



**EP**  
**PETROECUADOR**



**40 AÑOS**  
CONSTRUYENDO  
EL DESARROLLO  
DEL PAÍS

**1972-2012**

— INFORME ESTADÍSTICO —



*EP* **PETROECUADOR**

1972-2012





Ingeniero Marco Calvopiña V.  
Gerente General de la EP Petroecuador

# Presentación

El desarrollo y crecimiento de una empresa no se fundamenta únicamente en el valor del capital, su tecnología o su capacidad de inversión, sino que se basan en el empuje de su capital humano para ser la fuerza propulsora de éxito organizacional.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) inició sus actividades en junio de 1972, con 17 funcionarios, un presupuesto de 27 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. Por primera vez en su historia, el país pasó a operar y administrar todas las fases de la industria petrolera: exploración, explotación, industrialización y comercialización; todo ello en ejercicio del legítimo derecho para el manejo soberano del petróleo y el reto de desarrollar la industria hidrocarburífera en términos técnicos, tecnológicos, operativos, humanos y de capital en beneficio de todos los ecuatorianos.

CEPE aceptó y cumplió el reto de desarrollar la industria al incrementar su actividad hidrocarburífera, posibilitando un notable incremento del producto interno, generando un considerable monto de divisas, atrayendo capitales externos y transformando la estructura de la economía ecuatoriana.

En el año de 1989 se crea la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) con sus empresas filiales (PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL y PETROCOMERCIAL), la cual implementa un nuevo modelo empresarial, acorde con los tiempos y nuevos desafíos, como mejorar la administración de los recursos petroleros estatales, dinamizar la industria hidrocarburífera dotándola de mecanismos que le permitan competir en el mercado, con eficiencia y rentabilidad, y especializar al talento humano en las diferentes fases de la industria.

Posteriormente en el año 2010, dentro del proceso de reordenamiento jurídico del país y para fortalecer las áreas estratégicas de su economía, se crea la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, con el mismo objetivo y responsabilidad de su antecesor: velar por la gestión del sector hidrocarburífero a través del talento humano profesional, competente y comprometido con el país, dotándola de autonomía para su gestión administrativa-financiera e implementando la gestión por procesos.

Han pasado ya 40 años de actividad hidrocarburífera, desde que CEPE inició sus actividades hasta llegar a convertirse en la EP Petroecuador, con todo lo que conlleva y significa esta transformación; 40 años de producir riqueza por ecuatorianos y para los ecuatorianos, 40 años de logros, dificultades y desafíos que

se traducen en el esfuerzo y sacrificio de todo el talento humano que fueron y son parte de la empresa más grande en la historia del país.

Es de enorme orgullo para la EP Petroecuador poner a consideración de la comunidad en general el “INFORME ESTADÍSTICO DE LA INDUSTRIA HIDRO-CARBURÍFERA ECUATORIANA 1972–2012”; que resume la labor institucional en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera.

Este trabajo sintetiza la historia petrolera, que además de ser una fuente de conocimiento y consulta del movimiento hidrocarburífero, pretende que el lector infiera el esfuerzo realizado a lo largo del tiempo por todos quienes conforman la EP Petroecuador.

**Ing. Marco Calvopiña V.**  
GERENTE GENERAL  
EP PETROECUADOR

# Índice general

## **INFORME ESTADÍSTICO 40 AÑOS 1972-2012**

Presentación.....	3
Abreviaturas .....	9
Principales definiciones.....	10
Factores de conversión.....	14
<b>I. CIFRAS PAÍS .....</b>	<b>15</b>
Resumen de la actividad hidrocarburífera.....	17
Resumen Ejecutivo de la actividad petrolera 2012.....	19
Movimiento hidrocarburífero EP Petroecuador 2012.....	20
<b>II. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE CRUDO.....</b>	<b>16</b>
El petróleo en el Ecuador .....	18
Actividades de exploración y producción 2012 .....	27
Pozos perforados por EP Petroecuador 2012.....	33
Perforación de pozos 1982-2012 .....	37
Reacondicionamiento de pozos con torre 2012 .....	38
Reacondicionamiento de pozos sin torre 2012.....	53
Producción de crudo en campos EP Petroecuador 2012 .....	57
Gráfico producción crudo EP Petroecuador 2012.....	58
Producción nacional de crudo en campos 1972-2012.....	59
Producción de crudo en campo por compañías 1978-2012 .....	63
Gráfico producción nacional de crudo 1972-2012.....	66
Producción nacional de crudo fiscalizado 1972-2012 .....	67
Producción de gas natural 2012 .....	69
<b>III. TRANSPORTE DE CRUDO.....</b>	<b>71</b>
Análisis del transporte de crudo .....	73
Crudo bombeado SOTE y OCP 2012 .....	80
Gráfico transporte de crudo 2012.....	81
Gráfico Crudo transportado por oleoductos 1972-2012.....	81
Gráfico transporte de crudo por oleoductos 1972-2012.....	82
Consumo de crudo en estaciones de bombeo del SOTE 2012 .....	83
Consumo de crudo en estaciones de bombeo del SOTE 1981-2012.....	84



<b>IV. REFINACIÓN DE CRUDO .....</b>	<b>85</b>
Análisis refinación de crudo .....	87
Crudo recibido en refinerías y consumo en oleoducto 2012 .....	97
Producción de crudo reducido y gasolina natural 2012 .....	98
Materia prima procesada en refinerías del país 2012 .....	99
Producción nacional de derivados 2012 .....	100
Producción nacional de derivados 1972-2012.....	101
Producción de derivados Refinería Esmeraldas 2012.....	102
Gasolina súper disponible al mercado interno 2012 .....	103
Producción de derivados Refinería Esmeraldas 1977-2012.....	104
Gráfico producción nacional de derivados y producción Refinería Esmeraldas .....	105
Producción de derivados Refinería La Libertad 2012.....	106
Producción de derivados Refinería La Libertad 1972-2012 .....	107
Producción de derivados de la planta Cautivo 1972-1991 .....	108
Producción de derivados Complejo Industrial Shushufindi 2012 .....	109
Producción de derivados Refinería Amazonas y Planta de Gas 1982- 2012.....	110
Gráfico producción de derivados Refinerías La Libertad y Amazonas 1972-2012 .....	111
Mezclas de gasolinas en terminales 2012.....	112
Mezclas de gasolinas en terminales 1998-2012 .....	113
Preparación de Fuel Oil # 4 y # 6 Refinería Esmeraldas 2012.....	114
<b>V. TRANSPORTE DE DERIVADOS.....</b>	<b>115</b>
Análisis transporte derivados .....	117
Volumen de combustibles transportados por poliductos 2012 .....	121
Gráfico transporte de derivados por poliductos 2012.....	122
Volúmenes transportados por el Poliductos Esmeraldas-Sto. Domingo; Sto. Domingo-Quito y Sto. Domingo-Pascuales 2012 ...	123
Volúmenes transportados por Poliductos Shushufindi-Quito y Quito- Ambato 2012.....	124
Volúmenes transportados por Poliductos Libertad-Manta; Libertad-Pascuales; Tres Bocas Pascuales y Tres Bocas-El Salitral-Fuel Oil 2012.....	125
Volumen de derivados transportados por Poliductos 1973-2012.....	126
Gráfico volúmenes de combustible transportado por Poliductos 1973-2012.....	127
Volúmenes transportados por Poliductos Esmeraldas-Quito 1980-1991; Esmeraldas-Sto. Domingo; Sto. Domingo-Quito y Sto. Domingo-Pascuales 1992-2012.....	128
Volúmenes transportados por Poliducto Shushufindi-Quito 1982-2012 .....	129
Volúmenes transportados por Poliductos Duran-Quito 1973-1981y Quito-Ambato 1983-2012 .....	131
Volúmenes transportados por Poliductos Tres Bocas-Pascuales 1989-2012; Tres Bocas-El Salitral 1990-2012; Libertad-Manta y Libertad-Pascuales 1991-2012.....	132
<b>VI. COMERCIO INTERNO.....</b>	<b>135</b>
Análisis despacho de derivados al mercado interno .....	137
Despachos totales de derivados abastecedora EP Petroecuador 2012 .....	141

Gráfico despacho totales y por comercializadoras 2012 .....	142
Despacho comercializadora EP Petroecuador 2012 .....	143
Despacho comercializadoras privadas 2012 .....	144
Transferencias realizadas a estaciones de Servicio Propiedad-EP Petroecuador 2012 .....	145
Ventas totales abastecedora EP Petroecuador (dólares) 2102 .....	146
Venta nacional de derivados 1972-2012 (barriles).....	147
Gráficos demanda nacional de derivados 1972-2012.....	151
Venta total de gasolinas1972-2012 .....	153
Venta de gasolina Súper 1980-2012 .....	154
Venta de gasolina Extra 1972-2012.....	155
Venta de gasolina Regular 1972-1993 .....	156
Venta de gasolina Eco1993-1998 .....	157
Venta de gasolina Extra con Ethanol 2010-2012.....	157
Venta de Diésel 1 1986-2012 .....	158
Venta de Diésel 2 1986-2012 .....	159
Venta de Fuel Oil 1972-2012 .....	160
Venta de Asfaltos 1972-2012 .....	161
Venta de Kérex 1972-1993 .....	162
Venta de GLP 1972-2012 .....	163
Venta de Solventes 1972-2012 .....	164
Venta de Jet Fuel 1972-2012 .....	165
Venta de combustibles para pesca artesanal .....	166
Venta de Nafta Base 1999-2012.....	167
Venta de Spray Oil 1972-2012 .....	168
Venta de AVGAS 1972-2012 .....	169
Evolución histórica de los precios de venta de derivados 1979-2012 .....	170

**VII. COMERCIO EXTERNO..... 177**

Análisis comercio internacional.....	179
Exportación de crudo Oriente y Napo realizado por EP Petroecuador 2012 .....	184
Gráfico precio exportación de crudo 2012 .....	185
Gráfico precios promedio de exportación de crudo 1972-2012 .....	186
Exportación de crudo Oriente clasificada por cuentas 2012.....	187
Gráfico exportaciones de crudo Oriente por cuentas 2012 y exportaciones de crudo Oriente y Napo 2012 .....	188
Desglose exportación crudo Oriente venta directa 2012.....	189
Exportación de crudo Oriente clasificada por cuentas 1974-2012 .....	190
Exportación crudo Napo 2012.....	191
Gráfico exportación total de crudo 2012 .....	192
Exportación de crudo realizada por compañías privadas 1972-2012 .....	193
Gráfico exportaciones totales de crudo 1972-2012; y, exportaciones de crudo Oriente por cuentas 1974-2012.....	194
Exportación Fuel Oil # 6 realizada por EP Petroecuador 2012.....	195
Exportación de Fuel Oil por modalidad1977-2012 .....	196
Gráfico Fuel Oil 1977-2012.....	197
Exportación de otros productos, realizada por EP Petroecuador 2012.....	198
Exportación de otros productos derivados 1986- 2012.....	199



Gráfico de exportación de otros productos derivados 1986- 2012 .....	200
Importación de GLP realizadas por EP Petroecuador 2012 .....	201
Importación otros productos, realizadas por EP Petroecuador 2012 .....	202
Importación otros productos, realizadas por EP Petroecuador 1972-2012.....	204
Gráfico importación de derivados 1972-2012.....	205
Resumen importación y exportación de derivados 2012 .....	206
<b>VIII. GESTIÓN AMBIENTAL .....</b>	<b>207</b>
Análisis de Gestión Ambiental 2012 .....	209
<b>IX. ESTADÍSTICAS FINANCIERAS .....</b>	<b>217</b>
Estado de Resultados 2012.....	219
Balance General 2012.....	220
Resumen de proyectos de inversión 2012 .....	221
Gráfico ejecución financiera de proyectos de inversión 1972-2012.....	222
<b>X. TALENTO HUMANO .....</b>	<b>223</b>
Personal de EP Petroecuador por relación laboral y por gerencias 2012.....	225
Personal de EP Petroecuador por relación laboral 2012 .....	226
<b>XI. ESTADÍSTICAS INTERNACIONALES.....</b>	<b>235</b>
Análisis mercado internacional de hidrocarburos.....	237
Gráfico reservas mundiales de petróleo por regiones 1993-2012.....	240
Reservas mundiales de petróleo por país 2008-2012 .....	241
Producción mundial de petróleo por país 2008-2012.....	242
Precios internacionales de varios crudos 2012.....	243
<b>XII. ORGANIGRAMAS .....</b>	<b>245</b>
Organigrama de EP Petroecuador .....	247
Organigrama Gerencia de Exploración y Producción .....	248
Organigrama Gerencia de Transporte y Almacenamiento .....	249
Organigrama Gerencia de Refinación .....	250
Organigrama Gerencia de Comercialización .....	251
Organigrama Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente.....	252
Organigrama Gerencia de Desarrollo Organizacional .....	253
Organigrama Gerencia de Gas Natural .....	254
Organigrama Gerencia de Comercio Internacional .....	255

# Abreviaturas

<b>OPEP</b>	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía
<b>ARPEL</b>	Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe
<b>MRNNR</b>	Ministerio de Recursos Naturales No Renovables
<b>SH</b>	Secretaría de Hidrocarburos
<b>ARCH</b>	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
<b>EP PETROECUADOR</b>	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador
<b>SOTE</b>	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
<b>OCP</b>	Oleoducto de Crudos Pesados
<b>CGC</b>	Compañía General de Combustibles
<b>VHR</b>	Víctor Hugo Rúaless
<b>DA</b>	Distrito Amazónico
<b>ESPOL</b>	Escuela Superior Politécnica del Litoral
<b>FLOPEC</b>	Flota Petrolera Ecuatoriana
<b>REE</b>	Refinería Estatal Esmeraldas
<b>RLL</b>	Refinería La Libertad
<b>CIS</b>	Complejo Industrial Shushufindi
<b>REF</b>	Refinería
<b>CAB</b>	Cabecera
<b>PART</b>	Participación
<b>PRES SERV</b>	Prestación de Servicios
<b>BL</b>	Barril
<b>BL/D</b>	Barril / día
<b>BPDO</b>	Barril por día de operación
<b>Kg</b>	Kilogramo
<b>TM</b>	Tonelada Métrica
<b>g</b>	Gramo
<b>PPP</b>	Precio Promedio Ponderado
<b>VAR</b>	Variación
<b>C&amp;F</b>	Costo y Flete
<b>FOB</b>	Puesto a bordo
<b>API°</b>	Grado API
<b>PROM</b>	Promedio
<b>OCT</b>	Octanaje
<b>MMPC</b>	Millones de Pies Cúbicos
<b>MMBL</b>	Millones de barriles
<b>NAO</b>	Nafta Alto Octano
<b>NBO</b>	Nafta Bajo Octano - Debutanizada
<b>GLP</b>	Gas Licuado de Petróleo
<b>S1</b>	Solvente N°1
<b>MT</b>	Mineral Turpentine
<b>IFO</b>	Internacional Fuel Oil
<b>ACDO</b>	Acuerdo
<b>DCTO</b>	Decreto
<b>RES</b>	Resolución



# Principales definiciones

**Aceites Combustibles.**- Son los combustibles más pesados que se utilizan en la producción de electricidad, mediante su combustión en calderos y generan vapor de agua a gran presión.

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

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

**Agua de Formación.**- Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas, en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

**A/T.**- Autotanque que se utiliza para el transporte de derivados.

**Alianzas Operativas.**- Formación de sociedades productivas entre EP Petroecuador (Gerencia de Exploración y Producción) y las compañías calificadas como prestatarias de servicios petroleros, con el propósito de realizar trabajos que contribuyan a mejorar la producción de los campos operados por la Gerencia, sin comprometer el patrimonio del Estado y optimizar los recursos existentes.

**Alije.**- Es el trasvase de hidrocarburos de un buquetanque de gran capacidad a buques de menor capacidad, los cuales transporta los combustibles con destino a terminales

**ARPEL.**- (Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Bio combustibles en Latinoamérica y el Caribe.) Organismo internacional que tiene como objetivos

coordinar las políticas petroleras de los países miembros buscar una mayor eficiencia operativa de las empresas petroleras nacionales, a través del intercambio de información, seminarios y expertos.

**API.**- (American Petroleum Institute,) Organismo estadounidense de la industria petrolera, fundado en 1920. La API es la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera. Publica códigos que se aplican para todas estas materias, patrocina también divisiones de transporte, refinación y mercadeo.

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

**Área de Exploración.**- Bloque o superficie que se considera para realizar labores de exploración, según lo determina la Ley de Hidrocarburos.

**Área Reservada para la Explotación.**- Área señalada por la contratista y aprobada por la Secretaría de Hidrocarburos dentro del área de contrato, que comprende yacimientos declarados comerciales, para realizar las inversiones de desarrollo y las inversiones y operaciones de producción, de acuerdo con vicios o el contrato de Prestación de Servicios para Exploración y Explotación, vigentes en el Ecuador.

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

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

**Barril.**- Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit. (15,5° C).

**Barriles día calendario.-** El número total de barriles producidos o procesados en un año dividido para 365 días.

**Barriles día operación (BPDO).-** Es el número de barriles producidos o procesados dividido para 350 días y se considera dentro de estos un factor de seguridad en la operación.

**Blending.-** Mezcla de productos derivados del petróleo.

**Bunker.-** Derivado de petróleo de las mismas características del Fuel Oil, utilizado como combustible en el transporte marítimo.

**Cabotaje.-** Comercio que se realiza entre puertos de un mismo Estado. Navegación o tráfico de buque que transportan petróleo o derivados y que se realiza por inmediaciones a vista de la costa del mar.

**Campo Petrolero.-** Propiamente el área delimitada donde se encuentra uno o más yacimientos; en el uso corriente, el término incluye el yacimiento, la superficie y los pozos con sus equipos de producción.

**Campos Marginales.-** Campos petroleros pertenecientes a EP Petroecuador, en los cuales se invita la participación de la empresa privada, con el objeto de incrementar la producción sobre una curva base preestablecida. La curva base pertenece a EP Petroecuador, del incremento productivo se reparten los beneficios entre las partes conforme lo establecido con el contrato.

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

**Caribe.-** Área que cubre las transacciones petroleras y sus precios al Sur de la Costa del Golfo, abarcando entre otros las República Dominicana, Haití, Las Bahamas, Nassau, etc...

**Combustóleo (Fuel Oil).- Residual:** Petróleo crudo que queda de la destilación primaria o residuo viscoso de procesos de refinación.

**Comercialización.-** Proceso de compra venta de crudo y derivados dentro y fuera del país, se clasifica en comercialización nacional e internacional. El proceso se rige por normas específicas.

**Contrato de Operación Unificada.-** Cuando EP Petroecuador y la empresa privada, participan de la producción de crudo en un yacimiento compartido.

**Contrato de Participación.-** El contratista invierte bajo su riesgo y reconoce a favor del Estado, un porcentaje de la producción extraída del área de contrato. El contratista es propietario de todo el resto de la producción.

**Contrato Prestación de Servicios.-** Asociación con inversionistas extranjeros para la exploración y producción petrolera en el país. La empresa extranjera corre con los gastos de exploración y producción, cuyos costos, gastos y amortizaciones de inversiones son reconocidos y pagados por el Estado en dinero o especie; el Estado permanece como dueño del petróleo.

**Costa del Golfo.-** Área comprendida entre la Florida y la Península de Yucatán, caracterizada por una gran afluencia de crudo y de derivados; sus precios de compra-venta son referentes para el mercado de Estados Unidos, y se publican en los informativos especializados.

**Costa Este.-** Área que cubre las transacciones petroleras y sus precios en la Costa Atlántica de los Estados Unidos y el Canadá.

**Costa Oeste.-** Área que cubre las transacciones petroleras y sus precios en la Costa del Pacífico de los Estados Unidos y el Canadá.

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

**Destilados Medios.-** Productos que ocupan la parte media de una columna de destilación, se caracterizan por un alto punto de inflamación, muy bajo punto de congelación, fluidez y viscosidad adecuada que permite una variedad de múltiples usos. Básicamente estos productos son: Jet Fuel, Diésel 1 o Kerosene y el Gasoil, conocido también Diésel 2.



**Diésel 1 o Kerosene.-** Destilado medio, que se usa principalmente como combustible en determinadas industrias, así como también en los mercados de calefacción e iluminación en el Sureste asiático.

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

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

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

**Gas Natural Asociado.-** El gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo y que estuvo disuelto en él o formó una capa en un reservorio de petróleo.

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

**Gasolina.-** Combustible que utilizan vehículos y aviones con motores a combustión interna, cuya principal característica es el número de octanos, el mismo que determina su calidad.

**Geología.-** Rama de las Ciencias Naturales que estudia la estructura y el desarrollo de la tierra, analizando particularmente los beneficios económicos que pueden obtenerse de la explotación del suelo y el subsuelo.

**Geoquímica.-** Son los estudios correlativos de geología y química, a través de los cuales se obtiene indicios de presencia de hidrocarburos

**Lejano Oriente.-** Área que cubre las transacciones petroleras y sus precios al Oeste de Medio Oriente; abarca, por ejemplo, India, Japón, Korea, China, Vietnam y Tailandia, entre otros países.

**OECD.-** (Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo.) Organismo internacional que agrupa a los países industrializados, cuyo objetivo es el desarrollo económico de sus asociados.

**OLADE.-** (Organización Latinoamericana de Energía.) Organismo internacional que coordina la política energética de sus miembros, con el objetivo de lograr una eficiente utilización de los recursos energéticos disponibles y la búsqueda de alternativas energéticas más eficientes.

**OPEP.-** (Organización de Países Exportadores de Petróleo) Grupo de naciones del cercano Oriente, Sudamérica, Asia y África, con grandes reservas petroleras, que se han agrupado para defender el precio de su principal recurso económico, mediante la fijación de techos de producción.

**Perforación Direccional.-** Arte de desviar pozos para llegar a punto situados a cierta distancia horizontal del punto inicial.

**Perforación Horizontal.-** Sistema de perforación que permite explotar petróleos de áreas adyacentes mediante el desvío del taladro horizontalmente hacia puntos situados a distancia del punto inicial.

**Perforación Vertical.-** Método de perforar haciendo un hoyo por medio de la rotación de la barrena, a la cual se aplica peso por medio de una carga superior, la rotación es transmitida a la barrena por la sarta, que proporciona simultáneamente peso y vía libre para la circulación de lodo.

**Pozo de Avanzada.-** El que se perfora con el objeto de delimitar un yacimiento, luego de que se ha descubierto la estructura acumuladora de hidrocarburos.

**Pozo de Desarrollo.-** El que se perfora para poner en producción o desarrollar un campo descubierto.

**Pozo Exploratorio.-** Hoyo perforado desde la superficie hasta una posible formación de petróleo, con el objeto de detectar su posible existencia y explotación.

**Precio FOB.-** Precio que se fija para la compra-venta de hidrocarburos, en el que el comprador es el responsable de contratar el transporte, pagar el seguro y el flete.

**Precio C&F.-** Precio que se fija para la compra-venta de hidrocarburos, en el que el vendedor es el responsable del transporte. La contratación del seguro de la carga es responsabilidad del comprador.

**Precio Teóricos de Facturación.-** Precio referencial del crudo Oriente por destino geográfico, basado en las cotizaciones de los crudos marcadores WTI y Omán, para el Continente Americano y el Lejano Oriente, respectivamente. No se incluyen los ajustes por grado API y contenido de azufre, especificados en los contratos de compra-venta de crudo por EP Petroecuador.

**Producción Bruta.-** Producción petrolera que incluye gas natural, agua y sedimentos.

**Producción Neta.-** Petróleo libre de agua, gas y sedimentos.

**Reacondicionamiento de pozos.-** Trabajos de mantenimiento a la infraestructura física de los pozos en producción, con el objeto de compensar la declinación de sus niveles productivos y/o incrementarlos.

**Recuperación Mejorada.-** Mecanismos que permiten obtener una mayor recuperación del petróleo existente en los reservorios, mediante el uso de métodos especiales. (bombeo mecánico, eléctrico, hidráulico uso de disolventes y microorganismos, etc.).

**Reinyección de Agua.-** Introducción de agua al reservorio para incrementar la producción de petróleo a través de una mayor presión en dicho depósito.

**Reinyección de Gas.-** Introducción de gas natural al reservorio para incrementar la producción de petróleo a través de una mayor presión en dicho depósito.

**Reservas Probables.-** Volúmenes de hidrocarburos estimados de acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos, ubicados en las cercanías de los volúmenes probados.

**Reservas Probadas.-** Constituyen volúmenes de hidrocarburos que existen en los yacimientos, factibles de ser recuperados y determinados con toda seguridad, mediante estudios realizados, especialmente con la perforación de pozos y pruebas de producción.

**Reservas Remanentes.-** Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

**Reservas Totales.-** Son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

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

**Sísmica 2D.-** Método de prospección geofísica, a través de la cual se determinan las condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburo y se obtienen datos estratigráficos en dos dimensiones e información planimétrica.

**Sísmica 3D.-** Método de prospección geofísica, a través de la cual se determinan las condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos y se obtienen datos estratigráficos en tres dimensiones, lo que facilita su interpretación.



<b>FACTORES DE CONVERSIÓN</b>		
1 Bl = 42 gls	1 gls= 3,79 litros	
1 TM= 1.000 kg	1Kg = 1.000 g	
<b>PRODUCTOS</b>		
<b>KILOS A GALONES (se multiplica por)</b>		
GLP	0,48930	
ASFALTO AP-3	0,25991	
ASFALTO RC-250	0,27470	
<b>TM A BLS (se multiplica por)</b>	<b>TM A GLS (se multiplica por)</b>	
DIÉSEL 1	7,670476	322,159992
DIÉSEL 2	7,378440	309,894480
GALONES AMERICANOS	3,7853	LITROS
METROS CÚBICOS	6,2898	BARRILES
TONELADAS	11,65	BARRILES

Fuente: Gerencia de Comercialización  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas - Planificación Estratégica, EP PETROECUADOR.



# I. Cifras país

- Resumen de la Actividad Hidrocarburífera
- Movimiento Hidrocarburífero del Ecuador





Torre de perforación en Tivacuno 4, abril de 1975

## Resumen de la actividad hidrocarburífera

En 1972 se obtuvo el primer barril de petróleo del subsuelo ecuatoriano, el cual generó una efervescencia que auguraba riqueza y desarrollo. Pese a ese desarrollo que se anunciaba en los años 70, la economía ecuatoriana se ha mantenido dependiente de la extracción petrolera, del vaivén de los precios del barril en el mercado mundial y de la exportación de productos.

Desde hace 40 años, el petróleo es el principal rubro de exportación del Ecuador y en general la matriz productiva sustentada en la renta petrolera, básicamente, se ha extendido hasta nuestros días. En 2012, de los US\$23.769 millones que se exportaron, US\$13.791 millones fueron de petróleo y derivados, de acuerdo con información del Banco Central del Ecuador.



Durante el año 2012, EP Petroecuador perforó un total de 139 pozos, de los cuales la Gerencia de Exploración y Producción perforó 88 y Río Napo CEM 51 pozos, además se realizaron 452 trabajos de reacondicionamiento de pozos con torre y 75 trabajos sin torre por parte de EGER, y 177 reacondicionamientos con torre y 22 sin torre por parte de Río Napo.

La producción de crudo fue de 58.2 millones de barriles equivalentes a 159.174 Bls/día, la producción de crudo de la subsidiaria Río Napo CEM fue de 21.1 millones de barriles, con un promedio anual de 47.687 Bls/día. En conjunto EP Petroecuador y Río Napo obtuvieron una producción anual de 79.4 millones de barriles equivalentes a una producción promedio diaria de 216.861 barriles. En cuanto a la producción de Gas Natural en el Campo Amistad Bloque 3 (hoy bloque 6) fue de 15.248 millones de pies cúbicos (MMPC).

La producción del Distrito Amazónico es transportada por el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) de operación de EP Petroecuador, durante el año 2012 transportó un promedio de 352.503 Bls/día, de los 360.000 Bls/día de capacidad instalada; mientras que por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) se transportó en promedio 132.184 Bls/día.

En la fase de Refinación el volumen de carga a las refinerías (Esmeraldas, La Libertad y Amazonas) del Ecuador fue de 55.6 millones de barriles.

Una vez que se abastecen las refinerías con el crudo necesario para la producción de derivados, los excedentes de crudo son destinados a la exportación, durante este período llegaron a 112.3 millones de barriles de los cuales el 68% corresponden a crudo Oriente y el 32% a crudo Napo.

La producción neta de derivados disponible fue de 71.6 millones de barriles; la misma que se obtuvo de la carga de crudo más la importación de Nafta de Alto Octano y Cutter Stock para preparar gasolinas y Fuel Oil respectivamente.

Debido a que la producción de las refinerías no abastecen la demanda de derivados para el mercado interno, fue necesario importar un total de 43.0 millones de barriles de combustibles.

En lo referente al abastecimiento de derivados al mercado interno se consumieron diferentes productos como gasolinas, Diésel, GLP, Jet Fuel, Fuel Oil, entre los más importantes, por un volumen de 85.3 millones de barriles, entre producción propia más importaciones.

Los excedentes de derivados como: Fuel Oil # 6 y Nafta de Bajo Octano exportados, fue de 10.0 millones de barriles.

En el ámbito socioambiental, se realizaron diversas actividades en temas de compensación social, relaciones comunitarias y remediaciones en las zonas de influencia donde opera la empresa.



Primer barril extraído de petróleo desde la Amazonía ecuatoriana (1972)



RESUMEN EJECUTIVO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EP PETROECUADOR													
Cifras en miles de barriles													
AÑO 2012													
Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Real
<b>CRUDO</b>													
Producción EP Petroecuador	6.561	6.143	6.557	6.330	6.566	6.453	6.839	6.969	6.677	6.842	6.614	6.824	79.377
Distrito Amazónico	4.881	4.605	4.937	4.782	4.931	4.777	4.956	5.071	4.782	4.899	4.707	4.918	58.244
Bloque 1 (Pacoa- Peninsula)	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	20
Operadora Rio Napo	1.678	1.537	1.619	1.547	1.634	1.675	1.882	1.897	1.894	1.942	1.906	1.905	21.114
Producción promedio diario	212	219	212	211	212	215	221	225	223	221	220	220	217
Cargas de crudo y consumo interno	4.571	4.765	4.824	4.884	4.779	4.819	4.328	4.827	4.570	4.777	4.910	4.547	56.600
Refinería de Esmeraldas	2.602	2.848	2.799	2.857	2.859	2.814	2.435	2.803	2.553	2.825	2.957	2.584	32.936
Refinería La Libertad	1.286	1.280	1.348	1.345	1.212	1.326	1.184	1.389	1.337	1.253	1.266	1.256	15.482
Refinería Amazonas	592	566	616	600	616	588	616	547	592	610	601	620	7.165
Lago Agrio y Consumo Oleoducto	90	71	61	83	93	91	92	87	88	89	86	86	1.018
Exportación EP Petroecuador	12.286	8.608	8.693	9.239	9.885	9.338	8.539	10.059	9.435	9.017	8.137	9.084	112.321
Crudo Oriente	7.607	5.692	5.623	5.554	7.009	6.798	5.930	7.531	6.482	6.035	5.495	6.224	75.978
Crudo Napo	4.679	2.916	3.070	3.685	2.877	2.539	2.610	2.528	2.953	2.982	2.643	2.861	36.343
Transporte de Crudo	11.182	9.783	10.737	10.347	10.886	10.668	11.160	11.283	10.507	10.785	10.378	11.301	129.016
SOTE	11.182	9.783	10.737	10.347	10.886	10.668	11.160	11.283	10.507	10.785	10.378	11.301	129.016
<b>GAS NATURAL MMPC</b>													
Producción EP Petroecuador	707	1.022	1.210	1.061	1.200	1.308	1.230	1.389	1.611	1.747	1.313	1.449	15.249
Sector Eléctrico	665	937	1.116	960	1.083	1.219	1.106	1.282	1.507	1.607	1.192	1.324	13.998
Planta de Gas Natural Licuado	43	85	94	101	117	90	124	106	104	140	122	125	1.250
<b>DERIVADOS</b>													
Producción Nacional (a)	5.839	5.639	5.767	6.102	6.457	5.877	5.963	5.872	6.119	5.904	5.749	6.277	71.566
Consumo Nacional (b)	6.662	6.334	6.883	6.536	7.140	6.963	7.039	7.415	7.126	7.962	7.457	7.752	85.269
Exportación de Fuel Oil N°6	778	955	778	1.218	962	970	553	578	563	351	353	512	8.570
Exportación de Nafta de Bajo Octano	-	-	-	191	187	189	190	189	182	-	164	177	1.468
Importación Diesel 2	490	249	230	258	260	489	241	240	498	496	519	771	4.741
Importación Diesel Premium	1.199	678	734	928	1.242	1.020	1.054	1.241	1.020	1.057	1.115	994	12.282
Importación de Nafta Alto Octano	1.047	760	1.023	1.284	1.276	1.493	1.015	1.544	1.241	1.271	1.279	998	14.232
Importación GLP	641	870	738	537	943	748	805	560	681	846	774	869	9.012
Importación de Cutter Stocks	210	209	210	208	421	211	205	209	209	210	209	211	2.722
Importación de Avgas	-	-	-	2	8	-	9	-	8	-	-	-	27
P.P.P. Exportación Crudo Oriente US\$/Bl (c)	101,36	104,58	112,49	113,75	103,28	87,97	91,65	96,84	101,20	96,19	93,02	94,21	99,49
P.P.P. Exportación Crudo Napo US\$/Bl (c)	97,10	103,30	112,45	109,15	97,08	82,57	87,63	92,50	96,57	91,67	88,31	90,43	96,44

## Notas:

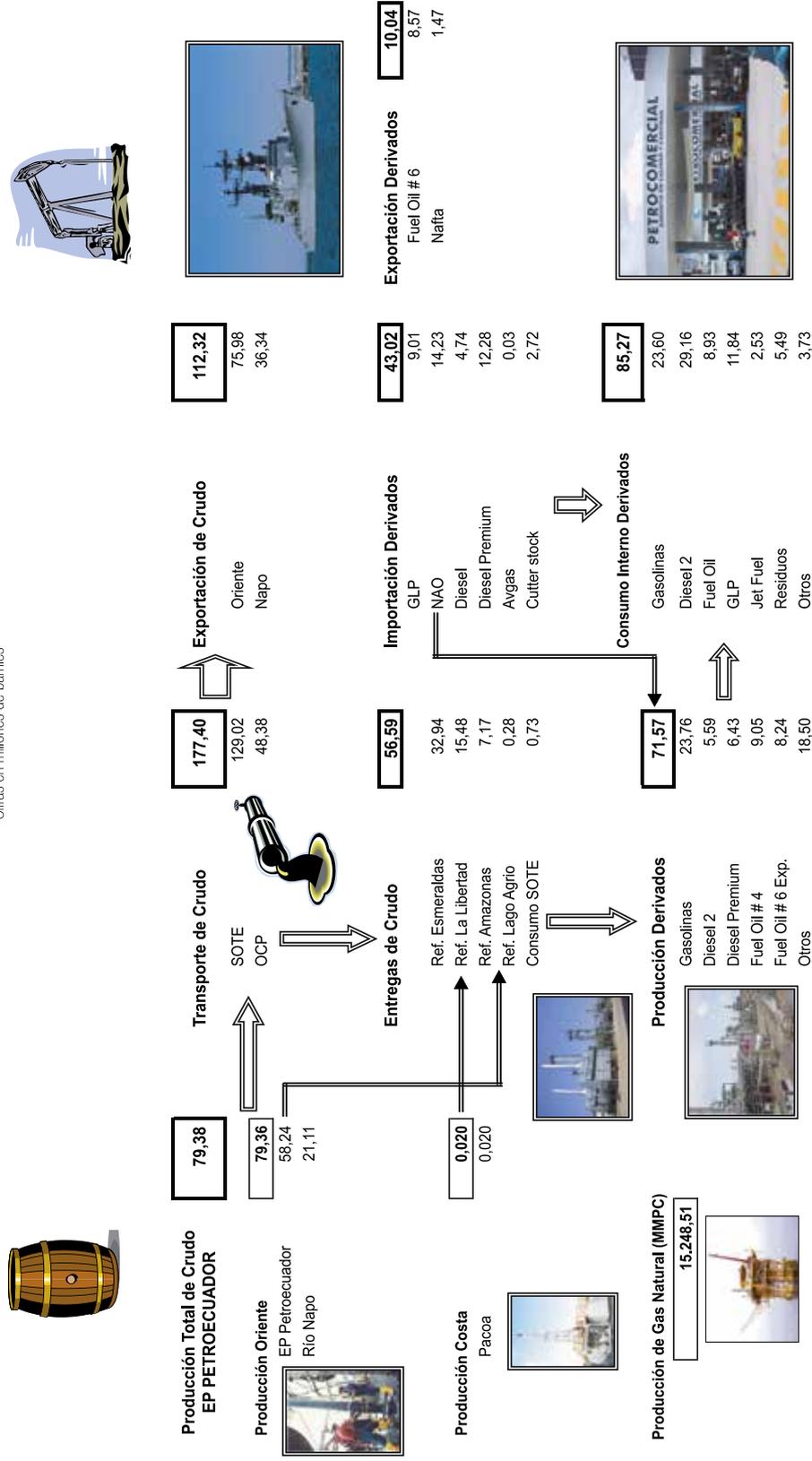
- a) No incluye la producción de nafta base que se envía a terminales ni Gasolina Natural de Ref. Amazonas  
b) Incluye volúmenes de transferencias a las estaciones de servicio de propiedad de EP Petroecuador  
c) (P.P.P.) Precio promedio ponderado del barril de petróleo en US\$/Bl

Fuente:  
Elaboración:

Gerencias EP PETROECUADOR  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## MOVIMIENTO HIDROCARBURÍFERO EP PETROECUADOR

Enero - Diciembre 2012  
Cifras en millones de barriles



**Nota:** No incluye la producción de crudo de Petroamazonas EP y Compañías Privadas, las misma que se transporta por el SOTE, y que se destina a la exportación

**Fuente:** Gerencias de EP PETROECUADOR, Río Napo

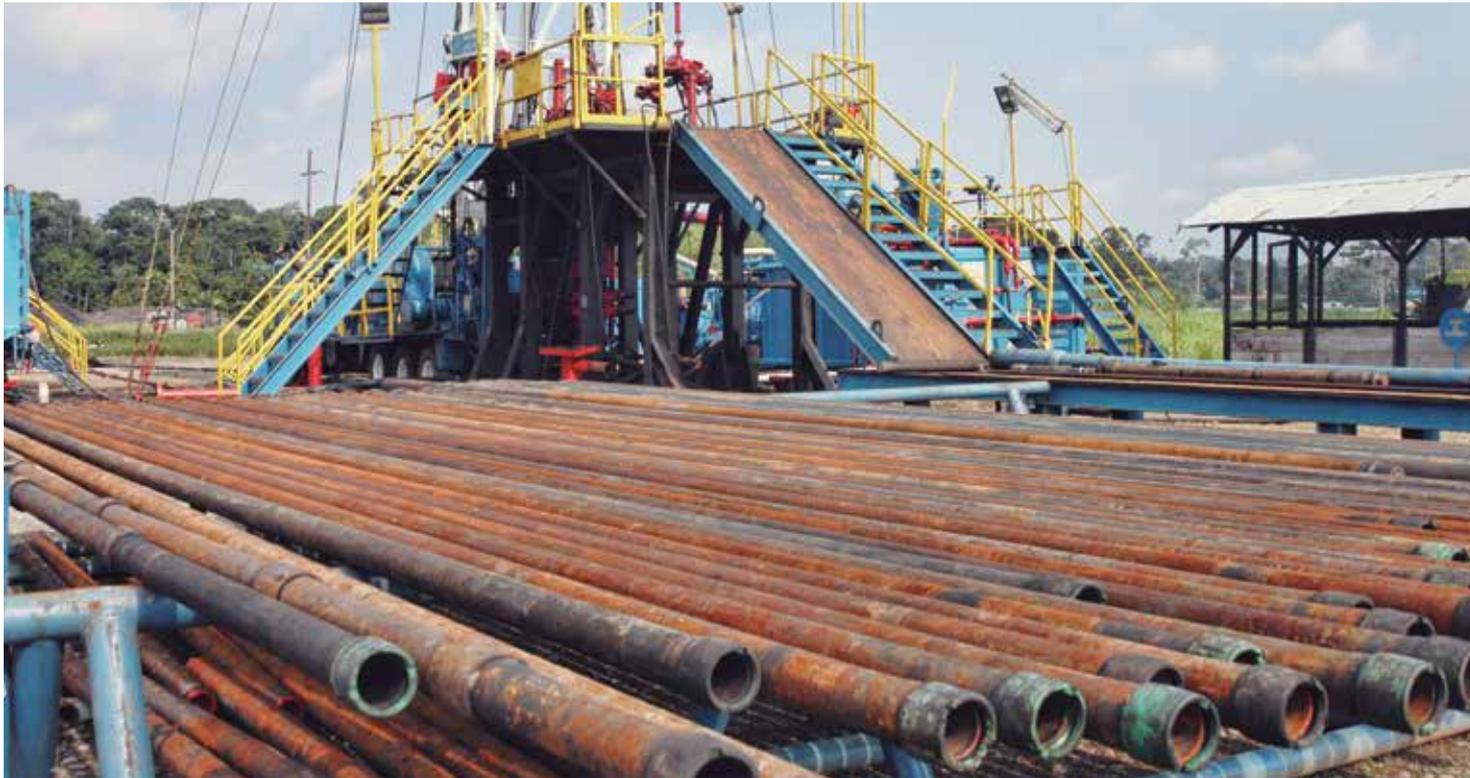
**Elaboración:** Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas- EP PETROECUADOR



## 2. Exploración y Producción de Crudo

- Perforación de Pozos
- Reacondicionamiento de Pozos
- Producción de Crudo en Campo
- Producción de Crudo Fiscalizado
- Producción de Gas Natural





## El petróleo en el Ecuador

La exploración petrolera en el Ecuador tuvo su primer comienzo en la región litoral, con el descubrimiento de importantes cantidades de reservas petroleras, comprobado con la perforación del pozo exploratorio Ancón - 1 en el año 1911, el cual arrojó un crudo de 32° API; desde esta fecha inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. En la década del 40, Shell exploró en la cuenca oriental y perforó varios pozos exploratorios como: Macuma-1, Cangaime-1, Oglan-1, Tiputini-1.

En los años 60, el País ingresa en una intensa campaña de búsqueda de hidrocarburos en la Cuenca Oriental Ecuatoriana, donde encuentra grandes cantidades de reservas petroleras. La perforación del primer pozo exploratorio, Vuano-1, definió la existencia de crudo pesado. El 29 de marzo de 1967 la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio-1, que llegó a una profundidad de 10.171 pies, arrojó 2.610 barriles diarios de petróleo de crudo liviano; las reservas petroleras encontradas han sido explotadas desde los años 70 hasta la fecha.



En julio de 1982 las pruebas de producción en el Golfo de Guayaquil en el campo Amistad, dieron resultados positivos con la producción de 240 barriles diarios de petróleo de 34° API.

En la Cuenca Oriental se descubrieron campos gigantes en trampas mixtas estructural-estratigráficas con crudos livianos en promedio de 28° API y campos menores con crudos medianos y pesados. Su producción proviene de rocas de edad cretácica localizadas a 3 km de profundidad, cuyas reservas probadas iniciales alcanzan los 8.032,2 millones de barriles. En la península de Santa Elena existe una producción marginal de crudo de excelente calidad y en el Golfo de Guayaquil existen importantes volúmenes de reservas de gas.

Con la información sísmica en principio 2D, se obtuvo una infinidad de mapas estructurales del subsuelo, correspondientes a los distintos niveles geológicos en los que se encuentran los reservorios hidrocarburíferos, que mostraron la presencia de los campos petroleros descubiertos año tras año, para lo cual fue necesario que el área responsable de estos trabajos y con la información disponible, recomiende la perforación de pozos exploratorios.

La actividad de exploración se desarrolla en la Amazonía, en el Litoral, costa adentro (on shore) y costa afuera (off shore). La estatal petrolera realizó sus primeras exploraciones en 1975 en el Litoral y en 1976 e la región Amazónica.

Dentro de las actividades de exploración y explotación se destacan, en su primera etapa, la compra de acciones de la Gulf, en 1974, que da paso a la conformación del Consorcio CEPE-Texaco-Gulf, en que las empresas norteamericanas mantienen el 75% de acciones y CEPE el 25%.

Personal ecuatoriano a mediados de 1975 finaliza con éxito la primera perforación del pozo exploratorio 18-B Fanny, en el Oriente, luego de un mes de pruebas arrojó una producción diaria de 2.066 barriles.

En 1976 adquiere el remanente de las acciones y activos de la Gulf, y CEPE se convierte, desde enero de 1977, en el socio mayoritario del Consorcio Texaco-Gulf, con el 62,5% de acciones. Uno de los mayores éxitos de CEPE, en sus inicios, constituyó el descubrimiento, desarrollo e incorporación de ocho nuevos campos a la producción de crudo, que en un principio aportaron con 35 mil barriles diarios.

Los trabajos de exploración y explotación se iniciaron en la Amazonía, en un área asignada por el Estado para su operación directa de 1.6 millones de hectáreas, que luego fue reducida a menos del 50%. En esta época también operaban el consorcio Texaco-Gulf, las empresas Cayman, OKC y en la zona litoral la empresa Anglo.

Una de las tareas más importantes que ha venido realizando desde su creación la ex CEPE, hoy Gerencia de Exploración y Producción, desde el año 1972, ha sido la exploración petrolera con miras al descubrimiento de estructuras petrolíferas. La Empresa Estatal, orgullosamente integrada por profesionales ecuatorianos, ha sido la que mayor actividad exploratoria ha ejecutado, es así que se realizaron importantes campañas sísmicas exploratorias, tanto en la cuenca oriental como en el litoral ecuatoriano.

## La perforación exploratoria

Una vez efectuados los estudios geológicos y geofísicos de los yacimientos, estos definen la posibilidad de la existencia de crudo. Se inician los trabajos de perforación exploratoria, única manera de conocer a ciencia cierta si existe o no petróleo en subsuelo.

Si los resultados de la perforación exploratoria son positivos, se inicia un programa de perforación de pozos de avanzada que sirven para delimitar geológicamente la estructura y, a continuación, se perforan los pozos de desarrollo, que sirven para explotar el campo extrayendo el petróleo.

Entre 1965 y 2000, Petroproducción (actualmente Gerencia de Producción y Exploración) registró alrededor de 41.500 km de líneas sísmicas en el Litoral y en la Amazonía. En el año 2001 en el Campo Sacha Sur se concluyeron trabajos de sísmica en 126 km<sup>2</sup>. Adicionalmente se reprocesaron 100 km de sísmica 2D del área Tiputini-Ishpingo y 20.000 km del área Mariann-Cuyabeno.

Se llevó a cabo el proceso e interpretación sísmica en tercera dimensión de 766 km<sup>2</sup> y de 10.000 km de reproceso sísmico 2D del área Sur Oriente. En Libertador se recopiló información sísmica 3D de 126 km<sup>2</sup> del área Sacha Sur.



En el año 2002 se realizó el control y supervisión técnica de actividades de Registro Sísmico 3D de las áreas Atacapi, Parahuacu, Shushufindi-Vista

Se registró, procesó e interpretó, mediante tecnología 3D, el área de Sacha Sur (187 km<sup>2</sup>) Sacha Norte (264 Km<sup>2</sup>), Shushufindi y vista Sur (766 km<sup>2</sup>) Libertador (240 Km<sup>2</sup>). Adicionalmente se reprocesaron 100 km de sísmica 2D del área de Tiputini-Ishpingo y 2.000 km del área Mariann-Cuyabeno; se firmó el contrato para el reproceso de 10.000 km 2D del área Suroriente.

Se concluyó el reproceso de 2.000 km 2D y proceso e interpretación, además 3D en el Campo Libertador. Reproceso de 10.000 km , 2D e iniciado de proceso e interpretación 3D en Shushufindi-Vista Sur y se inició la interpretación 3D en Sacha Norte. Además, se realizó el registro, proceso e interpretación sísmica 3D de las áreas Cononaco-Armadillo, Auca-Culebra, Yulebra y Lago Agrio-Guanta Dureno.

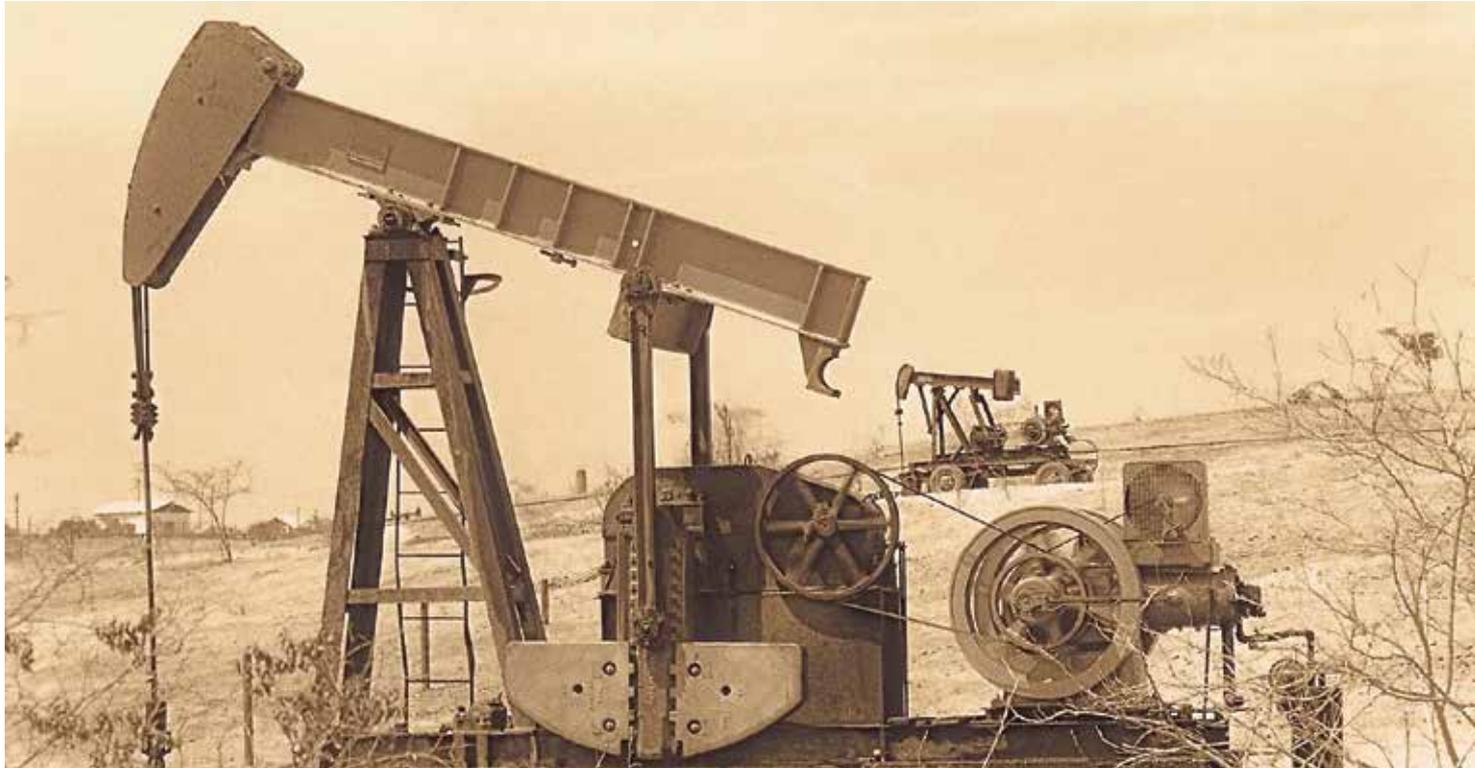
Reinterpretación sísmica de las áreas: Culebra-Yulebra, Anaconda-Yuca, Lago Agrio, Guanta-Dureno. Interpretación sísmica 3D de Sacha Norte y Sacha Sur, Libertador, Atacapi-Parahuacu y 2D de los Campos Chanangue, VHR, Sansahuari-Cuyabeno.

Ubicación de los siguientes pozos exploratorios: Condorazo-1, Arashá-1, Chontaduro-1, Cobra-1, Condorazo SE-1. Se realizó el control y supervisión técnica de actividades de reprocesamiento sísmico 2D de 75 líneas sísmicas de la Costa e Isla Puná, que totalizaron 1.958,9 km . y 25.603 registros de campo.

En el 2007, gracias a los estudios de ingeniería de yacimientos en los campos Frontera, Tapi, Tetete, Lago Agrio, Cononaco y Drago, se incrementan las reservas en 22.24 MMBL y por estudios de simulación matemática de los campos Pucuna (5 millones de barriles) y de Cuyabeno-Sansahuari (20 millones), lo que da un total de 47.4 millones de reservas.

Durante el 2010 se realizó el registro, procesamiento e interpretación de 803 km<sup>2</sup> de sísmica 3D en el área Auca-Culebra-Yulebra, lo que determinó 61 MMBL de reservas posibles.

En el año 2011, se incorporó a través de la perforación exploratoria de los pozos Cobra 1, Aguarico Oeste 1 y Chonta Este 1, por el orden de 37.9 MMBL, y en el área de desarrollo del campo Shushufindi, incrementándose 2.6 MMBL que corresponden al reservorio Arenisca Basal Tena; sumando un total de 40.5 MMBL (reservas probadas + probables).



## Producción de crudo en el Ecuador

El 23 de junio de 1972, se incorpora a la producción nacional de crudo los campos Sacha y Shushufindi, descubiertos en 1969 y pertenecientes al consorcio CEPE-Texaco. El 2 de enero de 1974 inicia la producción del campo Aguarico, y en el año siguiente comienza a producir el campo Auca, ambos del consorcio CEPE-Texaco.

CEPE adquiere el 37,5% de los derechos y acciones pertenecientes a Gulf en el consorcio CEPE-Texaco-Gulf. Se conforma el consorcio CEPE-Texaco. La empresa estatal posee el 62,5% de los derechos y acciones. Este hecho incide en el crecimiento de la producción de crudo de CEPE de 52.000 a 130.000 barriles diarios, en el año de 1976.

El 1 de julio de 1978 entra en producción comercial los campos Fanny 18 B y Mariann de City; el primero de ellos es objeto de un contrato de operación unificada entre CEPE y City Investing.

El 1 de diciembre del mismo año entran a producir los campos Palanda y Atacapi, del consorcio CEPE- Texaco; el 21 de septiembre de 1988 se notifica por escrito a la compañía Texaco que CEPE asumirá las funciones de operadora del consorcio CEPE-Texaco desde el 1 de julio de 1990.



A partir del 16 de mayo del 2006 los campos del Bloque 15 (Limoncocha, Eden-Yuturi, Yanaquicha, Indillana y otros) pasaron a ser operados por Petroproducción por caducidad entre el Estado y la Compañía Occidental (OXY); así como el Bloque 27 en el año 2008, por finalización del Contrato de Participación con City Oriente.

El 3 de noviembre del año 2009, la Empresa de Economía Mixta Río Napo inicia la operación del Campo Sacha, en cumplimiento del Contrato de Servicios Específicos No. 2009073, para la administración, explotación, desarrollo, optimización, mejoramiento integral e incremento de producción. El 1 de noviembre de 2011 se suscribió el Contrato modificatorio No. 2011345, el cual básicamente elimina el concepto de curva base, estableciéndose una tarifa única de pago por barril de producción, entre otros.

El 18 de diciembre del 2007 se crea Petroamazonas, sociedad anónima pública, para administrar los campos de la ex-Occidental; y por Decreto Ejecutivo del 6 de abril del 2010 Petroecuador y Petroamazonas se convierten en empresas públicas independientes.

La Secretaría de Hidrocarburos, en el año 2010, resuelve, con Resolución No. 039 del 16 de Agosto, que los Bloques 7- 21 y Coca Payamino; y, con Resolución No. 285 del 25 de Noviembre el Bloque 18 y campo Palo Azul, pasan a ser operados por Petroamazonas EP.

La gerencia de Exploración y Producción opera hasta el año 2012 en cinco áreas de producción definidas como conjuntos de campos:

**Lago Agrio.-** Localizado en la provincia de Sucumbíos comprende los campos Guanta, Lago Agrio y Parahuacu.

**Libertador.-** Se localiza en la provincia de Sucumbíos, mantiene los campos: Atacapi, Frontera, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya y Araza.

**Cuyabeno.-** Se sitúa en la provincia de Sucumbíos, y está conformada de los campos Victor Hugo Rúaless (VHR), Sansahuari, Cuyabeno, Blanca, Tipishca Huaico y Vinita.

**Shushufindi.-** Ubicado en la provincia de Sucumbíos, posee los campos: Shushufindi, Aguarico, Drago, Condorazo y Cobra.

**Auca.-** Localizado en las provincias de Napo, Orellana y Pastaza. Posee los campos: Auca y Auca Sur, Anaconda, Cononaco, Culebra, Yuca, Yulebra y Rumiyacu,

Además, también opera el campo Pucuna, que desde el 27 de enero de 2011 dejó de ser campo marginal, y el campo Pacoa a partir de marzo del 2012, debido a la Renegociación de Contratos Petroleros que impulsó el Gobierno ecuatoriano.



### Perforación de pozos

Con la finalidad de incrementar la producción en el año 2012, la Gerencia de Exploración y Producción utilizó en promedio 13 taladros y 2 de equipos de Workover para perforar un total de 88 pozos, de los cuales 2 pozos son exploratorios (Chonta Este 01 y AED 01), el primero inició en el 2011 y terminó en el 2012, y el segundo perforado el último trimestre del 2012; 71 direccionales, 2 verticales, 2 horizontales, 1 multilateral y 10 con apertura de ventanas (reinyectores).

En el siguiente cuadro se detallan el número de pozos perforados por área del Distrito Amazonas:

**CUADRO 1. POZOS PERFORADOS POR ÁREA**  
Año 2012

ÁREA	No. POZOS PERFORADOS
LIBERTADOR	9
CUYABENO	14
LAGO AGRIO	2
SHUSHUFINDI	25
AUCA	38
<b>TOTAL</b>	<b>88</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### Reacondicionamiento de pozos

Los trabajos de reacondicionamiento de pozos en el año 2012, alcanzaron un total de 452 con torre y 75 trabajos sin torre.

De los 452 trabajos efectuados, 81 corresponden a completación de pozos nuevos; es decir, después de perforados se los dejó en situación de producir eficientemente, logrando estabilizar e incrementar la producción en 30.444 BPPD, y por trabajos de pozos se recuperó una producción 31.215 BPPD, como se detalla a continuación.

**CUADRO 2. PRODUCCIÓN OBTENIDA POR TRABAJOS DE W.O.**  
Año 2012

ÁREA	No. POZOS REPARACIÓN	No. POZOS COMPLETACIÓN	TOTAL
LAGO AGRIO	52	2	54
LIBERTADOR	92	8	100
CUYABENO	31	11	42
SHUSHUFINDI	116	28	144
AUCA	80	32	112
TOTAL	371	81	452

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### *Producción de crudo en campo*

La producción de crudo por operación durante el año 2012 fue de 58.3 millones de barriles de petróleo incluyendo la producción del campo Pacoa, equivalentes a una producción promedio diaria de 159.190 BL/D, debido a la ejecución efectiva de estrategias de perforación y reacondicionamiento.

En las áreas Auca, Shushufindi, Libertador, Lago Agrio, Auca, y en los campos Pacoa y Pucuna, se reportó una menor producción a lo programado debido al desfase en el cronograma de perforación y al incremento acelerado de agua y sedimentos en varios pozos; el área Cuyabeno obtuvo una mayor producción de lo esperado.

Cabe indicar que los fluidos totales (petróleo más agua), producidos en el período enero-diciembre 2012 en los campos operados por la Gerencia de Exploración y Producción (no se considera Pacoa), correspondió a 35,5% petróleo y 64,5% de agua.

En el siguiente cuadro se detalla el volumen de petróleo producido por áreas:

**CUADRO 3. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO**  
Año 2012  
Cifras en barriles

ÁREA	BARRILES DÍA	BARRILES
LAGO AGRIO	9.888,58	3'619.223
LIBERTADOR	18.006,53	6'590.392
CUYABENO	23.866,88	8'735.279
SHUSHUFINDI	54.791,99	20'053.869
AUCA	50.291,75	18'406.780
PUCUNA	2.290,12	838.182
PACOA	54,06	19.787
TOTAL	159.189,92	58'263.511



Fuente: Gerencia de Exploración y Producción  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### Reinyección de agua de formación

Considerando la reglamentación vigente ambiental acerca de las formaciones asociadas con la explotación y producción de crudo y gas existentes en los yacimientos, por su alto contenido de sales, metales pesados y fracciones de crudo en emulsión o dilución, la Gerencia de Exploración y Producción establece tratar apropiadamente y reinyectar el 100% del agua de formación producida con el objeto de evitar daños ambientales.

Para el año 2012, el volumen de agua de formación producida en las áreas de operación directa fue de 105'715.788 barriles, que corresponden a un promedio día de 288.841 barriles; reinyectándose 107'015.165 barriles con un promedio día de 292.391 barriles, volumen mayor al producido. Esto se debe a que, además de agua de formación, son evacuados adicionalmente volúmenes drenados de tanques, lo recuperado de piscinas y sumideros, así como también los pozos en proceso de perforación y completación, como a continuación se detalla:

#### CUADRO 4. REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Cifras en barriles  
Año 2012

ÁREA	PRODUCCIÓN	REINYECCIÓN	% REINYECTADO
LAGO AGRIO	1'595.558	2'038.082	127,73
LIBERTADOR	26'054.091	26'418.807	101,40
CUYABENO	26'724.123	26'855.428	100,49
SHUSHUFINDI	34'487.127	34'487.755	100,00
AUCA	16'854.860	17'215.093	102,14
TOTAL PPR	105'715.788	107'015.165	101,23
PROMEDIO DIARIO	288.841	292.391	101.23

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas,  
EP PETROECUADOR

### Operaciones Río Napo CEM

La Operadora Río Napo, a partir del 3 de septiembre de 2009, en cumplimiento del Contrato de Servicios Específicos No. 2009073, para la administración, incremento de producción, desarrollo, optimización, mejoramiento integral y explotación del campo SACHA, firma con la Filial Petroproducción (actualmente Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador).

El 1 de noviembre de 2011, se suscribió el Contrato modificador No. 2011345, el cual básicamente elimina el concepto de curva base, estableciéndose una tarifa única de pago por barril de producción, entre otros.



En el año 2012, Río Napo perforó 51 pozos y reacondicionó 177 pozos con torre y 22 trabajos sin torre; obteniendo una producción de crudo en campo de 21'113.546 barriles, es decir 57.687 BL/D.

### *Producción nacional de crudo fiscalizado*

En el año 2012, la producción nacional de crudo fiscalizado fue de 182.3 millones de barriles, debido a la modificación de los contratos petroleros de las empresas privadas, los mismos que pasaron a la modalidad de prestación de servicios.

#### **CUADRO 5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO FISCALIZADO**

Cifras en barriles  
Año 2012

<b>OPERADORAS</b>	<b>PRODUCCIÓN</b>
Empresas Públicas	133'570.891
EP Petroecuador	59'142.320
Subsidiaria Río Napo	21'113.546
Petroamazonas EP	53'315.025
Prestación de servicios	48'712.680
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>182'283.571</b>

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

POZOS PERFORADOS POR EP PETROECUADOR						
Período: Enero- Diciembre/2012 (a)						
NOMBRE DEL POZO	N° DEL POZO	CLASE DE POZO	PERÍODO DE PERFORACIÓN		PIES PERFORADOS	EQUIPO
			INICIO	FIN		
<b>LAGO AGRIO</b>						
GUANTA	14 RE	Reinyector	17/02/2012	31/03/2012	10.472	TUSCANY-102
LAGO AGRIO	15 RE	Reinyector	6/20/2012	10/08/2012	10.390	TUSCANY-102
<b>LIBERTADOR</b>						
SECOYA	40 D	Direccional	18/12/2011	16/01/2012	10.410	SINOPEC 128
SECOYA	43 D	Direccional	30/01/2012	26/02/2012	9.809	SINOPEC 128
FRONTERA	05 RE	Reinyector	21/06/2012	19/07/2012	10.410	TBG-201
SECOYA	42 D	Direccional	10/08/2012	08/09/2012	9.450	PETREX 03
FRONTERA	6 D	Direccional	18/09/2012	14/10/2012	9.760	CCDC 39
ATACAPI	22 D	Direccional	19/09/2012	18/10/2012	9.915	PETREX 3
ATACAPI	21 D	Direccional	29/10/2012	28/11/2012	10.300	PETREX 3
ARAZA	4 D	Direccional	23/10/2012	29/11/2012	10.186	CCDC 38
TETETE	20 D	Direccional	07/12/2012	29/12/2013	9.395	CCDC 38
<b>CUYABENO</b>						
CUYABENO	38 D	Direccional	06/01/2012	07/02/2012	8.362	CCDC 39
CUYABENO	40 D	Direccional	15/02/2012	08/03/2012	8.390	CCDC 39
SANSAHUARI	13 D	Direccional	23/02/2012	14/03/2012	8.490	CCDC 38
CUYABENO	37 D	Direccional	21/03/2012	18/04/2012	8.815	CCDC 39
SANSAHUARI	14 D	Direccional	30/03/2012	25/04/2012	8.453	CCDC 38
SANSAHUARI	15 D	Direccional	04/05/2012	27/05/2012	8.630	CCDC 39
SANSAHUARI	18 D	Direccional	10/06/2012	01/07/2012	8.430	CCDC-38
CUYABENO	39 D	Direccional	22/06/2012	10/07/2012	8.308	CCDC-39
SANSAHUARI	17 D	Direccional	07/07/2012	29/07/2012	8.579	CCDC-38
SANSAHUARI	16 D	Direccional	18/07/2012	09/08/2012	8.400	CCDC-39
SANSAHUARI	19 D	Direccional	06/08/2012	31/08/2012	8.361	CCDC-38
VINITA	03 D	Direccional	22/08/2012	04/09/2012	6.684	CCDC 39
SANSAHUARI	20 D	Direccional	12/09/2012	04/10/2012	8.450	CCDC-38
AED	01	Direccional	29/10/2012	29/11/2012	8.710	CCDC-39
<b>SHUSHUFIDI</b>						
DRAGO ESTE	36 H	Horizontal	27/10/2011	11/01/2012	11.630	SINOPEC-169
AGUARICO	18 D	Direccional	18/12/2011	23/01/2012	10.265	CPEB-50112
DRAGO NORTE	13	Vertical	22/01/2012	21/02/2012	10.110	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	136 D	Direccional	16/03/2012	22/04/2012	10.080	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	175D	Direccional	08/04/2012	06/05/2012	10.318	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	151 D	Direccional	05/06/2012	30/06/2012	10.010	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	216 D	Direccional	05/06/2012	30/06/2012	10.305	SINOPEC-168 D
DRAGO NORTE	21 D	Direccional	30/06/2012	02/08/2012	10.535	SINOPEC-188
AGUARICO	26 D	Direccional	18/06/2012	03/08/2012	10.220	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	124 D	Direccional	08/07/2012	04/08/20112	10.080	SINOPEC-128D
SHUSHUFINDI	123DST	Direccional	15/08/2012	26/09/2012	9.870	SINOPEC-128D
SHUSHUFINDI	139 D	Direccional	26/08/2012	26/09/2012	9.870	HILONG-15
SHUSHUFINDI	150 D	Direccional	14/09/2012	07/10/2012	10.222	TUSCANY 117
SHUSHUFINDI	199 D	Direccional	16/09/2012	08/10/2012	9.770	HP 176

Pasan...



Vienen...

