones de crudo en América Latina.....	65
Gráfico 36: Exportaciones de derivados en América Latina.	65
Gráfico 37: Importaciones de crudo en América Latina.	66
Gráfico 38: Demanda e importación de derivados en América Latina.....	67
Gráfico 39: Oferta y consumo mundial de petróleo.	67
Gráfico 40: Evolución del precio promedio mundial del barril de petróleo.	69
Gráfico 41: Evolución del precio del barril de petróleo.	70
Gráfico 42: Evolución del barril de petróleo en 2020.	70
Gráfico 43: Pronóstico anual de precios en todos los escenarios de la EIA.	71
Gráfico 44: Pronóstico anual de precios en escenario PBC y BCE.	72
Gráfico 45: Demanda interna de derivados.	74
Gráfico 46: Crecimiento del parque automotriz.	75
Gráfico 47: Consumo promedio de combustibles en el sector eléctrico.	76
Gráfico 48: Exportación de derivados.....	77
Gráfico 49: Vinculación de ejes del Plan Nacional de Desarrollo y Estrategia Territorial Nacional.....	83
Gráfico 50: Valores Empresariales.	91
Gráfico 51: Proyección de la producción total (2021 - 2025).....	98
Gráfico 52: Proyección de la producción total anualizada (2021-2025).....	99
Gráfico 53: Proyección de la producción de crudo (2021-2025).....	99

Gráfico 54: Proyección de la producción de gas (2021-2025).....	99
Gráfico 55: Proyección de la producción nacional de derivados (2021-2025).....	101
Gráfico 56: Proyección de la demanda interna de derivados (2021-2025).....	102
Gráfico 57: Proyección de la importación de derivados.....	103
Gráfico 58: Proyección de la exportación de derivados.....	104
Gráfico 59: Proyección de transporte de derivados por poliductos.....	106
Gráfico 60: Proyección de presupuesto de inversiones (2021-2025).	109
Gráfico 61: Proyección de costos y gastos (2021-2025).	110
Gráfico 62: Proyección de inversiones y gastos de operación (2021-2025).....	111

ANEXOS

Anexo 1: Matriz DAFO.

Anexo 2: Alineación de la Planificación Empresarial PND 2021-2025

Anexo 2.1: Alineación de la Planificación Empresarial PND 2017-2021

Anexo 3: Mapa Estratégico.

Anexo 4: Indicadores Estratégicos.

Anexo 5: Planificación Estratégica (resumen).

Anexo 6: Desglose de metas

Anexo 1

Matriz DAFO.

MATRIZ DAFO

	FORTALEZAS	DEBILIDADES
	F1 Cumplimiento del abastecimiento de la demanda nacional de petróleo y sus derivados.	D1 Menores descubrimientos de reservas debido a la reducción en inversión en exploración.
	F2 Ubicación geográfica estratégica para la comercialización de hidrocarburos a nivel nacional e internacional.	D2 Presupuesto limitado para la optimización de la operación.
	F3 Infraestructura de midstream y downstream propia.	D3 Limitada capacidad de respuesta ante la injerencia política y ante los cambios del mercado nacional e internacional
	F4 Acceso a socios para llevar a cabo proyectos que permitan aprovechar el portafolio de oportunidades existentes.	D4 Limitada infraestructura operativa para satisfacer la demanda de derivados con producción nacional.
	F5 Costo aun competitivo que permite obtener una renta petrolera importante para el estado en el nivel de precios actual de crudo.	D5 Frecuencia de paros no programados en los centros operativos.
	F6 Agilidad operacional con capacidad de responder a cambios en el mercado hidrocarburífero.	D6 Cultura organizacional poco desarrollada de planeación y alineación estratégica
	F7 Procesos con consciencia ecológica y socialmente amigable basados en políticas sólidas relacionadas con SSA.	D7 Falta de modelo de autonomía financiera
	F8 Responsabilidad social mediante la relación con las comunidades, tomando en cuenta las condiciones socioculturales de la zona.	D8 Falta de implementación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
	F9 Experiencia en mecanismos de prevención y resolución de conflictos sociales.	D9 Cultura de Gestión por Procesos poco desarrollada (ausencia de visión sistémica en la interacción de las Unidades de Negocio)
	F10 Tratamiento de pasivos ambientales a través del Proyecto Amazonía Viva.	D10 Los gastos de operación y administración central son mayores en comparación con otras compañías de refinación y distribución de hidrocarburos
	F11 Implementación ISO 14001, ISO 9001, ISO 37001 y OHSAS 18001.	D11 El diseño de la estructura organizacional no responde al modelo de gestión por procesos.
		D12 Políticas y procesos de desarrollo profesional no alineados con las mejores prácticas de gestión del talento humano
		D13 Tecnología de la información disponible no utilizada e integrada en toda su capacidad.
		D14 Aprovechamiento de gas.
OPORTUNIDADES	Estrategias para maximizar las fortalezas y oportunidades (FO)	Estrategias para minimizar debilidades y maximizar oportunidades (DO)
O1 Encabezar la seguridad energética del país.	F1.F2.F3.O3.O11.O15.O13: Incrementar ingresos por comercialización de crudo y derivados; Mejorar la participación de mercado de la comercializadora de EP Petroecuador; Asegurar el volumen necesario de crudo para ventas SPOT.	D1.O1.O7.O8.O9.O20: Fortalecer la implementación de procesos exploratorios y de evaluación en yacimientos hidrocarburíferos.
O2 Implementar el proceso de fusión.		
O3 Revisión, fortalecimiento y optimización de los esquemas de contratación de empresas y de personal.		D2.D3.D7.D8.D10.O2.O4.O5.O11.O12: Implementar el modelo de autonomía financiera; Fortalecer la gestión de relaciones con los clientes.
O4 Acceso a mercado de capitales.	F2.F4.O2.O4.O5.O11.O12: Establecer alianzas estratégicas con empresas de reconocida solvencia en el sector hidrocarburífero a nivel nacional e internacional; Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas.	D4.D13.O3.O11.O15.O13: Asegurar los niveles de inventarios de derivados; Ampliar la capacidad de los sistemas de refinación, transporte y almacenamiento; Asegurar la disponibilidad y confiabilidad de las operaciones de comercialización; Optimizar los costos y administración de los sistemas de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización nacional e internacional; Fortalecer el desarrollo tecnológico.
O5 Garantizar los ingresos (coberturas petroleras, acuerdos contractuales).		
O6 Crear portafolio de oportunidades de inversión de acuerdo con la vida productiva de los campos petroleros.		
O7 Asociación con empresas para la exploración y producción de campos o bloques onshore y offshore.	F6.O6.O1.O7.O8.O16.O9.O20: Fomentar la ejecución de Proyectos de Eficiencia Energética en la exploración y producción de hidrocarburos; Identificar nuevos prospectos exploratorios On Shore y Off Shore; Ejecutar cambios de zonas y completaciones duales por año; Aplicar técnicas de recuperación mejorada para extender la vida útil de los campos en producción.	D5.D6.D9.D11.O10.O14.O17.O18.O21.O22.O23: Fortalecer el modelo de gestión de talento humano; Desarrollar los procesos de desarrollo y de gestión del conocimiento; Fomentar la ética laboral; Implementar una estructura organizacional integral.
O8 Acceso a nuevos bloques con potencial exploratorio para restitución e incremento de reservas.		
O9 Incremento del factor de recuperación de volumen de los campos en producción mediante la aplicación de iniciativas de recuperación mejorada.		
O10 Incrementar el valor de la compañía mediante el manejo eficiente de recursos.	F7.F8.F10.O19.O21: Mantener y reforzar la aplicación de las normas de seguridad, salud y ambiente en las operaciones; Minimizar el impacto ambiental de las actividades producto de la operación y proteger los ecosistemas de la zona de influencia; Reducir el nivel de contaminantes de combustibles.	D14.O19.O21: Implementar metas para el aprovechamiento de gas y reducción de emisiones.
O11 Mejorar la eficiencia de comercialización nacional.		
O12 Acelerar las actividades en los contratos de servicios con financiamiento.		
O13 Poner en niveles de clase mundial las operaciones de las refinerías.		
O14 Establecer una política empresarial de digitalización, iniciando por los procesos sustantivos.	F9.F11.O10.O14.O17.O18.O21.O22.O23: Afianzar el Sistema de Inclusión Laboral (SIL); Desarrollar proyectos de interés social como contribución al Plan Nacional de Desarrollo; Mejorar el clima laboral; Fortalecer el gobierno corporativo; Implementación de programas antisoborno y corrupción.	
O15 Factibilidad de incursionar en el mercado de la petroquímica.		
O16 Políticas gubernamentales que impulsan el cambio de las matrices productiva y energética.		
O17 Oferta de perfiles profesionales de alto nivel en el país.		
O18 Crear planes de carrera alineados a las estrategias y procesos de la empresa.		
O19 Desarrollar estrategia de acercamiento con entidades reguladoras (Medio Ambiente, Contraloría, entre otras) para agilizar procesos.		
O20 Desarrollo de alianzas público-privadas que impulsen el contenido nacional de insumos para la industria de hidrocarburos.		

