

el petróleo en el
ecuador
la nueva era petrolera



EP
PETROECUADOR

Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador

el petróleo en el
ecuador
la nueva era petrolera



EP PETROECUADOR

Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador



Ing. Rafael Poveda

Ministro de Sectores Estratégicos

Ing. Pedro Merizalde P.

Ministro de Recursos Naturales No Renovables y
Presidente del Directorio de EP Petroecuador

Ing. Marco Calvopiña V.

Gerente General

Ing. Carlos Pareja Y.

Gerente de Refinación

Ing. Ramiro Carrillo C.

Gerente de Transporte y Almacenamiento

Ing. Carlos Ordóñez R.

Gerente de Comercialización

Nilsen Arias S.

Gerente de Comercio Internacional

Dr. Mauricio Larrea O.

Gerente de Seguridad, Salud y Ambiente

Ing. Jorge Regalado R.

Gerente de Desarrollo Organizacional

Lic. Ercilia Torres T.

Revisión y edición de contenidos

Elaborado por:

Manthra Comunicación integral y Producción editorial

Elaboración de contenidos: Adriana Chamorro

Edición y corrección de estilo: Natalia Monard

Dirección de arte: Ma. Fernanda Páez

Diseño gráfico: Catalina León

Av. La Coruña N31-70 y Whymper

Telf.: (593-2) 255 8264 • 600 0998

www.manthra.net • info@manthra.net

Esta es una producción de:

Coordinación General de Imagen Empresarial EP Petroecuador

Alpallana E8-86 y Av. 6 de Diciembre

Telf.: (593-2) 256 3060 • 254 7233

casilla: 17-11-5007 / 17-11-5008

www.eppetroecuador.ec

Primera edición, junio de 2013

Índice

INTRODUCCIÓN	7
CAPÍTULO I: EL PETRÓLEO: SU FORMACIÓN, DESARROLLO Y MERCADO.....	12
Origen y formación del petróleo.....	13
Petróleo.....	13
Sistema del petróleo.....	13
Características físicoquímicas del petróleo	15
La historia del petróleo en Ecuador	16
Descubrimiento del primer pozo petrolero en la costa ecuatoriana.....	16
Descubrimiento y actividad petrolera en la Región Amazónica ecuatoriana	20
Fases de la industria petrolera.....	23
<i>Upstream</i> : Exploración y explotación	23
<i>Midstream</i> : Transporte y almacenamiento de crudo y derivados.....	26
<i>Downstream</i> : Refinación y comercialización	26
El petróleo en la economía mundial.....	27
El petróleo como fuente de energía	27
El mercado petrolero y el papel de las grandes empresas en el mundo	28
Las compañías petroleras nacionales y los cambios en la oferta y la demanda de petróleo.....	30
Nacionalización del petróleo a escala mundial.....	31
CAPÍTULO II: LA ESTRUCTURA DEL ESTADO PARA EL MANEJO DEL PETRÓLEO.....	34
La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, 1972-1989.....	35
El Consorcio CEPE-Texaco.....	36
Continuación de la actividad exploratoria a cargo de CEPE	37
Impacto de la producción petrolera con CEPE en la economía ecuatoriana.....	37

Empresa Estatal Petróleos del Ecuador Petroecuador, 1989-2009.....	39
Estilo de gestión.....	41
La inversión.....	42
El aumento de la renta petrolera a favor del Estado.....	43
Logros de Petroecuador.....	44
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador, 2010-2012.....	45
La subsidiaria Refinería del Pacífico.....	48
La subsidiaria Río Napo.....	49
El nuevo estilo de gestión de EP Petroecuador.....	50
Logros de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador.....	53
Gerencia de gas natural.....	57
CAPÍTULO III: HISTORIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	58
Antecedentes.....	59
El papel de la Gerencia de Exploración y Producción.....	62
Áreas de producción.....	62
Producción de crudo de Ecuador.....	64
Inversiones.....	65
Qué son las reservas hidrocarburíferas.....	66
Definición de reservas.....	66
Factor de recobro.....	66
Incertidumbre.....	67
los recursos petroleros en Ecuador.....	69
Potencial exploratorio remanente.....	69
Reservas en el Ecuador.....	69
Contratación petrolera.....	71
Modalidades contractuales.....	71
Las Rondas petroleras.....	72
Décima Ronda Petrolera.....	74
Ronda XI Suroriente.....	74

CAPÍTULO IV: FASE DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO 76

Gerencia de Transporte y Almacenamiento.....	77
Transporte de crudo a través de oleoductos	78
El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).....	79
Oleoducto San Miguel-Lago Agrio (OSLA).....	82
El Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)	83
Ramales de Villano y Edén Yuturi	84
Almacenamiento de crudo y derivados	84
Almacenamiento de crudo.....	84
Almacenamiento de derivados.....	86
Transporte de derivados	87
Grandes proyectos de transporte y almacenamiento.....	89
Sistema de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo (GLP) Monteverde-El Chorrillo	89
Poliducto Pascuales-Cuenca.....	91
Modernización y repotenciación del poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito.....	92
Poliducto Ambato-Riobamba	93

CAPÍTULO V: FASE DE REFINACIÓN 94

El petróleo y su conversión en productos.....	96
Gerencia de Refinación.....	97
Las refinerías de Ecuador.....	97
Refinería Esmeraldas.....	98
Refinería La Libertad.....	102
Complejo Industrial Shushufindi.....	106
Producción de derivados	109
Básicos.....	109
Especiales	109
Residuos	109
Grandes proyectos en refinación.....	111
Proyecto de rehabilitación de la Refinería Esmeraldas	111

Inversión social.....	113
Proyecto de la refinería del Pacífico Eloy Alfaro.....	115
Mejoramiento de combustibles.....	116
CAPÍTULO VI: FASE DE COMERCIALIZACIÓN.....	118
Gerencia de Comercialización	119
Comercialización de derivados a nivel nacional.....	120
Mecanismo de comercialización.....	120
Biocombustibles.....	123
Precios de los derivados de petróleo	124
Consumo y despacho de derivados.....	124
Gerencia de comercialización internacional.....	129
Alianzas para la comercialización.....	129
Infraestructura de exportación e importación.....	131
Fórmula de fijación de precios para la venta de hidrocarburos	131
El marcador.....	131
El diferencial	131
El premio	132
Las políticas de comercialización externa.....	133
Políticas de comercialización para la venta de hidrocarburos	133
Políticas para la compra de hidrocarburos.....	133
Exportación de petróleo crudo	133
Exportación de derivados de petróleo.....	135
Importación de derivados de petróleo.....	136
Certificaciones	137
Responsabilidad social y ambiental.....	137
Mitigación y rendimiento ambiental	138
BIBLIOGRAFÍA	140
MAPA CATASTRAL.....	145

Introducción

La confirmación de la existencia de petróleo crudo en el Ecuador se dio en 1911 con la perforación del primer pozo Ancón 1, en la península de Santa Elena, y más tarde, en 1967, con la perforación del pozo Lago Agrio 1, en la Amazonía, a cargo de la operadora Texaco Gulf. La actual empresa petrolera del Ecuador, EP Petroecuador, es resultado de estos y otros descubrimientos petrolíferos.

En 1971 ocurrió otro hito importante en la historia petrolera del país. Ese año se revisó el contrato original con la petrolera Texaco-Gulf y se obligó a la empresa a devolver al Estado ecuatoriano 930 000 hectáreas. Con ello, por primera vez, el país pasó a manejar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización, antes en manos de transnacionales. Para la gestión de estas actividades se creó en 1972 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), empresa estatal que pasó a jugar un papel importante en el país: generó empleo, desarrolló inversiones y dio valor agregado al crudo. La Corporación construyó gran parte de la actual infraestructura petrolera, lo que le permitió descubrir más campos petroleros y producir, refinar, transportar y comercializar derivados. CEPE compró las acciones de Gulf y, posteriormente, se convirtió en el socio mayoritario del consorcio CEPE-Texaco.

El 26 de septiembre de 1989, bajo el amparo de la Ley Especial N.º 45, se creó la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador), que fue protagonista histórica al asumir la totalidad de las actividades del consorcio CEPE-Texaco, las refinerías de Anglo y Repetrol y el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Petroecuador amplió la capacidad de operación de las refinerías, el almacenamiento de petróleo y derivados, tanto en las plantas refinadoras como en terminales, e incursionó en la venta de gasolineras al construir la primera gasolinera propia.

El auge de las exportaciones petroleras, a partir de la década de 1970, fue un eje importante en la historia de la economía ecuatoriana, sobre todo porque estuvo acompañado por un aumento de los precios internacionales del crudo. Todo ello condujo a transformar el desarrollo económico ecuatoriano, centrado hasta entonces en un modelo agroexportador. Pero una economía basada en el petróleo también haría sentir sus efectos. En las décadas de 1980 y 1990, la caída de los precios del petróleo significó varios impactos negativos en la economía del país.

Luego de 21 años como empresa estatal, Petroecuador se convirtió en Empresa Pública, mediante la expedición del Decreto Ejecutivo N.º 315, en abril de 2010. Con dicho esquema jurídico, la petrolera dejó de ser un *holding* y pasó a ser una sola empresa, con autonomía administrativa, operativa y patrimonio propio.

Tras cuatro décadas desde que Ecuador se convirtió en un exportador neto de hidrocarburos, el petróleo continúa siendo una de las principales fuentes de ingresos para el Estado y un sector estratégico para la economía del país.

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, es la más grande del país y una de las de mayor tamaño de América Latina por las dimensiones de sus negocios. Ocupa el primer lugar en la escala de empresas ecuatorianas, se ubica en la posición 50 entre las quinientas de América Latina y es la novena entre las petroleras de la región.

Mediante Decreto Ejecutivo N.º 1351-A, del 2 de enero de 2013, EP Petroecuador experimentó una nueva reestructura, para asumir las operaciones de *midstream* y *downstream* (refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos), y traspasar las relacionadas con el *upstream* a la Empresa Pública Petroamazonas.

En todos los procesos de la industria hidrocarburífera, EP Petroecuador cumple con la responsabilidad social, ambiental y de seguridad industrial que demandan los lugares en los que la empresa pública opera; apoya la educación, la salud, el deporte y el desarrollo comunitario. La seguridad también es motivo de alta y permanente preocupación por parte de EP Petroecuador, pues ha dado cumplimiento a la política empresarial y las normas internacionales, al desarrollar los ejes de mitigación, remediación, gestión socioambiental, seguridad, salud ocupacional y seguridad física.

El presente texto es un esfuerzo de EP Petroecuador por abordar la importancia del petróleo en la economía nacional.

El primer capítulo nos acerca a los conceptos básicos relacionados con el sector petrolero. Para ello, se explican las fases de la industria petrolera y su importancia como fuente de energía en el ámbito internacional. El valor geoestratégico del recurso se expone con un análisis de la distribución de las reservas en el mundo. En este acápite también se abordan los principales momentos históricos del recurso en Ecuador, desde los primeros esfuerzos en la exploración, en la provincia de Santa Elena, hasta el descubrimiento de los grandes yacimientos petrolíferos en la Amazonía ecuatoriana.

El segundo capítulo analiza el desempeño de la Empresa Estatal en la administración del recurso petrolero, el cual pasó por varias etapas, las mismas que se analizan en este apartado. Una primera, caracterizada por la creación y el funcionamiento de CEPE, que buscó un mayor control estatal del recurso petrolero a partir de un modelo de gestión nacionalista. La segunda etapa comenzó en septiembre de 1989, cuando CEPE se convirtió en la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador), lo que dio paso a un nuevo modelo de gestión empresarial, acorde con las exigencias de un mundo cada vez más competitivo. En la tercera, tras 21 años como Petroecuador, y al amparo de las disposiciones pertinentes contempladas en la nueva Constitución de 2008, la petrolera pasó de ser una empresa estatal a una empresa pública, con el objetivo de garantizar una mayor participación estatal en la gestión de este recurso. Finalmente, desde 2013 la fase de exploración y producción pasó a la Empresa Pública Petroamazonas y EP Petroecuador se quedó a cargo de las actividades de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.

En el tercer capítulo se aborda la primera fase de la industria hidrocarburiífera: la exploración y la producción del petróleo ecuatoriano, donde se destaca el esfuerzo que realizó EP Petroecuador hasta el año 2012 en la exploración y explotación. Esta parte del texto, además, analiza las principales modalidades contractuales para la exploración y explotación de hidrocarburos. Durante las décadas de 1960 y 1970, los contratos se caracterizaron por ser de concesión y asociación. Durante la década de 1980, fueron de prestación de servicios, con costos reembolsables. Y en la de 1990, fueron de participación en la producción. En el siglo XXI, pasa a prestación de servicios con tarifa, con la finalidad de fin de cumplir lo que establece la Constitución aprobada en el año 2008, que convierte al Estado en principal actor del sector petrolero. Finalmente, se abordan datos actuales de reservas petroleras y sus conceptos básicos.

El cuarto capítulo aborda el transporte y almacenamiento de petróleo crudo y sus derivados. Por una parte, se describe el sistema de oleoductos (privado y público) y, por otra, el Sistema Nacional de Poliductos que transporta derivados de petróleo para consumo interno, desde las refinerías y los sistemas de almacenamiento de crudo y derivados. En este capítulo se presentan también los proyectos principales de inversión de EP Petroecuador para ampliar su capacidad de transporte y almacenamiento; como el Sistema de Almacenamiento, Transporte y Distribución de GLP, Monteverde-Corrillos para la zona sur ecuatoriana; el poliducto Pascuales-Cuenca y otros de gran importancia que garantizarán el abastecimiento de derivados de petróleo al país.

El quinto capítulo detalla la fase del *downstream* o refinación de petróleo desde 1926, cuando Anglo Ecuadorian Oil abrió la primera refinería llamada Foster (hoy desaparecida), en la actual provincia de Santa Elena. Actualmente, el país cuenta con tres refinerías: Esmeraldas, Libertad y Shushufindi, que procesan 175 000 barriles de crudo por día, en condiciones óptimas. En este capítulo se explica la historia, la capacidad y el proceso de transformación de los hidrocarburos en cada una de ellas. Además, se detalla el proyecto más grande de refinación del país: la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro, un complejo que industrializará 300 000 barriles de crudo por día, para transformarlos en combustibles y en materia prima para petroquímica y que será construida en la región costera de El Aromo, en Manabí.

Finalmente, en el sexto capítulo se explican los procesos de comercialización: venta interna y externa de petróleo y derivados. En este acápite se incluye una explicación detallada de los sistemas de facturación, precios y distribución de combustibles y otros hidrocarburos. Se aborda, además, la importancia del comercio de derivados desde sus propias gasolineras, ubicadas en sitios estratégicos del territorio nacional, que brindan un servicio eficiente y las garantías en la calidad y la cantidad del producto. Además, se abordan temas como los mecanismos de venta internacional y las políticas de comercialización externa de hidrocarburos, entre ellas, la de los contratos a corto plazo, negociación con empresas de probada solvencia y la vinculación con empresas petroleras estatales de la región.





El petróleo:
su formación,
desarrollo y mercado



El petróleo: su formación, desarrollo y mercado

Origen y formación del petróleo

Petróleo

Etimológicamente, la palabra *petróleo* viene de las voces latinas *petro* (roca) y *oleum* (aceite): *aceite de roca*. El petróleo¹ es una compleja mezcla natural de compuestos hidrocarbúricos que se encuentran en una roca. Se originó por la descomposición de la materia orgánica durante largos periodos, cuando la Tierra era muy inestable y estaba poblada por dinosaurios, plantas y árboles que fueron enterrados y se transformaron en hidrocarburo por la presión y el calor.

Sistema del petróleo

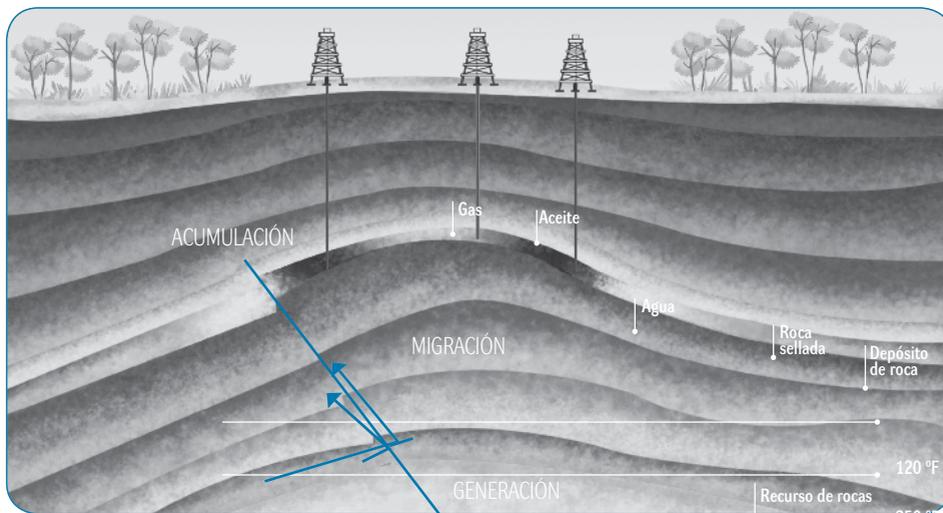
Este término hace referencia a todos aquellos componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos: la roca madre madura (*source rock*), el camino de migración (*migration path*), la roca reservorio (*reservoir rock*), la trampa petrolífera (*trap*) y el sello (*seal*). Para que los hidrocarburos puedan acumularse y preservarse es necesaria una apropiada correlación en los tiempos de formación, generación, migración y acumulación de estos elementos.

¹ Se tiene conocimiento de la existencia del petróleo desde que el hombre apareció en la Tierra, pues es uno de los primeros minerales que conoció y utilizó el ser humano. En el Neolítico, el hombre empleó asfaltos naturales en las construcciones. Los egipcios, en cambio, usaban el petróleo para conservar las momias; los japoneses, para la iluminación, mientras que los romanos lo empleaban en el alumbrado. En la Edad Media, algunos sabios de Asia desarrollaron la destilación y la refinación del mineral, mientras en China ya perforaban pozos para obtener el petróleo con el cual alumbrar sus lámparas y generar calor. A comienzos del siglo XIX los colonos estadounidenses empezaron a perforar pozos en búsqueda de sal y agua pero, en muchos casos, lo que aparecía era petróleo (Paladines, 2005).

De forma más detallada, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran, por lo general, en arenas, areniscas, conglomerados, calizas y dolomías porosas. La compactación de los sedimentos donde se origina el petróleo es en una roca sedimentaria llamada roca madre. Luego de su formación, se produce la migración de los hidrocarburos. Este es un proceso lento, no conocido hasta la actualidad, en donde los fluidos buscan las presiones más bajas y migran a la superficie. Para que se forme un yacimiento es necesario que el petróleo encuentre algún obstáculo, formado por rocas madre, que le impidan continuar emigrando hacia la superficie. Las estructuras que cumplen esta finalidad se denominan *trampas petrolíferas* y la roca donde finalmente se acumula el petróleo se llama *roca reservorio* y debe tener una porosidad adecuada para contenerlo (Salvat, 2004 en Paladines, 2005; 170-171).

En este punto es importante hablar del sistema petrolero, que en terminología de los geólogos constituye una maquinaria subterránea de hidrocarburos que genera, transporta y almacena petróleo y gas (Roberts, 2004; 72). En la figura 1 se puede observar que el petróleo está ubicado en los espacios de la roca porosa, entre las areniscas y calizas. Un depósito de petróleo puede estar localizado en tierra firme o bajo el lecho marino. En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman *formaciones*² y se identifican por la edad, el tipo y el material de rocas con que se formaron.

Figura 1: Sistema del petróleo



Fuente: petroleumsupport.com

2 El término *formación* considera una asociación de rocas que tienen un proceso de formación común (Paladines, 2005).

Características físico-químicas del petróleo

Las diferentes clases de petróleo tienen características físicas y químicas que las distinguen entre sí. Estas pueden ser: color, olor, densidad, sabor, índice de refracción, coeficiente de expansión, punto de ebullición, punto de congelación, punto de deflagración, punto de quema, poder calorífico, calor específico, calor latente de vaporización y viscosidad.

Los colores del petróleo pueden variar por la reflexión de la luz desde amarillos pálidos, amarillos con tonos azules, verdes, rojos y marrones, hasta llegar al negro. Los crudos pesados y extra pesados son negros en su totalidad, mientras que los más livianos pueden llegar a tener un color blanquecino verdoso (Wauquier, 2004; Paladines, 2005; 169). El olor de los crudos es aromático, como el de la gasolina o de otros derivados. Si el crudo contiene azufre, su olor será fuerte; si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores serán irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. Para atestiguar el nivel de calidad de los crudos estos pueden ser designados como dulces (*sweet crude oil*)³ o agrios (*sour crude oil*)⁴.

La densidad es la relación que existe entre la masa de una sustancia y el volumen que ocupa. Los grados API son una escala de gravedad específica⁵ desarrollada por el American Petroleum Institute (API) para medir la densidad relativa de varios petróleos líquidos, expresada en grados. Esta escala ha sido diseñada de tal forma que la mayoría de valores se encuentran entre 10° y 70° API⁶. La densidad API del agua es 10°.

Los hidrocarburos están formados por carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre. La composición promedio del petróleo tiene 85 % de C, 12 % de H y 3 % de S, O, N y otros elementos metálicos, pero es muy variable y depende del lugar donde se ha formado, debido a las diferentes fracciones de hidrocarburos y la variación en la concentración de los elementos.

3 *Sweet crude oils* o crudos dulces son aquellos que tienen poco contenido de sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono (SLB).

4 *Sour crude oils* o crudos agrios son aquellos que contienen sulfuro de hidrógeno o dióxido de carbono (SLB).

5 Gravedad específica (SG) es la relación del peso de un volumen dado de un material, con el peso de igual volumen de otra sustancia usada como estándar. Para sólidos y líquidos, el estándar es usualmente el agua ($H_2O = 1$) y para gases, el estándar es el aire (air = 1) (AGA).

6 Gravedad API = $(141,5/SG \text{ a } 60^\circ \text{ F}) - 131,5$; donde SG es la gravedad específica.

La historia del petróleo en Ecuador

En el Ecuador, el conocimiento de la existencia de petróleo data de antes de la Colonia. Los primeros descubrimientos fueron hechos por los indígenas en la costa sur ecuatoriana, en la actual provincia de Santa Elena.

En Ecuador se explota petróleo en dos zonas: en la península de Santa Elena y en la Amazonía ecuatoriana. La historiadora Jenny Estrada, en su libro *Ancón*, señala que el petróleo de la península se conocía desde antes de la llegada de los españoles a estas costas. Los nativos lo llamaban *copey* o *copé*. Luego esos yacimientos fueron explotados primitivamente y la producción se exportaba a Perú para la fabricación de brea. El padre Juan de Velasco, en su *Historia del Reino de Quito*, da cuenta de que en los pueblos de Chanduy y Chongón, en la provincia de Santa Elena, existían diversos manantiales perennes naturales de alquitrán y brea, que se utilizaban para calafatear los barcos (Gordillo, 2003).

Sin embargo, recién a mediados del siglo XIX se conocen datos ciertos sobre la existencia del petróleo en el país. En 1858, el geógrafo ecuatoriano Manuel Villavicencio, en su libro *Geografía sobre el Ecuador* relata que encontró asfalto y alquitrán en el río Hollín y en los manantiales salitrosos de la cordillera del Cutucú, provincia de Morona Santiago.

El territorio de Ecuador está determinado por un tipo de zonificación geotécnica y mineralógica. En los Andes ecuatorianos destacan dos unidades geotécnicas: la cuenca antearco, que comprende las cordilleras de la Costa, y la cuenca amazónica. Las formaciones geológicas más conocidas de la cuenca amazónica son: Hollín-Napo, Tena, Tiyuyacu, Chalcana, Arajuno, Hambira, Chambira, Mesa, Santiago, Macuma y Chapiza (Paladines, 2005; 180).

Descubrimiento del primer pozo petrolero en la costa ecuatoriana

Como hemos dicho, los primeros descubrimientos fueron hechos por los indígenas en la costa sur ecuatoriana, en la actual provincia de Santa Elena, donde el petróleo se encuentra almacenado en areniscas de edad neogénica, y las trampas petrolíferas son principalmente de fallas y estratigráficas (Paladines, 2005; 171).

En 1878, se otorgó la primera concesión, a favor del ciudadano colombiano M. G. Mier, para que pudiera extraer de los terrenos comprendidos en la jurisdicción de la parroquia Santa Elena toda especie de sustancias bituminosas (petróleo, brea y kerosene) que en ellos se encontraran. En 1885, el italiano Salvatore Viggiani consolidó los derechos de varios concesionarios de esos suelos. En 1886, el Congreso de la República expidió el primer Código de Minería del Ecuador, que declaraba la propiedad estatal sobre minas, pero que reconocía el dominio particular sobre la superficie del terreno que las cubra.

En 1890, el Congreso reformó el Código de Minería e introdujo una enmienda que permitió el arrendamiento de las minas hasta por 50 años, disposición que fue derogada por el Congreso de 1901. En 1902, se concedió a Salvatore Viggiani derechos sobre los yacimientos Carolina, Las Conchas y Santa Paula, cuya extensión era de 1 200 hectáreas. Estos yacimientos se otorgaron más tarde al Dr. Francisco Illescas, quien traspasó el dominio a la empresa Carolina Oil Company. La concesión caducó en 1972 y desde 1973 los campos fueron revertidos al Estado, a través de CEPE, que recién asumió su explotación en 1976.

En 1909, se firmó el contrato para la exploración y la explotación de minas y yacimientos de petróleo, asfalto y gas natural, a favor de Carlton Granville Dunne. En ese mismo año, se obtuvieron los derechos para explorar y explotar el petróleo de 23 yacimientos repartidos en una superficie de 8 900 hectáreas. Para ello, se fundó la empresa Concepción Ecuador Oil Limited.

En 1911, llegaron a Ecuador los primeros equipos manuales de perforación a percusión, importados desde Inglaterra por el geólogo francés Carlos Van Isschot. En este mismo año, se descubrió el primer pozo petrolero denominado Ancón 1 en Santa Elena, cuyo crudo liviano era de entre 30° y 40° API. Con ese acontecimiento se inició la explotación de petróleo en Ecuador.

En 1916 se formó en Guayaquil la compañía Mine Williamson y Co., para explotar el petróleo de la Península. En 1919, se fundó en Londres la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited para explotar yacimientos de Santa Elena. Esa compañía se instaló en Guayaquil en 1923 y obtuvo, por traspaso, los derechos de la empresa Mine Williamson.

En 1921, el presidente José Luis Tamayo expidió la primera ley sobre yacimientos de hidrocarburos, inspirado por un abogado extranjero que entonces estaba de paso por el país. El pozo Ancón 4, en Santa Elena, de la compañía Anglo, resultó productivo, con 30 mil barriles diarios.

En 1929, la empresa Petrópolis Oil Company obtuvo una concesión de 1 200 hectáreas en la misma península. Sus estructuras resultaron positivas y acrecentaron el interés por otras áreas de la región. En ese mismo año, la sociedad conformada por Ecuadorian Oilfields Limited y Juan Xavier Marcos obtuvo concesiones en esta zona.

Desde 1927, se produjo un incremento sustancial en la producción petrolera de la compañía Anglo en esa región: de 3 000 barriles diarios de promedio, continuó su crecimiento consistentemente hasta 1955 cuando alcanzó su máximo nivel con cerca de 10 000 barriles por día (Gordillo, 2003). Actualmente en esta zona se extrae crudo de 32°, aunque en pequeña cantidad, considerado como uno de los mejores por su mayor facilidad para la refinación.

En 1933, se creó la Dirección General de Minas y Petróleos, adscrita al Ministerio de Obras Públicas, y se nombró a su primer director, justamente a quien fuera gerente vitalicio de Anglo, Enrique Coloma Silva.

En 1937, durante el gobierno de Federico Páez, se promulgó una nueva Ley de Petróleos que facilitaba la apertura ilimitada del país a compañías extranjeras. En 1938, el Jefe Supremo de la

República, general Alberto Enríquez Gallo, expidió el Decreto N.º 45, que introdujo modificaciones al contrato a la compañía Anglo, que beneficiaron al país, al incrementar las regalías que pagaba esa empresa.

En 1940, Anglo construyó la primera refinería, a la que llamó La Libertad, en Santa Elena, que estaba compuesta por dos plantas de destilación primaria para procesar 1 000 barriles de crudo por día. Las actividades petroleras de aquellos años estuvieron caracterizadas por privilegios y concesiones a varias compañías extranjeras, sin beneficio para el Estado ecuatoriano. En 1941, la Compañía Petrolera Comercial de la Costa, Ecuapetrol, logró una concesión que posteriormente la traspasó a Manabí Exploration Company, que emprendió la búsqueda de petróleo en la provincia de Esmeraldas, en la frontera con Colombia. A esta empresa se adjudicaron tierras en Daule, cerca de Guayaquil, que luego fueron traspasadas, en 1950, a la compañía Tennessee. Meses más tarde, se creó Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana, que ocupó el segundo lugar en importancia en la Península, después de Anglo. En 1948, Shell devolvió al Estado parte de su concesión, indicando que no existía petróleo en la Amazonía.

En 1954, la California Oil Company, subsidiaria de la Standard Oil Company, obtuvo en concesión áreas para explorar en las costas del golfo de Guayaquil, en la cuenca de Manta y en la provincia de Esmeraldas, en Borbón. Los resultados fueron negativos y las concesiones fueron devueltas. En 1957, se entregó en concesión a la empresa de Alberto Puig Arosemena 2 460 hectáreas. En 1964, la Junta Militar de Gobierno otorgó al consorcio Texaco-Gulf una concesión de 1 431 450 hectáreas, en la Amazonía, por 40 años, prorrogables por 10 más.

En 1965, la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited amplió sus concesiones en el Litoral al recibir una adjudicación de 491 000 hectáreas. Los resultados de su búsqueda fueron negativos y, por ello, la devolvió. En 1967, Anglo proclamó que los yacimientos de la península de Santa Elena estaban casi agotados, por lo que su operación no sería rentable. Por ello, determinó que desde ese año se dedicaría a la refinación, mediante la importación de mezclas de crudos y al monopolio de la distribución de gasolinas de 64 y 80 octanos.

La explotación y luego la refinación del petróleo encontrado en la provincia de Santa Elena, hizo posible abastecer de combustibles al mercado interno. Sin embargo, el crecimiento de la población ecuatoriana, y por ende el consumo de derivados, hicieron que esa producción de crudo, que hasta 1955 se ubicó en 10 000 barriles diarios, resultara insuficiente para cubrir la demanda nacional. Esto motivó a que los diferentes gobiernos ecuatorianos iniciaran una intensa búsqueda de hidrocarburos en el país, con lo cual se abrió una época de concesiones y arrendamientos indiscriminados a compañías privadas y personas naturales, en el marco de la Ley de Petróleo de 1937.

Entre 1928 y 1957, el país exportó 42 millones de barriles. En este tiempo se alcanzó un volumen similar a las exportaciones de los primeros ocho meses de 1972, cuando se inició el nuevo periodo petrolero en Ecuador.

Actualmente, en la Península se extrae un crudo de 33,4° API en promedio, aunque en pequeña cantidad. En 2012 la península de Santa Elena cerró con una producción de crudo total anual de 473 685 barriles. De este total, el Bloque Pacoa tuvo una producción anual de 19 787 barriles, mientras el Gustavo Galindo una producción anual de 453 898 barriles (ver Tabla 1).

Tabla 1: Producción, en barriles, de los bloques petroleros de la península de Santa Elena

AÑO	BLOQUE 1 (PACOA)		BLOQUE 2 (GUSTAVO GALINDO)		PRODUCCIÓN TOTAL
	PRODUCCIÓN ANUAL	PROMEDIO DIARIO	PRODUCCIÓN ANUAL	PROMEDIO DIARIO	
2008	35 377	97	534 255	1 460	569 632
2009	27 697	76	504 952	1 383	532 649
2010	25 678	70	487 839	1 337	513 517
2011	21 416	59	473 349	1 297	494 766
2012	19 787	54	453 898	1 240	473 685
TOTAL	129 955	71	2 454 293	1 343	2 584 248

Fuente y elaboración: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, Coordinación de Control Técnico de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural.

La península de Santa Elena tiene en promedio 35 pozos en producción en el Bloque 1, y en el Bloque Gustavo Galindo, un promedio de 1 240 pozos.



Explotación petrolera en la península de Santa Elena.

Descubrimiento y actividad petrolera en la Región Amazónica ecuatoriana

En la Amazonía ecuatoriana existe una de las cuencas subandinas más complejas y más atractivas, tanto desde el punto de vista científico como del económico. Se sitúa entre la cordillera de Los Andes y los escudos guayanés y brasileño. Tiene dirección norte-sur y, topográfica y geológicamente, se extiende hasta las fronteras con Colombia y Perú. En la región nororiental, las arenas saturadas de petróleo pesado y asfalto afloran a lo largo de las riveras de los ríos Hollín, Jodachi y Napo (Paladines, 2005, 169).

Los yacimientos petrolíferos de la Amazonía ecuatoriana son de edad cretácica; la roca almacén está constituida por las areniscas de la formación Hollín y por niveles superiores de areniscas localizadas de preferencia en la parte inferior de las formaciones Napo y Tena; la roca madre posiblemente es de formación Napo. Las trampas petrolíferas están constituidas por estructuras de pliegues sencillos anticlinales y por fallas; las trampas estratigráficas tienen un gran potencial de desarrollo (Paladines, 2005; 171).

En 1921, se realizó en la región Amazónica la primera concesión, por más de 50 años, a la Leonard Exploration Company, en un área de 25 000 km², para estudiarla y explotarla. La concesión fue cancelada a los 16 años, debido a que se negó a pagar al Estado una deuda de 126 000 sucres. A esta empresa se sumaron otras tantas: Royal Dutch Shell, Standar Oil o Minas y Petróleos del Ecuador, que con sus estudios, iniciaron el descubrimiento de la cuenca amazónica y sus grandes potenciales de reservas de hidrocarburos.