POZOS PERFORADOS POR EP PETROECUADOR						
Período: Enero- Diciembre/2012 (a)						
NOMBRE DEL POZO	N° DEL POZO	CLASE DE POZO	PERÍODO DE PERFORACIÓN		PIES PERFORADOS	EQUIPO
			INICIO	FIN		
DRAGO NORTE	25 D	Direccional	12/09/2012	10/08/2012	10.265	SINOPEC-188
SHUSHUFINDI	224 D	Direccional	07/10/2012	01/11/2012	10.575	SINOPEC-128
SHUSHUFINDI	154 D	Direccional	12/10/2012	14/11/2012	9.950	HILONG-15
SHUSHUFINDI	211 D	Direccional	26/10/2012	22/11/2012	10.271	TUSCANY 117
AGUARICO	25 D	Direccional	28/10/2012	22/11/2012	9.970	SINOPEC-169
SHUSHUFINDI	244 D	Direccional	01/11/2012	23/11/2012	9.865	HP 176
DRAGO NORTE	23 D	Direccional	21/10/2012	02/12/2012	10.730	SINOPEC-188
SHUSHUFINDI	184 D	Direccional	01/12/2012	24/12/2012	10.110	TUSCANY 117
SHUSHUFINDI	221 D	Direccional	10/11/2012	06/12/2012	9.940	SINOPEC-128
SHUSHUFINDI	238 D	Direccional	02/12/2012	25/12/2012	9.777	HILONG-15
DRAGO NORTE	18 D	Direccional	14/11/2012	27/12/2012	10.909	PDVSA-80
AUCA						
AUCA	78 D	Direccional	03/12/2011	09/01/2012	11.140	SINOPEC-127
CHONTA ESTE	01	Exploratorio	11/12/2011	14/01/2012	10.924	SINOPEC-188
ANACONDA	07 D	Direccional	16/12/2011	18/01/2012	11.115	TUSCANY-117
CONONACO	21 RE	Reinyector	26/12/2011	19/01/2012	11.155	TUSCANY-102
AUCA SUR	10 D	Vertical	19/01/2012	18/02/2012	10.480	SINOPEC-127
AUCA SUR	17 D	Direccional	20/01/2012	15/02/2012	11.100	SINOPEC-188
YULEBRA	20 D	Direccional	29/01/2012	23/02/2012	10.850	TUSCANY-117
AUCA	87 D	Direccional	05/01/2012	02/02/2012	11.345	SINOPEC-219
AUCA	88 D	Direccional	13/02/2012	10/03/2012	11.109	SINOPEC-219
AUCA SUR	8 D	Direccional	23/02/2012	19/03/2012	11.040	SINOPEC-188
AUCA SUR	11 D	Direccional	27/02/2012	23/03/2012	10.890	SINOPEC-127
CULEBRA	12 D	Direccional	09/02/2012	26/03/2012	11.000	SINOPEC-156
AUCA	08 RE	Reinyector	07/02/2012	27/03/2012	10.410	TBG-201
YULEBRA	19 D	Direccional	10/03/2012	03/04/2012	10.500	TUSCANY-117
PUCUNA	15 D	Direccional	23/03/2012	17/04/2012	10.072	SINOPEC-219
AUCA SUR	9 D	Direccional	02/04/2012	03/04/2012	10.610	SINOPEC-188
CULEBRA	15 D	Direccional	13/04/2012	12/05/2012	10.820	SINOPEC-156
PUCUNA	17 D	Direccional	30/04/2012	29/05/2012	10.222	SINOPEC-219
CONONACO	31 RE	Reinyector	20/04/2012	17/05/2012	10.410	TBG-201
CULEBRA	16 H	Horizontal	21/04/2012	01/06/2012	11.850	TUSCANY 117
CULEBRA	17 D	Direccional	21/05/2012	15/06/2012	10.817	SINOPEC 156
RUMIYACU	02 D	Direccional	15/05/2012	08/06/2012	11.100	SINOPEC 188
CONONACO	46 RE	Reinyector	20/03/2012	13/06/2012	11.314	TUSCANY-102
AUCA SUR	16 H	Horizontal	31/03/2012	05/07/2012	12.557	SINOPEC-127
AUCA SUR	12 D	Direccional	05/06/2012	09/07/2012	11.252	SINOPEC-219
YULEBRA	18 D	Direccional	18/06/2012	13/07/2012	10.390	TUSCANY-117
CULEBRA	14 D	Direccional	03/07/2012	01/08/2012	10.560	SINOPEC-156
YULEBRA	22 D	Direccional	16/07/2012	08/08/2012	10.395	TUSCANY-117
AUCA SUR	15 D	Direccional	17/07/2012	18/08/2012	11.300	SINOPEC-127
AUCA SUR	13 D ML 1	Multilateral	29/07/2012	04/09/2012	12.060	SINOPEC-219
AUCA SUR	13 ML 2		30/09/2012	15/10/2012	11.840	SINOPEC-219
CONONACO	06 RE	Reinyector	11/08/2012	19/09/2012	10.410	TBG-201
AUCA SUR	14 D	Direccional	28/08/2012	23/09/2012	10.660	SINOPEC-127

Pasan...

Vienen...

POZOS PERFORADOS POR EP PETROECUADOR						
Período: Enero- Diciembre/2012 (a)						
NOMBRE DEL POZO	N° DEL POZO	CLASE DE POZO	PERÍODO DE PERFORACIÓN		PIES PERFORADOS	EQUIPO
			INICIO	FIN		
ANACONDA	08 D	Direccional	01/09/2012	28/09/2012	10.810	SINOPEC-156
YUCA	13 RE	Reinyector	12/09/2012	08/10/2012	10.410	TUSCANY 102
ANACONDA	9 D	Direccional	20/10/2012	30/11/2012	10.526	SINOPEC-156
RUMIYACU	03 D	Direccional	02/10/2012	27/10/2012	10.584	SINOPEC-127
RUMIYACU	03 D	Direccional	11/11/2012	01/12/2012	11.380	SINOPEC-127
CHONTA ESTE	02 D	Direccional	12/1/2012	18/12/2012	11.102	SINOPEC-248
AUCA	46 RE	Reinyector	31/10/2012	03/12/2012	10.574	TGB-201
RÍO NAPO (SACHA)						
SACHA	254 H	Horizontal	09/11/2011	21/01/2012	12.538	SINOPEC-220
SACHA	310 V	Vertical	17/12/2011	12/01/2012	10.082	HILONG-16
SACHA	332 D	Direccional	23/12/2011	20/01/2012	10.510	CCDC-28
SACHA	331 D	Direccional	21/01/2012	10/02/2012	10.289	CCDC-28
SACHA	311 D	Direccional	13/01/2012	09/02/2012	10.750	HILONG-16
SACHA	266 D	Direccional	13/01/2012	10/02/2012	11.163	CPV-16
SACHA	312 D	Direccional	19/02/2012	20/03/2012	10.530	HILONG-16
SACHA	333 D	Direccional	19/02/2012	09/03/2012	10.440	CCDC-28
SACHA	300 V	Vertical	21/02/2012	17/03/2012	10.100	SINOPEC-220
SACHA	270 V	Vertical	27/02/2012	17/03/2012	10.225	CPV-16
SACHA	274 D	Direccional	05/03/2012	31/03/2012	10.566	CPV-23
SACHA	301 D	Direccional	18/03/2012	10/04/2012	10.360	SINOPEC-220
SACHA	315 D	Direccional	21/03/2012	20/04/2012	10.720	HILONG-16
SACHA	271 D	Direccional	28/03/2012	19/04/2012	10.487	CPV-16
SACHA	305 D	Direccional	21/04/2012	15/05/2012	10.444	SINOPEC-220
SACHA	314 D	Direccional	29/04/2012	25/05/2012	10.520	HILONG-16
SACHA	350 V	Vertical	20/04/2012	10/05/2012	10.086	CCDC-28
SACHA	272 D	Direccional	26/04/2012	15/05/2012	10.492	CPV-16
SACHA	273 D	Direccional	15/04/2012	14/05/2012	10.910	CPV-23
SACHA	352 D	Direccional	18/05/2012	08/06/2012	10.270	CCDC-28
SACHA	306 D	Direccional	23/05/2012	14/06/2012	10.445	SINOPEC-220
SACHA	275 D	Direccional	28/05/2012	22/06/2012	10.492	CPV-23
SACHA	280 D	Direccional	01/06/2012	21/06/2012	10.614	CPV-16
SACHA	316 D	Direccional	06/06/2012	28/06/2012	10.830	HILONG-16
SACHA	351 D	Direccional	22/06/2012	13/07/2012	10.550	CCDC-28
SACHA	304 D	Direccional	20/06/2012	17/07/2012	10.580	SINOPEC-220
SACHA	360 D	Direccional	27/06/2012	04/08/2012	10.060	PDV - 79
SACHA	281 D	Direccional	02/07/2012	20/07/2012	10.283	CPV - 16
SACHA	237 D	Direccional	04/07/2012	01/08/2012	10.620	CPV - 23
SACHA	317 H	Horizontal	10/07/2012	23/08/2012	11.540	HILONG-16
SACHA	353 D	Direccional	22/07/2012	13/08/2012	10.839	CCDC-28
SACHA	282 D	Direccional	01/08/2012	20/08/2012	11.030	CPV - 16
SACHA	238 D	Direccional	21/08/2012	09/09/2012	10.340	CPV - 23
SACHA	354 D	Direccional	21/08/2012	12/09/2012	10.980	CCDC-28
SACHA	365 D	Direccional	18/08/2012	26/09/2012	10.890	PDV - 79
SACHA	303 D	Direccional	06/08/2012	02/09/2012	10.415	SINOPEC-220

Pasan...



Vienen...

POZOS PERFORADOS POR EP PETROECUADOR						
Período: Enero- Diciembre/2012 (a)						
NOMBRE DEL POZO	N° DEL POZO	CLASE DE POZO	PERÍODO DE PERFORACIÓN		PIES PERFORADOS	EQUIPO
			INICIO	FIN		
SACHA	283 D	Direccional	01/09/2012	28/09/2012	11.000	CPV-16
SACHA	341 D	Direccional	01/09/2012	27/09/2012	11.100	HILONG-16
SACHA	307 D	Direccional	09/09/2012	13/10/2012	10.910	SINOPEC-220
SACHA	355 D	Direccional	20/09/2012	16/10/2012	10.700	CCDC - 28
SACHA	239 D	Direccional	21/09/2012	25/10/2012	10.740	CVP - 23
SACHA	366 D	Direccional	04/10/2012	28/10/2012	10.439	PDV -79
SACHA	313 D	Direccional	04/10/2012	30/10/2012	10.990	HILONG-16
SACHA	302 D	Direccional	28/10/2012	24/11/2012	10.984	SINOPEC-220
SACHA	370 D	Direccional	05/12/2012	11/12/2012	10.820	CCDC-28
SACHA	207 D	Direccional	24/12/2012	31/12/2012	10.752	HILONG-16
SACHA	257 D	Direccional	08/12/2012	16/12/2012	10.390	CPV-16
SACHA	245 D	Direccional	05/12/2012	17/12/2012	10.476	CPV - 23
SACHA	361 D	Direccional	05/12/2012	22/12/2012	10.996	PDV-79
SACHA	371 D	Direccional	12/12/2012	31/12/2012	10.398	CCDC-28
SACHA	380 V	Vertical	11/12/2012	27/12/2012	10.030	SINOPEC-220

Nota: a) Incluye pozos que inicia la perforación en diciembre del 2011 y terminan en el 2012

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción, EP PETROECUADOR, Operadora Río Napo  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Total Pozos Perforados:  
EP Petroecuador: 88  
Río Napo: 51

PERFORACIÓN DE POZOS (a)									
Período: 1982-2012									
Año	Empresa	Exploratorios	Desarrollo	Avanzada	Inyector	Direccional	Horizontales	Verticales	Total
1982	CEPE	3	7	10	-	-	-	-	20
1983	CEPE	5	8	9	-	-	-	-	22
	CEPE-TEXACO	-	9	-	-	-	-	-	9
1984	CEPE	3	8	3	-	-	-	-	14
	CEPE-TEXACO	1	7	-	-	-	-	-	8
1985	CEPE	1	8	3	-	-	-	-	12
	CEPE-TEXACO	1	12	-	-	-	-	-	13
1986	CEPE	-	18	-	-	-	-	-	18
	CEPE-TEXACO	1	10	1	-	-	-	-	12
1987	CEPE	2	9	2	-	-	-	-	13
	CEPE-TEXACO	-	11	-	-	-	-	-	11
1988	CEPE	1	6	7	-	-	-	-	14
	CEPE-TEXACO	-	6	-	-	-	-	-	6
1989	PETROECUADOR	-	16	3	-	-	-	-	19
1990 (b)	PETROECUADOR	3	21	3	-	-	-	-	27
	PETROECUADOR-TEXACO	-	7	-	-	-	-	-	7
1991	PETROECUADOR	-	-	-	-	-	-	-	24
	PETROECUADOR-TEXACO	-	-	-	-	-	-	-	20
1992	PETROPRODUCCIÓN	1	18	-	-	-	-	-	19
	PETROAMAZONAS	2	14	7	-	-	-	-	23
1993	PETROPRODUCCIÓN	4	35	4	-	-	-	-	43
1994	PETROPRODUCCIÓN	3	33	7	-	-	-	-	43
1995	PETROPRODUCCIÓN	4	26	3	2	-	-	-	35
1996	PETROPRODUCCIÓN	-	13	3	1	1	-	-	18
1997	PETROPRODUCCIÓN	1	13	-	-	-	-	-	14
1998	PETROPRODUCCIÓN	-	5	1	-	-	-	-	6
1999	PETROPRODUCCIÓN	-	7	2	-	-	-	-	9
2000	PETROPRODUCCIÓN	-	10	-	-	-	-	-	10
2001	PETROPRODUCCIÓN	-	8	1	-	-	3	-	12
2002	PETROPRODUCCIÓN	-	14	-	-	1	3	-	18
2003	PETROPRODUCCIÓN	-	7	-	-	-	-	-	7
2004	PETROPRODUCCIÓN	1	22	-	1	-	-	-	24
2005	PETROPRODUCCIÓN	1	11	-	-	11	-	-	23
2006	PETROPRODUCCIÓN	-	9	-	2	12	-	-	23
2007	PETROPRODUCCIÓN	1	1	-	-	7	3	-	12
2008	PETROPRODUCCIÓN	1	2	-	4	52	-	-	59
2009	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	-	-	-	9	56	1	-	66
2010	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	-	-	-	4	48	1	-	53
2011	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	3	-	1	3	36	-	-	43
2012	EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1	-	-	10	75	2	-	88
PERFORACIÓN DE POZOS (d)									
Año	Empresa	Exploratorios	Desarrollo	Avanzada	Inyector	Direccional	Horizontales	Verticales	Total
2010	RÍO NAPO	-	-	-	-	9	-	-	9
2011	RÍO NAPO	-	-	-	-	19	-	-	19
2012	RÍO NAPO	-	-	-	-	44	2	5	51

## Notas:

a) No se cuenta con información disponible de años anteriores

b) No existe desglose de tipo de pozos

c) Incluye 3 pozos a cargo de Alianzas Operativas en el año 2002; 2 pozos en el año 2003; 7 pozos en el 2004; 1 pozo en el 2005 y 2 pozos en el 2006

d) A partir del año 2010, se crea la Empresa Río Napo

Fuente: Estadísticas de Planificación, Gerencia de Exploración y Petroproducción (Ex-Petroproducción), Río Napo

Elaboración: Coordinación de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP Petroecuador



REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>ENERO</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
LAGO AGRIO - 09 A	Cambio de completación por posible daño en cavidad	240	269	29
GUANTA - 42 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	99	257	158
GUANTA - 12 w	Reparar equipo BES	314	316	2
LAGO AGRIO - 09 A	Cambio de completación por posible Packer desasentado	240	269	29
GUANTA - 16	Cambio de completación de bombeo mecánico	214	250	36
GUANTA - 42 D	Reparar equipo BES	99	257	158
GUANTA - 18 D	Cambio BHA. Packer desasentado	163	172	9
GUANTA - 11	Cambio BHA. Recuperar Valve Pescado	178	195	17
<b>LIBERTADOR</b>				
PICHINCHA - 03	Moler EZ-DRILLA a 8537'. Asentar CIBP a 920'.	53	-	-53
PICHINCHA - 14 D	Tomar registro de saturación	44	-	-44
SHUARA - 08	Repunzar "US". Evaluar y diseñar sistema de levantamiento	103	-	-103
SECOYA - 40 D	Pruebas iniciales y completación	-	162	162
SHUSHUQUI - 22 D	Cambio sistema de levantamiento hidráulico a eléctrico	65	-	-65
SECOYA - 10	Asentar CIBP a 9250'. Bajar TCP	81	123	42
<b>CUYABENO</b>				
CUYABENO - 32 D	Reparación equipo BES	200	271	71
V.H.R. - 03	Reparar BES	217	217	-
V.H.R. - 20	Evaluar arenas "UI". Diseñar BES	130	103	-27
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI 162 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.040	1.040
SHUSHUFINDI 74	Raparar BES	460	450	-10
SHUSHUFINDI 26	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	169	246	77
DRAGO - 36 EH	Pruebas iniciales y completación	-	178	178
SHUSHUFINDI - 35	Reparar BES	232	352	120
SHUSHUFINDI - 71	Reparar BES	941	752	-189
SHUSHUFINDI - 105	Cambio de sistema de levantamiento de PPS a PPM	61	40	-21
SHUSHUFINDI - 129 D	Aislar arena "TI" con CIBP	106	178	72
AGUARICO - 15 D	Pruebas iniciales y completación	-	387	387
<b>AUCA</b>				
CULEBRA - 18 D	Pruebas iniciales y completación	-	161	161
AUCA - 54 D	Punzonar "UI" bajar completación BES de acuerdo a asignación	-	-	-
ANACONDA - 02	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	80	108	28
AUCA - 49	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	188	-	-188
AUCA - 71 D	Pruebas iniciales y completación	-	484	484
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 075	Repunzonar arena "U"	11	-	-11
SACHA - 22	Correr registro de integridad de Casing y de cemento	-	274	274
SACHA - 72	Correr registro de saturación y GR espectral	-	-	-
SACHA - 265 D	Completación y pruebas iniciales de pozo	-	855	855
SACHA - 036	Cambio de complementación por Packer desasentado	-	144	144
SACHA - 027	Recuperar completación PPH, Moler CIBPs	-	-	-
SACHA - 151 D	Sacar equipo BES. Realizar viaje de limpieza	-	298	298
SACHA - 038	Cambio de completación por BES off	-	110	110
<b>TOTAL TRABAJOS: 39</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN:</b>				<b>4.230</b>

Pasan...

Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>FEBRERO</b>				
<b>LIBERTADOR</b>				
SHUSHUQUI -04	Moler CIBP a 9090'. Correr registro de saturación de arenas	-	-	-
ATACAPI - 10 D	Tomar registro de saturación	54	-	-54
PACAYACU	Cambio de completación por pescado (Bomba hidráulica)	68	-	-68
SHUSHUQUI - 12	Realizar SQUEEZE a "UI"	133	146	13
<b>CUYABENO</b>				
V.H.R. - 01	Reparar BES	808	714	-94
CUYABENO - 38 D	Pruebas iniciales y completación	-	12	12
<b>SHUSHUFINDI</b>				
DRAGO - 20 ND	punzonar "TI" con TCP	99	28	-71
SHUSHUFINDI - 51	Cambio BHA. Camisa con defecto	147	-	-147
AGUARICO 14 D	Pruebas iniciales y completación	-	271	271
SHUSHUFINDI 56	Cambio BHA. Comunicación TUBING-CSG	381	489	108
SHUSHUFINDI 132 D	Cambio de completación dual concentrica "UI"	-	664	664
<b>AUCA</b>				
CULEBRA -07 DR	Pruebas iniciales y completación	-	306	306
CGS - 01	Estimular "BT". Evaluar. Tomar	-	263	263
AUCA - 40	Repara BES	421	279	-142
PUCUNA - 13	Cambio de completación por daño mecánico	52	63	11
AUCA SUR - 01	Reparar BES	233	210	-23
AUCA - 47	Tomar registro de saturación	-	-	-
CONONACO - 21 RE	Pruebas iniciales y completación	-	499	499
YUCA - 07	Reparar BES	41	378	337
RUMIYACU - 01	Cambio BHA. Packer desasentado	250	236	-14
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 148 ST-1	Punzonar arena "T" intervalo 9736'-97580148' (22) MD. Evaluar.	54	-	-54
SACHA - 107	Moler CIBP'S a 9600 y 9800. Realizar SQUEEZE a arena "HI"	-	359	359
SACHA - 62	Cambio de completación, comunicación TUBING-CSG	406	418	12
SACHA - 115	Cambio sistema levantamiento hidráulico a eléctrico	326	211	-115
SACHA - 229 D	Reparar BES	732	630	-102
SACHA - 95	Sacar tubería de producción de 3 1/2"	-	-	-
SACHA - 107	Recuperación completa de fondo	122	152	30
SACHA - 186	Cambio de sistema de PPH a PPF	494	132	-362
TOTAL TRABAJOS: 28				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN:				-232
<b>MARZO</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 14 D	Correr registro de cementación y Cast-V	-	-	-
LAGO AGRIO 21	Moler CIBP 8820'punzonar arena "U"	52	102	50
GUANTA 10	Evaluar arenas "T", "U" y "BT" por separado	244	379	135
LAGO AGRIO 2	Cambio de cpmpletación hidromecánico por bomba jet atascada	71	87	16
LAGO AGRIO 1	Repunzonar "H" bajar completación de bombeo mecánico	62	-	-62
LAGO AGRIO 24	Moler 3 CIBP 10025' y 10086', correr registro de saturación	61	229	168
<b>LIBERTADOR</b>				
SECOYA 8	Cambio de BES por Comunicación TUBING/CSG.	216	331	115
ATACAPI - 17	Cambio de completación por Comunicación TUBING/CSG.	557	839	282
FRONTERA 2	Reparar BES	203	300	97

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SECOYA 11	Cambio de completación por Comunicación TUBING/CSG.	175	339	164
SECOYA 37 D	Repara BES	100	221	121
ATACAPI 12 D	Repunzonar "UI" con cañones de alta penetración	82	-	-82
SHUSHUQUI - 2	Moler CIBP a 850 y 9220´.	34	394	360
CUYABENO				
CUYABENO 26	Correr registro de saturación + CHFR a "Ts2	154	151	-3
V.H.R. 18 D	aislar "UI" y "US" . Con CIBP.	132	346	214
V.H.R. 4	Bajar equipo BES	-	274	274
SANSAHUARI - 13 D	Pruebas iniciales y complementación	-	51	51
TIPISHCA 9	Repara BES por alta temperatura de motor	135	4	-131
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI 74	Reparar equipo BES	314	509	195
SHUSHUFINDI 43	Reparar equipo BES	-	999	999
AGUARICO 140 D	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	119	104	-15
SHUSHUFINDI 135 D	Pruebas iniciales y complementación	-	422	422
SHUSHUFINDI 86	Repara equipo BES	-	368	368
SHUSHUFINDI 57	Reparar equipo BES	-	956	956
SHUSHUFINDI 133 D	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	225	224	-1
DRAGO 36 EH	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	-	657	657
AGUARICO 18 D	Pruebas iniciales y complementación	-	251	251
SHUSHUFINDI 58	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	-	-	-
DRAGO 2 N	Pruebas iniciales y complementación	-	201	201
DRAGO 1 E	Repara equipo BES	-	429	429
SHUSHUFINDI 42	Reparar equipo BES	-	297	297
SHUSHUFINDI 101	Pozo con bajo aporte, evaluar por separado las arenasTi, Us, Ui.	83	119	36
AUCA				
AUCA 59 D	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	255	407	152
YULEBRA 20 D	Pruebas iniciales y completación	-	362	362
CONONACO 21 RE	Repunzonar con TCP arena hollín inferior	134	447	313
CONONACO 23	Punzonar arena "T" intervalo 10137'-10148´.	116	249	133
YULEBRA 10 D	Tomar registro de saturación	49	62	13
AUCA 82 D	Reparar BES	122	143	21
YULEBRA 1	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	205	301	96
CONONACO 3	Reparar BES	244	366	122
AUCA 66 D	Pruebas iniciales y completación	-	167	167
CONONACO 34	Aislar "Hi" con CIBP. Bajar conjuntoTCP	98	138	40
AUCA 28	Tomar registro de saturación	211	243	32
RÍO NAPO (SACHA)				
SACHA - 149	Sacar completación de fondo, Evaluar Hs, Realizar SQUEEZE	-	191	191
SACHA - 138	Aplicar tecnología de perforación de arena "Ti"	-	37	37
SACHA - 178 D	Moler CIBP'S a 10530. Realizar SQUEESE a "Hi"	78	64	-14
SACHA - 266 D	Sacar conjunto TCP con cable, Repunzonar "Hs" en 10950	-	326	326
SACHA - 229 RW2	Recuperar completación de fondo, Realizar cementación forzada arena BT	-	-	-
SACHA - 265 D	Cambio de sistema de PPH a PPS	539	459	-80
SACHA - 181 D	Reparar equipo BES	-	89	89
SACHA - 183	Reparar equipo BES	-	121	121
SACHA - 300 V	Completación y pruebas iniciales	-	939	939
SACHA - 270 V	Completación y pruebas iniciales	-	368	368
<b>TOTAL TRABAJOS : 53</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN:</b>				<b>9.992</b>

Pasan...

Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>ABRIL</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
LAGO AGRIO 12	Cambio de completación por Packer desasentado	-	-	-
GUANTA - 03	Tomar registro de saturación	110	-	-110
GUANTA - 10	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing	-	255	255
GUANTA - 16	Cambio de completación de bombeo mecánico	228	198	-30
<b>LIBERTADOR</b>				
SECOYA - 43 D	Pruebas iniciales y completación	-	40	40
ATACAPI - 11 BD	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	421	632	211
SHUSHUFINDI - 25	Realizar SQUEEZE a Usup- Repunzonar	33	67	34
SECOYA - 16	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	103	162	59
TETETE - 8	Asentar CIBP a 9070'. Repunzonar "Ui"	83	183	100
TAPI - 6	Cambio de completación por posible Packer desasentado	79	-	-79
ATACAPI 8	Recuperar equipo BES, evaluar. Rediseñar BES	427	700	273
ATACAPI - 15	Moler CIBP, punzonar por separado	125	156	31
ATACAPI -13	Realizar SQZ, repunzonar, evaluar sin torre	101	-	-101
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 127 D	Disparar, evaluar zona	-	207	207
SHUSHUFINDI 74	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	276	589	313
AGUARICO 1 OE	Pruebas iniciales y completación	-	67	67
SHUSHUFINDI - 11	Disparar, evaluar zona	52	52	-
SHUSHUFINDI - 38	Cambiar BHA para inyección de agua	-	-	-
SHUSHUFINDI - 130 D	Pruebas iniciales y completación	-	442	442
SHUSHUFINDI -108 D	Aislar agua con cemento forzada	45	83	38
DRAGO 13 ND	Pruebas iniciales y completación	-	123	123
SHUSHUFINDI - 130 D	C/BHA. BES off	-	449	449
SHUSHUFINDI 35	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	121	302	181
SHUSHUFINDI 90	Pozo con bajo aporte y alta producción de agua.	92	266	174
<b>AUCA</b>				
AUCA SUR 8 D	Pruebas iniciales y completación	-	78	78
AUCA 88 D	Pruebas iniciales y completación	-	185	185
AUCA 21	Repunzonar intervalo de arena "HI"	132	329	197
CULEBRA 12 D	Pruebas inicial y completación	-	205	205
AUCA 67 D	Repara BES	230	365	135
AUCA 8 RE	Pruebas iniciales y completación	-	470	470
CONONACO 3	Aislar "HI" con CIBP. "TI" Punzonar "TI" con TCP	244	216	-28
AUCA 81 D	Bajar completación definitiva PPH	357	-	-357
YUCA 1	C/BHA. Comunicación TUBING/CSG.	406	328	-78
ANACONDA 6 D	Repara BES	380	354	-26
CONONACO 31	Completar pozo abandonado	-	-	-
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 333 D	Completación y pruebas iniciales	-	1.295	1.295
SACHA - 254 H	Con Conjunto TCP dispara arena "UI"	403	186	-217
SACHA - 274 D	Completación y pruebas iniciales	-	239	239
SACHA - 311 D	Bajar equipo BES	432	400	-32
SACHA - 263 D	Sacar completación dual concentrada	354	259	-95
SACHA - 301 D	Completación y pruebas iniciales	-	446	446
SACHA - 198 D	Repara equipo BES	686	286	-400
SACHA -1 69 D	Cambio completación electrosumergible	579	552	-27

Pasan...



Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SACHA - 196 D	Sacar tubería de producción de 3 1/2"	78	-	-78
SACHA - 158 D	Repara equipo BES	583	21	-562
SACHA - 315 D	Completación y pruebas iniciales	-	-	-
SACHA - 52 B	Repara equipo BES	327	-	-327
TOTAL TRABAJOS : 47				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				3.700
MAYO				
LAGO AGRIO				
PARAHUACU 4	Cambio de cpmpletación por daño en cavidad	46	120	74
GUANTA - 08	Correr registro de saturación a las arenas "H", "T", y "BT"	-	-	-
LAGO AGRIO 36	Tomar registro de saturación	-	22	22
LIBERTADOR				
SHUSHUQUI 3	Evaluar arena "US"	44	105	61
SECOYA 24	C/BHA BES off	233	86	-147
SECOYA 40 D	Evaluar Us. Tomar BUILD UP:	8	163	155
TETETE 11	Cambio de completación BES por posible atascamiento	156	513	357
ARAZA 1	Moler CIBP a 9190'. Asentar CIBP a 9346'.	72	113	41
SECOYA 2	Repunzar "TI" . Evaluar "TI" , "TS" y "UI" por separado	49	274	225
SECOYA 22	Cambio de completación BES	74	170	96
TETETE 11	Reparación equipo BES	514	514	-
SECOYA 29	Tomar registro saturación: "T";, "U" y "BT".	50	-	-50
SECOYA 2	Cambio de completación por comunicación TUBING-CASING	41	134	93
CUYABENO				
SHUSHUQUI 14 D	Pruebas iniciales y completación	208	125	-83
CUYABENO 14	Reparar equipo BES	209	125	-84
SHUSHUQUI 12 D	Aislar "TS" con CIBP	26	1.409	1.383
CUYABENO 20	Aislar "UI" con CIBP	218	38	-180
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI 59	Evaluar por separado las arenas Ti, Us, y Ui.	121	1.008	887
SHUSHUFINDI 43	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	259	989	730
SHUSHUFINDI 56	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	113	347	234
SHUSHUFINDI 136 D	Pruebas iniciales y completación	-	706	706
AGUARICO 1 OE	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	330	230	-100
SHUSHUFINDI 91	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	135	375	240
SHUSHUFINDI 119 D	Reparar BES	-	447	447
SHUSHUFINDI 7	Reparar BES	-	184	184
SHUSHUFINDI 26	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	103	226	123
CONDORAZO 1	Aislar con CIBP "UI"	112	78	-34
SHUSHUFINDI 76	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG	226	394	168
SHUSHUFINDI 65	Incrementar producción removiendo daño de fromación	279	487	208
AGUARICO 12 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.743	1.743
SHUSHUFINDI 77	Reparar BES	-	386	386
SHUSHUFINDI 71	Reparar BES	-	815	815
AGUARICO 1 OE	Aislar entrada de agua de arena "U"	230	389	159
SHUSHUFINDI 31	Repunzar acidificar y evaluar la arena "T"	-	43	43
SHUSHUFINDI 116 D	Reparar BES	-	-	-

Pasan...

Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>AUCA</b>				
AUCA 66 D	C/bha. BES Off	290	405	115
AUCA 11 D	Pruebas iniciales y completación	-	150	150
AUCA 78 D	Pruebas iniciales y completación (dual)	-	1.141	1.141
AUCA 9 D	Pruebas iniciales y completación	-	261	261
CONOCNACO 46 D	Completar pozo po abandono	-	-	-
YUCA 19 D	Sacar completación BES de fondo	90	173	83
AUCA 5	Cambio de completación BES por boomba atascada	85	227	142
AUCA 70 D	Reparar BES	56	245	189
AUCA 87 D	Preubas iniciales y completación	-	251	251
AUCA 93 D	Recuperar y diseñar BES	628	372	-256
AUCA 10	Pruebas iniciales y completación	-	97	97
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 332 D	Completación y Pruebas iniciales	-	348	348
SACHA - 250 V	Completación y Pruebas iniciales	-	222	222
SACHA - 273 D	Completación y Pruebas iniciales	-	1.925	1.925
SACHA - 272 D	Completación y Pruebas iniciales	-	-	-
SACHA - 305 D	Completación y Pruebas iniciales	-	139	139
SACHA - 55	Correr registro GR-Espectral para "I" y "U"	229	227	-2
SACHA - 123	Cambio sistema de levantamiento de PPH @ PPM	215	100	-115
SACHA - 333 D	Reparar completación dual concentrica	1.317	1.459	142
SACHA - 17	Cambio sistema de levantamiento de PPH @ PPM	250	424	174
SACHA - 286 D	Cambio sistema de levantamiento de PPH @ PPM	370	432	62
SACHA - 223 D	Cambio sistema de levantamiento de PPH @ PPM	168	-	-168
SACHA - 167 D	Realizar Squeeze a "TI" y "HL".	23	-	-23
SACHA - 264 D	Sacar completación dual concentrica. Evaluar "HI"y "UI" por separado	184	359	175
SACHA - 263 D	Sacar completación dual concentrica. Evaluar "HI"y "UI" por separado	-	242	242
SACHA - 217 D	Reparar equipo BESS	255	300	45
SACHA - 224 D	Perforaión Radial de cuatro laterales en la arena U inferior.	-	17	17
SACHA - 160	Cambiar completación de fondo	134	196	62
SACHA - 07	Cambio sistema de levantamiento de PPH @ PPS	388	180	-208
<b>TOTAL TRABAJOS : 64</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>13.352</b>
<b>JUNIO</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
PARAHUACU - 10	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	467	429	-38
LAGO AGRIO - 37	Cambiar de completación de bomba mecánica atascada	82	-	-82
LAGO AGRIO - 49 D	Cambio de completación por posible tubo roto	194	122	-72
LAGO AGRIO - 39	Realizar fracturamiento hidráulico	132	836	704
GUANTA - 14 RE	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
GUANTA - 3	Cambio de completación por Packer dasasentado	35	82	47
LAGO AGRIO - 15	Taponamiento y abandono temporal	-	-	-
GUANTA - 18	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	172	189	17
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI - 13	Evaluar arenas: Ts, Uinf, Usup; completar de acuerdo a resultados	101	68	-33
SECOYA - 11	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	124	367	243

Pasan...



Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
TETETE - 7	Punzonar "BT" Evaluar y completar para PPH	60	125	65
SECOYA - 19	Repunzonar "US" , rediseñar BES	114	331	217
SHUARA -14 B	Cambio completación por comunicación TBG-CSG	312	224	-88
FRONTERA - 5	Taponamiento y abandono temporal	-	-	-
ATACAPI - 15	Repunzonar Usup, evaluar y diseñar BES	27	50	23
SECOYA - 24	Realizar limpieza de lo punzadores de la arena "U sup".	60	75	15
CUYABENO				
V.H.R. - 21 D	Repunzar + evaluar arena "UM"	236	310	74
CUYABENO - 16	Tomar registro de saturación: a Napo "U" y Napo "T"	58	328	270
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI -102 H	Cambio BHA. BES off	-	680	680
SHUSHUFINDI - 73	Cambio BHA. BES off	-	527	527
DRAGO - 17 ND	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SHUSHUFINDI - 86	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	141	337	196
SHUSHUFINDI - 41	Recañonear y evaluar intervalo "UI" y "US" de acuerdo a resultados de registros	-	73	73
SHUSHUFINDI - 164 D	Repunzonar "UI" (10035'- 10074')	137	276	139
CONDORAZO - 1	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	21	375	354
SHUSHUFINDI - 80	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	194	447	253
SHUSHUFINDI - 99	Aporte, repunzonar arena "TINF".	-	184	184
AUCA				
CULEBRA - 5	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	159	320	161
YULEBRA - 19 D	Pruebas iniciales y completación	-	89	89
CULEBRA - 16 H	Pruebas iniciales y completación	-	628	628
AUCA - 49	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	127	459	332
AUCA SUR - 81 D	Realizar estimulaciones en arenas "HS y TI" por separado	149	203	54
CULEBRA - 17 D	Pruebas iniciales y completación	-	394	394
RÍO NAPO (SACHA)				
SACHA - 314 D	Completación y pruebas iniciales	-	1.730	1.730
SACHA - 352 D	Completación y pruebas iniciales	-	1.337	1.337
SACHA - 306 D	Completación y pruebas iniciales	-	356	356
SACHA - 280 D	Completación y pruebas iniciales	-	889	889
SACHA - 275 D	Completación y pruebas iniciales	-	100	100
SACHA - 223 D	Rediseñar equipo BES	-	-	-
SACHA - 65 B	Repunzonar arena "HI" en intervalo 9910', 9926' (18')	639	1.435	796
SACHA - 6	Recuperar pescado, cambio de PPH a PPS para producir arena	368	212	-156
SACHA - 272 D	Cambiar equipo BES. Realizar SQUEZZE y repunzonar a Napo "U"	-	-	-
SACHA - 228 D	Reparar completación de fondo. Completar con BES	129	649	520
SACHA - 13	Cambio de sistema PPH a PPS	87	113	26
SACHA - 342 D	Cambio sistema PPH a PPS. Cañonear, disparar 10550'-10570'	94	1.285	1.191
SACHA - 126	Cambio de sistema PPH a PPS	209	191	-18
SACHA - 270 V	Disparar UI. 9638'- 9658'. Cambio sistema hidráulico a eléctrico	501	506	5
SACHA - 181 D	Repunzonar "Hs". Reparar equipo BES	165	166	1
SACHA - 224 D	Cambio de BHA de evaluación	3	15	12
SACHA - 136	Cambio de sistema PPH a PPS	290	42	-248
SACHA - 53	Cambio de sistema PPH a PPS	202	297	95
SACHA - 264 D	Reparar equipo BES	281	291	10
SACHA - 7	Correr registro Gamma Ray Spectral a arenas (U+T),	244	236	-8
SACHA - 314 D	Cambio de sistema PPH a PPS.	333	160	-173
SACHA - 240 D	Reparar equipo BES	146	34	-112
<b>TOTAL TRABAJOS : 55</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>10.687</b>

Pasan...

Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>JULIO</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA -42 D	Repunzonar "TI", asentaar CIBP, evaluar "TI", rediseñar BES	244	-	-244
GUANTA - 10	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	338	131	-207
<b>LIBERTADOR</b>				
SHUSHUQUI - 13	Cambio de completación por packer desasentado	158	86	-72
ATACAPI -7	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	5	131	126
SECOYA - 38	Recuperar BES+moler CIBP, punzonar arena "TI"	477	508	31
SHUSHUQUI -11	Repunzonar ARENA"UI" ,competar para evaluar sin torre	-	24	24
SECOYA -31	Reparar equipo BES	217	236	19
FROTERA - 1	Tomar registro de saturación	106	163	57
SHUSHUQUI - 2	Cambio de completación por comunicación bajo packer.	80	598	518
SECOYA -27	Repunzonar con cargas de alta penetración	182	256	74
ATACAPI - 25 D	Evaluar arenas, completar de acuerdo a resultados	79	532	453
SECOYA -210	Cambio de completación por equipo desprendido	277	116	-161
<b>CUYABENO</b>				
CUYABENO - 14	Evaluar arena, diseñar equipo BES	70	326	256
V.H.R. - 16	Moler CIBP, evaluar "TS" con B UP	67	59	-8
V.H.R. - 22	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	1.094	970	-124
TIPISHCA -12	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	87	101	14
TIPISHCA -1	Correr registro saturación de acuerdo a resultados rediseñar BES	70	38	-32
SANSAHUARI - 18D	Pruebas iniciales y completación	-	307	307
<b>SHUSHUFINDI</b>				
DRAGO - 20 ND	Bajar completación BES	99	47	-52
SHUSHUFINDI - 151 D	Pruebas iniciales y completación	-	754	754
SHUSHUFINDI - 216 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SHUSHUFINDI - 108 D	Reparar equipo BES	69	66	-3
SHUSHUFINDI - 70	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	567	570	3
SHUSHUFINDI - 175 D	Completación dual concéntrica	-	269	269
SHUSHUFINDI - 122 D	Cambio completación BES por deprendimiento TBG	548	627	79
<b>AUCA</b>				
YUCA - 7,	Reparar BES	231	315	84
YULEBRA -15 D	Reparar equipo BES	82	120	38
CULEBRA - 6	Reparar equipo BES	314	315	1
AUCA - 49	Reparar equipo BES	522	647	125
CULEBRA - 3	Reparar equipo BES	282	233	-49
PUCUNA - 17 D	Pruebas iniciales y completación	-	150	150
AUCA SUR - 16 H	Pruebas iniciales y completación	-	366	366
CONONACO 46 RE	Pruebas iniciales y completación	-	261	261
PUCUNA - 13	Correr registro y completar de acuerdo a resultados	63	73	10
PUCUNA - 10	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	195	208	13
AUCA - 76 D	Reparar equipo BES	313	200	-113
AUCA - 78 D	Recuperar equipo dual bajar completación de fondo	862	994	132
AUCA - 51	Reparar equipo BES	335	181	-154
PUCUNA - 15 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 316 D	Pruebas iniciales y completación	-	2.024	2.024
SACHA - 112 D	Pruebas iniciales y completación	-	463	463
SACHA - 351 D	Pruebas iniciales y completación	-	455	455

Pasan...



Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SACHA - 281 D	Pruebas iniciales y completación	-	464	464
SACHA - 123	Repunzonar "Hs". Reparar equipo BES	89	45	-44
SACHA - 136	Cambio de sistema PPH a PPS	32	121	89
SACHA - 140 D	Reparar completación de fondo. Completar con BES	760	875	115
SACHA - 147	Recuperar pescado, cambio de PPH a PPS para producir arena	291	313	22
SACHA - 154 D	Cambio de sistema PPH a PPS	35	461	426
SACHA - 164 D	Cambio de sistema hidráulico a eléctrico	852	409	-443
SACHA - 170	Rediseñar equipo BES	260	47	-213
SACHA - 200	Repunzonar arena, reparar BES	154	239	85
SACHA - 261 D	Cambio sistema PPH a PPS. Cañonear, disparar 10550'-10570'	-	19	19
SACHA - 3	Cambio BHA de evaluación	247	175	-72
SACHA - 321 D	Cambio de sistema de PPH a PPS	950	624	-326
SACHA - 91	Cambiar equipo BES. Realizar SQUEZZE y repunzonar a Napo "U"	-	507	507
<b>TOTAL TRABAJOS : 55</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>4.351</b>
AGOSTO				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 15	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	180	408	228
PARAHUACU - 17 D	Cambio BHA. Tubing roto	161	86	-75
GUANTA - 41 D	Disparar, evaluar zona	12	16	4
PARAHUACU - 4	Cambio de completación por packer desasentado	16	54	38
LAGO AGRIO - 44	Realizar fracturamiento	80	111	31
GUANTA - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	288	77	-211
LIBERTADOR				
SECOYA - 28	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	40	38	-2
SECOYA - 32	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	225	292	67
SECOYA - 1	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	123	235	112
SECOYA - 4	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	74	150	76
TAPI - 6	Cambio BHA. Recuperar pescado	90	77	-13
SHUSHUQUI - 15	Cambio BHA. BES off	185	208	23
ATACAPI - 20 D	Disparar y evaluar zonas nuevas	104	216	112
ATACAPI - 18	Disparar y evaluar zonas nuevas	88	584	496
CUYABENO				
V.H.R. -17	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	221	226	5
CUYABENO - 34 D	Cambio BHA. BES off	874	874	-
CUYABENO - 28 D	Aislar agua con cementación forzada	3	93	90
SANSAHUARI - 17 D	Pruebas iniciales y completación	-	283	283
CUYABENO - 19	Aislar agua con cementación forzada	628	220	-408
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 129 D	Cambio BHA. BES off	133	203	70
SHUSHUFINDI - 109 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	674	714	40
SHUSHUFINDI - 46	Tomar registro de saturación	268	57	-211
SHUSHUFINDI - 64	Cambio BHA. BES off	1.045	802	-243
DRAGO - 2N	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	94	267	173
SHUSHUFINDI - 135 D	Cambio BHA. BES off	357	502	145
SHUSHUFINDI - 124 D	Pruebas iniciales y completación	-	124	124
SHUSHUFINDI - 64	Cambio BHA. Bomba atascada	1.045	852	-193
AGUARICO - 26 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SHUSHUFINDI - 97	Cambio BHA. BES off	159	429	270
SHUSHUFINDI - 45B	Cambio BHA. Recuperar pescado	880	942	62

Pasan...

Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>AUCA</b>				
AUCA - 88 D	Disparar, evaluar zona	37	202	165
PUCUNA - 15 D	Estimación fofrmación con HCL+Slvts	132	130	-2
CONONACO - 6	Completar pozo para abandono	40	-	-40
CULEBRA - 14 D	Pruebas iniciales y completación	-	161	161
YULEBRA - 22 D	Pruebas iniciales y completación	-	473	473
CONONACO - 13	Cambio BHA. BES off	245	272	27
AUCA SUR - 8 D	Disparar y evaluar zonas nuevas	83	150	67
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 262 D	Realizar cementación forzada	160	158	-2
SACHA - 111	Sacar BHA. De producción	440	255	-185
SACHA - 249 D	Alternativa punzonar hollin, evaluar, completar	365	522	157
SACHA - 36	Pruebas iniciales y completación	169	116	-53
SACHA - 2 B	Pruebas iniciales y completación	196	214	18
SACHA - 108	Recuperar tubería de producción	86	434	348
SACHA - 184	Recuperar tubería de producción	341	333	-8
SACHA - 141	Recuperar tubería de producción	222	302	80
SACHA - 237 D	Recuperar T, evaluar diseñar BES	-	134	134
SACHA - 119	Cambio BHA. Dual concéntrica	166	23	-143
SACHA - 242 D	Realizar cementación forzada	274	263	-11
SACHA - 58	Sacar BHA. De producción	4	0	-4
SACHA - 155 D	Alternativa punzonar hollin, evaluar, completar	344	392	48
SACHA - 304 D	Pruebas iniciales y completación	-	809	809
SACHA - 353 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.702	1.702
SACHA - 177 D	Recuperar tubería de producción	154	47	-107
SACHA - 331 D	Recuperar tubería de producción	55	64	9
SACHA - 282 D	Recuperar tubería de producción	-	242	242
SACHA - 181 D	Recuperar T, evaluar diseñar BES	153	0	-153
SACHA - 317 H	Cambio BHA. Dual concéntrica	-	1.728	1.728
<b>TOTAL TRABAJOS : 57</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>4.609</b>
<b>SEPTIEMBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 08 RW	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
LAGO AGRIO - 43	Realizar fracturamiento	132	150	18
GUANTA - 42 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	99	287	188
LAGO AGRIO - 48 D	Realizar fracturamiento	112	515	403
<b>LIBERTADOR</b>				
SECOYA - 39 D	Realizar fracturamiento	428	686	258
SECOYA - 01 R	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	-	-
SHUARA - 03	Disparar, evaluar zona	77	201	124
FRONTERA - 05 RE	Pruebas iniciales y completación	-	484	484
SECOYA - 17	Disparar, evaluar zona	297	305	8
SECOYA - 19	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	96	252	156
SECOYA - 37 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	39	206	167
SHUARA - 09	Disparar, evaluar zona	113	-	-113
<b>CUYABENO</b>				
CUYABENO - 39 D	Pruebas iniciales y completación	0	1.645	1.645
CUYABENO - 37 D	Pruebas iniciales y completación	0	398	398

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
CUYABENO - 32 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	136	233	97
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 12 B	Cambio BHA. BES off	318	313	-5
SHUSHUFINDI - 57	Tomar registro de saturación realizando SQUEZZE	146	229	83
SHUSHUFINDI - 53	Cambio BHA. BES off	226	250	24
SHUSHUFINDI - 56	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	116	290	174
SHUSHUFINDI - 216 D	Disparar arena Tinf. Eval. y tomar B'UP completar según resultados	-	37	37
SHUSHUFINDI - 27	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	80	277	197
SHUSHUFINDI - 19	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	30	135	105
AGUARICO - 01	Evaluar, aislando temporalmente las arenas de hollin	107	117	10
SHUSHUFINDI - 68	Cambio BHA. BES off	591	-	-591
SHUSHUFINDI - 125 D	Cambio BHA. BES off	206	165	-41
SHUSHUFINDI - 101	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	32	59	27
SHUSHUFINDI - 131 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	453	134	-319
<b>AUCA</b>				
CULEBRA - 13 H	Reparar equipo BES	419	261	-158
AUCA - 67 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	216	272	56
AUCA - 49	Disparar y evaluar zonas nuevas	575	138	-437
YULEBRA - 07	Reparar equipo BES	156	48	-108
YUCA - 13	Taponamiento y abandono	41	-	-41
YULEBRA - 03	Disparar y evaluar zonas nuevas	331	175	-156
AUCA - 42	Cambio de completación por bomba mecánica atascada	48	18	-30
CONONACO - 36 D	Reparar equipo BES	177	234	57
AUCA - 40	Reparar equipo BES	419	343	-76
<b>SACHA</b>				
SACHA - 185	Reparar equipo BES	387	355	-32
SACHA - 21	Correr registro GAMMA Ray Spectral y de saturación	-	189	189
SACHA - 41	Reparación y completación de fondo, cambio de sistema PPH a PPS	247	375	128
SACHA - 11	Bajar completación electrosumergible	-	355	355
SACHA - 303 D	Pruebas iniciales y completación	-	475	475
SACHA - 80	Rehabilitación de arena hollin inferior completar con sistema PPS	-	-	-
SACHA - 124	Sacar BES, aislar arena Hs redisparar arena Ui completar con PPH	-	72	72
SACHA - 238 D	Pruebas iniciales y completación	-	850	850
SACHA - 354 D	Pruebas iniciales y completación	-	127	127
SACHA - 162	Sacar BES, aislar arena Hs redisparar arena Ui completar con PPH	-	113	113
SACHA - 81	Bajar completación BES	-	50	50
SACHA - 271 D	Rehabilitación de arena hollin inferior completar con sistema PPS	-	-	-
SACHA - 138	Bajar completación para PPS	-	310	310
TOTAL TRABAJOS : 49				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				360
<b>OCTUBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 16	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	150	125	-25
LAGO AGRIO - 17	Cambio de completación por bomba mecánica atascada	166	3	-163
<b>LIBERTADOR</b>				
SHUSHUQUI - 4	C/BHA. BES OFF	108	140	32
SECOYA 22	Cambio de completación por Comunicación TBG-CSG	131	185	54
SECOYA 42 D	Pruebas iniciales y completación	-	783	783
SECOYA 15	Evaluar arena "Tsup+Tinf" en conjunto. Tomar B'Up. Diseñar BES	165	67	-98
PACAYACU - 3	Evaluar arenas "T", "U" por separado con B'UP.	-	26	26
SECOYA - 13	Evaluar arenas "Uinf", "Usup" y "Tinf".	-	35	35

Pasan...

Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SHUSHUQUI - 22	Punzonar intervalo de arena "UI" con conjunto TCP	92	63	-29
SECOYA - 4	Realizar SQZ a "T" y repunzonar. Cambiar sistema de levantamiento	75	180	105
<b>CUYABENO</b>				
SANSAHUARI - 14 D	Punzonar arena "UM" 81144'8151(7)@5DPP	80	185	105
SANSAHUARI - 20 D	Pruebas iniciales y completación	-	277	277
SANSAHUARI - 13 D	Punzonar arena "UM" 8109'-9118(9)@5DPP	167	58	-109
VINITA - 3 D	Completación y pruebas iniciales	-	161	161
CUYABENO - 38 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	441	269	-172
<b>SHUSHUFINDI</b>				
AGUARICO - 26 D	Corregir comunicación. Producir arena "TI" con ESP	-	-	-
SHUSHUFINDI - 20 B	Realizar fracturamiento hidráulico a "US"	217	400	183
SHUSHUFINDI - 38	Cambio de compleción de reinyección	-	-	-
SHUSHUFINDI - 42 B	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	128	262	134
SHUSHUFINDI - 69	Cambio y completación BES y cabezal por liqueo	173	239	66
SHUSHUFINDI - 77	Reparar BES	-	336	336
SHUSHUFINDI - 56	Cambio BHA. BES off	-	226	226
SHUSHUFINDI - 150 D	Completación y pruebas iniciales	-	463	463
SHUSHUFINDI - 199 D	Completación y pruebas iniciales	-	975	975
SHUSHUFINDI - 123 D	Completación y pruebas iniciales	-	600	600
SHUSHUFINDI - 94	Cambio BHA. BES off	-	354	354
SHUSHUFINDI - 132 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	149	424	275
DRAGO - 25 ND	Preubas iniciales y completación	-	105	105
SHUSHUFINDI - 127	Disparar arena basal, Tena (8844'-8857).	34	-	-34
SHUSHUFINDI - 133 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	755	755
SHUSHUFINDI - 25	Cambiar completación de reinyección	-	-	-
<b>AUCA</b>				
YULEBRA - 18 D	Pruebas iniciales y completación	-	387	387
CONONACO - 20	Reparación BES y diseñar BES	210	218	8
CULEBRA - 15 D	Completación y pruebas iniciales	-	146	146
AUCA - 25	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG	328	338	10
CONONACO - 18	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG	92	424	332
YUCA - 13 RE	Completación y pruebas iniciales	-	121	121
AUCA SUR - 14 D	Pruebas iniciales y completación	-	587	587
AUCA - 46	Taponamiento y abandono	-	-	-
YUCA - 12	Cambio BHA. BES off	219	115	-104
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 33	Moler tapon a 8600'. Moler y limpiar hasta 9900'.	-	1.086	1.086
SACHA - 341 D	Completación y pruebas iniciales	-	309	309
SACHA - 365 D	Completación y pruebas iniciales	-	-	-
SACHA - 283 D	Completación y pruebas iniciales	-	-	-
SACHA - 251 D	Reparar completación de fondo. Cambio sistema PPh a PPS	-	1.283	1.283
SACHA - 178 D	Rererar equipo BES	-	128	128
SACHA - 98	Cambio de completación hidráulica a eléctrica	-	815	815
SACHA - 321 D	Redisparar arena "Hs". Reparar y diseñar equipo BES	-	1.017	1.017
SACHA - 310	Reparar equipo BES	-	177	177
SACHA - 191	Cambio sistema de levantamiento por comunicación TUBING-CSG	-	351	351
SACHA - 67 B	Repara equipo BES. Redispara arena Ui	-	287	287
SACHA - 13	Repara equipo BES. Cambio de arena Hs+i@BT	-	478	478
SACHA - 83	Moler CIBP@9782'y 9872'. Repunzonar arena "HI"	-	132	132
SACHA - 307 D	Completación y pruebas iniciales	-	425	425
SACHA - 355 D	Completación y pruebas iniciales	-	983	983
<b>TOTAL TRABAJOS : 55</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>14.378</b>

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>NOVIEMBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 6	Cambio de completación de bombeo hidráulico por bomba jet de camisa	219	180	-39
GUANTA - 14 RE	Cambio de completación por comunicación Tubing-Casing	4	-	-4
LAGO AGRIO - 44	Cambio de completación por Stading valve de 2-3/8" atascado	36	258	222
LAGO AGRIO - 30	Cambio de completación por Stading valve de 2-3/8" atascado. Eval. Completar	81	-	-81
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI - 22 D	Pruebas iniciales y completación	-	308	308
PACAYACU - 4	Pescar completación de fondo. Evaluar arena "U" con "B" UP	51	33	-18
PACAYACU - 1	Cambio de completación por pesca de varilla+bomba	58	75	17
FRONTERA - 6 D	Pruebas iniciales y completación	-	535	535
PICHINCHA - 7	C/BHA. BES OFF	235	211	-24
SHUSHUQUI - 12	C/BHA. Comunicación. Tubing/CSG.	28	99	71
SECOYA - 14	C/BHA. BES OFF	437	328	-109
PICHINCHA - 14 D	Repunzonar arena "Us". Evaluar con "B" UP	-	232	232
PACAYACU - 6 D	C/BHA. BES OFF	152	93	-59
ATACAPI - 13	Evaluar arenas "UI", "US". Completar de acuerdo a resultados	68	60	-8
SHUSHUQUI - 13	C/BHA. Comunicación. Tubing/CSG.	40	-	-40
<b>CUYABENO</b>				
SANSAHUARI - 16 D	Pruebas iniciales y completación	-	285	285
SANSAHUARI - 15 D	Pruebas iniciales y completación	-	88	88
CUYABENO - 33 RW	Completar pozo para reinector de Agus de formación a conglomerado	-	-	-
CUYABENO - 38 D	Punzonar arena "Ts" 8164'-8172'(B)	46	9	-37
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 51	C/BHA. Comunicación Tubing/CSG	44	54	10
SHUSHUFINDI - 106 D	Recañonar "Tinf" 9677'-9682' y punzonarlos intervalos	111	614	503
SHUSHUFINDI - 139 D	Pruebas iniciales y completación	-	123	123
AGUARICO - 11 D	Aislar posible entrada de agua de arena "UI". Evaluar "Hsup".	36	67	31
SHUSHUFINDI - 28	C/BHA. BES OFF	572	519	-53
SHUSHUFINDI - 63	C/BHA. BES OFF	60	146	86
SHUSHUFINDI - 119 D	C/BHA. Comunicación. Tubing/CSG.	256	203	-53
SHUSHUFINDI - 43	C/BHA. Comunicación. Tubing/CSG.	923	677	-246
DRAGO - 8 D	C/BHA. BES OFF	169	752	583
SHUSHUFINDI - 78	C/BHA. BES OFF	207	128	-79
SHUSHUFINDI - 224 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.548	1.548
SHUSHUFINDI - 154 D	Pruebas iniciales y completación	-	384	384
<b>AUCA</b>				
AUCA SUR - 7 D	Aislar "HS" con CIBP. Punzonar arena "TINF" con TCP.	64	519	455
RUMIYACU - 2	Pruebas iniciales y completación	-	400	400
YUCA - 25 D	C/BHA. BES OFF	269	295	26
AUCA - 96 D	C/BHA. Comunicación TBG-CSG	79	1.010	931
CONONACO - 34	C/BHA. BES OFF	70	257	187
AUCA SUR - 1	Repunzonar "TS". Evaluar por separado "Ti", "TS" y "UNIF".	98	134	36
CULEBRA - 15 D	C/BHA. BES OFF	96	146	50
AUCA - 93 D	Repunzonar intervalos de "Tinf". Y bajar equipo BES	575	302	-273
AUCA SUR - 13 ML	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
AUCA - 60	C/BHA. BES OFF	184	246	62
CULEBRA - 3	C/BHA. BES OFF	258	258	-
CONONACO - 15	Punzonar arena "UI" con TCP. Evaluar con "B" UP.	81	288	207

Pasan...

Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 141	Reparar equipo BES	-	407	407
SACHA - 12	Sacar completación de bombeo hidráulico	-	-	-
SACHA - 170	Moler CIBP @ 9852', realizar SQUEZZE a las arenas Hi+Hs	-	-	-
SACHA - 3	Reparar equipo BES	-	147	147
SACHA - 81	Realizar SQUEZZE a BT. Aislar Hinf.	-	274	274
SACHA - 262 D	Dispara Hi con cable eléctrico. Evaluar. Bajar equipo BES	-	972	972
SACHA - 239 D	Pruebas iniciales y completación	-	921	921
SACHA - 366 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SACHA - 313 D	Pruebas iniciales y completación	-	892	892
SACHA - 155 D	Reparar BES	-	222	222
SACHA - 170	Reparar BES	-	-	-
SACHA - 118	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG	-	462	462
SACHA - 147	Reparación y rediseño de equipo BES	-	369	369
SACHA - 74	Cambio de sistema de levantamiento de PPH a PPS	-	-	-
SACHA - 186	Reparación de equipo BES	-	-	-
SACHA - 160 D	Sacar completación de fondo. Repunzonar "Hs+Hi"	-	180	180
<b>TOTAL TRABAJOS : 59</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>10.924</b>
<b>DICIEMBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
LAGO AGRIO - 27	C/BHA comunicación TUBING/CSG	43	-	-43
LAGO AGRIO - 46 D	Fracturamiento hidráulico a "Hsup". Diseñar para bombeo	-	-	-
GUANTA - 26 D	Disparar con TCP. Evaluar+diseñar sistema de levantamiento	39	19	-20
LAGO AGRIO - 46 D	Taponamiento y abandono	-	-	-
GUANTA - 7 RW	Cambiar cabezal y completación de reinyección	-	-	-
GUANTA - 16	Cambio de completación de bombeo mecánico (daño válvula viajera)	175	201	26
LAGO AGRIO - 40 D	Aislar "Hi" con CIBP. Dispara "Hs", realizar fracturamiento hidráulico	2	-	-2
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI - 21 D	Pruebas iniciales y completación	-	603	603
SECOYA - 3	C/BHA BES OFF	134	144	10
SHUSHUQUI -4	C/BHA comunicación TUBING/CSG	35	204	169
ATACAPI - 15	Realizar fracturamiento hidráulico arena "Usup"	92	126	34
ATACAPI -16	Correr reg. Modo cemento. Corrosión, realizar SQUEZZE arena "T"	214	597	383
ATACAPI - 25 D	Realizar fracturamiento hidráulico a la arena "Us"	151	203	52
ATACAPI - 19 D	Punzonar intervalo de arena "Uj" 9670'; 9680'(10)	30	973	943
ARAZA - 19 D	Pruebas iniciales y completación	-	552	552
SECOYA - 2	Realizar fracturamiento hidráulico a la arena "US"	83	-	-83
ATACAPI - 18	C/BHA comunicación TUBING/CSG	321	137	-184
FRONTERA - 2	C/BHA BES OFF	83	144	61
<b>CUYABENO</b>				
TIP - 11	Aislar arena "ui" con CIBP, bajar equipo BES para producir de "US"	1	138	137
V.H.R. - 11	Cambio de completación por posible CIBP desasentado	98	484	386
SHUSHUQUI - 15 D	Cambio de completación u método de levantamiento de PPH a PPM	106	35	-71
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 244 D	Pruebas iniciales y completación	-	353	353
SHUSHUFINDI - 118 D	Recañonear los intervalos de "Uj" 9360'-9374'9392'-9402	155	463	308
SHUSHUFINDI - 73	C/BHA comunicación TUBING/CSG	523	521	-2
SHUSHUFINDI - 111 D	C/BHA comunicación TUBING/CSG	446	599	153
SHUSHUFINDI - 99	Cambio de completación por STD.	11	224	213

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS CON TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SHUSHUFINDI - 28	C/BHA comunicación TUBING/CSG	143	548	405
SHUSHUFINDI - 151 D	C/BHA BES OFF	754	564	-190
SHUSHUFINDI - 221 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.362	1.362
SHUSHUFINDI - 162 D	Reparar BES y bajar en completación dual	1.040	1.384	344
SHUSHUFINDI - 10 BD	C/BHA BES OFF	380	391	11
SHUSHUFINDI - 98 D	Aislar "Ui" recañonear "T", evaluar, completar con BES	184	544	360
SHUSHUFINDI - 211 D	Pruebas iniciales y completación	-	937	937
SHUSHUFINDI - 68	C/BHA BES OFF	627	579	-48
SHUSHUFINDI - 124 D	Repunzonar intervalos: 9598'-9613''	125	672	547
SHUSHUFINDI - 90	C/BHA comunicación TUBING/CSG	284	141	-143
AGUARICO - 8	Cambio de completación de bombeo hidráulico	110	4	-106
DRAGO ESTE - 36 H	Evaluar "Ui". Rediseñar y bajar BES	257	229	-28
SHUSHUFINDI - 135 D	C/BHA BES OFF	422	383	-39
SHUSHUFINDI - 92	C/BHA BES OFF	756	498	-258
AGUARICO - 18 D	C/BHA comunicación TUBING/CSG	251	325	74
AUCA				
AUCA - 86 D	Aislar arena "Hi" con CIBP, ponzonar con CTP "HS"	16	392	376
AUCA - 62 D	C/BHA comunicación TUBING/CSG	84	599	515
AUCA - 27 D	C/BHA BES OFF	1.717	1.323	-394
AUCA - 46 RE	Pruebas iniciales y completación	-	245	245
AUCA - 22	cambio de completación po Standing valve atascado	70	157	87
AUCA - 97 D	C/BHA BES OFF	154	179	25
AUCA - 7	Taponamiento y abandono	-	-	-
CHE - 2 D	Pruebas iniciales y completación	-	388	388
RÍO NAPO (SACHA)				
SACHA - 182	Cambio de sistema de levantamiento hidráulico a eléctrico	33	367	334
SACHA - 53	Reparación de equipo BES	147	247	100
SACHA - 302 D	Pruebas iniciales y completación	-	677	677
SACHA - 22	Aislar arena "Hi" con CIBP, repunzonar intervalo: "Hs"	121	164	43
SACHA - 332 D	Cañonear arenas "Hs" + "Hi", bajar completación de fondo	147	204	57
SACHA - 266 D	Cambio de completación BES por comunicación TBG-CSG	-	300	300
SACHA - 245 D	Pruebas iniciales y completación	-	479	479
SACHA - 370 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SACHA - 361 D	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SACHA - 68	Repunzonar arena Napo "Ui" en 9388' - 9408'(20')	347	827	480
SACHA - 351 D	Repunzonar arena "Hs" en intervalos	220	475	255
SACHA - 257 D	Pruebas iniciales y completación	-	849	849
SACHA - 65 RWY	Cambio de cabezal por daño en la master valva-sección "C"	-	-	-
SACHA - 142	Cambio de sistema de PPH a PPS por comunicación TBG-CSG	-	1.690	1.690
SACHA - 128	Cambio de sistema de PPH a PPS	221	144	-77
SACHA - 158 D	Redisparar Hi con cable.	357	271	-86
SACHA - 238 D	Redisparar Hi. Reparar y rediseñar equipo BES	24	425	401
SACHA - 207	Pruebas iniciales y completación	-	860	860
SACHA - 312 D	Cambio arena "I" a "BT"	109	487	378
<b>TOTAL TRABAJOS : 56</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>14.624</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción, EP PETROECUADOR, Río Napo  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Total Reacondicionamiento con Torre:  
EP Petroecuador: 452  
Río Napo: 117

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS SIN TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>ENERO</b>				
<b>CUYABENO</b>				
VHR - 01	Limpieza con CTU	518	406	-112
<b>SHUSHUFINDI</b>				
DRAGO - 1 E	Limpieza bomba con HCL+ solventes	553	547	-6
SHUSHUFINDI - 27	Limpieza bomba con solventes	273	379	106
SHUSHUFINDI - 132 D	Limpieza bomba con HCL+ solventes	687	688	1
SHUSHUFINDI - 51	Limpieza TBG con HCL+ solventes al 10%	147	-	-147
SHUSHUFINDI - 51	Limpieza TBG con HCL+ solventes al 15%	-	-	-
SHUSHUFINDI - 51	Limpier escala con motor fondo	-	-	-
<b>AUCA</b>				
AUCA - 82 D	Limpieza bomba con solventes	142	162	20
CONGA SUR - 01	Limpieza disparos con HCL + solventes	-	-	-
CONONACO - 36 D	Limpieza bomba con solventes	334	447	113
CULEBRA - 05	Limpieza TBG con HCL+ solventes	246	319	73
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 151 D	Recuperar Standing valve y limpieza BES con HCL al 10%	362	438	76
SACHA - 262 D	Limpieza de BES con solventes+ HCL al 12	-	377	377
<b>TOTAL TRABAJOS : 13</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>501</b>
<b>FEBRERO</b>				
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 132 D	Limpieza de BES con solventes+HCL al 10%	733	-	-733
SHUSHUFINDI - 118 D	Limpieza de BES con solventes+HCL al 15%	226	302	76
DRAGO - 36 EH	Limpieza de BES con solventes+HCL al 10%	1.575	1.122	-453
SHUSHUFINDI - 51	Estimulación a "BT" usando COILED TUBING	158	-	-158
DRAGO - 36 EH	Limpieza de BES con solventes+HCL al 15%	840	1.080	240
DRAGO - 1	Limpieza bomba con HCL al 10%	688	997	309
<b>AUCA</b>				
CONONACO - 21	Estimular Hollin inferiro con solventes+ácido orgánico	134	-	-134
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 107	Tratamiento ácido a la formación con unidad COILED TUBING	67	140	73
<b>TOTAL TRABAJOS : 8</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>-780</b>
<b>MARZO</b>				
<b>SHUSHUFINDI</b>				
DRAGO 15 D	Estimulación a "UI" usando COILED TUBING	307	635	328
SHUSHUFINDI 80	Limpieza de BES con solventes y HCL	267	305	38
DRAGO 3 ND	Estimulación a "UI" usando COILED TUBING	-	122	122
DRAGO 17 ND	Limpieza de TBG + perfil de pescante de bomba jet con solventes y HCL	77	-	-77
<b>AUCA</b>				
AUCA - 82 D	Limpieza de la BES con solventes	122	-	-122
CONONACO - 13	Limpieza de la BES con solventes	262	316	54
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 133	Tratamiento ácido a la formación con unidad COILED TUBING	109	31	-78
<b>TOTAL TRABAJOS : 07</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>265</b>

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS SIN TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>ABRIL</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
LAGO AGRIO 21	Limpieza con CTU	39	150	111
GUANTA 10	Limpieza con CTU	64	255	191
LAGO AGRIO 2	Estim. Formación con HCL+SOLV	116	119	3
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 21	Limpieza de TBG + perfil de pescante de bomba jet con solventes y HCL	-	-	-
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 268 D	Limpieza de tubería usando COILED TUBING, recuperar standing Valve	368	370	2
TOTAL TRABAJOS : 05 TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				307
<b>MAYO</b>				
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI - 8	Limpieza. Bomba con HCL+Solventes	384	442	58
<b>AUCA</b>				
AUCA - 93 D	Estimulación Matricial	216	372	156
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 107	Realizar tratamiento ácido a la arena "HI" con unidad de COILED TUBING	61	241	180
TOTAL TRABAJOS : 03 TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				394
<b>JUNIO</b>				
<b>LIBERTADOR</b>				
SHUSHUQUI - 2	Estimulación matricial Acido	-	-	-
TETETE - 1	Estimulación matricial Acido	-	-	-
<b>AUCA</b>				
CONONACO 34	Limpieza bomba con HCL + solventes	109	-	-109
AUCA - 78 D	limpieza con solventes por el anular del equipo BES	199	-	-199
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 254 H	Estimulación Matricial a la arena "UI"	179	150	-29
SACHA - 264 D	Limpieza de equipo BES con HCL	359	353	-6
SACHA - 240 D	Realizar limpieza a la BES con solventes y ácido	146	-	-146
SACHA - 218 D	Realizar limpieza de la tubería de 3 1/2" con ácido al 12%	304	315	11
TOTAL TRABAJOS : 08 TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-478
<b>JULIO</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
LAGO AGRIO - 37	Limpieza TBG con HCL+ solventes al 10%	1	48	47
PARAHUACU - 4	Estimulación formación con HCL + solventes	1	1	-
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI - 15	Estimulación matricial ácido	125	60	-65
<b>CUYABENO</b>				
CUYABENO - 5 RW	Limpieza con CTU	-	-	-
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 136	Estimulación de arena "B1" con sistema OCA-AP y CTU	-	-	-
SACHA - 267 D	Limpieza de BES con solventes+ HCL al 10 %	-	-	-
TOTAL TRABAJOS : 6 TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-

Pasan...