O21 Política gubernamental que incentiva la producción con Responsabilidad Social Empresarial.		
O22 Políticas gubernamentales para la prevención y lucha contra la corrupción.		
O23 Acuerdos de cooperación internacional para el fortalecimiento de la gestión empresarial.		
AMENAZAS	Estrategias para maximizar las fortalezas y minimizar amenazas (FA)	Estrategias para minimizar debilidades y amenazas (DA)
A1 Clima de tensión y conflictividad con las comunidades y actores locales derivados del cambio de la Ley Amazónica.	F6.A5.A6.A11: Aplicar nuevas tecnologías que contribuyan al incremento de la producción.	D1.A5. A6.A11: Implementar la apertura a la inversión en exploración y métodos de recuperación mejorada para campos maduros.
A2 Inestabilidad del precio del petróleo.		
A3 Cambios continuos en la política energética.	F7.F8.F10.A1.A3.A4.A8.A14: Mejorar la prevención y mitigación de riesgos ambientales; Aplicar programas de restauración de pasivos ambientales a fin de mejorar las condiciones de vida de los pobladores de la zona.	D14. A1.A3.A4.A8.A14: Aplicar programas de restauración de pasivos ambientales a fin de mejorar las condiciones de vida de los pobladores de la zona; Fomentar la ejecución de Proyectos de Mitigación y Adaptación del Cambio Climático en la exploración y producción de hidrocarburos.
A4 Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales que puede repercutir en el cumplimiento de las metas producción esperada.		
A5 La declinación natural de los campos petroleros puede reducir la vida útil y el retorno económico de los campos petroleros si no se maneja adecuadamente.	F1.F2.F4.A2.A7.A8.A9.A10.A12.A13.A15: Fortalecer la apertura a la inversión privada.	D2.D3.D7.D8.D10.A2.A7.A8.A9.A10.A12.A13.A15: Establecer mecanismos de independencia financiera: Fortalecimiento a la inversión privada.
A6 Que a mediano plazo las reservas incorporadas no sustituyan el volumen de reservas producidas.		
A7 Aumento de los precios de los servicios petroleros derivados de la variación en los precios internacionales del crudo.		
A8 Marco regulatorio del sector hidrocarburífero cambiante.		
A9 Devaluación de las monedas de los países latinoamericanos que hace menos competitivos en precios la inversión en el Ecuador respecto a los países vecinos.		
A10 Falta de encadenamiento entre el sector petrolero y otros sectores económicos.		
A11 Declinación de la producción en los campos maduros.		
A12 Falta de una estrategia integral en el sector de hidrocarburos.		
A13 Entrada de competidores en algunos segmentos del consumo.		
A14 Eventos naturales y antrópicos que pueden causar incidentes socio ambientales, daños a la infraestructura operativa y demoras en importación de derivados.		
A15 Dependencia total de los organismos gubernamentales, que limita a la Empresa para que su gestión esté alineada con las mejores prácticas internacionales.		

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

MATRIZ PRIORIDADES DAFO

DEBILIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	DEBILIDAD
1	D2 Presupuesto limitado para la optimización de la operación.
2	D1 Menores descubrimientos de reservas debido a la reducción en inversión en exploración.
3	D7 Falta de modelo de autonomía financiera
4	D10 Los gastos de operación y administración central son mayores en comparación con otras compañías de refinación y distribución de hidrocarburos
5	D3 Limitada capacidad de respuesta ante la injerencia política y ante los cambios del mercado nacional e internacional
6	D4 Limitada infraestructura operativa para satisfacer la demanda de derivados con producción nacional.
7	D5 Frecuencia de paros no programados en los centros operativos.
8	D6 Cultura organizacional poco desarrollada de planeación y alineación estratégica
9	D11 El diseño de la estructura organizacional no responde al modelo de gestión por procesos.
10	D13 Tecnología de la información disponible no utilizada e integrada en toda su capacidad.
11	D14 Aprovechamiento de gas.
12	D12 Políticas y procesos de desarrollo profesional no alineados con las mejores prácticas de gestión del talento humano
13	D8 Falta de implementación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
14	D9 Cultura de Gestión por Procesos poco desarrollada (ausencia de visión sistémica en la interacción de las Unidades de Negocio)
OPORTUNIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	OPORTUNIDAD
1	O1 Encabezar la seguridad energética del país.
2	O2 Implementar el proceso de fusión.
3	O5 Garantizar los ingresos (coberturas petroleras, acuerdos contractuales).
4	O6 Crear portafolio de oportunidades de inversión de acuerdo con la vida productiva de los campos petroleros.
5	O7 Asociación con empresas para la exploración y producción de campos o bloques onshore y offshore.
6	O22 Políticas gubernamentales para la prevención y lucha contra la corrupción.
7	O9 Incremento del factor de recuperación de volumen de los campos en producción mediante la aplicación de iniciativas de recuperación mejorada.