En la década de 1940, la compañía Shell exploró en la cuenca amazónica ecuatoriana y perforó varios pozos exploratorios: Macuma 1, Cangaimo 1, Oglan 1 y Tiputini (Petroecuador, 2006). En 1948, la empresa Shell devolvió al Estado parte de la concesión, argumentando que no existe petróleo en la zona. Esta aseveración determinó que, en 1952, el entonces presidente, Galo Plaza, luego de una visita a la Región Amazónica, expresara la famosa frase: “El Oriente es un mito, el destino ha querido que no seamos un país petrolero, sino agrícola”. En 1948, se decretó una nueva concesión de cuatro millones de hectáreas, a 10 centavos de sucre por hectárea, a favor del Consorcio Estándar Royal (Esso Shell).

En la década de 1960, Ecuador fue víctima de una triste historia, cuando se otorgó una concesión de 4 350 000 hectáreas a favor de la compañía Minas y Petróleos del Ecuador, cuyo presidente, el ciudadano austriaco Howard Steven Strouth, mandó a acuñar una medalla de plata en la que constaba su efigie y la leyenda en el reverso que decía: “Descubridor de petróleo en el Oriente” y, en el anverso, un mapa de la concesión. Posteriormente, se traspasó en una suma millonaria la concesión Coca al Consorcio Texaco-Gulf, sin conocimiento ni autorización del gobierno nacional, por la que había pagado al Estado ecuatoriano 0,022 sucres por hectárea. En este contrato, en particular, se reservaba una actividad a Ecuador que era el cobro de regalías de los derivados que se obtenían con el petróleo. Howard Steven Strouth vendió las acciones de Minas y Petróleos a ocho compañías internacionales y, él mismo, conformó una serie de

empresas fantasmas a las que sucesivamente traspasó acciones. Finalmente, negoció el 75 % de acciones con las compañías Norsul y Fénix de Canadá. Por toda esta serie de irregularidades, años más tarde, se decretó el impuesto del 86 % al traspaso ilegal de concesiones realizadas en el pasado y se dispuso que el consorcio Texaco-Gulf se convirtiera en agente de retención de ese impuesto. Su producto se destinó a la capitalización del Banco Nacional de Fomento. El contrato con Minas y Petróleos caducó porque esta empresa se negó a cumplir con la Ley de Hidrocarburos y a firmar un nuevo documento. El Estado ecuatoriano licitó estas áreas, pero solo dos empresas presentaron ofertas: YPF, de Argentina, y Kopex, de Polonia. La razón fue porque la compañía Minas y Petróleos boicoteó a las empresas interesadas en participar, amenazándolas con demandarlas, si firmaban contratos con el país.

En 1964, la Junta Militar de entonces otorgó, por 40 años, prorrogables por 10 años más, una concesión de 1,4 millones de hectáreas al consorcio Texaco-Gulf, pero el área disminuyó debido a que en 1965, mediante decreto, se estableció que el límite de las áreas para exploración sería de 500 000 hectáreas y para explotación, 250 000 hectáreas.

La nueva era petrolera empezó el 29 de marzo de 1967, cuando brotaron 2 610 barriles diarios de petróleo en el pozo Lago Agrio 1, a una profundidad de 10 171 pies, en la concesión Texaco-Gulf. En 1968, aumentó el proceso para la explotación de áreas hidrocarbúferas. Solamente en los meses de julio y agosto se otorgaron concesiones a siete empresas por cerca de 4 000 000 de hectáreas. En 1970, la compañía William Brothers inició la construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano para transportar el crudo desde la Amazonía hasta Balao.

En 1971, el presidente Velasco Ibarra promulgó dos leyes importantes: la Ley de Hidrocarburos y la Ley Constitutiva de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, que entraron en vigencia en 1972. En 1972, se revisó el contrato original de Texaco-Gulf y se obligó a la empresa a devolver al Estado ecuatoriano 930 000 hectáreas.



Explotación petrolera en la Región Amazónica.

En 1972, en vísperas de iniciar las exportaciones de crudo Oriente, más de 4 000 000 de hectáreas de la Región Amazónica y el Litoral estaban en poder de diversas compañías extranjeras. Desde mediados de 1972, el sector petrolero asumió importancia inusitada en la estructura económica del país, porque Texaco-Gulf comenzó a extraer volúmenes de crudo jamás conocidos en la historia ecuatoriana y ello produjo cambios económicos sustanciales en el comportamiento financiero nacional. Estos hechos enunciados rápidamente muestran la historia de las inversiones petroleras privadas en Ecuador. Desde entonces, el país concentró su esfuerzo en explorar en la Amazonía mediante la concesión de más de 3 000 000 de hectáreas, obtenida a través de una división de la empresa Anglo Oriente.

En definitiva, a partir de 1972, el sector externo se convirtió en el componente central de la dinámica económica de Ecuador. Se produjo un auge de las exportaciones petroleras y otros productos agroindustriales en esa década, al mismo tiempo, una expansión de los principales indicadores económicos y se dio lugar a una situación favorable cuando Ecuador ingresó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP⁷, que incidió directamente en el precio de las exportaciones y, específicamente, en el indicador de los términos de intercambio (Bocco, 1983, 490). La renta petrolera proveniente de la comercialización externa provocó un fortalecimiento del sector externo y de la capacidad financiera del Estado ecuatoriano.

La bonanza petrolera de los años setenta se debió al descubrimiento y la explotación de ricos yacimientos petrolíferos en la Región Amazónica ecuatoriana. El país se convirtió en exportador neto de hidrocarburos y se benefició por el incremento del precio del crudo en el mercado internacional. El *boom* generó ingresos que se tradujeron en un aumento promedio del 9 % del Producto Interno Bruto (PIB) al año, pero debido a una caída internacional repentina de dicho precio, ese índice decreció en los años ochenta hasta alcanzar el -6,7 % en 1987 (Fontaine, 2002:103). En el año 2011, los ingresos petroleros representaron el 37,8 % del total del sector público no financiero (BCE, 2012).

⁷ Los países miembros de la OPEP son: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Catar, Indonesia, Libia, Emiratos Árabes Unidos (hasta 1974, Abu Dabi), Argelia, Nigeria, Ecuador, Gabón (abandonó la OPEP en 1995). Los cinco primeros países crearon la OPEP en 1960. Ecuador abandonó la OPEP en 1995; sin embargo, volvió a ser miembro en 2007. Los factores que incidieron en la creación de la OPEP son múltiples: el deterioro casi constante de los términos de intercambio del petróleo, las políticas restrictivas impuestas al finalizar la década de 1950 a las importaciones de petróleo por el principal consumidor –Estados Unidos–, el considerable aumento de las ventas de crudo soviético en el mercado internacional y la creciente participación de empresas petroleras independientes en el comercio internacional. En ese contexto, la OPEP fue creada en la Primera Conferencia de los Países Petroleros, realizada en Bagdad, Irak, el 14 de septiembre de 1960, como culminación de un proceso de reivindicaciones emprendido por los países petroleros de América Latina y el Oriente Medio, con respecto al dominio directo de los recursos naturales, a la regulación de los permisos de explotación a las compañías extranjeras, a la creciente participación de los gobiernos en las ganancias de la explotación del petróleo y a la política de precios de producción de las compañías multilaterales. La creación de la OPEP fue un paso trascendental e histórico que modificó más tarde el equilibrio económico y político del mundo. La OPEP tiene cuatro organismos: la Conferencia, la Junta de Gobernadores, la Secretaría y la Comisión de Economía. Durante sus primeros años, el precio del barril de petróleo era muy bajo, apenas alcanzaba 1,50 dólares y era fijado por compañías extranjeras que controlaban el mercado. Luego, los países exportadores propusieron de forma soberana influir sobre la fijación de precios.

Estos datos muestran que Ecuador, a pesar de no ser uno de los principales productores a nivel mundial, es un país dependiente de petróleo y con la renta petrolera se ha financiado la política social, laboral, agrícola y eléctrica.

Actualmente, el crudo que se exporta desde la Amazonía ecuatoriana tiene 26° API en promedio y se denomina *Oriente* (inicialmente era un crudo liviano de 29°; sin embargo, se fue agotando). El país también exporta crudo semipesado, de 19° API, conocido como *Napo*.

Fases de la industria petrolera

La secuencia de procesos para la producción de petróleo se conoce generalmente como *cadena de valor* y comprende una serie de pasos necesarios para agregar valor a una materia prima.

Upstream: exploración y producción

La exploración es una de las actividades más importantes en la búsqueda de petróleo y consiste en la localización de las capas de rocas sedimentarias en el subsuelo, con la ayuda de métodos geológicos⁸ y geofísicos⁹. Se perfora el suelo para recolectar muestras de terreno y estudiar estratos; con esos datos se realiza una carta geológica, con la que se define la posibilidad de existencia de petróleo.

Luego se procede a la exploración sísmica, que consiste en producir temblores artificiales en el subsuelo, mediante la colocación de cargas explosivas en tierra a poca profundidad o un cañoneo con aire comprimido en el mar. Estas explosiones generan ondas vibratorias que son registradas en la superficie por aparatos de alta sensibilidad llamados *geófonos*, que graban

8 El objetivo del método geológico es encontrar una roca que se haya formado en un medio propicio para la existencia del petróleo, es decir, suficientemente porosa y con la estructura geológica de estratos adecuada para que puedan existir bolsas de hidrocarburo. Hay que buscar, luego, una cuenca sedimentaria que pueda poseer materia orgánica enterrada hace más de diez millones de años. Para todo ello, se realizan estudios geológicos de la superficie, se recogen muestras de terreno, se inspecciona con rayos X, se perforan los estratos para estudiarlos y, con todos esos datos, se realiza la carta geológica de la región que se investiga. Tras nuevos estudios *sobre el terreno* que determina si hay rocas petrolíferas alcanzables mediante prospección, la profundidad a la que habría que perforar, etc., se puede llegar ya a la conclusión de que si es conveniente o no realizar un pozo-testigo o pozo de exploración. Los técnicos señalan que, únicamente, en uno de cada diez pozos exploratorios se llega a descubrir petróleo y solo dos de cada cien dan resultados que permiten su explotación de forma rentable.

9 Cuando el terreno no presenta una estructura igual en su superficie y en el subsuelo (por ejemplo, en desiertos, en selvas o en zonas pantanosas), los métodos geológicos de estudio de la superficie no resultan útiles, por lo que hay que emplear la Geofísica, ciencia que estudia las características del subsuelo sin tener en cuenta las de la superficie. En la exploración, la obtención de fotografías aéreas del terreno es vital. Hoy en día desde los satélites se obtienen fotos en color, lo que asegura una mayor precisión en los datos obtenidos. Con ellos se elabora un mapa del subsuelo que permitirá determinar en qué zonas es más probable que pueda existir petróleo. También se emplea el magnetómetro, un dispositivo que detecta la distribución interna de los estratos y de los tipos de roca, gracias al estudio de los campos magnéticos que se crean.

los resultados en forma de redes lineales, que muestran una radiografía del subsuelo. Con los resultados, se define la posibilidad de existencia de petróleo. Hay técnicas sísmicas tridimensionales de alta resolución que permiten obtener imágenes del subsuelo en su posición real, incluso en situaciones estructurales complejas.

La producción es la extracción de petróleo y gas del subsuelo. El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzará la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos para llevarlo a un sitio donde es sometido a tratamiento primario, para deshidratarlo y estabilizarlo, eliminando los compuestos más volátiles. Posteriormente se transporta a refinerías o plantas de mejoramiento. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen el uso de bombas, la inyección de agua o de gas, entre otras.

Con la perforación se conocerá con exactitud la existencia de petróleo en el subsuelo. Esta es una actividad muy costosa, por la cantidad y la calidad de equipos necesarios; por ello es considerada por los expertos como de alto riesgo. Si los resultados de la perforación exploratoria son positivos, comenzará un programa de perforación de pozos, llamados *de avanzada*, que sirven para delimitar geológicamente la estructura y, a continuación, se abrirán los *pozos de desarrollo* destinados a explotar el campo petrolero. Se extrae el crudo que permite el yacimiento de acuerdo con sus características y el método que se emplee. La profundidad de un pozo puede estar entre 2 000 y 25 000 pies (600 y 7600 m). La perforación inicial en un área geológicamente inexplorada se denomina *pozo exploratorio*. Una vez aprobada la localización del pozo exploratorio, se construye el camino de acceso y se transportan el equipo y todos los materiales necesarios para esta actividad. Existen dos sistemas comunes de perforación: a percusión¹⁰, que es el más antiguo y actualmente casi en desuso, y a rotación¹¹, que se utiliza hoy en forma mayoritaria. Una vez que se determina la existencia de estratos potencialmente productivos de petróleo, el siguiente paso es la *completación del pozo*, que es el acomodamiento de la excavación que permita la producción de crudo, evitando hundimientos o desmoronamientos o la invasión de agua. El método más utilizado es el uso de cemento, que se coloca dentro del espacio anular, entre las paredes del pozo y las tuberías de revestimiento, para luego de fraguado convertirse en una pared permanente e impermeable.

10 Se utiliza un taladro (o barrena) pesado, unido a una barra maestra que aumenta su peso; se sostiene con un cable de acero conectado a un balancín que le imprime un movimiento alternativo de ascenso y descenso al ser accionado por un motor. Periódicamente se retira el taladro para extraer los materiales o residuos, con una herramienta llamada *cuchara*. Actualmente ya no se utilizan estos equipos, debido a su lentitud, y solamente son empleados para pozos poco profundos.

11 Esta técnica utiliza también un taladro (o trépano) hueco que va unido a una serie de tuberías de acero, que giran impulsadas por la mesa rotativa, ubicada en la base de la torre y unida por una transmisión a cadena con los motores del cuadro de maniobras. La mesa rotativa tiene en su centro un agujero cuadrado, por la que se desliza una columna de perforación de la misma sección, que desciende conforme avanza el trépano. De la parte superior de la torre se suspenden aparejos, que permiten levantar y bajar los pesados equipos. Se inicia la perforación con el movimiento de la mesa rotativa, hasta que sea necesario agregar nuevas barras de sondeo, que se enroscan y miden aproximadamente 9 m.

Formas de extracción

Existen dos métodos para la extracción del crudo. Uno de ellos es el flujo natural, en que la propia energía natural del reservorio es la que impulsa el petróleo a la superficie; en otras ocasiones, es la presión del gas libre la que induce al crudo a ascender a la superficie. El otro método es por flujo artificial, que puede ser realizado con las siguientes técnicas:

1. Inyección a presión de agua, gas o aire, a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a este.
2. Bombeo mecánico con bombas aspirantes de profundidad, accionadas por gatos de bombeo.
3. Bombeo hidráulico, inyectando petróleo a presión que regresa a la superficie bombeada.
4. Bombeo centrífugo, con bombas centrífugas de varias etapas, ubicadas cerca del fondo del pozo y accionadas por motores eléctricos controlados desde la superficie.

En el bombeo mecánico, mediante un continuo balanceo, se acciona una bomba en el fondo del pozo que posibilita la salida del petróleo. Esta bomba es conocida como *balancín*, que en el país puede ser observada en los pozos ubicados en la península de Santa Elena y en la Amazonía, donde se conserva uno, en el pozo Lago Agrio 1, localizado en la ciudad del mismo nombre. Finalmente, en el campo productor existen varios tipos de tanques que son los que permitirán la purificación del crudo extraído, puesto que el petróleo tal como surge no puede ser procesado. Antes debe ser separado del gas y el agua salada que lo acompañan y luego ser colocado en tanques de almacenamiento para su transporte hacia las refinerías y para exportación.



Pozo Ancón 1, 1978.

Midstream: transporte y almacenamiento de crudo y sus derivados

Esta parte del proceso está conformada por los sistemas de oleoductos, tanques y poliductos, que sirven para el transporte y el almacenamiento de crudo y derivados desde el lugar de producción hasta otro de consumo (exportación o industrialización).

Downstream: refinación y comercialización

La refinación es la fase en la que el crudo es transformado en diversos tipos de combustible, para darle valor agregado y satisfacer las necesidades energéticas del país y la exportación. La refinación del petróleo es un proceso que incluye el fraccionamiento y las transformaciones químicas del crudo para producir derivados comercializables. La estructura de cada refinería debe tener en cuenta todas las diferentes características del crudo. Además, una refinería debe estar concebida para tratar una gama bastante amplia de crudos. Sin embargo, existen refinerías concebidas para tratar solamente un único tipo de crudo, pero son casos particulares en los que las reservas estimadas de dicho crudo son consecuentes.

La comercialización es el proceso de venta del petróleo crudo en los mercados internacionales y de combustibles, en el interno. El concepto de industria integrada se refleja en la estructura de la petrolera estatal, que abarca casi todas las fases y puede atender las necesidades de combustibles del mercado interno con la agregación de un máximo valor al petróleo que se extrae.



Tanques de almacenamiento de crudo en Lago Agrio.



Complejo industrial Shushufindi.

El petróleo en la economía mundial

El petróleo como fuente de energía

El petróleo es la principal fuente de energía del mundo, vital para el normal funcionamiento de una economía y cualquier plan de desarrollo, crecimiento e industrialización. No obstante, en una civilización movilizadora por este tipo de energía, aparece el dilema de ser también una fuente de contaminación ambiental. Desarrollar nuevas tecnologías de reemplazo debe llevarle a la humanidad por lo menos tres décadas, pues en ese tiempo las reservas mundiales de hidrocarburos estarán por terminarse. Este gran descubrimiento energético también ha provocado la aparición de poderosos grupos económicos y geopolíticos. Las sociedades de los siglos XX y XXI han sufrido numerosos conflictos políticos y guerras en que ha estado de por medio el petróleo.

Por su parte, la matriz energética¹² mundial indica que la energía primaria de mayor importancia es el petróleo, aunque su participación en términos porcentuales es decreciente.

¹² La matriz energética expresa el total de energía demandada y utilizada a nivel mundial. Las energías primarias comprenden aquellas encontradas en la naturaleza y que no han pasado por ningún tipo de transformación: recursos renovables (energía hidráulica, eólica, solar) y recursos no renovables (petróleo, carbón y biomasa).

Así, mientras en 1980 el consumo de petróleo fue de 3 107 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)¹³, es decir, el 43 % de toda la matriz energética, en el año 2006 fue de 4 029 Mtep, tan solo el 34 % (IEA, 2008 en Castro, 2011).

La matriz energética mundial sustenta su crecimiento en combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), por ello, estos representan el 80 % de la matriz energética, mientras que el restante 20 % proviene de fuentes nucleares, biomasa, hidroelectricidad, y otras fuentes de energías renovables.

El consumo de petróleo se incrementó significativamente entre 1945 y 1975; después, este recurso se convirtió en la fuente de energía más dominante a nivel internacional. En los últimos años, el 80 % de petróleo se destina a la combustión de motores, el transporte y la obtención de productos químicos, medicamentos, lacas, disolventes, plásticos, antisépticos, materias sintéticas (Paladines, 2005; 170).

El mercado petrolero y el papel de las grandes empresas en el mundo

Las mayores reservas de petróleo se concentran en unos pocos países, mientras que los mayores consumidores casi carecen del recurso. Esto hace que el acceso a las reservas sea un factor importante en términos geopolíticos.

A esto se suma el hecho de que las grandes petroleras estatales están incursionando en nuevos sectores del mercado energético mundial, mediante la compra de empresas que ya no se resignan a la extracción de hidrocarburos (*upstream*) como sucedía años atrás, sin dejar los rentables negocios de distribución, refinación, petroquímica o generación eléctrica a las empresas privadas. Esto hace que las petroleras soberanas sean cada vez más importantes en los mercados energéticos mundiales y se encarguen de toda la cadena hidrocarburífera.

En este marco, las grandes empresas petroleras estatales han tenido un poder. En el año 2006, el 76 % de las reservas mundiales de petróleo se encontraba en países de la OPEP, el 10,5 %, en países de la ex Unión Soviética, y un 3,5% en Brasil, México y China. Por tanto, se puede decir que en la actualidad el 90 % de las reservas mundiales está en manos de petroleras estatales. Esto generó que las grandes petroleras internacionales (comandadas por las *majors* o *siete hermanas*¹⁴) debieran concentrar sus reservas en algunas pocas regiones (mayormente el golfo de México y el Mar del Norte) o limitarse a operar como socios minoritarios de las petroleras estatales.

¹³ Unidad de energía que mide toda la energía consumida (electricidad, combustibles y otros) en una unidad común energética que es la energía producida por determinado número de toneladas equivalentes de petróleo.

¹⁴ Las empresas petroleras conocidas como *siete hermanas* son: las estadounidenses Exxon (Standard Oil de Nueva Jersey, antes Esso), Mobil (Standard Oil de Nueva York), Chevron (Standard Oil de California), Texaco y Gulf; la británica BP (antes Anglo-Persa) y la angloholandesa, Royal Dutch Shell.

En América Latina, la ubicación de reservas es también desigual. Mientras Venezuela se encuentra entre las potencias petroleras mundiales (a punto de certificar sus reservas de petróleo extrasado que la catapultarán como la mayor reserva petrolífera del mundo), Brasil (primer consumidor de la región) dependió históricamente de la importación, habiendo llegado recién en el año 2006 a la autosuficiencia, pero manteniendo la dependencia externa de gas natural. Estos dos países, junto a México, acumulan el 90 % de las reservas de la región. En ellos, el mercado está dominado por sus petroleras estatales: PDVSA, Petrobras y PEMEX, respectivamente. Mientras tanto, la mayor parte de los países de la región son importadores netos de energía, aunque en muchos, el papel de las empresas estatales es central.

Ecuador es un productor mediano de petróleo en América Latina. Su mercado petrolero está manejado por la principal empresa pública EP Petroecuador.

Desde hace dos décadas el mercado petrolero mundial se ha vuelto cada vez más complejo. La llegada de nuevos jugadores y la sofisticación de los instrumentos financieros lo convierten, además, en un mercado altamente volátil. Para entender la nueva configuración del mercado petrolero internacional, es necesario revisar las interacciones entre los factores determinantes del precio y los diversos jugadores que intervienen en ellas. En ese sentido, hasta la década de 1970, el mercado petrolero estaba regido por una lógica oligopólica, en virtud de lo cual, unos cuantos actores fijaban los precios de venta a favor del productor. El precio era marcado en un primer momento por las *majors* o *siete hermanas* y, en un segundo, por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), surgida en 1960 como respuesta a la decisión unilateral de las *majors* de reducir los precios del crudo en un 20 % (Ruiz-Caro, 2001:16 en Orozco, 2011).

En el primer periodo, las *majors* lo fijaban a favor del productor en función del precio del crudo del golfo de México, sumado el costo del transporte (Amic, 2006: 33, en Orozco, 2011). La OPEP cambió este sistema (que duró hasta finales de la década de 1970) por un mecanismo de precios oficiales de acuerdo con la cotización del crudo Arabian Ligh. De hecho, en la década de 1980, la estructura del mercado petrolero ya no era la misma. Por un lado, nuevos actores por fuera de la OPEP, como México, Gran Bretaña, Noruega, Alaska y otros, incrementaron su producción, lo que hizo que la OPEP perdiera terreno como proveedor de petróleo y fijador de precios. Por otro lado, los límites impuestos por los países productores a la inversión privada, a través de los procesos de descolonización y nacionalización hasta la década de 1970, restringieron el acceso a las reservas de las empresas tradicionales (*majors*) y alentaron una mayor competencia en el mercado, con una participación cada vez mayor de pequeñas petroleras independientes. Así, muy pocas empresas actualmente refinan su propio petróleo, y apuestan por acuerdos con otros productores, pequeñas petroleras y *traders*¹⁵ para facilitar el intercambio de los flujos.

¹⁵ Los *traders* o *intermediarios* son actores especializados en el manejo de operaciones de corto plazo. A través de la gestión de contactos de buques y puertos proporcionan facilidades para reducir costos de transacción y, en general, se encargan de los arreglos para el traslado físico del petróleo. Se consolidaron en el mercado en los ochenta con la emergencia del mercado *spot* u ocasional (contratos de venta de crudo a corto plazo). En el mercado del crudo británico cinco de cada seis transacciones son realizadas a través de intermediarios (Smith, 2009: 148).



La EP Petroecuador maneja el mercado petrolero del país a nivel mundial.

Las compañías petroleras nacionales y los cambios en la oferta y la demanda de petróleo

Los mercados mundiales están divididos en dos grupos, por un lado están los productores internacionales de petróleo (International Oil Companies –IOC–) y por otra, las empresas nacionales de petróleo (National Oil Companies –NOC–), que están incrementando su papel en el suministro de crudo en relación con las empresas tradicionales. Las NOC han contribuido a dinamizar el mercado petrolero durante los últimos años al incrementar el número de transacciones. La producción de las NOC representa un 50 % de la producción mundial frente al 12 % de las empresas tradicionales; además, controlan el 70 % de las reservas probadas en el mundo, operan bajo el poder soberano de los productores y fuera del alcance de la regulación de la competencia (Xiaojie Xu, 2007). China ha sido uno de los países que más fuerte impulso ha dado a sus NOC. Las altas tasas de consumo energético, que ya no pueden ser sostenidas con su producción interna, han llevado a alentar a las NOC chinas a entrar en mercados considerados riesgosos como Oriente Medio o América Latina.

La demanda de China, Brasil y otros países emergentes, está cambiando el mercado petrolero y ha impactado en el precio del crudo. Desde el año 2005, China ha recibido mucha atención por ser el mercado con mayor consumo de energía, pero también por ser el actor mundial más importante en estrategias y decisiones y con un gran impacto en todo el mundo (Xiaojie Xu, 2007). China empezó a llevar a cabo reformas económicas a principios de 1980. Al mismo tiempo, sus reservas de petróleo bajaron, lo que le obligó a explorar nuevos recursos

energéticos, tanto a nivel interno como externo. Su producción nacional ha alcanzado el máximo, ya que algunos campos como Giant Daqing, en el noreste, ya están envejeciendo. Ante la mejora de estrategias, las NOC de todo el mundo se han movido para convertirse en inversionistas internacionales tanto en el *upstream* como en el *downstream*. Esta medida global es necesaria para reemplazar las reservas limitadas de energía.

Nacionalización del petróleo a escala mundial

La historia muestra que las relaciones entre gobiernos anfitriones y petroleras extranjeras han sido tensas; ya a mediados del siglo XIX surgieron problemas relativos a expropiaciones¹⁶ y variaciones unilaterales de las condiciones de contratos. Las múltiples causas de nacionalismo petrolero pueden deberse a varios factores, entre ellos, la desconfianza, la importancia del petróleo (como el mayor generador de ingresos), el descontento que provocan contratos con petroleras extranjeras o el incremento de los precios del crudo. La nacionalización no se limita a determinados países. El fenómeno es antiguo y muy extendido tanto en países productores como en consumidores. En los países productores, el petróleo significa el principal activo económico, mientras que en los consumidores, es más estratégico. Suele afirmarse que el primer episodio de esa naturaleza es el de la nacionalización de las petroleras extranjeras que operaban en México en 1938, pero en realidad ya se habían producido hechos nacionalistas antes, en la ex Unión Soviética, en Rusia e incluso en Bolivia, en 1937. En la década de 1960 se produjeron nacionalizaciones en Irak y Libia, y en la de 1970, en el resto de países de la OPEP. El nacionalismo petrolero que surgió en la década del 2000 fue un nuevo fenómeno, esto ocurrió en Venezuela, Bolivia y Rusia (Mabro, 2007), aunque también surgió en otros lugares como en Ecuador.

La nacionalización limita de distintas formas la participación de las empresas privadas en el *upstream*. Por ejemplo, en México y Arabia no se permite la entrada de inversores privados y, en los países en los que se permite, se lo hace con restricciones. Una nacionalización implica un impacto en la política petrolera de cada país a nivel mundial.

La nacionalización del petróleo en México fue el resultado de grandes huelgas de los trabajadores petroleros que, mal pagados, explotados y en condiciones deplorables, por la Standard Oil, presionaron al presidente Lázaro Cárdenas a tomar la decisión. En Venezuela, en los años 1950, se logró que las petroleras extranjeras entregaran el 50 % de las utilidades al Estado venezolano, que recibía regalías irrisorias. La nacionalización se dio por la necesidad de explotar recursos de petróleo en el Orinoco, aumentar su exposición internacional y, por ende, mejorar el prestigio de la empresa.

¹⁶Implica un aumento de los activos de empresas nacionales y reducción de los activos de las internacionales (Mabro, 2007).

En Irán, en 1951 se produce una rebelión contra la monarquía. Mohamed Mossadegh fue el primer ministro que trató de nacionalizar los bienes de Anglo-Iranian Oil Company (actual BP). Sin embargo, las relaciones entre Anglo y los iraníes nunca fueron felices. En 1951, el primer ministro de ese entonces, Razmara, decidió manifestarse en contra de la nacionalización, pero después fue asesinado y Mossadegh asumió el poder, con el mandato de aplicar una ley de nacionalización del petróleo.

En 1953, Gamal Abdel Nasser, en Egipto, emprendió una lucha contra los intereses petroleros y cerró el canal de Suez por donde pasaban los barcos que transportaban petróleo procedente del Oriente Medio a los países europeos. En 1956 nacionalizó ese canal, lo que produjo un racionamiento de combustibles en Europa. Nasser atacó Israel y perdió el control sobre la orilla del canal. La guerra duró seis días.

Libia, Argelia y Egipto nacionalizaron el petróleo en 1960. Francia, en 1964, cuando perdió sus refinerías en la región, por las acciones de los países árabes. Las compañías British Petroleum y ESSO dominaban el Oriente Medio y ejercieron presión. También estuvo presente la francesa ELF, que originalmente era estatal. Su propósito era mantenerse independiente. En Italia, el ingeniero Enrico Mattei fundó la estatal Ente Nazionali Idrocarburi, ENI, nacionalizó el petróleo, creó un movimiento en Europa y dictó una ley para evitar que la industria petrolera quedase en manos extranjeras. Negoció con los países del norte de África y compró petróleo a Rusia, lo que molestó a los intereses dominantes de Occidente.

En el caso de Ecuador, la nacionalización se dio con el fin de ejercer soberanía en el manejo de la industria e incrementar la participación estatal en los ingresos petroleros. En primera instancia, el país vivió un nacionalismo modernizador impuesto por el gobierno militar de Rodríguez Lara (1972-1976). En 1973 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). En 1974, se nacionalizó Gulf Oil y se dio el monopolio del mercado interno a CEPE. En 1976, el Estado tomó el control del consorcio CEPE-Texaco, operador de campos ubicados en la Región Amazónica.

En octubre de 2007, el presidente Rafael Correa, mediante Decreto Ejecutivo 662, elevó al 99 % la participación del Estado en las utilidades que generan a las empresas petroleras privadas los altos precios del crudo, misma que hasta entonces había sido del 50 %. Además, dejó abierta la posibilidad de renegociar sus contratos respectivos en los meses siguientes (durante el primer semestre del 2008). Las transnacionales plantearon varios conflictos legales al Estado, el más significativo fue el que interpuso a la administración del anterior mandatario, Alfredo Palacio, la operadora Occidental, del Bloque 15 y los campos asociados de Limoncocha y Edén-Yuturi en la Amazonía, porque el gobierno había declarado la caducidad de su contrato en junio de 2006. El gobernante procedió de esa manera, en razón de que la transnacional había vendido una parte de sus acciones a una tercera empresa sin informar previamente al Estado ecuatoriano, tal como estipulaba el contrato, con lo que incurrió en causal de caducidad.

La visión equivocada sobre la empresa estatal fue producto de una sistemática campaña que aquellas fuerzas ocultas, apoyadas con algunos medios de comunicación, fomentaron en el imaginario colectivo. El significado que tiene para el país y para la economía ecuatoriana la existencia de la empresa petrolera nacional es históricamente fundamental. EP Petroecuador, la principal empresa petrolera del Ecuador, es para el país lo que PDVSA para Venezuela, ECOPETROL para Colombia, PEMEX para México, PETROBRAS para Brasil y ENAP para Chile: grandes y eficientes empresas. Si la economía crece como resultado del esfuerzo petrolero estatal y se aprovecha este crecimiento para impulsar los otros sectores productivos, se estarán sembrando transformaciones con futuro y beneficio para el país. Si el Estado y los gobiernos de turno actúan con honestidad y justicia, se lograrán metas no imaginadas para el futuro y así el petróleo seguirá siendo la base firme y el resorte del desarrollo por varias décadas.



Terminal de combustibles Cuenca, CEPE.



2

La estructura del Estado para el manejo del petróleo



2 La estructura del Estado para el manejo del petróleo

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, 1972-1989

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, se creó en junio de 1972, mediante Decreto Ejecutivo¹⁷ expedido por el entonces presidente Guillermo Rodríguez Lara. La serie de contratos y concesiones que se dieron a partir de 1960, y la confirmación de la existencia de petróleo en la Amazonía, influyeron en la creación de la corporación petrolera estatal. Este suceso fue una respuesta a la tendencia nacionalista mundial de mayor control de los recursos naturales por parte del Estado. Por primera vez en su historia, el país pasó a manejar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización, en ejercicio de un legítimo derecho del Estado, consagrado en la Ley de Hidrocarburos vigente.

La estatal petrolera pasó a jugar un papel importante en el país. Generó empleo, desarrolló inversiones y agregó valor al crudo. Dio más recursos al país, construyó gran parte de la actual infraestructura petrolera, descubrió campos petroleros y entró a extraer, refinar y comercializar derivados.

El mapa petrolero nacional comenzó a modificarse con la revisión de los contratos con las compañías extranjeras, a las que se les obligó a

¹⁷Decreto Supremo N.° 522, del 23 de junio de 1972, publicado en el Registro Oficial N.° 88 del 26 de junio del mismo año, en que se dispone la creación de CEPE como una entidad de derecho público, con personería jurídica adscrita al entonces Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. La Ley de creación fue codificada el 6 de septiembre de 1974 mediante Decreto Supremo N.° 926-A. CEPE inició su actividad el 23 de junio de 1972, con 17 funcionarios, un presupuesto de 29 millones de sucres y la misión de precautelar los hidrocarburos del suelo ecuatoriano para convertirlos en un recurso que alimente el desarrollo económico y social del país.

que devolvieran una parte de las áreas que habían recibido en concesión en años anteriores. Esos bloques pasaron a formar parte del patrimonio de CEPE. En 1972 la estatal asumió el control del poliducto Durán-Quito para el transporte de combustibles.