Vienen...

RECONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS SIN TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>AGOSTO</b>				
<b>CUYABENO</b>				
CUYABENO - 5 RW	Limpieza con CTU	-	-	-
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 27	Limpieza TBG con solventes	273	-	-273
SHUSHUFINDI - 125 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	350	-	-350
<b>CULEBRA - 5</b>				
CULEBRA - 5	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	-	-
TOTAL TRABAJOS : 5				-623
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-623
<b>SEPTIEMBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 42 D	Estimulación formación con HCL + solventes	-	287	287
PARAHUACU - 16 D	Estimulación formación con HCL + solventes	15	8	-7
<b>LIBERTADOR</b>				
SECOYA - 11	Limpieza bomba con HCL + solventes	307	366	59
<b>SHUSHUFINDI</b>				
AGUARICO - 01	Limpieza TBG camisa y punzados con HCL al 10%+solventes con CTU	300	403	103
<b>AUCA</b>				
AUCA SUR - 08 D	Limpieza bomba con solventes	100	150	50
AUCA - 96 D	Limpieza bomba con solventes	120	200	80
AUCA - 70 D	Limpieza bomba con solventes	176	284	108
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 224 H	Realizar tratamiento ácido a la arena "Uj"	-	161	161
SACHA - 42	Estimulación matricial con HCL a la arena Bt	150	203	53
SACHA - 61	Estimulación con BJ SANDSTONE ACID ORGANIC	102	365	263
TOTAL TRABAJOS : 10				1.157
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				1.157
<b>OCTUBRE</b>				
<b>LAGO AGRIO</b>				
GUANTA - 13	Limpieza con CTU	-	-	-
PARAHUACU - 1	Estim. Formación con SLVTS	47	71	24
LAGO AGRIO - 51 D	Estim. Formación con SLVTS	-	45	45
LAGO AGRIO - 51 D	Limpieza camisas con SLVTS	45	6	-39
PARAHUACU - 8	Limpieza camisas con HCL + SLVTS	70	112	42
<b>LIBERTADOR</b>				
ATACAPI -20 D	Limpieza camisas con HCL y unidad CTU	120	116	-4
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 135 D	Limpieza de BES con HCL al 10%	422	-	-422
<b>AUCA</b>				
AUCA - 87 D	Limpieza de BES	190	310	120
AUCA SUR - 9 D	Limpieza bomba con solventes	177	298	121
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 62		-	233	233
SACHA - 197 D		-	268	268
TOTAL TRABAJOS : 11				501
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				501
<b>NOVIEMBRE</b>				
<b>LIBERTADOR</b>				
PACAYACU - 6 D	Limpieza con CTU	87	107	20
PICHINCHA -14 D	Estimulación matricial ácido	32	230	198
<b>CUYABENO</b>				
VINITA - 3 D	Limpieza TBG con solventes	109	194	85

Pasan...



Vienen...

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS TRABAJOS SIN TORRE Año 2012				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
<b>SHUSHUFINDI</b>				
SHUSHUFINDI - 111 D	Limpieza de equipo BES con HCL al 7,5%	324	449	125
SHUSHUFINDI - 91	Limpieza de BES con solventes y HCL al 10% con CTU	243	348	105
DRAGO NORTE - 1	Limpieza de BES con solventes + HCL al 10% con CTU	700	836	136
DRAGO ESTE -36 H	Limpieza a intake DE LA bes	-	-	-
<b>AUCA</b>				
CULEBRA - 5	Limpieza bomba con solventes	180	295	115
AUCA - 93 D	Limpieza bomba con solventes	-	-	-
AUCA - 78 D	Limpieza. Disparos con HCL + solventes	1.100	1.530	430
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 108	Estimulación con 4,5% BJSSA orgánico a la arena "Ti"	77	7	-70
SACHA -366 D	Estimulación con 12% ácido acético a la arena "Hs"	-	-	-
SACHA - 155 D	Limpieza de equipo BES con solventes y HCL al 7%	-	171	171
SACHA - 332 D	Limpieza a la BES con solventes y HCL al 12% con CTU	147	-	-147
<b>TOTAL TRABAJOS : 14</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>1.168</b>
<b>DICIEMBRE CUYABENO</b>				
<b>SHUSHUFINDI</b>				
DRAGO - 21 D	Limpieza a la cabeza de ST. Valve+estimulación arena "Ui"	114	505	391
AGUARICO - 14 D	Pesca de STD valve usando unidad de COILED TUBING	273	199	-74
AGUARICO - 8	Estimulación matricial con CTU a la arena "Us"	1	4	3
<b>AUCA</b>				
CULEBRA - 9 D	CTU Limpieza a la BES	120	191	71
AUCA SUR - 10 V	CTU Limpieza a la BES	-	-	-
AUCA - 70 D	CTU Limpieza a la BES y STD valve	115	261	146
<b>RÍO NAPO (SACHA)</b>				
SACHA - 351 D	Realizar limpieza con HCL al 12% a la cabeza del STD valve y equipo BRS o CTU	-	-	-
<b>TOTAL TRABAJOS : 8</b>				
<b>TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN</b>				<b>933</b>

Fuente: Gerencia de Exploración y Producción, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Total Reacondicionamiento sin Torre:  
EP Petroecuador: 75  
Río Napo: 22

**PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO DE EP PETROECUADOR**

Cifras en barriles

CAMPOS Y OPERADORAS	Año 2012												Var. % 12/11		
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre		2012	2011
EP PETROECUADOR DISTRITO AMAZÓNICO	4.880.508	4.604.725	4.937.29	4.781.822	4.931.054	4.777.141	4.955.823	5.070.557	4.781.567	4.898.767	4.706.761	4.917.701	58.243.724	55.281.114	5,4
Área Lago Agrio	287.618	293.807	294.990	298.782	304.217	294.206	306.278	332.333	314.466	308.593	292.744	293.190	3.619.223	3.722.407	-2,8
- Guanta	101.649	121.206	119.536	119.129	126.018	117.350	105.188	108.408	106.494	104.728	100.294	99.764	1.329.763	1.366.984	-2,7
- Lago Agrio	84.806	85.510	86.713	92.194	104.852	119.808	126.115	149.265	137.996	131.503	124.498	123.661	1.366.921	1.136.312	20,3
- Parahuacu	101.163	87.092	88.740	87.460	73.348	57.048	74.975	74.661	69.976	70.361	67.952	69.765	922.540	1.219.110	-24,3
Área Libertador	592.404	524.676	545.574	540.037	528.714	499.185	523.909	597.212	538.647	569.954	551.556	578.543	6.590.392	6.912.010	-4,7
- Atacapi	153.068	125.678	129.992	140.065	130.094	119.360	105.742	126.111	114.283	100.130	91.884	128.443	1.464.851	1.706.574	-14,2
- Frontera	6.550	5.484	10.337	15.154	15.071	15.159	17.223	60.509	52.824	48.167	45.313	37.135	328.927	125.845	161,4
- Pichincha	109.689	100.458	98.258	100.208	94.479	88.976	97.925	94.703	94.501	94.365	95.493	99.425	1.168.481	1.256.966	-7,0
- Secoya	141.700	125.640	121.124	119.051	117.999	122.066	137.166	132.177	124.962	164.572	158.033	147.213	1.611.703	1.486.202	8,4
- Shuarua	46.983	44.825	42.302	41.273	44.876	35.538	41.108	39.881	36.150	39.216	31.359	36.709	480.219	713.941	-32,7
- Shushuquí	67.755	66.440	81.166	72.278	69.403	67.760	62.072	84.692	56.979	68.000	75.522	74.763	846.827	809.674	4,6
- Tapi	11.310	7.502	13.261	12.430	12.505	10.454	11.727	11.554	14.119	14.181	12.118	11.946	143.106	132.364	8,1
- Tetete	48.857	43.393	46.652	37.690	41.269	37.722	48.209	45.480	43.145	40.258	41.812	37.800	512.288	596.421	-14,1
- Araza (a)	6.491	5.255	2.484	1.887	3.019	2.151	2.737	2.104	1.688	1.066	-	5.109	33.989	84.023	-59,5
Área Cuyabeno	720.523	671.577	709.557	722.511	739.519	704.192	725.769	786.324	740.232	762.693	710.377	742.004	8.735.279	8.158.447	7,1
- Cuyabeno	326.397	310.763	333.825	327.098	329.051	314.720	339.695	364.514	348.030	370.562	332.927	339.225	4.036.807	3.780.494	6,8
- Sanshuquí	38.991	41.791	45.666	79.469	92.533	92.401	96.917	130.532	128.951	123.453	122.642	119.581	1.112.927	628.158	77,2
- Victor Hugo Ruelas	300.027	265.119	272.991	260.434	259.193	244.512	239.381	244.512	213.960	212.434	198.172	219.419	2.925.952	3.018.250	-3,1
- Bloque 27	55.109	53.904	57.070	55.511	58.741	52.560	49.775	50.973	49.291	56.244	56.636	63.779	659.594	731.545	-9,8
Área Shushufindi	1.748.207	1.630.454	1.774.559	1.689.342	1.716.682	1.700.010	1.744.763	1.628.972	1.583.091	1.638.875	1.546.375	1.682.537	20.053.869	18.976.419	5,7
- Aguero	194.158	229.212	260.290	244.265	216.980	225.900	211.612	194.138	181.366	181.266	166.884	141.829	2.447.899	1.750.110	39,9
- Shushufindi	1.242.033	1.117.898	1.227.334	1.132.076	1.234.829	1.227.735	1.293.355	1.200.380	1.168.157	1.228.627	1.175.665	1.331.864	14.577.974	14.224.206	2,5
- Dragón (b)	296.170	270.026	273.219	268.581	252.416	231.231	223.183	222.056	223.143	217.757	191.449	196.035	2.865.266	2.842.078	0,8
- Condorazo (b)	131	1.093	245	2.100	1.546	653	1.597	1.213	1.067	1.061	1.067	1.120	12.893	28.143	-54,2
- Cobra	15.716	12.224	13.471	12.320	10.912	14.471	15.016	11.186	9.358	12.164	11.309	11.690	149.837	131.882	13,6
Área Auca	1.463.997	1.423.364	1.544.901	1.496.781	1.572.270	1.510.482	1.579.179	1.648.898	1.533.301	1.548.822	1.535.911	1.548.874	18.406.780	16.775.509	9,7
- Auca y Auca Sur	924.775	911.648	973.853	961.126	1.035.125	971.502	962.009	1.049.248	976.556	980.989	973.598	976.813	11.687.242	10.234.979	14,3
- Anaconda	32.233	56.079	65.748	55.305	54.980	52.794	53.396	52.591	49.865	50.721	53.198	56.113	633.023	227.297	178,5
- Cononaco	184.895	175.701	192.363	184.410	181.233	174.046	179.658	186.524	186.215	204.696	207.830	204.863	2.262.435	2.401.157	-5,8
- Culebra	96.991	93.130	94.731	92.119	89.686	105.366	129.446	127.074	118.681	114.144	102.859	115.163	1.279.390	970.972	31,8
- Yuca	119.951	107.255	110.818	94.900	109.028	99.680	115.788	121.760	95.530	88.680	85.717	85.480	1.234.566	1.636.145	-24,5
- Yulebra	96.904	76.055	97.666	98.723	91.810	89.523	95.193	93.272	89.925	96.941	95.090	92.908	1.114.009	1.169.875	-4,8
- Rumiyacu	8.249	3.497	9.721	10.198	10.408	17.571	43.709	18.429	16.530	12.651	17.620	17.534	186.116	135.084	37,8
PUCUMA	67.759	60.848	67.716	64.369	69.652	69.066	75.925	76.818	71.829	71.831	69.818	72.552	838.182	736.322	13,8
BLOQUE 1 (Península)	1.616	1.464	1.614	1.678	1.669	1.549	1.654	1.690	1.596	1.604	1.553	2.100	19.787	21.416	-7,6
- Pacoa	1.616	1.464	1.614	1.678	1.669	1.549	1.654	1.690	1.596	1.604	1.553	2.100	19.787	21.416	-7,6
EP PETROECUADOR D. A. + BLOQUE 1	4.882.124	4.606.189	4.938.911	4.783.500	4.932.723	4.778.690	4.957.477	5.072.248	4.783.164	4.900.371	4.708.314	4.919.801	58.263.511	55.302.530	5,4
SUBSIDIARIA RIO NAPO	1.678.451	1.537.310	1.618.562	1.546.780	1.633.649	1.674.521	1.881.529	1.897.089	1.893.788	1.941.477	1.905.829	1.904.646	21.113.630	18.074.927	16,8
- Sacha	1.678.451	1.537.310	1.618.562	1.546.780	1.633.649	1.674.521	1.881.529	1.897.089	1.893.788	1.941.477	1.905.829	1.904.646	21.113.630	18.074.927	16,8
TOTAL EP PETROECUADOR	6.560.575	6.143.499	6.557.473	6.330.280	6.566.372	6.453.211	6.839.006	6.999.336	6.676.952	6.841.848	6.614.142	6.824.446	79.377.141	73.377.457	8,2
Promedio diario EP Petroecuador D. A.	157.436	158.784	159.268	159.394	159.066	159.238	159.865	163.566	159.386	158.025	158.892	158.636	159.136	151.455	5,1
Promedio diario EP Petroecuador D. A. + BLOQUE 1	157.488	158.834	159.320	159.450	159.120	154.151	159.919	163.621	154.296	158.076	151.881	158.703	159.190	151.514	5,6
Promedio diario EP Petroecuador + Río Napo	211.631	211.845	211.531	211.009	211.818	215.107	220.613	224.817	215.366	220.705	220.471	220.143	216.877	201.034	7,9

Notas: (a) Se registra la producción del campo Araza del área Libertador a partir del 10 de enero del 2011

(b) Se registra la producción del campo Dragón-Condorazo del área Shushufindi a partir del 20 de enero del 2011

(c) A partir del 27 de enero del 2011 el Campo marginal Pucuma pasó a ser operado por EP Petroecuador debido a la Renegociación de Contratos Petroleros

(d) Se registra la producción del Campo Pacoa a partir del 2011, por la Renegociación de los Contratos Petroleros

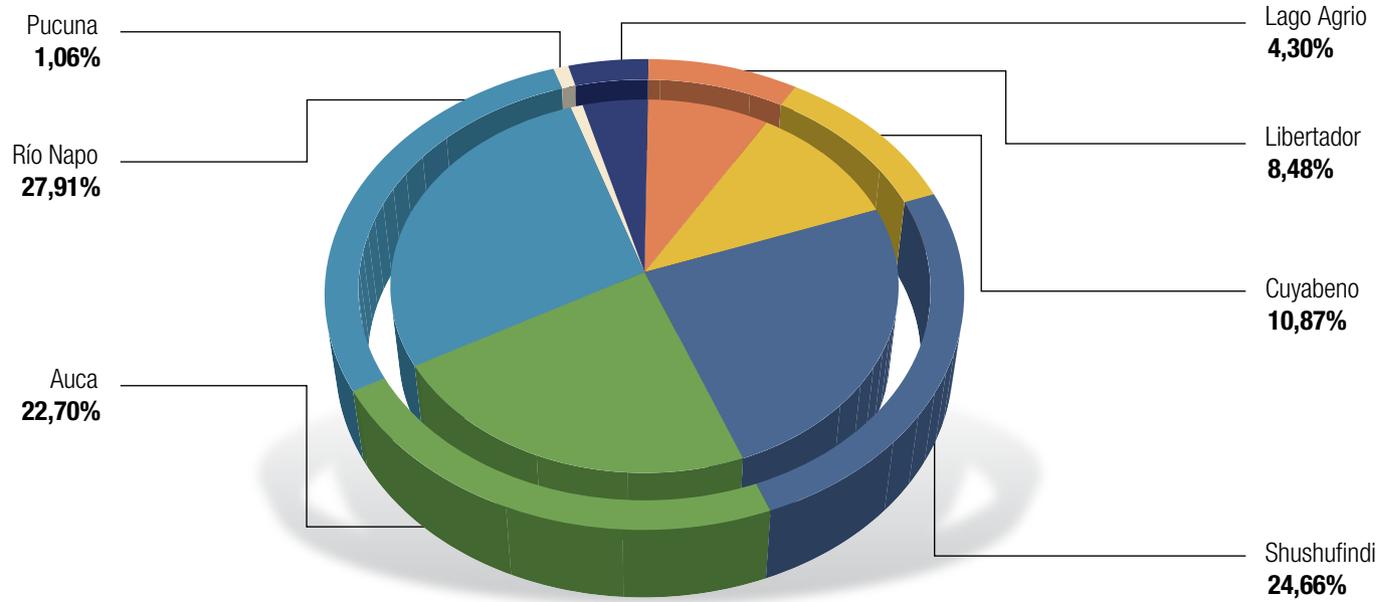
Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## PRODUCCIÓN DE CRUDO EP PETROECUADOR

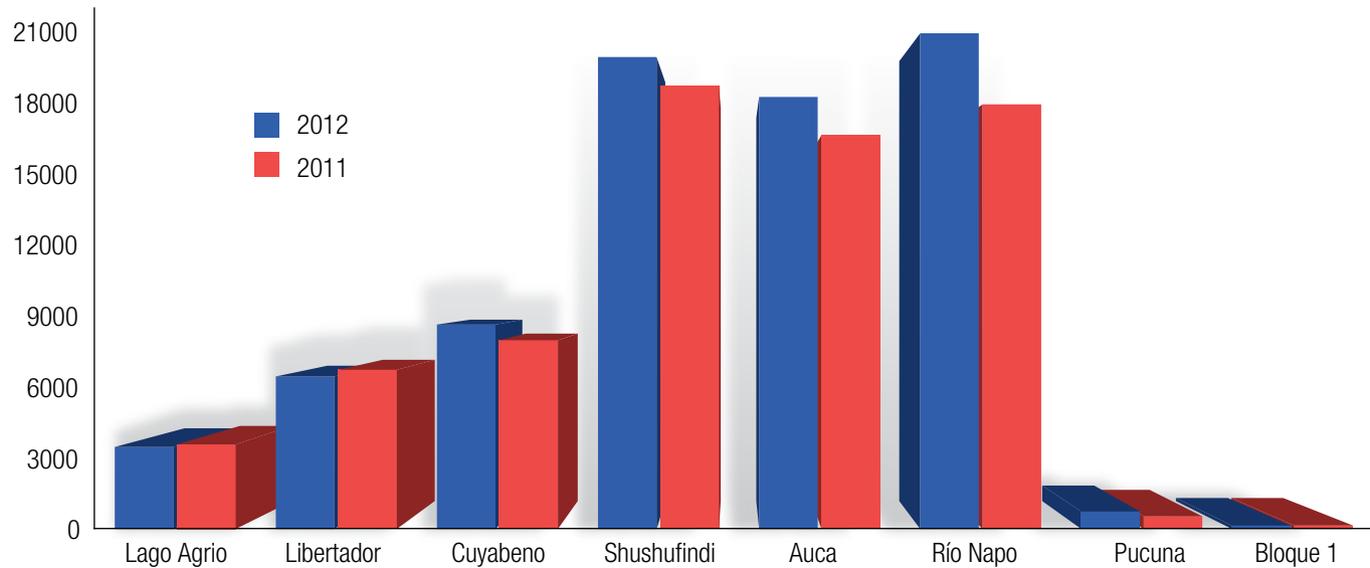
Diciembre 2012



## PRODUCCIÓN DE CRUDO POR ÁREAS

Período: Enero-Diciembre 2012-2011

Cifras en Miles de Bls.



Fuente: Gerencia de Producción y Exploración-EP PETROECUADOR, Río Napo  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO EN CAMPOS (a)												
Miles de Barriles												
CAMPOS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<b>PETROECUADOR (Ex-Texaco)</b>	27.434	75.199	63.678	57.921	67.594	66.313	72.203	77.518	72.739	74.849	74.452	76.652
- Lago Agrío	6.130	15.026	12.653	9.060	8.568	8.455	8.422	8.524	5.977	4.425	4.177	4.462
- Sacha	15.561	32.246	21.062	16.599	19.600	20.861	21.612	21.649	21.247	22.173	22.097	22.376
- Shushufindi	5.744	27.928	27.350	26.474	31.587	29.933	35.250	35.983	34.133	34.282	34.094	34.789
- Aguarico	-	-	2.613	3.116	3.484	3.227	3.423	3.930	3.320	3.451	3.402	3.471
- Auca	-	-	-	2.673	4.353	3.837	3.401	4.891	5.671	5.712	6.000	6.221
- Auca Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	161	154
- Atacapi	-	-	-	-	-	-	3	1.520	1.482	1.671	1.534	1.901
- Parahuacu	-	-	-	-	-	-	93	1.021	863	825	810	780
- Yuca	-	-	-	-	-	-	-	-	46	2.028	1.686	1.535
- Yuca Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	176
- Yulebra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125	227	282
- Culebra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124	204	312
- Cononaco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
- Dureno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Guanta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Anaconda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Palanda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Pindo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Auca Este	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Limoncocha 80%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Armadillo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ocano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Puma - Pacay	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Rumiyacu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23
<b>PETROECUADOR</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.465	8.038
- Shuara	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	465	2.456
- Shushuqui	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	494	2.699
- Secoya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506	2.863
- Pichincha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tetete	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Cuyabeno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Sansahuari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Bermejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Charapa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19
- Tiguino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Pucuna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Paraíso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- V.H.R.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Singue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Frontera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tapi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Coca/Payamino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Conga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Peña Blanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Biguno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Huachito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PENINSULA</b>	1.144	1.022	937	831	769	689	632	546	550	511	519	278
- Ancón	930	830	773	671	628	552	502	421	424	391	410	203
- Zona Norte	78	79	75	68	68	65	62	55	58	57	54	42
- Cautivo	136	113	89	92	73	72	68	70	68	63	55	32
<b>TOTAL PETROECUADOR</b>	28.578	76.221	64.616	58.753	68.362	67.002	72.835	78.064	73.288	75.361	76.436	84.967
Total Cías.Prest. Srvc	-	-	-	-	-	-	791	1.197	1.476	1.415	1.241	1.375
<b>TOTAL NACIONAL</b>	28.578	76.221	64.616	58.753	68.362	67.002	73.626	79.261	74.764	76.775	77.678	86.341
Producción Promedio/Día	78	209	177	161	187	182	202	214	204	210	211	237

Pasan...

Nota: a) Datos de las 06 hrs. del 1 de enero del año siguiente

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Vienen...

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO EN CAMPOS												
Miles de Barriles												
CAMPOS	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
<b>PETROECUADOR (Ex-Texaco)</b>	<b>81.410</b>	<b>85.982</b>	<b>84.440</b>	<b>49.720</b>	<b>86.546</b>	<b>79.663</b>	<b>79.264</b>	<b>81.082</b>	<b>83.443</b>	<b>86.212</b>	<b>85.897</b>	<b>79.630</b>
- Lago Agrio	4.430	4.160	2.967	1.722	3.628	3.067	2.811	2.930	2.889	3.024	2.659	2.269
- Sacha	23.170	22.609	22.209	12.620	24.241	23.101	23.471	23.442	23.750	23.305	21.745	20.696
- Shushufindi	35.560	38.131	39.822	24.542	38.232	35.068	34.812	36.248	36.064	37.373	35.304	32.170
- Aguarico	3.142	2.824	2.276	1.204	1.815	1.576	1.642	571	527	556	663	847
- Auca	6.368	6.361	6.081	3.224	6.219	5.744	5.632	6.220	6.680	7.061	8.113	7.620
- Auca Sur	256	288	358	182	267	220	203	210	192	205	213	185
- Atacapi	1.486	1.005	709	341	589	540	503	378	376	331	313	291
- Parahuacu	733	744	363	294	475	584	552	434	489	406	348	265
- Yuca	1.612	1.483	1.372	712	1.266	1.084	1.313	1.275	1.307	1.396	1.932	1.692
- Yuca Sur	132	111	105	25	126	116	91	64	59	107	171	209
- Yulebra	276	400	529	352	756	628	683	1.006	999	897	851	1.005
- Culebra	365	301	250	143	428	412	462	508	546	546	497	489
- Cononaco	3.671	7.295	6.608	2.956	5.297	4.636	4.556	5.465	6.224	5.879	6.029	5.559
- Dureno	87	229	213	139	262	243	255	221	193	203	155	170
- Guanta	-	-	580	1.265	2.945	2.644	2.278	2.038	1.957	2.215	2.271	1.798
- Anaconda	-	-	-	-	-	-	-	36	376	556	728	459
- Palanda	-	-	-	-	-	-	-	25	384	620	505	348
- Pindo	-	-	-	-	-	-	-	10	326	747	788	720
- Auca Este	-	-	-	-	-	-	-	-	105	140	136	95
- Rumiyacu	123	40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Charapa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	-	-
- Tiguino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	210	-	-
- Limoncocha 80% (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	2.299	2.663
- Puma - Pacay	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64	177	79
- Armadillo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ocano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
<b>PETROECUADOR</b>	<b>11.563</b>	<b>14.416</b>	<b>18.887</b>	<b>12.398</b>	<b>21.242</b>	<b>19.593</b>	<b>22.970</b>	<b>25.155</b>	<b>30.809</b>	<b>31.103</b>	<b>33.474</b>	<b>33.727</b>
- Shuara	2.649	2.952	2.907	2.359	3.517	2.878	3.529	3.638	4.043	3.507	3.277	2.648
- Shushuquí	2.515	2.066	2.395	1.663	2.468	1.529	1.553	1.461	2.163	2.342	2.326	1.822
- Secoya	3.986	4.695	6.790	4.644	7.855	7.087	6.983	7.292	7.825	7.628	6.987	7.967
- Pichincha	-	-	-	-	1.023	2.122	2.742	3.051	4.025	4.397	4.770	4.601
- Tetete	329	704	1.610	964	1.353	999	1.168	1.267	1.585	1.330	1.261	1.158
- Cuyabeno	1.328	2.151	2.335	1.506	2.435	2.324	2.391	2.212	1.860	2.046	2.045	2.437
- Sansahuari	370	708	856	415	754	549	580	538	895	848	816	847
- Bermejo	178	1.010	1.876	788	1.726	1.999	2.266	2.016	1.842	1.883	1.644	1.585
- Charapa	209	131	119	60	111	106	99	101	99	55	82	72
- Tiguino	-	-	-	-	-	-	807	519	452	277	459	516
- Pucuna	-	-	-	-	-	-	837	976	1.106	1.494	1.831	1.721
- Chanangue	-	-	-	-	-	-	16	40	5	-	-	-
- Paraiso	-	-	-	-	-	-	-	530	895	1.184	1.122	1.186
- V.H.R.	-	-	-	-	-	-	-	999	1.639	1.681	1.653	1.533
- Singue	-	-	-	-	-	-	-	133	117	66	51	36
- Frontera	-	-	-	-	-	-	-	232	500	613	1.679	1.385
- Tapi	-	-	-	-	-	-	-	151	712	426	554	626
- Coca/Payamino 54% (c)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.046	1.327	2.758	3.129
- Conga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160	292
- Peña Blanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54
- Biguno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41
- Huachito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70
<b>PENINSULA</b>	<b>417</b>	<b>438</b>	<b>412</b>	<b>370</b>	<b>362</b>	<b>326</b>	<b>344</b>	<b>338</b>	<b>328</b>	<b>310</b>	<b>305</b>	<b>283</b>
- Ancón	311	329	311	276	267	239	235	235	227	214	208	186
- Zona Norte	52	54	52	52	49	46	61	61	62	60	58	55
- Cautivo	54	56	49	42	45	41	48	41	38	36	39	42
<b>TOTAL PETROECUADOR</b>	<b>93.390</b>	<b>100.836</b>	<b>103.740</b>	<b>62.487</b>	<b>108.150</b>	<b>99.581</b>	<b>102.579</b>	<b>106.575</b>	<b>114.580</b>	<b>117.624</b>	<b>119.676</b>	<b>113.640</b>
Total Compañías	1.525	1.578	1.845	1.271	2.385	2.214	1.865	2.154	2.592	7.815	18.416	27.515
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>94.915</b>	<b>102.415</b>	<b>105.585</b>	<b>63.758</b>	<b>110.535</b>	<b>101.796</b>	<b>104.444</b>	<b>108.729</b>	<b>117.171</b>	<b>125.439</b>	<b>138.092</b>	<b>141.155</b>
Producción Promedio/Día	256	280	291	173	303	279	286	297	318	339	379	392

Notas:

b) A partir de 1993 la producción de Limoncocha, el 80% es de PETROECUADOR y el 20% a la Compañía Occidental.

c) Hasta 1993 el 65% de la producción de este campo fue de PETROECUADOR, en 1994 bajó al 54%, la diferencia era para la Compañía Oryx.

Pasan...

Fuente:

Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Vienen...

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO EN CAMPOS										
Miles de Barriles										
CAMPOS	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>PETROECUADOR (Ex- Texaco)</b>	<b>77.899</b>	<b>74.303</b>	<b>70.515</b>	<b>64.341</b>	<b>61.116</b>	<b>60.494</b>	<b>57.226</b>	<b>55.121</b>	<b>54.508</b>	<b>55.892</b>
- Lago Agrio	2.043	1.954	1.815	2.151	1.768	2.010	2.052	2.058	2.088	1.888
- Sacha	20.255	19.330	18.733	17.271	15.916	16.540	15.836	14.603	14.509	14.953
- Shushufindi	30.987	29.216	26.653	26.208	26.017	23.810	21.267	19.633	19.200	18.310
- Aguarico	896	771	775	729	685	524	496	464	447	509
- Auca	7.340	6.290	6.310	5.982	5.214	6.119	5.677	5.862	5.564	5.618
- Auca Sur	125	351	291	257	256	263	250	182	272	584
- Atacapi	293	613	1.163	1.383	1.706	1.997	1.507	1.298	2.144	3.464
- Parahuacu	190	437	788	593	463	481	548	523	468	660
- Yuca	2.618	2.631	2.309	1.901	1.862	2.016	2.422	2.455	2.062	1.756
- Yuca Sur (d)	187	177	148	68	-	-	-	-	-	-
- Yulebra	1.566	1.645	1.625	1.423	1.484	1.349	1.292	1.145	1.019	996
- Culebra	764	890	935	903	1.000	1.041	1.002	1.055	952	934
- Cononaco	4.580	4.125	3.598	2.719	3.186	2.777	2.988	3.876	3.762	4.044
- Dureno	109	23	72	-	-	-	-	-	-	-
- Guanta	1.670	1.649	1.684	1.201	1.234	1.283	1.601	1.553	1.483	1.644
- Anaconda	268	167	151	285	328	285	290	415	538	531
- Palanda (d)	197	338	260	67	-	-	-	-	-	-
- Pindo (d)	747	712	678	157	-	-	-	-	-	-
- Auca Este	150	123	54	-	-	-	-	-	-	-
- Limoncocha 80% (d)	2.907	2.799	2.323	999	-	-	-	-	-	-
- Armadillo	-	63	150	43	-	-	-	-	-	-
- Ocano	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Puma - Pacay	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PETROECUADOR</b>	<b>33.990</b>	<b>32.398</b>	<b>30.885</b>	<b>23.398</b>	<b>24.785</b>	<b>24.399</b>	<b>25.419</b>	<b>20.865</b>	<b>18.807</b>	<b>16.251</b>
- Shuara	3.297	2.330	1.999	985	997	590	811	779	800	825
- Shushuqui	1.221	1.523	1.750	1.420	1.433	1.482	1.489	1.441	1.224	1.295
- Secoya	7.807	8.217	7.337	6.288	6.791	6.207	5.734	5.119	3.763	2.917
- Pichincha	5.245	4.433	4.008	4.071	4.196	4.277	4.136	3.391	2.743	2.267
- Tetete	1.094	971	960	926	855	728	1.092	899	1.210	771
- Cuyabeno	2.804	3.322	3.602	3.170	3.270	3.061	2.875	3.181	3.030	2.591
- Sansahuari	862	1.418	1.291	965	846	744	932	827	854	713
- Bermejo (d)	1.326	1.408	1.588	860	-	-	-	-	-	-
- Charapa (d)	72	74	66	54	1	-	-	-	-	-
- Tiguino (d)	381	432	557	484	77	-	-	-	-	-
- Pucuna	1.694	1.311	1.152	930	962	831	716	756	614	617
- Paraiso (f)	1.196	983	965	677	542	1.308	1.516	-	-	-
- V.H.R.	1.491	1.795	1.400	1.040	1.238	1.443	2.353	2.199	2.542	2.112
- Singue	33	43	-	-	-	-	-	-	-	-
- Frontera	1.294	1.119	1.183	874	686	777	854	577	461	339
- Tapi	501	333	163	156	20	-	-	-	6	458
- Coca/Payamino 54% (e)	3.138	2.388	2.270	-	1.699	1.993	1.876	1.472	1.303	1.165
- Conga	225	138	100	19	74	78	57	38	88	16
- Peña Blanca	50	8	-	-	-	-	-	-	-	-
- Biguno (f)	26	16	79	85	77	65	59	-	-	-
- Huachito (f)	235	137	101	79	102	54	38	-	-	-
- Mauro Dávalos (Ex-Huamayacu) (f)	-	-	313	314	920	760	737	-	-	-
- Rumiyacu	-	-	-	-	-	-	142	187	169	165
<b>PENINSULA (g)</b>	<b>322</b>	<b>-</b>								
- Ancón	215	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Zona Norte	62	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Cautivo	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL PETROECUADOR</b>	<b>112.211</b>	<b>106.701</b>	<b>101.400</b>	<b>87.738</b>	<b>85.902</b>	<b>84.894</b>	<b>82.645</b>	<b>75.986</b>	<b>73.315</b>	<b>72.143</b>
<b>Total Compañías</b>	<b>28.258</b>	<b>35.007</b>	<b>35.678</b>	<b>46.750</b>	<b>60.279</b>	<b>62.575</b>	<b>60.331</b>	<b>77.553</b>	<b>119.201</b>	<b>122.026</b>
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>140.469</b>	<b>141.708</b>	<b>137.078</b>	<b>134.489</b>	<b>146.180</b>	<b>147.468</b>	<b>142.976</b>	<b>153.539</b>	<b>192.517</b>	<b>194.169</b>
Producción Promedio/Día	384	388	375	375	398	405	391	419	525	530

Notas: d) Pasaron a ser "Campos Marginales" a partir del agosto de 1999, los siguientes campos: Bermejo, Pindo, Palanda-Yuca Sur, Charapa y Tiguino.  
 e) En julio de 1999 los campos Limoncocha y Coca Payamino pasan a la modalidad de "Participación"  
 f) Campos que pasan a ser operados por SIPEC ENAP desde el 1° de enero del 2003  
 g) En 1996 los campos de la Península fueron entregados a la ESPOL, que opera con la compañía CGC

Pasan...

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Vienen...

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO EN CAMPOS							
Miles de Barriles							
CAMPOS	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>SUB-TOTAL EP PETROECUADOR</b> (l)	68.630	62.156	62.397	63.577	49.646	55.281	58.243,72
- Lago Agrio	1.497	1.339	1.377	1.429	1.370	1.136	1.367
- Sacha	16.163	15.896	16.602	14.925	-	-	-
- Shushufindi	17.361	15.748	15.508	16.344	16.255	14.224	14.578
- Drago (p)	-	-	-	-	-	2.842	2.865
- Condorazo	-	-	-	-	-	28	13
- Cobra	-	-	-	-	-	132	150
- Aguarico	506	452	416	518	596	1.750	2.449
- Auca y Auca Sur	7.084	6.109	6.145	6.761	7.272	10.235	11.696
- Atacapi	2.444	1.563	1.433	1.197	1.016	1.707	1.465
- Parahuacu	586	674	862	1.206	1.146	1.219	923
- Yuca	1.647	1.380	1.601	1.792	1.740	1.636	1.235
- Yulebra	989	860	718	785	1.223	1.170	1.114
- Culebra	934	846	837	842	1.186	971	1.279
- Cononaco	3.344	2.557	2.473	2.104	1.997	2.401	2.262
- Guanta	1.580	1.434	1.413	1.768	1.865	1.367	1.330
- Anaconda	244	249	339	407	239	227	633
- Shuara	824	892	940	733	732	714	480
- Shushuqui	966	691	713	684	681	810	847
- Secoya	2.882	2.318	2.242	1.966	2.030	1.486	1.612
- Pichincha	1.649	1.650	1.399	1.515	1.076	1.257	1.168
- Tetete	686	546	606	610	588	596	512
- Araza (o)	-	-	-	-	-	84	34
- Cuyabeno	2.873	2.930	2.886	2.776	3.976	3.780	4.037
- Sansahuari	757	781	769	672	433	628	1.113
- Pucuna (i)	642	631	177	-	-	736	838
- V.H.R.	2.378	2.020	2.253	3.060	2.882	3.018	2.926
- Frontera	219	190	247	211	145	126	329
- Tapi	265	270	306	165	146	132	143
- Rumiayacu	111	129	135	134	139	135	186
- Tipishca-Huaico-Blanca-Vinita (Bloque 27) (j)	-	-	-	976	911	732	660
<b>BLOQUE 1</b>	-	-	-	-	3	21	19,79
- Pacoa (q)	-	-	-	-	3	21	20
<b>SUBSIDIARIA RIO NAPO</b>	-	-	-	3.006	18.495	18.075	21.114
- Sacha (k)	-	-	-	3.006	18.495	18.075	21.114
<b>SUBTOTAL (RIO NAPO+BLQ.1)</b>	-	-	-	3.006	18.498	18.096	21.133
<b>TOTAL EP PETROECUADOR</b>	68.630	62.156,29	62.397	66.584	68.144	73.377	79.377
<b>PETROAMAZONAS EP (EX-BLOQUE 15)</b> (l)	22.292	32.183	34.749	36.183	42.175	57.219	54.285
- Bloq 15: Conc/Ind/Ita/Jiv/Lag/Pak S/Limonc/EdYuturi/Yanaquin/ (h)	22.292	32.183	34.749	36.183	15.470	15.178	14.404
- Pañacocha	-	-	-	-	1.350	5.948	4.625
- Eden Yuturi	-	-	-	-	19.831	17.010	14.673
- Bloque 7-21 y Coca Payamino (m)	-	-	-	-	4.831	12.463	14.417
- Bloque 18 (Pata) y Palo Azul (n)	-	-	-	-	693	6.619	6.166
<b>EP PETROECUADOR + BLOQUE 15</b>	90.922	94.340	97.146	102.767	110.319	130.596	133.662
Total Compañías	105.025	92.330	87.634	74.854	67.128	52.025	50.659
<b>TOTAL NACIONAL</b>	195.948	186.669	184.780	177.620	177.447	182.621	184.321
Producción Promedio/Día	534	511	505	485	484	542	556

Notas:

- h) Incluye bloque 15 que a partir de mayo del 2006 pasó a ser operado por PETROPRODUCCIÓN por caducidad entre el Estado y la Compañía Occidental
- i) Campo Pucuna pasa a ser Campo Marginal en el mes de Abril/08
- j) El Bloque 27 pasa a ser operado por Petroproducción debido a la finalización del Contrato de Participación entre City Oriente y El Estado
- k) El Campo Sacha pasa a ser operado por Río Napo a partir del 3° de noviembre del 2009
- l) A partir del 6 de Abril del 2010 por decreto ejecutivo Petroecuador pasó a ser EP Petroecuador y Petroamazonas pasó a ser Petroamazonas EP
- m) A partir del 16 de Agosto del 2010 con resolución 039 de la Secretaría de Hidrocarburos, los bloques 7 -21 y Coca Payamino pasan a ser operados por Petroamazonas EP
- n) A partir del 25 de Noviembre del 2010 con resolución 285 de la Secretaría de Hidrocarburos, el Bloque 18 y el campo Palo Azul pasan a ser operados por Petroamazonas EP
- o) Se registra la producción del campo Araza del área Libertador a partir del 10 de enero del 2011
- p) Se registra la producción del campo Drago-Condorazo del área Shushufindi a partir del 20 de enero del 2011
- q) Se registra la producción del campo Pacoa a partir de abril del 2011, la misma que no esta considerada en el POA aprobado 2011, por lo que no se considera en el cumplimiento de la meta de producción de la Gerencia de Exploración y Producción

Fuente:

Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS POR COMPAÑÍAS (a)																		
Miles de Barriles																		
CAMPOS Y COMPAÑÍAS	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
PRESTACIÓN DE SERVICIOS	791	1.197	1.476	1.415	1.241	1.375	1.525	1.578	1.845	1.271	2.385	2.214	1.865	2.154	2.592	7.815	18.416	27.515
PETECU-CITY	791	1.197	1.476	1.415	1.241	1.375	1.525	1.578	1.845	1.271	2.385	2.214	1.865	1.799	1.879	1.764	1.630	1.549
- Mariann	277	302	447	393	350	360	407	374	371	225	405	383	329	322	299	355	343	288
- Fanny 18-b	498	825	905	927	829	867	1.015	1.092	1.357	969	1.870	1.710	1.436	1.374	1.483	1.315	1.199	1.179
- Tarapoa	16	67	122	95	62	148	103	112	117	78	110	122	101	103	97	94	88	82
- Joan	-	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ORYX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	354	563	1.504	3.236	4.621
- Coca Payamino 46% (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	354	563	1.130	2.349	2.666
- Gacela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	374	882	1.515
- Lobo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	440
OCCIDENTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.014	7.923	8.798
- Limoncoha 20% (c)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84	575	666
- Jivino-Laguna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.930	7.349	8.132
ELF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	316	824	1.157
- Sunke/Wanke	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	316	808	1.059
- Shiripuno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	98
PENINSULA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESPOL- CGC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Ancón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Zona Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Cautivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRIPETROL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	216	250
- Pacoa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150	216	250
BRASPETRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Hormiguero (d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAXUS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.552	11.122
- Tivacuno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.526	2.918
- Bogui-Capiron	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.914	5.996
- Bloque 16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112	2.208
<b>TOTAL COMPAÑÍAS</b>	<b>791</b>	<b>1.197</b>	<b>1.476</b>	<b>1.415</b>	<b>1.241</b>	<b>1.375</b>	<b>1.525</b>	<b>1.578</b>	<b>1.845</b>	<b>1.271</b>	<b>2.385</b>	<b>2.214</b>	<b>1.865</b>	<b>2.154</b>	<b>2.592</b>	<b>7.815</b>	<b>18.416</b>	<b>27.515</b>
Producción Prom./Día	2	3	4	4	3	4	4	4	5	3	7	6	5	6	7	21	51	75

Pasan...

- Notas:
- a) Datos desde las 06 hrs. del 1 de enero del año hasta las 06 hrs. del 1 de enero de año siguiente.  
La producción de las compañías de 1972/1976 fue: 2.828/Mbbs. de Anglo, 461/Mbbs. de Cautivo, 126799/Mbbs, Gulf y 9/Mbbs de Adobe (2 años).
  - b) El 65 % de la producción de este campo perteneció a PETROECUADOR hasta 1993. A partir de 1994 el porcentaje es de 54%.
  - c) A partir de 1993 la producción de Limoncocha corresponde el 80% a PETROECUADOR y el 20% a Occidental.
  - d) El campo Hormiguero de Braspetro es operado por la Cia ELF.

Fuentes: Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Vienen...

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS POR COMPAÑÍAS											
Miles de Barriles											
CAMPOS Y COMPAÑÍAS	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>PRESTACION DE SERVICIOS</b>	<b>26.162</b>	<b>12.503</b>	<b>10.454</b>	<b>6.869</b>	<b>10.787</b>	<b>12.961</b>	<b>11.376</b>	<b>13.362</b>	<b>15.544</b>	<b>17.479</b>	<b>14.678</b>
KEER Mc.GEE (Ex-ORYX) (e)	5.672	5.030	4.122	3.136	-	-	-	-	-	-	-
- Coca/Payamino 46%	2.673	2.035	1.934	1.538	-	-	-	-	-	-	-
- Gacela-Mono/Lobo-Jaguar, blq. 7	2.999	2.995	2.188	1.598	-	-	-	-	-	-	-
OCCIDENTAL (f)	7.584	6.253	5.299	250	-	-	-	-	-	-	-
- Limoncocha 20%	727	700	581	250	-	-	-	-	-	-	-
- Blq.15 Jivino/Laguna	6.857	5.553	4.718	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF-REPSOL ( Ex-Maxus) (g)	11.682	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VINTAGE (Ex-ELF) Blq 14 (h)	1.224	1.221	1.034	1.337	-	-	-	-	-	-	-
VINTAGE (Ex-Braspetro) Blq 17 (h)	-	-	-	177	-	-	-	-	-	-	-
AGIP OIL (Ex-Arco),Blq 10, Villano	-	-	-	1.970	10.787	12.961	11.376	11.099	11.411	10.510	8.329
SIPEC (EX-SIPETROL, EX-ENAP)	-	-	-	-	-	-	-	2.263	4.133	6.969	6.349
- Mauro Dávalos	-	-	-	-	-	-	-	888	2.432	4.810	4.429
- Paraiso	-	-	-	-	-	-	-	1.242	1.547	1.857	1.605
- Biguno	-	-	-	-	-	-	-	53	46	52	90
- Huachito	-	-	-	-	-	-	-	80	107	249	225
<b>PARTICIPACIÓN</b>	<b>2.096</b>	<b>20.440</b>	<b>23.660</b>	<b>37.345</b>	<b>43.957</b>	<b>42.655</b>	<b>40.512</b>	<b>55.696</b>	<b>95.510</b>	<b>96.101</b>	<b>81.538</b>
YPF-REPSOL ( Ex-Maxus) (g)	-	16.143	16.088	15.208	13.934	11.330	9.700	11.451	18.117	18.710	21.091
- Bogui-Capirón	-	3.710	3.374	2.428	2.065	2.174	2.336	1.651	2.346	2.075	1.729
- Bloque 16: Amo, Daimi, Ginta, Iro, Dabo,Wati	-	12.433	12.713	12.780	11.869	9.156	7.364	9.800	15.771	16.635	19.361
AEC (EX-ANDES PETROLEUM) (m)	1.946	4.212	7.502	13.321	14.377	14.127	13.983	15.917	21.553	19.873	17.077
- Fanny 18 B	1.293	3.416	5.113	6.392	6.643	5.658	4.392	5.009	6.087	5.459	5.017
- Mariann, Mariann 4A	542	653	458	247	800	1.582	810	523	637	517	632
- Dorine, Shirley, San José, Sonia, Chorongo,Alice, Mahogany, Tarapoa Sur	110	143	1.932	6.681	6.933	6.887	8.782	10.385	14.829	13.898	11.429
CITY ORIENTE- Tipishca, Huaico 1, Blanca, Vinita, Blq. 27	-	-	18	535	524	558	413	344	827	1.435	1.494
OCCIDENTAL (f)	-	-	-	8.215	10.175	10.789	10.678	19.304	38.215	36.570	13.504
- Limoncocha	-	-	-	1.509	3.155	2.615	2.272	1.623	2.467	3.177	1.273
- Jiv-Lag-Nap-Ind-Yanaq, Blq. 15	-	-	-	6.706	7.020	8.174	7.902	7.048	8.620	7.726	2.591
- Eden Yuturi	-	-	-	-	-	-	503	10.633	27.128	25.554	9.619
- Paka Norte y Paka Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	21
ENCAN (EX-VINTAGE) (l)	-	-	-	-	1.902	2.151	1.945	1.890	2.466	3.136	4.459
- (Ex-ELF) Blq 14, Kupi, Sunka, Wanke, Nantu	-	-	-	-	1.471	1.625	1.326	914	1.111	1.128	1.464
- (Ex-Braspetro) Blq 17, Hormiguero, Hormiguero Sur	-	-	-	-	431	526	619	975	1.355	2.008	2.995
TRIPETROL	150	85	51	-	-	-	-	-	-	-	-
CANADA GRANDE - Pacoa	-	-	2	63	57	50	50	44	44	54	49
PERENCO (Keer Mc. Gee; Ex-Oryx) (e) (k)	-	-	-	-	2.892	3.412	3.218	2.929	7.790	6.913	11.448
- Coca, Payamino 46%	-	-	-	-	1.447	1.698	1.598	1.254	1.110	993	1.916
- Gacela, Mono, Lobo, Jaguar, Oso, blq. 7	-	-	-	-	1.445	1.715	1.620	1.639	1.871	1.903	3.750
- Yuralpa	-	-	-	-	-	-	-	36	4.809	4.018	5.782
CNPC (EX-LUMBAQUI) - Cristal, Rubi, Mascarey	-	-	-	-	85	131	31	6	-	0	2
CAYMAN Blq 18	-	-	-	3	12	108	494	3.812	6.498	9.409	12.415
- Pata	-	-	-	3	5	67	30	55	67	115	109
- Palo Azul	-	-	-	-	7	41	464	3.757	6.431	9.294	12.306
<b>SERVICIOS ESPECÍFICOS</b>	<b>-</b>	<b>2.063</b>	<b>1.564</b>	<b>2.536</b>	<b>5.534</b>	<b>6.959</b>	<b>8.444</b>	<b>8.495</b>	<b>8.148</b>	<b>8.447</b>	<b>8.809</b>
YPF-REPSOL - Tivacuno	-	1.569	1.165	1.298	1.021	937	537	430	485	542	606
CONSORCIO ESPOL-CGC (i)	-	494	400	444	461	419	411	533	678	748	790
<b>CAMPOS MARGINALES</b> (j)	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>795</b>	<b>4.053</b>	<b>5.602</b>	<b>7.496</b>	<b>7.532</b>	<b>6.986</b>	<b>7.157</b>	<b>7.413</b>
- Tecpecuador: Bermejo Norte, Bermejo Sur, El Rayo	-	-	-	550	2.213	2.422	2.490	2.568	2.598	3.078	2.870
- Petroleos Sudamericanos: Pindo	-	-	-	138	711	1.469	1.408	1.295	1.218	1.096	1.403
- Petrolamerec S.A: Charapa	-	-	-	-	127	5	-	-	-	-	-
- Petroleos Sudamericanos: Palanda, Yuca Sur, Primavera	-	-	-	107	504	474	856	1.579	1.490	1.299	1.319
- Petrobell: Tigüino	-	-	-	-	499	1.232	2.741	2.090	1.680	1.684	1.821
<b>TOTAL COMPAÑÍAS</b>	<b>28.258</b>	<b>35.007</b>	<b>35.678</b>	<b>46.750</b>	<b>60.279</b>	<b>62.575</b>	<b>60.331</b>	<b>77.553</b>	<b>119.201</b>	<b>122.026</b>	<b>105.025</b>
Promedio día	78	96	98	128	167	180	173	216	330	337	288

Pasan...

Notas:

- e) A partir de octubre/99 Oryx pasó a ser Keer Mc. Gee y, en el año 2000 pasa a ser de "Participación"  
f) A partir de julio/99 la Compañía Occidental cambian su contrato al de "Participación"  
g) A Finales/96 Maxus pasa ser YPF y cambia su contrato a "Participación", en el 2000 se incorpora la Cia. Repsol YPF  
h) A partir de agosto/99 la Compañía Elf cambia su contratos a "Participación", al igual que Hormigero de Braspetro que es operado por Elf, en octubre/99 pasa ser Vintage  
i) En junio/96 los campos de la Península son entregados a la Politécnica del Litoral y los opera la Cia CGC  
j) Pasaron a ser "Campos Marginales" los siguientes campos: Bermejo, Pindo Charapa, Palanda-Yuca Sur y Tigüino toda la producción se registra en la compañía operadora  
k) La Cia. KEER Mc.GEE pasó a ser PERENCO desde mayo del 2002 en lo que se refiere a "Participación"  
l) VINTAGE cambia su razón social, a ENCAN ECUADOR en el 2003 y en el 2006 a PETROORIENTAL  
m) En en el año 2006 AEC Ecuador pasa a ser ANDES PETROLEUM

Fuente:

Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Vienen...

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPOS POR COMPAÑÍAS						
Miles de Barriles						
CAMPOS Y COMPAÑÍAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>PRESTACION DE SERVICIOS</b>	<b>15.475</b>	<b>15.393</b>	<b>12.912</b>	<b>11.785</b>	<b>52.025</b>	<b>50.659</b>
AGIP OIL: Blq 10 Villano(Ex-Arco)	9.336	9.232	7.487	6.818	6.130	5.528
SIPEC (ENAP)	-	-	-	-	4.551	5.104
- Mauro Davalos, Paraiso, Biguno, Huachito	-	-	-	-	4.551	5.104
REPSOL - YPF	-	-	-	-	16.872	15.927
- Bogui-Capirón, Bloque 16, TIVACUNO	-	-	-	-	16.872	15.927
ANDES PETROLEUM (EX AEC)	-	-	-	-	13.277	12.550
- Fanny 18 B, Mariann 4A, Tarapoa	-	-	-	-	13.277	12.550
PETROORIENTAL (EX ENCAN ECUADOR)	-	-	-	-	4.778	4.912
- Bloque 14 Y 17	-	-	-	-	4.778	4.912
PACIFIC PETROL (EX- Espol)	-	-	-	-	473	454
<b>EX-CAMPOS MARGINALES</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.943</b>	<b>6.185</b>
- Tecpecuador: Bermejo	-	-	-	-	1.436	1.321
- Petrosud: Pindo, Palanda, Yuca Sur, Primavera	-	-	-	-	2.571	2.856
- Petrobell : Tigüino	-	-	-	-	1.522	1.342
- Suelopetrol: Pucuna	-	-	-	-	46	-
- Pegaso: Puma Oriente	-	-	-	-	369	667
SIPETROL (ENAP)	6.139	6.161	5.425	4.967	-	-
- Mauro Dávalos	4.793	5.000	4.418	4.077	-	-
- Paraiso	1.138	985	867	762	-	-
- Biguno	95	82	67	56	-	-
- Huachito	113	93	73	72	-	-
<b>PARTICIPACIÓN</b>	<b>66.265</b>	<b>61.286</b>	<b>52.167</b>	<b>45.363</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
REPSOL - YPF	20.671	16.424	13.988	14.617	-	-
- Bogui-Capirón	1.588	1.394	1.270	1.120	-	-
- Bloque 16: Amo, Dabo, Daimi, Ginta, Iro, Wati	19.083	15.030	12.718	13.497	-	-
ANDES PETROLEUM (Ex. AEC)	16.602	16.017	14.046	14.015	-	-
- Fanny 18 B	5.884	6.564	6.142	5.981	-	-
- Mariann ,Mariann 4A	740	1.371	1.333	1.849	-	-
- Alice, Chorongo, Dorine, Mahogany, Shirley, Sonia	9.978	8.082	6.571	6.185	-	-
CITY ORIENTE: Blanca, Tipishca, Huaico, Vinita (Bloque 27) (n)	1.205	1.042	-	-	-	-
PETROORIENTAL (Ex. Encan)	5.801	5.738	5.373	5.101	-	-
- Bloque 14: Kupi, Sunka, Wanke, Nantu	2.181	2.090	2.018	2.037	-	-
- Bloque 17: Hormiguero, Hormiguero Sur	3.620	3.648	3.355	3.064	-	-
CANADA GRANDE: Paoa	39	35	28	23	-	-
PERENCO	11.067	10.146	8.007	4.734	-	-
- Coca/Payamino	1.913	1.954	1.634	851	-	-
- Bloque 7: Gacela, Jaguar, Lobo, Mono,Oso	4.041	3.824	2.840	2.181	-	-
- Yuralpa	5.112	4.368	3.533	1.702	-	-
CNPC Bloque 11	-	-	-	-	-	-
ECUADORTLC Blq 18 (Ex-Cayman)	10.881	11.885	10.725	6.873	-	-
- Pata	66	124	440	423	-	-
- Pata Azul	10.815	11.762	10.285	6.450	-	-
<b>SERVICIOS ESPECÍFICOS</b>	<b>10.590</b>	<b>10.954</b>	<b>9.774</b>	<b>9.980</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
REPSOL - YPF: Tivacuno, Tivacuno Suroeste	2.745	3.310	2.368	1.748	-	-
PACIFIC PETROL (EXESPOL)	592	534	505	488	-	-
<b>CAMPOS MARGINALES</b>	<b>7.253</b>	<b>7.110</b>	<b>6.902</b>	<b>7.744</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
- Tecpecuador: Bermejo Norte, Bermejo Sur, El Rayo	2.392	2.065	1.743	1.608	-	-
- Petrolamerec S.A: Pindo	1.674	1.791	1.746	2.372	-	-
- Petrolamerec S.A: Palanda, Yuca Sur, Primavera	1.272	1.082	982	906	-	-
- Petrobell: Tigüino	1.915	1.731	1.581	1.697	-	-
- Amazonas: Pucuna (o)	-	441	809	803	-	-
- Puma Oriente	-	-	40	358	-	-
<b>TOTAL COMPAÑÍAS</b>	<b>92.330</b>	<b>87.634</b>	<b>74.854</b>	<b>67.128</b>	<b>52.025</b>	<b>50.659</b>
Promedio día calendario	252	239	205	184	142	138

Notas: n) El Bloque 27 pasa a ser operado por Petroproducción debido a la finalización del Contrato de Participación entre City Oriente y El Estado, a partir de agosto/2008  
o) Distribución de las Compañías Privadas de acuerdo con los nuevos contratos. Datos de Cías Privadas referenciales

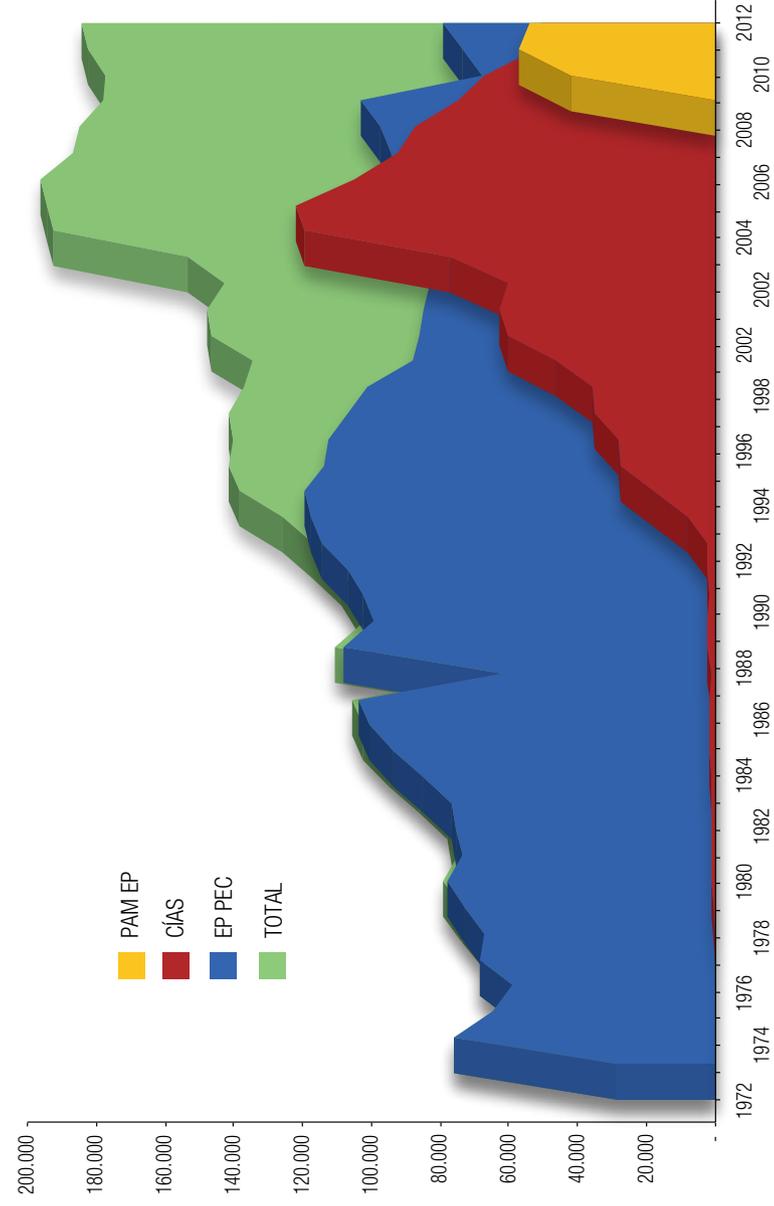
Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, MRNNR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO

Cifras en miles de barriles  
Período: 1972-2012

Años	EP PEC	PAM EP	CIÁS	TOTAL
1972	28.578	-	-	28.578
1973	76.221	-	-	76.221
1974	64.616	-	-	64.616
1975	58.753	-	-	58.753
1976	68.362	-	-	68.362
1977	67.002	-	-	67.002
1978	72.835	-	791	73.626
1979	78.064	-	1.197	79.261
1980	73.288	-	1.476	74.764
1981	75.361	-	1.415	76.776
1982	76.436	-	1.241	77.677
1983	84.967	-	1.375	86.342
1984	93.390	-	1.525	94.915
1985	100.836	-	1.578	102.414
1986	103.740	-	1.845	105.585
1987	62.487	-	1.271	63.758
1988	108.150	-	2.385	110.535
1989	99.581	-	2.214	101.795
1990	102.579	-	1.865	104.444
1991	106.575	-	2.154	108.729
1992	114.180	-	2.592	116.772
1993	117.624	-	7.815	125.439
1994	119.676	-	18.416	138.092
1995	113.640	-	27.515	141.155
1996	112.211	-	28.258	140.469
1997	106.701	-	35.007	141.708
1998	101.400	-	35.678	137.078
1999	87.738	-	46.750	134.488
2000	85.902	-	60.279	146.181
2001	84.894	-	62.575	147.469
2002	82.645	-	60.331	142.976
2003	75.986	-	77.553	153.539
2004	73.315	-	119.201	192.516
2005	72.143	-	122.026	194.169
2006	90.922	-	105.025	195.947
2007	94.340	-	92.340	186.680
2008	97.146	-	87.634	184.780
2009	102.767	-	74.854	177.621
2010	68.144	42.175	67.128	177.447
2011	73.377	57.219	52.025	182.621
2012	79.377	54.285	50.659	184.321



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, MPRNFR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO POR EP PETROECUADOR Y POR EMPRESAS**  
 Cifras en Miles de Barriles

AÑOS	EP PETROECUADOR + ESTADO (a)																									
	CONSORCIO TEXADO	RESERVO SOLO	ANDES PETROLERA (FAEC)	EPPEC Petrobrasil	BLOQUE 15	PERIBON Occaspa - mte	REINUSLA	OCCIDENTAL Limitada 6%	REFSOLVPE (Ex-Moves)	CANADA GRANDE	CAMPUS MARGINALES	PETRO Occidental (Ex-Escabi)	CITY ORIENTE	ECUADOR T/C	CPMC (mbr/ Ex-Lumbacari)	SPEC (BAP) Hualand. Hualand.	ASR OIL	BLOQUE 27	RONINPO	PETROLEOS DEL PACIFICO	TECPETROL	PETROSID - PETROLERA (Paso)	PETROSID - PETROLERA (Panda/ Yusa Sur)	PETROBELL	CONSORCIO REGASO	SUBTOTAL PETROLERA ESTADO
1972	-	-	-	-	-	-	199	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	199
1973	-	-	-	-	-	-	173	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173
1974	6.817	-	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.967	
1975	14.526	-	-	-	-	-	128	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.654	
1976	16.913	-	-	-	-	-	710	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.623	
1977	41.306	-	-	-	-	-	689	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.995	
1978	46.295	-	178	-	-	-	632	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.105	
1979	47.853	-	292	-	-	-	546	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.691	
1980	45.470	-	315	-	-	-	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.335	
1981	46.937	-	325	-	-	-	512	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.774	
1982	46.230	-	289	1.350	-	-	519	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.388	
1983	48.069	-	303	8.004	-	-	277	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.653	
1984	50.182	-	354	11.641	-	-	417	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.594	
1985	53.651	-	384	14.552	-	-	438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.025	
1986	53.389	-	475	19.311	-	-	412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.587	
1987	30.844	-	338	12.427	-	-	369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.978	
1988	54.502	-	653	21.338	-	-	362	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.855	
1989	49.684	-	595	19.652	-	-	326	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70.237	
1990	49.389	317	499	22.975	-	-	344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.524	
1991	47.825	4.737	464	24.987	-	646	338	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.017	
1992	66.786	4.731	520	29.838	-	1.044	328	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103.247	
1993	-	-	460	114.386	-	1.583	310	336	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117.075	
1994	-	-	420	111.667	-	2.829	304	2391	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117.511	
1995	-	-	589	105.171	-	3.133	283	2.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.836	
1996	-	-	843	103.596	-	3.140	116	2.906	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.601	
1997	-	-	1.264	99.310	-	2.389	-	2.801	3.094	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.868	
1998	-	-	1.940	90.697	-	2.272	-	2.321	3.280	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.517	
1999	-	-	3.281	81.588	-	1.807	-	2.517	2.957	9	769	-	-	-	-	-	1.731	-	-	-	-	-	-	-	94.773	
2000	-	-	3.645	79.688	-	1.487	-	2.886	2.582	8	3.463	-	-	-	-	-	10.595	-	-	-	-	-	-	-	104.684	
2001	-	-	4.535	77.474	-	1.472	-	3.021	1.998	6	4.260	-	-	-	-	-	12.829	-	-	-	-	-	-	-	105.991	
2002	-	-	3.951	76.370	-	1.439	-	2.910	1.615	7	5.006	-	-	-	-	-	11.242	-	-	-	-	-	-	-	103.128	
2003	-	-	4.522	69.642	-	1.209	-	4.349	1.941	6	4.884	-	-	-	-	-	10.879	-	-	-	-	-	-	-	101.919	
2004	-	-	6.212	64.951	-	2.044	-	10.653	3.527	6	4.530	-	-	-	-	-	2.268	-	-	-	-	-	-	-	110.855	
2005	-	-	5.674	63.235	-	1.825	-	10.280	3.913	7	4.593	-	-	-	-	-	10.367	-	-	-	-	-	-	-	112.142	
2006	-	-	4.822	64.291	22.016	2.521	-	3.815	4.946	6	4.631	-	-	-	-	-	6.345	-	-	-	-	-	-	-	126.685	
2007	-	-	4.664	59.369	31.805	2.484	-	7.187	5	4.470	839	-	-	-	-	-	6.124	-	-	-	-	-	-	-	131.760	
2008	-	-	4.426	60.678	34.307	2.281	-	6.194	6	4.539	996	-	-	-	-	-	6.169	-	-	-	-	-	-	-	136.301	
2009	-	-	3.825	63.217	35.710	1.819	-	6.157	4	4.517	1.354	-	-	-	-	-	5.426	-	-	-	-	-	-	-	136.603	
2010	-	-	3.808	49.291	40.876	1.819	-	6.422	3	5.072	1.280	-	-	-	-	-	4.969	-	-	-	-	-	-	-	142.576	
2011	-	-	12.857	54.825	56.538	-	-	15.705	-	-	503	-	-	-	-	-	4.557	-	-	-	-	-	-	-	178.334	
2012	-	-	12.084	52.014	53.319	-	-	14.774	-	-	-	-	-	-	-	-	5.109	-	-	-	-	-	-	-	175.159	

Pasan...