OPORTUNIDADES PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	OPORTUNIDAD
8	O11 Mejorar la eficiencia de comercialización nacional.
9	O13 Poner en niveles de clase mundial las operaciones de las refinerías.
10	O19 Desarrollar estrategia de acercamiento con entidades reguladoras (Medio Ambiente, Contraloría, entre otras) para agilizar procesos.
11	O8 Acceso a nuevos bloques con potencial exploratorio para restitución e incremento de reservas.
12	O10 Incrementar el valor de la compañía mediante el manejo eficiente de recursos.
13	O16 Políticas gubernamentales que impulsan el cambio de las matrices productiva y energética.
14	O15 Factibilidad de incursionar en el mercado de la petroquímica.
15	O21 Política gubernamental que incentiva la producción con Responsabilidad Social Empresarial.
16	O4 Acceso a mercado de capitales.
17	O12 Acelerar las actividades en los contratos de servicios con financiamiento.
18	O14 Establecer una política empresarial de digitalización, iniciando por los procesos sustantivos.
19	O18 Crear planes de carrera alineados a las estrategias y procesos de la empresa.
20	O3 Revisión, fortalecimiento y optimización de los esquemas de contratación de empresas y de personal.
21	O17 Oferta de perfiles profesionales de alto nivel en el país.
22	O20 Desarrollo de alianzas público-privadas que impulsen el contenido nacional de insumos para la industria de hidrocarburos.
23	O23 Acuerdos de cooperación internacional para el fortalecimiento de la gestión empresarial.
AMENAZAS PRIORIZADAS	
PRIORIDAD	AMENAZA
1	A14 Eventos naturales y antrópicos que pueden causar incidentes socio ambientales, daños a la infraestructura operativa y demoras en importación de derivados.
2	A2 Inestabilidad del precio del petróleo.
3	A9 Devaluación de las monedas de los países latinoamericanos que hace menos competitivos en precios la inversión en el Ecuador respecto a los países vecinos.
4	A3 Cambios continuos en la política energética.
5	A5 La declinación natural de los campos petroleros puede reducir la vida útil y el retorno económico de los campos petroleros si no se maneja adecuadamente.
6	A7 Aumento de los precios de los servicios petroleros derivados de la variación en los precios internacionales del crudo.
7	A6 Que a mediano plazo las reservas incorporadas no sustituyan el volumen de reservas producidas.
8	A10 Falta de encadenamiento entre el sector petrolero y otros sectores económicos.
9	A11 Declinación de la producción en los campos maduros.
10	A12 Falta de una estrategia integral en el sector de hidrocarburos.
11	A13 Entrada de competidores en algunos segmentos del consumo.
12	A1 Clima de tensión y conflictividad con las comunidades y actores locales derivados del cambio de la Ley Amazónica.
13	A4 Demora en la obtención de licencias y permisos ambientales que puede repercutir en el cumplimiento de las metas producción esperada.
14	A8 Marco regulatorio del sector hidrocarburífero cambiante.
15	A15 Dependencia total de los organismos gubernamentales, que limita a la Empresa para que su gestión esté alineada con las mejores prácticas internacionales.

Anexo 2

Alineación de la Planificación Empresarial PND 2021-2025.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional 4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas 4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66.67% a 91.67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66.67% a 91.67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		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
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.	Aumentar de 66.67% a 91.67% las empresas públicas en operación con EBITDA (por sus siglas en inglés: Earnings Before Interests, Tax, Depreciation and Amortization) positivo.		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.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecución de estudios exploratorios

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		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
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		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
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas	2.2.7 Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 516.083 BEP a 1 millón de BEP al 2025		3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Índice de disponibilidad de Plantas.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de Poliductos
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados
5. Institucional	15. Fomentar la ética pública, la transparencia y la lucha contra la corrupción	15.1 Fomentar la integridad pública y la lucha contra la corrupción en coordinación interinstitucional efectiva entre todas las funciones del Estado y la participación ciudadana.	15.1.1. Incrementar de 25% a 30% el nivel de confianza institucional en el Gobierno	11. Incentivar la participación ciudadana en el ciclo de la política pública en articulación con los diferentes niveles gubernamentales.	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
1. Económico	2. Impulsar un sistema económico con reglas claras que fomente el comercio exterior, turismo, atracción de inversiones y modernización del sistema financiero nacional	2.2 Promover un adecuado entorno de negocios que permita la atracción de inversiones y las asociaciones público-privadas			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.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético
4. Transición ecológica	11. Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales	11.2 Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
4. Transición ecológica	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			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
4. Transición ecológica	12. Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático	12.3 Implementar mejores prácticas ambientales con responsabilidad social y económica, que fomenten la concientización, producción y consumo sostenible, desde la investigación, innovación y transferencia de tecnología.	12.3.3. Incrementar de 21.6 a 50.5 millones el ahorro de combustibles en Barriles Equivalentes de Petróleo optimizando el proceso de generación eléctrica y la eficiencia energética en el sector de hidrocarburos	D4. Promover una economía de mercado sostenible que genere oportunidades de empleo y considere las particularidades de cada ecosistema, articularmente en Galápagos y la Amazonía.	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
4. Transición ecológica	11. Conservar, restaurar, proteger y hacer un uso sostenible de los recursos naturales	11.2 Fomentar la capacidad de recuperación y restauración de los recursos naturales renovables.	11.2.1. Incrementar de 1.496 a 2.067 fuentes de contaminación hidrocarburíferas remediadas y avaladas.	E7. Regular la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, con la	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
4. Transición ecológica	12. Fomentar modelos de desarrollo sostenibles aplicando medidas de adaptación y mitigación al Cambio Climático	12.2 Promover modelos circulares que respeten la capacidad de carga de los ecosistemas oceánicos, marino-costeros y terrestres, permitiendo su recuperación; así como, la reducción de la contaminación y la presión sobre los recursos naturales e hídricos.			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.
1. Económico	4. Garantizar la gestión de las finanzas públicas de manera sostenible y transparente	4.3 Incrementar la eficiencia en las empresas públicas con un enfoque de calidad y rentabilidad económica y social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados
1. Económico	1. Incrementar y fomentar, de manera inclusiva, las oportunidades de empleo y las condiciones laborales	1.1 Crear nuevas oportunidades laborales en condiciones dignas, promover la inclusión laboral, el perfeccionamiento de modalidades contractuales, con énfasis en la reducción de brechas de igualdad y atención a grupos prioritarios, jóvenes, mujeres y personas LGTBH.	1.1.4. Aumentar el número de personas con discapacidad y/o sustitutos insertados en el sistema laboral de 70.273 a 74.547.		8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 2.1