Desde 1974, CEPE comenzó a asumir la comercialización interna de derivados, que hasta ese entonces era responsabilidad de las empresas Anglo y Gulf, proceso que terminó de completarse en 1976. Para transportar la producción de crudo y derivados construyeron los terminales marítimo y terrestre de Esmeraldas y el poliducto Esmeraldas-Quito. Posteriormente, ampliaron los sistemas de almacenamiento en Guayaquil y Quito, e instalaron los terminales y las envasadoras de gas. El 19 de marzo de 1974 se adjudicó la construcción de la Refinería Esmeraldas al consorcio japonés Sumitomo Chiyoda por un monto de 160 millones de dólares. Hoy es la planta de procesamiento de crudo más grande del país.

En septiembre de 1975, CEPE asumió la comercialización del gas licuado de petróleo procesado por las compañías Cautivo y Anglo. En enero de 1976 revirtió al Estado todo el campo Ancón, operado y explotado por la compañía Anglo. En junio de ese mismo año, pasaron a poder del Estado las áreas que operaba CEPECA en Santa Elena y CEPE comenzó a explotar los 803 pozos productivos de esa región del país.

El consorcio CEPE-Texaco

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, entró a participar en la producción de crudo al comprar el total de las acciones de Gulf¹⁸ en el consorcio con Texaco, equivalente al 62,5%. Inicialmente, en julio de 1974, adquirió el 25% y en enero de 1976, el restante 37,5%. De esta manera, el consorcio quedó constituido por CEPE, como socio mayoritario, y Texaco¹⁹, como la empresa operadora. Las relaciones contractuales del gobierno con Gulf se terminaron en 1977. Sin embargo, la operación de los campos petroleros del consorcio, como el Oleoducto Transecuatoriano, quedó a cargo de Texaco hasta 1989.

18 Gulf, desafió las leyes, normas, disposiciones nacionales y el contrato firmado en 1973, al no depositar los valores correspondientes a los cargamentos de petróleo realizados en 1976.

19 En 1961, Minas y Petróleos, sin contar con el aval del gobierno ecuatoriano, traspasó al consorcio Texaco-Gulf un campo de 650 000 hectáreas que eran parte de su concesión. En 1964, el Estado ecuatoriano entregó a ese consorcio un área de aproximadamente 1 400 000 ha, por un periodo de hasta 58 años. Texaco, como operadora del Consorcio, inició su tarea exploratoria en la cuenca Oriente, con compañías de geología de campo a lo largo de toda la zona subandina, que consistió en mapeo geológico con levantamiento de columnas estratigráficas. Dichos trabajos permitieron detectar, entre otras, los anticlinales Bermejo y Payamino. Desarrolló grandes campañas de registro sísmico, 7 000 millas de aeromagnetometría y 17 680 millas cuadradas de aerofotografía. Texaco efectuó tareas exploratorias en la colindante cuenca colombiana de Putumayo, especialmente en el piedemonte, dentro de una gran concesión de 1 600 000 ha. Como resultado, con la perforación del pozo exploratorio Orito 1 en 1963, del que obtuvo una producción de 1 411 barriles por día de un crudo de excelente calidad (37° API), confirmó que la cuenca Putumayo era una cuenca petrolífera.

Esta situación implicaba una nueva responsabilidad para CEPE: se amplió el volumen de crudo que debía colocar en los mercados internacionales. En este periodo, los recursos petroleros permitieron al país desarrollar una vasta infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación, asegurando al país el autoabastecimiento de combustibles y con proyección para años venideros. Se invirtió adecuadamente en la infraestructura que la industria requería para el país, tanto para el mercado interno como para el externo.

En noviembre del mismo año se revirtieron al Estado 48 390 has del consorcio CEPE-Texaco, que, a su vez, continuó operando en 442 965 has hasta 1989.

Continuación de la actividad exploratoria de CEPE

En la década de 1980 la actividad exploratoria continuó a cargo de la empresa estatal CEPE. Los hechos más importantes se resumen a continuación.

En enero de 1981, el gobierno de Jaime Roldós inauguró la Planta de Gas de Shushufindi con una capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos de gas natural. En mayo de 1985, se firmó la contratación para la ampliación de la Refinería de Esmeraldas, cuya producción pasó de 55 000 a 90 000 barriles, con el consorcio japonés Sumitomo Chiyoda, a un costo de 114 400 000 dólares. Más tarde, en julio del año 1987, se inauguró la Refinería Amazonas en Shushufindi, con una capacidad para procesar 10 000 barriles diarios de crudo.

En 1982, CEPE exploró el suroriente de la cuenca amazónica, en una zona adyacente a la frontera con Perú, totalmente alejada de la infraestructura petrolera. Allí desarrolló un programa de sísmica, de cuya interpretación definió estas estructuras: Amazonas, perforada en ese mismo año; Marañón, Huito y Balsaura, perforadas al año siguiente; y Shionayacu, en 1984. El total de petróleo en el sitio descubierto fue de alrededor de 300 000 000 de barriles y las reservas del orden de los 40 000 000 de barriles.

En 1988, CEPE realizó su último descubrimiento al encontrar crudo en el campo Cantagallo, con 34 000 000 de barriles de reservas. Luego el pozo fue rebautizado como VHR, en homenaje póstumo a Víctor Hugo Ruales, ejecutivo de la compañía, quien fue uno de los artífices de la puesta en producción de los primeros campos de la estatal petrolera.

Impacto de la producción petrolera con CEPE en la economía ecuatoriana

A partir del descubrimiento de petróleo, Ecuador emprendió un camino de desarrollo y crecimiento. En efecto, la presencia de este recurso natural en la economía ecuatoriana representó, en primer lugar, el suministro de la energía necesaria para movilizar todos los sectores productivos del país (transporte, industrial, eléctrico y doméstico); por otro lado, la producción y las exportaciones de crudo de CEPE aportaron significativos porcentajes al Producto Interno Bruto (PIB), a la balanza de pagos, al financiamiento del gobierno central y al resto del sector público.

Según un reporte de la Dirección de Finanzas de CEPE, a partir de 1972, cuando el país incrementó su actividad hidrocarburífera, se posibilitó un notable incremento del PIB, al generarse un considerable monto de divisas, capitales externos y transformar la estructura de la economía. En esta etapa se modificaron los patrones de consumo de la población. CEPE mantuvo un constante crecimiento en sus ingresos económicos. Así lo señaló el economista José Gordillo, ex funcionario de la corporación, al manifestar que “mientras en 1973, que fue el primer año completo de actividad institucional, percibió apenas 134 000 000 de sucres, en 1983 esta cifra sobrepasa los 29 000 000 000 de sucres y para 1984 se aproxima a los 43 000 000 000 de sucres, lo cual implica un ritmo de crecimiento anual de 69 % en promedio”.

En 1973, el precio del barril de petróleo continuó ascendiendo. Esto, sumado al incremento de la actividad petrolera, fue un factor decisivo en el dinámico crecimiento de la economía, tanto en la contribución directa al PIB real, como por los recursos que proporcionó al gobierno para el financiamiento de sus programas. Entre 1970 y 1973 se cuadruplicó el monto de las exportaciones, aumentó en 38 % el PIB per cápita y en 60 % la remuneración de los empleados y se elevó a 58 % el consumo final de los hogares y en 65 % el gasto de la administración pública, cuyo efecto inmediato se reflejó en las cifras inéditas del Presupuesto General del Estado, la reserva Monetaria Internacional y otros aspectos de carácter macroeconómico.

Según documentos de la ex CEPE, 1976 fue el mejor año para la actividad petrolera por el incremento de la producción de petróleo, debido a la incorporación de nuevos campos en la Región Amazónica y el aumento de la demanda mundial de derivados, originada en el alto consumo de los países industrializados y la determinación de reservas para prever eventuales incrementos de precios. Las exportaciones de petróleo y derivados representaron, en 1983, el 74 % de las exportaciones nacionales, lo que demuestra la alta dependencia que el país tiene de este sector. De las rentas petroleras se benefició el Presupuesto General del Estado y varias entidades públicas del país, los municipios y consejos provinciales; las universidades y escuelas politécnicas nacionales; el entonces Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL); las Fuerzas Armadas; los bancos de la Vivienda y de Fomento; los Ministerios de Agricultura, Bienestar Social, Salud y Recursos Naturales; la Fundación del Niño; y otras instituciones nacionales que percibían participaciones menores.

Si bien CEPE, desde sus inicios, se enfrentó a circunstancias adversas originadas en la oposición de algunos sectores económicos, el país tuvo recursos financieros en montos hasta entonces desconocidos, como consecuencia de la extracción de crudo.

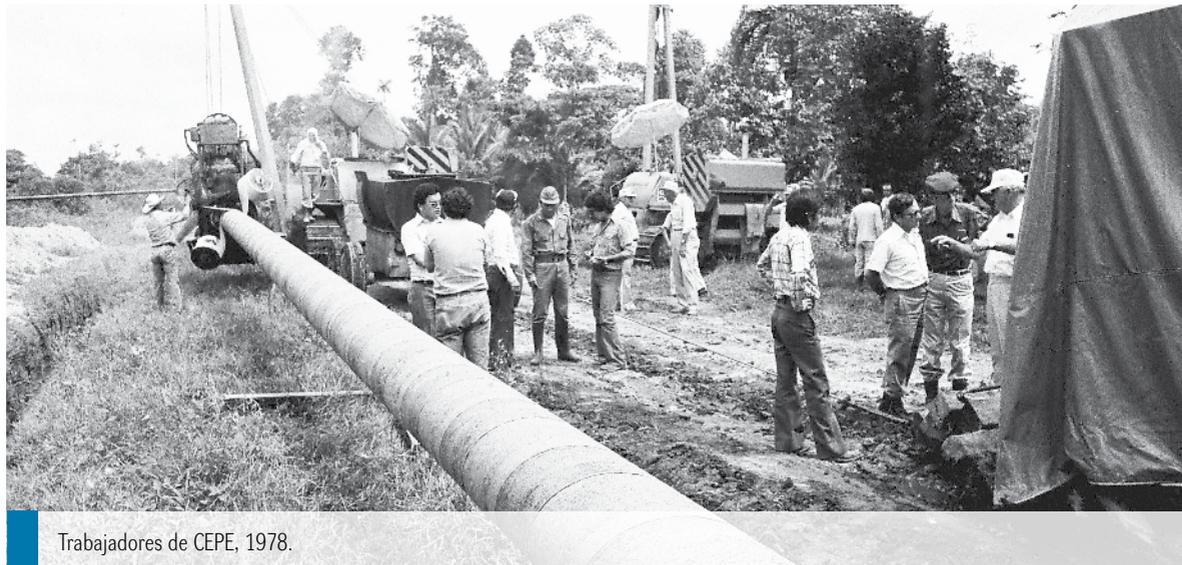
La obra desarrollada por la CEPE (infraestructura, descubrimiento de campos, comercialización de derivados) evidencia que su gestión no ha sido vana para el país, pero esa tarea no fue fácil.

Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, 1989-2009

Después de 17 años de vida de CEPE, en septiembre de 1989 se creó Petroecuador, mediante la Ley Especial N.º 45, durante el gobierno del doctor Rodrigo Borja Cevallos, con la que se dio paso a un nuevo modelo de gestión empresarial, acorde con las exigencias de un mundo cada vez más competitivo. CEPE se convirtió en la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, con la intención de mejorar la administración de los recursos petroleros estatales y dinamizar la industria hidrocarburífera, al dotarla de mecanismos que le permitieran competir en el mercado, con eficiencia y rentabilidad.

El crecimiento de las operaciones petroleras generó la necesidad de transformar CEPE. Ello dio como resultado una nueva estructura empresarial, con autonomía y capacidad de gestión. Petroecuador se instauró con personería jurídica; patrimonio propio; autonomía administrativa, económica, financiera y operativa; y facultades para cubrir sus costos empresariales, entregar al fisco el 90 % de sus ganancias e invertir el 10 % restante en su robustecimiento institucional, especialmente en el área de exploración. El carácter de *estatal* fue, sobre todo, para denotar que la empresa dependía totalmente del Estado, incluso su administración y que su principal objetivo era brindar servicio, mas no obtener rentabilidad.

Petroecuador heredó la totalidad de las actividades del consorcio CEPE-Texaco, las refinerías de Anglo y Repetrol, y el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), que desde entonces lo manejan técnicos ecuatorianos. Se conformó, además, la filial temporal Petroamazonas para que sea la operadora del consorcio CEPE-Texaco en representación del Estado ecuatoriano. El 7 de junio de 1993, mediante Decreto Ejecutivo N.º 851, se dispuso la fusión de Petroamazonas y Petroproducción.



Trabajadores de CEPE, 1978.

Al igual que su antecesora, Petroecuador continuó por la senda de logros y retos. Con una superficie prospectiva de un millón 500 mil hectáreas, elevó sustancialmente la producción petrolera, con descubrimientos de campos como Tigüino, Pucuna, Coca, Paraíso, Chanangue, Pañacocha y, el más importante, el tren estructural Ishpingo-Tambococha-Tiputini, hoy conocido como ITT. Amplió la capacidad de operación de las refinerías, el almacenamiento de petróleo y derivados en las plantas refinadoras y las terminales e incursionó en la venta de gasolinas, al construir la primera gasolinera propia, con moderna tecnología.



Estilo de gestión

Petroecuador tenía un esquema de *holding* en cuanto a la organización de sus actividades productivas. Todas sus unidades de negocios se gestionaban de manera independiente y reportaban sus actividades a la unidad central, que consolidaba los resultados. (Campodónico, 2007: 13). Según la Ley de Hidrocarburos y la Ley Especial de Petroecuador, la estatal tuvo por objeto la ejecución, el control y la administración de todas las actividades relacionadas con la industria hidrocarburífera: exploración, producción, transporte y almacenamiento de crudo y derivados, refinación y comercialización interna y externa de hidrocarburos.

Hasta el año 2009, Petroecuador funcionó como un holding, conformado por tres principales filiales: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial.

El *holding* estuvo conformado por una casa matriz y seis filiales. Tres eran de carácter permanente: Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial; y tres eran transitorias: Petroamazonas, Transecuatoriana de Petróleos y Petropenínsula S. A. Cada filial, a su vez, representaba una vicepresidencia²⁰ para Petroecuador. La filial en el *upstream* fue Petroproducción, que estaba compuesta por las subgerencias de operaciones, exploración y desarrollo, administrativa y financiera, contando para ello con las unidades de apoyo: control de gestión, sistemas, asesoría legal y relaciones públicas. Las otras filiales, como Petroindustrial y Petrocomercial, se ubicaban en el *downstream*.

Además del *holding* de las filiales, la matriz estuvo integrada por las siguientes dependencias: Presidencia Ejecutiva; Consejo de Administración; gerencias de Economía y Finanzas, Administrativa, Comercio Internacional y Oleoducto; Administración de Contratos; Vicepresidencia Corporativa Ambiental; Responsabilidad Social; Salud y Seguridad Integral; Unidad Coordinadora de las Rondas de Licitación Petrolera; y Unidad de Aviación.

La principal función de Petroecuador fue la de planificar las actividades, en cumplimiento de la política determinada por el Presidente de la República y ejecutada por el entonces Ministerio de Energía y Minas; mantener y aumentar las reservas; elaborar las bases para la contratación, la comercialización internacional de hidrocarburos y la inversión de utilidades; coordinar y supervisar las actividades de las filiales; celebrar contratos de exploración y explotación petrolera con empresas nacionales e internacionales; ejecutar auditorías internas; capacitar a su personal; desarrollar investigación tecnológica; y preservar el equilibrio ecológico.

La gestión empresarial de Petroecuador estaba sujeta a la Ley de Hidrocarburos, su Ley Especial, los reglamentos expedidos por el Presidente y las normas emitidas por los órganos de la empresa.

²⁰ La Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana, publicada en el Registro Oficial del 18 de agosto de 2000, reformó la Ley Especial de Petroecuador y estableció vicepresidencias en lugar de gerencias en las tres filiales del sistema.



Refinería Esmeraldas, la más grande del país.

La inversión

La inversión ejecutada de Petroecuador, sin incluir las alianzas operativas, en el 2005 ascendió a 178 millones de dólares, lo que representó un importante aumento del 38 % respecto del año anterior; sin embargo, la mayor inversión de la empresa fue registrada en el año 2002, con una suma de 192,3 millones de dólares. Los problemas financieros de la empresa, derivados de su dependencia del Ministerio de Finanzas, repercutieron negativamente en la empresa (Campodónico, 2007).

En el periodo 2000-2005, la inversión en la exploración y la producción de la filial Petroproducción representó la parte más significativa del gasto de inversión. En segundo lugar de importancia, estuvo la inversión ejecutada por la filial Petroindustrial, seguida de la inversión de la filial Petrocomercial, en el Oleoducto y la Matriz de Petroecuador.

Según la rendición de cuentas por parte de EP Petroecuador, en el año 2011 la inversión de la estatal en todas las fases de la industria hidrocarburífera sumó un total de \$ 1 222 millones, mientras que en el 2012, este monto se incrementó a \$ 1 362 millones, lo que significó un incremento del 21 %.

El aumento de la renta petrolera a favor del Estado

La Ley 44, reformativa de la Ley de Hidrocarburos, aprobada en 1993, introdujo los contratos de participación, con que las empresas privadas recibían un porcentaje del petróleo extraído, como pago por sus costos e inversiones, previamente acordado. El resultado de estas negociaciones dejó escasos beneficios al Estado.

En el año 2006, en el gobierno del presidente Alfredo Palacio, se declaró la caducidad del contrato celebrado con la empresa estadounidense Occidental, para la exploración y la extracción de crudo del Bloque 15 y los campos Limoncocha, Eden Yuturi y Yananquicha, en la Amazonía ecuatoriana. La compañía, que generaba cerca del 20 % del crudo extraído del país, violó la Ley de Hidrocarburos al traspasar, sin autorización estatal, el 40 % de su participación accionaria a la petrolera canadiense Encana (Orozco, 2011). La caducidad marcó el inicio de la reversión total de sus operaciones en el país a favor del Estado ecuatoriano y el principio de una política creciente de recuperación del manejo del sector petrolero por parte del Estado.

A partir de 2006 se evidenció la búsqueda de una mayor renta como parte de la política petrolera, con la emisión del Reglamento de Aplicación de la Ley 42-2006 (Reformativa de la Ley de Hidrocarburos). Con esta norma, se obligó a las petroleras privadas a entregar al fisco, al menos, el 50 % de sus ganancias extraordinarias por el aumento del precio del petróleo en el mercado internacional. Luego, en 2007, mediante Decreto Ejecutivo N.º 662, emitido por el presidente de la República, economista Rafael Correa, aumentó este porcentaje al 99 %, dejando abierta la posibilidad de renegociar los contratos con las petroleras privadas.



Petrocomercial, a cargo del transporte y la comercialización de los derivados del petróleo para el mercado interno.



Ampliación de la estación Quindé del SOTE, año 2000.

Logros de Petroecuador

El 26 de septiembre de 1989 nació la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador. Su estructura otorgó mayor capacidad de autonomía administrativa y financiera al funcionamiento de la petrolera.

Sus principales logros fueron:

- El descubrimiento de los campos: Víctor Hugo Ruales, Tigino, Pucuna, Coca, Paraiso, Pañacocha y el más importante, el tren estructural Ishpingo-Tambococha-Tiputini, hoy conocido como ITT.
- Asumió la totalidad de las actividades del consorcio CEPE-TEXACO, las refinerías de Anglo y de Repetrol, y el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.
- La mayor producción de crudo anual se logró en 1994, con 119 804 328 barriles.
- Ampliación de la capacidad de operación de las refinerías, del almacenamiento de petróleo y derivados, tanto en plantas refinadoras como en terminales.
- Construcción de la primera gasolinera propia, con moderna tecnología.
- En mayo del 2006 se declara la reversión del Bloque 15 al Estado ecuatoriano, por el incumplimiento de estipulaciones legales y contractuales de la empresa Occidental. Petroecuador asume la operación y administración de este bloque.

- En mayo de 2007 se adjudica a la empresa FLOPEC la construcción de la primera etapa del proyecto de almacenamiento de GLP en tierra.

Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador, 2010-2012

Luego de 21 años como Petroecuador, al amparo de disposiciones contempladas en la nueva Constitución de 2008, la petrolera pasó de ser empresa estatal a empresa pública, mediante la expedición del Decreto Ejecutivo N.º 315, de abril de 2010. Con el nuevo esquema jurídico, EP Petroecuador se transformó en una sola empresa, de derecho público, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa, de gestión y operativa.

Según la Ley Orgánica de Empresas Públicas, EP Petroecuador es una empresa que contribuye al desarrollo humano, promueve el desarrollo sustentable y actúa con eficiencia, racionalidad y rentabilidad. La empresa pública, a diferencia de la estatal, además de brindar sus servicios, está en capacidad de generar ganancias.

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”.

(Ley Orgánica de Empresas Públicas, Art. 4)

Con el gobierno del presidente Correa se instauraron nuevos modelos de gestión, en los que la planificación estratégica es la base del accionar en cada sector energético del país. La política económica llevada a cabo por el Ejecutivo procura el manejo responsable de los recursos naturales renovables y no renovables. La nueva política económica busca modificar la visión energética del país, considera al petróleo como patrimonio y recurso de suma importancia para la economía ecuatoriana, se empeña en optimizar la extracción del petróleo, sin olvidar el respeto a la naturaleza y las comunidades directamente involucradas en la actividad hidrocarburífera. En ese sentido, una de las directrices de la política energética del gobierno es fortalecer a EP Petroecuador como eje principal del desarrollo petrolero y fortalecer su papel estratégico como la mayor empresa petrolera del Ecuador.

Desde que Rafael Correa asumió la Presidencia de la República, en 2007, se realizaron cambios profundos en los sectores estratégicos²¹ del país, utilizando varios instrumentos como la expedición de la Constitución de 2008, leyes, mandatos y decretos, que le permitieron reformar el sector energético (petrolero y eléctrico). El primer mandatario rechazó las políticas privatizadoras que se aplicaron en la década neoliberal de 1990 y abrió paso al fortalecimiento del nuevo papel del Estado en el desarrollo y la economía.

La Constitución de la República, en su Artículo 315, faculta al Estado a la creación de empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos, la prestación de servicios, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales y el desarrollo de otras actividades económicas. Por lo que, ahora, es el Estado el que se reserva los derechos de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos. La creación de las nuevas empresas públicas tiene como propósito precautelar el patrimonio, la propiedad estatal y derechos de las nuevas generaciones sobre los recursos naturales renovables y no renovables y, de ese modo, fortalecer el Buen Vivir.

EP Petroecuador dejó de ser un *holding* para formar una sola empresa, sin embargo, podrá formar filiales, subsidiarias, unidades de negocio²² o celebrar convenios de asociación, uniones transitorias, alianzas estratégicas, consorcios, empresas de coordinación u otras de naturaleza similar con alcance nacional e internacional y, en general, celebrar todo acto o contrato permitido por las leyes ecuatorianas que directamente se relacionen con su objeto, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas.

En el marco constitucional y legal descrito en los párrafos anteriores, EP Petroecuador emprendió el camino de la reorganización, aplicando un nuevo modelo de gestión, que buscaba implantar el trabajo por procesos administrativos, que es un nuevo concepto *gerencial* del manejo de la empresa. La nueva visión estratégica está dirigida al cumplimiento de objetivos de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, enmarcados en los siguientes aspectos: gestión del negocio, gestión de los recursos, gestión de los procesos y gestión del talento humano, que son manejados de acuerdo con cada uno de los perfiles de acción de EP Petroecuador.

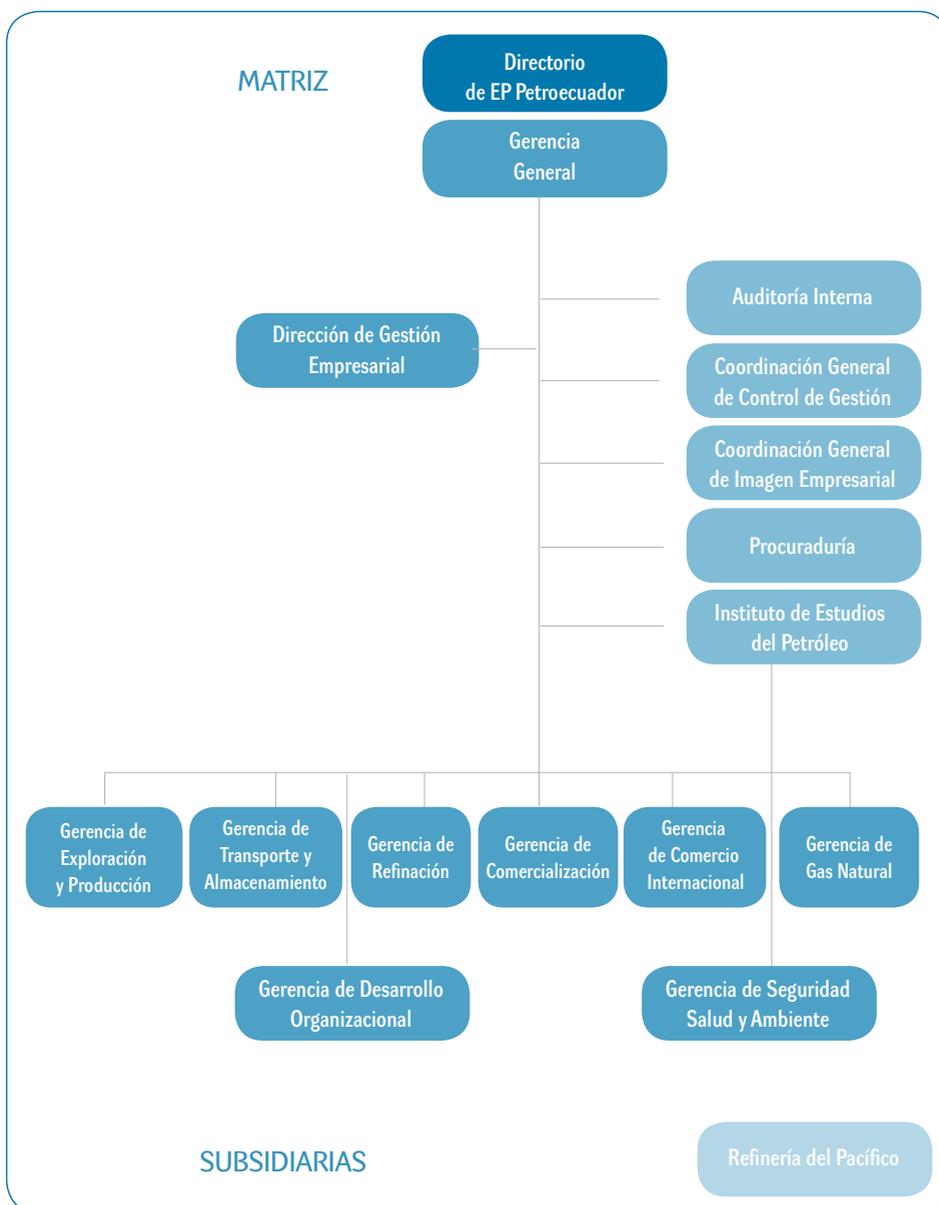
Como se observará más adelante, EP Petroecuador experimentó nuevos cambios cuando el presidente Rafael Correa emitió el Decreto Ejecutivo N.º 1351-A del 2 de enero de 2013, mediante el cual traspasó las gerencias de Exploración y Producción y de Gas Natural y las acciones de la subsidiaria

21 Los sectores estratégicos 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 al interés social” (Constitución del Ecuador, 2008: Art. 313). En este sentido, los sectores estratégicos son: los hidrocarburos y minas, la energía en todas sus formas, el agua, las telecomunicaciones y la sociedad de la información.

22 “Las empresas subsidiarias son sociedades mercantiles de economía mixta creadas por la empresa pública, en las que el Estado o sus instituciones tienen la mayoría accionaria. Las empresas filiales son sucursales de la empresa pública matriz que estarán administradas por un gerente, creadas para desarrollar actividades o prestar servicios de manera descentralizada y desconcentrada. Las Agencias y Unidades de Negocio son áreas administrativo-operativas de la empresa pública, dirigidas por un administrador con poder especial para el cumplimiento de las atribuciones que le sean conferidas por el representante legal de la referida empresa, que no gozan de personería jurídica propia y que se establecen para desarrollar actividades o prestar servicios de manera descentralizada y desconcentrada”. (Ley Orgánica de Empresas Públicas).

Río Napo a Petroamazonas EP. Cabe mencionar que la Empresa Pública Petroamazonas también se reestructuró en 2010, de acuerdo con la normativa vigente y la Ley Orgánica de Empresas Públicas: dejó de ser una empresa de economía mixta y pasó a ser una de carácter público.

Figura 2: Organigrama de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, 2010-2012



La subsidiaria Refinería del Pacífico

La Refinería del Pacífico, RDP, subsidiaria de Petroecuador, es el más grande y emblemático proyecto de inversión del actual gobierno. Forma parte de la alianza estratégica entre los gobiernos de Ecuador y Venezuela, que se expresa en una serie de acuerdos y memorandos de entendimiento de cooperación suscritos en el campo energético para llegar a una integración energética latinoamericana.

Esta refinería será la más grande de la costa del Pacífico sudamericano y un gran aporte para el desarrollo integral de la zona. En el proyecto preliminar se estableció que tendrá la capacidad de refinar 300 000 barriles de crudo por día, con tecnología de conversión profunda, requerida para la producción de gasolina, diésel, gases licuados de petróleo y corrientes petroquímicas; con ello se cubrirá el déficit de combustibles del mercado interno y se exportarán los excedentes. Tiene un costo total estimado, igualmente en principio, de 10 262 millones de dólares y un plazo de ejecución de cuatro años. Con dicho proyecto, Ecuador se convertirá en exportador de derivados y alcanzará soberanía energética.



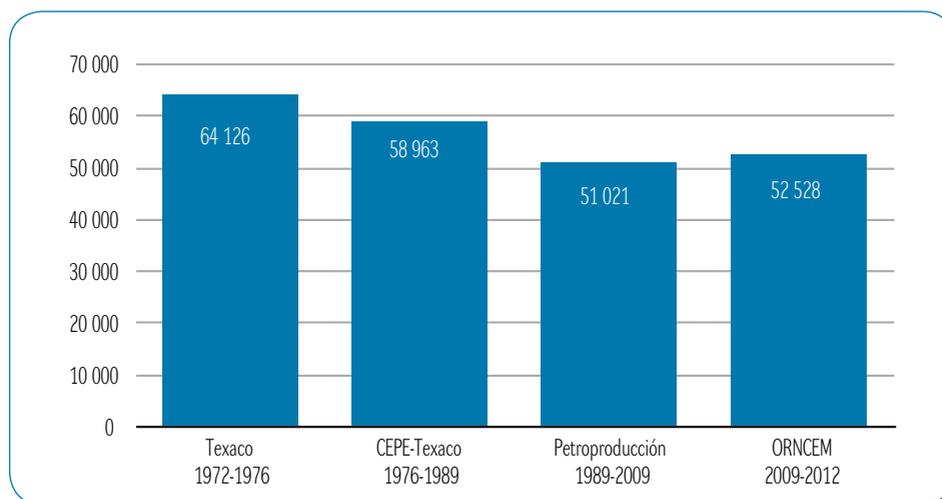
Maqueta de la Refinería del Pacífico.

La subsidiaria Río Napo

Esta compañía de economía mixta fue conformada por las estatales EP Petroecuador y Petroleos de Venezuela, PDVSA, a fines de 2009, para buscar un aumento de la producción de Sacha, un campo descubierto en febrero de 1969, ubicado en la provincia Orellana.

En el siguiente gráfico se puede observar que en el periodo 2009-2012 se detuvo la caída de la producción promedio que se había registrado en años anteriores y, al contrario, comenzó a aumentar.

Gráfico 1: Promedio de producción de barriles de crudo por operador del campo Sacha

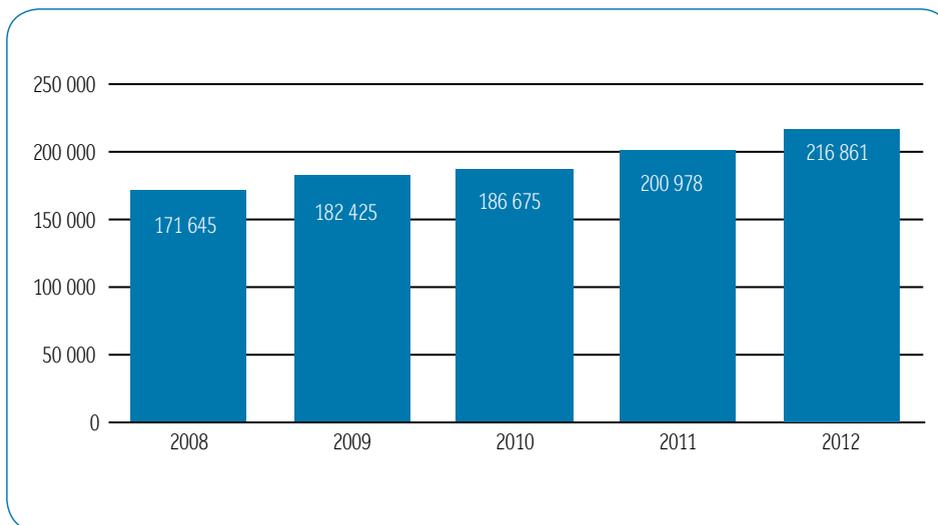


Fuente y elaboración: ORNCEM, 2013

Con Río Napo, la producción total de EP Petroecuador mostró un incremento en el periodo 2008-2012, al pasar de 171 645 barriles, en 2008, a 216 861 barriles por día, en 2012.

En el año 2012 se construyeron 12 plataformas, una más de las previstas, y se realizaron modificaciones en las centrales de procesos para optimizar la separación de fluidos. A las cinco torres de perforación contratadas para el primer semestre se añadió una en el segundo semestre, con las que se perforaron 51 pozos, de los 48 direccionales y horizontales planificados. Las reservas probadas de ORNCEM se situaron en los 115 millones de barriles (Informe de gestión, 2012).