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico - MRNRR  
 Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Vienen...

**PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO POR EP PETROECUADOR Y POR EMPRESAS**

Cifras en Miles de Barriles

AÑOS	PRODUCCIÓN OTRAS EMPRESAS														TOTAL EMPRESAS	TOTAL PAIS			
	ANGLO	CAUTIVO	TEXACO	GULF	ANDES PETROLEUM (Ex-AEC)	PERENO Coca-Pay-mino	CANADA GRADE (Ex-Tripetrol)	PERENO (Ex-HemifCoe)	OCCIDENTAL (bloque 15)	OCCIDENTAL Limonocha	PETRO-ORIENTAL (Ex-Encan)	REPSOL YPF (Ex-Mexus)	ESPOL Peninsula	CAMPOS MARGINALES			CITY ORIENTE	ECUADOR TLC	OPHC Inter. (Ex-Lumibaqui)
1972	794	135	13.815	13.815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.559	28.758
1973	735	113	37.668	37.668	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.184	76.357
1974	699	89	28.517	28.517	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.822	64.789
1975	611	93	21.789	21.789	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.282	58.936
1976	27	31	25.369	25.369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.796	68.419
1977	-	-	24.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.784	66.779
1978	-	-	27.177	-	614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.791	73.896
1979	-	-	28.712	-	917	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.629	78.320
1980	-	-	27.282	-	1.153	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.435	74.770
1981	-	-	28.162	-	1.092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.254	77.028
1982	-	-	27.738	-	946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.684	77.072
1983	-	-	28.841	-	1.072	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.913	86.566
1984	-	-	30.109	-	1.166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.275	93.869
1985	-	-	32.191	-	1.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.392	102.417
1986	-	-	32.034	-	1.373	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.407	106.994
1987	-	-	18.506	-	929	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.435	63.413
1988	-	-	32.701	-	1.728	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.429	111.284
1989	-	-	29.798	-	1.623	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.421	101.658
1990	-	-	29.633	-	1.354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.987	104.511
1991	-	-	28.695	-	1.327	348	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.370	109.387
1992	-	-	11.714	-	1.361	562	150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.787	117.034
1993	-	-	-	-	1.303	852	216	383	3.918	84	318	-	-	-	-	-	-	7.074	124.149
1994	-	-	-	-	1.213	2.410	250	888	7.351	573	938	4.728	-	-	-	-	-	18.351	135.862
1995	-	-	-	-	958	2.669	269	1.952	8.137	666	1.156	11.125	-	-	-	-	-	26.932	138.768
1996	-	-	-	-	1.114	2.675	150	2.998	6.857	727	1.228	11.684	212	-	-	-	-	27.645	138.246
1997	-	-	-	-	2.882	2.036	69	2.994	5.553	700	1.224	14.503	494	-	-	-	-	30.455	139.323
1998	-	-	-	-	5.549	1.936	42	2.187	4.622	580	1.030	13.933	408	-	-	-	-	30.287	130.835
1999	-	-	-	-	9.548	1.539	55	1.599	5.987	833	1.405	13.053	473	25	-	-	-	34.517	129.290
2000	-	-	-	-	10.872	1.878	50	1.160	5.421	1.671	1.667	11.774	475	582	-	-	-	35.550	140.234
2001	-	-	-	-	9.355	-	39	3.830	7.580	-	1.871	9.703	419	1.372	206	45	98	34.517	140.507
2002	-	-	-	-	9.978	-	44	3.662	7.717	-	1.600	8.661	413	2.499	318	260	23	35.175	138.303
2003	-	-	-	-	11.388	-	37	3.160	14.645	-	1.654	9.427	534	2.647	265	1.933	4	45.696	147.615
2004	-	-	-	-	15.388	-	37	7.018	27.302	-	2.113	14.145	612	2.460	688	3.290	-	73.052	183.907
2005	-	-	-	-	14.187	-	43	6.214	25.951	-	2.693	14.373	661	2.557	1.208	4.758	-	72.645	184.787
2006	-	-	-	-	12.253	-	38	8.845	9.604	-	3.821	15.728	616	2.745	1.305	6.164	1	61.121	189.807
2007	-	-	-	-	11.928	-	32	8.490	-	-	4.976	15.107	589	2.797	1.055	5.395	-	50.369	182.128
2008	-	-	-	-	11.592	-	23	7.761	-	-	4.742	12.402	516	2.543	540	5.742	-	45.859	181.158
2009	-	-	-	-	10.219	-	27	6.081	-	-	4.019	9.041	535	2.391	-	4.408	-	36.721	175.324
2010	-	-	-	-	10.209	-	18	3.582	-	-	3.819	8.694	489	2.691	-	2.874	-	32.375	174.951
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	301	-	-	-	301	179.635
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	175.159

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico - MRNNR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

GAS NATURAL							
MESES	PRODUCCIÓN Cifras en MPCs			VAR % 12/11	ENTREGAS Cifras en MPCs 2012		
	2012	2011	2010		CENTRAL TERMOGAS MACHALA	PLANTA GNL	TOTAL ENTREGAS
ENERO	707.364	1.037.383		-31,8	664.809	42.555	707.364
FEBRERO	1.022.116	911.122		12,2	937.066	85.050	1.022.116
MARZO	1.209.762	1.069.707		13,1	1.115.744	94.018	1.209.762
ABRIL	1.061.037	913.147		16,2	959.802	101.235	1.061.037
MAYO	1.200.480	734.568		63,4	1.083.487	116.993	1.200.480
JUNIO	1.308.364	737.375		77,4	1.218.772	89.592	1.308.364
JULIO	1.230.379	371.622		231,1	1.106.460	123.919	1.230.379
AGOSTO	1.388.535	532.151		160,9	1.282.068	106.467	1.388.535
SEPTIEMBRE	1.610.721	420.600		283,0	1.506.921	103.800	1.610.721
OCTUBRE	1.747.380	454.379		284,6	1.607.234	140.146	1.747.380
NOVIEMBRE	1.313.202	499.510		162,90	1.191.584	121.618	1.313.202
DICIEMBRE	1.449.171	840.357		72,45	1.324.243	124.928	1.449.171
<b>TOTAL</b>	<b>15.248.511</b>	<b>8.521.921</b>		<b>78,9</b>	<b>13.998.190</b>	<b>1.250.321</b>	<b>15.248.511</b>

Fuente: Gerencia de Gas Natural, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR





### 3.

# Transporte de Crudo

- Transporte SOTE
- Transporte OCP
- Consumo de crudo en Estaciones de Bombeo

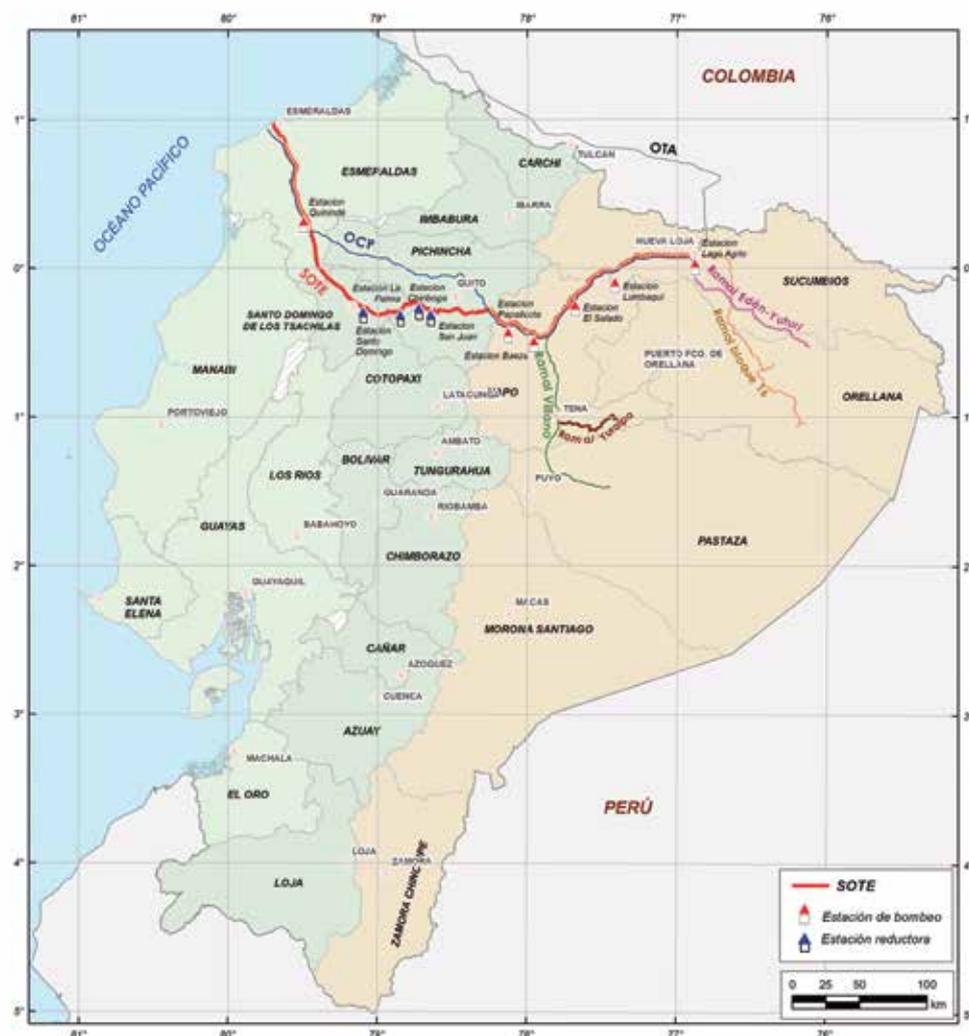




## Oleoducto transecuatoriano (SOTE)

El 17 de julio de 1970, se firmó el contrato de construcción del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) con la compañía norteamericana William Brothers, contratista del consorcio Texaco-Gulf; la tubería del Oleoducto Transecuatoriano fue diseñado originalmente para transportar 400.000 BL/D con un API de 30°, pero la capacidad de transporte instalada fue de 250.000 BL/D y se aplicó una tarifa inicial por transporte de US\$ 0,24/barril.

El 26 de junio de 1972, se inauguró el Oleoducto Transecuatoriano con una capacidad de transporte de 250.000 BL/D para un crudo de 30° API; con la compra del 37,5% de los derechos y acciones de la empresa Gulf. A comienzos de 1976, CEPE se convirtió en la accionista mayoritaria del consorcio CEPE-Texaco, con un total del 62,5% de derechos y acciones.



Esta nueva propiedad del Estado permitió elevar la producción de CEPE de 52.000 BL/D a 78.000 BL/D adicionales en el consorcio, con lo cual el Estado dispuso, a esa fecha, de 130.000 BL/D; la compra de acciones convirtió a CEPE en propietario del 50% de los derechos y acciones del Oleoducto Transecuatoriano, lo que le costó al Estado ecuatoriano 274'030.000 de dólares, que fueron pagados de contado.

El 5 de marzo de 1987 ocurrió un terremoto que destruyó la estación de bombeo de El Salado y la línea del SOTE, en el sector del Reventador, por lo cual se construyó el oleoducto Lago Agrio-San Miguel para poder transportar crudo Oriente para las refinerías. El 14 de agosto del mismo año, se reinicia el bombeo a través del SOTE, reparado por la empresa William Brothers. En este período que no operó el Oleoducto Transecuatoriano el país tuvo que importar crudo para consumo nacional desde Venezuela.

De acuerdo con el compromiso contractual con Texaco, el SOTE debía ser revertido al estado ecuatoriano a mediados de 1985, y ser operado por CEPE; sin embargo por varias causas, esta acción se postergó hasta el 1 de marzo de 1986, fecha en la cual el SOTE pasa a ser propiedad absoluta de CEPE. En virtud del contrato, la empresa Texaco continuó operando el oleoducto hasta el 30 de septiembre de 1989, fecha en la que finalmente Petrotransporte (filial temporal) asume la operación del SOTE.

El proceso de reversión representó para el Estado un ingreso adicional de aproximadamente 30 millones de dólares por año, considerando un volumen de 100 millones de barriles que debía transportar en promedio este ducto. Como consecuencia del traspaso, CEPE dejó de pagar por el transporte de crudo, pero siguió aportando para su mantenimiento.

El fin primordial de Petrotransporte era la operación del Oleoducto Transecuatoriano, en reemplazo de la ex operadora Texaco, y el 1 de octubre de 1989 esta filial asumió las operaciones del SOTE con personal nacional.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1863 expedido el 27 de septiembre de 1990, se estableció que con fecha 1 de julio de 1991, la filial Petrotransporte se integre a Petrocomercial. Posteriormente, el 21 de enero de 1994, el Gobierno Nacional, mediante Decreto Ejecutivo No.1417, resolvió transferir las instalaciones del SOTE a Petroecuador Matriz, bajo la denominación de Gerencia de Oleoducto, decisión que fue publicada en el Registro Oficial No. 364 de la misma fecha. Por último esta decisión se convalidó mediante Resolución del Directorio de Petroecuador No. 016, del 21 de marzo de 1994.

El 6 de abril de 2010, mediante Decreto Ejecutivo No. 315, se establece que La Empresa Estatal de Hidrocarburos del Ecuador pasa a ser la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP Petroecuador, y se aplica la nueva estructura empresarial mediante la cual se crea la Subgerencia de Transporte y Almacenamiento en reemplazo de la Gerencia de Oleoducto.

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) constituye una de las obras más importantes para el Ecuador; tiene una capacidad de transporte de 360.000 BL/D para crudo de 23,7° API y 390.000 BL/D utilizando químico reductor de fricción; con una longitud de 497,7 km; cuenta con una potencia instalada de 101.150 HP en sus seis estaciones de bombeo: Lago Agrio, Lumbaquí, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé; cuatro estaciones reductoras de presión: San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo y un Terminal Marítimo en Balao - Esmeraldas.

La longitud del SOTE es de 497,7 km entre la estación No. 1 de Lago Agrio y El área de Tanques del Terminal Marítimo de Balao, desde los tanques hasta la playa son 5 km más de tuberías de carga aproximadamente y finalmente hay 7 km más de tuberías submarinas.

## Estaciones de bombeo

El SOTE actualmente cuenta con seis estaciones de bombeo, detalladas a continuación:

Estación	Ubicación (km)	Altitud (msnm)	Potencia (HP)
Lago Agrio	0,00	297	17.500
Lumbaqui	66,57	859	17.500
El Salado	111,72	1.289	12.950
Baeza	164,08	2.002	20.300
Papallacta	189,29	3.009	20.300
Quinindé	420,25	97	12.600
		Total (HP)	101.150

Las estaciones ubicadas en el Oriente (Lago Agrio, Lumbaqui, El Salado, Baeza y Papallacta) tienen siete unidades de bombeo en paralelo, mientras que la estación de Quinindé tiene 3 unidades de bombeo en serie.

Además, las estaciones cuentan con sala de control, tanques de almacenamiento de combustible, sistemas de generación eléctrica, sistema contra incendios, sistema de comunicaciones y campamento; en Lago Agrio se dispone de bodega, taller de mantenimiento, laboratorio de lubricantes y bombas booster.

La estación de Lumbaqui es la encargada de coordinar con la estación Lago Agrio la inyección en el kilómetro 51 de la producción de 8.500 BPDO de 31.5 ° API de la compañía TECPEC.

## Estaciones reductoras de presión

El SOTE cuenta con cuatro estaciones reductoras de presión en el declive occidental de la cordillera. Las válvulas reductoras de presión operadas automáticamente a través de un sistema hidráulico, ubicadas en cada una de las estaciones de este tipo, protegen a la tubería principal de las sobre presiones.

Estación	Ubicación (km)	Altitud (msnm)
San Juan	261,68	3.497
Chiriboga	273,62	1.998
La Palma	295,96	1.613
Santo Domingo	329,87	566



Las estaciones reductoras de presión cuentan con sala de control, sistema de generación eléctrica, sistema contra incendios, sistema de comunicaciones y válvulas reductoras de presión.



### *Terminal Marítimo de Balao*

Estación No. 11, terminación del SOTE, es la responsable de recibir el crudo del Oriente, almacenarlo, coordinar la operación de recepción de crudo de la Refinería Estatal de Esmeraldas y de embarcar el crudo Oriente para su exportación.

## Oleoducto trasandino (OTA)



El 5 de marzo de 1987 ocurrió un terremoto que destruyó la estación de bombeo de El Salado y la línea del SOTE en el sector del Reventador. En tal emergencia, se construye el oleoducto Lago Agrio-San Miguel (frontera con Colombia) con una longitud de 26,5 km. en el lado ecuatoriano y que fue inaugurado el 8 de mayo de 1987 y el oleoducto San Miguel-Orito en el lado colombiano con una longitud de 57 km, lo que permitió el transporte de crudo Oriente por el Oleoducto Trasandino (OTA), que va desde Orito hasta el puerto petrolero colombiano en Tumaco, con una longitud de 300 km. aproximadamente.

El oleoducto Lago Agrio - San Miguel tiene una capacidad de 80.000 BPDO de un crudo de 29° API y un diámetro nominal de 12-3/4". En Lago Agrio se dispone de una unidad de bombeo idéntica a las del SOTE (motor ALCO, bomba UCP e incrementador de velocidad Philadelphia) de 2.800 HP para el bombeo por este oleoducto.



Por este oleoducto, la EP Petroecuador transportó crudo liviano que se destina a la Refinería La Libertad. El petróleo se almacena en Tumaco y por cabotaje se lo lleva hasta la península de Santa Elena.

### *Oleoducto de crudos pesados (OCP)*

Debido al incremento de la producción de crudo por parte de las compañías privadas, fue necesario incrementar el volumen de transporte de crudo, por tal motivo se construyó el Oleoducto de Crudos Pesados por parte de las compañías privadas. En el año 2003 entró a operar el OCP.

El OCP cuenta con cuatro estaciones de bombeo: Amazonas, Cayagama, Sardinias y Páramo; además, tiene dos estaciones de reducción de presión: Chiquilpe y Puerto Quito, y un terminal marítimo.

El terminal y estación de bombeo Amazonas con cuatro tanques de 300.000 barriles de capacidad cada uno y cinco unidades de bombeo; las tres estaciones intermedias de bombeo tienen las siguientes características:

Estación	Altura (msnm)	Unidades de bombeo	Cap. de transporte BL/D
Cayagama	1.028	5	410.000
Sardinias	1.806	6	450.000
Páramo	2.862	6	450.000

El terminal marítimo ubicado en Balao cuenta con cinco tanques de 750.000 bls. de capacidad cada uno, sistema de carga de buques petroleros (250.000 y 130.000 Ton.), oleoducto de alta presión desde la estación Amazonas hasta el terminal marítimo, de 488.5 km. de longitud, Sistema de Control de Datos (SCADA), sistema de detección de fugas (LDS: Leak Detection System), sistema de comunicaciones (satelital y fibra óptica y sensores de movimiento de suelos).



## Volumen de crudo transportado 2012

Durante el año 2012 se transportó un volumen de crudo de 177.4 millones de barriles, de los cuales el SOTE transportó 129.0 millones de barriles de un crudo de 24,5° API en promedio, es decir, el 72,7% del total transportado; mientras que el OCP transportó 48.4 millones de barriles de un crudo de 19,4° API, siendo el 27,3% del total transportado.

Es necesario indicar que el SOTE cumplió con su meta: transportar la totalidad del crudo recibido por las diferentes compañías usuarias, más el crudo de la EP Petroecuador y el de participación del Estado; cabe mencionar que el crudo es bombeado de acuerdo a los requerimientos de refinerías y para abastecer la asignación de embarques de exportación.

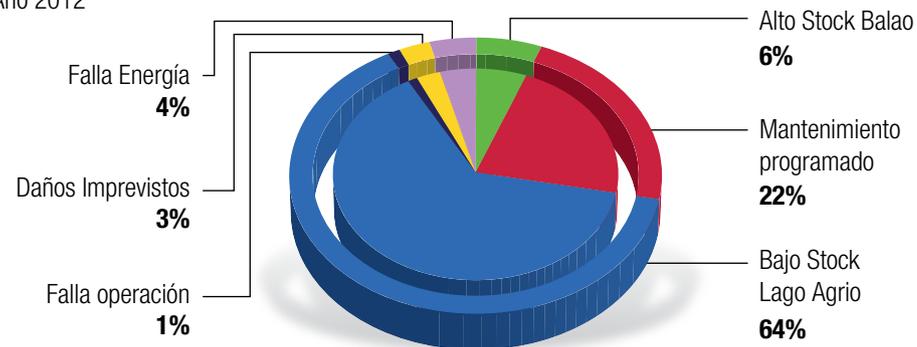
El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) no ha sufrido daños graves o roturas en la línea, durante 2012. Las paralizaciones de bombeo en el período de análisis han sido de 224 horas y 9 minutos, como se detalla a continuación:

**CUADRO 6. PARADAS DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO**  
Año 2012

Detalle	Horas	Minutos	Total horas
Bajo stock Lago Agrio	142	17	142,28
Mantenimiento programado	50	11	50,18
Alto stock Balao	13	30	13,50
Falla energía	9	53	9,88
Daños imprevistos	6	39	6,65
Falla de operación	1	39	1,65
<b>TOTAL</b>	<b>221</b>	<b>189</b>	<b>224.14</b>

### PARADAS DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO

Año 2012



Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**CRUDO BOMBEO POR LOS OLEODUCTOS  
TRANSECUATORIANO Y DE CRUDOS PESADOS**  
Cifras en barriles netos

Año 2012

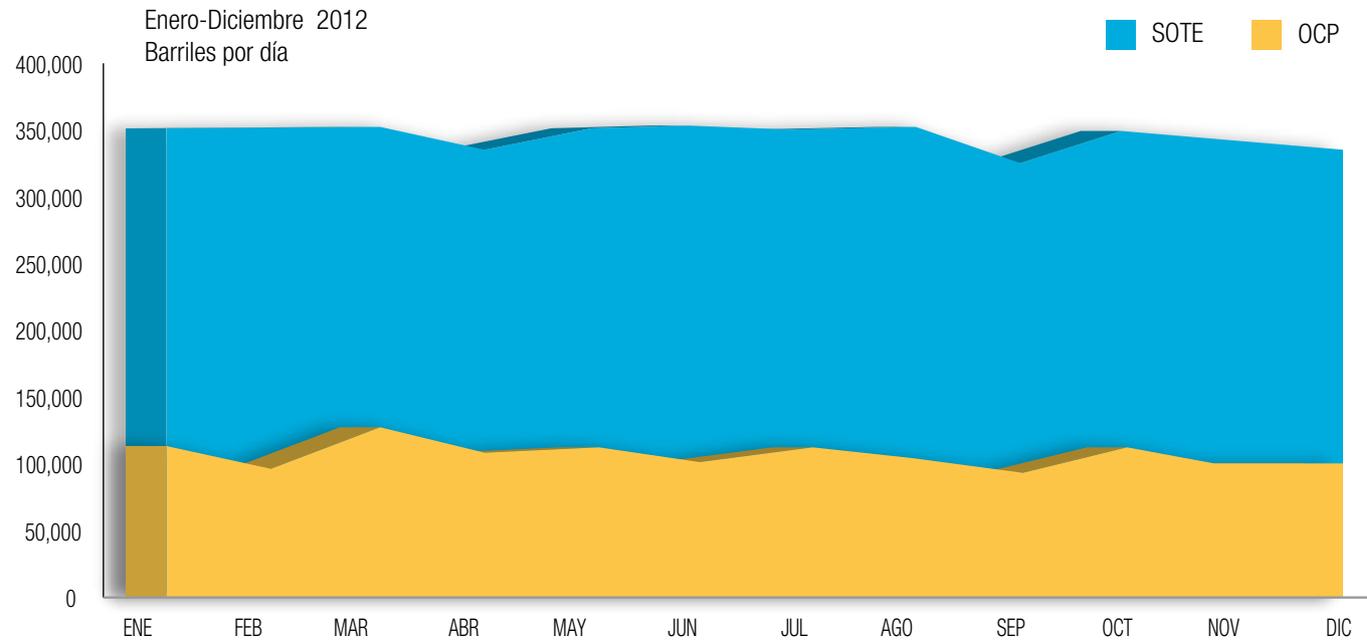
Mes	TRANSECUATORIANO (SOTE) (a)			OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP)			TOTAL = SOTE +OCP			Participación %		
	API° Prom./mes	VOLUMEN	Prom/día	API° Prom./mes	VOLUMEN	Prom/día	VOLUMEN	Prom/día	VOLUMEN	Prom/día	SOTE	OCP
ENERO	24,5	11.181.631	360.698	19,4	4.298.076	138.648	15.479.707	499.345	15.479.707	499.345	72,2	27,8
FEBRERO	24,5	9.782.592	337.331	19,5	3.874.924	133.618	13.657.516	470.949	13.657.516	470.949	71,6	28,4
MARZO	24,5	10.736.523	346.339	19,3	4.150.765	133.896	14.887.287	480.235	14.887.287	480.235	72,1	27,9
ABRIL	24,5	10.347.412	344.914	19,2	3.896.607	129.887	14.244.019	474.801	14.244.019	474.801	72,6	27,4
MAYO	24,5	10.885.647	351.150	19,1	4.108.185	132.522	14.993.832	483.672	14.993.832	483.672	72,6	27,4
JUNIO	24,5	10.668.276	355.609	19,1	3.885.846	129.528	14.554.122	485.137	14.554.122	485.137	73,3	26,7
JULIO	24,5	11.159.968	359.999	19,3	4.015.267	129.525	15.175.236	489.524	15.175.236	489.524	73,5	26,5
AGOSTO	24,6	11.282.926	363.965	19,4	4.011.823	129.414	15.294.749	493.379	15.294.749	493.379	73,8	26,2
SEPTIEMBRE	24,5	10.506.828	350.228	19,5	4.039.484	134.649	14.546.311	484.877	14.546.311	484.877	72,2	27,8
OCTUBRE	24,4	10.785.312	347.913	19,6	4.137.754	133.476	14.923.066	481.389	14.923.066	481.389	72,3	27,7
NOVIEMBRE	24,5	10.378.003	345.933	19,4	4.010.118	133.671	14.388.121	479.604	14.388.121	479.604	72,1	27,9
DICIEMBRE	24,6	11.300.925	364.546	19,5	3.950.460	131.682	15.251.386	508.380	15.251.386	508.380	74,1	25,9
<b>TOTAL</b>	<b>24,5</b>	<b>129.016.043</b>	<b>352.503</b>	<b>19,4</b>	<b>48.379.309</b>	<b>132.184</b>	<b>177.395.352</b>	<b>484.687</b>	<b>177.395.352</b>	<b>484.687</b>	<b>72,7</b>	<b>27,3</b>
Ene - Dic/2011	24,4	125.986.854	345.169	19,2	48.065.566	131.686	174.052.420	476.856	174.052.420	476.856	72,4	27,6
Var.% 12/11		2,4	2,1		0,7	0,4	1,9	1,6	1,9	1,6	0,5	

Nota: a) El SOTE bombea tres tipos de crudo: para exportación de 24,0 °API, bacheo para Ref. Esmeraldas 25,5 °API y para Ref. La Libertad de 28,2 °API

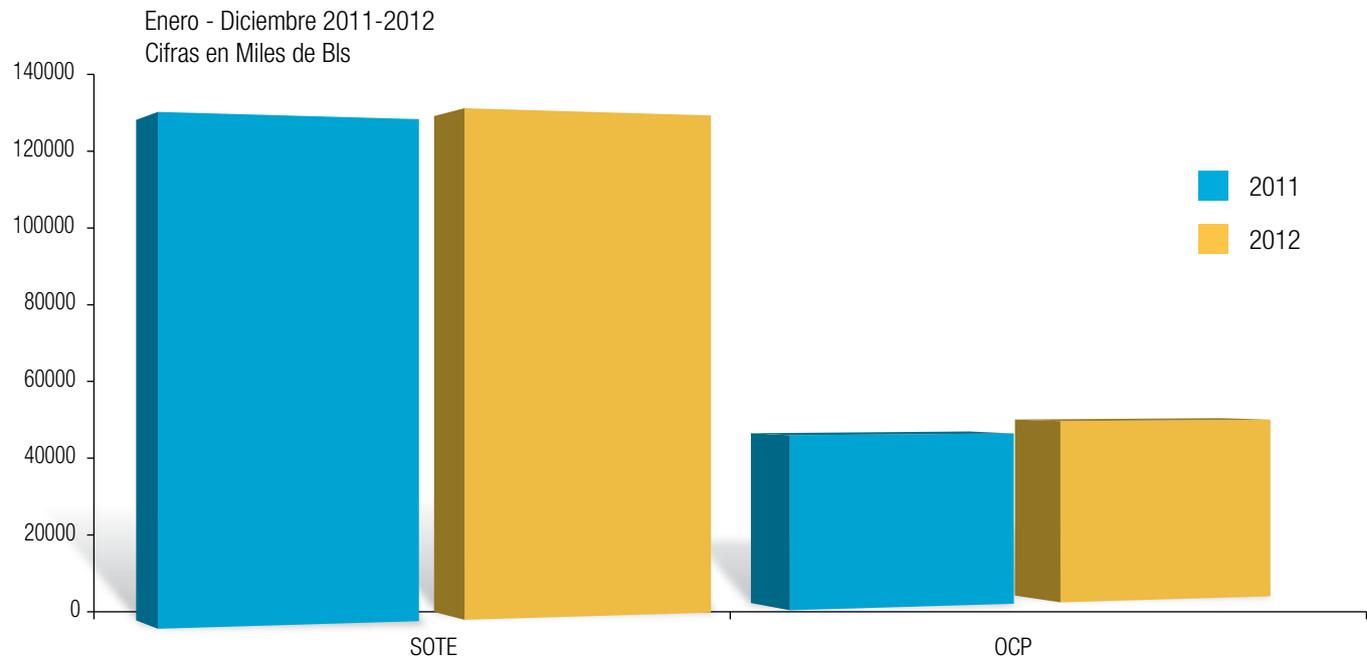
Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR - Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, PETROECUADOR

### TRANSPORTE DE CRUDO SOTE



### TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

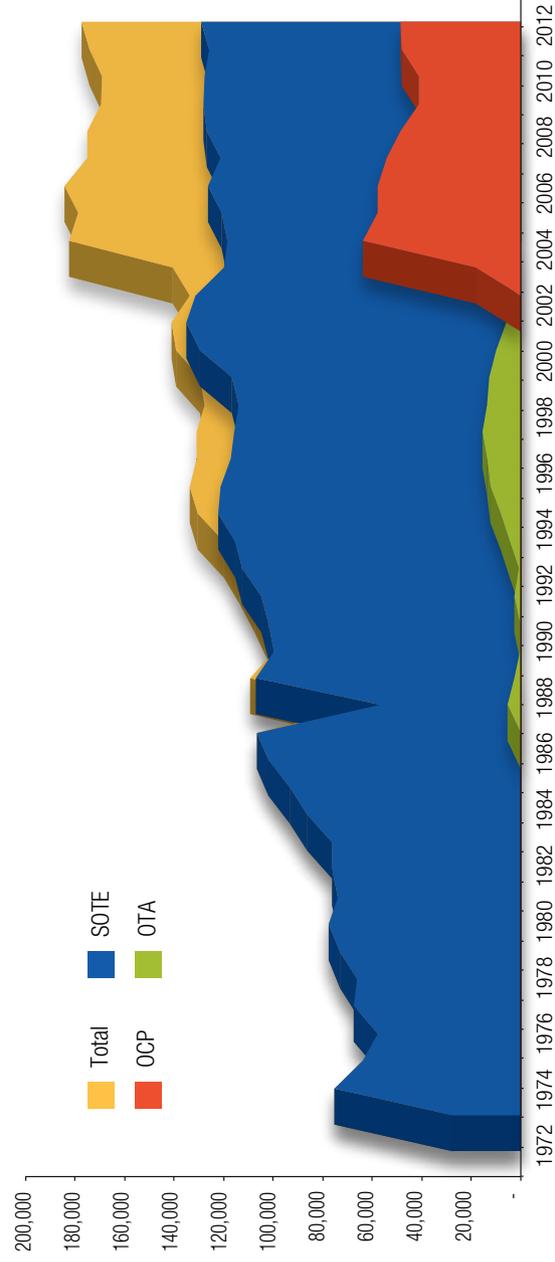


Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

Cifras en miles de barriles

Año	SOTE	OTA	OCP	TOTAL
1972	27.408	-	-	27.408
1973	75.152	-	-	75.152
1974	63.695	-	-	63.695
1975	57.957	-	-	57.957
1976	67.373	-	-	67.373
1977	65.909	-	-	65.909
1978	72.994	-	-	72.994
1979	77.518	-	-	77.518
1980	74.014	-	-	74.014
1981	76.228	-	-	76.228
1982	76.379	-	-	76.379
1983	86.171	-	-	86.171
1984	93.161	-	-	93.161
1985	101.688	-	-	101.688
1986	106.277	-	-	106.277
1987	56.941	5.502	-	62.443
1988	106.926	2.408	-	109.334
1989	99.682	109	-	99.791
1990	102.045	158	-	102.203
1991	104.726	2.587	-	107.313
1992	112.332	874	-	113.206
1993	115.165	4.577	-	119.742
1994	122.274	8.175	-	130.449
1995	121.284	12.347	-	133.631
1996	116.960	13.735	-	130.695
1997	115.536	15.397	-	130.933
1998	113.845	13.660	-	127.505
1999	116.800	12.555	-	129.355
2000	129.529	9.747	-	139.276
2001	134.868	6.062	-	140.930
2002	131.376	2.260	-	133.636
2003	119.987	2.489	18.190	140.666
2004	118.436	-	63.959	182.395
2005	120.916	-	57.730	178.646
2006	126.159	-	57.879	184.038
2007	121.119	-	53.901	175.020
2008	126.542	-	48.513	175.055
2009	128.297	-	41.116	169.413
2010	127.658	-	41.423	169.080
2011	125.987	-	48.066	174.052
2012	129.016	-	48.379	177.395



Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROEQUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROEQUADOR

**CONSUMO DE CRUDO EN ESTACIONES DE BOMBEO DEL OLEODUCTO TRANSECUATORIANO**

Año 2012

Cifras en Barriles

Meses	LAGO AGRIO	LUMBAQUI	SALADO	BAEZA	PAPALLACTA	QUININDE	TOTAL
Enero	11.108	11.504	8.823	13.508	13.406	5.238	63.587
Febrero	9.557	10.146	7.902	12.398	11.700	4.541	56.244
Marzo	10.549	10.914	8.486	13.308	12.886	4.461	60.604
Abril	10.618	10.481	8.716	12.670	12.485	4.521	59.491
Mayo	11.071	11.192	9.193	13.612	13.816	5.467	64.351
Junio	9.653	9.912	7.709	12.468	12.324	4.063	56.129
Julio	11.499	11.054	9.248	14.399	13.774	4.910	64.884
Agosto	11.636	11.401	9.318	13.761	13.596	4.437	64.149
Septiembre	10.695	10.931	8.922	13.144	12.655	4.642	60.989
Octubre	10.472	10.467	8.559	13.238	13.083	5.139	60.958
Noviembre	9.917	10.561	8.450	12.687	12.493	4.447	58.555
Diciembre	11.641	11.389	9.175	13.244	13.138	4.921	63.509
<b>TOTAL</b>	<b>128.416</b>	<b>129.951</b>	<b>104.501</b>	<b>158.437</b>	<b>155.356</b>	<b>56.787</b>	<b>733.448</b>
Ene - Dic /2011	121.163	120.233	98.900	151.080	152.435	55.874	699.686
Var % 12/11	6,0%	8,1%	5,7%	4,9%	1,9%	1,6%	4,8%

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, PETROECUADOR



CONSUMO DE CRUDO EN ESTACIONES DE BOMBEO DEL OLEODUCTO TRANSECUTORIANO Cifras en Barriles							
AÑOS	LAGO AGRIO	LUMBAQUI	SALADO	BAEZA	PAPALLACTA	QUININDE	TOTAL
1981	63.411	60.362	46.564	73.683	68.319	-	312.339
1982	62.992	64.185	45.200	71.785	68.241	-	312.403
1983	68.938	68.270	48.989	82.715	78.719	-	347.631
1984	70.244	78.548	54.327	87.849	79.861	-	370.829
1985	81.875	85.074	62.045	96.951	96.840	-	422.785
1986	91.682	89.066	68.058	104.817	105.901	-	459.524
1987	51.920	46.495	37.172	56.248	58.456	-	250.291
1988	88.071	90.603	68.919	109.340	106.095	-	463.028
1989	76.473	82.570	61.392	97.188	94.254	-	411.877
1990	83.747	84.927	64.336	103.555	94.519	-	431.084
1991	81.244	84.400	65.082	107.646	98.028	-	436.400
1992	94.805	96.574	75.928	115.571	111.940	-	494.818
1993	116.524	102.815	82.531	120.982	114.202	-	537.054
1994	119.847	111.471	82.231	130.668	125.812	-	570.029
1995	125.905	110.868	82.228	128.429	128.784	-	576.214
1996	131.234	110.876	81.831	127.893	126.957	-	578.791
1997	133.529	114.822	83.393	126.794	123.898	-	582.436
1998	116.919	107.893	72.229	121.616	119.689	-	538.346
1999	119.950	106.384	79.843	123.734	118.578	-	548.489
2000	130.344	113.884	94.188	144.381	144.822	35.043	662.662
2001	136.810	120.797	99.570	156.885	153.861	65.396	733.319
2002	127.084	118.450	98.700	153.791	151.154	62.905	712.084
2003	124.955	104.367	85.760	138.757	137.038	55.685	646.562
2004	100.654	100.379	80.072	135.504	132.165	49.091	597.865
2005	106.436	103.396	83.094	139.225	137.479	49.566	619.196
2006	115.631	114.079	93.493	147.721	146.371	56.918	674.213
2007	108.626	109.959	86.169	146.124	142.804	42.296	635.979
2008	122.547	116.087	92.520	155.430	151.399	57.127	695.111
2009	129.707	121.612	95.286	154.229	154.563	57.366	712.764
2010	124.489	119.672	95.175	150.699	156.362	57.862	704.258
2011	121.163	120.233	98.900	151.080	152.435	55.874	699.686
2012	128.416	129.951	104.501	158.437	155.356	56.787	733.448
<b>TOTAL</b>	<b>2.621.224</b>	<b>2.471.555</b>	<b>1.897.175</b>	<b>3.003.728</b>	<b>2.921.983</b>	<b>374.604</b>	<b>11.398.995</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>100.816</b>	<b>95.060</b>	<b>72.968</b>	<b>115.528</b>	<b>112.384</b>	<b>53.515</b>	<b>495.608</b>

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## 4. Refinación de crudo

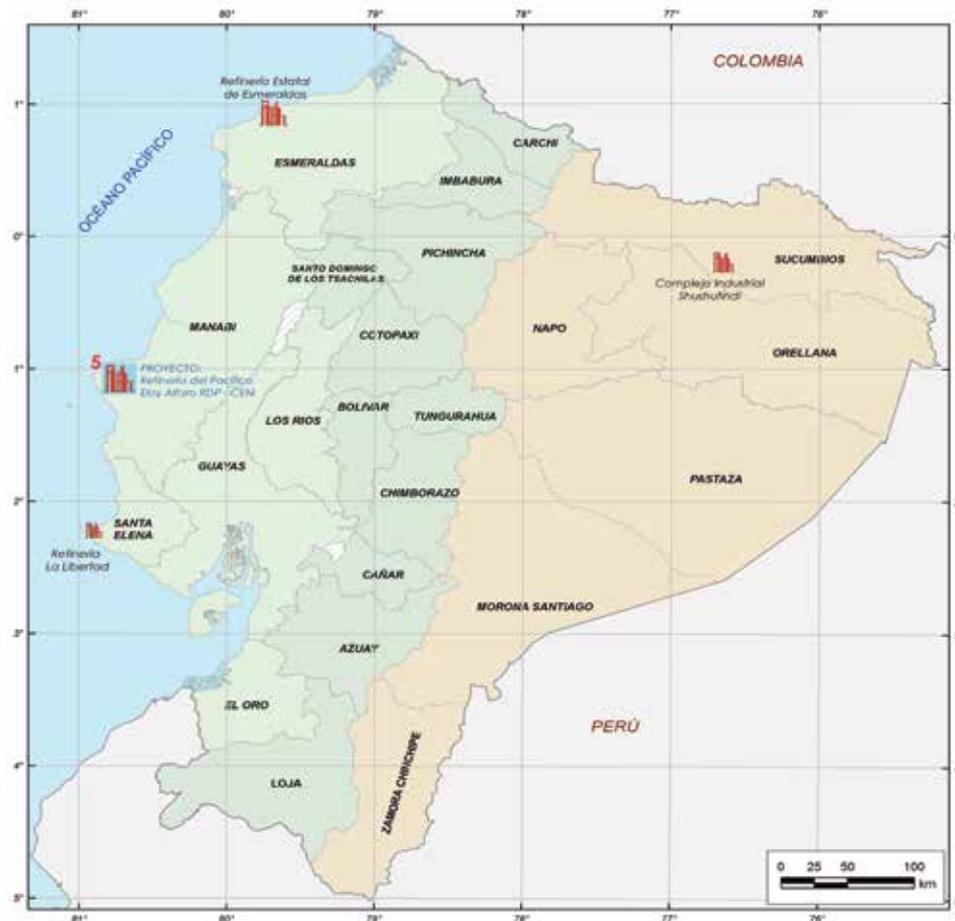
- Cargas de crudo en Refinerías
- Producción Nacional de Derivados
- Producción de Derivados en Refinerías y Terminales





## Refinación de crudo

En 1929 se decidió la construcción de la primera refinería nacional para dejar de importar derivados, especialmente gasolina, que se ubicaría en la península de Santa Elena; en 1940, por iniciativa de Anglo se instaló dos plantas con una producción inicial de 7.000 barriles diarios, cubriendo el 65% de la demanda nacional de derivados



Actualmente en el país existen los siguientes complejos industriales:

### *Refinería Estatal Esmeraldas (REE)*

La Refinería Estatal de Esmeraldas, está situada en la provincia de Esmeraldas en el sector noroccidental del país a 3.8 km. de distancia del Océano Pacífico y 7 Km de la ciudad de Esmeraldas, en la vía hacia Atacames a 300 mts. en línea recta del Río Teaone y 3 Km del Río Esmeraldas.

Fue diseñada y construida entre 1975 y 1977, iniciando su operación totalmente por técnicos ecuatorianos en mayo de 1977; con una capacidad de procesamiento de 55.600 BPD y ampliando su capacidad a 90.000 BPD en el año 1987.

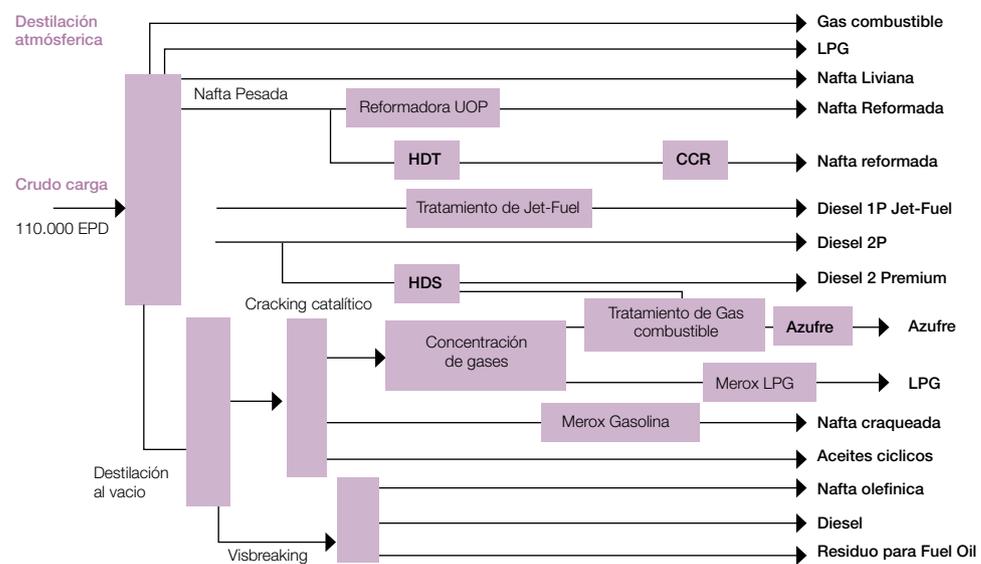
Luego de 20 años en 1997 amplió sus instalaciones para procesar 110.000 BL/D, adaptándose para procesar crudos más pesados e incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

Capacidad de carga	B/D
Crudo	110.00
Unidad	Capacidad Nominal B/D
Crudo 1	55.000
Crudo 2	55.000
Vacio 1	29.400
Vacio 2	15.900
Visbreaking 1	15.750
Visbreaking 2	15.750
FCC	18.00
HYD/PLATF	2.780
HDT	13.000
CCR	10.000
HDS	24.500
Merox Jet Fuel	15.000
Merox Gasolina	11.000
Merox LPG	5.524
Planta de Azufre V. (Ton/D)	13
Planta de Azufre N. (Ton/D)	50

Comenzó a refinar el crudo Oriente con lo cual se pudo abastecer a todo el país, no solo con los combustibles básicos sino también con JP1 (aviación comercial), JP4 (aviación militar), Solvente #1, Rubber Solvent (solvente de caucho) y Mineral Turpentine (solvente de pintura).



### ESQUEMA DE PROCESO DE REFINACIÓN



## Refinería La Libertad (RLL)

Capacidad de carga	B/D
Crudo	46.000
Unidad	Capacidad Nominal B/D
Parsons	26.000
Universal	10.000
Cautivo	10.000
Estabiliz.	8.000

Está situada en la provincia del Guayas, cantón La Libertad. En 1967 la compañía Anglo declara que los yacimientos de la península de Santa Elena están casi agotados, por lo tanto su operación no es rentable y desde esa fecha se dedicará a la refinación, mediante la importación de mezclas de crudos y al monopolio en la distribución de gasolina de 64 y 80 octanos.

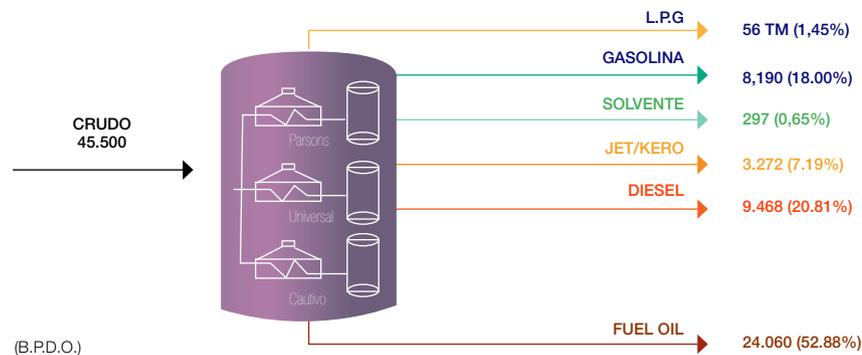
Con el crecimiento del país, la demanda de combustibles aumentó, razón por la cual en 1968 se incorporó a la refinería la planta Parsons, con capacidad para refinar de 20.000 barriles diarios, creando nuevos productos como solventes para la industria química, aceite agrícola y combustible de aviación.

En noviembre de 1989 se revirtió al Estado ecuatoriano la infraestructura de la Refinería Anglo Ecuadorian Oilfields Ltda., y en agosto de 1990, las instalaciones de la Refinería Repetrol (ex Gulf), al concluir los contratos de operación de estas compañías. Estas plantas industriales conforman la Refinería La Libertad, cuya capacidad de procesamiento actual es de 46.000 BL/D.

Al constituirse PETROECUADOR con sus filiales en 1989, se creó la filial Petroindustrial para producir derivados y abastecer la demanda interna de combustibles. El 30 de noviembre del mismo año, se conformó Petropenínsula, la que asumió la operación y administración de las refinerías Anglo (1989) y ex Repetrol (1990 hoy Cautivo), las cuales se integraron bajo una misma estructura administrativa y operativa denominada Refinería La Libertad.



### ESQUEMA DE PROCESOS DE REFINACIÓN



### Complejo Industrial Shushufindi (CIS)

Capacidad de carga	B/D
Crudo	20.000
Unidad	Capacidad Nominal B/D
P. de Gas (TM/D)	500
Amazonas 1	10.000
Amazonas 2	10.000

Complejo Industrial Shushufindi está ubicado en la provincia de Sucumbíos, en la región oriental del país; está formado por: Refinería Amazonas y Planta de Gas de Shushufindi.

La Refinería Amazonas arrancó en 1987 con una capacidad de 10.000 BL/D, en 1995 duplicó su capacidad a 20.000 BL/D.

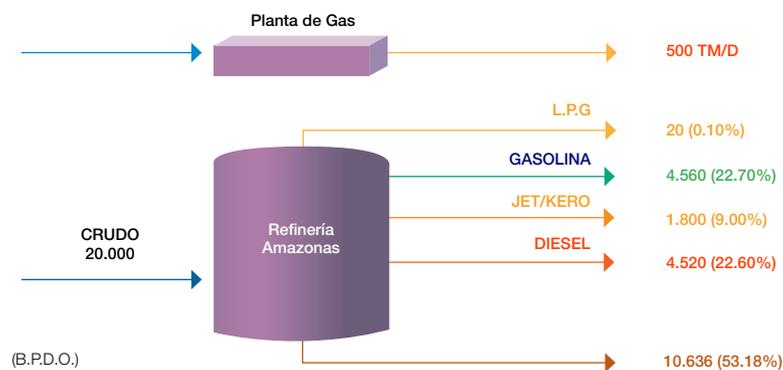
Esta planta cuenta con dos unidades de destilación atmosféricas, de 10.000 BL/D de capacidad cada una; se obtienen productos como gasolina Extra, Diésel 1 y 2, Jet Fuel y Residuo, este último es devuelto a Petroproducción para ser mezclado con crudo. En 1995 amplió su capacidad de procesamiento a 20.000 BL/D.



La Planta de Gas de Shushufindi se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y producir Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gasolina natural. Su máxima carga es de 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado, tiene capacidad para producir hasta 500 Tm/día de GLP y 2.800 BL/D de gasolina.

Inicia sus operaciones en 1981 para procesar el gas asociado que se quemaba en las teas de los campos de producción de petróleo. Posteriormente se han realizado instalaciones complementarias para captar el gas natural de los campos petroleros y transportarlo conjuntamente con los licuables para su procesamiento en esta Planta de Gas.

#### ESQUEMA DE PROCESOS DE REFINACIÓN





## Actividades de refinación 2012

La Gerencia de Refinación es la encargada de transformar los hidrocarburos mediante procesos de refinación para producir derivados que satisfagan la demanda interna del país, preservando el ambiente con estándares de calidad, cantidad, seguridad y oportunidad.

### *Cargas de crudo a refinerías*

Durante el período enero - diciembre del año 2012, el volumen de crudo procesado en las tres refinerías fue de 55.6 millones de barriles con una variación del 2,42% menor con respecto a 2011; este decremento se debió a los paros programados y emergentes de las diferentes unidades de las refinerías, los mismos que se detalla a continuación:

### *Paros Refinería Esmeraldas*

Unidad	Días
CRUDO 1	35
CRUDO 2	10
VACÍO 1	36
VACÍO 2	12
VISBREAKING 1	34
VISBREAKING 2	115
FCC	20
CCR	40
HDT	40
HDS	52
UNIDAD S	124
NHT	366
ISOMERIZADORA	366

Los paros en REE ocurrieron por los siguientes inconvenientes: **Crudo 1.-** mantenimiento del horno C-H1 y del intercambiador C-E1, reparación de tubos rotos del C-E11 B/C, reparación intercambiadores C-E1 y C-E9, corrección de fuga en línea de domo C-V1, rotura de tubo # 6 del horno C-H1. **Crudo 2.-** revisión de intercambiador C- E20 por contaminación de Jet Fuel, arreglo de intercambiador C-E20. **Vacío 1.-** falta de carga por salida de crudo 1, reparación aeroenfriadores C-E11 B/C, reparación de bombas V-P1 A/B. **Vacío 2.-** cambio de válvulas mariposa en la entrada y salida de TV1-E4 A/B/C, salida de operación Crudo 2.





**Visbreaking 1.-** falta de carga por salida de Crudo 1, cambio de válvula en intercambiador TV-E8, bajo stock en tanques de carga. **Visbreaking 2.-** problemas en bombas TV1-P2 A/B, rotura del intercambiador TV-E1, desestabilización alto nivel en TV1-V2 y TV1-V6, daño en la bomba TV1-P2B, bajo stock en tanque Y-T8007/8.

### *Paros Refinería La Libertad*

Crudo 2	Días
PARSONS	16
UNIVERSAL	24
CAUTIVO	19

En esta refinería los paros de plantas sucedieron por las siguientes dificultades: **Parsons.-** rotura de intercambiador PE2, ensuciamiento de platos internos del fraccionador, falla en línea de 15.000 voltios, y cambio de manifold principal de calderas.

**Universal.-** paro programado para Mantenimiento del horno TH2, intercambiadores, condensadores, enfriadores aéreos, bombas, torre fraccionadora CV1, despojadores CV2 y CV4, desaladora CV10, acumulador CV3. Cambio de válvulas, trampas de vapor y líneas en mal estado.

**Cautivo.-** paro programado para limpieza, lavado, inspección, pruebas hidrostáticas, y cierre de intercambiadores y enfriadores C1E9/10A/10B/2A/2B/ 6A/6B/7C/7B/5A/5B/4A/B/C/19/20/21; limpieza, lavado, inspección y cierre de equipos C1V21, C1V22, C1V23, C1V1, C1V2 y C1V3; aerofriadores C1E100 y C1E200 montaje de nueva estructura, motor y ventilación; mantenimiento y calibración de 13 válvulas de seguridad; mantenimiento general de bombas C1P11A, C1P9A, C1P13B, C1P4A/B; mantenimiento general, cambio de elementos y sellado de las 3 torres de enfriadores, lavado de piscinas; apertura, limpieza, lavado, inspección y cierre de equipos C1V5/C1V6 y C1V10.

### *Paros Refinería Shushufindi*

Unidad	Días
PLANTA DE GAS	12
CRUDO 1	3
CRUDO 2	7

En esta refinería existieron los siguientes paros programados: **Planta de Gas.-** por cambio del tamiz molecular, revisión de Intercambiadores e instrumentación y en las unidades Crudo 1, Crudo 2, y Planta de Gas para la actualización del Sistema de Control Distribuido (DCS).

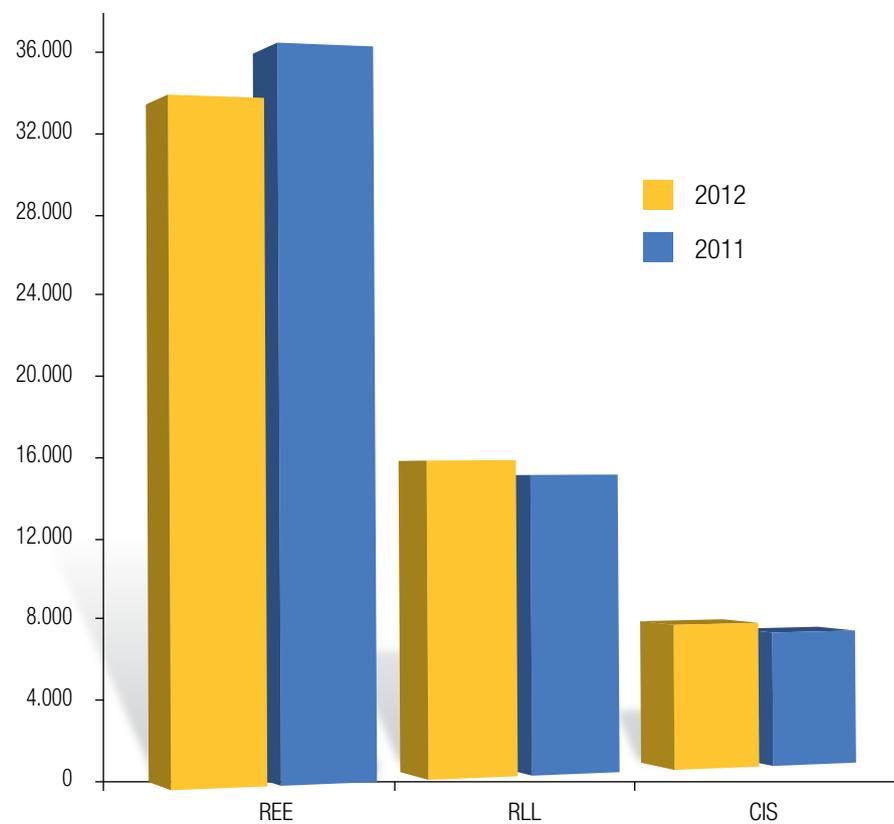
Cabe indicar que en las tres refinerías se tuvieron inconvenientes por cortes de energía eléctrica tanto internos como externos.

**CUADRO 7. CARGAS DE CRUDO POR REFINERÍA**

Cifras en miles barriles  
Año 2012

Refinerías	2012	2011	Var %12/11
Esmeraldas	32.935	35.713	-7,78
La Libertad	15.482	14.691	5,38
Shushufindi	7.165	6.555	9,30
Total cargas	55.582	56.959	-2,42

Cifras en miles de barriles

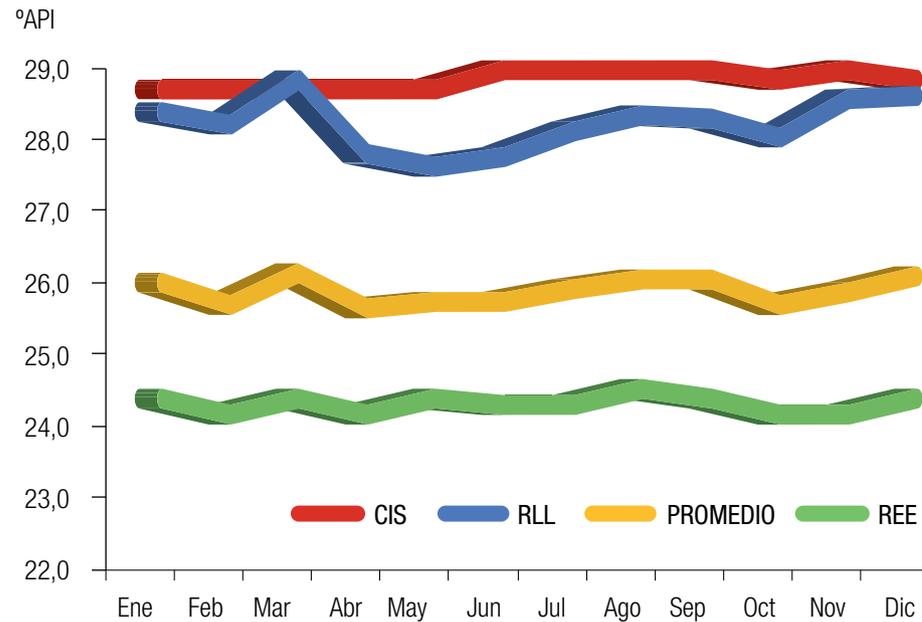


Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



En el gráfico se observa la variación del grado API del crudo recibido en cada una de las refinerías, así como un promedio de las tres.

**GRÁFICO 1. API° PROMEDIO DEL CRUDO PROCESADO EN REFINERÍAS**  
Año 2012



Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



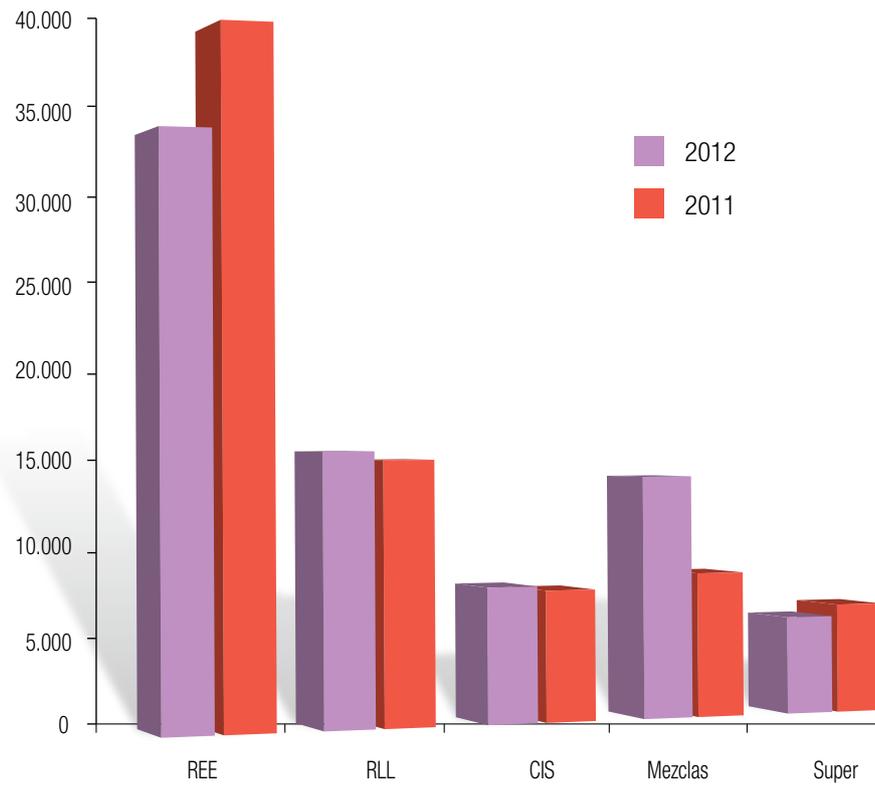
### *Producción nacional de derivados*

La producción total de derivados en el 2012, para el mercado interno, incluye la producción de derivados terminados de la Gerencia de Refinación; las mezclas de gasolina Extra, Extra con Etanol y Pesca Artesanal que realiza la Gerencia de Transporte y Almacenamiento, y la disponibilidad de gasolina Súper a nivel nacional; esta producción fue de 71.6 millones de barriles, con una variación mayor del 1,3% en comparación con el año 2011. Este incremento se obtuvo por la optimización de la capacidad operativa de las plantas y unidades de las refinerías.

### CUADRO 8. PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

Cifras en miles de barriles  
Año 2012

Detalle	2012	2011	Var. %12/11
Ref. Esmeraldas	32.006	37.835	-15,41
Ref. La Libertad	14.165	13.509	4,88
C.I. Shushufindi	7.007	6.512	7,60
Mezclas en terminales	12.833	7.333	75,00
Disponibilidad de G. Super	5.554	5.456	1,79
<b>TOTAL</b>	<b>71.565</b>	<b>70.645</b>	<b>1,30</b>



Fuente: Gerencia de Refinación, Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**CRUDO RECIBIDO EN REFINERÍAS Y CONSUMO EN OLEODUCTO (a)**

Cifras en barriles netos  
Año 2012

Mes	REFINERÍA ESMERALDAS	REFINERÍA LIBERTAD	REFINERÍA AMAZONAS	REFINERÍA LAGO AGRIO	CONSUMO ESTACIONES SOTE	TOTAL CONSUMO INTERNO
Enero	2.518.578	1.156.071	595.635	30.030	63.587	4.363.901
Febrero	2.774.070	1.182.275	565.015	17.445	56.244	4.595.049
Marzo	2.938.788	1.414.315	614.681	2.346	60.604	5.030.733
Abril	2.754.874	1.370.947	600.259	26.611	59.491	4.812.181
Mayo	2.863.600	1.357.060	602.950	32.204	64.351	4.920.164
Junio	2.780.637	1.378.025	590.381	30.241	56.129	4.835.413
Julio	2.444.396	952.036	615.882	30.543	64.884	4.107.740
Agosto	2.800.600	1.334.540	549.569	25.945	64.149	4.774.803
Septiembre	2.572.539	1.381.433	583.940	30.944	60.989	4.629.845
Octubre	2.922.139	1.170.803	603.178	31.346	60.958	4.788.424
Noviembre	2.877.148	1.244.758	602.139	31.462	58.555	4.814.062
Diciembre	2.587.634	1.411.841	617.876	25.534	63.509	4.706.393
<b>Total</b>	<b>32.835.003</b>	<b>15.354.104</b>	<b>7.141.504</b>	<b>314.649</b>	<b>733.448</b>	<b>56.378.708</b>
Ene - Dic/2011	35.559.491	14.632.512	6.528.565	351.684	699.686	57.771.938
Var % 12/11	-7,7	4,9	9,4	-10,5	4,8	-2,4

Notas:

- a) A partir del año 2012 se registra el crudo recibido en refinerías; en los años anteriores se registraba el crudo procesado es decir la carga menos slop
- b) La Refinería Lago Agrio para desde del 17 de febrero hasta el 5 de abril del 2012, debido a la instalación de los dos calderos nuevos y el mantenimiento anual.