Alineación de la Planificación Empresarial PND 2017-2021.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			1.Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.			2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecución de estudios exploratorios
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad. 5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar el ahorro de combustible por la optimización en generación eléctrica y eficiencia energética en el sector hidrocarburos de 9.09 a 26.6 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo a 2021.	Lineamientos Territoriales de Acceso Equitativo a Infraestructura y Conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad sistémica a partir del potenciamiento de los roles y funcionalidades del territorio d.3. Realizar el ordenamiento de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables que se desarrollan a nivel nacional, con énfasis en la Amazonia y la zona costera, la plataforma continental, suelo y subsuelo marino, para minimizar externalidades sociales y ambientales.	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

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.8: Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad. 5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar el ahorro de combustible por la optimización en generación eléctrica y eficiencia energética en el sector hidrocarburos de 9,09 a 26,6 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo a 2021.	Lineamientos Territoriales de Acceso Equitativo a Infraestructura y Conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad sistémica a partir del potenciamiento de los roles y funcionalidades del territorio d.3. Realizar el ordenamiento de las actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables que se desarrollan a nivel nacional, con énfasis en la Amazonía y la zona costera, la plataforma continental, suelo y subsuelo marino, para minimizar externalidades sociales y ambientales.	3. Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			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
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Índice de disponibilidad de Plantas.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Disponibilidad de Poliductos
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Niveles de derivados (Stock seguridad)
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	4. Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Importación de derivados de Hidrocarburos
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo
2. Economía al servicio de la sociedad	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada	Incrementar el Saldo de la Balanza Comercial en relación al Producto Interno Bruto de 1,26% a 1,65% a 2021.	Lineamientos de articulación para la gestión territorial y gobernanza multinivel e. Consolidación de modelos de gestión descentralizada y desconcentrada, con pertinencia territorial. e.2. Diferenciar, priorizar y focalizar la asignación de recursos públicos y los esfuerzos de la acción estatal en función de las particularidades, las competencias y las capacidades territoriales e institucionales.	5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarbureras.	Porcentaje de exportaciones de productos derivados

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de crudo SOTE
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Transporte de derivados
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Producción de derivados en refinerías
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Carga de Crudo en refinerías
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los Sistemas de Producción, Refinación, Transporte y Almacenamiento.	Producción nacional de derivados
3. Más sociedad, mejor Estado	8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.	Mejorar los índices de percepción ciudadana sobre la corrupción en los sectores públicos y privados: mejorar el Índice de Transparencia Pública (Dimensión ciudadana) a 2021.	Lineamientos territoriales de acceso equitativo a infraestructura y conocimiento d. Impulso a la productividad y la competitividad 3.4 Desarrollar procesos de planificación especial en áreas de influencia de proyectos de trascendencia nacional y zonas económicas de desarrollo especial, con consulta previa, libre e informada, veeduría ciudadana y control social.	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
2. Economía al servicio de la sociedad	4. Consolidar la sostenibilidad del sistema económico social y solidario, y afianzar la dolarización 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	4.7 Incentivar la inversión privada nacional y extranjera de largo plazo, generadora de empleo y transferencia tecnológica, intensiva en componente nacional y con producción limpia; en sus diversos esquemas, incluyendo mecanismos de asociatividad y alianzas público-privadas, con una regulación previsible y simplificada 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			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.
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO				PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL			
Eje	Objetivo Nacional	Política Pública	Meta Nacional	Estrategia Territorial Nacional Lineamientos	Objetivos Estratégicos	Estrategias	Indicador
2. Economía al servicio de la sociedad	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.			6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.			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
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.			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 hidrocarbureras.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global.	Reducir y remediar las fuentes de contaminación de la industria hidrocarburetera, con aval de la autoridad ambiental a 2021.	Lineamientos territoriales para cohesión territorial con sustentabilidad ambiental y gestión de riesgos a. Reducción de inequidades sociales y territoriales a.7. Implementar sistemas de gestión integral de pasivos ambientales, desechos sólidos, descargas líquidas y emisiones atmosféricas, así como de desechos tóxicos y peligrosos (con énfasis en las zonas urbanas, industriales y de extracción de recursos naturales no renovables).	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 hidrocarburetera remediadas por EP PETROECUADOR
1. Derechos para todos durante toda la vida	3. Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones. 5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria	3.4: Promover buenas prácticas que aporten a la reducción de la contaminación, la conservación, la mitigación y la adaptación a los efectos del cambio climático, e impulsar las mismas en el ámbito global. 5.7: Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.			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.
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria 8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social. 8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados
2. Economía al servicio de la sociedad y 3. Más sociedad, mejor Estado	5. Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sustentable de manera redistributiva y solidaria 8. Promover la transparencia y la corresponsabilidad para una nueva ética social.	5.10: Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social. 8.2: Fortalecer la transparencia en la gestión de instituciones públicas y privadas y la lucha contra la corrupción, con mejor difusión y acceso a información pública de calidad, optimizando las políticas de rendición de cuentas y promoviendo la participación y el control social.			8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 3

Nuestra Misión	Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana.							
Nuestra Visión	Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social.							
Perspectivas	Aprendizaje y Crecimiento		Procesos Internos			Clientes		Financiero
Objetivos Estratégicos	Incrementar el desarrollo del talento humano	Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	Incrementar la producción de petróleo y de gas natural	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	Mantener abastecido el mercado nacional de derivados de hidrocarburos	Mantener la sostenibilidad financiera
Estrategias	Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Reactivar la actividad exploratoria (estudios).	Ejecutar Cambios de zonas y ejecuciones duales por años	Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	Optimizar y Monitorar los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	Reforzar la aplicación de las normas de seguridad industrial y salud ocupacional en las operaciones.	Gestionar oportunamente el abastecimiento de derivados de hidrocarburos..	Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados
	Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Analizar la factibilidad de implementar Recuperación de mejora en los campos existentes.	Optimizar los esquemas de producción de los campos.		Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.	Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa
					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.	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.	Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.
					Optimización de la gestión energética	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		
					Gestión de producción más limpia			

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 4

Indicadores Estratégicos.