Gráfico 2: Producción de crudo de EP Petroecuador-Río Napo, en barriles por año



Fuente y elaboración: EP Petroecuador, 2012

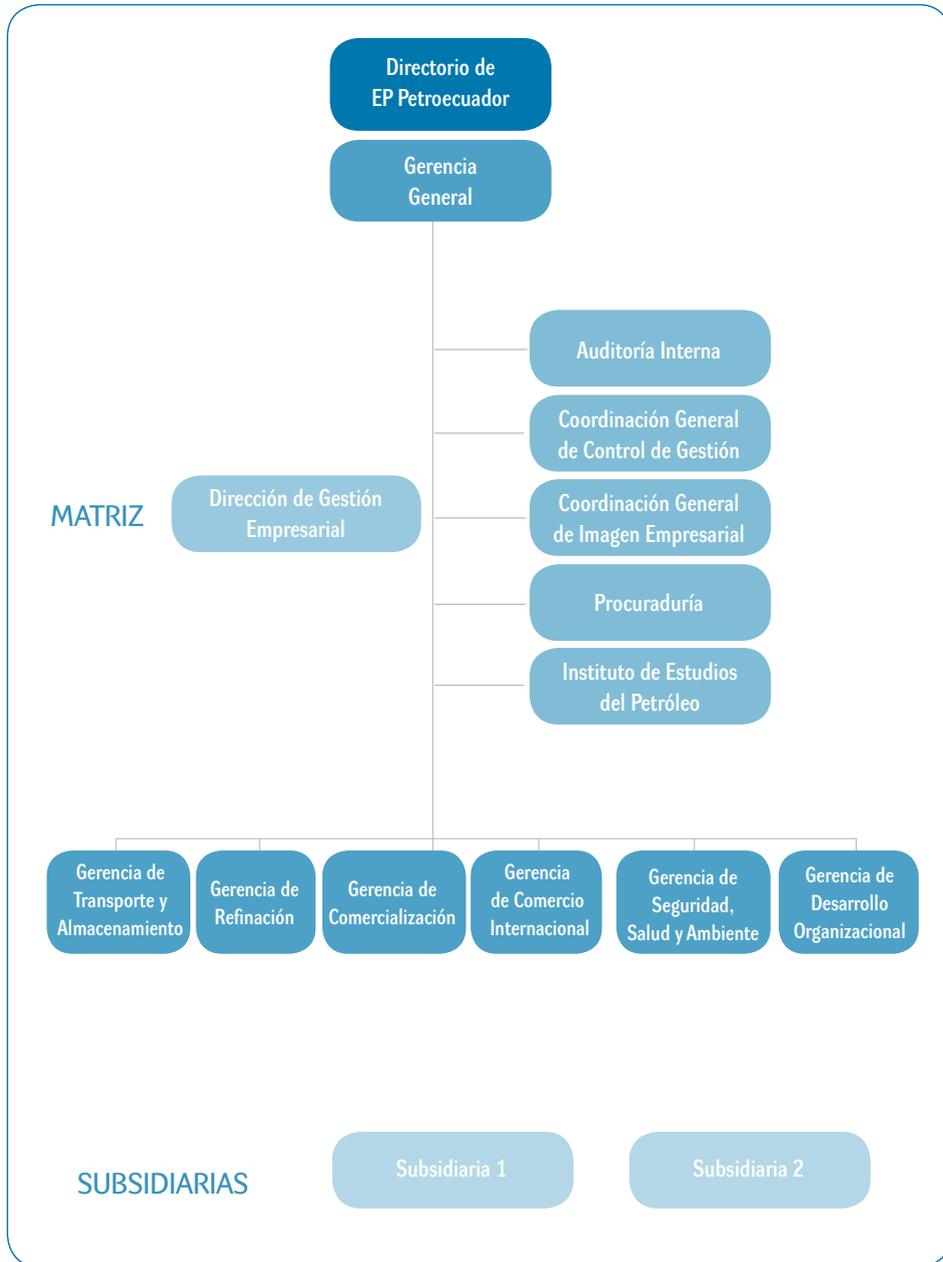
El nuevo estilo de gestión de EP Petroecuador

La empresa pública EP Petroecuador, creada mediante Decreto Ejecutivo N.° 315 de 2010 como una persona de derecho público con personería jurídica, patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, fue establecida para gestionar el sector estratégico de los recursos naturales no renovables.

En dicho Decreto se determinó que la empresa intervendría en todas las fases de la industria hidrocarburífera. Sin embargo, el nuevo marco normativo, expedido mediante Decreto Ejecutivo N.° 1351-A, estableció que la Gerencias de Exploración y Producción, la Gerencia de la Coordinación General de Aviación y las áreas de exploración y producción de la Gerencia de Gas Natural fueran traspasadas a la Empresa Pública Petroamazonas.

En este marco, EP Petroecuador quedó a cargo, de manera completa, únicamente de las actividades de *midstream* y *downstream* (refinación, transporte y almacenamiento y comercialización de hidrocarburos).

Figura 3: Organigrama de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, Petroecuador 2013





Estación Drago.

Los intereses económicos de propiedad de EP Petroecuador en empresas subsidiarias, u otros tipos de emprendimientos dedicados a las actividades de exploración de hidrocarburos, pasaron a formar parte del patrimonio de Petroamazonas EP. En este sentido, EP Petroecuador cedió a Petroamazonas EP el 70 % de las acciones que le corresponden en la empresa Operaciones Río Napo, Compañía de Economía Mixta, ORNCEM, subsidiaria Río Napo. Es importante reconocer que en el periodo 2009-2012, cuando Sacha estuvo a cargo de Petroecuador, incrementó su producción de 50 000 a 64 000 barriles diarios de petróleo. El Gerente General de EP Petroecuador, Marco Calvopiña, resaltó que hasta la fecha de traspaso el campo Sacha tenía un volumen de reservas a producir de 227,4 millones de barriles, “en consecuencia, se entrega un campo en plena producción y desarrollo y con ganancias para el Estado” (Coordinación General de Imagen, 2013).

En la figura 3 se observan las actividades que actualmente le corresponden a la industria hidrocarburífera, de acuerdo con el Decreto Ejecutivo N.º 1351A.

A estas actividades se suma la participación de EP Petroecuador en la subsidiaria Refinería del Pacífico. Esta nueva reestructura servirá para modernizar y desarrollar la industria hidrocarburífera, incrementar la eficiencia y, por tanto, la producción de crudo.

Logros de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, está ejecutando proyectos de alcance nacional, como la Rehabilitación de la Refinería Esmeraldas; la Construcción de Nuevas Plantas para el Mejoramiento de la Calidad de los Combustibles en las refinerías Esmeraldas y Amazonas; la puesta en operación del Sistema de Almacenamiento y Distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Monteverde-Chorrillos; la construcción del poliducto Ambato-Riobamba; Repotenciación de la Red de Poliductos; la compra y administración directa de 46 estaciones de servicio de fronteras; la comercialización directa de GLP en Galápagos y en la Amazonía.

Para la EP Petroecuador, el desarrollo de programas de Remediación de los pasivos ambientales y el desarrollo de programas de Responsabilidad Social en las Instalaciones y Áreas de Influencia de la empresa son una prioridad, porque se enmarcan en la política gubernamental del Buen Vivir para los ecuatorianos.

Está en marcha el Plan de Modernización de la empresa con una nueva estructura organizacional y operativa que la convertirá en una empresa más eficiente y competitiva.

La industria hidrocarburífera nacional presenta un panorama alentador por los resultados de productividad en el 2012 y por el impulso que reciben otros proyectos en camino.



Torre de perforación

Según el Gerente General, Marco Calvopiña, “con el mismo entusiasmo, la EP Petroecuador afronta nuevos retos como: Remediación de los pasivos ambientales en las instalaciones y áreas de influencia, el incremento de la participación en el mercado de distribución de GLP y combustibles líquidos”, que se contemplan en la nueva matriz energética.

Al hacer un balance de la tarea cumplida, en el período 2012, previo al traslado de las gerencias de Exploración y Producción, Gas Natural y la Coordinación de Aviación a Petroamazonas EP, la EP Petroecuador enfrentó con éxito, en los últimos dos años, el reto de incrementar la producción de crudo, que en el año 2011 subió un 15 % al llegar a 73,3 millones de barriles y en el 2012, creció también un 5 %, que representa 79,3 millones de barriles.



Cuarto de máquinas, Refinería de Esmeraldas.

Estos indicadores incluyen también la producción de la subsidiaria Río Napo, que por la renegociación del contrato de operación en el año 2011, esta subió significativamente un 16 %, al registrar un promedio diario de 57 688 barriles, en el año 2012.

Las exportaciones de crudo también crecieron un 6,4%, al pasar de 105.6 millones de barriles, en el 2011 a 112,3 millones en el 2012.

En menos de dos años la EP Petroecuador incrementó el volumen de extracción de gas natural, en el campo Amistad, de un promedio de 35 a 65 MMPCD.

La transferencia de las gerencias de Gas Natural y Exploración y Producción a Petroamazonas EP, en enero de 2013, es parte del programa de modernización del sector petrolero estatal ecuatoriano, que se inició en 2011, con el objetivo de maximizar las reservas de crudo e incrementar la producción de hidrocarburos.

A partir de esta fecha funciona bajo la nueva estructura, acorde con la modernización de la empresa que reagrupó sus actividades en dos sectores que en el argot petrolero se denominan “*upstream*”, para la exploración y producción a cargo de Petroamazonas EP y “*mid downstream*” para refinación, transporte, almacenamiento y comercialización interna y externa de crudo y derivados, por cuenta de EP Petroecuador.

El plan de Modernización de la empresa inició el 27 de abril de 2013, su tercera etapa consistió en desarrollar Planes de Mejoras para conseguir un nuevo modelo de gestión empresarial.

Con este objetivo, se están implementando nuevas herramientas como: sistemas de gestión Enterprise Resource Planning (ERP), Máximo, Primavera, P.O.S., Sidoc y OPER. La tecnología es el soporte de la modernización, que ayudará a reducir tiempo, disminuir costos e innovar procesos que tornarán a la EP Petroecuador más eficiente y competitiva.

La clave del éxito de la gestión empresarial se atribuye al incremento de recursos asignados por el Gobierno Nacional y al equipo de profesionales, técnicos y trabajadores que con su esfuerzo aportan al cumplimiento de la metas planteadas.




PETROECUADOR
AGENCIA DE GAS NATURAL

Gerencia de Gas Natural

El 1 de enero de 2011 EP Petroecuador creó la Gerencia de gas natural para operar el Bloque 6 del campo Amistad, en el Golfo de Guayaquil, que pasó a manos del Estado ecuatoriano, una vez que la anterior operadora, la estadounidense Energy Development Corporation (EDC), dejó de hacerlo por falta de acuerdo con el gobierno de nuestro país por cambiar el modelo contractual.

Varios fueron los objetivos que entonces se impuso esa gerencia, entre ellos: incrementar la producción de gas natural a través del reacondicionamiento de los pozos 6, 7 y 8, que fueron abandonados por la ex operadora EDC. Actualmente ejecuta las políticas de gobierno y de la empresa para el desarrollo sustentable de gas natural, para promover un cambio en la matriz energética del país.

Con la intervención de EP Petroecuador, la producción de gas se incrementó de 35 a 56 millones de pies cúbicos por día, aproximadamente. Se realizaron campañas de exploración para determinar la mayor cantidad de reservas de este hidrocarburo, para lo cual se contrataron los servicios de la tecnología de microsísmica, denominada Anchar, de origen ruso. Con estas acciones, se obtuvieron resultados positivos al encontrar en las áreas de Santa Clara y Amistad Norte reservas probables en, aproximadamente, 360 billones de pies cúbicos.

El proyecto de explotación del Bloque 6 que ejecutaba EDC contemplaba el suministro de gas para una planta de electricidad llamada Machala Power, ubicada en la provincia de El Oro, estrategia que continúa cumpliéndose bajo la operación estatal ecuatoriana. El gas natural producido se transporta mediante un gasoducto hasta esa planta termoeléctrica. Por otro lado, se instaló una planta licuefactora de gas natural en el sector de Bajo Alto, provincia de El Oro, con una capacidad de 200 toneladas métricas diarias; es la primera de su especie para tratar el gas natural que se extrae del campo Amistad, que mediante un proceso de enfriamiento es transformado en líquido para transportarlo con tanqueros criogénicos hacia centros de consumo, principalmente de la industria cerámica del Azuay. La interconexión fue efectuada mediante un gasoducto desde la planta deshidratadora hasta la de licuefacción de gas natural, ubicada en Bajo Alto.

Otro logro importante de la Gerencia fue garantizar la producción de gas natural para el sector industrial de las provincias de Azuay, Pichincha y Guayas. Con esto, la apuesta del gobierno es reducir la importación de combustibles, con el consiguiente ahorro de divisas y disminución de la contaminación ambiental.

Desde 2013 la Gerencia de Gas Natural forma parte de Petroamazonas EP, según lo establece el Decreto Ejecutivo 1351A, del 1 de noviembre de 2012, publicado en el suplemento del Registro Oficial N° 860, del 2 de enero de 2013.



3

Historia de exploración y
producción de hidrocarburos



3 Historia de la exploración y la operación de campos de Petroecuador

Esta fase estatal de la industria hidrocarburífera ecuatoriana estuvo a cargo de EP Petroecuador durante 40 años, primero a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), luego Petroproducción (filial de Petroecuador) y, desde 2010 hasta 2012, la Gerencia de Exploración y Producción, que desarrollaron actividades²³ para explorar y explotar los campos hidrocarburíferos en las principales áreas productivas del país, ubicadas en las provincias de Sucumbíos, Orellana, Napo y Pastaza.

Con la emisión del Decreto Ejecutivo 1351A, del 2 de enero de 2013, la búsqueda de nuevas reservas mediante la exploración, la reactivación de la producción, el manejo de los campos petroleros, la explotación del gas natural y la explotación hidrocarburífera social y ambientalmente sustentable, son responsabilidad de la Empresa Pública Petroamazonas²⁴.

En este capítulo, se destacará el esfuerzo que realizó EP Petroecuador hasta 2012 en las áreas de exploración y explotación, la primera fase de la industria hidrocarburífera (*upstream*), que es de vital importancia, por tener relación directa con las demás actividades que desarrolla esta empresa.

Antecedentes

El consorcio Texaco-Gulf (que luego sería consorcio Cepe-Texaco) desarrolló una campaña de perforación exploratoria en la década de los sesentas del siglo pasado, que derivó en el hallazgo de reservas de alrededor de 4 000 millones de barriles que representan cerca del 50 %

23 Así como hizo el Estado, las compañías privadas desarrollaron tareas de exploración a través de contratos de prestación de servicios de exploración y producción.

24 El proceso de absorción de la Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador por parte de Petroamazonas EP, apuntó a mejorar la gestión estatal en el sector hidrocarburífero, incrementar la producción de crudo, reducir los costos operativos e implementar el modelo de gestión de Petroamazonas EP, que opera con altos estándares empresariales de reconocimiento internacional.

de las descubiertas en la Cuenca Oriente hasta el 2002. En 1967, Texaco Gulf encontró petróleo en el campo Lago Agrio, con el que se confirmó el potencial petrolífero en la Cuenca Oriente, lo que marcó el inicio de una agresiva etapa de exploración.

La exploración de crudo en Ecuador se inició en la Región Litoral, con el descubrimiento de grandes cantidades de petróleo en la península de Santa Elena. Pero luego de una intensa búsqueda en la Cuenca Oriental, se logró un mayor éxito en esta parte del territorio nacional.

En 1969 ese consorcio descubrió los campos Sacha, Shushufindi-Aguarico y perforó el campo Guanta-Dureno, y en 1970, fue localizado el campo Yuca. En 1975, CEPE inició la perforación de su primer pozo llamado 18FB1 con resultados positivos, para probar la estructura compartida llamada Fanny 18B. En 1978, perforó el primer pozo exploratorio Shiripuno 1, y se descubrió el campo del mismo nombre con una modesta acumulación de crudo (alrededor de 2,5 millones de barriles). En 1979 se descubrieron Sansahuari y Cuyabeno, con una producción en 2006 de 7 870 barriles por día (bpd) y 2 074 bpd, respectivamente.

La petrolera estatal realizó sus primeras exploraciones en el Litoral, en 1975, y en la Región Amazónica, en 1976, sobre las áreas que le asignó el Estado. Estas actividades se iniciaron en un área de 1,6 millones de hectáreas asignada para su operación directa, en la que también operaron el consorcio Texaco-Gulf y las empresas Cayman y OKC, y en el Litoral, la compañía Anglo. En lo que se refiere a la Amazonía, esas exploraciones proveyeron de abundante información geológica.

En 1980, se ejecutó la fase de perforación del proyecto Pungarayacu. El proyecto fue creado con el fin de definir el potencial de la acumulación de crudo extrapesado ubicado en el Subandino, entre la cordillera de Guacamayos, al norte, y Puerto Napo, al sur.

En 1980, CEPE descubrió el campo Libertador, el tercero entre los mayores campos en producción, solo superado por los gigantes Sacha y Shushufindi; sin embargo, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados y nuevos datos de velocidades, permitieron elaborar un nuevo modelo estructural que integraba la estructura: Shushuqui, Pacayacu, Shuara y Secoya en un solo campo. Esta hipótesis se confirmó en 1983 con el pozo Guarumo 1, rebautizado posteriormente como Pichincha 1, perforado en el periclinal sur del gran campo Libertador. En esta década CEPE inició la explotación de campos descubiertos por ella: Libertador, VHR, Frontera y Paraíso, y de otros descubiertos por compañías extranjeras pero devueltos al Estado: Cuyabeno, Bermejo, Charapa, Tigüino, Atacapi, Parahuaco, Cononaco, Anaconda (perforado por Petroamazonas), Yulebra y Culebra, inaugurando toda una época de la industria petrolera nacional.

En la década de 1980, fue descubierto el campo Tapi-Tetete. Entre 1982 y 1984, CEPE orientó su esfuerzo exploratorio al suroriente de la cuenca, a una zona adyacente a la frontera con Perú, alejada de la infraestructura petrolera. Allí desarrolló una campaña sísmica en cuatro estructuras: Amazonas, Marañón, Huito, Balsaura y Shionayacu. Todas fueron probadas con

pozos perforados a través de una torre helitransportable, única forma de acceder a esta zona. El total de petróleo en sitio descubierto fue de alrededor de 300 millones de barriles.

En 1987 fue descubierto el campo Paraíso, con 55 millones de barriles de reservas. En 1988, realizó su último descubrimiento como CEPE al encontrar crudo en el campo Cantagallo, con 34 millones de barriles de reservas, rebautizado luego como VHR en homenaje póstumo a Víctor Hugo Ruales, ejecutivo de la compañía, quien fue uno de los artífices de la puesta en producción de los primeros campos de la estatal petrolera.

En 1992, Petroecuador descubrió el campo Ishpingo y al año siguiente el campo Tambococha que, junto con el campo Tiputini, acumularon un monto de reservas cercano a los mil millones de barriles de crudo pesado de 12 a 6,5° API. Con este descubrimiento, la empresa estatal se confirmó como la empresa de mayor éxito exploratorio.

Entre 1992 y 1995, se descubrieron siete campos de pequeñas dimensiones: Auca Este, en 1992; Conga, en 1993; Biguno, Peña Blanca y Conga Sur, en 1994; y Huachito y Armadillo, en 1995. El pozo Paujill, perforado luego del pozo Tambococha, resultó seco.

En 1997, Petroecuador descubrió el campo Huamayacu con la perforación del pozo Huamayacu 1: el último pozo exploratorio perforado por Petroecuador a través de su filial Petroproducción, que en noviembre de 1999 fue denominado campo MDC, en homenaje póstumo a Mauro Dávalos Cordero, ex ejecutivo de CEPE. Desde esa fecha hasta inicios de 2004, Petroecuador, a través de su filial Petroproducción, no ha perforado ningún pozo exploratorio adicional.

Entre 1965 y 1998, Petroproducción registró alrededor de 41 500 kilómetros de líneas sísmicas en el Litoral y la Amazonía y perforó 62 pozos exploratorios y de ellos, 46 en la Región Amazónica. En sus áreas de operación, concluyó 765 pozos de avanzada y desarrollo, cuyo aporte representa alrededor del 70 % de la producción total del país.

Según el informe de Petroecuador, *Cifras petroleras 2009*, la entonces filial Petroproducción continuó con la operación de seis áreas: Lago Agrio, Libertador, Auca, Shushufindi, Cuyabeno y Sacha²⁵. En dicho año, se incrementaron las reservas posibles en 104 millones de barriles (mmb) y las probables en 16,4 millones.

²⁵A finales de 2009, Sacha pasó a ser operado por Operaciones Río Napo, una sociedad de economía mixta entre EP Petroecuador y PDVSA. Actualmente, dicha compañía pasó a Petroamazonas EP, mediante Decreto Ejecutivo 1351A del 2 de enero de 2013.

El papel de la Gerencia de Exploración y Producción

En 2010, esta Gerencia contribuyó a frenar la tendencia a la baja de la producción petrolera nacional.

La Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador se creó en 2010, mediante Decreto Ejecutivo N.º 315, expedido en abril de ese año. Esta entidad se encargó de la exploración y la explotación de petróleo. Operó los campos hidrocarburíferos asignados a EP Petroecuador y transportó el petróleo y el gas hasta los principales centros de almacenamiento y distribución. Los retos siempre fueron los de incrementar las reservas y el factor de recobro.

En el año 2010 se incorporaron 51 millones de barriles de reservas posibles, 44,5 millones de reservas probadas (33 millones por desarrollo de campos y 11 millones por estudios de reservorios). En ese año, según el *Informe de gestión 2010-2011*, se renegociaron los contratos petroleros y se asignó a EP Petroecuador la operación de los bloques 1, 3 y 11 y el campo Pucuna.

Durante el 2011, las actividades de exploración y producción hidrocarburífera de la Gerencia fueron exitosas. Dentro de las actividades de la Subgerencia de Exploración y Producción se obtuvieron 35 millones de barriles de crudo en reservas probables y 5,5 millones de barriles de crudo en reservas probadas, que sumaron un total de 40,5 millones de barriles de reservas incorporadas. Los pozos exploratorios perforados fueron Cobra 1, Aguarico Oeste 1 y Chonta Este 1, y la producción total generada para el país en el año 2011 fue de 55 281 125 de barriles de petróleo. En ese mismo año, las áreas Auca, Shushufindi y Libertador reportaron una mayor producción en relación con la proyectada, con un cumplimiento del 117,25 %, 114,01 % y 106,04 %, respectivamente. Se perforaron 43 pozos: dos de ellos exploratorios; uno, reinyector; uno, de avanzada; y 39, de desarrollo. A través de la alianza Culebra-Yulebra-Anaconda se perforaron seis pozos.

En el 2012, la producción de petróleo de EP Petroecuador, sin Sacha, fue de 58 257 656 barriles.

Áreas de producción

Las áreas de producción son conjuntos de campos conformados por uno grande, del que toma el nombre, y otros generalmente menores. La Gerencia de Exploración y Producción desarrolló hasta 2012, desde EP Petroecuador, sus actividades de exploración y explotación de petróleo en una superficie de 740 100 hectáreas. Las empresas privadas tienen más de 3,9 millones de hectáreas. Con la incorporación del Bloque 15 se sumaron al Estado, 200 000 hectáreas, que se restan de lo que está en manos privadas. Estas áreas se conocen como:

Lago Agrio

Ubicada en la provincia de Sucumbíos. Con los campos: Lago Agrio y Guanta.

Libertador

Localizado en la provincia de Sucumbíos, comprende los campos: Atacapi, Parahuacu, Víctor Hugo Ruales, Frontera, Sansahuari, Cuyabeno, Secoya, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Singué, Chanangue, Peña Blanca y Ocano.

Shushufindi

Ubicado en la provincia de Sucumbíos. Posee los campos: Shushufindi, Aguatico y Limoncocha.

Auca

Ubicado en las provincias de Napo, Orellana y Pastaza. Comprende los campos: Auca, Auca Sur, Anaconda, Cononaco, Conga, Auca Este, Culebra, Conga Sur, Puma, Armadillo, Yuca, Yulebra y Rumiyacu.

Sacha

Ubicado en la provincia de Orellana y comprende los pozos: Sacha, Pucuna y Paraíso, es operado por la Empresa de Economía Mixta Operaciones Río Napo, firma constituida por EP Petroecuador, con el 70 % de las acciones, y la estatal venezolana PDVSA, con el 30 %.

Cada una de estas áreas fue transferida a Petroamazonas EP. Sin embargo, hay que recalcar que EP Petroecuador dejó una producción, hasta 2012, con resultados positivos, como se observa a continuación, en la Tabla 2.



Cabecera del SOTE, Lago Agrio

Tabla 2: Producción de crudo en barriles en campo y por área de EP Petroecuador, 2007-2012

Principales áreas operadas por el Estado	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Lago Agrio	3 447 187	3 652 557	4 402 615	4 381 154	3 722 406	3 619 224
Libertador	8 120 433	7 886 106	7 081 293	6 414 710	6 912 010	6 586 988
Cuyabeno	5 731 130	5 908 423	7 484 054	8 204 718	8 158 469	8 735 279
Shushufindi	16 205 532	15 924 027	16 861 885	16 851 314	18 976 420	20 051 646
Auca	12 119 751	12 217 023	12 824 028	13 823 904	16 775 498	18 406 781
Bloque 27 (ex City Oriente)		424 711				
Pucuna					736 322	838 182
Pacoa					16 121	19 557
Sacha*	16 527 173	16 779 185	17 931 079	18 460 535	18 059 877	21 113 630
Petroamazonas	32 183 232	34 749 087	36 183 010	41 807 687	57 155 767	
Total de EP Petroecuador	62 151 206	62 792 032	66 584 954	68 136 335	73 357 123	79 371 287

* Sacha pasó a ser operado por Operaciones Río Napo desde 2009.

Fuente: Informe Cifras Petroleras 2007-2012. EP Petroecuador, Coordinación de Planificación Estratégica. Cifras provisionales.

Producción de crudo de Ecuador

La entrada en operación del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), en noviembre de 2003, abrigó las esperanzas de un nuevo auge petrolero en Ecuador. La inversión realizada por la empresa privada permitió desfogar una producción represada, en particular en el sector privado, que dio un fuerte impulso al total nacional, que pasó de 393 000 bpd, en 2002, a 526 000 bpd, en 2004. Un incremento del 34 %.

Tabla 3: Producción nacional de petróleo, en miles de barriles

Años	Producción total	Producción prom./día	Empresas públicas	Empresas privadas
2000	146 209	400	85 047	61 162
2001	148 746	407	82 929	65 817
2002	143 759	392	80 775	62 984
2003	153 518	418	74 514	79 004
2004	192 315	526	71 948	120 368
2005	194 172	532	70 972	123 200
2006	195 652	536	90 438	105 214
2007	186 547	511	94 334	92 213
2008	184 727	505	97 571	87 157
2009	177 414	486	102 768	74 647
2010	177 422	486	109 944	67 478
2011	182 357	500	130 528	51 829
2012	184 315	504	133 656	50 659
Total	2 267 154	6 202	1 225 423	1 041 731

Fuente: Informe estadístico del Banco Central del Ecuador, 2000-2013.

Inversiones

Las inversiones en exploración y producción en el año 2012 ascendieron a 2 045,26 millones: 6,58 % más que la alcanzada en el 2011 que fue de 1 918,99 millones. Del total de recursos invertidos, el 19 % (384,20 millones de dólares) corresponde a la inversión privada, y el 81 % (1 661 millones de dólares) a las empresas públicas Petroecuador y Petroamazonas.

Tabla 4: Inversión petrolera en exploración y producción, en millones de dólares

Años	Inversión privada	Inversión pública	Inversión total
2007 ¹	440	342	782
2008 ²	188	991	1 179
2009 ¹	284	1 186	1 470
2010 ²	490	1 098	1 588
2011 ³	562	1 357	1 919
2012 ⁴	384	1 661	2 045
Total	2 348	6 636	8 983

Notas: 1) Cifras auditadas por la ARCH, 2) Cifras reales sin auditar, 3) Cifras provisionales, 4) Cifras provisionales de noviembre, estimadas a diciembre.

Fuente: ARCH, Secretaría de Hidrocarburos, EP Petroecuador, Petroamazonas EP. Tomado del Informe de Gestión del MRNRR, 2012.

Qué son las reservas hidrocarburíferas

Definición de reservas

Se denominan *reservas* a aquellas cantidades de hidrocarburos cuya recuperación, a partir de una fecha dada en adelante, se anticipa que tendrá valor comercial, del total de la acumulación conocida del hidrocarburo. Todo el hidrocarburo que se estima está contenido o que ha sido producido de una acumulación conocida, más aquellas cantidades a ser descubiertas, se denominan *recurso*, de tal forma que las reservas son un subconjunto del todo nombrado recurso (JPT, 1998:1). Las reservas se determinan según la siguiente ecuación:

$$\text{Reservas} = \text{HIP} \times \text{Factor de recobro}$$

Donde HIP es el hidrocarburo inicialmente en sitio y el factor de recobro está asociado a los mecanismos de producción del reservorio²⁶.

Factor de recobro

En Ecuador se han tomado acciones para incrementar el factor de recobro, las reservas y la producción de los campos maduros de EP Petroecuador.

En la explotación de petróleo nunca ha sido posible llevar hasta la superficie todo el volumen del yacimiento, la mayor parte de crudo se queda entre los poros de las rocas del reservorio. Por lo que existe una medida que evalúa el éxito de esta actividad y es el *factor de recobro* o *tasa de recuperación*, que equivale al porcentaje del petróleo que puede ser extraído de un yacimiento, con el empuje energético propio del reservorio, en relación al volumen total contenido en él.

Es decir que del petróleo en el sitio solo se puede extraer una cantidad equivalente a ese porcentaje (ver Tabla 6); para ampliar las tasas de extracción se pueden emplear métodos de recuperación mejorada. Este factor de recuperación de los yacimientos depende de muchas variables, como: propiedades físicoquímicas de los fluidos, tipo de empuje predominante en el yacimiento, proceso de explotación: declinación natural, recuperación secundaria, recuperación mejorada, ritmo de extracción, número de pozos y su localización. El promedio del factor de recuperación para los yacimientos de Ecuador es del 35 %.

²⁶ La energía natural que posee un reservorio para levantar sus fluidos a través del pozo se conoce como mecanismo de producción, siendo estos: el agotamiento (Gas en Solución, capa de gas), empuje de agua, compactación y gravedad.

Tabla 6: Factores de recobro

Caso	Factor de recobro
Gas en solución	5-30 %
Capa de gas	20-40 %
Empuje de agua	35-75 %
Drenaje por gravedad	5-30 %

Fuente y elaboración: Corbett, Gardinier; 2004.

Incertidumbre

Para ilustrar el rango de incertidumbre en la estimación del volumen de petróleo a recuperar de una acumulación conocida, las reservas se han categorizado en *probadas*, *probables* y *posibles*.

Según métodos probabilísticos, el término *probadas* indica que al menos existe un 90 % de probabilidades de que las cantidades recuperadas puedan igualar o exceder el estimado. Cuando existe al menos un 50 % de probabilidades de que las cantidades recuperadas sean iguales o excedan la suma de estimadas probadas más las probables, se usa el término *probables*. El término *posible* se usa cuando existe al menos un 10 % de probabilidad de que los volúmenes recuperados igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como probadas, más probables y más posibles (SPE, 2005:8-10). Según la Secretaría de Hidrocarburos, existen diferentes conceptos de reservas:

Reservas probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos y que han sido probados con la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta un límite de rentabilidad.

Reservas probables

Son los volúmenes de hidrocarburos con un alto grado de certidumbre que aún no han sido probados y que se encuentran en áreas cercanas a las reservas probadas de una misma estructura o en áreas de estructuras vecinas.

Reservas posibles

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados que podrían recuperarse de yacimientos que se cree que podrían existir, en áreas en que la información geológica y sísmica disponible, al momento de realizar la estimación, no permite clasificarlas con mayor grado de certeza.

Reservas remanentes

Son los volúmenes de hidrocarburos que todavía permanecen en el yacimiento, recuperables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial.



Campamento petrolero en la Amazonía.

Las reservas petroleras en Ecuador

Potencial exploratorio remanente

La Cuenca Oriente ha sido explorada por más de ochenta años, y ha entrado en su etapa de madurez, caracterizada por contar con cobertura sísmica regional en casi toda su geografía, con una importante densidad de perforación exploratoria, lo que sumado a los datos geológicos obtenidos de los estudios de afloramientos, ha permitido acumular un importante conocimiento de su estructuración técnica, su arquitectura estratigráfica y su sistema petrolero.

Tras una etapa de exploración infructuosa, desarrollada por Shell en la década de 1940, a partir de 1967, se produjeron en seguidilla los mayores descubrimientos, declinando luego los volúmenes de reservas descubiertas, para esporádicamente producirse fuertes jalones positivos, marcados principalmente por el descubrimiento de los campos Libertador y Pungarayacu, en 1980, e Ishpingo, en 1992. Históricamente, se ha mantenido un margen importante entre producción acumulada y reservas totales descubiertas. Sin embargo, la marcada desaceleración en la incorporación de nuevas reservas, producida en los últimos años, ha permitido prever que en adelante irá reduciéndose el volumen de reservas por desarrollar.

Hasta 2011, Ecuador contó con un total de reservas remanentes de petróleo de 3 437 mmb (miles de millones de barriles).

Al mismo tiempo, se extraerán cada vez con mayor rapidez las reservas de crudos medianos y livianos, aprovechando la gran capacidad de transporte disponible, y la posibilidad de una explotación intensiva, con lo que se irá incrementando el volumen de las reservas de crudos pesados y extra pesados, que actualmente son de alrededor del 50 % del total de reservas remanentes. El desarrollo de estas últimas reservas requiere de tecnologías más complejas, y de un manejo ambiental más exigente, al encontrarse la mayoría en zonas altamente sensibles, todo lo que volverá más costosa su extracción y transporte, por lo que el país debe preparar una estrategia de mediano y largo plazo, para enfrentar el desarrollo de esas reservas remanentes. La evolución de la gravedad API de los nuevos crudos a descubrirse muestra una tendencia al dominio de los crudos pesados, lo que se compagina con las áreas de menor exploración relativa que son las zonas más orientales y meridionales, vecinas a la frontera con Perú, tanto al este como al sur.