Fuente: Gerencia de Refinación-EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



PRODUCCIÓN DE CRUDO REDUCIDO Y GASOLINA NATURAL							
Año 2012							
Cifras en barriles							
Mes	PRODUCCIÓN DE CRUDO REDUCIDO	CRUDO REDUCIDO A LLENADERAS	CRUDO REDUCIDO INYECTADO AL SOTE	PRODUCCIÓN DE GASOLINA NATURAL	GASOLINA NATURAL INYECTADA AL SOTE	GASOLINA NATURAL A TINKS - REF. AMAZONAS	
ENERO	302.451	103.579	204.731	34.493	-	34.446	
FEBRERO	288.160	94.530	185.258	22.038	-	23.313	
MARZO	315.333	96.353	224.031	28.431	-	20.973	
ABRIL	292.598	79.134	212.015	32.005	19.085	15.654	
MAYO	297.018	92.019	208.011	33.663	27.293	5.452	
JUNIO	298.189	93.631	216.967	37.026	-	38.392	
JULIO	310.605	114.110	187.209	32.966	-	-	
AGOSTO	282.567	112.430	164.739	30.242	-	32.210	
SEPTIEMBRE	298.276	121.900	184.577	35.651	-	32.227	
OCTUBRE	309.298	98.270	200.107	33.424	-	32.212	
NOVIEMBRE	302.423	121.022	192.440	32.432	8.003	24.807	
DICIEMBRE	316.044	130.235	181.497	29.785	4.074	25.830	
<b>TOTAL</b>	<b>3.612.962</b>	<b>1.257.213</b>	<b>2.361.582</b>	<b>382.158</b>	<b>58.455</b>	<b>285.517</b>	
Ene - Dic / 2011	3.414.225	1.315.310	2.098.725	376.152	-	380.390	
Var % 12 / 11	5,82	-4,42	12,52	1,60		-24,94	

Fuente: Reportes Unidad de Programación, Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS**  
Año 2012  
Cifras en barriles

Meses	Refinería Esmeraldas					Refinería La Libertad					Refinería Amazonas					TOTAL			Refinería Lago Agrio (c)	Planta Gas Shushufindi (b)	Gas Asociado MM.PC. (d)
	°API	Crudo	Otros (a)	Total	Capacidad Operativa	°API	Crudo	Otros (a)	Total	Capacidad Operativa	°API	Crudo	Otros (a)	Total	Capacidad Operativa	°API	Barriles	Capacidad Operativa	Crudo	Gas Asociado MM.PC. (d)	
ENERO	24,80	2.584.386	17.957	2.602.343	83.947	28,02	1.282.390	3.326	1.285.716	41.475	28,30	590.763	1.604	592.367	19.109	26,09	4.480.426	144.530	26.808	440	
FEBRERO	24,60	2.826.741	20.763	2.847.505	98.190	27,88	1.275.396	4.546	1.279.942	44.136	28,30	565.061	1.342	566.403	19.531	25,83	4.693.850	161.857	14.908	301	
MARZO	24,80	2.784.845	14.292	2.799.137	90.295	27,78	1.344.784	3.641	1.348.425	43.498	28,30	614.607	1.280	615.887	19.867	26,02	4.763.449	153.660	-	326	
ABRIL	24,60	2.840.952	15.648	2.856.600	95.220	27,57	1.341.103	3.637	1.344.740	44.825	28,30	598.143	1.438	599.580	19.986	25,81	4.800.920	160.031	23.284	357	
MAYO	24,80	2.848.224	10.742	2.858.966	92.225	27,42	1.208.483	3.086	1.211.569	39.083	28,30	613.719	2.061	615.779	19.864	25,88	4.686.314	151.171	28.390	374	
JUNIO	24,70	2.800.742	13.332	2.814.074	93.802	27,51	1.313.681	12.164	1.325.845	44.195	28,50	587.444	769	588.213	19.607	25,89	4.728.132	157.604	26.647	378	
JULIO	24,70	2.417.160	18.065	2.435.224	78.556	27,81	1.181.152	2.962	1.184.114	38.197	28,50	615.475	999	616.473	19.886	26,02	4.235.812	136.639	26.918	393	
AGOSTO	24,90	2.785.736	17.637	2.803.373	90.431	27,99	1.382.124	7.160	1.389.284	44.816	28,50	544.456	2.844	547.300	17.655	26,13	4.739.956	152.902	23.030	363	
SEPTIEMBRE	24,75	2.536.962	15.859	2.552.821	85.094	27,97	1.332.925	4.141	1.337.066	44.569	28,50	587.922	3.735	591.657	19.722	26,12	4.481.543	149.385	27.156	373	
OCTUBRE	24,60	2.811.046	13.628	2.824.673	91.118	27,74	1.247.943	5.277	1.253.120	40.423	28,40	607.674	2.266	609.941	19.676	25,86	4.687.734	151.217	27.908	363	
NOVIEMBRE	24,60	2.948.519	8.446	2.956.965	98.565	28,18	1.262.959	2.749	1.265.708	42.190	28,50	589.729	1.473	601.202	20.040	25,98	4.823.875	160.796	27.674	369	
NOVIEMBRE	24,80	2.571.701	12.319	2.584.020	83.355	28,20	1.252.777	3.509	1.256.286	40.525	28,40	618.264	2.007	620.270	20.009	26,19	4.460.576	143.890	22.988	385	
<b>T O T A L</b>	<b>24,72</b>	<b>32.757.012</b>	<b>178.688</b>	<b>32.935.701</b>	<b>89.988</b>	<b>27,84</b>	<b>15.425.617</b>	<b>56.198</b>	<b>15.481.815</b>	<b>42.300</b>	<b>28,40</b>	<b>7.143.256</b>	<b>21.816</b>	<b>7.165.072</b>	<b>19.577</b>	<b>25,98</b>	<b>55.582.588</b>	<b>151.865</b>	<b>275.711</b>	<b>4.421</b>	
Ene - Dic/ 2011	24,60	35.559.491	154.032	35.713.522	97.845	28,03	14.632.512	58.993	14.691.505	40.251	28,26	6.528.566	26.084	6.554.650	17.958	25,84	56.959.677	156.054	351.684	3.885	
Variación % 12/11		-7,88	16,01	-7,78	-8,03		5,42	-4,74	5,38	5,09		9,42	-16,36	9,31		-2,42	-2,68	-21,60	13,80		

Notas:

- a) Incluye slop
- b) La Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufindi conforman el Complejo Industrial Shushufindi
- c) Su producción se destina a autoconsumo.
- d) Millones de pies cúbicos
- e) La Refinería Lago Agrio para desde del 17 de febrero hasta el 5 de abril del 2012, debido a la instalación de dos calderos nuevos y el mantenimiento anual.

Fuente: Gerencia de Refinación, Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS ( a )**  
Cifras en barriles

PRODUCTOS	Año 2012												Var. % 12/11		
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE		Enero-Diciembre 2012	2011
TOTAL GASOLINAS (Super+Extra+Extra con Etanol)	2.078.786	1.775.301	1.683.293	1.972.076	2.164.869	1.926.774	2.162.506	1.941.162	2.084.275	1.967.225	1.934.019	2.069.399	23.759.686	21.148.442	12,3%
Super	568.382	445.799	483.273	489.349	516.207	426.799	484.221	482.782	389.072	357.087	440.995	469.865	5.553.829	5.455.976	1,8%
Extra	1.422.312	1.248.133	1.111.186	1.397.043	1.556.119	1.411.752	1.588.223	1.367.652	1.609.710	1.519.924	1.404.026	1.499.811	17.132.892	14.792.616	15,8%
Extra con Etanol (ECOPAÍS)	88.092	81.370	88.835	85.684	92.542	88.223	93.062	90.728	85.493	90.214	88.999	99.723	1.072.964	899.850	19,2%
Diesel 1	18.891	20.248	26.316	18.057	21.499	20.861	4.154	13.775	11.079	19.145	11.511	8.921	194.458	224.061	-13,2%
Diesel 2	351.803	407.243	469.513	539.235	432.985	467.209	563.202	447.476	432.434	593.946	450.115	438.766	5.593.925	11.102.712	-49,6%
Diesel Premium	578.308	530.649	459.120	490.020	664.017	470.723	293.511	641.265	649.444	411.079	568.880	669.765	6.426.781	1.605.710	300,2%
Fuel Oil #4	709.466	698.786	741.344	757.629	697.702	743.628	767.792	759.263	729.241	862.685	827.616	752.791	9.047.943	9.850.186	-8,1%
Fuel Oil #6 Termoesmeraldas REE	341.027	280.138	313.845	-	309.200	134.242	336.478	288.508	390.331	360.311	429.054	807.837	3.991.572	2.977.384	34,1%
Fuel Oil #6 exportación	748.911	853.489	804.794	1.210.978	891.102	956.089	524.885	644.049	558.014	462.326	414.237	169.357	8.238.231	10.571.062	-22,1%
Residuo (Crudo Reducido) CIS	302.451	288.160	315.333	292.598	297.018	298.189	310.605	282.567	298.276	309.298	302.423	316.044	3.612.962	3.414.225	5,8%
Jet Fuel	238.671	320.346	255.388	249.093	205.575	199.829	230.701	228.577	184.462	197.120	245.617	207.651	2.763.228	2.760.344	0,1%
GLP	241.014	211.735	213.233	195.389	249.776	220.714	224.421	201.453	236.940	208.571	230.651	240.155	2.673.952	2.530.378	5,7%
Spray Oil	32.152	29.121	32.344	29.546	15.751	28.355	19.078	22.940	11.522	7.749	13.514	19.074	261.147	241.967	7,9%
Solventes (Rub. S. IM.T)	10.209	20.492	19.324	12.362	9.825	11.485	10.865	13.713	11.568	12.986	10.356	10.193	153.388	127.106	20,7%
Asfaltos AP3-RC250	124.768	153.713	147.683	156.450	184.118	206.261	191.396	228.874	283.110	267.945	245.866	209.777	2.399.961	2.248.762	6,7%
Absorver Oil	-	-	115	-	-	-	516	-	-	-	-	511	1.142	1.206	-5,3%
Nafta Excedente	-	-	205.988	112.768	244.534	121.181	256.867	88.625	170.358	137.080	-	294.312	1.631.713	799.310	105,7%
Nafta Pesca Artesanal	62.649	69.184	78.868	65.433	69.369	71.920	66.235	69.680	67.836	66.788	65.310	62.533	815.806	754.024	8,2%
Nafta Sector Eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	293.930	-
<b>TOTAL PRODUCTOS (c)</b>	<b>5.839.107</b>	<b>5.638.603</b>	<b>5.766.504</b>	<b>6.101.635</b>	<b>6.457.339</b>	<b>5.877.460</b>	<b>5.963.212</b>	<b>5.871.925</b>	<b>6.119.399</b>	<b>5.904.266</b>	<b>5.749.369</b>	<b>6.277.086</b>	<b>71.565.893</b>	<b>70.644.807</b>	<b>1,3%</b>
<b>AZUFRE KILOS</b>	<b>396.170</b>	<b>392.120</b>	<b>254.860</b>	<b>189.730</b>	<b>223.980</b>	<b>309.640</b>	<b>91.200</b>	<b>208.660</b>	<b>60.500</b>	<b>55.910</b>	<b>243.210</b>	<b>361.900</b>	<b>2.787.880</b>	<b>3.666.470</b>	<b>-24,0%</b>

**Notas:**

- a) No se consideran los consumos internos
- b) No incluye la producción de la Refinería Lago Agrio, operada por Gerencia de Exploración y Producción, que se destina para el consumo interno.
- c) A partir del año 2012 se registra la oferta nacional de G. Super, sumando la zona norte, mezcla y despacho directo terminal Pascuales, y RLL.
- d) Incluye las mezclas de: gasolina extra, gasolina super, gasolina con etanol y pesca artesanal que se realiza en terminales.
- e) Consta el remanente de la producción de nafta, del cual una parte se destina a la exportación y otra parte al sector eléctrico; la nafta sector eléctrico en años anteriores estaba incluida en la nafta excedente.
- f) Incluye un volumen de 1.737.725 bis Cutter Stock importado y diesel semielaborado empleado como diluyente y P501.200 bis de Residuo para la mezcla de Fuel Oil # 6
- g) Producción de Residuo, que mediante envío a llenadoras se abastece al sector eléctrico e industrial, y la diferencia se reinyecta al SOTE como Crudo Reducido, para exportación
- h) Derivado que se obtiene de la mezcla de nafta base y lubricante, la obtención de este combustible se lo realiza en la Cáscara de La Libertad y en Esmeraldas
- i) Desde el año 2011 se incluye nafta base de REE y RLL destinada al sector eléctrico, la misma que en años anteriores constaba como Nafta de 90

**Fuente:** Gerencia de Refinación, Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos  
**Elaboración:** Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR

**PRODUCCION NACIONAL DE DERIVADOS (a)**  
Cifras en Barriles a 60° F

AÑOS	PRODUCTOS												TOTAL								
	GASOLINAS (b)						NAFTA							TOTAL							
	GLP (j)	SUPER (l)	EQ3-EQ8S (m)	EXTRA (e)	EXTRA ETANOL (n)	REGULAR	NAFTA COMANTE (i)	ASOR- VER OL (g)	DESEL 1 (c)	DESEL 2	DESEL PREMIUM	FUEL OL # 4 (f)			FUEL OL # 6 Immerso (f) (v)	FUEL OL # 6 Exposición Mezcla (k)	SPRAY OL	ASALTOS	SUENTES	NAFTA BASE SECTOR TERMINAL (NAFTA 90) (h)	PESCAR- TERMINAL (i)
1972	50.406	-	-	2.301.964	-	1.270.084	3.572.048	-	417.110	2.294.680	-	2.877.665	-	796.915	159.326	-	11.401	-	-	-	10.119.551
1973	49.992	-	-	2.790.065	-	1.273.307	4.063.392	-	399.509	2.606.171	-	3.013.320	-	911.384	169.587	-	16.433	-	-	-	11.229.788
1974	63.187	-	-	3.544.225	-	1.254.189	4.798.414	-	594.646	2.689.195	-	3.067.124	-	916.421	186.452	-	15.186	-	-	-	12.882.625
1975	52.768	-	-	4.280.476	-	1.368.466	5.648.942	-	1.429.006	3.046.854	-	3.410.800	-	480.839	127.254	-	15.530	-	-	-	14.191.993
1976	40.087	-	-	4.833.450	-	1.212.867	6.046.317	-	1.914.283	2.787.051	-	3.604.874	-	453.977	131.626	-	19.940	-	-	-	14.988.155
1977	227.933	-	-	5.297.134	-	811.032	6.108.166	-	2.448.406	3.127.157	-	6.432.511	-	433.257	97.910	-	30.959	-	-	-	19.114.309
1978	715.836	-	-	6.605.543	-	646.817	7.952.360	-	2.659.737	4.440.249	-	12.824.587	-	933.061	63.663	-	39.663	-	-	-	29.344.316
1979	809.951	-	-	7.448.353	-	670.853	8.119.206	-	2.230.315	4.998.051	-	13.844.319	-	1.095.567	70.180	-	41.313	-	-	-	31.496.193
1980	842.527	-	-	7.665.538	-	586.489	8.397.740	-	2.272.216	5.929.236	-	14.977.163	-	1.071.907	79.302	-	49.428	-	-	-	33.924.500
1981	665.538	-	-	6.834.779	-	529.057	7.759.413	-	2.206.726	4.957.737	-	14.614.275	-	1.094.762	62.279	-	305.684	-	-	-	31.715.054
1982	755.625	-	-	7.016.221	-	704.509	8.279.799	-	2.531.729	5.151.680	-	14.491.226	-	1.051.808	65.224	-	343.595	-	-	-	32.726.735
1983	642.246	-	-	5.413.746	-	526.317	6.236.785	-	2.063.069	4.201.004	-	12.355.472	-	876.154	117.679	-	265.011	-	-	-	74.806
1984	1.102.577	-	-	7.025.557	-	539.694	7.923.998	-	2.294.277	5.273.481	-	13.798.981	-	1.029.772	94.991	-	68.296	-	-	-	30.849.871
1985	1.293.206	-	-	6.830.246	-	476.056	9.004.104	-	2.181.922	5.400.209	-	12.422.780	-	1.104.446	73.756	-	68.021	-	-	-	182.588
1986	1.633.170	-	-	7.940.093	-	458.407	9.004.104	-	2.231.997	6.040.641	-	13.497.672	-	1.229.291	89.782	-	68.463	-	-	-	242.689
1987	825.797	-	-	6.551.652	-	95.075	7.153.776	-	1.581.776	5.916.026	-	11.526.990	-	297.798	1.246.794	-	69.563	-	-	-	96.414
1988	1.548.546	-	-	10.309.329	-	32.836	11.027.753	-	1.386.739	8.609.686	-	15.011.583	-	1.271.650	1.303.620	-	921.169	-	-	-	185.826
1989	1.386.074	-	-	9.608.276	-	42.315	10.432.163	-	1.171.937	7.693.693	-	13.763.175	-	1.278.109	1.254.849	-	68.821	-	-	-	141.936
1990	1.740.550	-	-	10.292.012	-	36.964	10.914.727	-	1.385.635	9.103.722	-	16.119.322	-	1.548.088	1.348.670	-	77.522	-	-	-	250.134
1991	2.197.761	-	-	10.696.251	-	27.975	11.244.474	-	1.024.782	10.229.191	-	16.498.151	-	1.434.792	1.402.917	-	97.784	-	-	-	327.969
1992	2.546.354	-	-	10.954.197	-	25.031	11.526.389	-	695.219	10.458.846	-	15.838.555	-	1.426.226	1.501.883	-	88.869	-	-	-	285.268
1993	2.966.381	-	-	10.439.655	-	5.371	10.957.713	-	646.334	10.986.080	-	15.632.046	-	1.481.959	1.466.362	-	98.613	-	-	-	462.479
1994 (d)	2.951.410	-	-	10.006.032	-	11.045.512	-	-	552.637	11.090.399	-	18.121.103	-	1.597.838	1.355.113	-	100.123	-	-	-	409.064
1995	2.405.743	-	-	8.426.356	-	10.492.810	-	-	594.036	10.363.746	-	8.845.004	-	1.602.083	1.616.611	-	97.250	-	-	-	346.538
1996	2.950.489	-	-	8.083.129	-	10.851.577	-	-	1.702	12.137.558	-	10.929.044	-	1.802.083	1.814.434	-	98.311	-	-	-	481.759
1997	2.309.688	-	-	7.752.680	-	10.901.274	-	-	639.872	8.879.083	-	10.557.338	-	1.959.908	1.76.022	-	104.656	-	-	-	57.082.870
1998	2.453.172	-	-	9.135.012	-	11.383.893	-	-	890.383	9.950.384	-	10.044.773	-	3.026.825	2.027.051	-	126.185	-	-	-	629.366
1999	2.014.455	-	-	9.669.927	-	11.526.389	-	-	731.273	7.001.090	-	9.876.939	-	2.489.344	700.232	-	77.820	-	-	-	53.277.573
2000	2.817.665	-	-	10.827.987	-	13.363.950	-	-	574.365	10.433.558	-	10.766.691	-	2.484.372	809.828	-	35.265	-	-	-	629.366
2001	2.408.594	-	-	10.837.158	-	12.236.674	-	-	596.655	12.911.060	-	11.898.357	-	2.467.367	1.771.467	-	77.663	-	-	-	53.277.573
2002	2.060.016	-	-	10.163.265	-	12.887.180	-	-	536.432	11.978.511	-	10.933.260	-	1.737.970	1.086.604	-	60.997	-	-	-	61.482.368
2003	2.229.989	-	-	10.027.961	-	13.090.362	-	-	515.940	10.961.170	-	10.811.957	-	1.876.822	49.219	-	1.199.899	-	-	-	59.276.950
2004	2.184.076	-	-	10.312.056	-	13.074.687	-	-	549.147	11.868.037	-	11.267.071	-	2.620.108	2.209.198	-	85.908	-	-	-	58.187.057
2005	2.119.665	-	-	10.628.413	-	13.729.762	-	-	462.426	12.458.755	-	11.850.989	-	2.461.215	101.887	-	1.989.858	-	-	-	55.316.219
2006	1.401.129	-	-	11.354.963	-	14.673.033	-	-	275.023	12.055.866	-	9.809.794	-	3.243.031	142.357	-	54.988	-	-	-	59.224.090
2007	1.401.129	-	-	12.628.842	-	16.545.542	-	-	259.400	11.178.824	-	8.468.988	-	3.303.276	2.827.110	-	108.727	-	-	-	458.050
2008	2.073.152	-	-	13.307.426	-	17.286.534	-	-	276.752	11.187.985	-	8.862.133	-	2.671.542	1.024.912	-	84.846	-	-	-	387.887
2009	2.159.248	-	-	14.263.677	-	18.635.836	-	-	256.905	11.179.744	-	9.174.014	-	2.723.516	184.973	-	990.069	-	-	-	458.050
2010 (e)	1.991.441	-	-	12.029.720	-	17.892.686	-	-	240.427	7.962.104	-	8.906.539	-	2.696.272	229.007	-	125.569	-	-	-	382.823
2011	2.530.378	-	-	14.792.616	-	19.448.442	-	-	224.061	11.102.712	-	9.850.186	-	2.760.344	241.967	-	114.414	-	-	-	403.232
2012 (f)	2.673.952	-	-	17.132.892	-	23.759.686	-	-	194.458	5.595.925	-	6.426.781	-	2.763.228	261.147	-	2.399.861	-	-	-	681.725.887

**Notas:** a) Se refiere a la producción en planta de los derivados terminados, considerando transferencias internas y los productos intermedios importados para mezclas en refineries. No se consideran los consumos internos.

b) A partir de 1982 se registran las diferentes clases de gasolinas que producen las Refinerías. A finales de 1995 se deja de producir gasolina regular, y desde abril 96 se deja de producir gasolina Eco.

c) Hasta el año de 1986, este producto se lo conocía como Kerex.

d) A partir de 1994 ya no se registra la producción de gasolina Extra en las Refinerías de Lago Agrio que se utiliza en el consumo interno y donaciones.

e) A partir de mayo 98 se inicia la producción adicional de gasolina Extra en los terminales de Pascuales y El Bateño para lo que se utiliza parte de la producción de gasolina Super.

f) Se registra la producción de Nafta de bajo octano.

g) En 1999 se inicia la producción de Nafta de Pesca Artesanal y Nafta 90 destinada al sector eléctrico. La nafta del sector eléctrico proviene de RLL Y REE.

h) De la producción de las Refinerías se registra Fuel Oil # 4 y se reemplaza la producción de la Ref. Esmeraldas del Fuel Oil # 6 por Residuo a partir de año 2000. A partir del mes de agosto 2006 se prepara Fuel Oil pesado.

i) A partir de mayo del 2000 se produce residuo que reemplaza al Fuel Oil # 6. Este derivado se mezcla con diluyente (Cutter Stock) para su exportación, como Combustible Mezcla en el año 2006.

j) Producción de Residuo de Refinería Amazonas la misma que se reyecta al SOTE como chudo reducido y se exporta como chudo.

k) Desde el año 2001 el SOTE dispone de gasolina super para el mercado interno y para años anteriores se registra la producción de gasolina Esmeraldas.

l) Producción de Gasolina Natural de la Ref. Pascuales para mezcla para el despacho de gasolina Super.

m) Producción de Gasolina Natural de la Ref. Pascuales para mezcla para el despacho de gasolina Super.

n) A partir del año 2010 se registra el volumen de gasolina super producida más nafta de alto octano importada utilizada como gasolina super.

o) A partir del año 2012 se registra la oferta nacional de Gasolina Super, sumando la zona norte, mezcla y despacho diecero terminal Pascuales y RLL.

Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**PRODUCCIÓN DE DERIVADOS - REFINERÍA ESMERALDAS (a)**

Año 2012  
Cifras en barriles

Mes	GASOLINAS		NAFTA EXCEDENTE (c)	NAFTA SECTOR ELÉCTRICO (c)	DIESEL 2	DIESEL PREMIUM (e)	FUEL OIL # 4	FUEL OIL PESADO # 6 (TERMO-ESMERALDAS)	FUEL OIL # 6 DE EXPORTACIÓN (d)	JET A-1	GLP	ASFALTOS (AP3, RC250)	NAFTA BASE PARA PESCA ARTESANAL	NAFTA TRAT. + REFOR. A TERMINALES (f)	TOTAL (Excl. Azufre)	AZUFRE KILOS
	SÚPER PROPIA + NAFTA SÚPER (b)	EXTRA														
ENERO	479.727	577.826	1.057.553	-	3.424	578.308	-	341.027	748.911	148.248	154.671	124.768	25.368	-	3.182.499	396.170
FEBRERO	345.290	417.878	763.168	-	61.445	530.649	285	260.138	853.489	232.954	153.210	153.713	32.109	-	3.041.159	392.120
MARZO	642.990	148.653	791.643	205.988	109.636	459.120	1.859	313.845	804.794	166.154	151.892	147.683	40.184	116.878	3.192.799	254.860
ABRIL	675.000	222.543	897.543	112.768	177.985	490.020	-	-	1.210.978	167.342	118.701	156.450	28.765	83.669	3.360.553	189.730
MAYO	780.501	187.742	968.243	244.534	98.393	664.017	-	309.200	891.102	130.439	166.296	184.118	29.185	127.923	3.885.497	223.980
JUNIO	458.492	167.427	625.919	121.181	100.166	470.723	-	134.242	956.089	149.312	131.568	206.261	33.520	172.367	2.928.981	309.640
JULIO	333.299	440.139	773.438	256.867	207.847	293.511	104.767	336.478	524.885	159.197	138.526	191.396	27.833	41.877	3.014.745	91.200
AGOSTO	480.361	373.739	854.100	88.625	69.703	641.265	-	288.508	644.049	167.145	129.811	228.874	30.525	74.305	3.142.604	208.660
SEPTIEMBRE	618.899	350.884	969.783	170.358	34.630	649.444	-	390.931	558.014	115.399	146.376	283.110	34.320	104.531	3.352.365	60.500
OCTUBRE	718.409	353.414	1.071.823	137.080	197.695	411.079	170.195	380.311	462.326	147.872	130.939	267.945	27.598	188.078	3.404.864	55.910
NOVIEMBRE	686.193	191.501	877.695	-	64.849	568.880	140.399	429.054	414.237	185.081	151.830	245.866	29.309	245.159	3.107.199	243.210
DICIEMBRE	596.461	204.647	801.109	294.312	61.309	669.765	67.081	807.837	169.357	140.244	158.837	209.777	29.270	-	3.408.897	361.900
<b>TOTAL</b>	<b>6.815.622</b>	<b>3.636.394</b>	<b>10.452.016</b>	<b>1.631.713</b>	<b>1.187.082</b>	<b>6.426.781</b>	<b>484.585</b>	<b>3.991.572</b>	<b>8.238.231</b>	<b>1.909.388</b>	<b>1.732.628</b>	<b>2.399.961</b>	<b>368.207</b>	<b>1.154.806</b>	<b>38.822.163</b>	<b>2.787.880</b>
Ene - Dic /2011	5.455.976	6.648.189	12.104.164	793.310	7.024.132	1.605.710	1.864.370	2.977.384	10.571.062	1.810.571	1.641.191	2.248.762	356.318	-	43.290.904	3.666.470
Var: % 12/11	24,9	-45,3	-13,6	105,7	-83,1	300,2	-74,0	34,1	-22,1	5,5	5,6	6,7	3,3	-	-10,3	-24,0

**Notas:**

- a) No se consideran consumos internos
- b) A partir del año 2012 REE produce gasolina de 92 octanos, de la cual una parte se despacha como gasolina super y otra parte se envía como materia prima al Terminal Beaterio
- c) Consta el remanente de la producción de nafta, del cual una parte se destina a la exportación y otra parte al sector eléctrico; la nafta sector eléctrico en años anteriores estaba incluida en la nafta excedente.
- d) Incluye un volumen de 1.737.725 bis Cutler Stock importado empleado como diluyente y 6.501.200 bis de Residuo para la mezcla de Fuel Oil # 6, además incluye Fuel Oil Base.
- e) No incluye importación de este derivado
- f) A partir del año 2012 REE produce nafta tratada y reformada, las mismas que se envían a terminal Pascuales para la preparación de gasolinas, por lo que no se incluye en el total producción de REE

**Fuente:** Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

**Elaboración:** Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

GASOLINA SUPER DISPONIBLE AL MERCADO INTERNO														
Año 2012														
Cifras en barriles														
MES	NAO PROPIA REE (1)	NAO A SUPER REE (2)	TOTAL SUPER REE (1+2=3)	NAO DE REE A CABECERA	NAO DE REE A LLENADERAS (4)	NAO DE BIUQUE A CABECERA	SUPER STO. DGO. DE REE (a) (5)	BEATERIO RECIBE NAO DE REE (b) (6)	BEATUTIL. NAO DE REE MEZCLA G.E. (7)	OFERTA SUPER ZONA NORTE (4+5+6-7=8)	SUPER PASCUALES MEZ.+DESP. (c) (9)	SUPER RLL (10)	OFERTA NACIONAL SUPER (8+9+10=11)	DEMANDA SUPER
Enero	127.859	351.868	479.727	335.844	23.650	223.778	50.984	463.954	211.168	327.419	240.962	-	568.381,73	474.396
Febrero	142.059	203.231	345.290	463.970	26.432	-	35.166	377.994	215.590	224.001	221.798	-	445.798,50	456.344
Marzo	248.738	394.252	642.990	533.485	13.147	-	36.353	532.812	336.824	245.488	233.036	4.749	483.272,70	480.814
Abril	189.899	485.101	675.000	591.825	21.134	10.506	36.577	597.411	388.840	266.282	223.067	-	489.348,52	452.728
Mayo	215.503	564.997	780.501	773.987	33.230	-	50.640	669.908	473.339	280.439	230.584	5.185	516.207,47	466.222
Junio	138.322	320.170	458.492	342.642	18.456	308.432	28.054	565.268	410.627	201.152	220.049	5.598	426.799,09	447.167
Julio	-	333.299	333.299	463.653	6.062	183.794	62.200	577.852	382.900	263.214	215.654	5.353	484.220,83	443.335
Agosto	115.988	364.373	480.361	397.232	13.162	185.451	54.583	540.484	349.597	258.631	213.313	10.837	482.781,63	440.062
Septiembre (d)	88.528	530.371	618.899	658.908	7.557	-	-	613.233	428.023	192.767	190.919	5.386	389.071,86	396.934
Octubre	68.299	650.110	718.409	590.337	7.630	-	41.341	539.791	442.427	146.334	204.957	5.796	357.087,47	422.103
Noviembre	157.934	528.259	686.193	659.251	8.247	-	54.239	565.767	397.216	231.037	200.460	9.497	440.994,53	412.187
Diciembre	241.634	354.827	596.461	669.765	9.225	-	39.715	664.417	469.176	244.181	220.195	5.489	469.865,04	453.876
<b>TOTAL</b>	<b>1.734.764</b>	<b>5.080.858</b>	<b>6.815.622</b>	<b>6.480.900</b>	<b>187.931</b>	<b>911.962</b>	<b>489.850</b>	<b>6.708.891</b>	<b>4.505.727</b>	<b>2.880.945</b>	<b>2.614.994</b>	<b>57.890</b>	<b>5.553.829</b>	<b>5.346.169</b>

Notas:  
a) Considera la NAO que se recibe de REE menos lo que se envía a Terminal Beaterio y a Shushufindi  
b) Considera la NAO que recibe de REE menos lo que se envía a Shushufindi  
c) El Terminal Pascuales Mezcla Gasolina Super y despacha NAO importada directamente como Super  
d) En el mes de Septiembre el Terminal Santo domingo envía el total del volumen recibido de REE al terminal El Beaterio

Fuente: Gerencias de Refinación, Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



AÑOS	G.L.P.	GASOLINAS			NAFTA DE EXCEDENTE (EXPORTACION) (f)	NAFTA SECTOR ELECTRICO (NAFTA 90)	DIESEL 1	DIESEL 2	DIESEL PREMIUM (i)	FUEL OIL # 4 (e)	FUEL OIL PESADO # 6 (TERMO-ESMERALDAS) (d)	COMBUSTIBLE MEZCLA (h)	JET FUEL	ASFALTOS	PESCA ARTESANAL (j)	TOTAL
		SUPER (h)	EXTRA (c)	SUB - TOTAL												
		ECO-82/85														
1977	191.885	-	1.205.008	1.205.008	-	481.313	1.150.826	-	1.647.864	-	-	-	161.898	208.010	-	5.046.404
1978	698.818	-	4.758.372	4.758.372	-	1.418.893	2.478.055	-	5.770.667	-	-	-	555.870	415.160	-	16.095.835
1979	787.962	-	5.642.884	5.642.884	-	1.134.395	2.945.249	-	6.683.761	-	-	-	719.276	287.291	-	18.200.818
1980	818.533	145.713	6.328.660	6.474.373	-	1.246.483	3.245.132	-	7.559.274	-	-	-	714.083	304.981	-	20.362.859
1981	644.788	395.577	5.583.222	5.988.799	-	1.077.463	2.870.278	-	7.292.956	-	-	-	783.176	305.684	-	18.933.144
1982	636.099	559.069	5.306.030	5.865.099	-	1.275.696	3.048.312	-	6.932.827	-	-	-	720.927	343.585	-	18.822.545
1983	381.940	296.722	3.397.762	3.694.484	-	764.809	2.082.094	-	4.864.332	-	-	-	638.194	265.011	-	12.690.864
1984	617.601	358.757	4.911.123	5.269.880	-	984.890	3.191.742	-	6.001.206	-	-	-	729.911	419.278	-	17.214.508
1985	702.701	424.759	4.717.336	5.142.095	-	1.002.147	3.128.440	-	4.932.915	-	-	-	726.654	574.470	-	16.209.422
1986	864.282	605.604	5.645.885	6.251.489	-	1.302.118	3.571.886	-	5.765.653	-	-	-	660.778	639.625	-	19.085.831
1987	573.175	507.049	3.651.269	4.158.318	-	828.913	2.852.821	-	4.259.974	-	-	-	680.583	492.797	-	13.846.581
1988	1.015.679	685.588	7.760.337	8.445.925	-	874.633	6.203.066	-	9.449.123	-	-	-	835.634	921.169	-	27.745.229
1989	1.100.197	781.573	7.045.498	7.827.071	-	679.889	5.166.337	-	8.051.962	-	-	-	911.325	473.892	-	24.210.673
1990	874.389	515.751	6.728.405	7.244.156	-	707.607	5.495.376	-	8.555.314	-	-	-	911.941	495.887	-	24.284.670
1991	1.193.057	520.248	7.438.751	7.958.999	-	565.396	6.540.753	-	9.338.006	-	-	-	1.009.107	434.686	-	27.040.004
1992	1.588.768	547.161	7.394.201	7.941.362	-	442.093	6.412.142	-	8.412.537	-	-	-	1.086.566	384.040	-	26.237.508
1993	1.573.314	492.578	20.109	7.260.634	7.773.321	462.279	7.420.927	-	9.370.356	-	-	-	1.147.993	488.041	-	28.236.231
1994 (e)	1.670.598	525.708	513.772	6.662.582	7.702.062	331.123	6.849.512	-	10.064.742	-	-	-	1.061.747	635.784	-	28.315.568
1995	1.152.554	696.448	1.370.006	4.759.010	6.825.464	373.610	5.976.353	-	709.466	-	-	-	1.266.994	616.611	-	27.535.324
1996	1.655.651	851.737	1.916.711	4.410.583	7.179.031	307.831	6.222.899	-	1.187.008	-	-	-	1.471.729	626.530	-	33.286.958
1997	1.091.064	984.715	2.163.869	3.756.453	6.905.037	380.211	3.696.343	-	2.378.335	-	-	-	1.336.408	530.087	-	26.642.737
1998	1.208.663	1.424.016	4.721.911	4.507.217	6.404.144	497.894	4.542.780	-	2.546.139	-	-	-	1.291.436	824.777	-	30.344.466
1999 (g)	870.215	1.714.066	-	4.114.763	5.828.829	435.758	5.586.312	-	2.409.588	-	-	-	1.094.854	974.203	-	26.640.278
2000	1.572.120	3.080.963	-	4.866.444	7.947.407	333.576	5.586.698	-	2.734.818	-	-	-	1.329.543	809.828	-	36.785.819
2001	1.380.407	1.399.516	-	5.219.947	6.619.463	390.154	8.025.322	-	2.780.594	-	-	-	1.189.357	1.064.879	-	34.365.043
2002	1.130.348	2.723.915	-	4.670.244	7.394.159	347.194	7.130.659	-	3.662.750	-	-	-	1.210.271	1.086.604	-	33.914.390
2003	1.396.604	3.062.401	-	4.943.271	8.005.672	311.194	6.443.561	-	3.391.818	-	-	-	8.878.821	1.157.477	-	32.174.887
2004	1.359.420	2.762.631	-	4.880.281	7.842.912	320.953	7.228.587	-	3.303.331	-	-	-	1.592.901	1.158.288	-	35.087.753
2005	1.378.531	3.101.349	-	4.318.830	7.420.179	230.331	7.680.548	-	4.313.385	-	-	-	1.698.052	989.858	-	36.090.832
2006	1.465.278	3.518.070	-	4.655.121	8.173.191	44.565	7.569.211	-	2.017.884	-	-	-	1.784.066	1.024.912	233.596	37.244.888
2007	879.611	3.916.700	-	4.992.639	8.909.339	91.848	6.765.464	-	3.379.684	-	-	-	2.112.297	990.069	237.067	39.046.733
2008	1.421.653	3.979.108	-	4.343.382	8.322.490	170.544	7.015.154	-	633.002	-	-	-	2.007.764	1.414.207	279.199	39.394.738
2009	1.353.011	4.372.158	-	4.763.086	9.135.244	177.219	6.642.978	-	625.628	-	-	-	1.832.294	2.351.698	308.483	39.079.770
2010	1.159.565	5.218.609	-	4.074.000	9.292.609	374.712	4.041.628	-	1.102.209	-	-	-	1.876.683	2.136.248	300.024	34.985.246
2011	1.641.191	5.455.976	-	6.648.189	12.104.164	293.980	7.024.132	-	1.864.370	-	-	-	1.810.571	2.248.762	356.318	43.290.905
2012 (k)	1.732.628	6.815.622	-	3.636.394	10.452.016	-	1.187.082	-	484.585	-	-	-	1.903.388	2.399.961	368.207	38.822.163

## Notas:

a) Se refiere a producción en planta de derivados terminados, considera transferencias internas y productos intermedios importados para mezcla en refinerías. No se consideran consumos internos

b) Se refiere a volumen disponible para el mercado interno (ver cuadro distributivo Gasolina Super)

c) A partir de mayo/98 se inicia parte de la producción de gasolina Extra en Terminales y se utiliza parte de la producción de gasolina Super

d) Hasta el año 1994 se registra solamente como producción Fuel Oil, y desde 1995 se registra Fuel Oil # 4 y # 6 (Combustible Mezcla) por separado. A partir del mes de agosto/06 se prepara Fuel Oil pesado, destinado a termoesmeraldas y termoguayás

e) A partir de 1994, no se considera el consumo interno en refinerías.

f) Se registra a partir de 1995 Nafta de bajo octanaje, el remanente de la producción de Nafta se le destina a la exportación

g) A partir del año 1999 se entrega Nafta Base al sector eléctrico, la misma que en Estadísticos Anuales anteriores se encontraba incluida en la Nafta Excedente de exportación

h) Inicialmente se producía Fuel Oil # 6, posteriormente en el año 2000 por cambio de comercialización externa se produce Residuo; en el año 2006 se cambia la modalidad a Combustible Mezcla que es la mezcla de Cutter Stock que se utiliza como Diluyente y Residuo.

i) En el año 2006 se registra la producción de Combustible para Pesca Artesanal

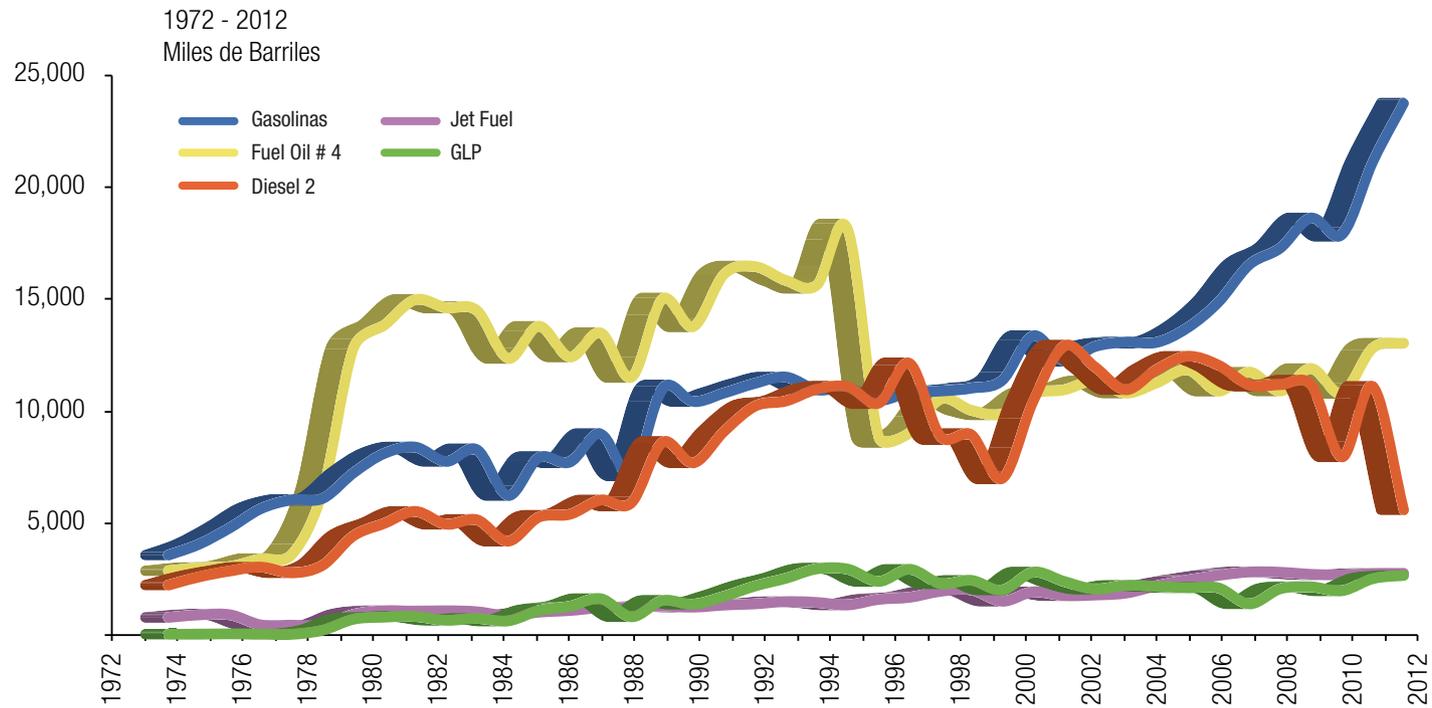
j) No incluye importación de este derivado

k) A partir del año 2012 REE produce gasolina de 92 octanos, de la cual una parte se despacha como gasolina super y otra parte se envía como materia prima al Terminal Beaterio

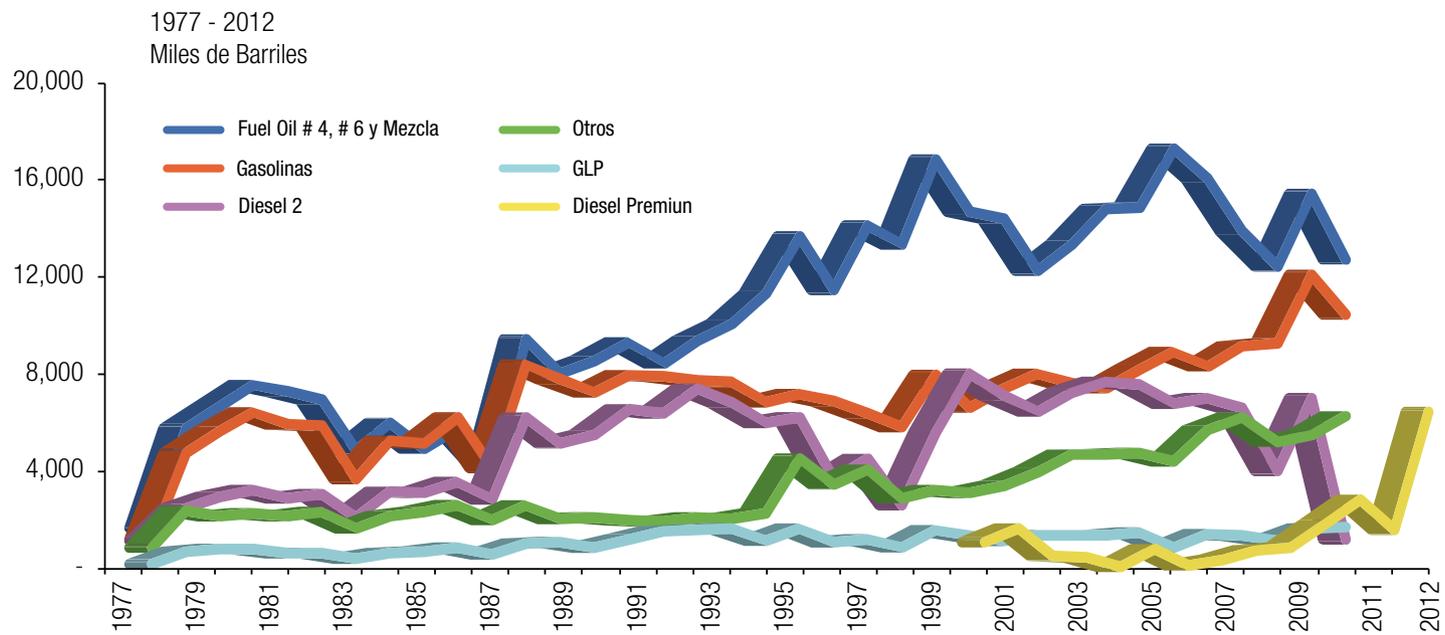
Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS



## PRODUCCIÓN DERIVADOS REFINERÍA ESMERALDAS



Fuente: Gerencia de Refinación, Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROEQUADOR



PRODUCCIÓN DE DERIVADOS - REFINERÍA LA LIBERTAD (a)													
Año 2012													
Cifras en barriles													
Mes	GASOLINA EXTRA	GASOLINA SUPER	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL #4	JET A-1	G L P	SPRAY OIL	SOLVENTES (RUB. S1, M.T)	ABSORVER OIL	NAFTA BASE SECTOR ELECTRICO	NAFTA BASE A TERMINALES	TOTAL (b)
ENERO	191.989	0	18.867	198.087	709.466	70.016	1.285	32.152	10.209	-	-	157.595	1.232.070
FEBRERO	135.305	0	18.420	193.707	698.501	75.479	2.337	29.121	20.492	-	-	179.125	1.173.362
MARZO	128.864	4.749	23.494	201.848	739.486	67.107	1.708	32.344	19.324	115	-	197.961	1.219.039
ABRIL	140.249	0	18.057	189.538	757.629	75.332	2.037	29.546	12.362	-	-	193.421	1.224.751
MAYO	171.602	5.185	19.715	156.756	697.702	75.135	1.542	15.751	9.825	-	-	165.226	1.153.212
JUNIO	147.227	5.598	20.861	195.583	743.628	50.517	2.226	28.355	11.485	-	-	198.556	1.205.479
JULIO	137.606	5.353	4.154	173.662	663.026	71.504	1.624	19.078	10.865	516	-	180.930	1.087.387
AGOSTO	146.112	10.837	11.537	226.773	759.263	61.432	1.622	22.940	13.713	-	-	218.875	1.254.229
SEPTIEMBRE	164.934	5.386	11.079	227.262	729.241	69.063	2.056	11.522	11.568	-	-	206.411	1.232.111
OCTUBRE	114.007	5.796	19.145	220.623	692.491	49.248	1.400	7.749	12.996	-	-	199.903	1.123.454
NOVIEMBRE	162.993	9.497	9.499	214.684	687.217	60.735	1.840	13.514	10.356	-	-	197.469	1.170.334
DICIEMBRE	145.125	5.489	8.921	202.606	685.710	67.407	2.455	19.074	10.193	511	-	205.256	1.147.490
<b>TOTAL</b>	<b>1.786.009</b>	<b>57.890</b>	<b>183.749</b>	<b>2.401.128</b>	<b>8.563.357</b>	<b>792.975</b>	<b>22.131</b>	<b>261.147</b>	<b>153.388</b>	<b>1.142</b>	<b>-</b>	<b>2.300.729</b>	<b>14.222.917</b>
Ene - Dic/2011	1.737.544		205.503	2.437.497	7.985.816	750.878	21.257	241.967	127.106	1.206	-	1.861.756	13.508.775
Var. % 12/11	2,8		-10,6	-1,5	7,2	5,6	4,1	7,9	20,7	-5,3		23,6	5,3

Notas: a) Se refiere a producción en planta de derivados terminados y productos intermedios importados para mezcla en refinería. No se consideran consumos internos  
b) La producción total de Refinería La Libertad no incluye la producción de 2'300.729 bis de Nafta base que se envía al Terminal Pascuales y Libertad para mezclas.

Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINERÍA LA LIBERTAD (a)**  
Cifras en Barriles a 60°F

AÑOS	G.L.P.	GASOLINAS				NAFTA DE TAB. (e)	ABSORBER OIL (e)	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL OIL	JET FUEL # 4	SPRAY OIL	SOLVENTES	NAFTA BASE SECTOR ELÉCTRICO (NAFTA 90)	PESCA ARTESANAL	TOTAL
		SUPER	EXTRA	REGULAR	SUBTOTAL											
1972	50.406	-	1.647.402	980.995	2.628.397	-	350.141	1.663.027	2.312.266	796.915	159.326	11.401	-	-	7.971.879	
1973	49.992	-	2.067.010	997.245	3.064.255	-	313.110	1.908.422	2.506.501	911.384	169.587	16.433	-	-	8.939.684	
1974	63.187	-	2.720.500	951.900	3.672.400	-	457.905	2.138.227	2.527.843	918.421	86.452	15.186	-	-	9.879.621	
1975	52.768	-	3.439.852	1.071.352	4.511.204	-	1.288.928	2.384.464	2.728.925	460.839	127.254	15.530	-	-	11.569.912	
1976	40.087	-	3.895.269	978.158	4.873.427	-	1.699.814	2.183.119	2.921.974	453.977	131.626	19.940	-	-	12.323.964	
1977	36.248	-	3.355.854	549.904	3.905.758	-	1.725.485	1.509.231	3.859.580	271.359	97.910	30.959	-	-	11.436.530	
1978	17.018	-	1.331.643	626.530	1.958.173	-	1.077.663	1.594.343	5.710.033	377.191	63.663	39.663	-	-	10.837.747	
1979	21.989	-	1.283.863	670.853	1.954.716	-	890.546	1.688.542	5.707.147	376.291	70.180	41.313	-	-	10.750.724	
1980	23.994	-	1.133.036	317.570	1.450.606	-	823.092	1.837.390	5.907.355	357.824	79.302	49.428	-	-	10.528.991	
1981	20.750	-	1.059.258	322.254	1.381.512	-	933.808	1.644.800	5.869.264	311.586	62.279	48.640	-	-	10.272.639	
1982	18.578	-	1.193.832	704.509	1.898.341	-	1.059.893	1.650.494	6.119.412	330.881	65.224	56.079	-	-	11.198.902	
1983	5.854	-	1.485.419	526.317	2.011.736	-	1.126.241	1.666.605	6.133.026	237.960	117.679	51.579	-	-	11.350.680	
1984	8.907	-	1.500.656	539.684	2.040.340	-	1.071.123	1.634.696	6.266.729	299.861	94.991	68.296	-	-	11.484.943	
1985	12.857	-	1.539.464	476.056	2.015.520	-	1.035.484	1.692.673	6.052.997	377.792	73.756	68.021	-	-	11.329.100	
1986	15.648	-	1.720.179	458.407	2.178.586	-	815.274	1.787.622	6.327.390	568.513	89.782	68.483	-	-	11.851.298	
1987	10.616	-	2.132.515	95.075	2.227.590	-	615.521	2.169.123	5.891.708	560.290	110.890	69.953	-	-	11.655.691	
1988	13.286	-	1.498.585	32.836	1.531.421	-	384.471	1.343.296	4.605.550	446.640	106.426	69.885	-	-	8.500.975	
1989	9.650	-	1.460.273	42.315	1.502.588	-	357.312	1.441.722	4.671.858	316.550	116.306	68.621	-	-	8.484.607	
1990	10.124	-	2.139.581	36.964	2.176.545	-	502.546	2.284.887	6.491.398	417.143	109.552	77.252	-	-	12.069.447	
1991	9.307	-	2.174.824	27.975	2.202.799	-	371.747	2.672.555	6.830.958	376.182	114.677	97.784	-	-	12.676.009	
1992 (b)	10.551	-	2.459.429	25.031	2.484.460	-	172.189	3.170.274	7.426.018	408.777	163.526	88.899	-	-	13.924.694	
1993	23.617	-	2.018.595	5.371	2.023.966	-	111.630	2.595.829	6.261.690	310.082	177.535	99.613	-	-	11.603.982	
1994 (c)	25.956	-	2.160.623	-	2.160.623	-	196.154	3.210.220	8.056.361	293.366	155.878	100.123	-	-	14.198.681	
1995	13.317	-	2.233.887	-	2.233.887	-	176.613	2.977.628	8.135.538	333.332	181.434	97.250	-	-	14.495.437	
1996	15.025	-	1.914.217	-	1.914.217	-	163.253	3.834.552	7.842.036	222.329	140.649	99.311	-	-	15.382.372	
1997	16.521	-	2.195.350	-	2.195.350	-	3.889	224.579	3.383.099	8.179.003	517.867	176.022	-	-	15.495.453	
1998	8.465	-	1.340.010	-	1.340.010	-	2.301	291.894	2.924.827	7.498.634	615.366	128.185	-	-	13.748.585	
1999	8.025	-	738.598	-	738.598	-	1.272	251.562	3.110.881	7.467.351	462.785	67.984	-	-	13.590.785	
2000	8.775	-	891.325	-	891.325	-	1.307	189.689	3.324.240	8.051.873	506.348	104.236	-	-	14.774.196	
2001	9.338	-	731.788	-	731.788	-	1.092	172.082	3.383.882	8.172.666	554.514	77.663	-	-	14.906.111	
2002	9.021	-	797.457	-	797.457	-	1.874	158.156	3.263.599	7.691.014	474.022	60.997	-	-	14.208.011	
2003	5.876	-	830.815	-	830.815	-	1.604	168.963	2.939.259	7.420.139	607.855	49.219	-	-	13.712.318	
2004	5.706	-	1.204.292	-	1.204.292	-	1.496	181.606	3.013.619	7.963.741	476.709	38.281	-	-	14.468.732	
2005	5.733	-	1.370.988	-	1.370.988	-	199	173.175	2.997.512	7.537.606	586.312	101.898	-	-	14.102.251	
2006	13.217	-	1.559.810	-	1.559.810	-	-	171.302	2.700.485	7.791.910	709.633	142.357	-	-	14.045.845	
2007	14.368	-	1.430.167	-	1.430.167	-	-	198.508	2.720.283	8.127.116	547.231	184.973	-	-	13.838.846	
2008	13.612	-	1.652.952	-	1.652.952	-	920	218.924	8.229.131	614.802	216.417	125.959	-	-	13.840.755	
2009	30.285	-	1.754.169	-	1.754.169	-	318	202.592	2.701.369	8.548.386	713.563	227.049	-	-	14.626.458	
2010	20.917	-	1.787.415	-	1.787.415	-	1.191	203.127	2.339.688	7.804.330	652.639	229.007	-	-	13.184.448	
2011	21.257	-	1.737.544	-	1.737.544	-	1.206	205.503	2.437.497	7.985.816	750.878	127.106	-	-	13.508.775	
2012	22.131	-	1.786.009	-	1.786.009	-	1.142	183.749	2.401.128	8.563.357	792.975	261.147	-	-	14.222.917	

Notas:  
a) Se refiere a producción en planta de derivados terminados y productos intermedios importados para mezcla en refinería. No se consideran consumos internos.  
b) A partir de 1992 se incluyen la producción de la Planta Cautín.  
c) A partir de 1994, no se considera el consumo interno en refinerías.  
d) A partir de 1996 se inicia la producción de Absorber Oil.  
e) A partir de 1998 se registra la producción de nafta detabunizada de bajo octanaje, el remanente de la misma que destina a la exportación.

Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROEQUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROEQUADOR



PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE LA PLANTA CAUTIVO (a)						
Cifras en Barriles a 60°F						
AÑOS	GASOLINA ESPECIAL	DESTILADO	DIESEL	RESIDUO	TOTAL	TOTAL
1972	943.651	66.969	571.653	565.399	2.147.672	
1973	1.000.837	86.399	697.749	506.819	2.291.804	
1974	1.096.177	106.741	730.968	539.281	2.473.167	
1975	1.137.738	140.078	662.390	681.875	2.622.081	
1976	1.172.890	214.469	603.932	682.900	2.674.191	
1977	997.400	241.608	467.300	925.067	2.631.375	
1978	535.816	163.181	367.851	1.343.887	2.410.735	
1979	532.699	205.374	364.260	1.453.411	2.555.744	
1980	536.633	202.641	446.714	1.510.534	2.696.522	
1981	499.940	195.455	442.659	1.452.055	2.590.109	
1982	484.533	196.140	452.854	1.438.987	2.572.514	
1983	493.546	172.019	452.305	1.358.114	2.475.984	
1984	574.819	228.264	447.053	1.531.046	2.781.182	
1985	536.246	144.291	579.096	1.436.868	2.696.501	
1986	542.513	114.205	681.133	1.404.629	2.742.480	
1987	571.581	115.399	771.050	1.375.308	2.833.338	
1988	343.162	65.055	478.322	956.910	1.843.449	
1989	365.340	92.568	480.290	1.059.355	1.997.553	
1990	332.046	101.035	493.811	1.072.610	1.999.502	
1991	115.274	11.914	185.267	290.187	602.642	

Notas: a) Se refiere a la producción posterior a las mezclas de terminados y a la deducción por producto contaminado  
A partir de 1992, el Reporte de Producción de esta planta se registra en Refinería La Libertad.

Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**PRODUCCION DE DERIVADOS**  
Año 2012

COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI (a)										
Cifras en barriles										
Mes	GASOLINA EXTRA (c)	DIESEL 1	DIESEL 2	JET A-1	G L P	RESIDUO (CRUDO REDUCIDO) (d)	NAFTA BASE A TERMINALES	GASOLINA NATURAL A TERMINALES	TOTAL (e)	
ENERO	30.275	24	150.292	20.407	85.058	302.451	94.742	34.493	588.507	
FEBRERO	24.549	1.827	152.092	11.912	56.188	288.160	98.243	22.038	534.729	
MARZO	35.603	2.823	158.028	22.127	59.633	315.333	103.271	28.431	593.547	
ABRIL	26.443	-	171.711	6.420	74.651	292.598	115.477	32.005	571.822	
MAYO	36.799	1.785	177.836	-	81.968	297.018	122.327	33.663	595.405	
JUNIO	39.431	-	171.460	-	86.920	298.189	99.515	37.026	595.999	
JULIO	26.288	-	181.693	-	84.271	310.605	108.720	32.966	602.857	
AGOSTO	36.984	2.238	151.000	-	70.020	282.567	89.917	30.242	542.809	
SEPTIEMBRE	34.287	-	170.541	-	88.408	298.276	101.885	35.651	591.512	
OCTUBRE	34.851	-	175.629	-	76.231	309.298	104.668	33.424	596.009	
NOVIEMBRE	32.046	2.012	170.582	-	76.981	302.423	107.921	32.432	584.044	
DICIEMBRE	40.196	-	174.852	-	78.863	316.044	108.950	29.785	609.956	
<b>TOTAL</b>	<b>397.753</b>	<b>10.709</b>	<b>2.005.715</b>	<b>60.865</b>	<b>919.193</b>	<b>3.612.962</b>	<b>1.255.636</b>	<b>382.158</b>	<b>7.007.197</b>	
Ene - Dic /2011	371.494	18.557	1.641.083	198.894	867.929	3.414.225	997.238	376.152	6.512.182	
Var. % 12/11	7,1	-42,3	22,2	-69,4	5,9	5,8	25,9	1,6	7,6	

REFINERÍA LAGO AGRIO (b)						
Cifras en barriles						
Mes	GASOLINA	DIESEL 2	JET A-1	RESIDUO	TOTAL	
ENERO	3.135	4.318	4.610	13.677	25.740	
FEBRERO	2.244	2.882	2.137	8.081	15.343	
MARZO (f)	-	-	-	-	-	
ABRIL	2.784	4.031	3.319	12.481	22.615	
MAYO	3.594	5.428	3.350	15.100	27.472	
JUNIO	3.672	5.189	3.994	13.706	26.561	
JULIO	3.461	4.854	4.092	14.193	26.600	
AGOSTO	3.022	4.213	3.176	12.330	22.741	
SEPTIEMBRE	3.674	4.848	3.988	14.623	27.133	
OCTUBRE	3.851	4.789	4.051	14.912	27.604	
NOVIEMBRE	3.892	4.946	4.161	14.791	27.791	
DICIEMBRE	993	3.587	3.138	12.948	20.666	
<b>TOTAL</b>	<b>34.323</b>	<b>49.086</b>	<b>40.015</b>	<b>146.842</b>	<b>270.266</b>	
Ene - Dic /2011	12.202	61.834	40.441	160.129	274.606	
Var. % 12/11	181,3	-20,6	-1,1	-8,3	-1,6	

Notas:

a) Se refiere a producción en planta de derivados terminados, considera transferencias para mezclas. No se consideraran consumos internos

b) Producción que se destina al consumo de la Gerencia de Exploración y Producción

c) Incluye 282.791 bls. de Nafta de Alto Octano importado, que se utiliza para preparar este derivado

d) Producción de Residuo, que mediante envío a llenaderas se abastece al sector eléctrico e industrial, y la diferencia se reinyecta al SOTE como Crudo Reducido, para exportación

e) No incluye 382.158 Bls. de Gasolina Natural que se mezcla con nafta base producida en Refinería Amazonas, la misma que se destina a la producción de gasolina extra; así mismo no incluye 1'255.636 bls de Nafta base que se envía al Terminal de El Beatero para mezclas.

f) La Refinería Lago Agrio para desde del 17 de febrero hasta el 5 de abril del 2012, debido a la instalación de los dos calderos nuevos y el mantenimiento anual.

Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE LA REFINERÍA AMAZONAS Y PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI (a)												
Cifras en Barriles a 60°F												
AÑOS	G.L.P.	GASOLINA EXTRA	DIESEL 1	DIESEL 2	JET FUEL	RESIDUO CRUDO REDUCIDO (b)	RESIDUO SECTOR ELECTRICO	RESIDUO SECTOR INDUSTRIAL	GASOLINA NATURAL (c)	SUBTOTAL	PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI PRODUCCIÓN GLP	TOTAL
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	45.285	-	100.948	100.948
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	74.806	-	254.452	254.452
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	145.506	-	476.069	476.069
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	182.568	-	577.648	577.648
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	242.699	-	753.240	753.240
1987	896	154.047	21.943	125.032	7.921	297.798	-	-	95.414	607.637	241.110	848.747
1988	5.165	681.959	62.580	585.002	21.346	1.271.850	-	-	185.826	2.627.902	514.416	3.142.318
1989	2.754	710.276	42.168	605.344	26.974	1.278.109	-	-	141.936	2.665.625	273.473	2.939.098
1990	2.232	1.036.464	74.447	829.648	20.586	1.548.088	-	-	250.134	3.511.465	853.805	4.365.270
1991	2.010	938.414	75.725	830.616	17.628	1.434.792	-	-	327.999	3.299.185	993.387	4.292.572
1992	1.224	1.070.763	80.937	876.430	6.550	1.426.226	-	-	285.268	3.462.130	975.811	4.437.941
1993	734	1.160.426	72.425	969.324	8.287	1.481.959	-	-	462.479	3.693.155	1.368.716	5.061.871
1994	-	1.182.827	25.360	1.030.667	-	1.597.838	-	-	409.064	3.836.692	1.254.856	5.091.548
1995	-	1.433.459	43.813	1.409.765	1.857	2.305.011	-	-	461.759	5.193.905	1.239.872	6.433.777
1996	-	1.758.329	48.400	2.080.107	835	3.226.056	-	-	545.674	7.113.727	1.279.813	8.393.540
1997	-	1.800.887	35.082	1.799.651	105.633	3.168.726	-	-	593.330	6.909.979	1.202.103	8.112.082
1998	-	923.165	36.842	1.482.777	114.249	3.026.825	-	-	629.366	5.583.858	1.236.044	6.819.902
1999	-	139.153	43.953	1.301.897	81.857	2.489.344	-	-	621.437	4.056.204	1.136.215	5.192.419
2000	-	193.339	51.100	1.522.620	102.073	2.484.372	-	-	679.043	4.353.504	1.236.770	5.590.274
2001	-	182.642	34.419	1.501.856	99.592	2.467.367	-	-	645.740	4.285.876	1.016.779	5.302.655
2002	-	195.200	31.082	1.584.253	113.141	2.719.970	-	-	582.287	4.643.646	920.647	5.564.293
2003	-	160.968	35.683	1.578.350	113.490	2.620.108	-	-	501.536	4.508.599	827.509	5.336.108
2004	-	182.277	46.588	1.623.831	139.588	2.486.031	375.135	-	539.227	4.853.450	818.950	5.672.400
2005	-	196.413	58.920	1.780.693	176.853	2.808.510	336.954	97.567	458.050	5.455.910	735.401	6.191.311
2006	-	215.575	59.156	1.766.170	172.843	2.523.730	557.850	201.270	362.823	5.496.595	632.743	6.129.338
2007	-	234.380	60.892	1.693.077	167.582	2.318.319	603.809	381.148	299.363	5.459.207	507.218	5.966.425
2008	-	269.278	57.828	1.753.060	193.195	3.836.650	-	-	357.491	6.110.011	637.887	6.747.898
2009	-	299.513	54.313	1.835.397	177.659	3.679.345	-	-	403.232	6.046.227	775.952	6.822.179
2010	-	327.227	37.300	1.580.788	166.950	3.358.263	-	-	402.313	5.470.528	810.959	6.281.487
2011	-	371.494	18.557	1.641.083	198.894	3.414.225	-	-	376.152	5.644.252	867.929	6.512.182
2012	-	397.753	10.709	2.005.715	60.865	3.612.962	-	-	382.158	6.088.004	919.193	7.007.197

Notas:

a) Se refiere a producción en planta de derivados terminados, considera transferencias para mezclas. No se consideran consumos internos

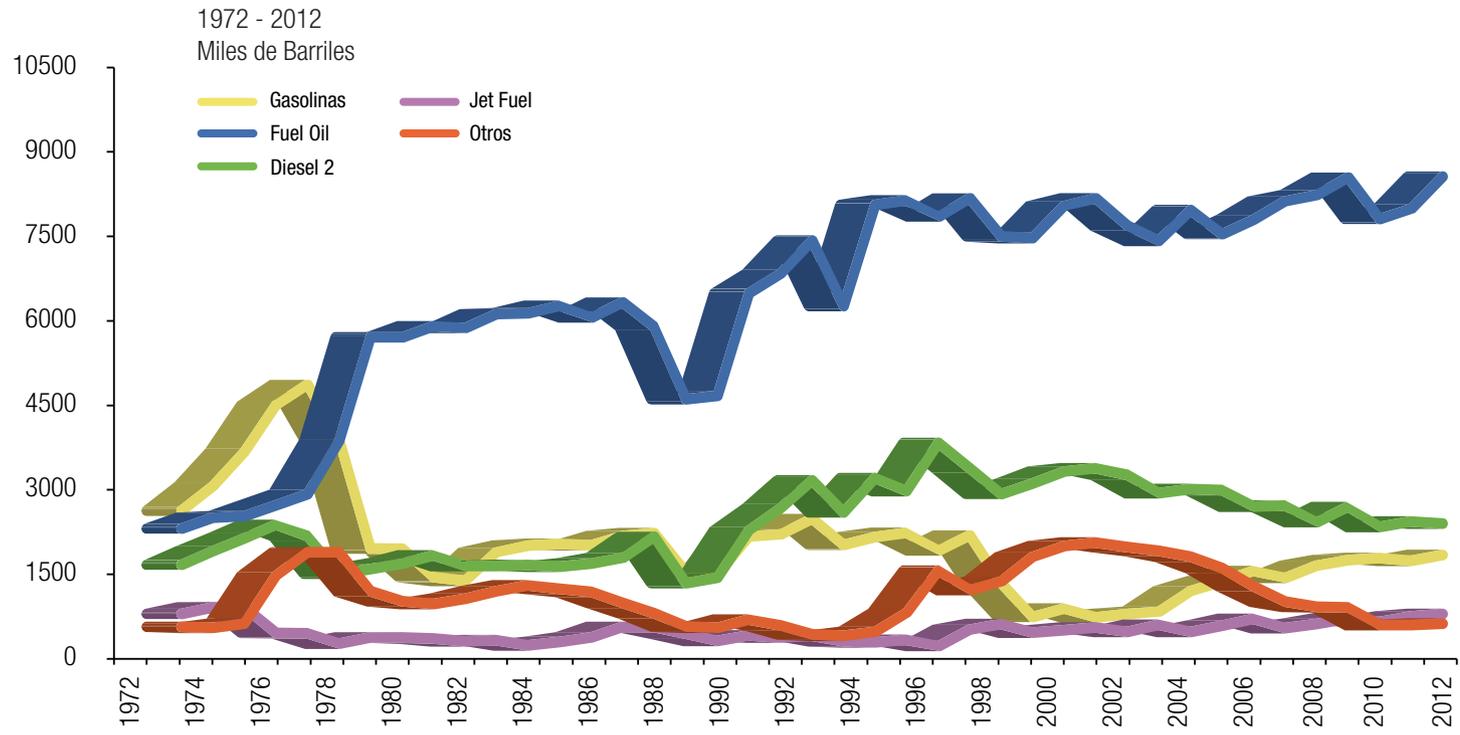
b) Producción de Residuo, que mediante envío a llenadoras se abastece al sector eléctrico e industrial, y la diferencia se reinyecta al SOTE como Crudo Reducido, para exportación

c) Producción de Gasolina Natural de la Planta de Gas Shushufindi, la misma que se reinyecta al SOTE como Crudo y parte se lo utiliza como carga en Refinería Amazonas; razón por la cual se la excluye de la sumatoria total

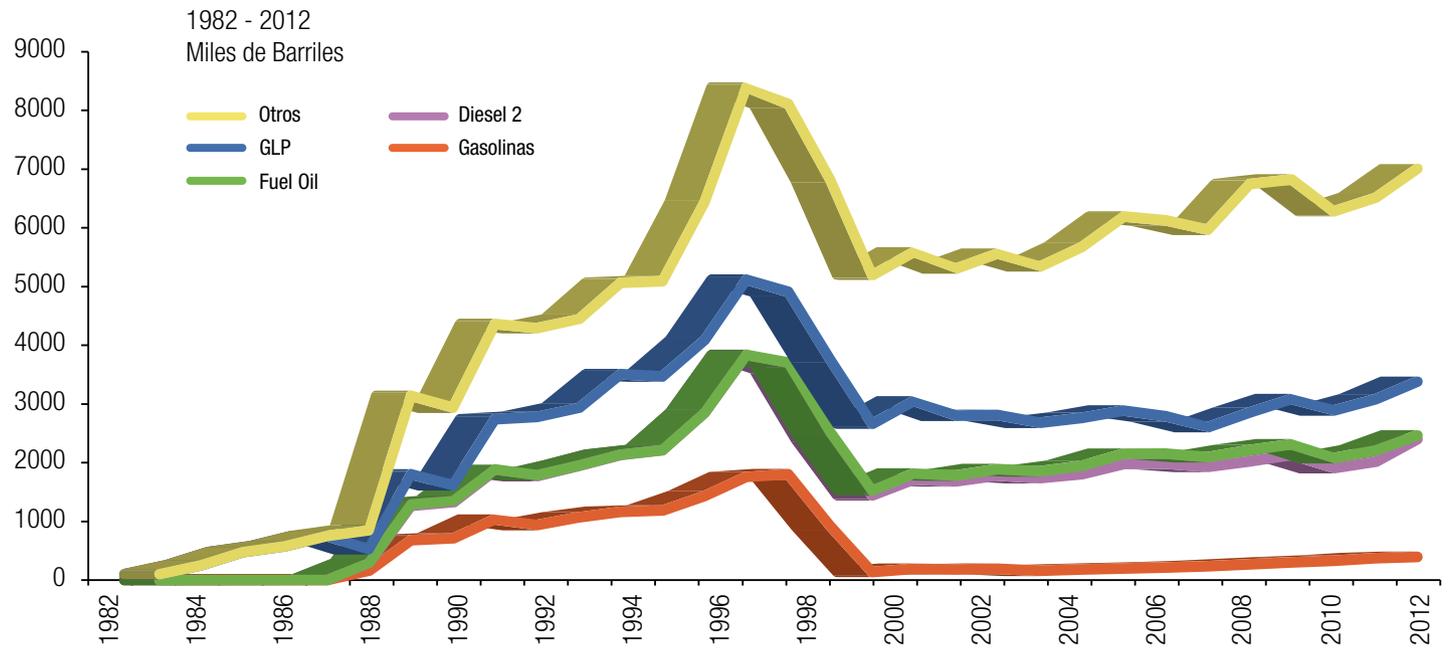
Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### PRODUCCIÓN DERIVADOS REFINERÍA LIBERTAD



### PRODUCCIÓN DERIVADOS REFINERIA AMAZONAS Y PLANTA DE GAS SHUSHUFINDI



Fuente: Gerencia de Refinación, Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**PRODUCCIÓN DE DERIVADOS MEDIANTE MEZCLAS EN TERMINALES**

Año 2012

Cifras en barriles

Mes	TERMINAL PASCUALES										TERMINAL BEATERIO				TERMINAL LIBERTAD				
	GASOLINA EXTRA					GASOLINA CON ETANOL					GASOLINA EXTRA				TOTAL MEZCLA GASOLINA EXTRA		PESCA ARTESANAL		
	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	Nafta REE	Gasolina Extra	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	Nafta REE	Gasolina Extra	SUBTOTAL	PREMEZCLA 95%	ETANOL 5%	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	ACEITE	SUBTOTAL
Enero	68.490	193.934	-	-	262.424	-	-	-	-	-	86.311	1.782	88.092	148.631	211.168	359.798	36.350	711	37.061
Febrero	82.989	242.819	-	-	325.808	11.085	198.066	-	-	209.151	79.727	1.642	81.370	129.003	215.590	344.593	36.365	710	37.075
Marzo	84.943	228.021	60.268	-	373.233	8.351	136.484	-	-	144.835	87.034	1.801	88.835	88.009	336.824	424.833	37.939	746	38.684
Abril	125.640	326.270	71.002	-	522.912	22.643	210.930	-	-	235.743	83.171	2.513	85.684	96.057	388.840	494.897	35.963	705	36.668
Mayo	127.904	364.473	61.294	-	553.671	15.887	149.108	2.896	2.896	191.177	88.073	4.469	92.542	132.966	473.339	606.306	39.411	774	40.184
Junio	118.863	301.444	85.338	-	505.644	14.229	138.046	-	-	201.690	83.783	4.440	88.223	141.397	410.627	552.024	37.657	743	38.400
Julio	116.500	323.693	18.596	-	458.789	19.254	166.817	-	-	198.942	88.372	4.690	93.062	139.502	382.900	522.402	37.663	739	38.402
Agosto	89.124	229.171	29.575	-	347.871	16.999	155.679	46.605	6.837	226.120	86.309	4.419	90.728	113.349	349.597	462.946	38.405	751	39.155
Septiembre	118.515	311.058	70.548	-	500.121	16.569	138.991	-	-	155.560	81.286	4.207	85.493	131.461	428.023	559.484	32.872	644	33.516
Octubre	83.525	254.774	117.189	-	455.488	16.703	240.289	25.159	-	282.150	85.691	4.523	90.214	119.738	442.427	562.165	38.441	749	39.190
Noviembre	107.490	339.748	57.366	-	504.603	25.026	204.771	-	-	229.798	84.587	4.411	88.999	115.668	397.216	512.884	35.311	690	36.001
Diciembre	79.466	343.973	94.126	-	517.565	18.598	182.083	2.903	-	203.583	94.751	4.972	99.723	123.102	469.176	592.278	32.627	636	33.263
<b>Total 2012</b>	<b>1.203.449</b>	<b>3.459.378</b>	<b>665.302</b>	<b>5.328.128</b>	<b>185.343</b>	<b>1.921.265</b>	<b>162.409</b>	<b>9.733</b>	<b>2.278.750</b>	<b>1.029.095</b>	<b>43.869</b>	<b>1.072.964</b>	<b>1.478.881</b>	<b>4.505.727</b>	<b>5.964.608</b>	<b>11.312.736</b>	<b>439.003</b>	<b>8.596</b>	<b>447.599</b>
Ene - Dic /2011	1.036.230	1.523.302		2.559.532	108,2					899.850	43.454	1.370.299	1.478.881	2.105.559	3.475.858	6.035.390	390.057	7.649	397.705
Var. % 12/11	16,1	127,1		108,2						20,2	1,0	19,2	7,9	114,0	72,2	87,4	12,5	12,4	12,5

Nota: a) A partir de febrero del 2012, el terminal Pascuales prepara Gasolina Super de 92 octanos

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**MEZCLA DE GASOLINAS EN TERMINALES ( a )**  
Cifras en barriles

AÑO	TERMINAL BEATERIO						TERMINAL PASCUALES						TOTAL						TERMINAL LIBERTAD			TOTAL MEZCLAS
	GASOLINA EXTRA			GASOLINA EXTRA			GASOLINA SUPER			GASOLINA CON ETANOL			GASOLINA EXTRA			PESCA-ARTESANAL						
	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	Nafta REE	Gasolina Extra	SUBTOTAL	PREMEZ-CLA 95%	ETANOL 5%	SUBTOTAL	Nafta Bajo Octano	Nafta Alto Octano	Nafta REE	MEZCLA G. EXTRA	Nafta Bajo Octano	MEZCLA P. Artesanal		
1998	636.651	916.157	1.552.808	324.725	487.087	811.812	-	-	-	-	-	-	-	961.376	1.403.244	-	2.364.620	-	-	-	2.364.620	
1999	1.375.012	1.978.677	3.353.689	529.450	794.174	1.323.624	-	-	-	-	-	-	-	1.904.462	2.772.851	-	4.677.313	-	-	48.274	4.725.587	
2000	1.322.959	1.903.771	3.226.730	442.060	663.089	1.105.149	-	-	-	-	-	-	-	1.765.019	2.566.860	-	4.331.879	-	-	273.094	4.604.973	
2001	1.304.251	1.876.848	3.181.099	608.673	913.009	1.521.682	-	-	-	-	-	-	-	1.912.923	2.789.858	-	4.702.781	-	-	275.506	4.978.287	
2002	1.288.972	1.854.861	3.143.833	542.612	813.919	1.356.531	-	-	-	-	-	-	-	1.831.564	2.668.780	-	4.500.364	-	-	279.654	4.780.018	
2003	1.263.723	1.818.528	3.082.250	404.263	606.394	1.010.657	-	-	-	-	-	-	-	1.667.985	2.424.922	-	4.082.907	-	-	295.432	4.388.339	
2004	1.150.227	1.747.888	2.897.915	458.100	688.191	1.147.291	-	-	-	-	-	-	-	1.608.327	2.436.879	-	4.045.206	-	-	320.218	4.365.424	
2005	1.183.279	1.774.920	2.958.199	732.953	1.051.031	1.783.984	-	-	-	-	-	-	-	1.916.232	2.825.951	-	4.742.183	-	-	387.687	5.129.870	
2006	1.206.066	1.812.100	3.020.166	821.128	1.083.163	1.904.291	-	-	-	-	-	-	-	2.029.194	2.895.263	-	4.924.457	-	-	228.183	5.152.640	
2007	1.205.282	1.809.391	3.015.653	1.258.620	1.697.383	2.956.003	-	-	-	-	-	-	-	2.464.882	3.506.774	-	5.971.656	-	-	269.980	6.241.636	
2008	1.335.518	2.003.278	3.338.796	1.464.649	2.238.368	3.703.018	-	-	-	-	-	-	-	2.800.167	4.241.646	-	7.041.814	-	-	298.095	7.339.909	
2009	1.489.015	2.021.894	3.510.909	1.690.293	2.245.708	3.936.000	-	-	-	-	-	-	-	3.179.307	4.267.602	-	7.446.909	-	-	323.076	7.776.285	
2010	1.438.986	2.065.790	3.498.786	974.243	1.367.049	2.341.292	-	-	-	-	-	-	-	2.408.239	3.432.839	-	5.841.078	-	-	373.546	6.866.554	
2011	1.370.299	2.105.559	3.475.858	1.036.230	1.523.302	2.559.532	-	-	-	-	-	-	-	2.406.529	3.628.861	-	6.035.390	-	-	390.057	7.332.946	
2012 (b)	1.478.881	4.505.727	5.984.608	1.203.449	3.459.378	685.302	5.328.128	185.343	1.921.265	162.409	9.733	2.278.750	43.889	1.072.964	7.965.105	685.302	11.312.736	439.003	8.596	447.599	15.112.049	

**Nota:** a) Mezcla que se inicia a partir del mes de mayo de 1998; la gasolina extra se obtiene de la mezcla de la Nafta de Bajo Octano (N. Base) y Nafta de Alto Octano  
b) A partir de febrero del 2012, el Terminal Pascuales prepara Gasolina Super de 82 octanos

**Fuente:** Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
**Elaboración:** Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



PREPARACIÓN DE FUEL OIL #4, # 6 NACIONAL Y DE EXPORTACIÓN DE REFINERÍA ESMERALDAS												
Año 2012												
Cifras en barriles												
Mes	Fuel Oil # 4			Fuel Oil # 6 Nacional			Fuel Oil # 6 de Exportación			Total		
	Residuo	Diluyente	Total	Residuo	Diluyente	Total	Residuo	Diluyente	Total			
Enero	-	-	-	341.027	-	341.027	592.547	156.364	748.911			
Febrero	285	-	285	166.465	93.672	260.138	702.415	151.364	853.779			
Marzo	1.859	-	1.859	281.759	32.086	313.845	644.841	159.954	804.794			
Abril	-	-	-	-	-	-	1.008.053	202.925	1.210.978			
Mayo	-	-	-	206.892	102.308	309.200	709.921	181.181	891.102			
Junio	-	-	-	130.610	3.632	134.242	741.310	214.779	956.089			
Julio	61.472	43.295	104.767	263.791	72.688	336.478	408.883	116.002	524.885			
Agosto	-	-	-	235.275	53.233	288.508	494.982	149.067	644.049			
Septiembre	-	-	-	323.837	67.095	390.931	401.689	156.324	558.014			
Octubre	130.505	39.689	170.195	310.120	70.191	380.311	333.078	129.249	462.326			
Noviembre	128.819	11.580	140.399	345.849	83.205	429.054	342.653	71.584	414.237			
Diciembre	50.003	17.077	67.081	634.391	173.447	807.837	120.424	48.933	169.357			
<b>Total</b>	<b>372.943</b>	<b>111.642</b>	<b>484.585</b>	<b>3.240.015</b>	<b>751.557</b>	<b>3.991.572</b>	<b>6.500.795</b>	<b>1.737.725</b>	<b>8.238.521</b>			
Ene - Dic /2011	1.558.719	305.650	1.864.370	1.988.890	988.495	2.977.384	8.240.662	2.330.400	10.571.062			
Var 12/11	-76,1	-63,5	-74,0	62,9	-24,0	34,1	-21,1	-25,4	-22,1			

Fuente: Gerencia de Refinación, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## 5. Transporte de Derivados

- Transporte de Derivados por Poliductos



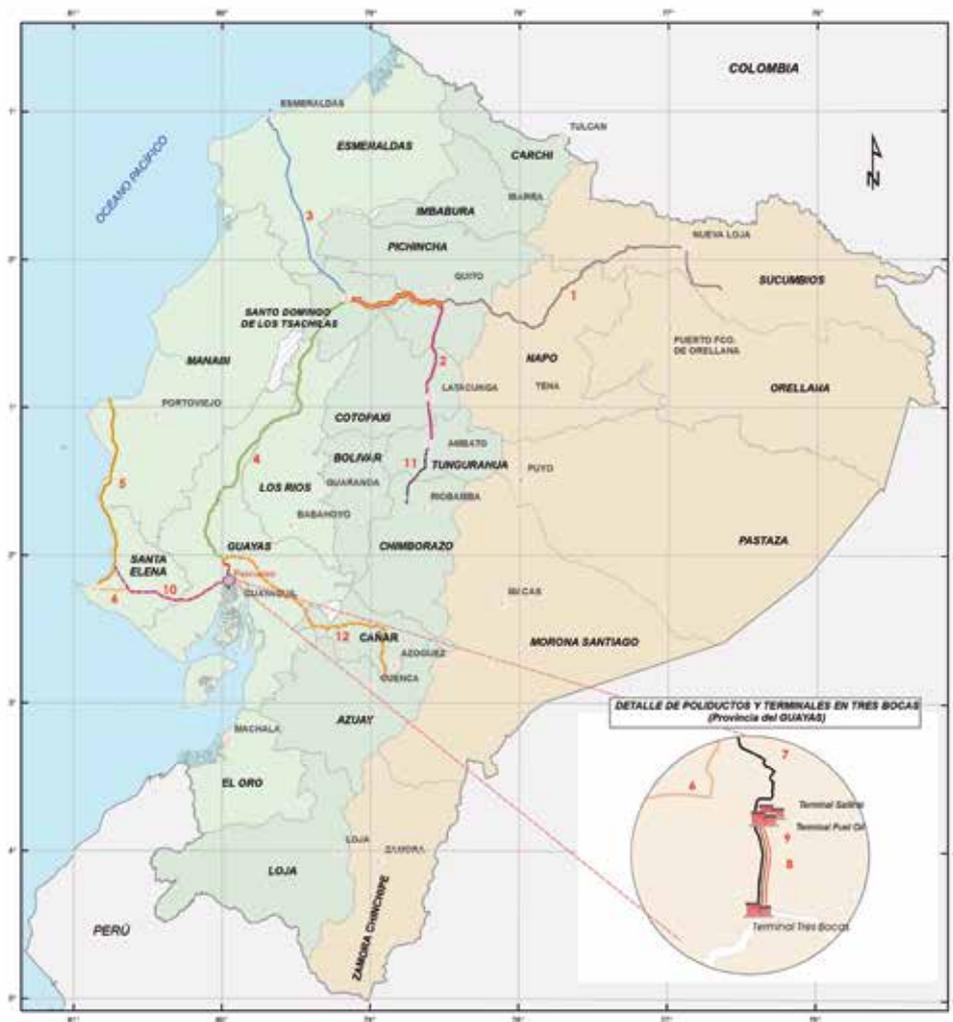


## Transporte de derivados

La Gerencia de Transporte y Almacenamiento es la encargada del movimiento y provisión de derivados, en su mayoría se realiza por medio de poliductos y terminales con los que cuenta la empresa, para atender la demanda interna de combustibles de acuerdo con las necesidades de cada zona del país.



El país cuenta con una capacidad de almacenamiento de 2'681.441 barriles en las cuatro regiones naturales del país, en 103 tanques de almacenamiento para los diferentes derivados; además, por su distribución se divide en Zona Norte y Zona Sur, a su vez estas zonas se distribuyen en terminales, depósitos y cabeceras.



Poliductos existentes	
1	Shushufindi - Quito
2	Quito - Ambato
3	Esmeraldas - Sto. Domingo - Quito
4	Sto. Domingo - Pascuales
5	Libertad - Maná
6	Libertad - Pascuales
7	Tres Bocas - Pascuales
8	Tres Bocas - Fuel Oil
9	Tres Bocas - Salitral

En construcción	
10	Gasoducto Monteverde - El Chorrillo
11	Poliducto Ambato - Robamba

Proyecto	
12	Poliducto Pascuales-Cuenca




**CUADRO 9. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO OPERATIVO EN TERMINALES Y DEPOSITOS**

ZONA NORTE								
Producto	Cabecera Esmeraldas	Santo Domingo	Oyambero	Beaterio	Ambato	Riobamba	Shushufindi	Total
N.A.O	100.850			50.859				151.719
Gasolina Super		15.951		32.382	10.553			58.886
Gasolina Extra	147.793	95.135		201.075	61.790	4.581	18.000	528.374
Gasolina Base				28.916				28.916
Diesel 1	16.780			6.849				23.629
Diesel 2	106.161	137.616		210.301	60.786	3.909	18.000	536.773
Diesel Premium	26.347			28.996				55.343
JET A1	52.046			47.740				99.786
UPG			27.361					27.361
FUEL OIL								
<b>Total</b>	<b>449.977</b>	<b>248.702</b>	<b>27.361</b>	<b>607.128</b>	<b>133.129</b>	<b>8.490</b>	<b>36.00</b>	<b>1.510.787</b>
ZONA SUR								
Producto	Pascuales	Manta	Cuenca	Loja	Cab. Libertad	Salitral	Galápagos	Total
N.A.O	96.878							96.878
Gasolina Super	14.171		8.314					22.485
Gasolina Extra	193.825	33.325	26.794	2.088	22.376		1471	329.879
Gasolina Base	33.904				17.910			51.814
Diesel 1	61.669	2.839	6.663		8.996			80.167
Diesel 2	427.667	50.033	55.165	2.191	42.517		8.066	585.639
JET A1	110.141				35.521			145.662
LPG						36.376		36.378
FUEL OIL						108.318		108.318
SLOP	7.784	6.853						14.637
<b>Total</b>	<b>946.039</b>	<b>143.050</b>	<b>96.936</b>	<b>4.279</b>	<b>127.320</b>	<b>144.696</b>	<b>9.537</b>	<b>1.471.857</b>

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Los derivados se transportan desde las refinерías y los terminales marítimos hasta los centros de despacho, y luego a las comercializadoras; el siguiente cuadro con las principales características de los poliductos.

**CUADRO 10. CARACTERÍSTICAS POLIDUCTOS**

Poliducto	Extensión (km)	Diámetro (pulg.)	Transporte (BL/D)	Productos
Esmeraldas-Santo Domingo-Quito	252.9	16 y 12	48.000	Gasolina Súper y Extra, Diésel y Destilado 1, Diésel Premium y Jet fuel
Shushufindi-Oyambaro-Quito	305	6 y 4	10.815	GLP, Nafta base, Diésel 2, Destilado 1 y Jet fuel
Quito-Ambato	111	6	11.700	Gasolina Extra, Diésel 2 y Destilado 1
Santo Domingo-Pascuales	247	10	38.400	Gasolina Súper y Extra, Diésel2, Destilado 1 y Jet fuel
Libertad-Pascuales	128	10	21.600	Gasolina Súper, Nafta, Diésel, Destilado 1, Jet fuel
Libertad-Manta	170	6	8.400	Gasolina Extra, Diésel 2 y Destilado 1
Tres Bocas-Pascuales	20	12	108.000	NAO, Gasolina Súper y Extra, Diésel 2 y Destilado 1
Tres Bocas-Fuel Oil	5.6	14	48.000	Fuel Oil
Tres Bocas-Salitral	5.5	8 y 6	30.000	GLP

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## Volumen de derivados transportado por poliductos 2012

El sistema de poliductos transportó durante el año 2012 un volumen de 66.5 millones de barriles de derivados, con una variación del 2,7% más con respecto al año 2011. Hay que señalar que el total solamente se refiere a los volúmenes transportados desde los centros de producción, donde no se incluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos Santo Domingo-Quito y Santo Domingo-Pascuales.

Los derivados que se transportan a través de este sistema de poliductos son: Gasolinas, Diésel 1, Diésel 2, Diésel Premium, Fuel Oil, GLP y Jet Fuel.

Se debe resaltar que se mejoró sustancialmente la eficiencia, eficacia y seguridad en el transporte de los diferentes derivados de petróleo, contribuyendo con ello al normal y oportuno abastecimiento del mercado interno; adicionalmente se optimizó la comunicación interna entre subestaciones, estaciones, depósitos y terminales de los poliductos, lo que conlleva a un mejor control y seguridad en el transporte de los combustibles.

VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS											
Año 2012											
Cifras en barriles											
POLIDUCTOS	QUITO AMBATO	ESMERALDAS STO. DOMINGO	STO. DOMINGO QUITO	STO. DOMINGO PASCUALES	SHUSHUFINDI QUITO	TRES BOCAS PASCUALES	TRES BOCAS SALITRAL	TRES BOCAS FUEL OIL	LIBERTAD MANTA	LIBERTAD PASCUALES	TOTAL (a)
MES											
ENERO	313.732	1.958.830	1.303.160	282.256	227.792	1.540.039	751.006	360.551	217.293	323.988	5.693.232
FEBRERO	286.860	1.645.434	1.110.685	229.655	189.404	1.388.219	692.865	247.989	213.109	261.457	4.925.337
MARZO	306.977	1.859.058	1.270.845	282.864	164.644	1.372.705	812.962	311.595	226.010	255.322	5.309.273
ABRIL	281.312	1.796.520	1.278.136	152.073	146.980	1.518.622	781.758	300.740	187.248	296.821	5.310.001
MAYO	312.008	1.939.876	1.387.988	98.067	187.753	1.335.136	800.254	295.889	226.936	313.846	5.411.698
JUNIO	305.046	1.728.484	1.249.373	71.400	213.769	1.556.470	751.352	291.444	219.367	233.373	5.299.305
JULIO	304.038	1.821.279	1.270.875	129.687	219.766	1.662.886	781.288	289.842	230.852	274.209	5.584.160
AGOSTO	339.150	1.943.517	1.366.041	166.065	178.557	1.736.349	809.045	287.842	234.232	270.539	5.799.231
SEPTIEMBRE	330.261	1.842.799	1.319.135	194.044	205.162	1.616.031	780.331	269.589	228.500	372.428	5.645.101
OCTUBRE	339.143	1.847.932	1.309.311	203.488	180.835	1.839.856	840.561	309.155	235.355	405.419	5.998.256
NOVIEMBRE	313.495	1.882.568	1.326.166	182.291	180.414	1.666.075	749.958	269.361	228.477	332.299	5.622.647
DICIEMBRE	330.700	1.935.941	1.425.121	127.402	176.507	1.700.812	810.011	372.439	223.372	350.033	5.899.815
<b>TOTAL</b>	<b>3.762.722</b>	<b>22.202.238</b>	<b>15.616.836</b>	<b>2.099.292</b>	<b>2.271.584</b>	<b>18.933.200</b>	<b>9.361.392</b>	<b>3.606.437</b>	<b>2.670.751</b>	<b>3.689.734</b>	<b>66.498.057</b>
Ene - Dic/2011	3.611.162	22.119.304	14.465.484	3.574.926	2.281.488	16.844.793	9.476.588	3.763.926	2.576.561	4.065.406	64.739.197
Var % 12/11	4,2	0,4	8,0	-41,3	-0,4	12,4	-1,2	-4,2	3,7	-9,2	2,7

Notas: a) El total se refiere a los volúmenes transportados desde los centros de producción, por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Quito, Santo Domingo-Pascales

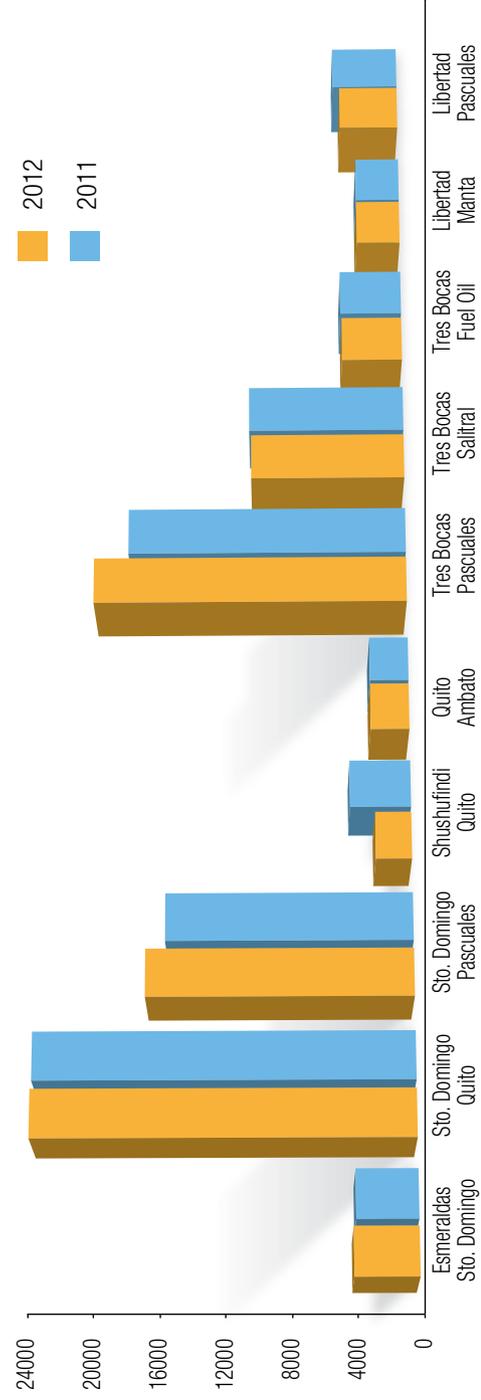
Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTOS

Período: Enero - Diciembre 2012/2011

Miles de barriles



Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS								
Cifras en barriles								
Año 2012								
PRODUCTO MES	GASOLINA		NAFTA BASE 87	DIESEL 1	DIESEL PREMIUM (a)	DIESEL 2 (a)	JET FUEL	TOTAL POLIDUCTO
	SÚPER	EXTRA						
<b>ESMERALDAS - STO. DOMINGO</b>								
ENERO	527.876	369.977	-	-	-	881.709	179.268	1.958.830
FEBRERO	517.571	265.908	-	-	-	719.415	142.540	1.645.434
MARZO	586.253	192.089	-	-	-	906.036	174.680	1.859.058
ABRIL	638.676	147.373	-	-	-	866.027	144.444	1.796.520
MAYO	732.821	142.716	-	-	-	922.221	142.118	1.939.876
JUNIO	729.234	124.038	-	-	-	715.718	159.494	1.728.484
JULIO	608.495	166.111	-	-	-	910.970	135.703	1.821.279
AGOSTO	637.198	251.486	-	-	-	883.504	171.329	1.943.517
SEPTIEMBRE	531.704	239.795	-	-	-	915.347	155.953	1.842.799
OCTUBRE	686.300	243.836	-	-	-	760.248	157.548	1.847.932
NOVIEMBRE	654.815	192.503	-	-	-	924.193	111.057	1.882.568
DICIEMBRE	675.050	186.714	-	-	-	868.416	205.761	1.935.941
<b>TOTAL</b>	<b>7.525.993</b>	<b>2.522.546</b>	-	-	-	<b>10.273.804</b>	<b>1.879.895</b>	<b>22.202.238</b>
<b>STO. DOMINGO - QUITO</b>								
FEBRERO	383.654	139.227	-	-	-	543.277	44.527	1.110.685
MARZO	543.012	93.636	-	-	-	552.792	81.405	1.270.845
ABRIL	601.130	29.825	-	-	-	586.748	60.433	1.278.136
MAYO	679.452	-	-	-	-	644.620	63.916	1.387.988
JUNIO	574.417	-	-	-	-	617.075	57.881	1.249.373
JULIO	601.753	-	-	-	-	582.925	86.197	1.270.875
AGOSTO	568.871	52.918	-	-	-	660.999	83.253	1.366.041
SEPTIEMBRE	639.780	-	-	-	-	600.737	78.618	1.319.135
OCTUBRE	569.321	-	-	-	-	682.222	57.768	1.309.311
NOVIEMBRE	593.286	-	-	-	-	657.700	75.180	1.326.166
DICIEMBRE	695.062	-	-	-	-	653.011	77.048	1.425.121
<b>TOTAL</b>	<b>6.915.390</b>	<b>506.024</b>	-	-	-	<b>7.381.478</b>	<b>813.944</b>	<b>15.616.836</b>
<b>STO. DOMINGO - PASCUALES</b>								
ENERO	53.689	57.454	-	-	-	68.033	103.080	282.256
FEBRERO	29.156	40.549	-	-	-	68.317	91.633	229.655
MARZO	49.774	30.802	-	-	-	55.689	126.599	262.864
ABRIL	30.126	15.304	-	-	-	46.231	60.412	152.073
MAYO	28.595	7.380	-	-	-	9.866	52.226	98.067
JUNIO	13.320	-	-	-	-	-	58.080	71.400
JULIO	-	13.733	-	-	-	-	115.954	129.687
AGOSTO	15.605	49.238	-	-	-	5.075	96.147	166.065
SEPTIEMBRE	-	120.938	-	-	-	-	73.106	194.044
OCTUBRE	-	87.306	-	-	-	10.131	106.051	203.488
NOVIEMBRE	-	85.544	-	-	-	15.378	81.369	182.291
DICIEMBRE	-	62.794	-	-	-	15.256	49.352	127.402
<b>TOTAL</b>	<b>220.265</b>	<b>571.042</b>	-	-	-	<b>293.976</b>	<b>1.014.009</b>	<b>2.099.292</b>

Nota: a) Incluye diesel premium

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, PETROECUADOR



VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS								
Cifras en Barriles								
Año 2012								
PRODUCTO MES	GASOLINA			DIESEL 1	DIESEL 2 (b)	JET FUEL	GLP	TOTAL POLIDUCTO
	SÚPER	EXTRA	BASE					
<b>SHUSHUFINDI - QUITO</b>								
ENERO	-	-	129.932	867	5.667	20.376	70.950	227.792
FEBRERO	-	-	122.026	2.048	5.096	15.412	44.822	189.404
MARZO	-	-	104.615	414	2.347	20.075	37.193	164.644
ABRIL	-	-	77.196	907	5.239	5.022	58.616	146.980
MAYO	-	-	110.348	906	10.069	-	66.430	187.753
JUNIO	-	-	136.879	503	2.187	5.083	69.117	213.769
JULIO	-	-	150.288	838	4.318	-	64.322	219.766
AGOSTO	-	-	127.022	444	2.139	-	48.952	178.557
SEPTIEMBRE	-	-	122.875	454	4.000	-	77.833	205.162
OCTUBRE	-	-	120.206	468	1.524	-	58.637	180.835
NOVIEMBRE	-	-	118.795	418	1.509	-	59.692	180.414
DICIEMBRE	-	-	115.493	490	1.506	-	59.018	176.507
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>1.435.675</b>	<b>8.758</b>	<b>45.601</b>	<b>65.968</b>	<b>715.582</b>	<b>2.271.584</b>
<b>QUITO - AMBATO</b>								
ENERO	37.324	144.452	-	329	131.627	-	-	313.732
FEBRERO	38.788	131.360	-	313	116.399	-	-	286.860
MARZO	35.336	131.902	-	352	139.387	-	-	306.977
ABRIL	37.583	124.048	-	383	119.298	-	-	281.312
MAYO	35.548	135.407	-	381	140.672	-	-	312.008
JUNIO	38.396	136.388	-	321	129.941	-	-	305.046
JULIO	20.945	124.098	-	416	158.579	-	-	304.038
AGOSTO	35.666	154.177	-	347	148.960	-	-	339.150
SEPTIEMBRE	31.236	146.605	-	287	152.133	-	-	330.261
OCTUBRE	28.813	148.939	-	312	161.079	-	-	339.143
NOVIEMBRE	28.387	135.949	-	312	148.847	-	-	313.495
DICIEMBRE	29.753	144.805	-	344	155.798	-	-	330.700
<b>TOTAL</b>	<b>397.775</b>	<b>1.658.130</b>	-	<b>4.097</b>	<b>1.702.720</b>	-	-	<b>3.762.722</b>

Nota: b) Incluye diesel Premium

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, PETROECUADOR

VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS									
Cifras en barriles									
Año 2012									
PRODUCTO MES	GASOLINA BASE	GASOLINA EXTRA	NAFTA ALTO OCTANO	DIESEL 1	DIESEL 2 (a)	FUEL OIL (a)	JET FUEL (a)	GLP	TOTAL Poliducto
<b>LIBERTAD - MANTA</b>									
ENERO	-	77.862	-	2.911	136.520	-	-	-	217.293
FEBRERO	-	88.259	-	2.852	121.998	-	-	-	213.109
MARZO	-	80.498	-	3.383	142.129	-	-	-	226.010
ABRIL	-	73.768	-	2.654	110.826	-	-	-	187.248
MAYO	-	100.672	-	1.885	124.379	-	-	-	226.936
JUNIO	-	78.985	-	1.659	138.723	-	-	-	219.367
JULIO	-	92.067	-	1.752	137.033	-	-	-	230.852
AGOSTO	-	97.810	-	2.546	133.876	-	-	-	234.232
SEPTIEMBRE	-	101.440	-	2.561	124.499	-	-	-	228.500
OCTUBRE	-	90.630	-	2.792	141.933	-	-	-	235.355
NOVIEMBRE	-	96.727	-	2.627	129.123	-	-	-	228.477
DICIEMBRE	-	106.676	-	2.424	114.272	-	-	-	223.372
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.085.394</b>	-	<b>30.046</b>	<b>1.555.311</b>	-	-	-	<b>2.670.751</b>
<b>LIBERTAD - PASCUALES</b>									
ENERO	61.715	39.691	-	11.846	143.596	-	67.140	-	323.988
FEBRERO	63.558	10.172	-	10.754	106.538	-	70.435	-	261.457
MARZO	66.384	20.499	-	10.276	95.090	-	63.073	-	255.322
ABRIL	70.784	-	-	11.596	134.151	-	80.290	-	296.821
MAYO	80.511	15.022	-	10.623	132.518	-	75.172	-	313.846
JUNIO	31.381	10.367	-	7.735	138.282	-	45.608	-	233.373
JULIO	61.776	-	-	7.258	146.922	-	58.253	-	274.209
AGOSTO	64.722	-	-	4.225	138.668	-	62.924	-	270.539
SEPTIEMBRE	123.598	-	-	5.742	179.728	-	63.360	-	372.428
OCTUBRE	109.112	-	-	6.378	219.040	-	70.889	-	405.419
NOVIEMBRE	103.704	-	-	4.925	166.310	-	57.360	-	332.299
DICIEMBRE	110.686	-	-	4.993	177.074	-	57.280	-	350.033
<b>TOTAL</b>	<b>947.931</b>	<b>95.751</b>	-	<b>96.351</b>	<b>1.777.917</b>	-	<b>771.784</b>	-	<b>3.689.734</b>
<b>TRES BOCAS - PASCUALES</b>									
ENERO	49.546	287.039	415.505	4.367	783.582	-	-	-	1.540.039
FEBRERO	58.251	94.859	537.319	3.144	665.229	-	29.417	-	1.388.219
MARZO	79.799	119.106	366.659	2.957	804.184	-	-	-	1.372.705
ABRIL	74.370	99.427	605.546	3.271	736.008	-	-	-	1.518.622
MAYO	72.875	79.773	518.961	3.639	659.888	-	-	-	1.335.136
JUNIO	100.999	222.636	463.209	3.552	766.074	-	-	-	1.556.470
JULIO	79.703	143.228	579.289	5.074	855.592	-	-	-	1.662.886
AGOSTO	77.428	295.338	463.285	4.221	896.077	-	-	-	1.736.349
SEPTIEMBRE	39.904	124.803	491.869	3.346	956.109	-	-	-	1.616.031
OCTUBRE	20.008	270.853	473.134	3.401	1.072.460	-	-	-	1.839.856
NOVIEMBRE	40.019	-	520.646	3.059	1.102.351	-	-	-	1.666.075
DICIEMBRE	19.938	122.784	599.941	3.312	954.837	-	-	-	1.700.812
<b>TOTAL</b>	<b>712.840</b>	<b>1.859.846</b>	<b>6.035.363</b>	<b>43.343</b>	<b>10.252.391</b>	-	<b>29.417</b>	-	<b>18.933.200</b>
<b>TRES BOCAS - EL SALITRAL - FUEL OIL</b>									
ENERO	-	-	-	-	-	360.551	-	751.006	1.111.558
FEBRERO	-	-	-	-	-	247.989	-	692.865	940.854
MARZO	-	-	-	-	-	311.595	-	812.962	1.124.557
ABRIL	-	-	-	-	-	300.740	-	781.758	1.082.499
MAYO	-	-	-	-	-	295.889	-	800.254	1.096.144
JUNIO	-	-	-	-	-	291.444	-	751.352	1.042.796
JULIO	-	-	-	-	-	289.842	-	781.288	1.071.130
AGOSTO	-	-	-	-	-	287.842	-	809.045	1.096.887
SEPTIEMBRE	-	-	-	-	-	269.589	-	780.331	1.049.920
OCTUBRE	-	-	-	-	-	309.155	-	840.561	1.149.716
NOVIEMBRE	-	-	-	-	-	269.361	-	749.958	1.019.319
DICIEMBRE	-	-	-	-	-	372.439	-	810.011	1.182.450
<b>TOTAL</b>	-	-	-	-	-	<b>3.606.437</b>	-	<b>9.361.392</b>	<b>12.967.829</b>

Nota: Incluye el Bombeo a CELEC y ELECTRICA GYE

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, PETROECUADOR

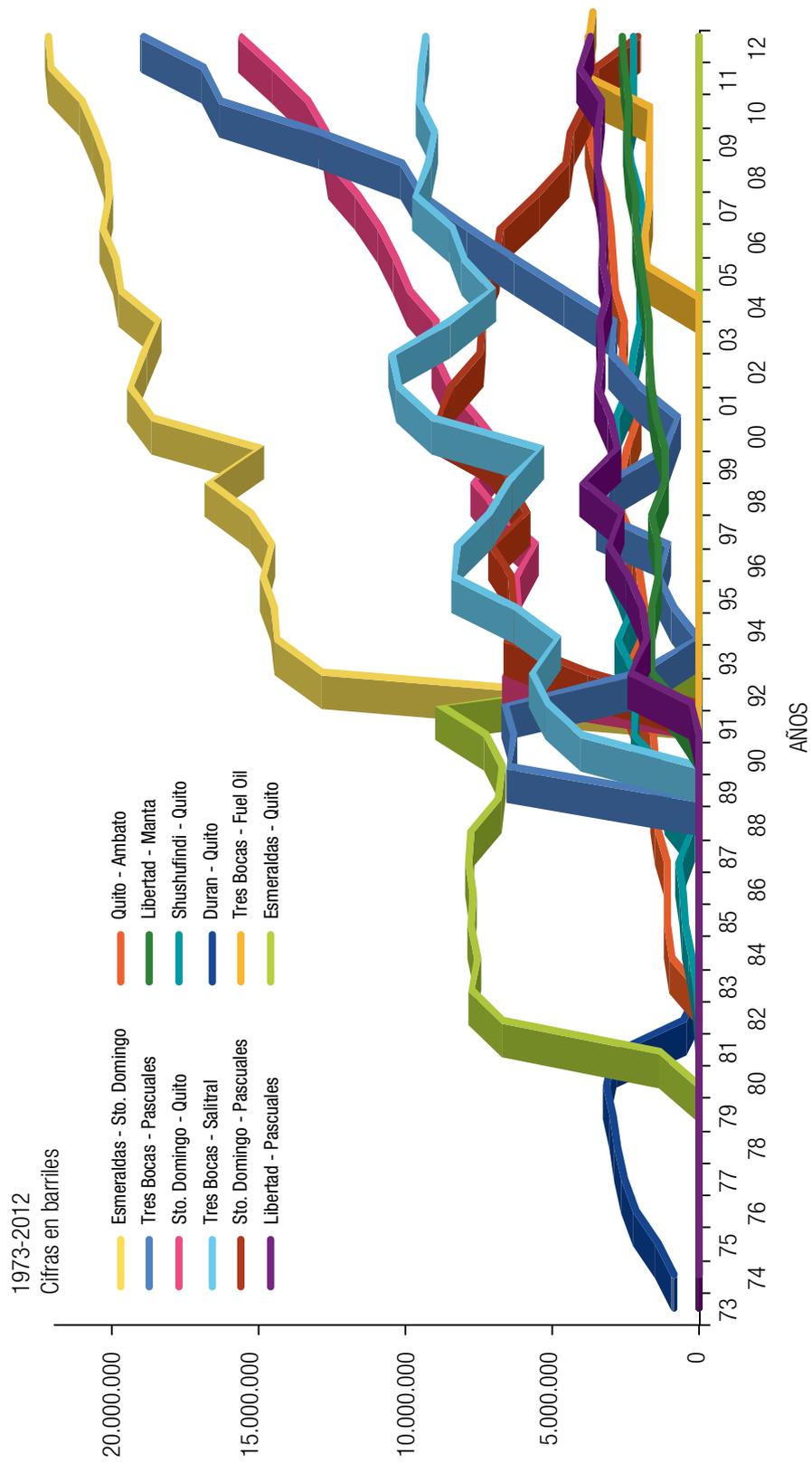


VOLÚMENES TOTALES DE DERIVADOS TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS													
Cifras en Barriles													
AÑOS	DURAN QUITO	QUITO AMBATO	ESMERALDAS QUITO	ESMERALDAS STQ. DOMINGO	STQ. DOMINGO QUITO	STQ. DOMINGO PASCUALES	SHUSHUFINDI QUITO	TRES BOCAS PASCUALES	TRES BOCAS SALITRAL GLP	TRES BOCAS FUELOIL	LIBERTAD MANTA	LIBERTAD PASCUALES	TOTAL ANUAL
1973	843.404	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	843.404
1974	1.385.588	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.385.588
1975	2.175.266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.175.266
1976	2.567.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.567.993
1977	2.790.670	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.790.670
1978	2.921.297	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.921.297
1979	3.152.012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.152.012
1980	2.957.713	-	1.334.755	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.292.468
1981	558.447	-	6.721.440	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.279.887
1982	-	-	7.771.041	-	-	-	96.675	-	-	-	-	-	7.867.716
1983	-	942.606	7.572.325	-	-	-	248.141	-	-	-	-	-	8.763.072
1984	-	1.138.155	7.813.321	-	-	-	474.284	-	-	-	-	-	9.425.760
1985	-	1.110.806	7.737.815	-	-	-	563.615	-	-	-	-	-	9.412.236
1986	-	1.132.562	7.893.232	-	-	-	732.139	-	-	-	-	-	9.757.933
1987	-	1.392.670	7.811.359	-	-	-	281.559	-	-	-	-	-	9.485.588
1988	-	1.563.985	6.899.618	-	-	-	1.120.851	-	-	-	-	-	9.584.454
1989	-	1.466.183	6.734.735	-	-	-	1.286.343	6.533.039	-	-	-	-	16.020.300
1990	-	1.572.204	7.230.925	-	-	-	2.222.192	6.325.321	1.479.221	2.508.542	-	-	21.338.405
1991	-	2.237.884	8.931.557	-	-	-	2.193.074	6.674.212	2.380.294	2.761.825	685.378	229.644	26.093.868
1992(a)	-	2.611.604	-	12.881.331	6.680.211	3.810.806	2.265.997	2.047.151	2.379.696	3.369.561	1.669.429	2.385.478	29.610.247
1993	-	2.069.212	-	14.380.730	5.699.948	6.645.935	2.765.542	-	1.898.157	2.868.075	1.604.087	1.758.903	27.344.706
1994	-	1.858.033	-	14.494.397	6.172.595	6.314.913	2.226.566	856.711	2.767.570	3.493.835	1.649.027	1.972.419	29.318.558
1995	-	2.004.754	-	14.877.160	6.272.241	6.391.147	2.654.761	1.433.525	4.099.866	4.332.097	1.446.385	2.432.010	33.280.578
1996	-	2.210.840	-	14.560.336	5.531.137	7.089.947	3.081.423	1.034.005	4.133.054	4.157.066	1.436.404	3.075.441	33.688.569
1997	-	2.617.696	-	15.284.703	6.806.384	5.877.952	2.948.987	3.504.100	2.549.202	4.592.924	1.619.498	2.609.963	35.727.073
1998	-	2.745.033	-	16.801.804	7.689.705	6.473.450	2.862.216	3.006.821	2.398.120	4.093.424	1.185.887	4.022.564	37.115.869
1999	-	2.466.945	-	14.907.335	6.692.685	7.061.213	2.833.503	1.200.073	2.930.615	2.434.458	1.198.590	2.817.116	30.788.635
2000	-	2.140.906	-	18.678.444	7.551.838	8.925.527	2.868.069	693.974	4.695.579	4.370.544	1.494.691	3.004.801	37.937.008
2001	-	2.378.288	-	19.379.589	8.498.317	8.482.656	2.428.921	2.013.055	5.511.145	4.750.684	1.631.758	3.473.068	41.566.508
2002	-	2.641.065	-	18.922.863	9.033.846	7.473.918	2.226.332	3.053.768	6.216.503	4.242.089	1.691.546	3.348.607	42.342.773
2003	-	2.585.435	-	18.413.602	8.943.417	7.374.137	2.014.722	2.843.042	6.475.058	2.057.220	1.700.529	3.392.482	39.482.090
2004	-	2.855.854	-	19.722.729	9.847.297	7.444.644	2.037.896	4.574.565	7.027.110	1.772.839	1.890.711	3.080.507	42.962.211
2005	-	2.959.688	-	19.878.429	10.323.799	6.948.661	2.062.997	6.231.464	8.012.673	1.895.609	1.998.660	3.300.359	46.329.879
2006	-	3.038.346	-	20.330.735	10.835.938	6.791.401	1.843.996	7.883.340	8.431.901	1.687.628	2.145.925	3.294.185	48.656.056
2007	-	3.211.564	-	20.064.873	11.661.213	5.539.827	2.028.489	9.503.470	9.699.749	1.684.724	2.186.490	3.356.835	51.736.185
2008	-	3.530.959	-	20.154.658	12.544.938	4.567.487	2.346.295	10.120.285	9.285.796	1.717.795	2.394.100	3.458.405	53.008.293
2009	-	3.806.011	-	20.540.409	12.682.089	4.385.995	2.457.012	12.945.491	9.021.675	1.637.255	2.449.808	3.491.381	56.349.042
2010	-	3.543.114	-	21.014.443	13.312.935	3.906.357	2.237.628	16.323.984	9.526.588	3.908.276	2.446.595	3.327.890	62.328.497
2011	-	3.611.162	-	22.119.304	14.465.484	3.574.926	2.281.488	16.844.793	9.476.568	3.763.926	2.576.561	4.065.406	64.739.197
2012	-	3.762.722	-	22.202.238	15.616.836	2.099.292	2.271.584	18.933.200	9.361.392	3.606.437	2.670.751	3.689.734	66.498.057

Notas: a) A partir de este año, los totales se refieren a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Quito, Santo Domingo-Pascales

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento. EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR

## VOLUMENES DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS



Fuente:  
Elaboración: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS								
Cifras en Barriles								
AÑO	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA	GASOLINA		DIESEL 1	DIESEL 2 (b)	JET FUEL	TOTAL
			ECO-85	BASE				
<b>ESMERALDAS-QUITO (a)</b>								
1980		765.708			109.511	459.536		1.334.755
1981	68.349	4.011.425			493.769	2.147.897		6.721.440
1982	185.378	4.707.416			528.969	2.349.278		7.771.041
1983	113.162	4.582.764			535.362	2.341.037		7.572.325
1984	115.977	4.866.586			539.469	2.291.289		7.813.321
1985	92.391	4.760.342			548.489	2.336.593		7.737.815
1986	144.069	4.994.202			488.375	2.266.586		7.893.232
1987	119.180	4.884.944			356.728	2.450.507		7.811.359
1988	162.477	4.269.673			310.662	2.156.806		6.899.618
1989	153.848	4.289.798			253.529	2.037.560		6.734.735
1990	143.510	4.395.461			309.756	2.382.198		7.230.925
1991	137.270	5.311.599			240.268	3.242.420		8.931.557
<b>ESMERALDAS-SANTO DOMINGO</b>								
1992	318.528	6.532.819			387.701	5.642.282		12.881.330
1993	344.310	7.224.621			391.415	6.420.384		14.380.730
1994	486.558	6.444.336	454.602		351.344	6.757.557		14.494.397
1995	697.359	4.913.442	1.593.797		228.871	7.443.691		14.877.160
1996	808.080	4.256.588	1.898.680		281.216	7.315.772		14.560.336
1997	865.680	4.360.011	2.180.535		258.731	7.619.747		15.284.704
1998	2.499.714	4.513.238	532.363	44.036	296.463	8.226.701	689.290	16.801.805
1999	3.149.820	3.345.967		55.688	412.460	6.841.075	1.102.325	14.907.335
2000	3.582.866	4.647.667		59.873	346.240	8.807.314	1.234.485	18.678.445
2001	4.124.813	4.791.649			277.801	9.019.154	1.166.173	19.379.590
2002	4.529.060	4.736.214			277.291	8.145.581	1.234.717	18.922.863
2003	4.533.639	4.452.134			267.726	8.026.456	1.133.647	18.413.602
2004	4.695.240	4.597.741			268.792	8.614.094	1.546.861	19.722.728
2005	4.818.060	4.437.195		74.640	231.002	8.557.896	1.759.636	19.878.429
2006	4.849.619	4.588.881			21.012	9.176.094	1.695.129	20.330.735
2007	5.108.066	4.437.019				8.422.545	2.097.244	20.064.873
2008	5.088.424	4.168.803				8.902.193	1.995.238	20.154.658
2009	5.073.278	4.325.691				9.273.736	1.867.705	20.540.409
2010	4.919.408	4.389.329				9.897.338	1.808.368	21.014.443
2011	5.423.371	4.787.752				10.059.248	1.848.933	22.119.304
2012	7.525.993	2.522.546				10.273.804	1.879.895	22.202.238
<b>SANTO.DOMINGO-QUITO</b>								
1992	120.519	3.970.194			138.851	2.450.647		6.680.211
1993	107.676	3.392.067			102.551	2.097.654		5.699.948
1994	142.143	2.915.492	278.433		73.617	2.762.910		6.172.595
1995	196.695	1.962.748	935.712		68.620	3.108.466		6.272.241

Pasan...

Vienen...

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS								
Cifras en Barriles								
AÑO	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA	GASOLINA		DIESEL 1	DIESEL 2 (b)	JET FUEL	TOTAL
			ECO-85	BASE				
<b>SANTO.DOMINGO-QUITO</b>								
1996	227.290	1.620.151	1.045.728		65.310	2.572.658		5.531.137
1997	289.858	1.986.784	1.000.802		94.535	3.434.395		6.806.374
1998	1.458.765	1.945.370	231.584		101.643	3.679.651	272.692	7.689.705
1999	2.201.510	1.010.285			132.722	2.817.039	531.129	6.692.685
2000	2.346.821	1.180.116		19.910	107.102	3.482.511	415.377	7.551.837
2001	2.514.781	1.331.306			95.766	4.134.789	421.676	8.498.318
2002	2.870.679	1.260.458			90.822	4.420.567	391.321	9.033.847
2003	3.090.637	979.889			89.660	4.429.146	354.085	8.943.417
2004	3.019.822	1.418.788			121.061	4.807.377	480.250	9.847.298
2005	3.165.746	1.633.321	-	49.448	119.264	4.904.324	451-196	10.323.799
2006	3.408.162	1.759.350			9.913	5.098.985	559.529	10.835.939
2007	3.574.283	2.030.644				5.440.843	615.443	11.661.213
2008	3.876.631	2.076.998				5.944.778	646.531	12.544.938
2009	4.029.261	2.148.756				5.839.960	664.112	12.682.089
2010	4.038.302	2.392.929				6.156.582	725.122	13.312.935
2011	4.450.212	2.634.882				6.608.154	772.236	14.465.484
2012	6.915.390	506.024				7.381.478	813.944	15.616.836
<b>STO.DOMINGO-PASCUALES</b>								
1992	291.373	1.637.074			130.950	1.851.409		3.910.806
1993	214.814	2.885.476			182.908	3.362.737		6.645.935
1994	329.702	2.871.697	132.344		152.121	2.829.049		6.314.913
1995	500.030	2.173.351	507.933		125.400	3.084.433		6.391.147
1996	558.591	2.216.871	699.657		113.599	3.501.229		7.089.947
1997	575.823	1.728.294	859.308		126.642	2.587.885		5.877.952
1998	954.966	1.865.329	201.547	44.036	188.737	2.802.238	416.597	6.473.450
1999	1.001.207	1.927.453		86.669	258.439	3.049.357	738.088	7.061.213
2000	1.199.021	2.849.137		40.701	154.207	3.884.587	797.874	8.925.527
2001	1.438.150	2.685.131			116.324	3.534.901	708.151	8.482.657
2002	1.589.732	2.781.773			105.481	2.179.902	817.029	7.473.917
2003	1.230.637	2.869.800			108.091	2.433.845	731.764	7.374.137
2004	1.457.009	2.504.682			109.160	2.302.908	1.070.885	7.444.644
2005	1.439.880	2.029.134		25.208	97.998	2.076.361	1.280.081	6.948.662
2006	1.341.003	2.091.213			11.550	2.241.007	1.106.627	6.791.400
2007	1.227.639	1.625.577				1.249.400	1.437.211	5.539.827
2008	940.552	1.188.742				1.134.532	1.303.661	4.567.487
2009	704.825	1.129.072				1.394.818	1.157.280	4.385.995
2010	515.122	812.807				1.503.185	1.075.244	3.906.357
2011	517.325	836.803				1.180.870	1.039.928	3.574.926
2012	220.265	571.042				293.976	1.014.009	2.099.292

Notas: a) Inicia su operación en septiembre de 1980. La información corresponde a los envíos de las Refinerías. Desde 1992 se registra volúmenes transportados por los poliductos Esmeraldas-Sto Domingo y Sto Domingo-Quito  
 b) Incluye diesel premium

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento. EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL POLIDUCTO SHUSHUFINDI - QUITO										
Cifras en Barriles										
MES	PRODUCTO	G.L.P.	GASOLINA NATURAL	GASOLINA EXTRA	NAFTA BASE	DIESEL 1	DIESEL 2 (a)	JET FUEL	TOTAL	
1982		96.675	-	-	-	-	-	-	96.675	
1983		245.866	2.275	-	-	-	-	-	248.141	
1984		471.069	3.215	-	-	-	-	-	474.284	
1985		563.615	-	-	-	-	-	-	563.615	
1986		729.189	2.950	-	-	-	-	-	732.139	
1987		207.266	-	74.293	-	-	-	-	281.559	
1988		461.711	-	659.140	-	-	-	-	1.120.851	
1989		403.774	-	591.563	-	34.714	256.292	-	1.286.343	
1990		803.807	-	942.283	-	55.819	420.283	-	2.222.192	
1991		935.780	-	823.191	-	66.646	367.457	-	2.193.074	
1992		886.894	-	943.759	-	70.417	364.927	-	2.265.997	
1993		1.403.522	-	1.005.375	-	62.171	294.474	-	2.765.542	
1994		1.103.580	-	1.061.820	-	16.591	44.595	-	2.226.586	
1995		1.119.994	-	1.323.936	-	41.219	169.612	-	2.654.761	
1996		1.146.621	-	1.651.773	-	50.872	232.157	-	3.081.423	
1997		1.100.736	-	1.714.357	-	32.797	235.816	-	3.083.706	
1998		1.091.332	-	1.166.529	348.214	27.714	108.669	119.758	2.862.216	
1999		1.023.477	-	-	1.304.068	38.917	378.210	88.831	2.833.503	
2000		1.109.153	-	-	1.302.271	49.047	294.511	103.087	2.858.069	
2001		904.210	-	-	1.249.692	31.454	141.442	102.123	2.428.921	
2002		788.766	-	-	1.237.766	27.709	66.163	105.928	2.226.332	
2003		682.692	-	-	1.149.584	34.029	33.373	115.045	2.014.723	
2004		692.325	-	-	1.132.825	42.325	37.822	132.599	2.037.896	
2005		593.101	-	-	1.168.328	53.846	62.362	175.361	2.052.998	
2006		485.185	-	-	1.085.579	48.540	53.272	171.420	1.843.996	
2007		342.169	-	-	1.389.414	53.821	75.496	167.589	2.028.489	
2008		471.135	-	-	1.592.560	56.891	33.007	192.702	2.346.295	
2009		597.540	-	-	1.592.396	54.382	35.130	177.564	2.457.012	
2010		612.318	-	-	1.388.994	34.772	29.520	172.023	2.237.628	
2011		668.841	-	-	1.383.272	14.923	20.580	193.873	2.281.488	
2012		715.582	-	-	1.435.675	8.758	45.601	65.968	2.271.584	

Nota: a) Incluye diesel Premium

Fuente:  
Elaboración:

Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL POLIDUCTO DURAN-QUITO				
Cifras en Barriles				
AÑOS	GASOLINA SUPER	GASOLINA REGULAR	GASOLINA EXTRA	TOTAL
1973	-	-	843.404	843.404
1974	-	-	1.385.588	1.385.588
1975	-	475.185	1.700.081	2.175.266
1976	-	543.597	2.024.396	2.567.993
1977	-	410.814	2.379.856	2.790.670
1978	-	205.764	2.715.533	2.921.297
1979	-	168.901	2.983.111	3.152.012
1980	-	158.316	2.799.397	2.957.713
1981	38.236	27.312	492.899	558.447

Nota: El Poliducto funcionó hasta julio/1981, desde 1981 funciona como Poliducto Quito-Ambato.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL POLIDUCTO QUITO-AMBATO							
Cifras en Barriles							
AÑOS	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA	GASOLINA ECO-85	DIESEL 1	DIESEL 2 (a)	JET FUEL	TOTAL
1983	-	913.421	-	-	29.184	-	942.606
1984	379	1.077.020	-	-	60.755	-	1.138.155
1985	-	1.027.375	-	-	83.431	-	1.110.806
1986	-	1.050.717	-	-	81.845	-	1.132.562
1987	-	1.107.644	-	219.360	65.666	-	1.392.670
1988	-	1.025.021	-	485.582	53.382	-	1.563.985
1989	-	1.068.690	-	352.336	45.157	-	1.466.183
1990	-	1.109.913	-	408.232	54.059	-	1.572.204
1991	-	1.311.826	-	842.538	83.520	-	2.237.884
1992	-	1.545.530	-	105.693	960.381	-	2.611.604
1993	-	1.265.782	-	758.913	44.517	-	2.069.212
1994	-	1.056.292	20.895	767.609	12.283	-	1.857.079
1995	-	981.873	172.085	842.281	8.515	-	2.004.754
1996	-	1.079.408	107.813	989.474	34.145	-	2.210.840
1997	-	1.360.293	73.537	1.171.177	12.968	-	2.617.975
1998	67.940	1.413.638	12.956	1.239.932	10.568	-	2.745.034
1999	41.661	1.472.022	-	953.262	-	-	2.466.945
2000	38.078	1.081.737	-	1.015.211	5.880	-	2.140.906
2001	72.668	1.115.312	4.177	1.186.131	-	-	2.378.288
2002	126.749	1.149.836	-	4.088	1.360.392	-	2.641.065
2003	181.974	1.117.071	-	-	3.693	1.282.697	2.585.435
2004	206.197	1.202.964	-	3.280	1.443.413	-	2.855.854
2005	234.280	1.265.788	-	3.222	1.456.397	-	2.959.687
2006	248.548	1.304.654	-	2.974	1.482.170	-	3.038.346
2007	277.201	1.412.129	-	3.303	1.518.922	-	3.211.554
2008	305.651	1.518.256	-	3.674	1.703.378	-	3.530.959
2009	340.147	1.633.161	-	4.440	1.828.263	-	3.806.011
2010	305.665	1.565.163	-	4.057	1.668.230	-	3.543.114
2011	387.388	1.641.580	-	3.436	1.578.748	-	3.611.152
2012	397.775	1.658.130	-	4.097	1.702.720	-	3.762.722

Notas: a) Incluye diesel Premium

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS										
Cifras en Barriles										
AÑO	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA	GASOLINA BASE	NAFTA	G.L.P.	FUEL OIL	DIESEL 1	DIESEL 2	JET FUEL	TOTAL
<b>TRES BOCAS - PASCUALES (1)</b>										
1989	532.998	3.314.745					423.337	2.261.960		6.533.039
1990	398.936	3.136.576					546.615	2.243.193		6.325.321
1991	421.610	3.339.226					189.068	2.724.308		6.674.212
1992	153.399	899.870					83.937	909.946		2.047.152
1993										
1994								856.711		856.711
1995		60.021					3.673	1.369.831		1.433.525
1996								1.034.005		1.034.005
1997								3.504.100		3.504.100
1998				387.880		650.200	4.198	1.964.543		3.006.821
1999				234.198			1.328	964.547		1.200.073
2000				62.106				631.868		693.974
2001				300.297			880	1.711.879		2.013.056
2002				345.550			4.852	2.703.366		3.053.768
2003				531.438				2.311.604		2.843.042
2004	259.948	100.054		460.990			11.129	3.742.444		4.574.565
2005			241.211	1.001.746				4.988.507		6.231.464
2006		36.537	516.914	1.286.248				6.043.641		7.883.340
2007		26.101	535.537	2.236.768				6.705.064		9.503.470
2008			307.163	3.245.863				6.567.260		10.120.285
2009		398.998	507.985	3.719.806				8.237.927	80.776	12.945.491
2010		2.250.407	239.314	3.336.429				10.442.971	54.864	16.323.984
2011		2.796.405	421.961	4.392.189			33.375	9.200.863		16.844.793
2012		1.859.846	712.840	6.035.363			43.343	10.252.391	29.417	18.933.200
<b>TRES BOCAS - EL SALIRAL (1)</b>										
1990					1.479.221	2.508.542				3.987.763
1991					2.380.294	2.761.825				5.142.119
1992					2.379.696	3.369.561				5.749.257
1993					1.898.157	2.868.075				4.766.232
1994					2.767.570	3.493.835				6.261.405
1995					4.099.886	4.332.097				8.431.983
1996					4.133.054	4.157.066				8.290.120
1997					2.549.202	4.592.924				7.142.126
1998					2.398.120	4.093.424				6.491.544
1999					2.930.615	2.434.458				5.365.073
2000					4.695.579	4.370.544				9.066.123
2001					5.511.145	4.750.684				10.261.829
2002					6.216.503	4.242.089				10.458.592
2003					6.475.058	2.057.220				8.532.278
2004					7.027.110	1.772.839				8.799.949
2005					8.012.673	1.895.609				9.908.282
2006					8.431.901	1.687.628				10.119.529
2007					9.699.749	1.684.724				11.384.473
2008					9.285.796	1.717.795				11.003.591
2009					9.021.675	1.637.255				10.658.930
2010					9.526.568	3.908.276				13.434.844
2011					9.476.568	3.763.926				13.240.494
2012					9.361.392	3.606.437				12.967.829

Pasan...

Vienen...