Objetivo estratégico	Estrategias	Indicador	Tipo de indicador
1. Mantener la sostenibilidad financiera	1.1 Evaluar ingresos por comercialización de crudo y derivados.	Ingresos por comercialización de crudo y derivados	Resultado
	1.2 Asegurar el uso racional y eficiente de los recursos asignados en los diferentes niveles de la empresa.	1. Ejecución Presupuestaria de inversiones 2. Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	Resultado
	1.3 Optimizar los costos asociados en la exploración, producción, refinación, transporte, y comercialización.	1. Costo total por barril de petróleo crudo. 2. Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril 3. Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril 4. Costo Operativo de Refinación de derivados por barril 5. Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Resultado
2. Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos	2.1 Reactivar la actividad exploratoria (estudios)	Ejecucion de estudios exploratorios	Impacto
	2.2 Analizar la factibilidad de implementar recuperación mejorada en los campos existentes.	Implementación de procesos recuperación mejorada	Impacto
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	Impacto
	3.2 Optimizar los esquemas de producción de los campos.	Producción de Petróleo	Resultado
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	Resultado
	4.2 Asegurar la disponibilidad y confiabilidad operativa.	1. Índice de disponibilidad de Plantas. 2. Disponibilidad de Polductos	Resultado
	4.3 Asegurar los niveles de inventarios de derivados.	1. Niveles de derivados (Stock seguridad) 2. Importación de derivados de Hidrocarburos	Resultado
5. Incrementar las actividades de comercio internacional	5.1 Potenciar y diversificar actividades comerciales internacionales con empresas hidrocarburíferas.	1. Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo 2. Porcentaje de exportaciones de productos derivados	Resultado

Objetivo estratégico	Estrategias	Indicador	Tipo de indicador
6. Incrementar la eficiencia empresarial	6.1 Optimizar y Monitorear los sistemas de producción, refinación, transporte y almacenamiento.	1. Transporte de crudo SOTE 2. Transporte de derivados 3. Producción de derivados en refinerías 4. Carga de Crudo en refinerías 5. Producción Nacional de derivados	Resultado
	6.2 Incrementar el nivel de transparencia en el manejo de la empresa.	Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	Gestión
	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.	Gestión
	6.4 Optimización de la gestión energética	Consumo energético	Gestión
	6.5 Gestión de producción más limpia	Reducción de emisiones al ambiente	Gestión
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	Resultado
	7.2 Minimizar el impacto ambiental de las actividades hidrocarburíferas.	Cumplimiento del plan de manejo ambiental	Resultado
	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	Resultado
	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.	Gestión
8. Incrementar el desarrollo del talento humano	8.1 Promover el desarrollo permanente del talento humano.	Empleados capacitados	Gestión
	8.2 Fortalecer el modelo de gestión del talento humano.	Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	Gestión

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 puede considerar indicadores diferentes.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 5

Línea Base y Metas.

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																						
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico/Justificación de la Propuesta del Indicador	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
Ingresos por comercialización de crudo y derivados	(Ingresos reales/ Ingresos programados)*100	Semestral	Discreto	Porcentaje	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020	Presupuesto aprobado Directorio
Ejecución Presupuestaria de inversiones	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020.	Sistema Contable EBS MINFIN-Directorio-Reprogramaciones Internas aprobadas por Gerencia General
Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020.	Sistema Contable EBS MINFIN-Directorio-Reprogramaciones Internas aprobadas por Gerencia General
Costo total por barril de petróleo crudo.	Costos y Gastos + Inversiones / Producción Real Total (Bbls) de petróleo	Mensual	Discreto	USD /Bls	16,78	19,16	19,16	19,16	23,08	23,08	23,08	23,04	23,04	23,04	21,47	21,47	21,47	18,09	18,09	18,09	Indicador 2020 PAM	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados de crudo	Mensual	Discreto	USD /Bls	0,90	1,07	1,07	1,07	1,26	1,26	1,26	1,29	1,29	1,29	1,43	1,43	1,43	1,38	1,38	1,38	Indicador 2020. Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de crudo, el presupuesto del año 2020 fue atípico por efecto de la pandemia COVID-19. Para la normal operación de la empresa en los siguientes años, se hace necesario incrementar el presupuesto lo que implicará un aumento de los costos operativos.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados derivados	Mensual	Discreto	USD /Bls	2,33	3,17	3,17	3,17	3,51	3,51	3,51	3,30	3,30	3,30	3,32	3,32	3,32	3,20	3,20	3,20	Indicador 2020. Los costos se calculan en base al presupuesto y a los volúmenes de derivados, el presupuesto del año 2020 fue atípico por efecto de la pandemia COVID-19. Para la normal operación de la empresa en los siguientes años, se hace necesario incrementar el presupuesto lo que implicará un aumento de los costos operativos.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Refinación+gastos de soporte administrativo/Barriles derivados refinados	Mensual	Discreto	USD /Bls	7,28	7,33	7,33	7,33	5,71	5,71	5,71	5,57	5,57	5,57	5,08	5,08	5,08	5,06	5,06	5,06	Indicador 2020.	Metas establecidas en el Directorio
Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Comercialización Nacional Interna+gastos de soporte administrativo/Barriles comercializados.	Mensual	Discreto	USD /Bls	2,61	3,46	3,46	3,46	3,58	3,58	3,58	3,44	3,44	3,44	2,92	2,92	2,92	3,08	3,08	3,08	Indicador 2020.	Metas establecidas en el Directorio
Ejecución de estudios exploratorios	1. (Número de estudios de prospectividad / Número de estudios programados) * 100	Semestral	Continuo	Porcentaje		43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	43,8%	43,8%	87,5%	Indicador Nuevo Se programa realizar 8 estudios, cada estudio corresponde 12,5% y por seguridad se establece en el año 87,5% debido a los recortes presupuestarios del MINFIN y prioridades del presupuesto por parte las autoridades.	Metas establecidas en el Directorio
Implementación de procesos recuperación mejorada	(Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-efectuadas/ Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-programadas) * 100	Semestral	Continuo	Porcentaje		42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	42,9%	42,9%	85,7%	Indicador Nuevo Se programa realizar 7 procesos, cada proceso corresponde 14,3% y por seguridad se establece en el año 85,7% debido a los recortes presupuestarios del MINFIN y prioridades del presupuesto por parte las autoridades.	Metas establecidas en el Directorio
Producción de Gas Natural	(Producción de Gas Natural real / Producción de Gas Natural programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	1,6 MMbbls	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020 PAM. Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje y la meta se establece en base a la declinación natural de producción y tomando en cuenta que no se tiene previsto inversiones.	Metas tomadas de Estimados-Directorio
				Barriles		800.165	732.395	1.532.560	670.027	622.927	1.292.954	560.737	522.021	1.082.758	430.403	376.502	806.905	337.410	312.558	649.968		