Reservas en el Ecuador

Las reservas totales en el país resultan de la suma de las reservas probadas, probables, posibles y remanentes. Según informe y estimaciones de la Secretaría de Hidrocarburos al 31 de

diciembre de 2011, las reservas totales del Ecuador suman un total de 7 193 mil millones de barriles mmb, de los cuales las reservas de Empresas públicas están en el orden de 5 881 mmb y las compañías privadas en 1 311 mmb.

Gráfico 3: Reservas Petroleras, en miles de millones de barriles (mmb)

Categoría	Probadas	Probables	Posibles	Totales	Producción Acumulada	Remanentes en Producción
	a	b	c	d= a+b+c	e	f= d-e
Secretaría de Hidrocarburos	29	-	-	29	3	26
EP Petroecuador	4 702	178	-	4 880	3 245	1 458
Petroamazonas EP	883	74	15	973	628	255
Subtotal Empresas Públicas	5 613	252	15	5 881	3 875	1 738
Compañías Privadas	1 224	82	6	1 311	1 007	217
Subtotal Compañías Privadas	1 224	82	6	1 311		
Total Reservas	6 837	334	22	7 193	4 882	1 955

Fuente y elaboración: Secretaría de Hidrocarburos, 2012.

Sin embargo, un dato más real para cuantificar las reservas es analizar el comportamiento de las reservas remanentes, mismas que resultan de la diferencia entre las reservas probadas y la producción de petróleo acumulada.

Según la Secretaría de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2011, las reservas remanentes totales (en producción y en no producción) del Ecuador tanto de empresas públicas como de compañías privadas suman 3 437 mmb. De éste total, las reservas remanentes en producción de las empresas públicas, suman un total de 1 738 mmb mientras que las reservas remanentes de las compañías privadas son de 217 mmb. El Ecuador tiene reservas remanentes totales en producción de 1 955 mmb y en aún sin producir un total de 1 482 mmb.²⁷

²⁷ Las Reservas totales resultan de la suma de las Reservas Probadas, Probables y Posibles. Reservas Probadas.-Son los volúmenes de petróleo que se encuentran en los yacimientos, que han sido probados con la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta un límite de rentabilidad. Reservas Probables.- Son los volúmenes de petróleo con un alto grado de certidumbre que aún no han sido probadas y que se encuentran en áreas cercanas a las reservas probadas de una misma estructura o en áreas de estructuras vecinas. Reservas Posibles.- Son los volúmenes estimados de petróleo que podrían recuperarse de yacimientos que se creen pueden existir, en áreas que la información geológica y sísmica disponible al momento de realizarse la estimación, no permite clasificarlas con mayor grado de certeza.

Las reservas de empresas públicas comprende a: la Secretaría de Hidrocarburos, EP Petroecuador y Petroamazonas EP. Mientras que las reservas de compañías o empresas privadas comprende a: Agip Oil Ecuador, Andes Petroleum, Consorcio Pegaso, Pacifpetrol, Petrobell Inc, Consorcio Petrosud-Petroriva, Petro-Oriental (Bloque 14), Petro-Oriental (Bloque 17), Repsol YPF (Bloque 16) y SIPEC, Tecpecuador.

Las Reservas Remanentes son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento. Adicionalmente, estas reservas resultan de la diferencia entre Reservas Probadas y la producción acumulada.

Contratación Petrolera

Modalidades contractuales

En Ecuador, las principales modalidades contractuales determinadas por la Ley de Hidrocarburos desde 1971 para la exploración y la explotación de hidrocarburos fueron: prestación de servicios, participación, alianzas operativas, contratos de servicios específicos, contratos de exploración y explotación adicionales de campos marginales, alianzas operativas, alianzas estratégicas, exploración de campos unificados y compartidos y constitución de empresas de economía mixta.

Entre 1960 y 1980, los contratos se caracterizaron por ser de concesión y asociación. Durante la década de 1980, los contratos fueron de prestación de servicios con costos reembolsables. Luego de 1990, los contratos fueron de participación en la producción. En el siglo XXI, los contratos se han caracterizado por ser de prestación de servicios con tarifa.

Los contratos suscritos para exploración y explotación que se encuentran vigentes se enmarcan en las modalidades contractuales de participación y prestación de servicios. En la actual Constitución de 2008 se expresa que el control total sobre los hidrocarburos recaerá en el Estado, se hará una reestructuración de Petroecuador como empresa pública, se realizará la migración de los contratos existentes a una sola modalidad contractual y se considerará la suscripción de alianzas estratégicas con otros Estados para la conformación de empresas de economía mixta, para orientarse a buscar la mayor participación del Estado en la renta petrolera. La Secretaría de Hidrocarburos²⁸, entidad adscrita al Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, se encarga de licitar, administrar y suscribir contratos para la exploración y la explotación de hidrocarburos, actividad que antes ejercía EP Petroecuador, como contraparte ante las empresas privadas en los contratos.

Luego de la reforma a la Ley de Hidrocarburos, en julio de 2010 se introdujo la nueva modalidad del contrato de prestación de servicios²⁹ para la exploración y/o explotación de hidrocarburos con que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan a prestar a la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

²⁸ Creada mediante la reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario interno, publicado en el Registro Oficial N.º 244 del 27 de julio de 2010, en que también se reemplazó a la Dirección Nacional de Hidrocarburos por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

²⁹ La característica principal del contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos es que el Estado asigna un bloque a un contratista para que realice actividades de exploración y/o explotación y lo remunera por sus servicios prestados mediante el pago de un sistema tarifario en función del nivel de producción.

Las Rondas petroleras

Las Rondas Licitatorias Internacionales Petroleras surgieron de la necesidad del Estado por invertir en la exploración de hidrocarburos en nuevas áreas prospectivas, uno de los objetivos contemplados en la Ley de Hidrocarburos para diversificar la exploración y la explotación petroleras con la participación de empresas privadas y estatales. Hasta 2004, se realizaron nueve rondas petroleras, y entre 2011 y 2013, se han realizado dos rondas más.

Figura 4: Rondas petroleras de Ecuador

Primera Ronda Petrolera (1983)

- El Estado suscribió el contrato de prestación de servicios con la compañía Occidental Exploration para desarrollar actividades de búsqueda y explotación de crudo en el Bloque 15.
- La compañía Esso-Hispanoil asumió el Bloque 8.
- Se firmó el contrato con la empresa Belco para la exploración y la explotación de petróleo en los Bloques 1 y 2.

Segunda Ronda Petrolera (1985)

- Se firmó el contrato con el consorcio Texaco-Pecten para la exploración y la explotación del Bloque 6.
- CEPE suscribió un contrato de exploración y explotación con la compañía British Petroleum, para el Bloque 7.
- En 1986 se adjudicó y contrató el Bloque 16, al consorcio Conoco-Nameco-Diamond & Sharmrok Opic.

Tercera Ronda Petrolera (1986)

- CEPE y el consorcio compuesto por las compañías Elf Aquitaine, Braspetro y YPF realizaron actividades de exploración y explotación petrolera en el Bloque 14.
- Contrato de prestación de servicios entre CEPE y el consorcio integrado por Petrobras, Elf Aquitaine y Britoil para el Bloque 17.
- Contrato de prestación de servicios con el consorcio Teneco-Diamond-Yukon-Maersk, para la exploración y la explotación del Bloque 12.
- CEPE y la estatal Petrocanada firmaron el contrato para el Bloque 9.

Cuarta Ronda Petrolera (1986)

- En 1987, mediante contrato de prestación de servicios, se adjudicó el Bloque 17 a Petrobras; el Bloque 12, a Teneco Diamond; y el Bloque 9, a Petrocanada.

Quinta Ronda Petrolera (1987)

- En 1987, durante el gobierno de León Febres Cordero, se ofertaron los Bloques 10, 11, 13, 18 y 19, localizados en la Región Amazónica. Se adjudicaron el Bloque 10 a la compañía Arco y el Bloque 13 a la empresa Unocal.

Sexta Ronda Petrolera (1990)

- En 1989, nació Petroecuador y se retomó esta licitación. Se obtuvieron los siguientes resultados: a la compañía Mobil se adjudicó el Bloque 18, con una inversión de 6 699 dólares; la asociación Arco-Mobil obtuvo el Bloque 19 y comprometió una inversión de 7 992 dólares; y el consorcio Cons-Conoco adquirió el Bloque 22, con una inversión de 84 278 dólares.

Séptima Ronda Petrolera (1994)

- Se adjudicaron siete bloques bajo la modalidad de contratos de participación: Bloque 11 para Santa Fe, Bloque 18 para Amoco, Bloque 19 para Triton, Bloque 21 para Oryx, Bloque 27 para City Ramrod, Bloque 28 para Tripetrol y Bloque 3 para EDC. Las empresas comprometieron inversiones totales por 60 960 500 dólares.

Octava Ronda Petrolera (1995)

- En 1997 se ofertaron nueve bloques en un área de 200 mil hectáreas. Se adjudicaron los bloques: 23 a la empresa CGC-San Jorge, 31 a la compañía Pérez Compac y 24 a la empresa Arco Oriente.
- Durante el gobierno de Abdalá Bucaram (1996) se cambió la modalidad contractual: del contrato de prestación de servicios se pasó al contrato de participación del Bloque 16, administrado por la empresa YPF-Maxus, y de la empresa Tripetrol, que administraba el Bloque 1 en la península de Santa Elena.

Novena Ronda Petrolera (2004)

- Petroecuador convocó, en 2001, a una licitación para 13 bloques. Algunos de ellos (los bloques 4, 5, 39 y 40) localizados en la península de Santa Elena y el golfo de Guayaquil. Sin embargo, fue declarada desierta en 2004. El entonces Ministerio de Energía y Minas llevó el proceso.

Décima Ronda Petrolera

El 19 de junio de 2011, la Secretaría de Hidrocarburos y el Comité de Licitación Hidrocarburífera (COLH) convocaron a participar en la Décima Ronda Petrolera a las compañías y empresas nacionales o extranjeras, estatales o privadas para licitar bloques en el centro y nororiente amazónico del país.

Tabla 5: Resultados de la Décima Ronda Petrolera

Bloques licitados	Ofertas recibidas (Empresas)	Bloques declarados desiertos	Contratos adjudicados
Armadillo	Consortio Okeme, Montecz y Cía. Petrobell	Desierto	
Charapa	No recibió ofertas	Desierto	
Chanangue	Consortio Río Verde	Desierto	
Eno-Ron	Consortio Marañón		Adjudicado
Ocano-Peña Blanca	Consortio Interpec y Cía. Petrosud		Adjudicado
Singue	Consortio DGC		Adjudicado

Fuente y elaboración: Secretaría de Hidrocarburos.

El modelo de contrato fue el de prestación de servicios para la exploración y/o la explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), con tarifa por barril producido. Se determinó que las empresas extranjeras estarían obligadas por la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Compañías y a domiciliarse en Ecuador. Con esta ronda se firmaron tres contratos cuya inversión comprometida es de 130,3 millones de dólares aproximadamente.

Ronda XI Suroriente

El 28 de noviembre de 2012, el presidente Rafael Correa lanzó la Ronda Suroriente a través de la Secretaría de Hidrocarburos y el Comité de Licitación Hidrocarburífera, con el fin de licitar 16 bloques del suroriente ecuatoriano. La política del gobierno ha sido ampliar la frontera petrolera y conseguir más reservas de crudo para mejorar la producción, de lo contrario, la matriz energética no sería sostenible.

El plazo de recepción de ofertas de las licitaciones de los bloques petroleros fue hasta el 28 de noviembre de 2013. Ecuador expuso su Undécima Ronda Petrolera en Yakarta, Pekín, Colombia, EE. UU., Francia y China.



4

Fase de transporte
y almacenamiento



4 Fase de transporte y almacenamiento

La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, líder en actividades de *midstream* a nivel nacional, opera el transporte y el almacenamiento de petróleo crudo y derivados a través de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento, creada mediante Decreto Ejecutivo, en 2010. El transporte y el almacenamiento son dos etapas clave para mantener funcionando eficientemente el sistema de provisión de combustibles en el país.

Gerencia de Transporte y Almacenamiento

Esta gerencia se encarga de transportar los crudos Oriente y Napo por un sistema de oleoductos, para asegurar la entrega oportuna para la exportación y la refinación. También es responsable del transporte y el almacenamiento de derivados de petróleo en el territorio nacional, a través de la red de poliductos.

La Gerencia opera a través de las siguientes subgerencias:

- Subgerencia de Transporte y Almacenamiento
- Superintendencia de Poliductos
- Superintendencia de Terminales y Depósitos
- Subgerencia de Proyectos

Transporte de crudo a través de oleoductos

El transporte de petróleo es una de las actividades del conjunto de operaciones de la industria, clave y transversal a toda la cadena hidrocarburífera. En esta fase, en el caso de Ecuador, se conduce el crudo desde la Amazonía hasta el puerto petrolero de Balao, en Esmeraldas, para su venta o exportación, y a las refinerías, para procesar los derivados para el consumo interno nacional.

Antes de que el petróleo sea transportado hasta los centros de refinación o exportación, los fluidos –petróleo, agua y gas– son extraídos de los yacimientos en el subsuelo y trasladados, utilizando líneas de flujo, hasta la estación de facilidades de producción, que es una infraestructura especial en la explotación petrolera, donde se tratan el crudo y otros flujos provenientes de los pozos productivos.

EP Petroecuador es una empresa líder a nivel nacional en actividades de *midstream*, una de ellas es el transporte y el almacenamiento de crudo y derivados de petróleo.

Este proceso consiste en: separación de las fases (agua, petróleo y gas), deshidratación del crudo, utilización del gas para generar energía eléctrica, quema del gas asociado, tratamiento y reinyección de agua de formación, fiscalización del petróleo extraído del subsuelo y transferencia del mismo a los centros de acopio³⁰.

Mientras el transporte de crudo producido en la Región Amazónica se realiza mediante oleoductos, el de combustibles va por poliductos³¹. El transporte por vía marítima es una operación denominada *cabotaje*. Este proceso se lo hace a través de buque tanques, entre el Terminal de Balao, en Esmeraldas, y el Terminal de La Libertad, en Santa Elena.

30 En primer lugar, las líneas de flujo de cada pozo productor que transporta fluidos se conectan en la estación a una batería de distribución o *mainfold*, desde donde se envía el fluido a los separadores de producción para extraer el agua y el gas del petróleo, de tal manera que se obtenga una corriente de crudo libre de dichos componentes. Para facilitar el tratamiento de deshidratación, se inyectan químicos a las tuberías en la estación. Luego, el crudo sin gas llega hasta el tanque de lavado, un recipiente de gran capacidad para el proceso de deshidratación en que se separa el agua del petróleo, por efecto de diferenciación de densidades, y se transfiere el petróleo al tanque de reposo. El último paso consiste en pasarlo al tanque de surgencia, en donde se separan el agua y el gas que aún quedan de los procesos anteriores, y drenar el agua al tanque de lavado. El petróleo se bombea a través de los contadores para fiscalizar la producción y ser enviado al tanque de oleoducto. Finalmente, luego de todos estos tratamientos que permiten limpiar el petróleo de agua, minerales u otros materiales, el crudo es enviado a través de la red de oleoductos secundarios hasta la estación del oleoducto, en donde se inicia otro importante proceso: su transporte.

31 El término *poli* se aplica porque transporta diferentes tipos de productos.

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE)

El 17 de julio de 1970, el consorcio Texaco-Gulf suscribió con la compañía estadounidense William Brothers el contrato de construcción del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE. Se inauguró el 26 de junio de 1972. Su costo fue de 117 000 000 de dólares. Originalmente la tubería del oleoducto fue diseñada para transportar 410 000 barriles de petróleo diarios (bpd) de 30° API, con una capacidad inicial de transporte instalada de 250 000 bpd, y una tarifa de 0,24 dólares por barril.

El SOTE es una línea de transporte de crudo que atraviesa la geografía ecuatoriana. Desde los pozos de producción en la región nororiental amazónica, sube por la cordillera de los Andes en dirección al puerto de Balao, en la costa del Pacífico.

Por ese oleoducto se transportaron los primeros 308 283 barriles de crudo, de 28,1 ° API, que formaron el primer cargamento de la Amazonía que el Ecuador exportó el 16 de agosto de 1972.

En 1989 revirtieron al Estado ecuatoriano las instalaciones del Oleoducto, hasta entonces operado por la compañía Texaco. Se integró la filial temporal Petrotransporte, que se encargó de su administración y operación. En mayo de 1994, el gobierno transfirió las instalaciones del SOTE a Petroecuador matriz, que creó una gerencia especial para operar estas instalaciones. Desde el 2010, el SOTE es gestionado por la Gerencia de Transporte y Almacenamiento de EP Petroecuador.



Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.

Ampliaciones del SOTE

En mayo de 1985 su capacidad de transporte fue ampliada de 250 000 a 300 000 bpd de operación, para un crudo de 29° API. En marzo de 1992 entró en funcionamiento la segunda ampliación, de 300 000 a 325 000 bpd de operación, para un petróleo de 28,5° API. En octubre de 1999 se realizó la tercera ampliación, a 360 000 bpd, utilizando químicos reductores de fricción, mediante convenios suscritos con las empresas YPF (hoy Repsol-YPF) y Arco Oriente-Agip Oil, y fue inaugurada el 24 de junio de 2000. La ampliación consistió en: construcción de una nueva estación de bombeo, en Quinindé; cambio de válvulas en las estaciones reductoras de presión; repotenciación de los motores existentes en Baeza y Papallacta; e instalación de una séptima unidad en las cinco estaciones de bombeo. El costo total fue de 54 842 000 dólares.

Situación y capacidad actual del SOTE

En 1989, la compañía Texaco transfirió las instalaciones del SOTE al Estado ecuatoriano, el que a su vez creó una filial para su operación. Actualmente, es gestionada desde la Gerencia de Transporte y Almacenamiento de EP Petroecuador y transporta un volumen de 352 503 barriles promedio por día.

EP Petroecuador transporta el crudo a través del SOTE, desde la estación N.° 1 de Lago Agrio hasta el área de tanques del Terminal Marítimo de Balao, en la provincia de Esmeraldas. Actualmente, la longitud del SOTE es de 497,7 km. Está tendido, en su mayor parte, junto a carreteras para facilitar su control y mantenimiento. El 71 % de la tubería se encuentra enterrado.

El oleoducto, está conformado por seis estaciones de bombeo³², cuatro estaciones reductoras de presión³³, una terminal marítima en Balao (al norte de Esmeraldas), dos monoboyas para el amarre de los buque tanques, un sistema electrónico de supervisión y adquisición automática de datos, un sistema de tratamiento de aguas lastre y 18 tanques de almacenamiento de crudo. El ducto de acero atraviesa la cordillera de los Andes. Alcanza una altura máxima de 4 096 metros sobre el nivel del mar, cerca de Papallacta, que lo convierte en uno de los más altos del mundo.

³² Es el mecanismo de bombeo que consta de cinco estaciones en el ascenso oriental y una en el lado occidental de la Cordillera de los Andes (Lago Agrio, Lumbaquí, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé). En cada estación oriental se dispone de siete unidades de bombeo con un total de 88 550 caballos de fuerza, capacidad suficiente para mover un barco trasatlántico, para impulsar el crudo desde la Amazonía hasta la cima de la cordillera de los Andes. En el lado occidental de la cordillera está la estación de bombeo Quinindé, con una potencia total de 12 600 caballos de fuerza.

³³ El SOTE tiene cuatro estaciones reductoras de presión (San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo) que frenan la velocidad de descenso del crudo desde la cordillera hasta el puerto de Balao.

En 2009, el Terminal Marítimo de Esmeraldas fue incorporado a la Intendencia del Terminal Marítimo de Balao. Consta de un CBM system (Conventional Bouy Mooring), compuesto por cuatro boyas ubicadas simétricamente, donde reciben y/o despachan *fuel oil*, *custerstock*, diésel y gasolinas (NAO).

Opera desde noviembre de 1977, actualmente depende de la Subgerencia de Transporte y Almacenamiento. Tiene una capacidad para recibir buques de hasta 40 000 t de peso muerto, calado máximo de 12,2 m, manga de 31,4 m, eslora permitida de 158,9 m, pluma de buque de mínimo 5 t, una presión de descarga de mínimo 7,3 kg, una presión de descarga de máximo 10 kg, un flujo de descarga de 637,3 /h, 16 tiras de amarre de 4 in x 600 ft y 16 rabizas de 10 ft x 1 in. Los tipos de productos que se movilizan son *fuel oil* 6 y 4, diluyente *cutter scott*, gasolinas súper y extra, naftas, NAO y diésel.

El SOTE cuenta con un sistema de comunicaciones vía microonda, sistemas de control SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition) y de detección de fugas. Hasta el 31 de mayo de 2013, el SOTE ha transportado 4 345 millones de barriles de crudo Oriente y ha sido, por 40 años, la arteria vital de la industria petrolera, que ha facilitado que la riqueza petrolera del país fluya hacia los centros de refinación y/o exportación para generar los recursos económicos.

Tabla 8: Crudo bombeado por el SOTE, en miles de barriles

Año	Promedio diario	Volumen anual (en millones)
2007	330 925	121 118
2008	345 743	126 542
2009	351 498	128 297
2010	349 747	127 658
2011	345 169	125 987
2012	352 503	129 016

Fuente: Informe en cifras e Informes Estadísticos de EP Petroecuador, desde el 2005 al 2012.

En 2012, el SOTE transportó un volumen de 352 503 bpd o 129 016 043 barriles de petróleo anual de un crudo promedio de 24,5° API. En el 2001, el SOTE transportó el mayor volumen de la historia del oleoducto (134 851 000 barriles de petróleo anual). Hay que tomar en cuenta que el SOTE bombea tres tipos de crudo: de 24,0° API para exportación, de 25,5° API para la refinería Esmeraldas y de 28,2° API para la refinería La Libertad.

Capacidad actual de bombeo

- 360 000 bpd para crudo de 23,7° API
- 390 000 bpd para crudo de 23,7° API, usando un químico reductor de fricción

Capacidad de almacenamiento³⁴

- 2 000 000 barriles en Lago Agrio
- 3 220 000 barriles en el Terminal Marítimo Balao

Potencia instalada

- 101 150 hp en el SOTE
- 2 500 hp en el OSLA, (oleoducto San Miguel-Lago Agrio)

Terminal Marítimo de Balao

La estación 11, terminación del SOTE, es la responsable de recibir el crudo, almacenarlo, coordinar la operación de recepción de la Refinería Estatal de Esmeraldas y embarcar el crudo oriente para su exportación.

Oleoducto San Miguel-Lago Agrio (OSLA)

Ecopetrol, petrolera estatal colombiana, presta un servicio adicional de transporte de petróleo únicamente cuando se requiere, de crudo de 28° API hasta la refinería La Libertad. Esta operación se realiza mediante el Oleoducto Trasandino, OTA, de su propiedad. Este sistema, que parte desde la población de Orito, en Colombia, tiene un ramal de 26 km. El oleoducto Lago Agrio-Río San Miguel, propiedad de EP Petroecuador, está conectado a dicho sistema y por él se envía el crudo, cuando es necesario, para transportarlo hasta el terminal petrolero de Tumaco, en el Pacífico.

El OTA fue utilizado como vía alterna para transportar la producción de petróleo desde Lago Agrio, a raíz del terremoto de 1987. Por esta vía de 360 kilómetros, EP Petroecuador transportó 45 mil barriles de crudo liviano, hasta septiembre de 2003, que fue almacenado en Tumaco y por cabotaje (transporte por vía marítima) llevado hasta la Refinería La Libertad. El 14 de mayo de 1998, en Bogotá se suscribió el acta de acuerdo para el servicio de transporte de crudo entre Ecopetrol y Petroecuador, que permite el uso de la capacidad de bombeo por el OTA hasta 100 000 bpd y viceversa.

³⁴ EP Petroecuador (2010). Informe Estadístico 2010.

A partir de septiembre del 2013, EP Petroecuador no ha transportado por el OTA debido a que el excedente de la capacidad del SOTE ha sido transportado por el OCP. Y desde ese mes, Ecopetrol transporta, a través del OSLA y el SOTE, crudo de sus campos al suroriente cuando, por motivos diversos, el OTA ha interrumpido sus operaciones

El Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)

El OCP es el segundo oleoducto principal que tiene Ecuador para transportar crudo desde la Amazonía hasta la Costa.

En el pasado, la necesidad de evacuar la producción de crudos pesados de las transnacionales que operaban en Ecuador, obligó a Petroecuador a mezclarlos con el suyo que es liviano, para transportarlos por el SOTE. Esta mezcla redujo la calidad del crudo de la empresa estatal hasta 23,7° API y, consecuentemente, forzó a utilizar químicos reductores de fricción para su transporte, lo que elevó también el costo.

Dada la insuficiente capacidad de transporte del SOTE, propiedad de la EP Petroecuador, en relación a la producción de crudo, las empresas petroleras plantearon al gobierno la construcción de un oleoducto adicional para crudo pesado, el Oleoducto de Crudos Pesados, OCP. Este empezó sus operaciones en noviembre de 2003. Es un sistema de transporte de aproximadamente 500 kilómetros de longitud, que conecta la cabecera de recepción de crudo (proveniente de los productores) de Nueva Loja (Lago Agrio) con el Terminal Marítimo de Balao.

Está diseñado para transportar petróleo de entre 18° y 24° API, desde Nueva Loja (Lago Agrio) hasta el punto de inyección del ramal que viene del bloque 10, en las cercanías de Baeza. Desde allí puede transportar un volumen pico de 518 000 bpd hasta el parque de tanques del Terminal Marítimo del OCP, cerca de Balao, en Esmeraldas.



OCP

Ramales de Villano y Edén Yuturi

Los ramales son líneas secundarias que transportan petróleo crudo. El Villano, por ejemplo, tiene una extensión de 135 km; transporta 40 000 barriles diarios de la producción del campo Villano, en la provincia de Pastaza, hasta el SOTE, en Baeza; y el ramal Edén Yuturi, que va desde el campo del mismo nombre hasta Lago Agrio, con una extensión de 135 km, tiene una capacidad para transportar 100 000 barriles al día.

Estos ramales son otros oleoductos de la red. Fueron construidos por la empresa estadounidense ARCO, con cargo al contrato de prestación de servicios con Petroecuador, y son propiedad del Estado ecuatoriano.

El diseño y la instalación del ramal Villano se realizó sin necesidad de abrir caminos o usar equipo pesado. Todo el material, el equipo y la mano de obra fueron transportados por helicóptero e instalados con un novedoso sistema de cremallera elevada, utilizada en el transporte de la cosecha de uvas por terrenos montañosos. La primera sección de 37 km de esta línea de flujo atraviesa selva virgen y se convirtió en un reto para los constructores, quienes manejaron el concepto de tubería invisible, aplicando el ingenio y la experiencia de equipos para cosechar uvas.

A lo largo de la ruta se instalaron seis válvulas de cierre de operación remota. Este número de válvulas, considerablemente por encima del que requiere un trecho de solo 37 km, asegura un mínimo daño ambiental en caso de un derrame y están vigiladas desde las instalaciones centrales de producción a través de cable de fibra óptica. La energía para activar las válvulas proviene de paneles solares. Actualmente el SOTE recibe 30 000 barriles diarios de 20,4° API de este ramal y su curva de transporte tendrá un pico mayor hasta 40 000 bpd.

Almacenamiento de crudo y derivados

Almacenamiento de crudo

El hallazgo de las reservas petroleras en la Región Amazónica ecuatoriana, que se logró desde 1967, generó el desarrollo de una serie actividades productivas en el país. Parte de ello fue el desarrollo de infraestructura como la construcción de centros de acopio del crudo y líneas secundarias de transporte provenientes de los yacimientos.

La capacidad operativa de almacenamiento de petróleo en el Distrito Amazónico de EP Petroecuador en la actualidad alcanza 770 000 barriles, distribuida en diez estaciones de producción, en los campos petroleros. A esto se suma la capacidad de almacenamiento instalada de 2 000 000 barriles en la cabecera del SOTE, incluidos 500 000, adquiridos a petroleras privadas, en Lago Agrio, y 3 320 000 barriles, en el puerto petrolero de Balao. La capacidad total

de almacenamiento de crudo instalada por EP Petroecuador es de 5 990 000 barriles y la de Ecuador, sumado el OCP, es de 10 940 000 barriles.

Tabla 10: Capacidad de almacenamiento

Ubicación	Cantidad de tanques	Capacidad operativa, en miles de barriles
Estaciones	10	770
Cabecera del SOTE (Lago Agrio)	6	2 000
Puerto de Balao (Esmeraldas)	10	3 220
Total	28	5 990

Fuente: EP Petroecuador y SOTE.



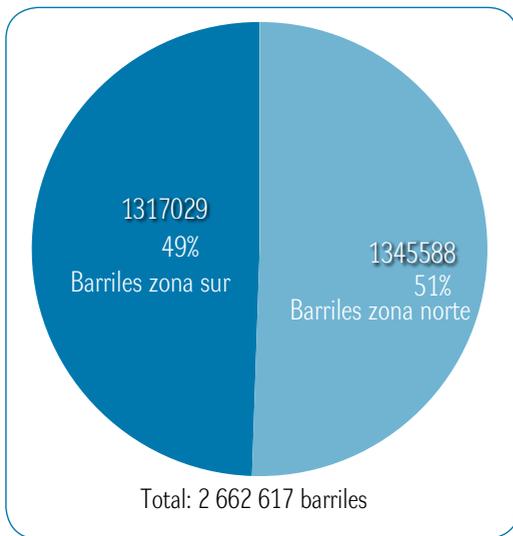
Almacenamiento de crudo en Lago Agrio.

La operación de bombeo se inicia en Lago Agrio, en donde se almacenan 2 000 000 barriles de crudo provenientes de los 40 campos petroleros, incluidos dos tanques de 250 000 barriles, adquiridos en los últimos años a la compañía YPF. Aquí converge toda la producción petrolera de propiedad del Estado ecuatoriano. Lago Agrio también es el punto de despacho del resto de la producción nacional de petróleo que extraen las empresas privadas y lo transportan a través del OCP.

Almacenamiento de derivados

Antes de 1976, cuando la comercialización interna estaba controlada por las compañías Anglo y Gulf, la infraestructura de almacenamiento de derivados era precaria. En 1974, en el país existían 10 depósitos de almacenamiento de combustibles, con una capacidad de 384 mil barriles.

La EP Petroecuador, a través de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento, se encarga del transporte y el almacenamiento de derivados a nivel nacional.



El país dispone de una capacidad operativa de almacenamiento de 2 662 617 barriles, distribuidos de esta manera: 1 345 588 barriles en la zona norte y 1 317 029 en la zona sur de Ecuador, repartidos en 103 tanques, 6 esferas horizontales y 10 esferas de gas que se ubican en los terminales del país. El sistema nacional de poliductos moviliza actualmente 100 000 barriles diarios de diversos productos, garantizando así el abastecimiento de la creciente demanda nacional.

En cuanto a GLP, Ecuador lo mantiene con almacenamiento flotante y operación de alijes desde hace dos décadas. EP Petroecuador tiene dos plantas envasadoras de GLP en Oyambaro, cerca de Quito, y el Salitral, en Guayaquil.

El GLP se almacena en el buque Liberty, que permanece fondeado frente al golfo de Guayaquil, debido a que los buques que transportan gas no pueden ingresar al puerto por su tamaño. Desde allí, esta nave tanque alimenta tres buques más pequeños o alijadores (Sir Ivor, Lyne y Greedon), que lo transportan hasta la estación Tres Bocas, en Guayaquil. El alquiler de los buques para almacenar gas le cuesta al país anualmente 40 millones de dólares. Este costo, más el crecimiento de la demanda nacional, condujeron al actual gobierno a decidir la construcción a través de la Flota Petrolera Ecuatoriana (Flopec) y EP Petroecuador.

Transporte de derivados

Ecuador tiene un Sistema Nacional de Poliductos por el que se transportan derivados de petróleo para el consumo interno desde las refinerías: Esmeraldas, Libertad y Shushufindi hasta los principales terminales. En la década de 1960, Ecuador disponía de un solo ducto para el transporte de derivados, denominado Durán-Quito.

Para transportar derivados de petróleo se emplean poliductos, gasoductos, buque tanques y los auto tanques. La política del transporte aplica el principio de abastecer a todas las zonas de consumo. En la década de 1930, para transportar los combustibles producidos por Anglo, se utilizaba el ferrocarril.

En la actualidad, EP Petroecuador posee una amplia red de poliductos ubicados estratégicamente e interconectados entre sí, que atraviesan las tres regiones naturales del Ecuador continental y garantizan el abastecimiento de la creciente demanda nacional, a menor costo y disminuyendo los riesgos que representa el transporte a través de auto tanques. Transportan gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo desde las principales refinerías y los terminales marítimos hasta los centros de despacho y, de ahí, a las comercializadoras.

Son, aproximadamente, 1 596 km de poliductos, que permiten transportar derivados a través de 9 diferentes líneas, que interconectadas entre sí, abastecen a todos los sectores sociales y productivos del país



Poliducto Esmeraldas - Santo Domingo - Quito

Este sistema de poliductos moviliza 100 000 barriles diarios de diversos combustibles, garantizando el abastecimiento de la creciente demanda nacional, con menores riesgos y costos.

En la siguiente tabla se observa la capacidad de transporte de cada uno de los poliductos y sus correspondientes estaciones de bombeo y reductoras, en el año 2011.