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR POLIDUCTOS										
Cifras en Barriles										
AÑO	GASOLINA SUPER	GASOLINA EXTRA	GASOLINA BASE	NAFTA	G.L.P.	FUEL OIL	DIESEL 1	DIESEL 2	JET FUEL	TOTAL
<b>LIBERTAD - MANTA (2)</b>										
1991		365.533					21.587	298.258		685.378
1992		884.152					35.857	749.420		1.669.429
1993		869.528					33.201	701.358		1.604.087
1994		850.582					29.118	769.327		1.649.027
1995		701.251					22.002	723.132		1.446.385
1996		682.478					20.162	733.764		1.436.404
1997		688.842					3.757	926.900		1.619.499
1998		522.543					11.669	651.675		1.185.887
1999		483.556					13.332	701.702		1.198.590
2000		567.462					20.865	906.364		1.494.691
2001		504.560					18.486	1.108.713		1.631.759
2002		608.628					14.452	1.068.466		1.691.546
2003		577.116					12.941	1.110.473		1.700.530
2004		623.005					14.886	1.252.821		1.890.712
2005		631.948					18.380	1.348.333		1.998.661
2006		663.421					18.197	1.464.308		2.145.926
2007		733.437					18.776	1.434.277		2.186.490
2008		731.519					24.410	1.638.170		2.394.100
2009		781.872					30.265	1.637.671		2.449.808
2010		861.623					25.524	1.559.448		2.446.595
2011		947.109					27.351	1.602.101		2.576.561
2012		1.085.394					30.046	1.555.311		2.670.751
<b>LIBERTAD - PASCUALES (3)</b>										
1991		64.873					13.086	151.685		229.644
1992		1.244.150					119.954	1.021.374		2.385.478
1993		996.724					70.074	692.105		1.758.903
1994		974.401					44.931	953.087		1.972.419
1995		1.202.167					73.319	1.156.524		2.432.010
1996		910.221					98.518	2.066.702		3.075.441
1997		1.229.560					119.069	1.151.990	109.345	2.609.964
1998		658.379		270.554			210.417	2.398.795	484.418	4.022.563
1999	39.592	426.433		17.910			164.307	1.712.099	456.775	2.817.116
2000		135.062		410.024			111.513	1.848.522	499.679	3.004.800
2001		60.259	559.128	16.360			100.521	2.190.689	546.111	3.473.068
2002		32.647	519.813				69.371	2.277.069	449.708	3.348.608
2003		96.022	387.934				65.208	2.384.498	458.820	3.392.482
2004	230.350	360.997					57.392	2.049.590	382.178	3.080.507
2005		495.653	515.401				82.491	1.850.747	356.068	3.300.360
2006		479.072	462.713				80.597	1.682.793	589.011	3.294.186
2007		317.838	701.519				91.627	1.715.215	530.636	3.356.835
2008		487.199	1.151.247				91.235	1.162.207	566.516	3.458.405
2009		444.213	1.150.749				85.828	1.151.213	659.378	3.491.381
2010		327.794	992.293				105.089	1.292.753	609.961	3.327.890
2011		197.609	992.000				136.056	1.980.196	759.545	4.065.406
2012		95.751	947.931				96.351	1.777.917	771.784	3.689.734

Notas:  
 (1) No se dispone información para años anteriores  
 (2) Entra en operación en agosto de 1991  
 (3) Entra en operación en octubre de 1991  
 Incluye el Bombeo a CELEC y ELECTRICA GYE

Fuente: Gerencia de Transporte y Almacenamiento, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR





## 6. Comercio Interno

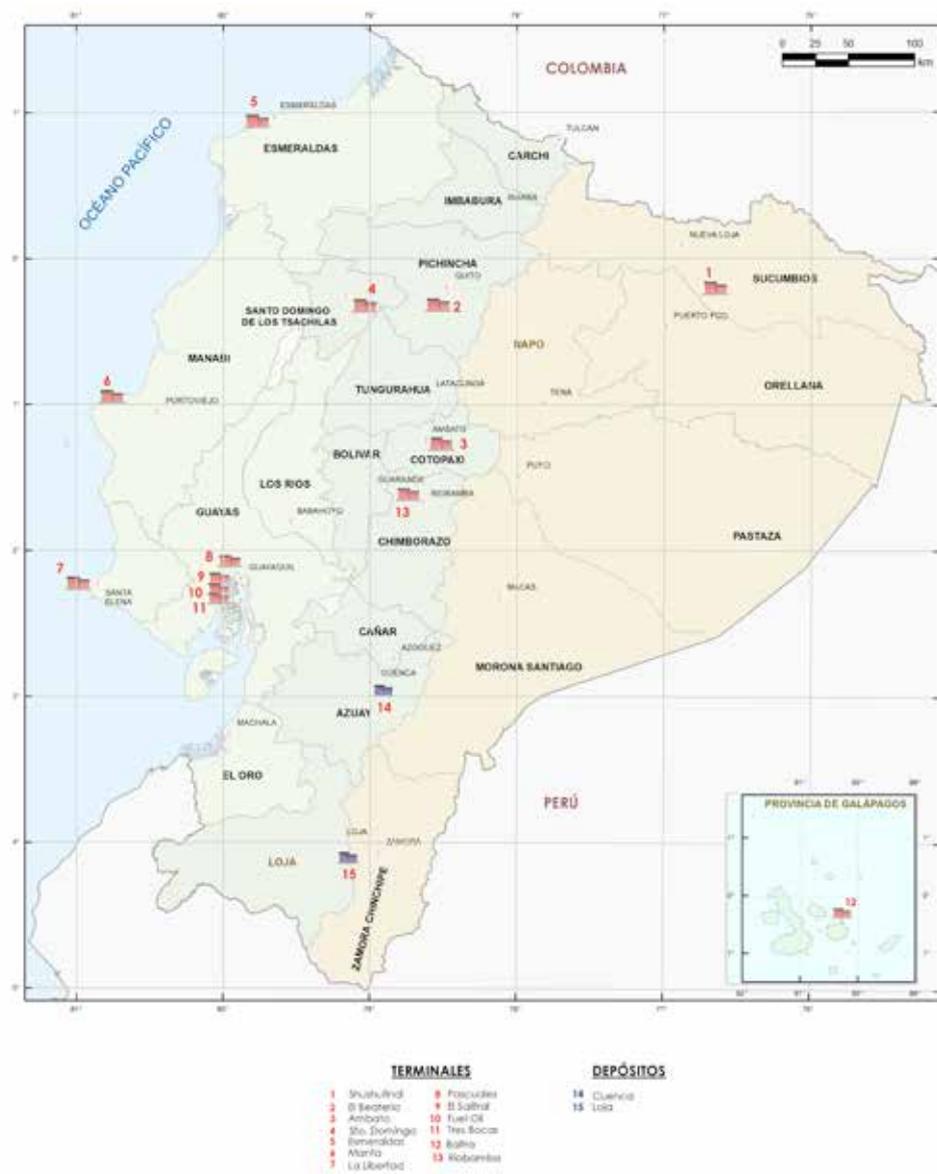
- Despacho Comercializadora EP Petroecuador
- Despachos Comercializadoras Privadas
- Transferencias
- Precios Abastecedoras EP Petroecuador





## Despachos de derivados al mercado interno

La Gerencia de Comercialización es la encargada del almacenamiento y despacho de derivados a nivel nacional, siendo su principal objetivo asegurar el suministro de hidrocarburos a todas las zonas de consumo masivo. Cuenta con centros de almacenamiento, 8 terminales y 12 depósitos, con instalaciones para la recepción de combustibles, que son transportados por poliductos y despachados a través de autotanques hacia los sitios de distribución final.



## Antecedentes

En abril del año 1973 CEPE asume el abastecimiento de GLP (gas licuado de petróleo), al mercado nacional, actividad que incluye, además de la provisión interna y la importación del combustible.

Para 1974 se inicia oficialmente la actividad de comercialización de derivados por parte de CEPE en el mercado interno, de su participación en la producción de las refinerías Anglo y Gulf, en la península de Santa Elena.





El siguiente año empieza el comercio de Turbo Fuel y Gasolina de Aviación, y en octubre Asfaltos, además del GLP producido por las compañías Gulf y Anglo.

A partir de 1976, CEPE toma el control total del mercado interno de derivados (gasolina, diésel, asfaltos, kerex, etc.), y la importación de GLP; también incorpora al mercado un aceite con su propia marca, lubricantes CEPE; llegando al 100% de las operaciones de abastecimiento en enero de 1977.

Mediante acuerdo ministerial de 6 de noviembre de 1978, se dispone que las empresas productoras de petróleo entreguen al mercado interno el crudo necesario para el abastecimiento nacional en porcentajes uniformes, de acuerdo al volumen que les pertenece.

En 1980 se incorpora al mercado interno gasolina de 92 octanos, a un precio inicial de 18,20 sucres por galón. En el siguiente año, durante el gobierno de Jaime Roldós Aguilera, se decreta el primer incremento del precio de los combustibles en un 300% con el fin de eliminar el subsidio, que en esa época ascendía a 25.000 millones de sucres, y de esta manera evitar el contrabando a países vecinos.

Durante el año 1985 se inicia el proceso de coloración de combustibles para lograr que estos cumplan con las normas de calidad exigidas. Para el próximo año se agrega al mercado interno Diésel 1 para uso industrial.

Con la creación de PETROECUADOR en 1989 se inicia el expendio de gasolina Súper SP 90 sin plomo, como alternativa válida frente a la gasolina Súper 92 con plomo, y también se agrega al mercado la línea de lubricantes Petroil, con tecnología Maraven.

En 1991 se inaugura el proyecto de almacenamiento y distribución de derivados en Galápagos, se optimiza el transporte marítimo entre el continente y las islas con menor contaminación ambiental, se abastece de combustibles a la zona. Para 1993 PETROECUADOR entrega a la empresa privada la administración y operación de la distribución de los combustibles en la provincia insular de Galápagos.

En el mes de agosto de 1993 se inicia la venta de gasolina sin plomo, denominada ECO 82, en Quito y Guayaquil; y en 1998 las gasolinas de 80 y 89 octanos sin plomo, que reemplazaran a la ECO 84, salieron a la venta en todo el país.

Para 1996 se introduce al mercado nacional la gasolina Extra de 80 octanos sin plomo, que reemplaza a la gasolina de 80 octanos con plomo. El proyecto arranca con 5.500 barriles diarios para Quito y 5.000 para Guayaquil. El 27 de agosto, de ese año, el gobierno decide suspender el subsidio del Diésel Pesquero.

En 1999 se inicia la venta de Nafta Base en el mercado interno.



## Despachos de derivados 2012

El despacho de combustibles en el país durante 2012 fue mayor en 3,3% con respecto a 2011, ya que el volumen de consumo fue de 85.3 millones de barriles, variación que se origina por el incremento de la demanda de derivados de mayor consumo, ya que los precios de venta han permanecido constantes.

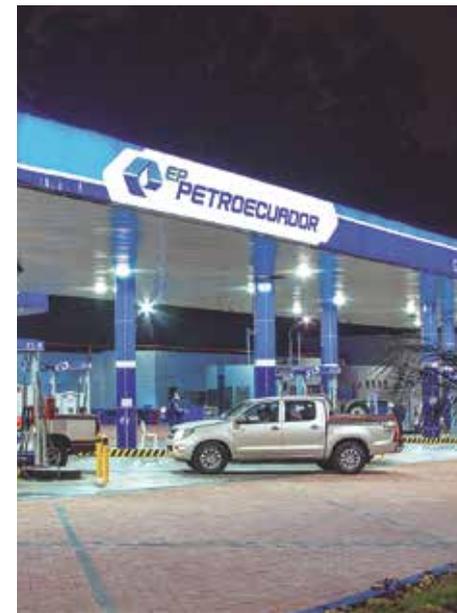
Debido a la implementación del Plan de Mejoramiento de la Calidad de los combustibles, mediante el cual se incrementó el octanaje de la gasolina Extra de 81 a 87 y de la gasolina Súper de 90 a 92 a partir del mes de abril de 2012, se generó una gran diferencia en las ventas, con un incremento de la demanda de gasolina Extra en un 7,50% y un decremento del 2,92% en la demanda de gasolina Súper, en comparación con el año 2011.

A partir del 15 de noviembre del 2011 se inició el despacho de Diésel Premium para el sector automotriz a nivel nacional, ya que anteriormente se distribuía en las ciudades de Quito, Guayaquil y Cuenca; con el mejoramiento de la calidad del azufre al reducir de 650 a 500 ppm, se generó cambios en la demanda de este producto, incrementándose en un 419,18% con respecto al año 2011 y consecuentemente un decremento en el consumo de Diésel 2.

En el caso del Fuel Oil eléctrico, el consumo se incrementó en 2,32 %, mientras que el Fuel Oil internacional fue menor en un 12,64% con respecto al año anterior, debido a que la entrega a los buques navieros se suministra de acuerdo a la disponibilidad de producción de Refinería La Libertad después de abastecer al sector industrial y eléctrico.

En cuanto al Jet A-1 el consumo fue menor en un 3,68% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento del valor de los pasajes aéreos en aplicación del Decreto Ejecutivo 968, lo cual determinó la eliminación del subsidio al combustible de avión a partir del 1 de enero de 2012, para las rutas de los aeropuertos que no administra el Estado.

Entre los otros productos de consumo tenemos que se incrementó la demanda de Asfaltos en un 8,22%, en Solventes hubo un aumento del 15,68%, en el caso del Avgas se incrementó en un 5,72% en comparación al año anterior.



## DESPACHOS TOTALES DE LA ABASTECEDORA EP PETROECUADOR (a)

Cifras en Barriles

PRODUCTO	AÑO 2012												Enero - Diciembre 2012	2011	Var % 12/11
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE			
GASOLINA:	1.887.944	1.793.102	1.927.161	1.872.659	2.010.478	1.988.824	2.019.943	2.045.886	1.914.182	2.025.343	1.978.870	2.152.705	23.596.897	22.385.107	5.41
SUPER	474.396	456.344	480.814	452.728	466.222	447.167	443.335	440.062	396.934	422.103	412.187	453.876	5.346.169	5.506.793	-2.92
EXTRA	1.325.345	1.255.381	1.357.226	1.334.172	1.451.389	1.433.437	1.483.734	1.515.166	1.431.634	1.512.801	1.477.301	1.598.993	17.176.578	15.978.871	7.50
EXTRA CON ETHANOL	88.202	81.377	89.121	85.759	92.867	88.220	92.875	90.658	85.614	90.439	89.182	99.835	1.074.150	899.443	19.42
ABSORVER	-	-	238	-	-	-	-	476	-	-	-	238	952	1.190	-20.00
DIESEL 1:	9.089	7.485	10.589	7.797	4.560	7.932	7.038	5.449	5.625	8.856	9.713	4.132	88.265	103.435.51	-14.67
TERRESTRE	4.164	3.427	3.578	2.873	2.189	2.571	2.191	3.401	2.458	4.338	3.354	3.434	37.977	55.042	-31.00
MARINO INTERNACIONAL	4.924	4.058	7.011	4.924	2.370	5.362	4.848	2.048	3.168	4.518	6.359	698	50.288	48.393	3.92
DIESEL 2:	2.256.077	2.085.270	2.369.858	2.174.620	2.374.484	2.367.040	2.414.505	2.529.361	2.496.346	2.830.639	2.544.799	2.719.917	29.162.914	28.341.798	2.90
TERRESTRE - NACIONAL	720.713	553.113	592.359	569.019	605.514	612.630	682.385	655.484	627.724	681.602	662.434	658.412	7.601.389	20.686.112	-63.25
PREMIUM	1.280.216	1.318.782	1.487.322	1.408.243	1.554.520	1.538.651	1.594.832	1.657.686	1.575.201	1.667.698	1.631.641	1.653.073	18.367.865	3.537.887	419.18
ELECTRICO	112.997	102.796	143.817	63.784	60.698	64.693	54.328	74.808	133.052	356.057	127.945	290.880	1.585.852	2.459.128	-35.51
MARINO	142.150	110.579	146.361	133.574	153.752	151.066	102.961	141.384	160.369	125.282	122.779	117.552	1.607.807	1.658.671	-3.07
FUEL OIL # 4:	684.635	750.065	722.316	747.337	727.775	717.662	657.734	775.552	771.432	858.345	734.367	782.787	8.930.006	9.315.584	-4.14
INDUSTRIAL	154.945	143.390	146.810	153.925	165.672	160.299	178.570	178.917	146.059	183.695	172.260	151.695	1.936.236	1.882.409	2.86
ELECTRICO	212.001	218.869	223.352	308.929	286.495	237.381	261.187	220.568	346.608	391.806	288.354	426.744	3.422.295	3.344.829	2.32
MARINO	317.688	387.806	352.155	284.483	275.607	319.981	217.977	376.068	278.765	282.844	273.753	204.348	3.571.475	4.088.346	-12.64
ASFALTO:	141.304	138.340	161.454	148.663	184.550	215.170	207.947	231.784	245.760	279.207	244.651	194.457	2.392.906	2.211.158	8.22
AP-3	130.695	129.563	152.227	139.722	173.590	199.532	188.906	215.186	228.524	260.665	223.606	177.736	2.219.952	2.006.086	10.66
AC-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RC-250	10.609	8.777	9.226	8.941	10.960	15.638	18.641	16.598	17.256	18.541	21.045	16.722	172.954	205.072	-15.66
SOLVENTES:	10.188	16.324	19.481	11.334	11.074	10.833	10.934	14.238	11.119	12.762	13.426	5.429	147.140	127.197	15.68
MINEERAL TURPENTINE	3.981	5.643	7.142	6.965	5.503	3.905	3.910	6.500	4.881	5.786	4.952	2.214	61.381	56.348	8.93
RUBBER SOLVENT	6.207	10.681	12.338	4.369	5.571	6.929	7.024	7.738	6.238	6.976	8.473	3.214	85.758	70.849	21.04
SOLVENTE N° 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SPRAY OIL	25.929	27.476	29.380	25.833	25.262	21.167	19.619	19.381	12.810	14.881	13.452	15.429	250.618	238.970	4.87
GLP	985.687	908.094	979.769	958.717	1.031.440	971.380	983.523	1.006.225	976.251	1.035.691	993.682	1.004.953	11.835.411	11.781.856	0.46
JET FUEL	216.115	213.787	212.818	195.984	205.672	204.855	210.828	223.059	209.402	212.300	215.409	208.521	2.625.749	2.625.319	-3.68
NACIONAL	126.123	108.591	94.892	85.212	88.733	84.987	89.555	94.239	86.644	87.115	91.157	89.798	1.127.027	1.567.104	-28.08
INTERNACIONAL	89.991	105.196	117.926	110.772	116.938	119.868	121.273	128.820	122.758	125.185	124.252	118.723	1.401.722	1.058.215	32.46
AVGAS	2.310	2.205	2.624	1.753	3.498	2.822	2.539	2.656	2.625	2.693	2.403	3.049	31.177	29.489	5.72
NACIONAL	2.210	1.987	2.581	1.706	3.465	2.802	2.497	2.613	2.588	2.649	2.368	2.995	30.461	28.531	6.76
INTERNACIONAL	101	218	44	46	32	20	42	43	37	44	35	54	716	959	-25.27
NAFTA BASE 90 (SECTOR ELÉCTRICO)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PESCA ARTESANAL	67.993	70.231	69.409	67.340	70.284	68.861	69.565	70.124	63.839	69.395	65.412	62.734	815.186	744.694	9.47
RESIDUO:	374.651	321.685	378.065	324.005	491.314	406.702	435.094	490.805	416.275	611.557	640.962	597.726	5.488.842	4.317.957	27.12
INDUSTRIAL	83.774	64.860	76.402	59.860	71.486	67.631	79.374	61.740	64.686	49.064	69.190	63.095	811.162	715.701	13.34
ELECTRICO	290.877	256.825	301.663	264.146	419.829	339.071	355.720	429.064	351.590	562.493	571.772	534.630	4.677.680	3.602.255	29.85
TOTAL NACIONAL	6.661.920	6.334.062	6.883.161	6.536.042	7.140.389	6.963.247	7.038.869	7.414.988	7.125.686	7.981.688	7.456.946	7.752.076	85.269.062	82.532.740	3.32
AZUFRE (Kg)	332.360	430.620	263.880	188.540	151.020	366.980	77.790	305.500	94.980	1.564.207	1.658.352	344.870	2.871.390	3.779.860	-24.03
GAS NATURAL (MMBTU)	(b)	1.110.212	951.122	1.132.610	1.143.208	1.261.434	1.150.280	1.321.751	1.564.207	1.658.352	1.256.092	1.273.675	14.838.858	1.779.513	733.87
GAS NATURAL LIQUADO (MMBTU)	(b)	33.478	43.274	62.775	64.088	81.311	78.325	82.444	87.417	107.766	94.631	89.865	905.687	-	-
LUBRICANTES (Gls)	47.768	55.421	72.672	43.991	62.089	65.338	59.953	72.399	55.642	100.135	64.870	156.134	856.411	856.411	-

Suman 1+2+3

Notas:

a) Incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP PETROECUADOR para su comercialización.

b) El despacho de gas natural del mes de enero incluye 433.655 MMBTU. Corresponsables al mes de diciembre del 2011, valor registrado en el Sistema de Comercialización PCOB.

c) Incluye Diesel Industrial

Fuente:

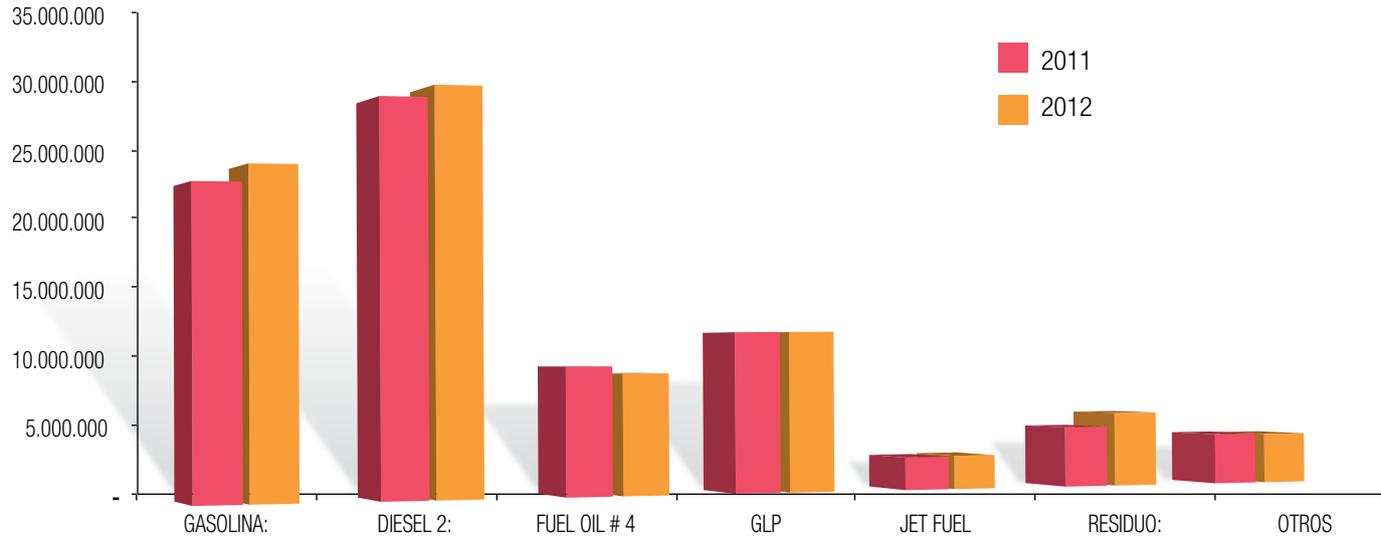
Planificación Operativa. Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCOB - Sistema de movimientos de productos)

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR.



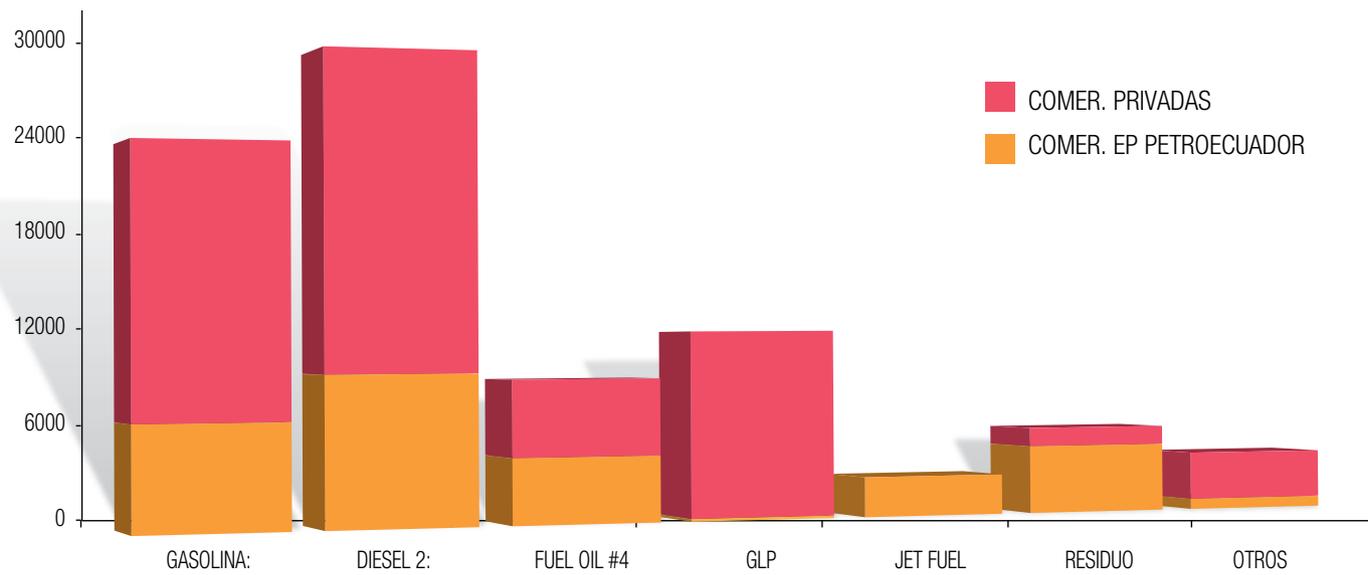
## DESPACHOS TOTALES DE DERIVADOS

Período: Enero - Diciembre 2011/2012  
Miles de barriles



## DESPACHOS POR COMERCIALIZADORA

Período: Enero - Diciembre 2011/2012  
Miles de barriles



Fuente: Gerencia de Comercialización, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

PRODUCTO	DESPACHOS DE LA COMERCIALIZADORA EP PETROECUADOR (a)												Enero - Diciembre 2011	Var % 12/11	
	Cifras en barriles														
	AÑO 2012														
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2012	2011	
<b>GASOLINA:</b>	468.429	454.150	490.685	479.165	512.979	496.026	509.231	521.744	492.150	515.669	504.085	556.124	6.000.439	5.480.441	9.49
SUPER	155.496	152.467	162.607	155.616	159.195	150.608	152.706	153.501	140.388	145.407	141.443	158.138	1.827.573	1.787.181	2.26
EXTRA	287.190	278.146	301.935	298.299	326.727	321.176	330.712	342.875	327.568	344.965	337.063	369.474	3.866.128	3.371.552	14.67
EXTRA CON ETHANOL	25.743	23.537	26.142	25.251	27.058	24.242	25.814	25.368	24.195	25.297	25.579	28.513	306.738	321.708	-4.65
<b>ABSORBER</b>	-	-	238	-	-	-	-	476	-	-	-	238	952	1.190	-20.00
<b>DISESEL 1:</b>	1.240	1.454	784	990	1.296	1.923	792	1.945	1.436	938	1.913	549	15.261	13.202	15.60
TERRESTRE	358	687	554	822	460	933	532	917	592	838	870	534	8.097	7.825	3.48
MARINO INTERNACIONAL	882	767	230	169	836	989	261	1.028	844	100	1.043	15	7.164	5.377	33.24
<b>DISESEL 2:</b>	697.155	650.694	767.492	666.825	697.928	695.832	717.413	749.355	776.674	1.033.532	792.658	961.824	9.207.381	9.313.536	-1.14
TERRESTRE NACIONAL (c)	269.579	250.392	275.443	270.132	270.668	267.725	296.988	289.528	279.912	285.746	280.629	291.822	3.328.573	5.163.619	-35.54
PREMIUM	269.318	270.039	306.749	290.454	321.107	322.992	331.314	340.518	320.676	348.690	341.758	340.562	3.804.166	1.076.665	253.33
ELECTRICO	110.884	99.975	141.938	61.439	58.349	62.815	52.686	72.461	130.235	353.948	126.771	289.234	1.560.734	2.428.149	-35.72
MARINO	47.374	30.288	43.361	44.800	47.804	42.301	36.425	46.848	45.850	45.149	43.501	40.205	513.907	645.103	-20.34
<b>FUEL OIL # 4:</b>	263.635	330.262	301.136	349.145	358.716	300.291	309.942	296.268	378.355	445.908	346.786	473.366	4.153.809	4.059.950	2.31
INDUSTRIAL	15.830	13.540	11.464	14.441	15.079	12.264	13.125	13.179	10.526	14.387	13.231	11.041	158.107	197.704	-20.03
ELECTRICO	212.001	218.869	223.352	308.929	286.495	237.361	261.187	220.568	346.608	391.806	288.354	426.744	3.422.295	3.344.829	2.32
MARINO INTERNACIONAL	35.803	97.854	66.320	25.775	57.141	50.646	35.630	62.521	21.220	39.715	45.201	35.581	573.406	517.417	10.82
<b>ASFALTO:</b>	6.102	3.148	5.642	4.346	5.339	4.761	8.709	9.227	12.511	10.348	6.310	4.553	80.995	69.051	17.30
AP-3	2.701	1.420	2.912	2.179	2.942	2.261	5.878	7.117	10.085	7.391	3.674	2.700	51.262	38.179	34.27
AC-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RC-250	3.401	1.727	2.730	2.166	2.397	2.500	2.831	2.110	2.426	2.957	2.636	1.854	29.733	30.871	-3.69
<b>SOLVENTES:</b>	5.552	8.800	10.504	6.191	3.288	2.881	3.862	4.905	4.857	4.500	4.069	2.381	61.789	71.766	-13.90
MINERAL TURPENTINE	2.147	3.024	3.857	3.465	1.979	1.048	1.886	3.190	2.619	2.595	2.167	1.167	29.143	32.821	-11.20
RUBBER SOLVENT	3.404	5.776	6.648	2.726	1.309	1.833	1.976	1.714	2.238	1.905	1.902	1.214	32.646	38.945	-16.18
SOLVENTE 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SPRAY OIL</b>	3.810	2.857	2.000	1.548	1.143	1.119	1.333	1.715	952	2.262	1.071	1.143	20.953	65.810	-68.16
GLP	6.974	4.773	4.156	3.733	3.791	3.265	3.704	3.755	3.274	3.669	3.434	3.713	48.240	90.003	-46.40
<b>JET FUEL</b>	216.115	213.787	212.818	195.984	205.672	204.855	210.828	223.059	209.402	212.300	215.409	208.521	2.528.749	2.625.319	-3.68
NACIONAL	126.123	108.591	94.892	85.212	88.733	84.967	89.555	94.239	86.644	87.115	91.157	89.798	1.127.027	1.567.104	-28.08
INTERNACIONAL	89.991	105.196	117.926	110.772	116.938	119.888	121.273	128.820	122.758	125.185	124.252	118.723	1.401.722	1.058.215	32.46
<b>AVGAS</b>	2.310	2.205	2.624	1.753	3.498	2.822	2.539	2.656	2.625	2.693	2.403	3.049	31.177	29.489	5.72
NACIONAL	2.210	1.987	2.581	1.706	3.465	2.802	2.497	2.613	2.588	2.649	2.368	2.995	30.461	28.531	6.76
INTERNACIONAL	101	218	44	46	32	20	42	43	37	44	35	54	716	959	-25.27
<b>NAFTA BASE (SECTOR ELÉCTRICO)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PESCA ARTESANAL</b>	39.100	39.524	38.651	39.226	41.847	41.780	38.710	34.509	29.111	29.389	28.092	27.131	427.069	440.014	-2.94
<b>RESIDUO:</b>	262.209	232.344	273.885	237.685	389.519	309.235	324.674	386.877	319.741	521.420	529.585	491.923	4.279.098	3.175.986	34.73
INDUSTRIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELECTRICO	262.209	232.344	273.885	237.685	389.519	309.235	324.674	386.877	319.741	521.420	529.585	491.923	4.279.098	3.175.986	34.73
<b>TOTAL</b>	1.972.630	1.943.997	2.110.615	1.986.589	2.225.015	2.064.791	2.131.737	2.236.491	2.231.087	2.782.629	2.435.815	2.734.516	26.855.913	25.744.944	4.32
<b>AZUFRE (Kg)</b>	332.360	430.620	263.880	198.540	151.020	366.980	77.790	305.500	94.980	-	304.850	344.870	2.871.390	3.779.860	-24.03
<b>GAS NATURAL (MMBTU)</b>	1.110.212	951.122	1.132.610	1.015.915	1.143.208	1.261.434	1.150.280	1.321.751	1.564.207	1.658.352	1.256.092	1.273.675	14.838.858	1.779.513	733.87
<b>GAS NATURAL LICUADO (MMBTU)</b>	33.478	43.274	62.775	64.088	81.311	78.325	80.313	82.444	87.417	107.766	94.631	89.865	905.687	-	-
<b>LUBRICANTES (Gls)</b>	-	-	-	-	-	-	475	5.330	2.593	34.564	4.062	67.371	114.394	-	-

Notas: a) No incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP PETROECUADOR para su comercialización.  
 b) El despacho de gas natural del mes de enero incluye 433.655 MMBTU. Correspondientes al mes de diciembre del 2011, valor registrado en el Sistema de Comercialización P008.  
 c) Incluye Diesel Industrial

Fuente: Planificación Operativa, Gerencia de Comercialización P008- Sistema de movimientos de productos)  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR.



PRODUCTO	AÑO 2012												Enero - Diciembre 2012	Var % 12/11	
	Cifras en barriles														
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE			
<b>GASOLINA:</b>	1.362.816	1.284.327	1.377.638	1.335.381	1.437.296	1.410.588	1.445.527	1.459.233	1.352.832	1.435.207	1.398.891	1.515.468	16.815.204	16.384.096	2.63
SUPER	296.505	282.610	294.927	275.549	285.268	273.978	268.540	264.761	234.212	252.825	247.023	271.027	3.247.224	3.498.725	-7.19
EXTRA	1.011.408	950.682	1.027.523	1.006.271	1.093.963	1.080.704	1.117.389	1.136.879	1.064.381	1.124.809	1.095.364	1.181.273	12.890.645	12.403.616	3.93
EXTRA CON ETHANOL	54.903	51.035	55.188	53.562	58.065	55.905	59.599	57.593	54.239	57.574	56.504	63.168	677.335	481.756	40.60
ABSORVER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DIESEL 1:</b>	7.848	6.031	9.804	6.807	3.263	6.010	6.246	3.504	4.190	7.918	7.800	3.583	73.004	90.233	-19.09
TERRESTRE	3.806	2.740	3.023	2.051	1.729	1.637	1.659	2.484	1.866	3.500	2.484	2.900	29.880	47.217	-36.72
MARINO INTERNACIONAL	4.042	3.291	6.781	4.756	1.534	4.372	4.587	1.020	2.324	4.418	5.316	683	43.123	43.016	0.25
<b>DIESEL 2:</b>	1.541.456	1.417.030	1.581.370	1.488.170	1.657.709	1.651.768	1.674.770	1.754.405	1.690.824	1.765.177	1.719.065	1.721.874	19.663.617	18.881.983	4.14
TERRESTRE NACIONAL	449.982	301.712	314.769	298.021	334.846	344.905	364.788	364.314	346.757	393.842	380.020	365.828	4.259.785	15.489.585	-72.50
PREMIUM	994.584	1.032.207	1.161.723	1.099.030	1.214.566	1.196.219	1.241.804	1.293.209	1.226.732	1.289.094	1.258.593	1.277.053	14.284.814	2.347.851	508.42
ELECTRICO	2.113	2.821	1.879	2.345	2.348	1.878	1.642	2.346	2.817	2.109	1.174	1.646	25.118	30.979	-18.92
MARINO	94.776	80.290	103.000	88.773	105.948	108.765	66.536	94.536	114.519	80.133	79.278	77.347	1.093.900	1.013.568	7.93
<b>FUEL OIL # 4:</b>	421.000	419.802	421.181	398.193	369.059	417.370	347.791	479.284	393.077	412.437	387.581	309.421	4.776.197	5.255.634	-9.12
INDUSTRIAL	139.115	129.850	135.346	139.484	150.593	148.035	165.445	165.737	135.533	169.308	159.029	140.654	1.778.128	1.684.705	5.55
ELECTRICO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>MARINO INTERNACIONAL</b>	281.885	289.952	285.835	258.709	218.466	269.335	182.347	313.547	257.544	243.129	228.552	168.767	2.998.068	3.570.929	-16.04
<b>ASFALTO:</b>	135.202	135.192	155.812	144.317	179.211	210.409	198.838	222.557	233.269	268.858	238.341	189.904	2.311.911	2.142.107	7.93
AP-3	127.994	128.143	149.315	137.543	170.648	197.271	183.028	208.069	218.439	253.274	219.931	175.036	2.168.690	1.967.907	10.20
AC-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RC-250	7.208	7.049	6.497	6.775	8.564	13.139	15.810	14.488	14.830	15.584	18.410	14.868	143.221	174.200	-17.78
<b>SOLVENTES:</b>	4.636	7.524	8.976	5.143	7.786	7.952	7.071	9.333	6.262	8.262	9.357	3.048	85.351	55.431	53.98
MINERAL TURPENTINE	1.833	2.619	3.286	3.500	3.624	2.857	2.024	3.310	2.262	3.190	2.786	1.048	32.238	23.527	37.02
RUBBER SOLVENT	2.803	4.905	5.690	1.643	4.262	5.095	5.048	6.024	4.000	5.071	6.571	2.000	53.113	31.904	66.48
SOLVENTE N°1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SPRAY OIL</b>	22.119	24.619	27.380	24.286	24.119	20.048	18.286	17.667	11.857	12.619	12.381	14.286	229.665	173.161	32.63
GLP	971.095	895.913	967.772	947.329	1.020.778	961.094	971.745	993.684	965.544	1.023.907	982.944	993.544	11.695.348	11.602.207	0.80
<b>PESCA ARTESANAL</b>	24.752	26.088	27.492	26.718	28.437	27.080	27.771	28.928	25.444	28.636	27.136	25.185	323.667	270.215	19.78
<b>RESIDUO:</b>	112.442	89.341	104.180	86.320	101.795	97.467	110.420	103.927	96.534	90.137	111.377	105.803	1.209.744	1.141.971	5.93
INDUSTRIAL	83.774	64.860	76.402	59.860	71.486	67.631	79.374	61.740	64.686	49.064	69.190	63.095	811.162	715.701	13.34
ELECTRICO	28.668	24.482	27.778	26.461	30.309	29.836	31.046	42.187	31.849	41.073	42.187	42.707	398.582	426.269	-6.50
<b>TOTAL</b>	4.603.866	4.305.866	4.681.604	4.462.664	4.829.454	4.809.786	4.808.465	5.072.523	4.779.834	5.053.158	4.894.874	4.882.114	57.183.707	55.997.038	2.12

Fuente: Planificación Operativa, Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos)  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR.

**TRANSFERENCIAS REALIZADAS A LAS ESTACIONES DE SERVICIO  
PROPIEDAD DE EP PETROECUADOR (a)**  
Cifras en barriles

PRODUCTO	Año 2012												Enero - Diciembre		Var % 12/11
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2012	2011	
	<b>GASOLINA:</b>	<b>56.699</b>	<b>54.625</b>	<b>58.839</b>	<b>58.113</b>	<b>60.202</b>	<b>62.210</b>	<b>65.184</b>	<b>64.909</b>	<b>69.200</b>	<b>74.466</b>	<b>75.693</b>	<b>81.113</b>	<b>781.254</b>	
SUPER	22.395	21.267	23.280	21.564	21.759	22.581	22.089	21.800	22.334	23.871	23.721	24.711	271.372	220.888	22,85
EXTRA	26.748	26.553	27.767	29.603	30.699	31.557	35.633	35.413	39.685	43.027	44.874	48.247	419.805	203.703	106,09
EXTRA CON ETHANOL	7.556	6.805	7.791	6.946	7.744	8.073	7.462	7.697	7.181	7.568	7.099	8.155	90.077	95.979	-6,15
<b>DIESEL :</b>	<b>17.466</b>	<b>17.546</b>	<b>20.996</b>	<b>19.625</b>	<b>18.847</b>	<b>19.439</b>	<b>22.323</b>	<b>25.602</b>	<b>28.848</b>	<b>31.930</b>	<b>33.075</b>	<b>36.219</b>	<b>291.916</b>	<b>146.279</b>	<b>99,56</b>
DIESEL 2	1.151	1.009	2.146	866	-	-	609	1.642	1.055	2.015	1.785	752	13.031	32.907	-60,40
PREMIUM	16.314	16.537	18.850	18.759	18.847	19.439	21.714	23.960	27.793	29.915	31.290	35.467	278.886	113.372	145,99
<b>GLP:</b>	<b>7.618</b>	<b>7.408</b>	<b>7.842</b>	<b>7.656</b>	<b>6.871</b>	<b>7.020</b>	<b>8.074</b>	<b>8.785</b>	<b>7.433</b>	<b>8.116</b>	<b>7.304</b>	<b>7.695</b>	<b>91.823</b>	<b>89.446</b>	<b>2,66</b>
PESCA ARTESANAL	4.141	4.619	3.265	1.396	-	-	3.085	6.687	9.284	11.370	10.184	10.418	64.450	34.465	87,01
<b>TOTAL TRANSFERENCIAS</b>	<b>85.924</b>	<b>84.199</b>	<b>90.942</b>	<b>86.789</b>	<b>85.921</b>	<b>88.670</b>	<b>98.666</b>	<b>105.984</b>	<b>114.765</b>	<b>125.881</b>	<b>126.257</b>	<b>135.445</b>	<b>1.229.443</b>	<b>790.759</b>	<b>55,48</b>
LUBRICATES (Gls)	47.768	55.421	72.672	43.991	62.089	65.338	59.478	67.069	53.049	65.571	60.809	88.763	742.017		

3

Notas: a) Los volúmenes de transferencias a las estaciones de servicio de propiedad de EP PETROECUADOR para su comercialización, se registran a partir del mes de Abril del 2010

Fuente: Planificación Operativa, Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos)  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR.



**VENTAS TOTALES DE LA ABASTECEDORA PETROCOMERCIAL**

Cifras en US \$

PRODUCTO	AÑO 2012												Enero - Diciembre 2012	2011	Var % 12/11
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE			
<b>GASOLINA:</b>	108.045.925	102.665.235	110.188.034	106.837.704	114.489.285	111.744.779	114.402.032	115.770.654	107.635.841	113.829.684	110.983.542	120.951.231	1.337.543.946	1.288.265.614	3,83
SÚPER	31.975.946	30.768.742	32.352.304	30.507.770	31.436.102	30.012.322	29.806.474	29.569.403	26.500.761	28.177.768	27.461.764	30.346.070	358.915.427	373.767.233	-3,97
EXTRA	71.627.729	67.788.825	73.355.783	71.988.683	78.364.338	77.317.685	79.890.775	81.631.475	76.814.710	81.087.105	79.000.379	85.555.092	924.422.590	870.240.970	6,23
EXTRA CON ETHANOL	4.442.250	4.107.668	4.479.947	4.341.250	4.688.844	4.414.761	4.704.783	4.569.777	4.320.369	4.564.810	4.521.399	5.050.069	54.205.929	44.257.410	22,48
<b>ABSORBER</b>	-	-	35.884	-	-	-	-	63.471	-	-	-	-	131.584	165.507	-20,49
<b>DIESEL 1:</b>	1.023.120	864.516	1.414.466	996.788	484.817	982.308	894.060	474.622	633.239	949.430	1.216.432	249.684	10.183.482	10.021.181	1,62
TERRESTRE	157.812	129.877	135.590	108.870	82.973	97.416	83.017	128.889	93.135	164.409	127.102	130.147	1.439.237	2.093.298	-31,25
MARINO INTERNACIONAL	865.308	734.639	1.278.875	887.918	401.844	884.893	811.043	345.733	540.104	785.021	1.089.331	119.537	8.744.244	7.927.882	10,30
<b>DIESEL 2:</b>	95.753.506	89.514.255	101.423.917	94.342.636	101.315.871	99.108.042	101.390.420	105.515.445	104.004.086	117.480.934	106.375.859	113.347.192	1.229.572.227	1.199.754.480	2,49
TERRESTRE - NACIONAL	35.849.472	29.929.225	32.037.038	31.397.455	32.717.992	30.665.366	33.499.407	33.476.732	32.931.684	35.456.201	34.165.638	34.849.794	396.976.003	882.391.480	-55,01
PREMIUM	49.401.236	50.620.877	57.330.817	54.040.383	59.794.723	59.650.287	61.340.987	63.201.640	59.631.010	63.270.276	62.220.620	62.547.877	703.050.734	130.377.533	439,24
ELECTRICO	4.282.253	3.895.673	5.450.244	2.417.229	2.300.276	2.451.677	2.058.859	2.834.992	5.042.270	13.493.518	4.848.727	11.023.499	60.099.218	93.193.840	-35,51
MARINO	6.220.545	5.068.480	6.605.818	6.487.632	6.502.881	6.340.712	4.491.168	6.002.080	6.399.122	5.260.939	5.140.874	4.926.022	69.446.273	93.791.626	-25,96
MARINO INTERNACIONAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>FUEL OIL # 4:</b>	39.475.368	47.735.471	44.342.636	39.391.539	37.749.639	36.177.048	29.327.089	43.137.878	37.989.689	39.550.743	35.719.198	31.706.841	462.313.141	492.351.274	-6,10
NACIONAL	4.879.712	4.335.268	4.445.083	4.673.905	5.046.686	4.937.286	5.359.180	5.463.299	4.483.862	5.554.368	5.207.867	4.589.694	58.976.212	56.908.328	3,63
ELECTRICO	4.795.370	4.950.718	5.052.107	6.987.832	6.480.390	5.369.455	5.907.932	4.989.137	7.840.112	8.862.461	6.522.429	9.652.735	77.410.679	76.374.315	1,36
MARINO INTERNACIONAL	29.800.286	38.449.485	34.845.445	27.729.802	26.222.563	25.870.308	18.059.976	32.685.442	25.675.510	25.133.914	23.988.902	17.464.412	325.926.250	359.068.631	-9,23
<b>ASFALTO:</b>	6.688.202	6.724.941	7.830.367	7.227.986	8.980.903	10.372.872	10.031.678	11.239.940	11.875.664	13.533.181	11.847.083	9.409.256	115.952.092	106.706.789	8,66
AP-3	6.384.053	6.329.901	7.409.319	6.819.955	8.476.695	9.659.200	9.180.992	10.482.498	11.088.180	12.687.037	10.882.406	8.646.150	108.046.365	97.330.948	11,01
AC-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AC-250	484.150	405.040	421.048	408.031	504.209	713.672	850.686	757.462	787.504	846.143	964.677	763.106	7.905.727	9.375.841	15,68
<b>SOLVENTES:</b>	699.687	1.121.077	1.387.893	778.939	760.522	744.016	750.917	977.850	763.609	876.467	922.057	372.826	10.105.319	8.735.677	15,68
MINERAL TURPENTINE	273.387	387.524	490.527	478.365	377.911	268.173	268.533	446.410	335.187	397.354	340.122	152.074	4.215.565	3.869.886	8,93
RUBBER SOLVENT	426.300	733.552	847.366	300.035	382.611	475.843	482.384	531.440	428.422	479.114	581.935	220.752	5.889.753	4.865.791	21,04
SOLVENTE N°1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>SPRAY OIL:</b>	1.121.670	1.188.620	1.270.963	1.117.550	1.092.630	915.670	848.720	838.442	564.140	643.750	581.950	667.440	10.841.745	10.337.843	4,87
GLP	13.337.466	12.188.085	13.374.175	11.068.400	13.737.131	12.414.552	12.729.838	13.711.156	13.366.184	14.592.870	14.181.193	13.304.848	158.005.897	162.943.519	-3,03
JET FUEL	29.581.539	31.565.227	32.793.521	29.823.918	29.940.989	26.374.900	27.566.641	31.603.061	31.231.214	31.280.456	29.623.476	28.887.069	360.201.891	244.217.275	47,49
NACIONAL	16.406.004	15.588.318	14.103.122	12.484.984	12.392.005	10.568.928	11.360.881	12.994.171	12.580.109	12.460.833	12.146.319	12.048.537	155.134.210	91.090.067	70,31
INTERNACIONAL	13.175.535	15.976.909	18.690.399	17.338.935	17.548.984	15.805.973	16.195.760	18.608.890	18.651.105	18.819.623	17.477.156	16.838.532	205.067.681	153.127.208	33,92
<b>AVGAS:</b>	197.450	229.211	272.867	182.447	363.299	293.340	263.902	276.129	272.846	280.037	249.862	316.965	3.198.355	3.067.268	4,27
NACIONAL	193.053	206.565	268.278	177.572	359.881	291.234	259.516	271.580	268.964	275.352	246.173	311.237	3.129.406	2.966.827	5,48
INTERNACIONAL	4.397	22.646	4.589	4.875	3.418	2.106	4.386	4.549	3.882	4.684	3.689	5.728	68.949	100.441	-31,35
<b>NAFTA BASE (SECTOR ELÉCTRICO)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PESCA ARTESANAL</b>	2.146.877	2.206.052	2.223.940	2.217.225	2.363.161	2.315.301	2.235.272	2.132.935	1.834.295	1.950.977	1.856.914	1.759.016	25.241.965	23.880.025	5,70
<b>RESIDUO:</b>	7.391.669	6.265.120	7.392.894	6.231.443	9.356.017	7.823.763	8.388.681	9.206.356	7.886.571	11.146.377	11.914.772	11.055.709	104.059.362	83.332.512	24,87
SECTOR ELÉCTRICO Ref. Amazonas	2.285.751	1.769.679	2.084.623	1.633.255	1.950.473	1.845.296	2.165.698	1.684.576	1.764.936	1.338.709	1.887.848	1.721.540	22.132.384	21.650.482	2,23
INDUSTRIAL	5.105.918	4.495.442	5.308.271	4.598.188	7.405.545	5.978.456	6.222.984	7.521.780	6.121.635	9.807.668	10.026.924	9.334.169	81.926.978	61.682.030	32,82
ELECTRICO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>AZUFRE (Kg)</b>	12.063	15.630	9.578	7.206	5.481	13.320	2.823	11.088	3.447	-	11.065	12.517	104.220	137.194	-24,03
<b>GAS NATURAL (MMBTU)</b>	3.419.453	2.929.456	3.488.439	3.129.018	3.865.217	3.542.862	4.070.993	4.817.758	5.107.724	3.868.763	3.922.919	45.703.683	6.076.011	6.520.20	652,20
<b>GAS NATURAL LICUADO (MMBTU)</b>	199.100	257.359	373.526	381.144	483.573	465.814	477.637	490.311	519.886	640.906	562.790	534.445	5.386.492	-	-
<b>LUBRICANTES (Gs)</b>	736	953	820	129	-	-	12.736	101.710	77.806	358.561	151.295	700.929	1.405.675	-	-
<b>TOTAL NACIONAL</b>	309.273.832	305.481.207	327.713.918	303.733.597	324.644.478	313.630.933	312.855.308	339.622.064	323.478.275	352.222.096	330.066.250	332.072.832	3.879.951.084	3.649.638.687	6,31

Notas: a) El despacho de gas natural del mes de enero incluye un valor de US \$ 1.333.658 correspondiente al mes de diciembre del 2011, valor registrado en el Sistema de Comercialización PCO8.

Fuente: Planificación Operativa, Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8 - Sistema de movimientos de productos)  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

VENTA NACIONAL DE DERIVADOS (a)										
Período 1972-1981										
Cifra en barriles										
AÑOS	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
<b>GASOLINA:</b>	<b>3.705.262</b>	<b>4.125.412</b>	<b>4.733.289</b>	<b>5.817.492</b>	<b>6.610.616</b>	<b>7.496.625</b>	<b>8.462.905</b>	<b>9.527.084</b>	<b>10.611.689</b>	<b>10.793.033</b>
SÚPER	-	-	-	-	-	-	-	-	81.741	490.873
EXTRA	2.397.684	2.835.629	3.498.562	4.442.716	5.323.916	6.569.284	7.798.179	8.862.608	10.029.441	9.727.561
REGULAR	1.307.578	1.289.783	1.234.727	1.374.776	1.286.700	927.341	664.726	664.476	500.507	574.599
<b>KEREX</b>	<b>936.965</b>	<b>1.078.479</b>	<b>1.198.749</b>	<b>1.465.316</b>	<b>2.030.762</b>	<b>2.484.536</b>	<b>2.834.210</b>	<b>2.692.658</b>	<b>2.539.930</b>	<b>2.320.661</b>
DIESEL	2.115.459	2.513.178	2.611.869	3.209.803	3.617.456	4.355.229	4.676.479	5.514.064	6.138.302	6.567.711
<b>FUEL OIL:</b>	<b>2.149.727</b>	<b>2.222.723</b>	<b>2.480.742</b>	<b>3.040.376</b>	<b>3.162.453</b>	<b>3.310.678</b>	<b>4.232.205</b>	<b>5.095.089</b>	<b>5.678.036</b>	<b>7.466.198</b>
NACIONAL	-	-	-	-	-	-	-	-	592.673	1.982.975
RESIDUO	2.149.727	2.222.723	2.480.742	3.040.376	3.162.453	3.310.678	4.232.205	5.095.089	5.085.363	5.483.223
<b>ASFALTO:</b>	<b>110.595</b>	<b>213.160</b>	<b>320.187</b>	<b>410.223</b>	<b>480.945</b>	<b>479.162</b>	<b>160.485</b>	<b>263.468</b>	<b>277.026</b>	<b>339.449</b>
<b>SOLVENTES:</b>	<b>11.525</b>	<b>15.231</b>	<b>13.922</b>	<b>18.606</b>	<b>20.603</b>	<b>29.140</b>	<b>35.517</b>	<b>41.120</b>	<b>45.900</b>	<b>47.695</b>
MINERAL TURPENTINE	3.034	4.853	5.648	7.641	7.666	11.657	17.038	16.580	19.187	19.207
RUBBER SOLVENT	2.693	3.338	4.144	6.561	9.410	11.181	11.763	17.797	19.261	22.702
SOLVENTE N° 1	2.603	3.323	3.773	4.404	3.527	6.302	6.716	6.743	7.452	5.786
STODDAR SOLVENT	3.195	3.717	357	-	-	-	-	-	-	-
<b>SPRAY OIL</b>	<b>163.502</b>	<b>138.375</b>	<b>117.083</b>	<b>117.869</b>	<b>121.337</b>	<b>116.588</b>	<b>43.580</b>	<b>72.611</b>	<b>72.358</b>	<b>64.588</b>
<b>GLP</b>	<b>113.507</b>	<b>160.961</b>	<b>218.335</b>	<b>290.895</b>	<b>389.305</b>	<b>545.102</b>	<b>722.260</b>	<b>904.068</b>	<b>1.154.539</b>	<b>1.295.510</b>
<b>AEROCOMBUSTIBLE:</b>	<b>447.285</b>	<b>410.860</b>	<b>668.092</b>	<b>803.290</b>	<b>418.655</b>	<b>685.000</b>	<b>978.428</b>	<b>1.108.220</b>	<b>1.177.186</b>	<b>1.111.690</b>
<b>TOTAL TURBO FUEL</b>	<b>320.995</b>	<b>318.595</b>	<b>591.410</b>	<b>747.042</b>	<b>378.542</b>	<b>638.343</b>	<b>935.649</b>	<b>1.071.915</b>	<b>1.140.037</b>	<b>1.081.037</b>
TURBO FUEL (CEPE)	238.437	238.856	312.079	392.015	952	51.799	95.235	69.162	124.623	34.405
TURBO FUEL (b)	82.558	79.739	279.331	355.027	377.590	586.544	840.414	1.002.753	1.015.414	1.046.632
AVGAS (b)	126.290	92.265	76.682	56.248	40.113	46.657	42.779	36.305	37.149	30.653
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>9.753.827</b>	<b>10.878.379</b>	<b>12.362.268</b>	<b>15.173.870</b>	<b>16.852.132</b>	<b>19.502.060</b>	<b>22.146.069</b>	<b>25.218.382</b>	<b>27.694.966</b>	<b>30.006.535</b>

Notas: a) Ventas de Anglo y Gulf de 1972-1974, Gulf y CEPE 1975-1976; y desde 1977, ventas realizadas exclusivamente por CEPE - PETROECUADOR  
Las ventas de petróleos Gulf del Ecuador C.A. se fusionaron en las de CEPE a partir de abril de 1976, en que se hizo cargo de la comercialización que tenía esta compañía  
En las ventas de Keréx, se incluye kerocepe  
b) Desde 1974 a 1976 son ventas de Esso andina. Desde 1977 en adelante son ventas de Ecuafuel

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR



VENTA NACIONAL DE DERIVADOS (a)										
Período 1982-1991										
Cifra en barriles										
PRODUCTOS	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
<b>GASOLINA:</b> (c)	10.971.471	9.511.713	10.003.550	10.195.674	10.582.017	10.126.696	10.457.694	10.469.391	10.862.738	11.552.794
SÚPER	680.122	319.520	376.339	397.044	577.374	547.359	744.608	724.409	590.809	612.371
EXTRA	9.599.213	8.670.418	9.104.326	9.322.444	9.562.301	9.481.679	9.678.346	9.706.184	10.230.477	10.912.625
REGULAR	692.136	521.775	522.885	476.186	442.342	97.658	34.740	38.798	41.452	27.798
<b>KEREX</b>	<b>2.511.823</b>	<b>2.105.365</b>	<b>2.266.878</b>	<b>2.210.784</b>	<b>2.098.697</b>	<b>1.116.170</b>	<b>804.085</b>	<b>610.156</b>	<b>996.336</b>	<b>383.901</b>
DIESEL 1 (d)	-	-	-	-	60.224	359.808	545.544	490.459	286.818	434.194
DIESEL 2 (e)	6.601.220	5.874.482	6.197.409	6.369.503	6.700.913	7.559.184	8.391.808	7.720.562	7.958.309	9.523.016
TERRESTRE	6.577.763	4.851.208	4.806.972	5.234.617	5.718.603	6.617.342	7.374.399	6.744.341	7.130.908	8.130.581
MARINO NACIONAL	-	949.227	1.272.542	1.031.944	857.388	763.830	781.512	805.664	618.993	733.522
MARINO INTERNACIONAL	23.457	25.867	65.372	43.913	60.167	100.773	133.212	118.103	157.852	569.582
BUQUES CONTRATADOS CEPE	-	48.180	52.523	59.029	64.755	77.239	102.685	52.454	50.556	89.331
<b>FUEL OIL:</b>	<b>7.518.701</b>	<b>7.393.674</b>	<b>7.121.389</b>	<b>7.518.047</b>	<b>6.883.384</b>	<b>5.767.550</b>	<b>6.695.614</b>	<b>6.420.800</b>	<b>7.094.220</b>	<b>7.677.401</b>
INDUSTRIAL	2.155.430	4.739.724	3.850.073	4.576.294	4.154.719	3.953.126	4.315.751	4.061.884	4.733.198	5.625.167
MARINO	4.976.901	2.227.969	2.855.967	2.543.170	2.277.834	955.929	1.372.051	1.281.086	1.054.364	660.167
INTERNACIONAL	386.370	87.677	224.463	197.051	220.248	594.662	598.020	868.756	1.053.405	1.096.912
BUQUES CONTRATADOS CEPE	-	338.304	190.886	201.532	230.583	263.833	409.792	209.074	253.253	295.155
<b>ASFALTOS</b>	<b>315.499</b>	<b>253.385</b>	<b>430.451</b>	<b>640.725</b>	<b>548.794</b>	<b>443.376</b>	<b>918.027</b>	<b>757.241</b>	<b>480.746</b>	<b>418.566</b>
<b>SOLVENTES:</b>	<b>55.954</b>	<b>52.848</b>	<b>66.517</b>	<b>64.037</b>	<b>67.503</b>	<b>66.808</b>	<b>73.294</b>	<b>66.852</b>	<b>77.105</b>	<b>94.851</b>
MINERAL TURPENTINE	23.853	22.903	27.691	25.474	27.169	22.990	26.659	22.843	28.637	32.004
RUBBER SOLVENT	26.875	25.300	31.126	31.123	30.007	31.775	33.223	29.580	32.374	43.435
SOLVENTE N° 1	5.226	4.645	7.700	7.440	10.327	12.043	13.412	14.429	16.094	19.412
SPRAY OIL	59.878	101.155	103.029	68.281	88.150	107.011	104.723	115.923	112.364	122.331
GLP (f)	1.459.003	1.623.702	1.878.413	2.164.931	2.561.969	2.921.365	3.429.511	3.656.747	4.305.374	4.474.243
<b>LUBRICANTES</b> (g)	<b>67.443</b>	<b>33.837</b>	<b>53.007</b>	<b>44.813</b>	<b>60.678</b>	<b>61.777</b>	<b>76.948</b>	<b>58.809</b>	<b>46.376</b>	<b>43.250</b>
<b>AEROCOMBUSTIBLE:</b> (h)	<b>1.104.626</b>	<b>945.683</b>	<b>1.068.351</b>	<b>1.126.794</b>	<b>1.269.680</b>	<b>1.273.830</b>	<b>1.356.721</b>	<b>1.299.937</b>	<b>1.315.765</b>	<b>1.438.964</b>
TURBO FUEL	1.072.755	912.965	1.041.473	1.098.662	1.241.007	1.242.573	1.324.185	1.265.744	1.288.620	1.408.839
NACIONAL	862.315	730.096	807.407	830.349	979.653	986.682	979.173	977.234	952.894	1.116.156
INTERNACIONAL	210.440	182.869	234.066	268.313	261.354	255.891	345.012	288.510	335.726	292.683
<b>AVGAS</b> (d)	<b>31.871</b>	<b>32.718</b>	<b>26.878</b>	<b>28.132</b>	<b>28.673</b>	<b>31.257</b>	<b>32.536</b>	<b>34.193</b>	<b>27.145</b>	<b>30.125</b>
NACIONAL	31.609	32.397	26.540	27.915	28.378	30.783	31.492	33.681	26.810	29.672
INTERNACIONAL	262	321	338	217	295	474	1.044	512	335	453
PESCA ARTESANAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>30.665.618</b>	<b>27.895.844</b>	<b>29.188.994</b>	<b>30.403.589</b>	<b>30.922.009</b>	<b>29.803.575</b>	<b>32.853.969</b>	<b>31.666.877</b>	<b>33.536.151</b>	<b>36.163.511</b>
<b>AZUFRE (Kg)</b>	-	-	-	-	-	-	656.330	2.572.720	-	-

Notas: c) Se incluye entrega de derivados para la utilización terrestre (consumo interno de CEPE). Incluye total estimado de venta de solventes  
d) Se comienza a despachar a partir de agosto de 1989  
e) Incluye: consumo terrestre, marino nacional, ruta nacional, ventas internacionales y buques contratados por CEPE  
f) Ventas a Liquigas, Duragas, Congas y Austrogas  
g) Lubricantes (nacionales e importados) 90/91 lubricantes PETROIL  
h) Aereocombustibles: directas de CEPE a FF.AA. Y de Ecuafuel para consumo nacional e internacional

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

VENTA NACIONAL DE DERIVADOS										
Período 1992-2001										
Cifra en barriles										
PRODUCTO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<b>GASOLINA:</b>	<b>11.511.521</b>	<b>11.456.013</b>	<b>11.088.577</b>	<b>10.713.397</b>	<b>11.177.411</b>	<b>11.750.937</b>	<b>11.731.880</b>	<b>10.618.652</b>	<b>11.555.832</b>	<b>12.107.470</b>
SÚPER	482.993	313.734	520.873	733.893	838.005	928.397	1.588.148	896.126	1.013.476	1.410.684
EXTRA	11.004.076	11.109.071	10.121.966	8.378.266	8.365.290	8.593.936	9.554.604	9.722.526	10.542.356	10.696.786
ECO-85 (i)	-	26.446	445.738	1.601.238	1.974.116	2.228.604	589.128	-	-	-
REGULAR (i)	24.452	6.762	-	-	-	-	-	-	-	-
KEREX (i)	178.903	67.382	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ABSORVER</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.607</b>	<b>3.984</b>	<b>2.000</b>	<b>1.143</b>	<b>1.042</b>	<b>1.095</b>
<b>DIESEL 1</b>	<b>467.933</b>	<b>375.445</b>	<b>478.935</b>	<b>295.994</b>	<b>254.716</b>	<b>349.902</b>	<b>355.674</b>	<b>291.832</b>	<b>341.109</b>	<b>288.217</b>
TERRESTRE	450.282	339.893	358.082	246.215	238.961	312.700	166.934	266.788	280.464	239.655
MARINO INTERNACIONAL	17.651	35.552	120.853	49.779	15.755	37.202	188.740	25.044	60.645	48.562
<b>DIESEL (j)</b>	<b>10.619.979</b>	<b>10.684.819</b>	<b>12.255.348</b>	<b>13.530.733</b>	<b>15.271.918</b>	<b>16.714.816</b>	<b>16.962.403</b>	<b>13.526.347</b>	<b>15.240.660</b>	<b>16.973.429</b>
TERRESTRE (k)	9.285.145	9.099.214	10.736.026	9.777.846	11.818.199	12.693.996	12.449.856	11.874.751	13.352.706	14.187.459
ELÉCTRICO	-	-	-	2.609.383	2.843.267	3.469.507	4.026.525	1.101.484	1.167.776	2.069.662
MARINO NACIONAL	612.389	739.257	727.833	231.558	103.141	184.393	142.241	155.624	451.171	535.976
PESQUERO	-	-	-	715.560	417.421	236.277	254.022	294.399	143.500	73.891
MARINO INTERNACIONAL	722.445	846.348	791.489	196.386	89.890	130.643	89.759	100.089	125.507	106.441
<b>FUEL OIL: (j)</b>	<b>8.705.685</b>	<b>7.335.557</b>	<b>7.775.910</b>	<b>9.178.049</b>	<b>9.876.651</b>	<b>10.606.213</b>	<b>9.822.104</b>	<b>9.652.858</b>	<b>10.029.448</b>	<b>10.141.779</b>
INDUSTRIAL	6.211.366	5.068.007	5.187.051	2.942.681	3.283.884	3.255.474	3.245.094	3.113.687	3.357.849	3.399.911
ELÉCTRICO	-	-	-	4.105.455	3.871.918	3.974.189	4.199.146	4.077.656	3.826.923	4.451.353
MARINO NACIONAL	161.539	127.840	17.076	1.333	-	-	-	-	-	-
INTERNACIONAL (Búnker) (l)	2.332.780	2.139.710	2.571.783	2.128.580	2.720.849	3.376.550	2.377.864	2.461.515	2.844.676	2.290.515
<b>ASFALTO:</b>	<b>362.091</b>	<b>534.446</b>	<b>773.601</b>	<b>624.406</b>	<b>707.786</b>	<b>541.752</b>	<b>805.745</b>	<b>671.433</b>	<b>808.492</b>	<b>1.050.213</b>
AP-3	-	-	566.784	425.624	516.000	436.752	699.596	547.611	607.798	805.780
RC-250	-	-	206.817	198.782	191.786	105.000	106.149	123.822	200.694	244.433
<b>SOLVENTES:</b>	<b>89.773</b>	<b>95.473</b>	<b>104.017</b>	<b>94.025</b>	<b>96.594</b>	<b>104.499</b>	<b>105.553</b>	<b>80.617</b>	<b>101.180</b>	<b>78.237</b>
MINERAL TURPENTINE	32.687	35.304	40.290	32.773	37.854	37.681	39.590	31.804	42.450	32.107
RUBBER SOLVENT	38.959	38.413	41.964	39.815	32.355	42.252	44.875	35.822	41.225	31.591
SOLVENTE N° 1	18.127	21.756	21.763	21.437	26.385	24.566	21.088	12.991	17.505	14.539
<b>SPRAY OIL</b>	<b>185.917</b>	<b>161.176</b>	<b>156.933</b>	<b>190.899</b>	<b>142.054</b>	<b>179.833</b>	<b>131.945</b>	<b>60.579</b>	<b>41.963</b>	<b>64.055</b>
GLP	4.891.440	5.203.418	5.648.282	6.468.696	6.993.299	7.126.774	7.250.803	7.062.537	7.635.220	7.992.743
LUBRICANTES (i)	61.517	47.836	49.359	21.112	-	-	-	-	-	-
<b>AEROCOMBUSTIBLE:</b>	<b>1.479.251</b>	<b>1.432.744</b>	<b>1.394.486</b>	<b>1.533.177</b>	<b>1.727.448</b>	<b>1.845.728</b>	<b>1.858.340</b>	<b>1.634.386</b>	<b>1.864.452</b>	<b>1.772.394</b>
JET FUEL	1.446.516	1.403.165	1.364.694	1.505.985	1.697.554	1.811.793	1.818.203	1.597.135	1.830.288	1.739.564
NACIONAL	1.098.466	908.094	1.269.551	1.345.058	1.693.562	1.609.692	1.197.458	898.173	822.114	941.292
INTERNACIONAL	348.050	495.071	95.143	160.927	3.992	202.101	620.745	698.962	1.008.174	798.272
<b>AVGAS (j)</b>	<b>32.735</b>	<b>29.579</b>	<b>29.792</b>	<b>27.192</b>	<b>29.894</b>	<b>33.935</b>	<b>40.137</b>	<b>37.251</b>	<b>34.164</b>	<b>32.830</b>
NACIONAL	32.596	29.579	29.293	27.041	29.798	33.928	40.013	37.101	33.979	32.723
INTERNACIONAL	139	-	499	151	96	7	124	150	185	107
<b>NAFTA BASE 90 (Sector Eléctrico)</b>	<b>-</b>	<b>79.608</b>	<b>64.374</b>	<b>253.496</b>						
NAFTA BASE (m)	-	-	-	-	-	-	-	95.044	-	-
PESCA ARTESANAL (m)	-	-	-	346.538	278.248	612	-	48.275	273.093	275.505
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>38.554.010</b>	<b>37.394.309</b>	<b>39.725.448</b>	<b>42.997.026</b>	<b>46.527.732</b>	<b>49.225.050</b>	<b>49.026.447</b>	<b>43.823.311</b>	<b>47.956.865</b>	<b>50.998.633</b>
AZUFRE (Kg)	1.352	1.666	834	1.903.868	3.743.552	3.692.860	1.229.590	1.270.310	1.603.970	1.425.040
ASFALTO OXIDADO (Kg)	143	163	235	127.882	125.850	110.080	70.106	35.053	8.790	-