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																						
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico (Justificación de la Propuesta del Indicador)	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
Producción de Petróleo	(Producción de Petróleo Crudo real / Producción de Petróleo programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	139.65 MMbbls	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020 PAM Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje. Las metas consideran el presupuesto 2021 aprobados, la producción de los años siguientes depende de el presupuesto asignado en la Proforma General del Estado. El indicador se refiere a la producción de crudo en campos.	Metas tomadas de Estimados-Directorío	
				Barriles		72.297.054	72.740.305	145.037.359	73.175.759	76.853.396	150.029.155	76.839.054	78.886.916	155.725.970	77.695.075	78.600.177	156.295.252	78.213.326	80.140.274			158.353.600
Cobertura de la demanda nacional	(Volumen de demanda atendida/ Volumen de demanda Programada)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	81%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje. La meta 2021 es de 95% debido al cumplimiento 2020 de 90.84%, y a 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: La situación de emergencia actual, 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.	Metas tomadas de Estimados-Directorío	
Índice de disponibilidad de Plantas.	(Disponibilidad efectiva / Disponibilidad programada) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	82%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020, 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 PETREOCUADOR, problemas que pueden acarrear daños catastróficos en equipos estáticos y dinámicos, disminuyendo la disponibilidad efectiva de operación. Como por ejemplo, las salidas abruptas del Sistema Nacional Interconectado (SIN)	Gerencia de Refinación - Subgerencia de Operaciones - Superintendencias de Refinería Esmeraldas, Refinería La Libertad, Refinería Shushufindi	
Disponibilidad de Poliductos	Horas operación efectivas mensuales) / (horas operación efectivas mensuales + horas paralización causas internas	Mensual	Discreto	Porcentaje		93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	Indicador Nuevo El mayor tiempo de paralización aceptado en el mes, es el definido para ejecutar un operativo de cambio de tramos de mantenimiento de línea. Esto es 48 horas.	Reportes de Intendencias de poliductos	
Niveles de derivados (Stock seguridad)	(Stock promedio mensual/ demanda promedio mensual)	Mensual	Discreto	Días	2083%	9,50	9,50	9,5	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	7,3	7,3	7,3	6,6	6,6	Indicador 2020 El sobrecumplimiento del año 2020 y parte del año 2021 obedece directamente al comportamiento de la demanda, la cual ha tenido variaciones significativas por efecto de la pandemia COVID-19, lo que ha provocado altos niveles de stock. 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.	Reportes diarios de existencias diarias en refinerías, terminales, evaluación de despacho	
Importación de derivados de Hidrocarburos	(volumen importados de derivados/volumen importados de derivados programados)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	89%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020. Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje Los requerimiento de importaciones de combustibles se calculan anualmente basados en supuestos de operación de refinerías y proyecciones de demanda de combustibles, los cuales tendrá variaciones y se ajustarán en función de las necesidades de la EP PETROECUADOR para garantizar el normal abastecimiento de combustibles a nivel nacional, además están sujetas a los riesgos propios del transporte de combustibles vía marítima	Metas tomadas de Estimados-Directorío	

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL

Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico(Justificación de la Propuesta del Indicador)	Fuente (denominador)
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025		
Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	(Volumen de ventas de hidrocarburos real / Volumen de ventas de hidrocarburos programado operativa) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020, unidad de medida en porcentaje a partir del año mencionado. Las metas son establecidas por la Jefatura de Programación Operativa, 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%./remiten dos documentos para justificativos, hacer resumen.	Actas mensuales y requerimientos de la Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa
Porcentaje de exportaciones de productos derivados	(Volumen de ventas de derivados / Volumen de ventas de derivados programado operativa) * 100	Mensual	Discreto	Porcentaje	71%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020, cambia unidad de medida de volumen a porcentaje y la fuente de las metas. 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.	Actas mensuales y requerimientos de la Jefatura Corporativa de Programación y Coordinación Operativa. Antes se tomaba de Estimados
Transporte de crudo SOTE	(Volumen de crudo transportado / Volumen recibido) x 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	102%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	Indicador 2020, unidad de medida en porcentaje a partir del año mencionado. 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.	Informe mensual de operaciones
Transporte de derivados	(Total de volúmenes transportados por poliductos / Total de volúmenes transportados por poliductos programados)*100	Mensual	Continuo	Porcentaje	82%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje Depende de condiciones externas de mercado, condiciones meteorológicas, disponibilidad de Producto, etc.	Metas tomadas de Directorio-POA
Producción de derivados en refinerías	(Producción de derivados producidos en refinerías / Producción de derivados producidos en refinerías programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	72%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje 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 hidrocarbúrico por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), o entre otros inconvenientes.	Metas tomadas de Directorio-POA
Carga de Crudo en refinerías	(Carga procesada /Carga programada) *100	Mensual	Continuo	Porcentaje	73%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	Indicador 2020 Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje 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 hidrocarbúrico por una baja demanda (pandemia) o por problemas en los amarres de los buques (clima), o entre otros inconvenientes.	Metas tomadas de Estimados-Directorio
Producción nacional de derivados	(Producción nacional de derivados / Producción nacional de derivados programada) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje	73%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	Indicador 2020, Cambia unidad de medida de volumen a porcentaje 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.	Estimados-Directorio-POA
Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	(Actividades ejecutadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS/Actividades programadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS)*100.	Semestral	Continuo	Porcentaje		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador Nuevo Incorporación de procesos a la gestión certificada.	Metas establecidas en cronograma de trabajo con 22 actividades