Tabla 9: Características de los poliductos

Poliducto	Estación de bombeo y/o reductora	Extensión (km)	Diámetro (in)	Transporte (bpd)	Productos
Esmeraldas-Santo Domingo-Quito	El Beaterio Corazón, Faisanes, Esmeraldas, Santo Domingo	252,9	16 y 12	48 000	Gasolinas súper y extra, diésel destilado 1, diésel premium, jet fuel
Shushufindi-Oyambaro-Quito	Sushufindi, Quijos, Osayacu, Chalpi, El Beaterio	305	6 y 4	10 815	GLP, nafta base, destilado 1, diésel 2, jet fuel
Quito-Ambato	El Beaterio, Ambato	111	6	11 700	Gasolina extra, diésel, destilado 1
Santo Domingo-Pascuales	Santo Domingo, Pascuales	247	10	38 400	Gasolinas súper y extra, diésel, diésel 2, jet fuel
Libertad-Pascuales	La Libertad, Pascuales	128	10	21 600	Gasolina súper, nafta, diésel destilado 1, jet fuel
Libertad-Manta	La Libertad, Manta	170	6	8 400	Gasolina extra, diésel, destilado 1
Tres Bocas-Pascuales	Tres Bocas, Pascuales	20	12	108 000	Nao, gasolinas súper y extra, diésel, destilado 1
Tres Bocas-Fuel Oil	Tres Bocas, Fuel Oil	5,6	14	48 000	Fuel oil
Tres Bocas-Salitral	Tres Bocas, Salitral	5,5	8 y 6	30 000	GLP

Fuente: Reporte Anual de EP Petroecuador, 2011.

Grandes proyectos de transporte y almacenamiento

Sistema de almacenamiento, transporte y distribución de gas licuado de petróleo (GLP), Monteverde-El Chorrillo

Construimos grandes proyectos para el futuro

La construcción del sistema de almacenamiento, transporte y distribución de GLP (gas licuado de petróleo) Monteverde – El Chorrillo, para la zona sur del país, es un proyecto de importancia nacional que cumple con la política de soberanía y eficiencia energética del Gobierno Nacional.

El objetivo de este proyecto es asegurar el abastecimiento de GLP para la zona sur del país, con infraestructura moderna y tecnología de punta. De esta manera se prevé al país un ahorro de alrededor de \$ 40 millones anuales al terminar el pago de arrendamiento de la actual infraestructura de almacenamiento flotante y buques alijadores. Este valor será reinvertido en obras de interés social.

El país ahorrará con este sistema alrededor de 40 millones de dólares anuales, al dar por terminado el pago de arrendamiento de la actual infraestructura de almacenamiento flotante y buques alijadores, cuyo valor será reinvertido en obras sociales.

Nuestra infraestructura

Este sistema, cuya inversión total asciende a 509 millones de dólares, comprende un muelle de 1350 metros de longitud, una planta con capacidad total de almacenamiento de 61 000 toneladas métricas de GLP; estación de bombeo (5,300 TM/día) y distribución por tanqueros en Monteverde– El Chorrillo; un gasoducto de 124 kilómetros, que se origina en Santa Elena y termina en Guayas. En esa provincia el sistema de abastecimiento moderno del producto se complementa con un flamante terminal de recepción en el sector El Chorrillo, con una capacidad de almacenamiento de 14,500 TM, despachar 12 tanqueros de 20 TM cada 30 minutos, y garantizar el abastecimiento normal y seguro de gas doméstico.

Posteriormente, el envasado de 300 TM/día/cilindros domésticos/jornada 8 horas + 140 TM/día/cilindros industriales/jornada 8 horas se lo realizará a través de modernas plantas que evitarán fugas y brindará seguridad en el llenado de auto-tanques para el abastecimiento a las envasadoras privadas.

El nuevo sistema de almacenamiento, provisión y comercialización de gas garantiza al menos 20 días de reserva de la demanda nacional. Permitirá suspender el transporte marítimo del producto que se lo hace en buques alijadores, desde el buque tanque de almacenamiento, hasta el actual terminal en Salitral (el cual será reemplazado por la moderna infraestructura El Chorrillo).

Brindamos total seguridad

Conforme lo requiere la industria petrolera, previo al diseño y construcción del Proyecto “Almacenamiento, transporte y distribución de GLP para la zona sur del país”, se realizó un estudio de riesgos que determinó las especificaciones técnicas y medidas de seguridad apropiadas para brindar la mayor seguridad durante la operación del Sistema.

Posteriormente se realizó un estudio de Análisis Cuantitativo de Riesgos con la empresa francesa EGIS INTERNATIONAL para el ducto de GLP, que también definió las especificaciones y medidas de seguridad para la construcción de esta obra.

La Empresa Pública EP Petroecuador cumple con especificaciones técnicas y normas de seguridad industrial y ambiental internacionales para la industria petrolera.

Beneficio comunitario

Este proyecto crea nuevos polos de desarrollo y constituye una fuente importante de empleo para moradores que habitan cerca al derecho de vía y para técnicos y profesionales de Santa Elena y Guayas, así como la generación de oportunidades para otros sectores productivos.

A la par se desarrolló un programa de inversión social en beneficio de las comunidades localizadas en la zona de influencia, tanto en la provincia del Guayas como Santa Elena, que contempla obras de carácter social, como escuelas y sistemas de agua potable, construídas a través de Ecuador Estratégico.

Este programa se amplió para brindar atención médica gratuita a los habitantes del noreste de Guayaquil. En convenio con la Fundación Charity, también se gestaron programas de salud primaria y odontológica, en favor de a 57 000 pacientes, con una inversión de \$ 3.8 millones.

EP Petroecuador ejecuta el programa de remediación y reparación ambiental del derecho de vía, desde Socio Vivienda hasta las Iguasas, urbanizaciones aledañas al gasoducto Monteverde-El Chorrillo, para lo que se incluyó la mano de obra de los habitantes del sector.

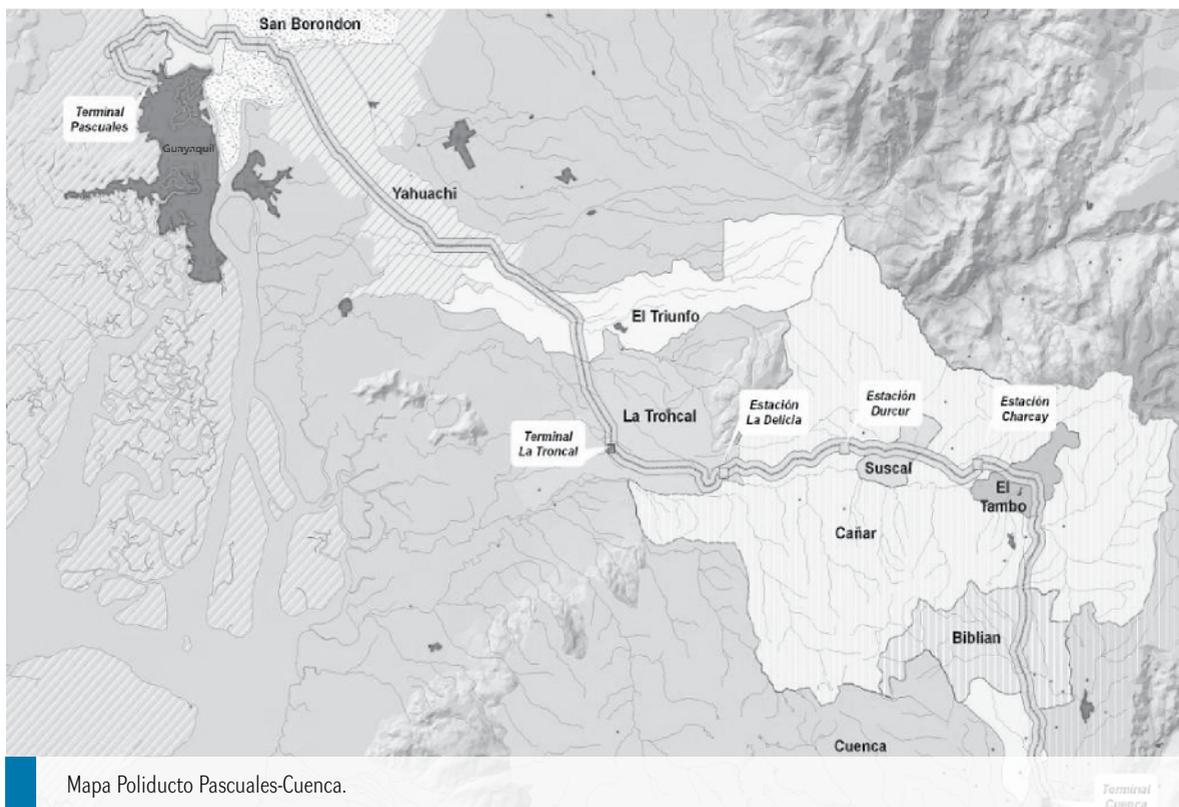
Estos proyectos de inversión social ascendieron a 6 millones de dólares en el 2013, y se ha programado un monto adicional para el 2014.

Poliducto Pascuales-Cuenca

El proyecto de construcción del Poliducto Pascuales-Cuenca nace de la necesidad de contar con un sistema de transporte que garantice el abastecimiento oportuno de combustibles de manera segura para las provincias de la zona sur del país: Azuay, Cañar, Loja, Morona Santiago, Zamora Chinchipe, El Oro, Guayas y Bolívar.

Este proyecto contempla la instalación de 210 km de tubería de 8 y 10 pulgadas de diámetro desde el Terminal Pascuales, en la provincia del Guayas, hasta el Terminal de Cuenca provincia del Azuay; así como la construcción de un Terminal de Almacenamiento y Distribución de Combustibles en La Troncal y tres estaciones de bombeo en los sectores de La Delicia, Ducur y Charcay, e incluye la ampliación del Terminal de Cuenca (Chaullabamba), con una capacidad de 46 500 barriles por día. Transportará gasolinas Súper, Extra, diésel No. 2, diésel Premiun y GLPEI.

El costo total de construcción del proyecto demanda una inversión de 370 millones de dólares.





Modernización y repotenciación del poliducto Esmeraldas-Santo Domingo-Quito

El objetivo del proyecto es garantizar el transporte y el abastecimiento de derivados de petróleo requeridos por los terminales de Santo Domingo y El Beaterio, mediante el reemplazo de los grupos de bombeo con motores eléctricos. Comenzó en enero de 2008 y en 2011 se suscribió el contrato de préstamo por 58 millones de dólares con el Banco Interamericano de Desarrollo, BID. Se prevé su conclusión en 2013.

Costará aproximadamente 83 millones de dólares. En 2010 se adquirieron 13 grupos de bombeo para las estaciones, por aproximadamente 18 millones de dólares. Los procesos precontractuales de construcción de infraestructura y fiscalización se encuentran en ejecución.

Poliducto Ambato-Riobamba

Tendrá una longitud de 49,5 km y un diámetro de 6 pulgadas, que permitirá transportar 300 000 galones diarios de gasolinas súper, extra y diésel premium, desde el Terminal de Ambato hasta el Terminal de Riobamba. La inversión de este nuevo poliducto supera los 16 millones de dólares. El proyecto incluye una estación de bombeo ubicada en el Terminal de Ambato y una de reducción de presión en el Terminal de productos limpios de Riobamba.

Esta obra eliminará el transporte de combustibles mediante autotanques y reducirá su costo, que en 2012 fueron de 2 200 000 dólares. La operación de este nuevo poliducto garantizará la calidad y la seguridad de los hidrocarburos, al ser transportados estos por tubería y evitará los peligros que representa el transporte terrestre, tanto para los habitantes como para el medio ambiente.



Terminal de almacenamiento y distribución de combustibles Riobamba.



5

Fase de refinación

5 Fase de refinación



El petróleo es vital para el desarrollo de los pueblos por la capacidad de transformarse en varios derivados energéticos, utilizados en el transporte, la agricultura, la industria y el uso doméstico.

Ecuador desarrolló el procesamiento industrial de hidrocarburos desde 1926, cuando la pequeña refinería de *Anglo Ecuadorian Oil*, ubicada en la actual provincia de Santa Elena, fue la primera en refinar petróleo crudo en la planta Foster. En 1950, esta empresa amplió su capacidad de refinación con una torre Universal, con una capacidad de procesamiento de 10 000 barriles diarios.

Años más tarde, en 1969, se instaló la planta Parsons y luego una unidad de craqueo térmico, para aumentar la capacidad a 27 000 barriles diarios. En 1989, *Anglo* entregó al Estado las unidades Universal y Parsons, con una capacidad total de 37 000 barriles diarios.

En 1977, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) impulsó la industrialización de petróleo cuando entró en funcionamiento la refinería de Esmeraldas, con una capacidad de procesamiento de 55 600 barriles diarios de crudo Oriente, que luego, en 1987, se amplió a 90 000 barriles diarios.

Ecuador dispone de una capacidad operativa total de refinación de 175 000 barriles diarios en sus tres principales refinерías, con lo que se ha atendido la demanda nacional de combustibles. Sin embargo, al momento, y debido a las características del crudo (algo más pesado), las nuevas exigencias para combustibles y el incremento de la demanda necesitan de nuevas plantas procesadoras del “residuo” que queda de los procesos de refinado de las actuales refinерías. Para atender la creciente demanda de combustibles EP Petroecuador, en asociación con la empresa estatal Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), ejecuta el proyecto más grande de la fase de *downstream*: la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro.

El petróleo y su conversión en productos

En esta fase del *downstream*, la refinación, tanto el petróleo como el gas son sometidos a varios procesos de transformación antes de poder ser utilizados. Grandes plantas industriales, llamadas *refinerías*, sirven para producir combustibles. La refinación funciona en varias etapas en las que se utilizan diferentes unidades de procesamiento.

El petróleo crudo no se extrae en estado puro o limpio, viene acompañado de gas, metales pesados, azufre, sal y otras impurezas. Al llegar a la refinería, ingresa primero a un tanque desalador, para quitarle la sal. Luego pasa a un horno, donde se calienta a temperaturas de hasta 350 °C y entra a la torre de destilación atmosférica³⁵ convertido en vapor y líquido. En esta torre ocurre la primera separación de varios de sus componentes. En su interior, la torre tiene varios compartimientos o platos que están a diferentes alturas y temperaturas, en los que se van acumulando los distintos derivados del petróleo.

Los más livianos o volátiles, como los gases, se ubican en la parte superior y los demás quedan como líquidos en varios puntos de la torre de destilación. En el fondo de esta queda el residuo, es decir, la parte pesada del petróleo que no alcanzó a dividirse en esta primera fase. En varios lugares de la torre están conectados unos tubos para recoger los distintos productos. Así se separan gases, nafta y diésel, entre otros. El residuo de las torres de destilación atmosférica ingresa a otras torres en las que se hace vacío, para obtener otros derivados denominados *gasóleos*, que a su vez son enviados a la planta de craqueamiento catalítico fluido o FCC, para ser transformados en gas de uso doméstico y gasolina de alto octanaje.

Las gasolinas obtenidas en las torres de destilación atmosférica tienen octanajes bajos, de cincuenta a sesenta octanos, es decir, menor potencia explosiva. Para aumentarlo, se utilizan reactores que modifican químicamente las moléculas de las gasolinas para convertirlas en otras de mayor octanaje. Estos reactores son conocidos como unidades FCC y CCR y su función es reducir el contenido de azufre y mejorar la calidad del gas y las gasolinas.

Se denomina *carga de refinería* a la cantidad de barriles de petróleo que se introducen en una planta para obtener varios tipos de productos, mediante combinaciones de sus diferentes unidades. Si una planta tiene una capacidad nominal de 100 barriles diarios, el tope al que se puede llegar en condiciones óptimas es el que se obtiene multiplicando por 365 días: un volumen de 36 500 barriles, pero, generalmente, y en el caso del país, las plantas tienen más de 40 años de operación, se someten a mantenimientos programados (conocidos como paros), que permiten conservar las unidades, que por el uso, la temperatura y la corrosión, son continuamente afectadas, y por ello, la producción de derivados podría tener problemas.

³⁵ El proceso de destilación del petróleo da lugar a diferentes productos en función de la densidad de sus componentes. A partir de este proceso se pueden obtener varios combustibles.

Gerencia de Refinación

EP Petroecuador, especialista en actividades de *downstream*, se encarga de refinar el petróleo crudo para producir derivados y abastecer a la demanda cada vez más creciente. La Gerencia de Refinación, creada mediante Decreto Ejecutivo en 2010, sustituyó a la entonces filial Petroindustrial y tiene a su cargo la industrialización de hidrocarburos en el territorio ecuatoriano. Es la que se ocupa de transformar los hidrocarburos, mediante procesos de refinación, y producir derivados con la mayor eficiencia empresarial.

Para controlar esta fase, la *downstream*, la Gerencia de Refinación tiene a su cargo las siguientes Subgerencias:

- Subgerencia de Operaciones de Refinación
- Subgerencia de Proyectos
- Subgerencia de Planificación

EP Petroecuador, a través de la Gerencia de Refinación, tiene como grandes desafíos ejecutar dos principales proyectos: Rehabilitación de la refinería Esmeraldas e instalación de plantas para producción de combustibles más limpios, en las refinerías Esmeraldas y Amazonas.

Las refinerías de Ecuador

El país tiene tres centros de producción de derivados: la refinería de Esmeraldas, la refinería de La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi, que agrupa a la refinería Amazonas y la planta de procesamiento de gas asociado. Una pequeña planta en Lago Agrio (1 000 barriles) es operada por EP Petroamazonas.

Tabla 11: Capacidad operativa de refinación del país

Unidades de proceso	Capacidad operativa instalada en bpd	Capacidad operativa a marzo de 2013 en bpd
Refinería Esmeraldas	110 000	50 806
Refinería La libertad	45 000	45 355
Complejo Industrial Shushufindi*	20 000	20 890

*El Complejo comprende además una capacidad operativa de captación de gas de 25 000 millones de pies cúbicos diarios. Conforme la tabla 11, la capacidad de refinación del país es de 175 000 barriles por día, sin incluir la planta de gas. Fuente: EP Petroecuador

Refinería Esmeraldas

Esta refinería está ubicada en la provincia de Esmeraldas; tiene una capacidad operativa de 110 000 barriles diarios. Al momento, es la más grande del país; sin embargo, uno de sus principales problemas es la disminución de su producción de derivados, debido a que fue construida para el procesamiento de crudo liviano (28° API) y actualmente procesa un crudo semi pesado (23° API) (AIHE, 2008).

La refinería Esmeraldas, la más importante del país, produce actualmente varios tipos de derivados, algunos de ellos, se detallan en la tabla 12.



Refinería Esmeraldas.

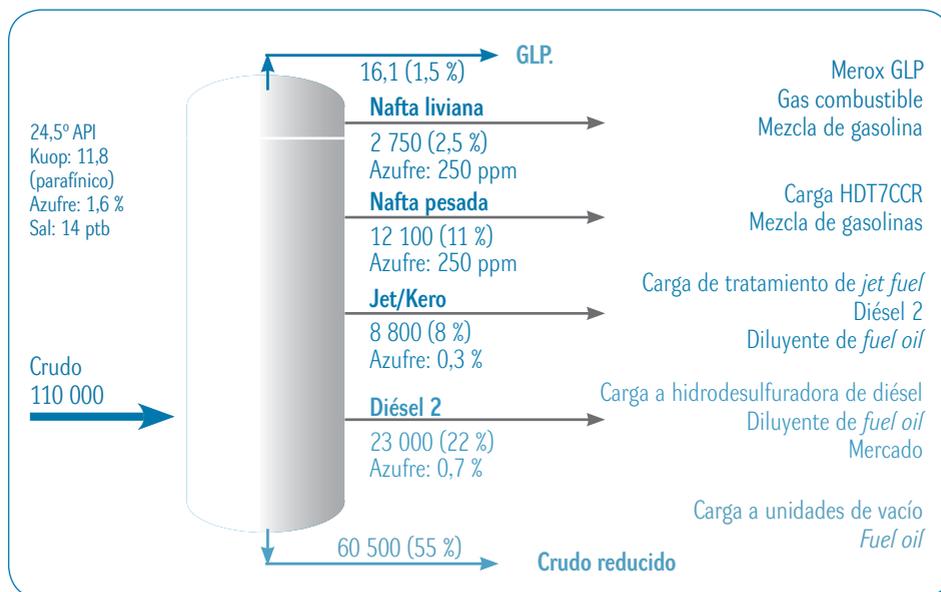
Tabla 12: Productos derivados de petróleo de la refinería Esmeraldas

GLP
Nafta
Gasolina de 87 octanos
Gasolina de 92 octanos
Combustible para motores de dos tiempos
<i>Jet fuel</i> A-1
Diésel premium
Diésel 2
<i>Fuel oil</i> 4
<i>Fuel oil</i> base (residuo)
Asfalto RC-250
Cemento asfáltico AC-20
<i>Fuel oil</i> de exportación

Fuente: Gerencia de Refinación.

En el Gráfico siguiente, a su vez, se puede observar el proceso de destilación atmosférica de la refinería Esmeraldas.

Gráfico 4: Unidad de destilación atmosférica



Fuente: Gerencia de Refinación

En la Figura 5 se describe el funcionamiento de cada una de las unidades de la refinería, necesarias para el procesamiento de derivados.

Figura 5: Descripción de las unidades de proceso de la Refinería Esmeraldas

Unidad de Destilación Atmosférica

Consta de dos unidades de 55 000 barriles diarios (bpd) de capacidad cada una. En estas unidades, el petróleo es sometido previamente al proceso de desalinización, para evitar la corrosión de los equipos de la refinería. El crudo se calienta a 350 °C e ingresa a las torres de destilación atmosférica, en donde se produce la separación de los distintos productos según los diferentes puntos de ebullición.

Unidad de Vacío

El crudo reducido, formado por fracciones de petróleo que sobre los 350 °C se descompone térmicamente, se somete a fraccionamiento por presión de vacío. En este proceso, el crudo reducido, previamente calentado, se separa en gasóleo (pesado y liviano) y fondos de vacío. Los gasóleos sirven de alimentación a la Unidad de Craqueo Catalítico Fluido (FCC).

Unidad Visco-Reductora

Los fondos de vacío (es decir, parte del hidrocarburo que queda en la base de la columna de proceso), de un alto peso molecular y con alta viscosidad, mediante craqueo térmico, producen el rompimiento molecular de la carga, para obtener un producto menos viscoso adecuado para usarse como *fuel oil*, reduciéndose así el uso de diluyentes en la preparación de este producto. Adicionalmente, se obtiene gasolina con mayor valor que la carga.

Unidad de Craqueo Catalítico Fluido FCC-UOP

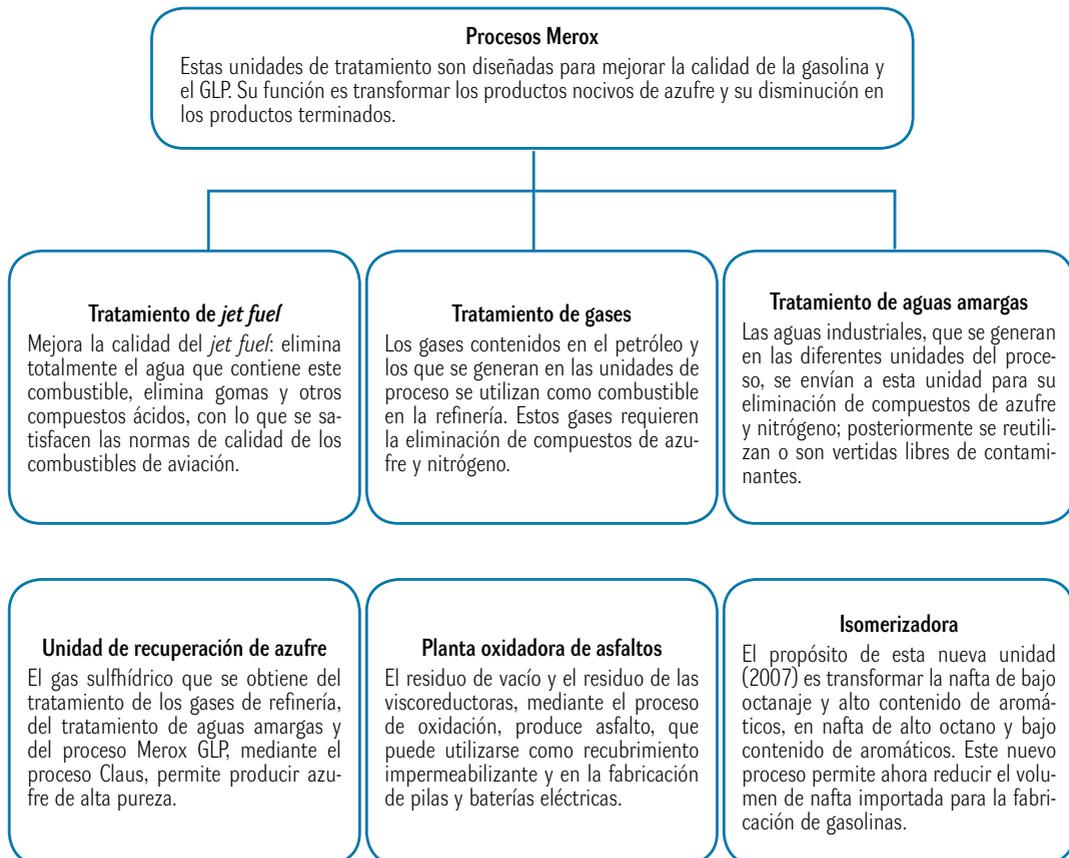
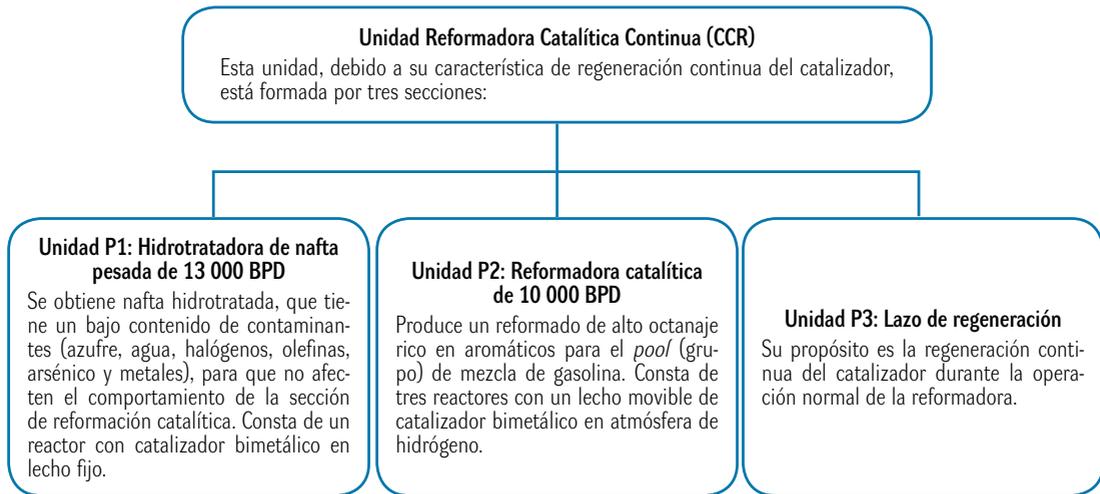
Unidad con capacidad de 18 000 bpd. El gasóleo de vacío está formado por largas cadenas moleculares; sometido a temperaturas de 520 °C, en contacto con el catalizador zeolítico, se transforma, por craqueo catalítico, en fracciones moleculares más livianas como: gases, GLP, gasolina del alto octanaje, *fuel oil*, etc.

Unidad Reformadora Semiregenerativa

Con capacidad de 2 780 bpd de nafta de destilación primaria. La nafta pesada obtenida en las unidades de crudo es de bajo octanaje (53 octanos), lo que la hace inadecuada para su uso como combustible de automotores; por esta razón, usando un tren de reactores, catalizadores de platino y renio, y altas temperaturas, se modifica la estructura molecular de los componentes de la nafta para obtener compuestos de mayor octanaje.

Hidrodesulfuradora de Diésel (HDS: 24 500 BDD)

El diésel obtenido en las unidades de crudo, sometido al proceso de hidrotreamiento, produce diésel con bajo contenido de azufre (menor a 0,05 % del peso) y libre de compuestos nitrogenados. Esta unidad consta de un reactor de lecho fijo con dos clases de catalizadores: para hidrogenación selectiva y para hidrodesulfuración del diésel.



Refinería La Libertad

Al constituirse Petroecuador y sus filiales, en 1989, se creó la filial temporal Petropenínsula.

Después de dos años fue incorporada a Petroindustrial como una filial de Petroecuador.

Luego, en 2010, Petroindustrial fue sustituida por la Gerencia de Refinación, como la responsable de industrializar el petróleo.

La industria petrolera ecuatoriana tiene su origen en la provincia de Santa Elena. Entre 1909 y 1929, en esta zona se desarrollaron varias actividades de extracción petrolera a cargo de empresas privadas nacionales y extranjeras. En 1919 se fundó en Londres, Reino Unido, la compañía *Anglo Ecuadorian Oilfields*, para explotar los yacimientos de Ancón, en la península de Santa Elena, cuya investigación y exploración había comenzado cinco años antes. En 1929, esta compañía alcanzó sus mejores logros con la perforación del pozo 4, que arrojó una producción de 3 000 barriles diarios, al que sumó, posteriormente, la de centenares de pozos. Entonces, la empresa decidió la construcción de la primera refinería para producir, en suelo ecuatoriano, los combustibles que el mercado interno necesitaba y dejar de importar los derivados, especialmente desde Perú. Así nació la refinería La Libertad³⁶, ubicada en la península de Santa Elena.

En 1940, *Anglo Ecuadorian Oilfields* instaló la refinería, inicialmente con dos plantas: Foster y Stratford, cerca del actual terminal de derivados, que se alimentaron con la producción de 7 000 barriles diarios de crudo provenientes de Ancón, que en esa época eran transportados por vía férrea hasta las instalaciones de refinación. La planta Foster funcionó hasta 1956 y la Stratford hasta 1968 y cubrieron el 65 % de la demanda nacional de derivados de petróleo en el periodo de operación. En 1956 se construyó una nueva unidad de refinación en dos plantas. Universal y Cracking Térmico. En 1968 se incorporó la planta Parsons, con una capacidad inicial de refinación de 20 000 barriles diarios. Puso en el mercado nuevos productos, como solventes para la industria química; aceite agrícola, para combatir los hongos en las plantaciones bananeras; y JP1, combustible de turbina de aviación.

En 1989, la refinería de la empresa *Anglo Ecuadorian Oilfields* fue revertida al Estado ecuatoriano luego de que concluyera la concesión otorgada. El 30 de noviembre de 1989 fue conformada la filial llamada Petropenínsula que, en diciembre de 1989, se encargó de la operación de las refinerías Anglo, y en agosto de 1990, la planta Repetrol, hoy llamada Cautivo. Estas plantas se integraron bajo una misma estructura administrativa y operativa: refinería La Libertad, ahora a cargo de la Gerencia de Refinación de EP Petroecuador.

³⁶ Entre los principales proyectos que la refinería La Libertad tiene están aquellos orientados a realizar mantenimientos, mejoras de equipos y un proyecto destinado a la construcción de una nueva línea submarina para la recepción de crudo y despacho de *fuel oil* mediante buques, cuya ejecución terminará en 2013.

Esta refinería produce 45 000 barriles diarios de derivados con una carga anual promedio de 14 850 000 barriles. Está equipada con tres unidades de destilación primaria:

- Planta Parson, con capacidad para 26 000 barriles por día (bpd)
- Planta Universal, con capacidad para 10 000 bpd
- Planta Cautivo, con capacidad para 9 000 bpd

La refinería La Libertad procesa un crudo de 28,5° API, del que se obtienen los productos descritos en la tabla 13, los cuales, excepto gasolina extra, cubren la mayor parte de la demanda de las provincias de Guayas, El Oro, Manabí, Cañar, Morona Santiago, Cañar, Azuay, Galápagos y Loja.

Tabla 13: Productos derivados de la Refinería La Libertad

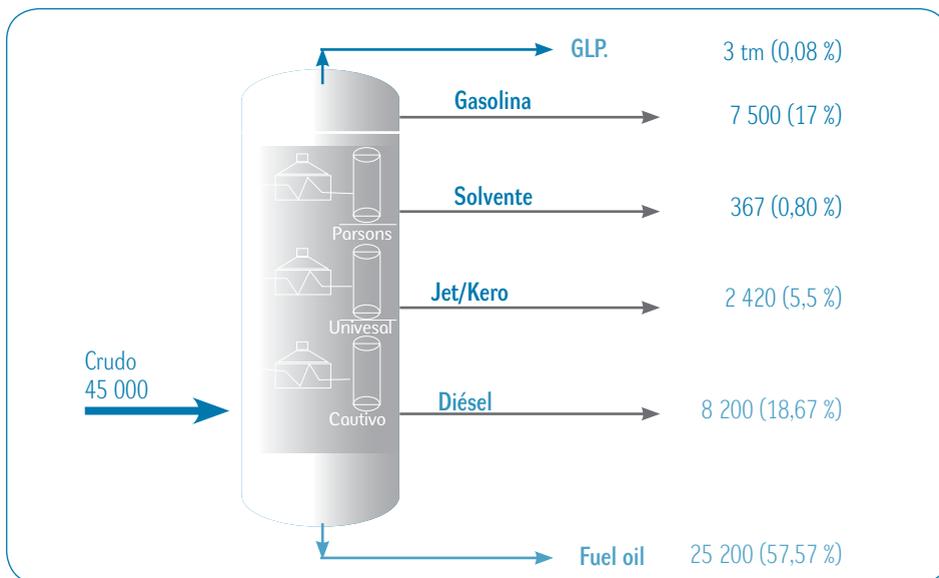
GLP
<i>Rubber solvent</i>
Gasolina de 87 octanos
Gasolina de 92 octanos
Combustible para motores de dos tiempos
<i>Mineral turpentine</i>
<i>Jet fuel A-1</i>
Diésel 1
Diésel 2
<i>Spray oil</i>
<i>Absorber oil</i>
<i>Fuel oil 4</i>

Fuente: Gerencia de Refinación



Refinería La Libertad.

Gráfico 5: Refinería La Libertad



Fuente: Gerencia de Refinación

Planta Cautivo

Esta planta está ubicada dentro de la refinería La Libertad, la cual completa todo el sistema de esa área. Es compacta, con sus propios generadores eléctricos, integrada por tres calderos de 150 libras de presión cada uno, tiene tanquería propia para productos semielaborados y su propia línea submarina para el despacho de diésel y *fuel oil*. Procesa 9 000 barriles diarios de crudo Oriente. Esta refinería creció de 8,5 millones de barriles de derivados en 1989 a 15 millones, en 2000.

El consumo local de residuo es aproximadamente el 60 % del volumen total que producen las plantas. Los productos derivados del petróleo obtenidos en la refinería La Libertad cubren la mayor parte de la demanda de las provincias de Guayas, El Oro, Manabí, Cañar, Morona Santiago, Azuay, Galápagos y Loja.

Líneas submarinas

La refinería La Libertad cuenta con dos líneas submarinas en operación: la línea más antigua del terminal tiene una extensión de 4 390 m costa afuera y un diámetro de 14 pulgadas. La otra, de 20 pulgadas, tiene una longitud de 550 m costa afuera. La primera, fue inicialmente

utilizada para recibir varios tipos de petróleo importado y exportar el crudo proveniente de los campos Ancón. Posteriormente, fue utilizada para recibir el crudo procedente de Balao o Tumaco (Colombia), transportado por buques de cabotaje hasta La Libertad.

La tubería está adecuada para operaciones múltiples, como recibir productos importados, y para la exportación de derivados de petróleo que procesan las plantas de la Libertad. Sin embargo, en la actualidad, esta línea es utilizada solo para el transporte de productos importados: diésel y gasolinas de alto octano. La recepción de productos importados opera mediante la Casa Bomba 2, a una rata de 4 200 barriles por hora, capacidad que puede subir si se incrementa la presión de descarga en el barco.

La otra línea submarina sirve para la recepción del crudo. Esta línea entró a operar en agosto de 2010 y permitió disminuir el tiempo de recepción de crudo de 72 a 27 horas. Cuenta, además, con una monoboya de última tecnología y un sistema de bombeo denominado Casa Bomba 3, completamente automatizado, que mejoran su rendimiento.

Las dos líneas movilizan un promedio mensual de 1 470 000 barriles de crudo y 160 000 barriles de gasolina base, entre otros derivados, a través de 50 operaciones promedio en el mismo periodo.

Muelle La Libertad

Es una área clave para la comercialización de combustibles y forma parte del complejo industrial. Sirve para el aprovisionamiento marítimo de residuo³⁷ y productos limpios para barcos con calado máximo de 18 pies, en donde se despachan embarcaciones de hasta 1 200 000 galones.

Patio de despacho terrestre

Esta infraestructura se destina para el despacho de productos derivados de petróleo. La conforman cuatro islas de carga y evacua hasta 400 000 galones diarios.

Plantas eléctricas

En la refinería La Libertad operan cinco turbinas a gas acopladas a generadores que producen una potencia de 5 a 11 kW. Las instalaciones incluyen tres unidades de generación eléctrica que funcionan a diésel: una de ellas, completamente nueva, genera 600 kW y las otras dos, 150 y 90 kW. Estas plantas garantizan el flujo de energía eléctrica para las refinerías.

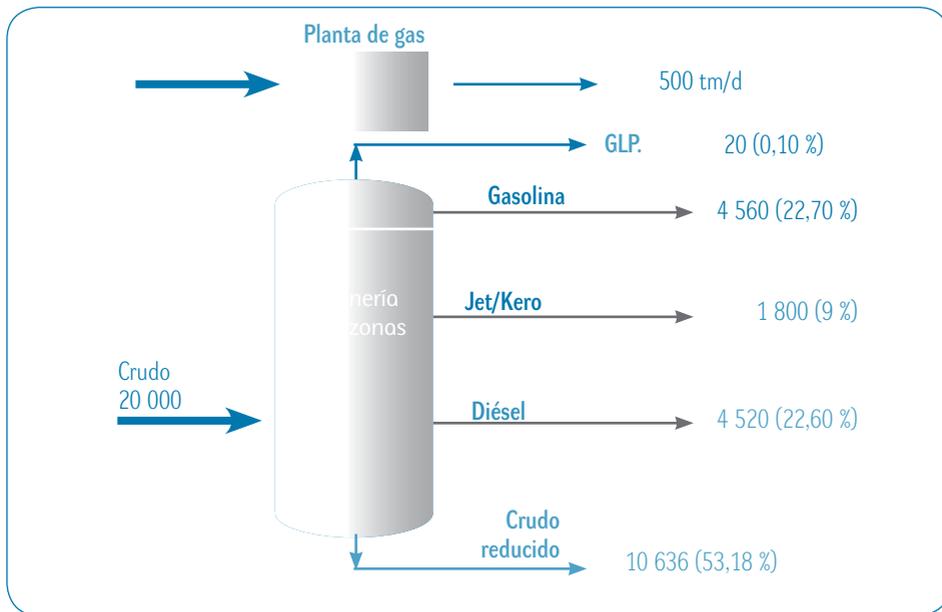
³⁷ La refinería La Libertad es parte del proyecto de tratamiento de residuos que producen las refinerías de Ecuador y que la Gerencia de Refinación de EP Petroecuador ejecutará con participación de la empresa privada.

Complejo Industrial Shushufindi

El Complejo Industrial Shushufindi (CIS)³⁸, ubicado en la provincia de Sucumbíos, es el principal centro de industrialización de petróleo de esta zona y está conformado por dos plantas:

- Planta de gas de Shushufindi
- Refinería Amazonas

Gráfico 6: Complejo Industrial Shushufindi



Fuente: Gerencia de Refinación

Planta de gas

La planta de gas inició su operación en 1981, fue instalada para procesar el gas asociado que se quemaba en las teas de los pozos de producción de petróleo del campo Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Libertador. Su carga máxima es de 25 millones de pies cúbicos estándar de

³⁸ El Complejo Industrial Shushufindi, desde la Gerencia de Refinación, ha emprendido varios proyectos que entrarán en funcionamiento en 2015 y 2016, principalmente para mejorar su capacidad de procesamiento, ampliación y mejora de la calidad de los combustibles y procesar biocombustibles, entre otros.

gas asociado, tiene capacidad para producir hasta 500 toneladas métricas por día (tm/día) de GLP y 2 800 barriles por día de gasolina. La planta fue sometida a dos ampliaciones:

La primera comprendió el montaje de compresores de alta potencia en la estación de Secoya y la construcción de gasoductos, en una extensión de 42 km, para captar y transportar el gas y los licuables que se producen en Secoya y enviarlos a la planta de Shushufindi para su procesamiento. Esta etapa entró en operación en julio de 1990 y las obras permitieron el incremento de la producción de gas licuado de petróleo hasta alcanzar las 220 toneladas métricas diarias. La segunda etapa entró en operación en marzo de 1992 y contempló la ampliación de la planta de gas para procesar 500 toneladas métricas diarias de gas doméstico. El gas producido se transporta a través del poliducto Shuhufindi-Quito, de donde es distribuido para su consumo como combustible doméstico e industrial.

Refinería Amazonas

El Complejo Industrial Shushufindi se complementa con dos unidades de destilación atmosférica de 10 000 bpd de capacidad cada una. La Refinería 1 inició su operación en 1987 y la Refinería 2, en 1995, de las cuales se obtiene como productos finales gasolina extra, diésel-1, jet-fuel, diésel-2 y residuo.

La planta de gas y la refinería Amazonas 2 poseen sistemas de control distribuido en los que el monitoreo y el control del proceso se efectúa a través de una pantalla manejada por una computadora. Por ser similares los sistemas de control distribuido de la planta de gas y la refinería Amazonas 2, están interconectados, lo que permite acceder a cualquiera de los dos simultáneamente de uno u otro panel.

Tabla 14: Productos del Complejo Industrial Shushufindi

Gas natural procesado (MMSCF)
GLP
Gasolina de 87 octanos
<i>Jet fuel</i> A-1
Diésel 1
Diésel 2
Residuo

Fuente: Gerencia de Refinación



Complejo Industrial Shushufindi.

Refinación y rendimientos

Por ser unidades de destilación directa, la separación de los productos se efectúa aprovechando los diferentes puntos de ebullición de los cortes. El rendimiento de diseño y el real de las unidades Amazonas 1 y 2 es el siguiente:

Para mejorar la captación de líquidos y gas de los campos Libertador y Limoncocha, en la Amazonía ecuatoriana, se concibió la instalación de una nueva planta modular en la Estación Secoya, para el tratamiento del gas y, además, para aprovechar la capacidad instalada de la planta de Shushufindi que tiene una capacidad de hasta 500 tm/día y al momento dispone de un rango operativo libre de por lo menos 200 tm/día. La planta está formada por 19 módulos construidos en fábrica y ensamblados en el sitio, lo que permite su reubicación en caso de requerirlo en el futuro. Es la única planta de tipo modular, con tecnología moderna, para que todos los procesos sean programados a través de un sistema informático, de tal forma que funcione apenas con tres operadores.

Producción de derivados

La producción de derivados para el mercado interno incluye la de aquellos procesados por las plantas, de la Gerencia de Refinación y las mezclas de las gasolinas extra que realiza la Gerencia de Transporte y Almacenamiento.

En el país se producen tres tipos de derivados: los básicos, los residuos y los especiales:

Básicos

Son aquellos productos de consumo masivo: gasolinas súper y extra, diésel *oil*, diésel 2, nafta, *fuel oil* eléctrico y naviero, gas y residuo que, por su fácil combustión, tienen gran demanda, se expenden a través de estaciones de servicio y de manera directa para el consumo eléctrico e industrial.

Especiales

Son productos que se entregan a clientes específicos: combustibles de aviación, asfaltos, solventes industriales, *spray oil*, azufre y avgas.

Residuos

Son aquellos que resultan del proceso de refinación y tienen demanda en la industria: *spray*, solventes, asfaltos, azufre y GLP.

Los derivados especiales y residuos se expenden desde los centros de despacho de la Gerencia de Transporte y Almacenamiento, ubicados en las refinerías Esmeraldas y La Libertad, y en los terminales El Salitral y El Beaterio.

En la tabla 15 y el gráfico 7 se observa que la producción de derivados se ha recuperado a partir de 2010. En el año 2012, la refinería Esmeraldas tuvo la mayor producción, con un volumen de 42,8 millones de barriles anuales; la refinería La Libertad, 14,2 millones de barriles anuales; y la refinería Amazonas, un volumen de 7 millones de barriles de derivados de petróleo.

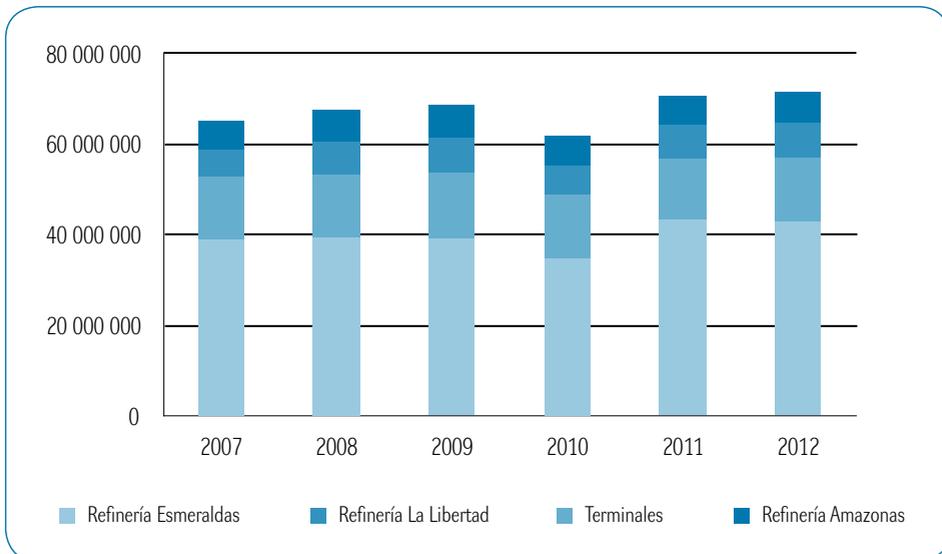
Actualmente, la Refinería que más derivados procesa es la Refinería Estatal Esmeraldas. Hasta finales de 2012, procesó un total de 42,8 millones de barriles.

Tabla 15: Producción nacional de derivados

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción nacional de derivados (en barriles)	65 046 305	67 553 239	68 575 819	61 886 288	70 644 806	71 565 893
Refinería Esmeraldas	39 046 733	39 394 738	39 079 770	34 827 439	43 290 904	42 830 608
Refinería La Libertad	13 762 128	13 790 593	14 606 670	13 947 741	13 508 775	14 222 917
Terminales	5 971 656	7 262 519	7 663 968	6 427 308	7 332 945	7 505 171
Refinería Amazonas	6 265 788	7 105 389	7 225 411	6 683 800	6 512 182	7 007 197

Fuente: Información Estadística Mensual de EP Petroecuador, 2007 a 2012.

Gráfico 7: Producción nacional de derivados



Fuente: Información Estadística Mensual de EP Petroecuador 2007 al 2012

La producción nacional de derivados de petróleo en las tres refinerías de país, más las mezclas en terminales, aumentó en los últimos cinco años al pasar de 65 millones de barriles en 2007 a 71,6 millones de barriles en 2012.

Grandes proyectos en refinación

EP Petroecuador ha venido cumpliendo con las disposiciones del gobierno nacional de invertir en esta importante fase de la industria hidrocarburífera: la refinación. Uno de sus más grandes proyectos es la Refinería del Pacífico, el mayor complejo petroquímico del Pacífico sudamericano. También se está avanzando con la rehabilitación de la Refinería Esmeraldas, y con el plan de mejoramiento de la calidad de los combustibles.



Nuevo regenerador para Unidad FCC de Refinería Esmeraldas.

Algunas de las características de estos proyectos se detallan a continuación:

Proyecto de Rehabilitación de la Refinería Esmeraldas

La rehabilitación de la refinería Esmeraldas consiste en recuperar su capacidad de procesamiento de 110 000 bpd de crudo en forma sostenida y segura. Debido al desgaste normal de los equipos, esa capacidad bajó a 90 000 bdp.

Uno de los principales componentes del programa es: incrementar la capacidad operativa de la Unidad FCC de 18 000 a 20 000 barriles por día de gasolina de alto octano y gas licuado de petróleo GLP.



Bomba a turbina para el enfriador de catalizador, de Refinería Esmeraldas.

El plan empezó en 2009 y terminará a finales de 2015. Según la Gerencia de Refinación, el proyecto tiene un costo total de 885 millones de dólares. Está dividido en 21 proyectos y organizado en tres fases:

- Fase 0: sostenimiento
- Fase I: rehabilitación
- Fase II: rehabilitación

Beneficios del programa

- Aumento de la producción de combustibles como: gasolina 20 %, Diésel 16 %, Jet 16 % y LPG 16 %, para cubrir la mayor parte de la demanda nacional y reducir así la salida de divisas por la importación de estos derivados.
- Flexibilidad operativa de la Unidad FCC en la cual se procesará Gasóleo o una mezcla Gasóleo-residuos.
- Producción de Diesel Premium con un contenido de 50 ppm (partes por millón) de azufre. La reducción de este metal en este combustible para automotores mejorará la calidad del aire y beneficiará la salud de la población.

Inversión social

La EP Petroecuador desarrolla el Programa de Responsabilidad Social para los barrios aledaños a las instalaciones de la Refinería Esmeraldas, mediante la planificación y el trabajo que, en la actualidad, ejecuta un equipo multidisciplinario de profesionales de la Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente, en coordinación con diferentes instituciones del Gobierno Nacional.

La empresa pública trabaja en la rehabilitación, reparación y ampliación de 34 establecimientos educativos y una escuela de milenio en los barrios aledaños a la refinería, con una inversión que supera los \$ 18 millones. Hasta el momento ha concluido la modernización de las escuelas: Miguel Ramírez Angulo, Walter Quiñóñez, Héroes de Tiwintza y Unidad Educativa San Daniel Comboni.

Construcción de Unidad Educativa

En esta misma zona se está edificando una unidad educativa estandarizada, con carácter experimental de alto nivel, proyectada bajo conceptos técnicos, administrativos, pedagógicos y arquitectónicos innovadores, modernos y acogedores para aproximadamente 1 200 alumnos. La EP Petroecuador destinará un monto de \$ 5 millones para la ejecución de esta fundamental obra.



Reconstrucción de escuelas cercanas a Refinería Esmeraldas.

Agua Potable, alcantarillado y vialidad

La empresa construyó y entregó dos piscinas de pre sedimentación para la planta de agua potable de San Mateo, con un costo de \$ 4 millones, aproximadamente. La actualización de los estudios para el Sistema Regional de Agua Potable de Esmeraldas es una obra prioritaria para la EP Petroecuador. Para el servicio de alcantarillado se invertirá 29 millones de dólares.

En obras de asfaltado de las vías de acceso a 73 barrios aledaños a la refinería Esmeraldas se invertirán \$ 25 550 000. Ecuador Estratégico, en coordinación con el Ministerio de Transporte y Obras Públicas, ejecutará el proyecto.

Para estos barrios se prevee un total de 126 millones de dólares de inversión social.



La EP Petroecuador destina importantes fondos para la construcción de unidades educativas.

Proyecto de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro

La Refinería del Pacífico Eloy Alfaro (RDP) es quizá el proyecto más grande y emblemático del actual gobierno. Su construcción se convertirá en la mayor obra de infraestructura de la historia de Ecuador.

Planificado en el 2008, se inscribe en la alianza estratégica entre los gobiernos de Ecuador y Venezuela, en el marco de una serie de acuerdos y memorandos de entendimiento de cooperación suscritos en el campo energético entre estos dos países y en la búsqueda de una integración energética latinoamericana, que permita asegurar el suministro de los hidrocarburos y un posicionamiento geopolítico de los dos estados en la región.

El objetivo es refinar 300 000 barriles de crudo por día, con lo que se cubrirá el déficit de combustibles del mercado interno, y se exportarán los excedentes. De esta manera, Ecuador se convertirá en exportador de derivados y alcanzará la soberanía energética. Además, tendrá un complejo petroquímico.

La refinería contará con una tecnología de conversión profunda, requerida para la producción de gasolina, diésel, gas licuado del petróleo y corrientes petroquímicas. Además, contempla las facilidades para suministro de agua, crudo y transporte de productos e instalaciones marítimas.

Como parte de las medidas de preservación del medio ambiente, estará rodeada de una franja de amortiguamiento de 500 hectáreas de vegetación, la más extensa del mundo y que nunca antes existió en el país. La inversión total estimada es aproximadamente de 12 millones de dólares.

Tabla 16: Ejecución de los principales proyectos de la RDP a diciembre 2012, en dólares

Inversión	2009-2011	2012	Total
Visualización y conceptualización	51,65	-	51,65
Estudios ambientales de sitio	39,77	13,43	53,20
Ingeniería básica y licencias	245,40	40,31	285,71
Adquisición de tierras	7,48	1,41	8,89
Ingeniería y construcción temprana	19,02	20,44	39,46
Preparación de sitio	-	82,45	82,45
Asesorías	21,80	46,16	67,96
Inversión social	0,67	7,74	8,41
Total	386,15	211,94	598,09

Fuente: MICSE, 2012.

Ecuador se convirtió en el país latinoamericano con mejor calidad de combustibles.

La Refinería del Pacífico tiene un gran compromiso social con la zona de influencia directa. Dentro de las prioridades está la capacitación, mediante talleres de gastronomía, pesca, artesanías, turismo comunitario, fabricación artesanal del sombrero de paja toquilla, entre otros. Estos talleres buscan dinamizar la economía local, formando líderes que a futuro emprendan sus propios negocios.

Mejoramiento de combustibles

Uno de los logros de EP Petroecuador ha sido la mejora de la calidad de las gasolinas y del diésel Premium, que se distribuye a nivel nacional. Un proyecto del Gobierno Nacional que lo ejecuta la EP Petroecuador, desde noviembre de 2011.

Con esto se han disminuido las emisiones de óxido de azufre y ha mejorado el rendimiento de los automotores, todo lo cual beneficia a los consumidores.

Con la ejecución del Plan de Mejoramiento de la Calidad de los Combustibles, aumentó el octanaje de las gasolinas: la Gasolina Extra pasó de 81 a 87 octanos y la Súper, de 90 a 92 octanos³⁹, además se redujo el contenido de azufre de 7 000 partes por millón (ppm) a 250 ppm (MICSE, 2012).

El diésel Premium que se distribuye actualmente en todo el país al sector automotriz, tiene un contenido de azufre de hasta 150 ppm, que está por debajo de las 250 ppm que establece la norma INEN.

El Gobierno Nacional planteó la producción de biocombustibles⁴⁰ en el país. Según el Decreto Ejecutivo 1303, se establece que el diésel tipo Premium, que se usa en el sector automotor, debe tener una mezcla de biodiésel del 5 %, que se incrementará hasta 10 %.

39 Al subir el octanaje de las gasolinas se obtienen importantes beneficios en el funcionamiento de los motores actuales, que son de alta compresión y por ello requieren de combustibles que se adapten a esta característica. De esa manera bajan también los costos de mantenimiento de los vehículos. Si estos, que tienen motores de elevada relación de compresión, no utilizan gasolinas con suficiente número de octanos, se produce el autoencendido prematuro de la mezcla combustible-aire, que da lugar a detonaciones en la fase de compresión y hace que el pistón sufra un golpe brusco (cascabeleo) y reduzca drásticamente el rendimiento del motor.

40 El biodiésel es obtenido a partir del aceite de palma virgen, por lo que es un combustible de origen vegetal, completamente natural, que se presenta en forma de un líquido claro y brillante a una temperatura de 25 °C. Si se lo mezcla, en proporciones variables con el diésel, rinde al máximo y contamina menos. Con ello se logra ahorros significativos. Una plantación de palma puede producir durante 25 años, aproximadamente. En Ecuador existen 1,5 millones de hectáreas aptas para la siembra. En la actualidad existe una producción de 500 mil toneladas de aceite de palma, de ellas, 50 % son exportadas. Petroperú es uno de los principales compradores de este producto. Entre las ventajas del uso de este producto tenemos: reducción de las emisiones gaseosas tóxicas como el dióxido de azufre (SO₂) y trióxido de azufre (SO₃), gases que al entrar en contacto con el agua (H₂O), forman ácido que al evaporarse y condensarse provocan lluvia ácida, cuyo efecto es tóxico para los ecosistemas; disminución del efecto corrosivo en los motores y accesorios metálicos de los vehículos, aumentando su vida útil; y mejora de la calidad del aire que respiramos en nuestras ciudades.

El diésel Premium es utilizado en vehículos cuyos motores, por regulaciones ambientales de control de emisiones, están diseñados para funcionar con combustibles que tienen un nivel muy bajo de contenido de azufre.

Ecuador busca convertirse en el país latinoamericano con la mejor calidad de combustibles. El objetivo que se ha trazado el gobierno nacional es cumplir las normas de calidad EURO 5, vigentes en Europa.

El proyecto de mejoramiento de combustibles se financia con los recursos de los *impuestos verdes*, razón por la cual no se incrementó el precio ni de las gasolinas ni del diésel Premium.



Ecuador busca convertirse en el país latinoamericano con mejor calidad de combustibles.



6

Fase de comercialización



6 Fase de comercialización

Una de las actividades dentro de la cadena de valor de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, es la comercialización de petróleo crudo y derivados a nivel nacional e internacional, que se realiza a través de la Gerencia de Comercialización y la Gerencia de Comercio Internacional.

Gerencia de Comercialización

Esta tiene a su cargo la venta de derivados de petróleo con procesos altamente tecnificados, a fin de satisfacer la demanda en el ámbito nacional, con estándares de cantidad, calidad, seguridad, oportunidad y responsabilidad, con respeto a la gente y a la naturaleza.

Petrocomercial se creó el 26 de septiembre de 1989, como una *filial* de la entonces Empresa Estatal Petróleos del Ecuador, Petroecuador, y su misión fue satisfacer la demanda nacional de derivados de petróleo a todos los segmentos del mercado y administrar la infraestructura de almacenamiento y transporte de combustibles.

En 2010, cuando la estatal petrolera se convirtió en la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, esa filial se denomina Gerencia de Comercialización, cuyo objetivo, entre otros, es incrementar su participación en el mercado de combustibles a nivel nacional.

Actualmente, esta Gerencia opera y administra la red de estaciones de servicios más grande del país. En el primer semestre de 2013, EP Petroecuador contaba con 245 gasolineras a escala nacional, de las cuales 45 son propiedad del Estado⁴¹. A las modernas estaciones que funcionan en Quito, Guayaquil, Esmeraldas y Galápagos se suman

⁴¹ EP Petroecuador continúa con el proceso de negociación para la adquisición de más gasolineras, a fin de ampliar la red de servicios en fronteras y a nivel nacional.

20 que prestan sus servicios en las provincias fronterizas⁴² con Colombia y Perú, para abastecer a estas regiones y controlar el uso indebido de los combustibles subsidiados.

La marca *Comercializadora Petrocomercial* fue creada el 29 de enero de 1995 como una estrategia para competir con autonomía con empresas privadas como Mobil, Texaco y Puma, entre otras, y brindar un excelente servicio de calidad y cantidad. Desde julio de 2012, EP Petroecuador inició la comercialización de los lubricantes⁴³ de la marca Petrocomercial con un portafolio de productos y presentaciones según las necesidades del mercado nacional.

Entre los tipos de derivados que comercializa EP Petroecuador están los básicos: las gasolinas y diésel; los especiales: combustibles aéreos y pesqueros; y, los residuales, para los sectores: industrial, agrícola y público.

Desde enero de 2012, como una estrategia de esta Gerencia se comercializan a nivel nacional las nuevas gasolinas de mayor octanaje extra y súper de 87 y 92 octanos respectivamente y el diésel Premium, para automotores, con menos partículas por millón de azufre. De acuerdo con el Plan de Mejoramiento de Combustibles, dispuesto por el Gobierno Nacional, se aumentó la distribución de diésel Premium, para el sector automotriz a todo el país; porque inicialmente, se proveía solamente a Cuenca, Quito y Guayaquil.

Comercialización de derivados a nivel nacional

Mecanismo de comercialización

La comercialización interna de derivados empieza con la recepción del requerimiento de las comercializadoras y concluye con la facturación de los productos.

Para dar agilidad a la nueva modalidad de comercialización de derivados de petróleo en el país, la entonces Petroecuador instauró el sistema de facturación de derivados, a través de la banca privada que tiene cobertura nacional y se conecta con el sistema de teleproceso. El mecanismo

42 La Gerencia de Comercialización ha emprendido varios proyectos de inversión orientados a garantizar un abastecimiento de combustibles oportuno y de calidad. En este sentido, el proyecto *Red de gasolineras fronteras norte y sur del país* tiene como objeto abastecer de combustibles al mercado de las zonas de frontera, mediante la participación directa de EP Petroecuador en la comercialización, para contribuir a frenar el uso indebido de los productos limpios y combatir el contrabando. Otros proyectos, como la remodelación de la gasolinera Esmeraldas y la estación de servicios en la isla Isabela, en Galápagos, son parte del portafolio de proyectos de la Gerencia de Comercialización.

43 El lubricante de marca *Petrocomercial* es elaborado con altas normas de calidad, cumpliendo con procesos de control industrial muy exigentes. Se busca que nuestro producto lidere el mercado nacional para beneficiar el ambiente y la economía. EP Petroecuador lanzó su marca de lubricantes a nivel nacional en septiembre del 2012.

general de comercialización consiste en que las comercializadoras despachan los derivados de petróleo a las estaciones mediante centros de distribución y estas, al cliente final⁴⁴.

Figura 6: Flujo de comercialización de derivados



⁴⁴ Todas las etapas de la comercialización de derivados de petróleo, la cantidad, la calidad, el cumplimiento de las normas vigentes y la atención al consumidor final están hoy bajo el control y fiscalización de la Agencia Nacional de Regulación y Control Hidrocarburífero y del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

Facturación

La comercialización y facturación de derivados está manejado por un sistema electrónico en red que facilita y controla los despachos en tiempo real. Así se garantiza la eficiencia y la seguridad en las operaciones y, a la vez, los controles operativo y financiero.

Segmentos de clientes

- Aéreo
- Automotriz
- Industrial
- Pesquero industrial
- Pesca artesanal
- Naviero nacional
- Naviero internacional
- Asfaltos
- Solventes

Comercializadoras

Son las personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras autorizadas para comercializar combustibles líquidos derivados, que cuentan con una red de centros de distribución y la infraestructura necesaria para realizar, bajo su marca y responsabilidad, importación, almacenamiento, transporte, comercialización y distribución al granel de combustibles.

Centros de distribución

Son las instalaciones registradas en la ARCH, en las que se realizan actividades de recepción, almacenamiento y venta de combustibles líquidos. Entre los centros de distribución se incluyen las estaciones de servicio, los depósitos industriales, pesqueros, navieros y aéreos.

Distribuidoras

Son las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, registradas en la ARCH, que ejercen actividades de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles líquidos derivados para el consumidor final. Las comercializadoras distribuyen y venden derivados bajo sus marca y responsabilidad, a través de una red de distribuidores, convirtiéndose en intermediarias en la cadena de abastecimiento de combustibles, desde los centros de almacenamiento y despacho de propiedad de EP Petroecuador, hasta los puntos de venta al consumidor.

Red de distribución

Es el conjunto de centros de distribución de propiedad de una comercializadora o que están vinculados contractualmente con ella y que venden, bajo su marca y sus estándares, combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos a los consumidores finales.

Consumidores finales

Personas naturales o jurídicas que utilizan los combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos en la fase final de consumo.

Estaciones de servicio

Gasolineras asociadas a nuestra red de comercialización que expenden el combustible a través de surtidores a los consumidores finales.

Productos

Desde su creación, la comercializadora de combustibles, Petrocomercial, se ha caracterizado por ofertar una amplia gama de productos. Actualmente cuenta, entre otros, con gasolinas súper y extra, diésel 1 y 2, diésel Premium, gas licuado de petróleo, *fuel oil*, *jet fuel*, avgas, asfaltos, solventes, *spray* y gas natural licuado. En cuanto a solventes industriales: *ruber solvent*, mineral turpentine y solvente 1, que son usados en la preparación de diluyentes, fabricación de pinturas, ceras, lacas, industria de llantas, lavado en seco, *spray oil* para la fumigación y azufre para la industria farmacéutica. También ha incursionado en productos como lubricantes para el mercado automotriz, entre otros productos.

Biocombustibles

La Gerencia de Comercialización desarrollará dos programas de biocombustibles de acuerdo con la política de protección del ambiente, y en cumplimiento del Art. 413 de la Constitución del Ecuador, que señala que el Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y el uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, basadas en energías renovables, diversificadas y de bajo impacto que no pongan en peligro ni la soberanía alimentaria, ni el equilibrio ecológico, ni el derecho al agua.

En Guayaquil ya se distribuye la gasolina Ecopaís⁴⁵, compuesta por 5 % de etanol anhidro⁴⁶ y 95 % de gasolina extra. Actualmente provee el 5 % de la demanda del sector automotor en esa ciudad. El biodiésel es un producto que resulta de la mezcla de un 5 % del aceite de palma y 95 % de diésel Premium, considerado una alternativa de combustible más amigable para los automotores.

45 EP Petroecuador comercializa actualmente a nivel nacional Gasolina Extra con Etanol llamada ECOPAIS, es una mezcla de Nafta de Bajo Octano, Alto Octano y Etanol.

46 El etanol anhidro y biodiesel son biocombustibles que provienen de materias primas renovables del agro, que sin ser derivados de hidrocarburos, pueden ser utilizados como aditivos y/o componentes de mezcla en la preparación de la gasolina y diésel que se comercializa a nivel nacional.

Precios de los derivados de petróleo

Los precios de los combustibles para el mercado interno son fijados mediante Decreto Ejecutivo expedido por el Presidente de la República. Su revisión periódica ha sido parte, históricamente, de una política económica. El Estado siempre recurrió a esta política de precios de los combustibles como mecanismo inmediato de recuperación de ingresos.

Con el Decreto Ejecutivo 1433, de enero de 1994 (durante el gobierno de Sixto Durán Ballén), se iniciaron nuevas políticas de precios de los combustibles en el mercado interno. Este decreto determinó algunos factores para calcular los precios de venta al público de los derivados de petróleo. Uno de ellos es el margen de utilidad para las comercializadoras y distribuidores, que ha fluctuado en 11 % a un máximo de 23 % en la gasolina Súper. Entre agosto y diciembre de 1999 se estabilizó en el 19,93 %. Finalmente, el 26 de mayo de 2000, el margen de utilidad para la gasolina extra y el diésel se modificó hasta un máximo del 15 %, mientras los demás combustibles tienen margen abierto. Los ingresos provenientes de las ventas de combustibles son destinados a financiar el programa de reactivación económica del país.

Consumo y despacho de derivados

La comercialización nacional de derivados empieza en la recepción de requerimientos de las comercializadoras hasta la facturación⁴⁷ de los productos para abastecer la demanda nacional. El proceso sigue con la autorización de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) sobre las operaciones de las comercializadoras⁴⁸ de combustibles en los sectores industrial, automotriz, naviero nacional e internacional, aéreo, pesca artesanal, marino y asfaltos, solventes, entre otros. Además de los productos de la tabla 17, EP Petroecuador comercializa gas natural, un combustible formado por la mezcla de gases ligeros que se encuentra en los yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con él o en depósitos de carbón. Es usado para consumo industrial o comercial y, actualmente, comercializado en Azuay, Pichincha, Guayas y El Oro.

En 2012 el despacho de combustibles tuvo un incremento del 3,32 % respecto del año precedente, al pasar de 82 533 000 barriles en 2011 a 85 269 000 barriles en 2012.

47 EP Petroecuador genera el reporte mensual de la facturación de combustibles de acuerdo con la fecha de vencimiento por institución bancaria, la misma que es remitida al banco para su verificación y suscripción del acta correspondiente. Cuando existen diferencias se procede a una nueva revisión en conjunto.

48 Las comercializadoras suscriben un contrato de abastecimiento de combustibles que es enviado a la ARCH y con él, el Ministro de Recursos Naturales No Renovables emite un acuerdo ministerial con la resolución de autorización de operación del segmento de la comercializadora. Posteriormente, a cada abastecedora se le asigna un código para comercializar el combustible en el segmento aprobado a través de la abastecedora de EP Petroecuador. Luego, deben cumplir con los diferentes requisitos habilitantes y registrarse en la red de distribución o clientes.