PLAN ESTRATÉGICO EMPRESARIAL																							
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Configuración	Unidad de Medida	Línea base	Meta 2021			Meta 2022			Meta 2023			Meta 2024			Meta 2025			Comentario técnico/Justificación de la Propuesta del Indicador	Fuente (denominador)	
						Semestre 1	Semestre 2	Total 2021	Semestre 1	Semestre 2	Total 2022	Semestre 1	Semestre 2	Total 2023	Semestre 1	Semestre 2	Total 2024	Semestre 1	Semestre 2	Total 2025			
Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	(Número de actividades realizadas/número de actividades previstas)*100	Semestral	Discreto	Porcentaje		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Asignación de recursos de carácter (financieros y humanos). Revisión, aprobación y publicación de normativa interna para la aplicación continua de las actividades. Incorporación de criterios de transparencia. Identificación y aplicación de normativa externa. Certificación Internacional del modelo de Gestión.	Programa de Relaciones Comunitarias Se planifica realizar durante el año 2021, 40 actividades del Programa de Relaciones Comunitarias	
Consumo energético	Kilovatios / Barriles de fluido por día	Mensual	Discreto	kW/ BFPD		0,1309	0,1309	0,1309	0,1305	0,1305	0,1305	0,1301	0,1301	0,1301	0,1297	0,1297	0,1297	0,1293	0,1293	0,1293	Dentro de las metas se ha considerado una reducción del 0.3% con respecto al año anterior del indicador de intensidad energética mediante mejoras en la administración de la carga de la Gerencia de Exploración y Producción.	Reportes del área de mantenimiento de la Gerencia de Exploración y Producción	
Reducción de emisiones al ambiente	Toneladas de CO2 emitidas	Semestral	Continuo	Toneladas	0,25 MM Ton.	133.981	162.720	296.701	199.296	204.493	403.790	212.417	251.564	463.981	335.475	333.647	669.123	686.385	686.385	1.372.770	Indicador Nuevo 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 SN) aportarán en ese año y con ello las consecuentes emisiones evitadas.	Directorio	
Índice de frecuencia de accidentes	(No. accidentes registrables*200.000)/ Horas Hombre trabajadas	Mensual	Discreto	Número		≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	Indicador Nuevo El cálculo de la metas se estableció en base al histórico de ambas empresas. El reporte de horas-hombre trabajadas se calculó en base al número de trabajadores del sitio por cada departamento por el número días laborados en el mes	Reportes de horas hombre trabajadas de PEC	
Cumplimiento del plan de manejo ambiental	(#Actividades ejecutadas PMA / # Total de Actividades Planificadas para el PMA) * 100	Mensual	Continuo	Porcentaje		35,85%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	33%	100%	100%	Indicador Nuevo	Aplicativo Planes Manejo Ambiental de PEC	
Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarburifera remediadas por EP PETROECUADOR	Sumatoria de fuentes de contaminación (fosas, piscinas y/o derrames) de la industria hidrocarburifera eliminadas	Semestral	Continuo	Número		9	27	48	75	43	80	123	48	76	124	50	79	129	50	80	130	Indicador 2020	
Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	(Acciones correctivas gestionadas / acciones correctivas previstas dentro del periodo de gestión) *100	Trimestral	Discreto	Porcentaje		≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	≥ 90%	Indicador Nuevo Del análisis 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 informático denominado sistema de gestión de hallazgos que administra Petroecuador en la intranet y que forma parte de la normativa interna de SSA	El dato del denominador será tomado del aplicativo informático denominado sistema de gestión de hallazgos que administra Petroecuador en la intranet y que forma parte de la normativa interna de SSA.	
Empleados capacitados	(Número de empleados capacitados / Número total de empleados que constan en el plan de formación y capacitación institucional) * 100	Trimestral	Continuo	Porcentaje	106%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Indicador 2020	Plan de formación y capacitación institucional	
Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	(No de trabajadores con discapacidades/ No total de trabajadores en la Empresa)	Trimestral	Discreto	Porcentaje		4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	Indicador Nuevo 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.	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 puede considerar indicadores diferentes. La evaluación y seguimiento de los indicadores se analizará en la herramienta GPR y se complementa con los informes de gestión trimestrales

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

Anexo 6

Desglose de metas.

METAS SEMESTRALES																			
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	I SEMESTRE	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	II SEMESTRE	TOTAL 2021
Ingresos por comercialización de crudo y derivados	(Ingresos reales/ Ingresos programados)*100	Semestral	Porcentaje	84%	5.719.459.764						5.719.459.764	4.233.431.358						4.233.431.358	9.952.891.123
Ejecución Presupuestaria de inversiones	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Porcentaje	98%	86.133.822	111.059.332	113.408.472	110.873.863	109.920.964	123.279.375	654.675.829	108.930.096	116.725.583	119.745.313	131.992.228	154.926.488	566.864.634	1.199.184.343	1.853.860.172
Ejecución Presupuestaria de costos y gastos.	(Presupuesto ejecutado / Presupuesto programado)*100	Mensual	Porcentaje	98%	110.329.550	145.888.618	144.338.600	152.185.093	134.103.453	143.492.919	830.338.233	129.115.872	123.800.759	132.696.227	142.753.873	174.702.931	215.472.882	918.542.543	1.748.880.776
Costos total por barril de petróleo crudo.	Costos y Gastos + Inversiones + Pago de Deuda / Producción Real Total (Bbbs) de petróleo	Mensual	USD /Bls	16,78							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de crudo por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados de crudo	Mensual	USD /Bls	0,90							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de transporte y almacenamiento de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Transporte+gastos de soporte administrativo/Barriles transportados derivados	Mensual	USD /Bls	2,33							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de Refinación de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Refinación+gastos de soporte administrativo/Barriles derivados refinados	Mensual	USD /Bls	7,28							N/A							N/A	N/A
Costo Operativo de comercialización interna de derivados por barril	Gastos totales de la Gerencia de Comercialización Nacional Interna+gastos de soporte administrativo/Barriles comercializados.	Mensual	USD /Bls	2,61							N/A							N/A	N/A
Ejecucion de estudios exploratorios	1. (Número de estudios de prospectividad / Número de estudios programados) * 100	Semestral	Porcentaje		4						4	4						4	8
Implementación de procesos recuperación mejorada	(Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-efectuadas/ Número de procesos de recuperación secundaria-mejorada-programadas) * 100	Semestral	Porcentaje		3						3	4						4	7
Producción de Gas Natural	(Producción de Gas Natural real / Producción de Gas Natural programada) * 100	Mensual	Porcentaje	1,6 MMbbs	140.159	126.974	138.514	132.038	134.386	128.094	800.165	128.198	126.212	120.280	122.388	116.635	118.684	732.395	1.532.560
Producción de Petróleo	(Producción de Petróleo Crudo real / Producción de Petróleo programada) * 100	Mensual	Porcentaje	139,65 MMbbs	12.588.604	11.122.384	12.314.967	11.931.030	12.373.309	11.966.760	72.297.054	12.173.731	12.188.673	11.846.820	12.269.273	11.890.080	12.371.728	72.740.305	145.037.359
Cobertura de la demanda nacional	(Volumen de demanda atendida/ Volumen de demanda Programada)*100	Mensual	Porcentaje	80,84%	6.871.658	6.617.604	7.095.974	6.979.505	7.309.921	7.305.845	42.180.507	8.292.093	8.083.945	7.972.646	8.266.494	8.020.475	8.269.087	48.904.739	91.085.246
Índice de disponibilidad de Plantas.	(Disponibilidad efectiva / Disponibilidad programada) * 100	Mensual	Porcentaje	82%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
Disponibilidad de Poliductos	Horas operación efectivas mensuales/ (horas operación efectivas mensuales + horas paralización causas internas	Mensual	Porcentaje		93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
Niveles de derivados (Stock seguridad)	(Stock promedio mensual/ demanda promedio mensual)	Mensual	Días	21							N/A								
Importación de derivados de Hidrocarburos	((volumenes importados de derivados/volumenes importados de derivados programados)* 100	Mensual	Porcentaje	89%	4.441.291	4.166.374	4.493.635	4.053.376	4.418.998	4.422.391	25.996.065	4.440.178	5.019.740	4.696.777	4.746.527	4.592.268	4.711.695	28.207.186	54.203.251
Porcentaje de exportaciones de Crudo Oriente y Napo	(Volumen de ventas de hidrocarburos real / Volumen de ventas de hidrocarburos programado operativa) * 100	Mensual	Porcentaje	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%

METAS SEMESTRALES																			
Indicador	Fórmula Indicador	Frecuencia de medición	Unidad de Medida	Línea base	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	I SEMESTRE	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	II SEMESTRE	TOTAL 2021
Porcentaje de exportaciones de productos derivados	(Volumen de ventas de derivados / Volumen de ventas de derivados programada operativa) * 100	Mensual	Porcentaje	71%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Transporte de crudo SOTE	(Volumen de crudo transportado / Volumen recibido) x 100	Mensual	Porcentaje	102%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Transporte de derivados	(Total de volúmenes transportados por poliductos) / Total de volúmenes transportados por poliductos programados * 100	Mensual	Porcentaje	82%	7.592.504	6.666.201	7.345.762	7.501.704	7.610.915	7.372.871	44.089.955	7.756.327	7.848.942	7.673.459	7.752.495	7.556.335	8.089.794	46.677.353	90.767.308
Producción de derivados en refinerías	(Producción de derivados producidos en refinerías / Producción de derivados producidos en refinerías programada) * 100	Mensual	Porcentaje	72%	5.261.898	4.301.248	4.596.224	5.754.755	5.966.925	5.847.072	31.728.123	5.889.517	5.941.319	5.846.768	6.106.441	5.908.651	6.104.071	35.796.767	67.524.890
Carga de Crudo en refinerías	(Carga procesada / Carga programada) * 100	Mensual	Porcentaje	73%	4.569.680	3.612.440	3.692.980	5.051.400	5.219.780	5.051.400	27.197.680	5.092.801	5.235.900	5.067.000	5.235.900	5.067.000	5.226.590	30.925.191	58.122.871
Producción nacional de derivados	(Producción nacional de derivados / Producción nacional de derivados programada) * 100	Mensual	Porcentaje	73%	5.983.962	5.139.397	5.512.141	6.458.575	6.756.348	6.586.966	36.417.390	6.743.535	6.789.392	6.688.110	6.991.507	6.768.308	7.012.682	40.993.533	77.410.924
Porcentaje de cumplimiento de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS	(Actividades ejecutadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS/Actividades programadas de implementación del Sistema de Gestión Antisoborno-SGAS)*100.	Semestral	Porcentaje					4			4				18			18	22
Cumplimiento del Programa de Relaciones Comunitarias.	(Número de actividades realizadas/número de actividades previstas)*100	Semestral	Porcentaje					20			20				20			20	40
Consumo energético	Kilovatios / Barriles de fluido por día	Mensual	kW/BFPD		0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309	0,1309
Reducción de emisiones al ambiente	Toneladas de CO2 emitidas	Semestral	Toneladas	0,25 MM Ton.							133.981							162.720	296.701
Índice de frecuencia de accidentes	(No. accidentes registrables*200.000)/ Horas Hombre trabajadas	Mensual	Número		≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55	≤ 0,55
Cumplimiento del plan de manejo ambiental	(#Actividades ejecutadas PMA/# Total de Actividades Planificadas para el PMA) * 100	Mensual	Porcentaje		3,23%	8,61%	14,70%	19,34%	25,66%	35,85%	35,85%	42,95%	48,94%	54,79%	63,30%	77,40%	100,00%	100,00%	100,00%
Número de fuentes de contaminación de la industria hidrocarbúrfica remediadas por EP PETROECUADOR	Sumatoria de fuentes de contaminación (fosas, piscinas y/o derrames) de la industria hidrocarbúrfica eliminadas	Semestral	Número	9				27			27				48			48	75
Porcentaje de Cumplimiento del Sistema de Gestión.	(Acciones correctivas gestionadas / acciones correctivas previstas dentro del período de gestión) * 100	Trimestral	Porcentaje			≥ 90%				≥ 90%	≥ 90%		≥ 90%			≥ 90%		≥ 90%	≥ 90%
Empleados capacitados	(Número de empleados capacitados / Número total de empleados que constan en el plan de formación y capacitación institucional) * 100	Trimestral	Porcentaje	106%			22.662			18.309	40.971			6.997			21.726	28.723	69.694
Nivel de inclusión de personal con discapacidad.	(Nro de trabajadores con discapacidades/ Nro total de trabajadores en la Empresa)	Trimestral	Porcentaje			4%				4%	4%		4%			4%		4%	4%

Notas: - 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 puede considerar indicadores diferentes. La evaluación y seguimiento de los indicadores se analizará en la herramienta GPR y se complementa con los informes de gestión trimestrales.
- Las metas consideradas para el periodo enero – junio 2021 son las oficializadas en los Estimados Hidrocarbúrficos Cuarta Actualización con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0168-OF de 30 de marzo de 2021, y para el período julio– diciembre 2021 los Estimados Hidrocarbúrficos Sexta Actualización oficializados con oficio Nro. MERNNR-VH-2021-0461-OF de 13 de agosto de 2021; conforme a los acuerdos y compromisos interinstitucionales del acta de revisión de los Estimados Quinta Actualización del 10 de junio 2021 remitida mediante oficio Nro. PETRO-PCO-2021-0047-O de 24 de junio de 2021.
- Las metas consideradas en este ANEXO serán las establecidas en la última actualización de los Estimados Hidrocarbúrficos y/o las reprogramaciones autorizadas por el Gerente General.

Fuente: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.

6 REFERENCIAS

- Banco Central del Ecuador. (29 de Marzo de 2019). *Banco Central del Ecuador*. Obtenido de <https://www.bce.fin.ec/index.php/boletines-de-prensa-archivo/item/1158-la-economia-ecuatoriana-crecio-14-en-2018>
- El telégrafo. (12 de Abril de 2020). *El telégrafo*. Recuperado el Diciembre de 2020, de https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/4/la-economia-del-ecuador-se-contrajo-1-5-en-2016?__cf_chl_jschl_tk__=ff6465d9a29ba88644ec20bcaa21cecaf365dec2-1608047548-0-AQZGqmtSDoBUlsB1-oVfnGNRWEWoBmGuW22nSlS8FqyOFh-57aSnrps8gpJ5tliQdfi0xs0UuBOusmLVEB
- EP PETROECUADOR. (2020). *EP PETROECUADOR*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=5254>
- EP PETROECUADOR. (2020). *Plan Estratégico Empresarial 2018-2021*. Ecuador.
- PACHECO, M. (8 de Julio de 2020). *El Comercio*. Obtenido de <https://www.elcomercio.com/actualidad/aumento-demanda-combustibles-ecuador-covid19.html>
- PETROAMAZONAS EP. (2020). *Plan Estratégico Empresarial 2017-2021*. Ecuador.
- Portafolio . (30 de Marzo de 2018). *Portafolio* . Obtenido de <https://www.portafolio.co/internacional/crecimiento-economia-de-ecuador-en-2017-515670>