La siguiente tabla indica el comportamiento del despacho de combustibles para el consumo interno de derivados.

Tabla 17: Despacho de la comercializadora FP Petroecuador, en barriles de petróleo

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gasolina	13 931 465	14 986 788	16 137 867	17 549 175	18 793 667	20 418 170	22 385 107	23 596 897
Súper	2 978 777	3 338 197	3 726 505	4 126 288		4 864 740	5 506 793	5 346 169
Extra	10 952 688	11 648 592	12 411 362	13 421 886	4 441 663	14 915 614	15 978 871	17 176 578
Extra con ethanol (B)					14 352 004	637 816	899 443	1 074 150
Absorver	95			1 155	714	1 168	1 190	952
Diésel 1	283 574	213 133	172 219	163 768	129 616	118 904	103 436	88 265
Terrestre	199 399	144 797	81 447	60 451	51 914	59 811	55 042	37 977
Marino Internacional	84 176	68 336	90 772	103 237	77 702	59 093	48 393	50 288
Diésel 2	20 950 583	23 261 966	22 740 724	23 408 798	26 518 419	29 910 728	28 341 798	29 162 914
Terrestre-nacional	18 013 501	19 121 392	17 560 223	18 421 911	19 498 821	19 846 629	20 686 112	7 601 389
Premium			1 489 437	1 965 425	2 163 628	2 629 062	3 537 887	8 367 865
Eléctrico	2 078 443	3 068 742	2 210 962	1 152 345	3 113 759	5 922 179	2 459 128	1 585 852
Diluyente	172 294	183 902	72 404					
Marino (A)					1 742 211	1 512 858	1 658 671	1 607 807
Marino nacional	565 454	735 782	1 062 892	1 545 108				
Pesquero	81 771	101 281	268 808	252 614				
Marino internacional	39 120	50 867	75 998	71 394				
Fuel oil 4	10 300 974	9 494 345	8 764 959	8 601 836	8 823 332	9 057 998	9 315 584	8 930 006
Industrial	2 442 908	1 984 053				1 817 672	1 882 409	1 936 236
Nacional					1 765 800			
Eléctrico	3 369 686	3 283 407	2 836 599	2 607 933	2 881 458	3 621 673	3 344 829	3 422 295
Marino	4 488 380	4 226 886	4 185 961	4 176 319	4 176 074	3 618 653	4 088 346	3 571 475
Ap3			781 833	1 195 746				
Asfalto	972 549	1 012 294			2 297 759	2 119 672	2 211 158	2 392 906
Ap-3	800 510	841 161			2 021 550	1 890 287	2 006 086	2 219 952
Rc-250	172 039	171 133			276 209	229 385	205 072	172 954
Solventes:	56 820	84 420	106 150	121 153	113 989	116 493	127 197	147 140
Mineral turpentine	24 730	35 122	44 655	51 406	49 527	43 109	56 348	61 381
Rubber solvent	32 089	40 846	61 495	69 746	64 462	73 384	70 849	85 758
Solvente 1		8 452						
Spray oil	98 654	141 085	171 328	211 463	220 630	233 381	238 970	250 618

GLP	10 207 924	10 650 327	11 093 345	11 390 327	11 227 843	11 370 461	11 781 656	11 835 411
Jet fuel	2 408 949	2 518 165	2 614 417	2 648 676	2 581 403	2 575 524	2 625 319	2 528 749
Nacional	845 453	1 251 217	1 244 053	1 004 351	1 203 736	1 458 596	1 567 104	1 127 027
Internacional	1 563 496	1 266 948	1 370 364	1 644 326	1 377 667	1 116 928	1 058 215	1 401 722
Avgas	912				8 612	25 278	29 489	31 177
Nacional	912			2 578		3 822	28 531	30 461
Internacional				2 578	8 612	21 456	959	716
Nafta base 90 (Sector eléctrico)	608 406	791 295	92 984	220 705		403 428	309 186	
Pesca artesanal	387 686	461 778	506 487	573 520	630 317	675 936	744 694	815 186
Residuo:	1 724 563	2 151 718	3 363 374	3 056 180	4 261 055	3 426 113	4 317 957	5 488 842
Industrial	97 569	201 270	350900	578 498	739 962	718 983	715 701	811 162
Eléctrico	336 955	557 850	634 056	428 874	3 521 093	2 707 130	3 602 255	4 677 680
Termoesmeraldas	1 290 039	1 392 598	2378418	2 048 809				
TOTAL NACIONAL	1 933 154	5 767 316	66 735 707	69 735 707	75 824 415	80 453 255	82 532 740	85 269 062

Fuente: Informe de Cifras Petroleras 2005 al 2012. EP Petroecuador.



Tanqueros en islas deargas de combustible.

La siguiente tabla detalla los nombres de las comercializadoras de derivados de hidrocarburos que operan en el país.

Tabla 18: Comercializadoras de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos que operan en Ecuador

Agencia Naviera Agnamar S. A.	Oceanbat S. A.
Andivel S. A.	Oceanoil S. A.
Cía. Comercio, Industrias y Servicios Petroleros Petroworld S. A.	Óscar Salazar Pinto OSP Comercializadora Cía. Ltda.
Clyan Services World S. A.	Parceshi S. A.
Comdec S. A.	PDV Ecuador S. A.
Comercializadora del Pacífico Internacional, Copasa S. A.	PetroCondor S. A.
Compañía Petróleos de Los Ríos C.A., Petrolríos	Petroalpina S. A.
Consortio Fenacopec-Petroconstrucciones, Fenapet	Petroceano S. A.
Corpetrolsa S. A.	Petroleos y Servicios PYS C. A.
Dispengas S. A.	Primax Comercial del Ecuador S. A.
Dispetrol S. A.	Sercompetrol S. A.
Distribuidora de Diésel S. A., Distrisel	Tecplus S. A.
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador)	Transportes Marítimos Bolivarianos S. A. (Transmabo)
Fumigación Agrícola y Transportes Aéreos, Fayta S. A.	Vepamil S. A.
Energygas S. A.	Lutexsa Industrial Comercial Cía. Ltda.
Expodelta S. A.	Marzam Cía. Ltda.
ExxonMobil Ecuador Cía. Ltda.	Masgas S. A.
Guelfi S. A.	Negocios Navieros y de Transporte Transneg S. A.

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero



FRONT FALCON
NASSAU
IMO: 9238816

Gerencia de Comercio Internacional

Ejecuta la política de comercialización de hidrocarburos aprobada por el Directorio de EP Petroecuador, acorde con las funciones que establece el Reglamento.

Esta Gerencia desarrolla estrategias de comercialización para la compraventa de hidrocarburos, de preferencia con los consumidores finales: países o empresas estatales y/o privadas. Tiene a su cargo la importación de aquellos derivados en los cuales el país es deficitario, como gas licuado de petróleo, naftas y diésel Premium, entre otros.

Desde agosto de 2011, el área de Comercialización Externa se convirtió en la Gerencia de Comercio Internacional. Su meta es maximizar los ingresos para el Estado por las exportaciones de crudo y derivados.

EP Petroecuador mantiene acuerdos bilaterales con empresas estatales productoras de hidrocarburos como PDVSA de Venezuela, ANCAP de Uruguay y la Empresa Estatal Petrochina.

EP Petroecuador es la mayor exportadora de crudo de Ecuador y esta actividad es la principal fuente de ingresos del Estado ecuatoriano, al financiar alrededor del 25 % de su presupuesto general. La Gerencia de Comercio Internacional coordina las exportaciones de los crudos ecuatorianos y productos como *fuel oil 6* y nafta de bajo octano, y las importaciones de derivados que requiere el país.

Entre 2007 y 2012, las exportaciones de crudo se incrementaron en un 69 % al pasar de 66,6 millones a 112,3 millones de barriles de petróleo. Los ingresos para el Estado, por esta actividad en 2012 fueron de \$ 11 063 millones, frente a \$ 4 011 millones en el 2007.

Alianzas para la comercialización

Alrededor de 43 compañías activas internacionales, entre privadas y estatales, están calificadas en los registros de comercializadoras de EP Petroecuador para ofertar en los concursos públicos de compra-venta de hidrocarburos.

La Gerencia de Comercio Internacional busca la mayor participación de las compañías dedicadas al negocio de crudo y derivados. Su objetivo es diversificar mercados para los crudos ecuatorianos y tener un amplio espectro de compañías que suministran derivados en las mejores condiciones económicas y geográficas. Actualmente, EP Petroecuador cuenta con toda la seguridad operativa para realizar la comercialización internacional de hidrocarburos.

Tabla 19: Productos de exportación, 2012

Producto	Frecuencia	Cantidad	Cargamentos	Características
Crudo Oriente	Mensual	360 000 barriles	18	24° API y 1,4 % de azufre
Crudo Napo	Mensual	360 000 barriles	7	18° a 19° API y 2 a 2,2 % de azufre
Fuel oil 6	Mensual	190 000 barriles	2 a 3	
Nafta de bajo octano	Bimensual	180 000 barriles	1	

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional de EP Petroecuador.

Tabla 20: Productos de importación, 2012

Producto	Frecuencia	Cantidad	Cargamentos
Fuel oil 6	Mensual	190 000 barriles	2 a 3
Nafta de alto octano	Mensual	240 000 barriles	4 a 5
Diésel	Mensual	240 000 barriles	1 a 2
Diésel Premium	Mensual	240 000 barriles	4 a 5
Gas licuado de petróleo	Mensual	62 000 toneladas métricas	1
Cutter stock	Mensual	210 000 barriles	1
Avgas	Trimestral	8 000 barriles	1

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional de EP Petroecuador.



Transporte marítimo de hidrocarburos.

Infraestructura de exportación e importación

La exportación e importación de hidrocarburos se realiza a través de los terminales marítimos de Esmeraldas, Balao, La Libertad y el terminal Tres Bocas, del golfo de Guayaquil.

Fórmula de fijación de precios para la venta de hidrocarburos

El marcador

La calidad del petróleo no es homogénea en todo el mundo; existen varios tipos que alcanzan diferentes precios. Para Ecuador el crudo que sirve como marcador es el West Texas Intermediate (WTI) para las ventas de los crudos Oriente (liviano) y Napo (pesado). El WTI es un crudo dulce y ligero, cuya gravedad API es de 39,8° y su contenido de azufre es de 0,33 %. Su precio lo establece el mercado internacional y se registra diariamente en la bolsa de valores de Nueva York. En este proceso no intervienen ni Petroecuador ni el Estado ecuatoriano.

Los grados API son una escala de gravedad específica desarrollada por el American Petroleum Institute (API) para medir la densidad relativa de varios petróleos líquidos, expresada en grados. Esta escala ha sido diseñada de tal forma que la mayoría de valores se encuentran entre 10° y 70° API⁴⁹. Los crudos Livianos están entre 30-40° API, los crudos Medianos entre 22-29.9°, los crudos Pesados entre 10-21.9° y los crudos Extra pesados en Menos 10° API.

El WTI es un marcador muy importante para el mercado internacional de petróleo por su comercialización en el NYMEX (New York Mercantile Exchange). El precio del WTI es utilizado por aproximadamente el 90 % de los productores petroleros que colocan su crudo en el continente americano.

Debido a la alta volatilidad de los precios del petróleo, no se puede influir en la cotización del barril de crudo, sino que depende de la lógica, la dinámica y la complejidad del mercado petrolero internacional.

El diferencial

Como el crudo Oriente (24° API) es de menor calidad que el WTI (39,8° API), el mercado establece una diferencia en los precios y puede restarle o incrementarles valor, por su calidad y por las variables que se producen en el mercado internacional. Esta diferencia en los precios se denomina *diferencial*.

49 Gravedad API = $(141.5/SG \text{ a } 60^\circ\text{F}) - 131.5$, donde SG es la gravedad específica.

Este valor fluctúa de acuerdo con la oferta y la demanda mundial o regional de crudos de características similares a los ecuatorianos, y sus valores se publican en dos informativos internacionales especializados denominados Argusy Platt's, en los que EP Petroecuador consulta para establecer la facturación de sus crudos. Tampoco EP Petroecuador o el Estado ecuatoriano tienen injerencia sobre el diferencial.

El premio

Es un valor constitutivo del precio que se aplica según las necesidades de EP Petroecuador, en este caso, y que se agrega a la fórmula por efecto de la competencia entre las empresas que participan en la compra-venta de hidrocarburos. El mayor premio ofrecido permitirá al vendedor la selección de la oferta más favorable.

Este es un valor adicional sobre el diferencial que las compañías compradoras de crudo están dispuestas a pagar. El premio es la razón de ser del concurso de ofertas, pues es el factor que determinará el ganador, es decir, quien ofrezca un premio mayor sobre el diferencial, será quien gane el concurso. El premio ofertado permanece inalterable durante la duración del contrato de venta de crudo sin opción de cambios ni alteraciones. EP Petroecuador determina el precio de facturación (PF) de sus crudos Oriente y Napo mediante fórmulas, constituidas por el precio del crudo marcador WTI menos el diferencial establecido por el mercado:

$$\text{PF} = \text{marcador} - \text{diferencial}$$

Los crudos Oriente y Napo se colocan en el mercado internacional mediante concursos internacionales de ofertas o a través de contratación directa. La modalidad de estos procesos de contratación es a largo plazo o ventas ocasionales⁵⁰. Las ventas se dirigen a una amplia variedad de clientes que incluyen a refinadores finales, intermediarios y empresas estatales. Ecuador exporta sus crudos desde el puerto marítimo de Balao bajo condiciones FOB (Freighton Board), es decir que el vendedor se compromete a colocar el crudo a bordo y, a partir de ese momento, los costos adicionales corren por cuenta del comprador.

⁵⁰ EP Petroecuador colocó en el mercado internacional un volumen total de 3 240 000 barriles de crudos Oriente y Napo a través de un concurso público internacional de ofertas realizado el 25 de abril de 2013. Además, el contrato de compra-venta de 2 160 000 de barriles de crudo Oriente fue adjudicado a la compañía Tesoro al ofertar el mejor diferencial más 4,78 dólares por barril. La empresa Phillips 66 resultó ganadora para la compra venta 1 080 000 barriles de crudo Napo al ofertar el mayor diferencial más 2,93 dólares por barril.

Políticas de comercialización externa

Políticas para la venta de hidrocarburos

- Obtener los mejores precios del mercado internacional para los hidrocarburos de acuerdo con la realidad del mercado.
- Colocar el volumen disponible de hidrocarburos destinados a la exportación, bajo contratos de compra-venta mediante las modalidades *spot*, mediano y largo plazo, de acuerdo con las condiciones de mercado. Venta *spot* u ocasional realizada para medir la oferta y demanda del hidrocarburo en el mercado internacional.
- Diversificar geográficamente el destino de los hidrocarburos con el objeto de expandir el mercado de los crudos y productos ecuatorianos.
- Celebrar contratos con empresas estatales, nacionales o internacionales, de preferencia consumidores finales, que aseguren normalidad operativa y financiera.

Políticas para la compra de hidrocarburos

- Programar el abastecimiento de hidrocarburos, como parte del Comité Nacional.
- Obtener los mejores precios que el mercado internacional ofrezca para los hidrocarburos.
- Abastecer oportunamente la demanda de derivados de petróleo del país.
- Celebrar contratos con empresas estatales, nacionales o internacionales para importaciones, dando preferencia a los productores.

Exportación de petróleo crudo

Ecuador exporta dos tipos de crudo: Oriente y Napo, a precios que se fijan mediante una fórmula que la hemos descrito en páginas anteriores.

El 17 de agosto de 1972, Ecuador realizó, desde el puerto petrolero de Balao, la primera exportación de crudo. Ese hecho histórico en la industria hidrocarburífera del país le correspondió al Consorcio Texaco-Gulf que explotaba, de manera exclusiva, los yacimientos de la Amazonía, puesto que la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, recién se estaba creando. Esta inició sus exportaciones en 1973, con las regalías que el Estado percibía de Texaco-Gulf. En ese entonces los precios eran muy bajos. La primera venta del país, a la que nos hemos referido en líneas anteriores, se hizo a 2,34 dólares el barril. Ahora, fluctúa en los 100 dólares.

Gracias a esa tendencia, los ingresos para el Estado por venta de crudo en el mercado internacional en el año 2012 fueron de 11 063 millones de dólares, mientras que en el año 2004 eran de apenas 1 622 millones de dólares. Petroecuador es la empresa que provee el mayor monto de divisas al país.

En 2007, EP Petroecuador vendió al mercado internacional 66,6 millones de barriles de petróleo mediante contratos de compra-venta de corto plazo, con un promedio de 180 000 barriles diarios exportados, a un precio promedio de 60,23 dólares por barril, generando ingresos sobre los 4 011 millones de dólares para el Estado ecuatoriano, solo por este concepto.

A lo largo de su “era petrolera” Ecuador ha exportado su crudo a América, Europa y Asia. En 2006, por ejemplo, sus ventas tuvieron como destinos principales el Lejano Oriente 4 %, Estados Unidos 68 %, Sudamérica 20 %, el Caribe y América Central 8 %.

Tabla 21: Exportación total de crudo

Año	Total		Crudo Dólar		Crudo Negro	
	Miles de barriles	Miles de dólares	Miles de barriles	Miles de dólares	Miles de barriles	Miles de dólares
2004	50 420	1 622 032	50 420	1 622 032		
2005	53 697	2 300 128	53 697	2 300 128		
2006	71 965	3 730 443	55 663	2 938 887	16 302	791 556
2007	66 607	4 011 901	43 772	2 725 492	22 835	1 286 409
2008	77 480	6 460 674	54 317	4 560 368	23 164	1 900 305
2009	83 470	4 459 741	61 514	3 342 795	21 956	1 116 946
2010	93 242	6 728 578	71 128	5 190 270	22 114	1 538 307
2011	105 599	10 311 632	71 132	7 033 457	34 467	3 278 175
2012	112 321	11 063 936	75 978	7 559 019	36 343	3 504 917

Fuente: Informes Estadísticos Mensuales del Banco Central del Ecuador, 2004-2013.

En 2012, el 80 % de las exportaciones estatales de petróleo se destinaron a China; el 17,7 %, a empresas privadas; y el 2,51 % a PDVSA, de un total de 112 millones de barriles de petróleo. Estas transacciones se han llevado a cabo bajo los contratos de venta anticipada de petróleo con el país asiático y arrancaron en el año 2009.

El volumen de exportaciones de petróleo del país está determinado por la variación de carga de crudo a refinerías para su procesamiento y por el nivel de precios internacionales del crudo.

Según el Banco Central del Ecuador, los precios internacionales de petróleo se han caracterizado por tener una alta volatilidad. Si bien en el segundo trimestre de 2010 el precio del petróleo

fue de 69,36 dólares por barril, en el periodo similar de 2011 se situó en 102,92 dólares por barril y volvió a disminuir en 2012 al situarse en \$ 99,95 por barril. En ese año existieron varios factores que influyeron en el precio de petróleo internacional, entre los principales estuvieron: la inestabilidad de la economía global y la incertidumbre sobre la crisis de deuda en Europa, la tensión entre Turquía y Siria, el cierre del oleoducto Keystone de TransCanada Corporation, la presión a la baja de los precios de las materias primas, las acciones en Estados Unidos ante las preocupaciones sobre la desaceleración de la economía global, el huracán Sandy, la incertidumbre de la elección presidencial en Estados Unidos, el Congreso del Partido Comunista Chino, los conflictos políticos en Egipto y el desacuerdo entre los legisladores estadounidenses sobre la resolución del déficit fiscal, entre otros.

Exportación de derivados de petróleo

Además de las exportaciones de crudo, las exportaciones de derivados corresponden un rubro importante para los ingresos del Estado.

En 2012, el volúmen de las exportaciones bajó en un 13 % respecto al año precedente, al pasar de 11,5 millones en 2011 a 10 millones.

Tabla 22: Exportación de derivados de petróleo

Año	Miles de barriles	Miles de dólares
2004	13 556	333 942
2005	12 799	470 596
2006	13 615	599 874
2007	15 160	846 094
2008	15 416	1 145 446
2009	12 334	675 075
2010	10 259	712 706
2011	11 527	1 102 250
2012	10 038	1 013 857

*Las exportaciones incluyen *fuel oil*, naftas de bajo octano y gasóleo, entre otros.
Fuente: Informe Estadístico Mensual del Banco Central del Ecuador, 2013.

Importación de derivados de petróleo

En el 2007 se importaron 29 328,9 millones de barriles de derivados de petróleo (incluidas naftas de alto octano, gas licuado de petróleo y diésel) a un precio promedio de importación de 83,02 dólares por barril. Las importaciones en ese año sumaron 2 434 millones de dólares. Como indica la tabla siguiente, en 2012, EP Petroecuador importó un total de 40 266,3 millones de barriles de derivados para abastecer la demanda interna, a un costo promedio de importación de 124,4 dólares por barril. Esto le significó un egreso al Estado de 5 009 millones de dólares.

Tabla 23: Volumen y costo de las importaciones

Año	Volumen de importaciones (millones de barriles)	Precio promedio de importación (dólares por barril)	Costo de importación (millones de dólares)
2004	17 347,8	47,8	828 727,0
2005	22 172,7	66,5	1 474 438,4
2006	25 932,8	75,3	1 951 688,1
2007	29 328,9	83,02	2 434 862,1
2008	27 859,2	103,30	2 877 952,1
2009	32 179,2	69,58	2 239 052,9
2010	41 003,9	87,45	3 585 990,3
2011	37 434,9	117,75	4 407 922,2
2012	40 266,3	124,4	5 009 427,1

*Las importaciones incluyen: Naftas de alto octano, diésel y gas licuado de petróleo
Fuente: Banco Central del Ecuador.

Debido al crecimiento acelerado de la demanda de Gas Licuado de Petróleo, GLP, la EP Petroecuador importa alrededor del 80 % del producto que consume el país. La importación de GLP se realiza desde hace 30 años para lo que se utiliza el sistema de almacenamiento flotante, que consiste en un buque tanquero con capacidad de almacenamiento de 48 000 toneladas métricas, fondeado en Punta Arenas, cerca de Puerto Bolívar, provincia de El Oro. Desde ahí se transporta a través de un sistema denominado *alije*, en embarcaciones más pequeñas hasta la estación Tres Bocas ubicada en la provincia de Guayas, desde donde se distribuye el hidrocarburo a las envasadoras, para posteriormente entregarlo al consumidor final.

El GLP se vende en el mercado interno a un precio subsidiado. El cambio de políticas en el año 92, con el gobierno del presidente Sixto Durán Ballén, insidió en el incremento de la generación eléctrica con plantas de combustión térmica (diésel, gas, etc.) al desechar los proyectos

hidroeléctricos. Además, las condiciones de estiaje en el país, subieron en forma progresiva la importación del diésel para la generación eléctrica. Los costos fueron imputados al presupuesto de Petroecuador. Finalmente, en 2008, se modificó ese esquema y estos valores pasaron a cargo del Ministerio de Finanzas.

Certificaciones

Además de las certificaciones que ha obtenido para los procesos ambientales y de control de calidad que aplica en sus instalaciones operativas, EP Petroecuador forma parte del Ship Inspection Report Programme, SIRE, una herramienta que garantiza la seguridad en las actividades de transporte, carga y descarga de productos vía marítima de la flota de buques que transportan el crudo y sus derivados.

Responsabilidad social y ambiental

En todos los procesos de la industria hidrocarburífera, la EP Petroecuador promueve acciones de responsabilidad social, mitigación y remediación ambiental, seguridad industrial y salud acorde con su propia normatividad y la legislación ambiental del país.

Consciente de la responsabilidad social entendida como la integración voluntaria por parte de las organizaciones, para la solución de las necesidades sociales y ambientales de las comunidades cercanas a las instalaciones operativas de la EP Petroecuador; esta desarrolla el Plan de Manejo Ambiental Plurianual y proyectos de inversión social a nivel nacional.

Además, cada uno de los nuevos proyectos de la industria hidrocarburífera nacional contiene planes estratégicos de manejo ambiental y responsabilidad social que la empresa pública está comprometida a ejecutarlos.

En el tema social la Empresa Pública ha suscrito hasta el 2013 alrededor de 30 convenios de inversión social, en beneficio de comunidades y poblaciones asentadas en las áreas de influencia de las actividades petroleras.

El ejemplo más representativo de esta actividad es el Programa de Inversión Social para los barrios aledaños a la Refinería Esmeraldas, que contempla la intervención en las áreas de salud educación, agua potable, alcantarillado, y el manejo integral de desechos sólidos de la ciudad de Esmeraldas con una inversión programada de 132 millones dólares.

En este y otros proyectos como el de almacenamiento, transporte y distribución de GLP para la zona Sur del país, se han desarrollado programas de salud comunitaria a través de brigadas médicas y odontológicas que brindan atención médica gratuita a 68 000 habitantes de 70 barrios y en la Refinería Esmeraldas han atendido al rededor de 23 mil personas.

La EP Petroecuador realiza sus operaciones de un modo responsable, trabaja en la mejora continua de los procesos y servicios, minimiza los impactos ambientales y promueve hábitos de conservación y protección ambientales. Sus instalaciones operan bajo certificaciones y estándares internacionales como las ISO 9001, ISO 14001, ISO/IEC 17025 y la acreditación en Gestión de Calidad de Laboratorios, otorgada por el Organismo de Acreditación Ecuatoriano, OAE, normas que se aplican a los Sistemas de Gestión Ambiental, de calidad en productos y servicios.

La EP Petroecuador en materia de seguridad y salud en el trabajo promueve un ambiente seguro y saludable para los trabajadores mediante la administración de riesgos naturales y el desarrollo de un marco regulatorio en todos los niveles de la organización.

En el 2011 desarrolló el Programa de Control del Riesgo Laboral que consistió en la adquisición de equipos de protección laboral, de control de incendios, de mantenimiento y automatización de los sistemas de control de incendios para sus instalaciones, de acuerdo con la normativa de seguridad y salud vigente en el país.

Mitigación y remediación ambiental

La EP Petroecuador cumple procesos de restauración de áreas afectadas por fuentes de contaminación (pasivos ambientales), entendidas como piscinas, fosas y emergencias ocurridos a nivel nacional. Acciones que se encaminan a devolver las condiciones de funcionalidad de ecosistemas a fin de lograr una total recuperación de las áreas afectadas.

Dentro de este macro proceso, se involucran técnicas relacionadas con la remediación y rehabilitación ambiental, que si bien son procesos que presentan similitud, difieren en la metodología aplicable. La remediación consiste en devolver características ambientales óptimas a un elemento, y la rehabilitación ambiental involucra procesos para favorecer la recuperación de las “habilidades” naturales del territorio mediante una serie de tratamientos que resulten beneficiosos para el ecosistema.



WORK
SAFETY
OIL RESISTANT
STEEL TOE
EN 12543

BIBLIOGRAFÍA

- Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador AIHE (2008). Precio del Petróleo: Impacto en la Economía Ecuatoriana, Revista Petróleo y Gas, Edición N° 6 año 2008, 15 de Junio de 2008, Quito – Ecuador.
- Banco Central del Ecuador (2013). Información Estadística Mensual N° 1933 de marzo de 2013.
- Banco Central del Ecuador (1990). La actividad petrolera en el Ecuador en la década de los 80. Subgerencia de economía internacional, División Técnica, 1990, p. 24.
- Bocco, Arnaldo (1983). “Política económica y estilos de desarrollo en la fase de auge petrolero (1972-78)”. Instituto de desarrollo económico y social, Vol. 22, N° 88, pp. 485-510.
- Castro, Miguel (2011). “Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador”. International Development Research Centre IDRC. Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental. Quito-Ecuador.
- Campodónico Humberto (2007). “Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos” Serie “Recursos Naturales e Infraestructura”. Santiago: CEPAL. pp. 11-38.
- Coordinación General de Imagen Empresarial (2013). Boletín N°009 de EP Petroecuador. “EP Petroecuador traspaso a Petroamazonas EP sus derechos en la empresa Río Napo”
- Corbett Patrick, Andy Gardiner (2004). Reservoir Geology. Institute of Petroleum Engineering, Herriot Watt University.
- Chamorro, Adriana (2011). “Los instrumentos del cambio de política eléctrica en el Ecuador (2007-2010)”. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Quito-Ecuador.
- EP Petroecuador (2012a). Rendición de cuentas 2012. Disponible en: http://www.epetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/peh_docsusogeneral/002092.pdf
- EP Petroecuador (2012b). Informe cifras petroleras, Período Enero-Diciembre 2012. Cifras provisionales a Febrero 2013.
- EP Petroecuador (2011). Informe de gestión 2010-2011. Disponible en: http://www.epetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/peh_otros/000489.pdf
- EP Petroecuador (2011). Informe cifras petroleras, Período Enero-Diciembre 2011. Cifras provisionales a Febrero 2012.

- EP Petroecuador (2010). Informe cifras petroleras, Período Enero-Diciembre 2010. Cifras provisionales a Enero 2011.
- Empresa Estatal Petroecuador (2008). Informe estadístico 2008.
- EP Petroecuador Gerencia de Comercialización (S/F). Presentación Power Point. <http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/archivo/001713.pdf>.
- EP Petroecuador (s/f) Normativa de Gestión del Negocio. Disponible en: http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/peh_otros/gestion_del_negocio.pdf
- EP Petroecuador y Gerencia de Refinación (2013). Presentación Power Point Gabinete Ministerial. No publicada. Quito-Ecuador.
- Gordillo, Ramiro (2003). ¿El Oro del Diablo? Ecuador: historia del petróleo. Corporación Editora Nacional, Quito. Editora Nacional, p. 15-35. Quito-Ecuador.
- IEA International Energy Agency (2008). "World Energy Outlook 2008. Paris, OECD/IEA, p.p 78. Disponible en: www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/key_graphs.pdf. Visitado el 25 de marzo 2012.
- Journal of Petroleum Technology (1998). "Booking reserves" Disponible en: http://www.spe.org/jpt/print/archives/1998/11/98November_management.pdf
- Mabro, Robert (2007). "El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética". Real Instituto Elcano. Economía y Comercio Internacional - ARI N° 114. Disponible en: http://www.realinstitutoelcano.org/analisis/ARI2007/ARI114-2007_Mabro_nacionalismo_petrolero.pdf
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, MRNNR (2012). Informe de Gestión 2012. Dirección de Comunicación Social 2013.
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (2012). Informe de Gestión, 2012.
- Morales, Gabriel (2011). "Los contratos petroleros utilizados discrecionalmente en el Ecuador, como instrumentos de control político, económico y social: enfoque realizado desde el Estado Social de Derecho y el Neo-Constitucionalismo". Tesis FLACSO, Quito-Ecuador.
- Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos MICSE (2012). Rendición de cuentas 2012.
- Orozco, Mónica (2011). "Una política sin rumbo: El caso del sector petrolero ecuatoriano 2005-2010". Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Quito-Ecuador.

- ORCEM, Operaciones Río Napo Compañía de Economía Mixta (2013). Informe de gestión 2012. Revista Corporativa Semestral. Enero 2013.
- Paladines, Agustín (2005). “Los recursos no renovables del Ecuador: Base para la planificación y ordenamiento”. Editorial universitaria. Universidad Central del Ecuador.
- Petroecuador (2002). El petróleo en el Ecuador: Su historia y su importancia en la economía nacional. Disponible en: <http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/archivo/001138.pdf>
- Petroecuador (2006). “Informe Estadístico 1972- 2006, Gerencia de Economía y Finanzas, Planificación Corporativa de Petroecuador” Página 32, Quito-Ecuador.
- Roberts, Paul (2004). “El fin del petróleo”. Editorial B, S.A. Barcelona España.
- Secretaría de Hidrocarburos (2012a). Oficio N° 3887-SH-SCH-UTE-DYR-2012, emitido por el Secretario de Hidrocarburos al Viceministerio de Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables el 21 de septiembre de 2012.
- Secretaria de Hidrocarburos (2012b). Décima Primera Ronda Petrolera. Presentación Power Point. Disponible en: http://www.she.gob.ec/portal/es/c/document_library/get_file?uuid=332e533e-469b-4567-8be5-714c7a7de1c3&groupId=68569. Visitada en abril de 2013.
- SPE (2005). “Glossary”. Disponible en http://www.spe.org/industry/docs/GlossaryPetroleumReserves-ResourcesDefinitions_2005.pdf. Visitado en mayo de 2012.
- Wauquier J. P (2004). “El refino del petróleo: Petróleo crudo, productos petroquímicos, esquemas de fabricación”. Fundación Repsol YPF. Madrid (pp. 313).
- Xiaojie Xu, The James A. Baker (2007). “Chinese NOC’s Overseas Strategies: Background, Comparison and Remarks”. III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center, Rice University, marzo 2007, 47p. Disponible en: http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/energy-studies/docs/NOCs/Papers/NOC_Chinese-NOCs_Xu.pdf

Web

- Revista Virtual pro, de Procesos Industriales. Disponible en: http://www.revistavirtualpro.com/ediciones/tendencias_en_la_industria_petroquimica_y_del_petroleo_upstream___downstream-2012-10-01_16.

Leyes

- Ley de Creación de Petroecuador, Art. 2.
- Decreto Ejecutivo N° 315, publicado en el Suplemento al Registro Oficial N°171 de abril 14 de 2010. Creación de la Empresa Pública Petroecuador.
- Decreto Ejecutivo N° 1351-A Reformar el Decreto Ejecutivo N° 315 del 2 de enero de 2013, publicado en el Suplemento del Registro Oficial N° 860. Traspaso de las Gerencias de exploración y producción de petróleo y gas natural de EP Petroecuador a EP Petroamazonas.
- Decreto Ejecutivo No. 314 del 6 de abril de 2010, publicado en el Suplemento al Registro Oficial No. 171 de 14 de abril de 2012. Creación de la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP”.
- Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicado en el Suplemento del Registro Oficial N° 48, el 16 octubre de 2009.



EP **PETROECUADOR**

Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador

Producción de Coordinación General de Imagen Empresarial de EP Petroecuador

Alpallana E8-86 y Av. 6 de Diciembre

Tel.: (593-2) 256 3060 • 254 7233

casilla: 17-11-5007 / 17-11-5008

www.eppetroecuador.ec