## Notas:

- i) Productos que ya no se comercializan
- j) En diesel y fuel oil eléctricos se consideran los despachos
- k) Incluye diesel premium
- l) Fuel Oil Liviano en las ventas Internacionales se consideran varios IFO
- m) En julio/99 se inicia la venta de diesel premium, de nafta base y nafta base 90

## Fuente:

Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR

## Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA NACIONAL DE DERIVADOS (t)											
Período 2002-2012											
Cifras en barriles											
PRODUCTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 (r)	2009	2010	2011	2012
<b>GASOLINA:</b>	<b>12.669.343</b>	<b>12.479.366</b>	<b>13.188.900</b>	<b>13.931.465</b>	<b>14.986.789</b>	<b>16.137.867</b>	<b>17.549.175</b>	<b>18.793.667</b>	<b>20.418.170</b>	<b>22.385.107</b>	<b>23.596.897</b>
SÚPER	2.166.647	2.432.445	2.711.228	2.978.777	3.338.197	3.726.505	4.127.288	4.441.663	4.864.740	5.506.793	5.346.169
EXTRA	10.502.696	10.046.921	10.477.672	10.952.688	11.648.592	12.411.362	13.421.886	14.352.004	14.915.614	15.978.871	17.176.578
EXTRA CON ETHANOL (s)	-	-	-	-	-	-	-	-	637.816	899.443	1.074.150
<b>ABSORVER</b>	<b>1.714</b>	<b>1.714</b>	<b>1.476</b>	<b>95</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.155</b>	<b>714</b>	<b>1.168</b>	<b>1.190</b>	<b>952</b>
DIESEL 1	282.512	277.129	336.135	283.575	213.133	172.219	163.768	129.616	118.904	103.436	88.265
TERRESTRE	205.148	197.187	229.876	199.399	144.797	81.447	60.531	51.914	59.811	55.042	37.977
MARINO INTERNACIONAL	77.364	79.942	106.259	84.176	68.336	90.772	103.237	77.702	59.093	48.393	50.288
<b>DIESEL 2 (n)</b>	<b>17.177.473</b>	<b>17.238.693</b>	<b>18.573.492</b>	<b>20.950.583</b>	<b>23.261.966</b>	<b>22.740.724</b>	<b>23.408.798</b>	<b>26.518.419</b>	<b>29.910.728</b>	<b>28.341.798</b>	<b>29.162.914</b>
TERRESTRE (o)	14.632.945	15.469.095	16.516.734	18.013.501	19.121.392	19.049.660	20.387.337	21.662.449	22.475.690	24.223.999	25.969.254
ELÉCTRICO	1.810.142	1.079.402	1.417.393	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 SECTOR ELÉCTRICO	-	-	36.316	172.294	183.902	72.404	-	-	-	-	-
MARINO (u)	734.386	690.196	603.049	686.345	887.930	1.407.699	1.869.116	1.742.211	1.512.858	1.658.671	1.607.807
<b>FUEL OIL: (n)</b>	<b>11.385.819</b>	<b>10.999.433</b>	<b>11.306.805</b>	<b>10.300.974</b>	<b>9.494.346</b>	<b>8.764.959</b>	<b>8.601.836</b>	<b>8.823.332</b>	<b>9.057.998</b>	<b>9.315.584</b>	<b>8.930.006</b>
INDUSTRIAL	3.269.837	2.621.775	2.511.202	2.442.908	1.984.053	1.742.399	1.817.584	1.765.800	1.817.672	1.882.409	1.936.236
ELÉCTRICO	4.471.200	4.281.844	4.046.347	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 (p)	3.644.782	4.095.814	4.749.256	4.488.380	4.226.886	4.185.961	4.176.319	4.176.074	3.618.653	4.088.346	3.571.475
<b>ASFALTO:</b>	<b>1.077.974</b>	<b>1.189.869</b>	<b>1.149.724</b>	<b>972.549</b>	<b>1.012.294</b>	<b>971.852</b>	<b>1.398.551</b>	<b>2.297.759</b>	<b>2.119.672</b>	<b>2.211.158</b>	<b>2.392.906</b>
AP-3	844.693	953.697	935.201	800.510	841.161	781.833	1.195.746	2.021.550	1.890.287	2.006.086	2.219.952
RC-250	233.281	236.172	214.523	172.039	171.133	190.019	202.805	276.209	229.385	205.072	172.954
<b>SOLVENTES:</b>	<b>57.063</b>	<b>24.171</b>	<b>36.459</b>	<b>56.819</b>	<b>84.420</b>	<b>106.150</b>	<b>121.153</b>	<b>113.989</b>	<b>116.493</b>	<b>127.197</b>	<b>147.140</b>
MINERAL TURPENTINE	20.175	7.820	15.962	24.730	35.122	44.655	51.406	49.527	43.109	56.348	61.381
RUBBER SOLVENT	21.351	11.813	20.497	32.089	40.846	61.495	69.746	64.462	73.384	70.849	85.758
SOLVENTE N° 1	15.537	4.538	-	-	8.452	-	-	-	-	-	-
SPRAY OIL	66.029	61.246	84.601	98.654	141.085	171.328	211.463	220.630	233.381	238.970	250.618
GLP	8.334.832	8.733.824	9.437.238	10.207.924	10.650.327	11.093.345	11.390.327	11.227.843	11.370.461	11.781.656	11.835.411
<b>AEROCOMBUSTIBLE:</b>	<b>1.866.177</b>	<b>1.936.602</b>	<b>2.147.369</b>	<b>2.409.861</b>	<b>2.518.165</b>	<b>2.614.417</b>	<b>2.651.254</b>	<b>2.590.015</b>	<b>2.600.801</b>	<b>2.654.809</b>	<b>2.559.926</b>
JET FUEL	1.831.790	1.906.362	2.137.438	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	665.392	637.036	706.373	845.453	1.251.217	1.244.053	1.004.351	1.203.736	1.458.596	1.567.104	1.127.027
INTERNACIONAL	1.166.398	1.269.326	1.431.065	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	34.387	30.240	9.931	912	-	-	2.578	8.612	25.278	29.489	31.177
NACIONAL	34.347	30.143	9.882	912	-	-	2.578	-	3.822	28.531	30.461
INTERNACIONAL	40	97	49	-	-	-	-	8.612	21.456	959	716
<b>NAFTA BASE (q)</b>	<b>209.186</b>	<b>89.199</b>	<b>159.402</b>	<b>608.406</b>	<b>791.295</b>	<b>92.984</b>	<b>220.705</b>	<b>217.059</b>	<b>403.428</b>	<b>309.186</b>	<b>-</b>
PESCA ARTESANAL (q)	279.654	295.433	320.218	387.686	461.778	506.487	573.520	630.317	675.936	744.694	815.186
<b>RESIDUO:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.724.563</b>	<b>2.151.718</b>	<b>3.363.374</b>	<b>3.056.180</b>	<b>4.261.055</b>	<b>3.426.113</b>	<b>4.317.957</b>	<b>5.488.842</b>
SECTOR ELECTRICO Ref. Amazonas	-	-	-	336.955	557.850	603.808	428.874	3.521.093	2.707.130	3.602.255	811.162
INDUSTRIAL Ref. Amazonas	-	-	-	97.569	201.270	381.148	578.498	739.962	718.983	715.701	4.677.680
TERMOESMERALDAS Ref. Esmeraldas	-	-	-	1.290.039	1.392.598	2.378.418	2.048.809	-	-	-	-
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>53.407.776</b>	<b>53.326.679</b>	<b>56.741.819</b>	<b>61.933.154</b>	<b>65.767.316</b>	<b>66.735.708</b>	<b>69.350.464</b>	<b>75.833.027</b>	<b>80.478.531</b>	<b>82.562.230</b>	<b>85.300.239</b>
AZUFRE ( Kg)	-	-	-	-	1.686.670	3.361.130	4.596.740	2.064.840	3.893.700	3.779.860	2.871.390
GAS NATURAL (MBTU)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.779.513	14.838.858
GAS NATURAL LICUADO (MMBTU) (b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	905.687
LUBRICANTES (Gls)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	856.411

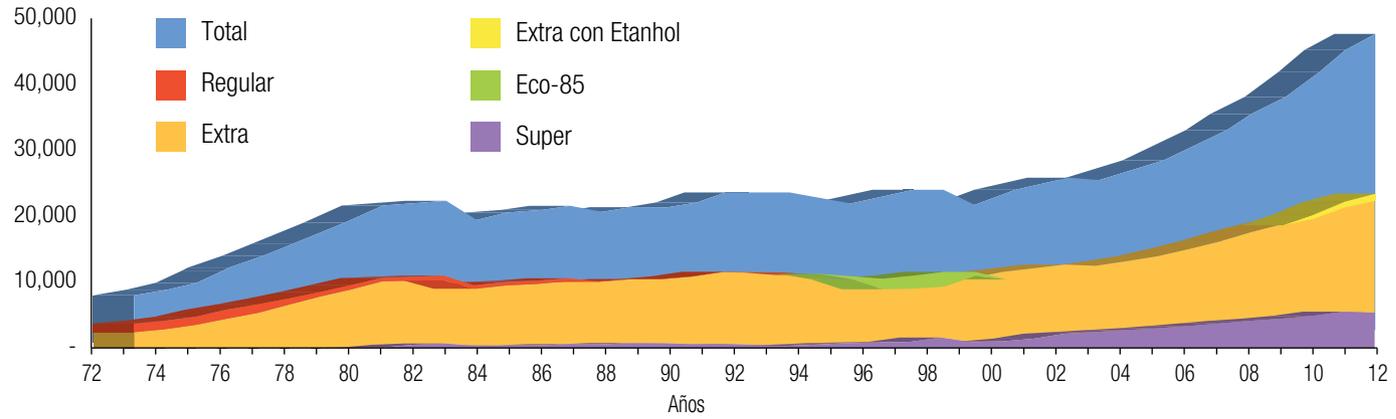
Notas:

- n) En diesel y fuel oil se consideran los despachos
- o) Incluye diesel premium
- p) Fuel Oil Liviano en las ventas Internacionales se consideran varios IFO
- q) En julio/99 se inicia la venta de diesel premium, de nafta base y nafta base 90
- r) A partir de agosto 2008 se incluye volúmenes de GLP taxis
- s) A partir de enero 2009 se incluye volúmenes de gasolina extra con etanol
- t) Incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP Petroecuador para su comercialización.
- u) Incluye Diesel Industrial

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

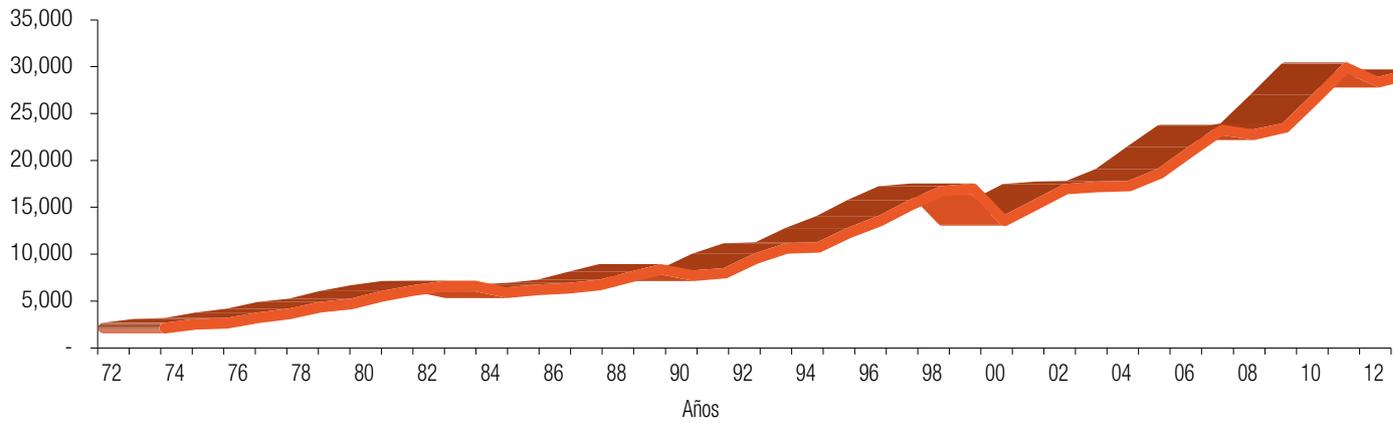
### Demanda nacional de gasolinas

Miles de barriles



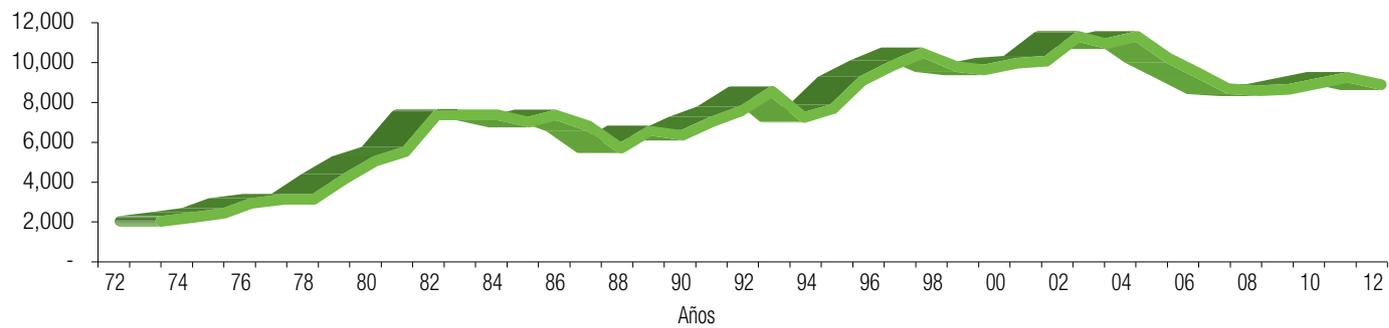
### Demanda Diesel 2 y Premiun

Miles de barriles



### Demanda Fuel Oil

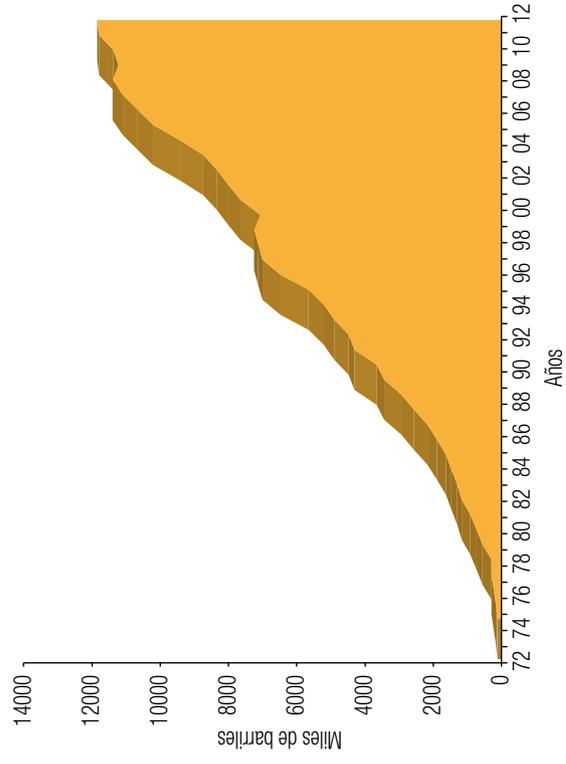
Miles de barriles



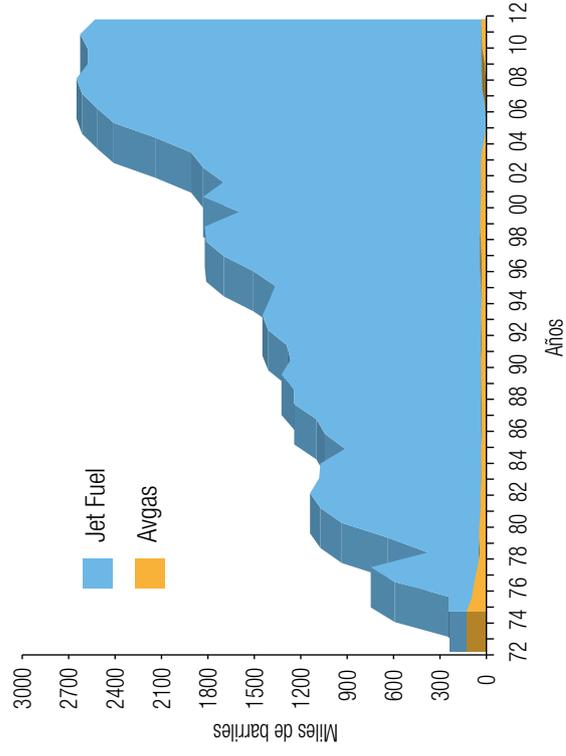
Fuente: Gerencia de Comercialización, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



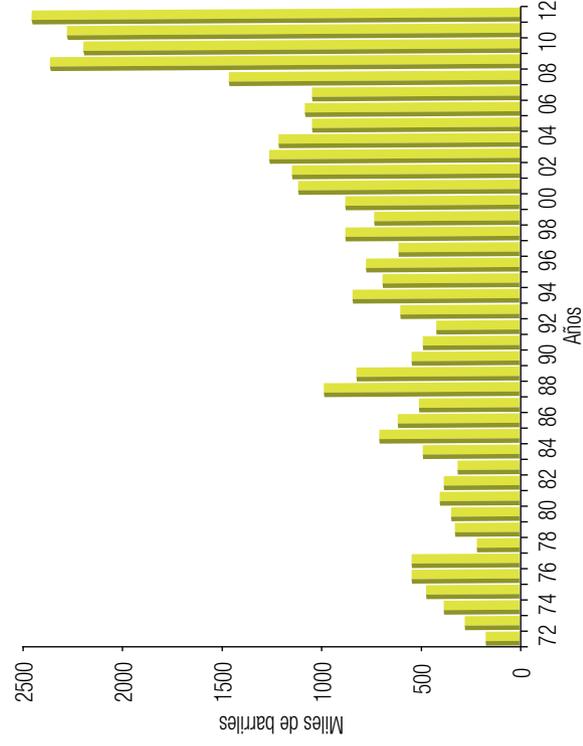
### DEMANDA GLP



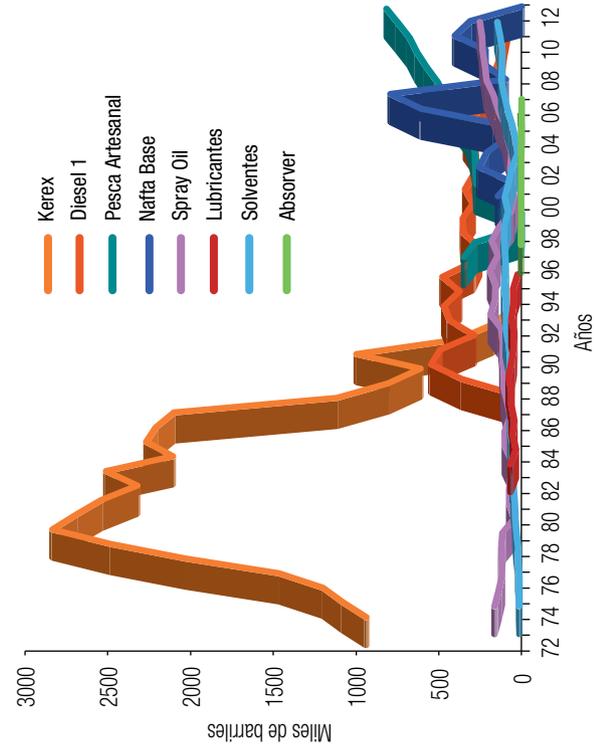
### DEMANDA JET FUEL - AVGAS



### DEMANDA ASFALTOS



### DEMANDA OTROS DERIVADOS



Fuente: Gerencia de Comercialización, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**VENTA TOTAL GASOLINAS (a)**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.705.262	
1973	332.170	282.844	327.165	316.285	330.987	337.458	350.706	370.157	348.805	388.336	371.275	369.224	4.125.412	11,3%
1974	369.818	334.693	368.746	390.855	399.354	360.871	419.134	425.438	405.015	414.300	404.017	441.045	4.733.288	14,7%
1975	441.858	389.902	413.896	443.503	584.108	446.746	494.465	500.674	494.248	537.202	483.872	587.020	5.817.494	22,9%
1976	495.252	480.663	497.610	518.903	603.072	529.358	555.632	572.515	571.800	584.292	563.105	638.414	6.610.616	13,6%
1977	537.655	536.585	611.526	595.615	605.753	632.398	635.872	697.415	678.871	627.427	638.943	698.565	7.496.625	13,4%
1978	657.263	607.460	710.198	618.066	719.851	716.435	691.104	759.485	732.924	741.112	733.648	775.359	8.462.905	12,9%
1979	738.555	684.424	780.483	744.266	769.370	792.129	801.307	876.045	767.412	876.299	853.625	843.169	9.527.084	12,6%
1980	827.714	819.676	802.322	840.342	861.138	848.430	901.846	933.302	923.187	1.015.138	854.049	984.546	10.611.689	11,4%
1981	944.739	790.900	783.905	900.847	806.184	893.345	960.187	900.749	933.688	1.019.627	841.393	1.017.469	10.793.033	1,7%
1982	859.955	851.181	945.685	972.377	904.065	944.200	1.001.018	968.906	928.935	900.549	777.513	917.088	10.971.472	1,7%
1983	751.359	751.743	824.265	724.720	772.401	769.166	798.101	824.160	841.872	804.263	796.182	853.482	9.511.714	-13,3%
1984	818.286	762.702	826.858	770.608	811.848	821.757	834.341	917.382	804.345	879.091	891.178	865.155	10.003.551	5,2%
1985	792.513	736.982	817.251	829.626	879.267	793.343	879.134	901.599	836.912	910.060	879.567	939.421	10.195.674	1,9%
1986	848.648	787.998	804.961	901.333	859.042	832.678	922.848	917.611	887.846	980.376	825.359	1.013.317	10.582.018	3,8%
1987	826.267	856.056	660.450	823.270	778.693	830.382	925.185	842.726	880.988	912.189	845.335	945.154	10.126.696	-4,3%
1988	819.738	823.204	931.957	816.689	877.574	891.671	905.570	994.859	803.568	830.280	830.719	931.865	10.457.695	3,3%
1989	840.672	767.753	885.025	803.178	845.386	907.617	886.417	932.066	900.329	900.104	892.743	908.099	10.469.391	0,1%
1990	883.541	810.843	916.556	852.201	910.408	904.011	896.286	977.785	888.017	946.465	933.985	942.644	10.862.739	3,8%
1991	930.301	827.730	912.292	934.634	1.006.629	932.745	998.876	1.039.952	955.074	1.011.258	987.739	1.015.563	11.552.794	6,4%
1992	1.015.886	937.128	924.715	969.627	924.738	972.985	1.067.221	1.073.473	834.851	949.095	868.574	973.229	11.511.521	-0,4%
1993	905.975	838.998	916.064	919.538	913.466	948.815	1.004.658	956.554	987.405	1.017.381	968.240	1.078.921	11.456.013	-0,5%
1994	1.043.507	760.888	1.038.320	803.523	932.740	815.986	898.817	1.010.802	971.027	914.013	950.020	948.933	11.088.576	-3,2%
1995	905.228	738.455	905.030	860.795	918.578	900.675	906.176	939.519	926.207	922.327	881.660	908.745	10.713.396	-3,4%
1996	935.986	844.702	890.580	898.073	937.551	881.846	948.050	963.364	909.447	993.228	924.323	1.050.263	11.177.412	4,3%
1997	939.120	740.881	1.004.650	943.607	982.165	957.174	1.012.183	953.684	1.091.404	1.037.318	922.095	1.166.655	11.750.936	5,1%
1998	978.693	892.580	980.313	919.050	966.119	967.911	1.008.465	995.495	988.758	1.024.120	954.256	1.056.120	11.731.880	-0,2%
1999	961.809	798.467	820.922	801.893	875.520	890.599	782.193	908.780	898.686	931.422	908.618	1.039.743	10.618.652	-9,5%
2000	856.358	922.379	984.478	954.418	997.442	905.599	959.314	1.001.342	972.824	973.886	954.398	1.073.393	11.555.831	8,8%
2001	901.160	878.349	988.462	953.462	1.033.538	1.007.132	1.026.442	1.074.584	992.912	1.082.767	1.045.431	1.123.304	12.107.543	4,8%
2002	1.007.296	939.310	1.009.584	1.015.657	1.080.472	1.008.914	1.107.863	1.109.281	1.048.250	1.129.896	1.061.968	1.150.851	12.669.342	4,6%
2003	1.048.066	954.284	1.000.150	1.021.990	1.058.689	1.007.666	1.073.683	1.054.690	1.032.221	1.075.290	1.011.372	1.141.266	12.479.367	-1,5%
2004	1.049.688	979.369	1.070.453	1.054.125	1.071.500	1.072.377	1.136.524	1.125.029	1.117.543	1.155.184	1.103.714	1.253.394	13.188.900	5,7%
2005	1.103.692	1.043.392	1.129.964	1.105.044	1.149.451	1.150.318	1.169.163	1.233.703	1.171.494	1.187.571	1.178.989	1.308.684	13.931.465	5,6%
2006	1.194.967	1.117.972	1.206.944	1.177.527	1.272.089	1.213.493	1.255.512	1.281.650	1.309.075	1.295.242	1.282.907	1.379.408	14.986.786	7,6%
2007	1.299.757	1.192.172	1.305.465	1.254.710	1.342.977	1.313.746	1.371.995	1.403.533	1.366.357	1.417.876	1.394.251	1.475.028	16.137.867	7,7%
2008	1.409.880	1.317.252	1.357.128	1.401.543	1.461.474	1.419.132	1.513.529	1.508.130	1.519.002	1.543.423	1.459.974	1.638.707	17.549.175	8,7%
2009 (b)	1.507.001	1.367.065	1.488.383	1.515.819	1.543.893	1.554.646	1.620.289	1.620.520	1.579.393	1.650.459	1.569.332	1.774.112	18.790.911	7,1%
2010 (c)	1.588.080	1.499.597	1.664.502	1.645.462	1.690.093	1.660.182	1.744.059	1.757.407	1.721.613	1.792.904	1.721.341	1.932.930	20.418.170	8,7%
2011	1.736.532	1.646.807	1.882.535	1.785.215	1.875.608	1.831.515	1.875.639	1.959.997	1.889.897	1.933.735	1.883.076	2.084.551	22.385.107	9,6%
2012	1.887.944	1.793.102	1.927.161	1.872.659	2.010.478	1.968.824	2.019.943	2.045.886	1.914.182	2.025.343	1.978.670	2.152.705	23.596.897	5,4%

Nota: a) A partir de Mayo '93 se elimina la comercialización de Gasolina Regular, y de abril/98 se dejó de producir y consumir gasolina Eco de 85 octanos  
 b) A partir de enero 2010 se incluye volúmenes de gasolina extra con etanol  
 c) A partir de abril del año 2010 se incluye volúmenes transferidos a las estaciones de servicio de propiedad de EP Petroecuador para su comercialización.

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC08- Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR



VENTA DE GASOLINA SÚPER														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1980							13.169	12.407	17.071	15.607	13.503	9.984	81.741	
1981	15.885	16.680	29.285	36.663	35.468	42.836	47.675	45.154	51.548	57.888	48.044	63.746	490.873	500,5%
1982	54.713	55.136	59.330	64.806	57.657	62.105	68.732	71.282	59.323	56.542	30.834	39.662	680.122	38,6%
1983	29.110	29.985	30.523	26.369	27.103	25.230	25.172	28.519	34.245	31.329	20.233	11.702	319.520	-53,0%
1984	26.259	26.798	30.524	30.001	32.639	29.385	34.006	39.895	33.848	27.575	34.518	30.892	376.339	17,8%
1985	20.063	24.221	28.683	28.999	33.781	29.514	36.960	38.448	36.170	39.873	40.682	39.649	397.044	5,5%
1986	40.182	41.562	44.086	46.693	45.450	43.380	52.176	49.922	47.761	55.590	49.451	61.521	577.374	45,4%
1987	50.555	38.684	37.272	49.093	43.946	49.181	50.735	33.753	32.171	47.217	51.508	63.244	547.359	-5,2%
1988	55.227	43.033	69.400	59.395	68.587	70.778	74.801	71.540	55.732	56.736	57.007	63.373	744.608	36,0%
1989	61.064	55.855	64.624	59.229	61.490	62.432	61.020	63.222	59.038	62.095	59.529	54.811	724.409	-2,7%
1990	48.121	47.358	55.206	45.737	46.573	48.179	47.497	56.120	51.317	53.281	46.967	44.455	590.809	-18,4%
1991	53.585	45.447	51.131	51.949	55.701	54.823	57.985	59.805	56.451	55.905	30.362	39.227	612.371	3,6%
1992	50.728	44.725	43.738	46.596	45.135	46.816	52.132	52.590	26.660	23.437	23.240	27.196	482.993	-21,1%
1993	25.851	23.481	25.216	25.318	24.830	25.501	27.330	25.602	26.550	29.320	24.992	29.744	313.734	-35,0%
1994	34.037	27.125	44.372	34.578	44.848	36.346	40.773	52.785	50.531	48.653	54.456	52.368	520.873	66,0%
1995	56.719	44.280	56.277	60.767	57.575	57.381	59.708	65.104	70.759	67.927	66.675	70.720	733.892	40,9%
1996	72.312	64.835	66.165	69.407	71.179	68.146	73.903	74.165	68.928	71.641	63.337	73.985	838.005	14,2%
1997	71.433	53.046	83.886	69.279	76.174	75.030	83.057	70.290	89.020	88.192	72.248	96.742	928.397	10,8%
1998	88.655	77.342	91.354	170.856	163.318	146.971	151.817	152.140	138.250	140.411	124.167	142.867	1.588.148	71,1%
1999	129.235	60.702	50.960	63.088	72.666	73.202	59.676	74.334	71.675	75.973	73.647	91.969	896.127	-43,6%
2000	72.200	84.363	90.064	90.128	82.387	73.625	80.255	86.449	83.482	86.260	87.410	96.852	1.013.475	13,1%
2001	87.462	90.737	102.246	103.293	114.404	113.779	121.396	136.177	122.334	131.409	134.047	153.403	1.410.687	39,2%
2002	136.782	137.715	155.479	159.785	176.580	167.720	192.259	202.863	192.556	210.091	202.718	232.098	2.166.646	53,6%
2003	203.861	179.114	192.430	202.551	202.294	194.838	209.132	209.090	201.110	209.819	198.259	229.947	2.432.445	12,3%
2004	215.127	206.673	220.070	218.314	218.648	217.296	231.756	234.863	227.919	234.864	225.735	260.173	2.711.228	11,5%
2005	228.967	223.276	242.816	233.353	242.755	242.868	251.102	268.809	249.402	262.871	254.918	287.641	2.978.778	9,9%
2006	263.442	251.681	267.994	265.936	283.940	264.721	278.320	283.087	292.831	285.641	285.634	314.968	3.338.195	12,1%
2007	300.450	280.696	305.322	294.724	305.805	301.846	315.986	326.839	316.052	323.565	315.035	340.785	3.726.505	11,6%
2008	328.950	311.196	325.145	331.857	341.183	329.910	355.591	354.831	356.344	362.543	341.502	388.236	4.127.288	10,8%
2009	357.543	325.572	351.520	363.766	369.768	364.968	381.466	386.346	368.675	380.558	366.158	423.357	4.439.697	7,6%
2010	385.757	363.866	396.414	397.818	399.944	388.965	412.639	426.509	405.317	419.066	401.422	467.005	4.864.740	9,6%
2011	422.431	399.519	458.575	439.543	459.505	445.281	460.771	490.085	463.205	478.464	468.032	521.392	5.506.793	13,2%
2012	474.396	456.344	480.814	452.728	466.222	447.167	443.335	440.062	396.934	422.103	412.187	453.876	5.346.169	-2,9%

Fuente: Elaboración: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCC08- Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
 Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR

VENTA DE GASOLINA EXTRA														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													2.397.684	0,0%
1973	220.872	185.561	218.904	215.052	224.347	229.435	240.870	253.454	243.705	271.385	265.693	266.350	2.835.629	18,3%
1974	265.965	242.285	265.138	279.577	286.841	261.394	307.601	317.090	308.330	317.276	308.052	339.012	3.498.561	23,4%
1975	340.120	300.098	315.831	340.362	369.865	343.455	383.452	391.305	386.183	426.406	377.732	467.909	4.442.718	27,0%
1976	386.809	374.745	388.010	404.999	470.437	416.291	435.949	468.962	478.342	496.059	475.329	527.984	5.323.916	19,8%
1977	443.519	460.932	511.448	495.285	513.467	539.498	550.568	616.342	642.983	576.891	568.806	649.545	6.569.284	23,4%
1978	595.030	564.234	655.621	572.412	664.542	664.542	637.083	698.661	669.169	691.412	677.669	717.804	7.798.179	18,7%
1979	681.298	632.728	719.826	686.549	710.449	745.211	742.069	811.043	717.226	820.501	800.773	794.935	8.862.608	13,6%
1980	783.005	774.434	753.537	796.615	817.375	804.168	846.589	880.591	868.532	961.221	806.242	937.133	10.029.441	13,2%
1981	892.615	740.962	715.450	821.942	726.723	808.314	860.901	803.305	823.997	901.019	738.746	893.588	9.727.561	-3,0%
1982	744.988	741.898	819.886	846.971	785.169	818.880	870.742	837.217	813.370	797.322	698.767	824.004	9.599.213	-1,3%
1983	669.246	674.280	753.670	658.754	701.029	719.516	744.867	745.612	759.197	724.389	728.515	791.543	8.670.418	-9,7%
1984	741.456	685.825	748.758	692.750	727.809	743.787	754.064	841.675	733.605	815.133	820.014	799.449	9.104.326	5,0%
1985	735.488	677.067	749.469	761.944	806.691	725.437	802.635	822.173	758.387	823.391	798.286	861.476	9.322.444	2,4%
1986	772.159	712.199	725.250	816.655	775.661	751.135	832.921	830.799	803.833	888.756	738.680	914.255	9.562.302	2,6%
1987	744.744	786.367	611.017	772.653	732.533	778.987	871.545	806.282	845.865	861.973	790.970	878.743	9.481.679	-0,8%
1988	761.702	777.195	859.652	754.342	806.178	818.416	828.293	920.842	744.646	771.185	770.617	865.279	9.678.346	2,1%
1989	776.394	708.683	817.187	740.738	780.687	841.756	822.017	865.539	838.291	834.914	829.976	850.003	9.706.184	0,3%
1990	832.114	760.438	857.969	803.083	860.454	852.261	844.932	918.079	832.919	889.498	883.733	894.998	10.230.477	5,4%
1991	873.240	779.248	858.447	879.876	948.642	876.017	939.224	978.147	896.861	953.305	955.425	974.193	10.912.625	6,7%
1992	963.015	890.451	878.976	921.079	877.317	923.741	1.012.946	1.018.740	806.428	983.420	843.668	944.294	11.004.076	0,8%
1993	878.457	813.612	888.848	893.030	888.636	923.314	977.328	923.487	955.425	983.379	938.621	1.044.934	11.109.071	1,0%
1994	1.003.612	731.263	990.186	766.087	884.392	776.403	855.329	915.303	847.210	774.431	788.350	789.399	10.121.965	-8,9%
1995	727.031	598.773	730.658	681.444	726.509	716.496	710.983	728.606	703.881	699.212	663.923	690.752	8.378.267	-17,2%
1996	708.918	634.662	669.985	671.086	699.411	656.271	705.513	713.788	665.149	742.275	698.210	800.023	8.365.290	-0,2%
1997	706.077	552.963	734.283	690.599	708.509	686.477	725.464	713.879	776.180	763.774	681.655	854.077	8.593.937	2,7%
1998	694.272	635.581	695.380	728.076	802.794	820.940	856.648	843.355	850.508	883.709	830.089	913.253	9.554.605	11,2%
1999	833.574	737.765	769.963	738.805	802.855	817.398	722.517	834.446	827.011	855.449	834.971	947.774	9.722.528	1,8%
2000	784.158	838.016	894.414	864.290	915.055	831.974	879.059	914.893	889.341	887.626	866.989	976.541	10.542.356	8,4%
2001	813.698	787.612	886.216	850.098	919.134	893.353	905.046	938.408	870.578	951.358	911.384	969.901	10.696.786	1,5%
2002	870.514	801.595	854.105	855.872	903.892	841.194	915.604	906.418	855.694	919.805	859.250	918.753	10.502.696	-1,8%
2003	844.205	775.170	807.720	819.439	856.395	812.828	864.551	845.600	831.111	865.471	813.113	911.319	10.046.922	-4,3%
2004	834.561	772.696	850.383	835.811	852.852	855.081	904.768	890.366	889.624	920.330	877.979	993.221	10.477.672	4,3%
2005	874.725	820.116	887.148	871.691	906.696	907.450	918.061	964.894	922.092	934.700	924.071	1.021.043	10.952.687	4,5%
2006	931.525	866.291	938.950	911.591	988.149	948.772	977.192	998.563	1.016.244	1.009.601	997.273	1.064.440	11.648.591	6,4%
2007	999.307	911.476	1.000.143	959.986	1.037.173	1.011.900	1.056.608	1.076.695	1.050.305	1.094.311	1.079.217	1.134.242	12.411.362	6,5%
2008	1.080.931	1.006.057	1.031.983	1.069.686	1.120.291	1.089.221	1.157.938	1.153.299	1.162.658	1.180.880	1.118.472	1.250.472	13.421.886	8,1%
2009	1.149.457	1.041.493	1.136.863	1.152.053	1.174.125	1.189.678	1.238.823	1.234.175	1.210.717	1.269.901	1.203.174	1.350.755	14.351.214	6,9%
2010	1.169.837	1.087.987	1.211.187	1.194.456	1.233.398	1.217.780	1.276.719	1.275.656	1.264.178	1.316.504	1.266.500	1.401.411	14.915.614	3,9%
2011	1.256.204	1.189.295	1.359.009	1.279.089	1.347.114	1.320.035	1.336.019	1.380.913	1.339.744	1.366.552	1.327.851	1.477.046	15.978.871	7,1%
2012	1.325.345	1.255.381	1.357.226	1.334.172	1.451.399	1.433.437	1.483.734	1.515.166	1.431.634	1.512.801	1.477.301	1.598.993	17.176.578	7,5%

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC08 - Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR



VENTA DE GASOLINA REGULAR														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													1.307.578	0,0%
1973	111.298	97.283	108.261	101.233	106.640	108.023	109.836	116.703	105.100	116.951	105.582	102.874	1.289.783	-1,4%
1974	103.853	92.408	103.607	111.278	112.514	99.478	111.534	108.348	96.685	97.024	95.965	102.034	1.234.727	-4,3%
1975	101.738	89.804	98.065	103.141	214.243	103.291	111.013	109.369	108.065	110.796	106.140	119.111	1.374.776	11,3%
1976	108.443	105.918	109.600	113.904	132.635	113.067	119.683	103.553	93.458	88.233	87.776	110.430	1.286.700	-6,4%
1977	94.136	75.653	100.078	100.330	92.286	92.900	85.304	81.073	35.888	50.536	70.137	49.020	927.341	-27,9%
1978	62.233	43.226	54.577	45.654	55.309	51.893	54.021	60.824	63.755	59.700	55.979	57.555	664.726	-28,3%
1979	57.257	51.696	60.657	57.717	58.921	46.918	59.238	65.002	50.186	55.798	52.852	48.234	664.476	-0,0%
1980	44.709	45.242	48.785	43.726	43.763	44.263	42.088	40.303	37.584	38.310	34.304	37.429	500.507	-24,7%
1981	36.239	33.258	39.170	42.241	43.994	42.195	51.610	52.289	58.144	60.720	54.603	60.135	574.599	14,8%
1982	60.254	54.147	66.468	60.600	61.239	63.214	61.544	60.407	56.242	46.685	47.913	53.423	692.136	20,5%
1983	53.003	47.478	40.072	39.597	44.269	24.420	28.262	50.030	48.429	48.545	47.434	50.236	521.775	-24,6%
1984	50.572	50.079	47.576	47.857	51.400	48.585	46.270	35.812	36.892	36.383	36.646	34.815	522.885	0,2%
1985	36.962	35.693	39.099	38.683	38.795	38.392	39.639	40.978	42.355	46.796	40.599	38.295	476.186	-8,9%
1986	36.307	34.237	35.625	37.985	37.931	38.163	37.751	37.291	36.251	36.030	37.229	37.541	442.342	-7,1%
1987	30.968	31.006	12.161	1.524	2.214	2.214	2.905	2.690	2.952	3.000	2.857	3.167	97.658	-77,9%
1988	2.810	2.976	2.905	2.952	2.810	2.476	2.476	2.476	3.190	3.360	3.095	3.214	34.740	-64,4%
1989	3.214	3.214	3.214	3.212	3.210	3.429	3.381	3.305	3.000	3.095	3.238	3.286	38.798	11,7%
1990	3.305	3.048	3.381	3.381	3.381	3.571	3.857	3.586	3.781	3.686	3.286	3.190	41.452	6,8%
1991	3.476	3.036	2.714	2.810	2.286	1.905	1.667	2.000	1.762	2.048	1.952	2.143	27.798	-32,9%
1992	2.143	1.952	2.000	1.952	2.286	2.429	2.143	2.143	1.762	2.238	1.667	1.738	24.452	-12,0%
1993	1.667	1.905	2.000	1.190	-	-	-	-	-	-	-	-	6.762	-72,3%

Nota: A partir de Mayo de 1993 se elimina la comercialización de Gasolina Regular

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR

**VENTA DE GASOLINA ECO**

Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1993	-	-	-	-	-	-	-	7.465	5.340	4.682	4.627	4.243	26.357	0,0%
1994	5.857	2.500	3.762	2.857	3.500	3.238	2.714	42.714	73.286	90.929	107.214	107.167	445.738	1591,2%
1995	121.478	95.402	118.096	118.584	134.494	126.799	135.486	145.809	151.566	155.189	151.062	147.274	1.601.238	259,2%
1996	154.755	145.206	154.430	157.580	166.960	157.429	168.634	175.411	175.370	179.312	162.776	176.255	1.974.116	23,3%
1997	161.611	134.873	186.480	183.729	197.482	195.667	203.662	169.515	226.203	185.352	168.193	215.837	2.228.604	12,9%
1998 (a)	195.766	179.657	193.579	20.118	7	-	-	-	-	-	-	-	589.127	-73,6%

**VENTA DE GASOLINA EXTRA CON ETHANOL**

Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
2010 (b)	32.486	47.745	56.902	53.189	56.750	53.437	54.700	55.241	52.118	57.315	53.419	64.514	637.816	0,0%
2011	57.897	57.993	64.950	66.584	68.989	66.199	78.848	88.999	86.948	88.729	87.194	86.113	899.443	41,0%
2012	88.202	81.377	89.121	85.759	92.867	88.220	92.875	90.658	85.614	90.439	89.182	99.835	1.074.150	19,4%

Nota:

- a) A partir de abril de 1998 se deja de producir y comercializar Gasolina Eco de 85 octanos
- b) A partir de Enero de 2010 se incluye volúmenes de gasolina extra con etanol

Fuente:

Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
 Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Elaboración:



VENTA DE DIESEL 1														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1986 (a)	-	-	-	-	-	-	-	12.045	12.044	12.045	12.045	12.045	60.224	
1987	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	29.984	359.808	497,4%
1988	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	45.462	545.544	51,6%
1989	40.871	40.872	40.871	40.872	40.871	40.872	40.871	40.872	40.871	40.872	40.872	40.872	490.459	-10,1%
1990	25.458	23.131	23.420	26.283	20.272	21.549	25.202	26.634	25.064	23.804	25.290	20.712	286.818	-41,5%
1991	20.061	27.863	24.986	28.964	36.561	32.870	43.063	45.585	43.153	50.899	47.667	32.522	434.194	51,4%
1992	38.051	33.473	31.912	31.531	31.516	31.516	42.979	50.890	31.229	33.505	31.462	79.871	467.933	7,8%
1993	29.119	20.396	27.249	27.144	27.730	28.645	37.958	36.066	33.517	32.515	40.025	35.081	375.445	-19,8%
1994	39.714	32.071	35.857	32.452	43.762	40.810	41.643	46.595	55.119	46.548	34.548	29.833	478.952	27,6%
1995	33.127	24.458	32.072	23.827	27.079	23.973	19.861	22.131	26.848	25.777	19.778	17.064	295.994	-38,2%
1996	17.833	16.835	17.443	14.230	18.653	16.012	22.773	26.493	26.762	23.890	23.075	30.719	254.716	-13,9%
1997	34.941	21.648	22.589	22.240	18.422	35.596	33.672	24.222	32.698	51.750	27.980	24.144	349.902	37,4%
1998	15.396	13.907	18.467	15.740	16.390	35.637	21.450	29.081	42.704	53.353	39.912	53.637	355.674	1,6%
1999	57.829	25.863	12.044	13.242	13.315	13.543	13.772	22.246	24.534	46.182	26.683	22.579	291.832	-17,9%
2000	30.946	20.053	22.092	43.354	38.013	25.705	23.611	27.939	24.148	25.783	29.264	30.201	341.109	16,9%
2001	20.291	14.458	16.856	18.387	18.592	22.212	24.169	27.706	32.185	44.159	24.391	24.809	288.215	-15,5%
2002	26.140	17.721	30.637	29.510	25.611	22.851	18.303	18.507	26.022	24.422	18.027	24.761	282.512	-2,0%
2003	16.563	21.267	23.640	16.883	12.732	23.242	31.189	27.440	24.292	24.758	25.202	29.919	277.127	-1,9%
2004	31.574	35.643	23.530	25.498	29.279	29.727	30.702	24.527	25.671	25.660	27.917	26.406	336.134	21,3%
2005	23.229	23.258	26.645	25.108	24.973	23.457	24.946	25.636	18.419	24.782	24.634	18.488	283.575	-15,6%
2006	27.388	18.344	17.450	16.783	14.532	17.638	22.110	16.655	14.809	17.576	15.059	14.789	213.133	-24,8%
2007	22.570	11.850	14.223	15.091	12.127	16.178	14.472	12.490	16.386	15.364	12.638	8.831	172.219	-19,2%
2008	14.068	15.266	15.608	15.338	14.588	16.104	19.564	8.417	12.919	13.081	9.787	9.027	163.768	-4,9%
2009	5.288	9.869	10.251	10.488	10.136	14.130	9.198	11.158	12.357	14.569	10.681	11.425	129.551	-20,9%
2010	7.298	11.048	13.971	8.196	10.383	10.272	12.581	9.572	12.483	13.141	4.630	5.328	118.904	-8,2%
2011	13.416	5.628	10.026	7.366	6.789	7.804	7.614	6.708	8.535	6.694	12.915	9.940	103.436	-13,0%
2012	9.089	7.485	10.589	7.797	4.560	7.932	7.038	5.449	5.625	8.856	9.713	4.132	88.265	-14,7%

Nota: a) A partir de agosto de 1986 se inicia la comercialización de Diesel 1 de 1986 a 1989 se promedia mes a mes el total comercializado en esos años.

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC08- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**VENTA DE DIESEL 2 (a)**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													2.115.459	
1973	198.762	165.418	206.456	180.723	194.156	205.726	213.963	234.929	207.522	233.555	247.854	224.116	2.513.178	18,8%
1974	246.040	213.719	230.900	225.140	246.263	225.573	238.055	257.283	249.310	264.164	0	215.423	2.611.869	3,9%
1975	263.516	207.098	212.286	250.603	262.234	258.948	283.328	301.559	295.525	309.667	270.514	294.525	3.209.803	22,9%
1976	308.150	241.005	254.159	258.611	325.672	273.992	315.929	293.674	314.051	359.258	307.954	365.001	3.617.456	12,7%
1977	281.958	260.053	300.736	274.734	468.894	345.770	388.808	396.926	449.262	428.492	372.512	387.083	4.355.228	20,4%
1978	391.441	351.417	445.542	327.550	353.020	389.506	368.498	407.363	399.611	433.437	400.614	414.668	4.682.667	7,5%
1979	401.424	396.015	435.797	391.914	443.010	464.847	509.673	526.948	457.274	520.684	512.505	453.973	5.514.064	17,8%
1980	544.096	462.403	486.622	438.482	509.281	497.555	543.923	542.522	546.763	559.037	491.530	516.087	6.138.302	11,3%
1981	642.402	427.837	422.479	495.595	551.927	595.423	541.696	607.678	570.933	605.839	508.932	596.969	6.567.711	7,0%
1982	555.382	500.418	583.810	584.587	476.468	598.296	550.364	549.539	571.511	588.113	517.596	525.135	6.601.220	0,5%
1983	477.211	463.018	490.563	481.799	468.260	515.030	513.589	476.884	515.708	484.391	485.420	502.609	5.874.482	-11,0%
1984	504.609	456.678	470.677	467.092	479.437	482.684	518.816	556.163	512.157	555.112	562.249	511.308	6.076.982	3,4%
1985	531.329	476.608	500.911	511.265	531.130	488.962	582.626	557.275	518.651	583.150	572.411	535.185	6.369.503	4,8%
1986	544.702	485.565	492.274	543.843	547.243	522.361	597.261	601.449	568.807	662.139	553.099	580.735	6.699.478	5,2%
1987	538.100	507.687	481.124	560.644	559.898	636.877	727.628	661.003	716.759	778.102	688.183	694.494	7.550.498	12,7%
1988	579.736	622.450	691.023	637.952	708.542	744.871	741.062	817.780	709.144	694.178	681.935	713.127	8.341.800	10,5%
1989	583.717	512.425	631.162	602.181	609.277	643.840	691.671	737.255	707.315	684.896	689.351	627.471	7.720.563	-7,4%
1990	744.890	545.463	630.234	597.221	633.353	654.392	673.900	740.888	668.262	717.634	692.615	659.457	7.958.309	3,1%
1991	733.760	651.850	695.677	704.400	769.801	769.442	847.368	846.504	832.991	941.981	874.690	854.552	9.523.016	19,7%
1992	983.163	938.453	753.561	744.909	769.954	829.580	902.739	925.845	819.786	988.071	973.845	990.074	10.619.979	11,5%
1993	937.108	771.602	824.400	810.997	852.609	876.189	903.253	869.780	904.336	981.964	973.754	978.828	10.684.818	0,6%
1994	922.143	822.476	990.762	861.714	995.833	1.003.690	1.048.071	1.189.476	1.156.833	1.173.595	1.052.810	1.037.943	12.255.348	14,7%
1995	1.266.334	1.041.674	1.312.840	1.079.679	1.166.917	995.028	976.230	1.296.913	1.164.702	1.275.008	896.731	1.058.678	13.530.733	10,4%
1996	1.034.114	1.172.419	1.082.706	1.328.243	1.189.511	1.159.499	1.198.647	1.252.568	1.269.398	1.431.746	1.489.929	1.653.139	15.271.919	12,9%
1997	1.528.048	1.162.848	1.233.329	1.255.061	1.207.011	1.365.231	1.378.208	1.403.457	1.429.160	1.765.975	1.513.452	1.473.035	16.714.815	9,4%
1998	1.442.027	1.320.688	1.407.186	1.050.282	1.301.153	1.248.639	1.242.336	1.386.074	1.754.615	1.741.458	1.268.841	1.799.103	16.962.402	1,5%
1999	1.509.585	947.936	862.057	935.745	1.016.389	1.103.948	943.002	1.126.965	1.262.597	1.207.662	1.248.596	1.371.865	13.526.347	-20,3%
2000	1.190.432	1.292.087	1.188.462	1.167.711	1.242.606	1.155.944	1.225.718	1.259.202	1.267.723	1.242.222	1.520.839	1.487.714	15.240.660	12,7%
2001	1.195.624	1.195.919	1.506.692	1.239.869	1.288.714	1.325.768	1.315.729	1.388.943	1.423.532	1.670.053	1.817.562	1.605.024	16.973.429	11,4%
2002	1.530.139	1.325.725	1.490.518	1.380.721	1.357.183	1.411.924	1.411.948	1.410.205	1.476.072	1.673.392	1.344.228	1.365.418	17.177.473	1,2%
2003	1.431.394	1.326.336	1.398.849	1.397.003	1.417.677	1.360.528	1.464.621	1.422.309	1.458.431	1.591.576	1.500.990	1.468.379	17.238.093	0,4%
2004	1.476.994	1.531.234	1.489.124	1.458.290	1.419.179	1.416.032	1.525.809	1.496.791	1.657.156	1.793.734	1.633.358	1.675.790	18.573.491	7,7%
2005	1.761.096	1.472.613	1.599.509	1.542.083	1.650.424	1.658.483	1.683.407	1.788.984	1.831.832	1.992.305	1.868.408	2.101.438	20.950.582	12,8%
2006	1.830.051	1.588.932	1.775.823	1.751.976	1.935.091	1.847.484	1.963.944	2.082.258	2.114.778	2.216.399	2.135.698	2.019.531	23.261.965	11,0%
2007	1.983.856	1.993.824	2.061.345	1.814.705	1.746.196	1.754.757	1.878.650	1.920.827	1.928.073	1.964.842	1.907.748	1.785.901	22.740.724	-2,2%
2008	1.810.142	1.625.676	1.767.648	1.803.423	1.932.891	1.950.236	2.019.512	2.068.161	2.142.392	2.136.073	2.014.835	2.137.811	23.408.798	2,9%
2009	2.029.199	1.747.611	2.051.665	2.078.651	2.021.866	2.133.403	2.112.158	2.128.375	2.286.062	2.479.036	2.703.106	2.848.351	26.619.483	13,7%
2010	2.644.184	2.242.152	2.724.262	2.537.708	2.435.337	2.347.160	2.378.426	2.361.878	2.711.115	2.763.087	2.437.291	2.328.129	29.910.728	12,4%
2011	2.178.303	2.134.061	2.480.501	2.204.853	2.262.359	2.235.236	2.216.188	2.559.503	2.445.050	2.522.900	2.592.690	2.510.153	28.341.798	-5,2%
2012	2.256.077	2.085.270	2.369.858	2.174.620	2.374.484	2.367.040	2.414.505	2.529.361	2.496.346	2.830.639	2.544.799	2.719.917	29.162.914	2,9%

Nota: a) Incluye Diesel Premium

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA DE FUEL OIL (a)														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													2.149.727	0,0%
1973	180.553	159.222	159.866	182.949	182.399	173.668	176.965	236.525	185.485	194.573	194.761	198.807	2.225.773	3,5%
1974	194.469	170.200	185.299	184.620	174.422	184.970	237.127	235.583	234.275	224.888	223.217	231.671	2.480.742	11,5%
1975	257.065	242.539	200.842	273.650	207.575	239.614	262.631	301.347	274.674	255.915	252.083	272.441	3.040.376	22,6%
1976	253.939	225.829	292.116	232.767	270.440	265.711	277.444	249.331	264.433	267.335	302.416	260.692	3.162.453	4,0%
1977	283.797	205.646	263.097	255.291	284.386	288.151	239.908	366.296	299.562	283.381	273.769	287.394	3.310.678	4,7%
1978	242.973	353.793	341.313	315.759	287.323	335.511	318.461	342.450	399.281	450.903	478.994	367.444	4.234.205	27,9%
1979	416.872	365.797	476.593	356.650	422.340	415.308	472.298	470.942	474.492	442.026	298.471	483.300	5.095.089	20,3%
1980	386.765	455.675	437.224	276.989	544.875	491.647	539.474	520.248	602.290	398.603	541.234	483.059	5.678.083	11,4%
1981	821.831	356.689	541.868	668.269	373.708	454.836	874.095	638.048	732.267	725.814	634.030	644.742	7.466.197	31,5%
1982	548.491	494.795	696.934	783.103	670.276	678.264	559.813	663.910	503.105	530.864	403.744	599.032	7.132.331	-4,5%
1983	543.103	759.442	603.427	461.876	502.926	537.643	716.045	500.248	703.086	604.073	508.736	527.089	6.967.694	-2,3%
1984	484.287	494.528	532.315	519.067	565.915	543.842	597.440	698.562	483.857	728.210	532.979	501.136	6.682.137	-4,1%
1985	568.122	627.514	603.203	760.893	565.383	524.562	645.421	669.388	435.901	645.357	575.635	498.084	7.119.463	6,5%
1986	655.112	647.572	483.423	556.094	486.559	482.486	496.303	516.186	502.384	624.567	472.532	499.335	6.432.553	-9,6%
1987	548.481	543.661	382.858	386.764	377.232	347.756	369.157	356.265	381.929	356.335	403.207	455.410	4.909.055	-23,7%
1988	518.903	398.539	514.989	520.806	449.077	502.925	400.682	460.427	455.557	504.717	461.855	499.326	5.687.802	15,9%
1989	426.718	337.144	574.137	450.207	494.360	450.414	436.295	425.308	419.991	381.706	447.614	499.075	5.342.970	-6,1%
1990	823.747	420.154	550.188	561.781	370.149	341.631	412.925	455.805	275.593	584.288	362.236	629.065	5.787.562	8,3%
1991	512.206	712.845	368.920	489.465	502.757	478.654	566.383	512.298	550.593	444.957	586.545	559.710	6.285.334	8,6%
1992	736.289	662.466	472.258	401.195	483.676	485.456	411.051	295.093	474.345	713.038	496.674	741.364	6.372.905	1,4%
1993	447.735	577.570	318.270	432.227	469.125	326.505	397.979	413.353	307.166	513.026	459.896	532.995	5.195.847	-18,5%
1994	726.619	689.619	746.548	475.667	640.643	561.833	554.786	662.071	718.524	729.524	660.357	610.548	7.776.738	49,7%
1995	909.440	854.670	853.549	790.253	687.952	502.666	502.746	874.130	760.610	1.023.975	837.710	580.351	9.178.051	18,0%
1996	1.078.563	837.767	704.466	676.086	690.363	779.584	792.007	613.570	825.401	966.868	929.008	982.968	9.876.651	7,6%
1997	962.610	701.276	903.348	912.688	685.909	908.227	852.008	768.201	991.724	990.618	931.637	997.967	10.606.213	7,4%
1998	962.736	845.901	847.889	850.904	646.349	666.066	706.163	764.847	841.769	951.408	789.483	948.590	9.822.105	-7,4%
1999	1.075.862	717.875	751.427	769.909	582.075	624.010	626.652	591.758	974.139	913.833	995.190	1.030.127	9.652.857	-1,7%
2000	944.142	867.042	754.809	665.477	736.244	710.669	669.251	721.027	895.180	826.223	1.046.413	1.192.972	10.029.449	3,9%
2001	932.763	823.496	860.353	667.696	656.271	653.863	729.563	702.607	891.853	1.075.505	997.275	1.150.713	10.141.958	1,1%
2002	1.037.303	993.001	935.182	892.342	741.221	741.020	865.246	800.008	1.169.736	1.185.941	909.606	1.115.213	11.385.819	12,3%
2003	990.018	1.134.488	941.742	887.318	872.951	762.220	702.023	765.477	940.540	905.499	1.101.312	995.845	10.999.433	-3,4%
2004	940.551	1.114.900	1.004.615	1.056.042	899.392	724.985	813.480	805.931	817.193	1.077.401	1.099.504	952.809	11.306.803	2,8%
2005	1.134.852	943.012	883.027	782.460	1.026.457	838.016	756.354	1.031.235	1.029.449	1.100.295	1.013.745	1.052.109	11.591.011	2,5%
2006	972.257	828.416	1.014.959	931.281	727.576	749.917	792.679	962.627	849.766	864.655	1.082.796	1.110.014	10.886.943	-6,1%
2007	811.434	866.646	747.520	697.241	672.237	695.487	702.732	676.682	672.758	802.312	663.222	756.688	8.764.959	-19,5%
2008	751.403	815.414	685.112	737.434	735.948	768.204	767.777	668.785	720.311	706.545	588.011	656.893	8.601.836	-1,9%
2009	757.297	659.775	711.362	803.215	715.841	701.503	710.588	669.453	772.531	789.661	839.981	677.549	8.808.755	2,4%
2010	842.002	768.047	779.585	684.595	790.356	689.131	769.721	578.877	838.498	841.867	695.625	779.694	9.057.998	2,8%
2011	755.775	744.526	865.454	762.804	844.687	729.594	771.303	640.036	856.854	811.525	756.325	776.699	9.315.584	2,8%
2012	684.635	750.065	722.316	747.337	727.775	717.662	657.734	775.552	771.432	868.345	734.367	782.787	8.930.006	-4,1%

Nota: a) Incluye Fuel Oil, Residuo, consumo terrestre y marino. Excluye consumo buques contratados por PETROECUADOR

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCOB- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**VENTA DE ASFALTOS**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													110.595	0.0%
1973													213.160	92.7%
1974													320.187	50.2%
1975													410.223	28.1%
1976													480.945	17.2%
1977	2.445	68.553	5.326	3.607	79.232	12.316	64.744	31.352	38.648	39.985	123.838	9.116	479.162	-0.4%
1978	30.644	9.163	7.245	9.019	7.930	8.763	20.247	26.463	6.602	5.880	20.661	15.868	168.485	-64.8%
1979	13.442	7.179	10.609	56.936	13.257	16.115	21.889	26.997	17.692	23.982	34.394	20.976	263.468	56.4%
1980	26.944	15.205	12.560	19.763	16.051	26.348	24.410	28.426	27.115	33.450	27.265	19.489	277.026	5.1%
1981	23.676	42.581	15.952	14.158	31.927	11.722	37.699	17.838	36.555	40.281	24.910	42.149	339.449	22.5%
1982	28.346	13.978	45.086	24.812	34.385	23.783	19.110	22.626	42.171	25.161	21.355	14.687	315.499	-7.1%
1983	19.433	23.766	10.519	15.212	8.675	10.102	16.397	21.129	10.008	20.815	57.813	39.516	253.385	-19.7%
1984	20.334	50.889	29.911	15.861	24.150	16.120	51.910	47.783	52.870	17.786	51.008	51.830	430.451	69.9%
1985	63.511	40.061	30.945	25.000	51.091	39.511	69.664	56.650	69.388	89.213	63.537	42.154	640.725	48.8%
1986	33.508	33.752	51.143	37.814	53.269	40.549	57.726	30.448	62.814	51.196	34.529	62.045	548.794	-14.3%
1987	50.949	17.010	22.823	21.062	56.487	26.840	50.002	28.832	27.025	30.243	48.725	63.377	443.376	-19.2%
1988	20.704	93.081	63.735	56.784	73.795	86.087	83.289	110.006	109.273	84.141	73.312	63.819	918.027	107.1%
1989	40.677	56.235	2.690	33.176	47.985	278.236	40.281	64.166	34.944	54.806	49.506	54.538	757.241	-17.5%
1990	46.538	26.203	37.865	26.286	50.273	35.881	40.859	40.662	64.437	27.416	48.909	35.416	480.746	-36.5%
1991	13.743	24.496	23.762	27.994	29.363	32.771	47.388	40.637	51.649	52.197	38.281	36.285	418.566	-12.9%
1992	21.174	52.568	11.584	21.372	29.333	22.648	44.084	49.321	11.055	32.986	31.427	34.539	362.091	-13.5%
1993	78.132	14.449	18.919	65.930	17.749	35.102	37.809	79.941	18.535	86.206	51.667	30.008	534.446	47.6%
1994	97.470	116.193	85.420	25.451	34.367	46.939	48.477	64.839	62.341	81.080	62.725	48.301	773.602	44.7%
1995	67.044	36.411	45.191	43.301	53.648	44.930	49.844	59.537	58.819	78.557	41.803	45.321	624.406	-19.3%
1996	77.765	46.224	39.247	52.320	60.326	53.444	54.242	64.093	63.997	74.974	57.996	63.157	707.785	13.4%
1997	54.468	34.953	28.220	31.873	42.124	50.525	38.235	32.555	38.029	62.821	76.281	51.668	541.752	-23.5%
1998	16.394	53.379	57.575	45.406	53.342	61.510	62.023	68.823	101.491	98.611	85.821	101.370	805.745	48.7%
1999	67.995	40.635	19.046	22.893	37.835	41.162	33.329	74.335	93.438	71.718	88.931	80.115	671.432	-16.7%
2000	63.247	68.469	56.874	52.982	64.088	52.347	55.549	75.396	65.697	78.268	87.896	87.680	808.493	20.4%
2001	68.743	59.756	69.369	58.311	84.434	83.614	99.455	119.218	38.290	132.291	131.070	105.661	1.050.212	29.9%
2002	115.900	73.167	66.911	85.067	114.570	85.156	58.595	96.375	105.397	99.856	80.859	96.121	1.077.974	2.6%
2003	46.065	80.999	93.468	76.815	97.676	75.292	138.353	117.263	129.480	108.228	101.762	124.468	1.189.869	10.4%
2004	111.324	92.596	108.001	90.803	75.582	94.009	88.429	95.090	124.355	101.913	76.761	90.861	1.149.724	-3.4%
2005	92.962	66.468	80.914	56.285	73.072	75.897	81.528	103.227	108.866	80.530	72.519	80.262	972.550	-15.4%
2006	83.239	57.964	69.631	67.646	69.003	75.346	96.879	100.455	105.961	106.521	81.046	98.606	1.012.297	4.1%
2007	74.913	47.595	45.959	44.526	70.435	76.421	102.818	104.464	99.523	108.499	101.093	95.607	971.852	-4.0%
2008	98.963	63.244	63.802	87.863	95.591	112.085	135.482	146.216	148.051	133.007	132.850	181.397	1.398.551	43.9%
2009	152.313	134.178	168.740	148.100	146.182	199.103	228.739	211.197	195.118	252.189	235.075	225.075	2.296.008	64.2%
2010	212.499	140.635	185.393	94.052	168.982	189.472	199.687	175.853	201.368	165.318	202.533	183.879	2.119.672	-7.7%
2011	169.059	140.699	158.659	125.254	154.209	176.582	175.692	216.913	221.871	217.304	215.165	239.751	2.211.158	4.3%
2012	141.304	138.340	161.454	148.663	184.550	215.170	207.547	231.784	245.780	279.207	244.651	194.457	2.392.906	8.2%

Notas:  
Incluye Asfalto AP-3 y FC-250  
Excluye ventas de Asfalto Oxidado.

Fuente:  
Elaboración: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA DE KEREX Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													936.965	0.0%
1973	85.603	76.155	88.957	78.889	96.094	89.227	91.132	92.152	87.222	99.308	96.992	96.749	1.078.479	15.1%
1974	100.077	88.677	97.286	99.997	104.703	98.941	108.045	106.233	98.911	108.066	94.952	92.861	1.198.749	11.2%
1975	115.776	93.843	104.929	111.865	121.423	117.941	140.049	113.147	129.642	135.557	139.700	141.444	1.465.316	22.2%
1976	156.543	125.451	139.171	155.403	164.381	158.808	178.320	170.959	166.654	185.934	202.457	226.681	2.030.762	38.6%
1977	123.282	228.370	212.372	187.798	172.796	155.794	292.633	216.290	254.138	188.501	160.680	291.883	2.484.537	22.3%
1978	182.638	214.923	246.744	219.062	268.972	316.117	239.866	241.491	287.107	208.819	212.724	195.747	2.834.210	14.1%
1979	242.682	157.204	220.290	196.115	236.234	234.220	227.412	232.700	178.699	276.562	187.275	303.265	2.692.658	-5.0%
1980	148.768	220.910	187.321	180.513	373.849	223.832	199.105	242.894	211.304	205.080	170.260	176.094	2.539.930	-5.7%
1981	169.424	142.100	150.769	217.226	196.405	210.566	189.173	193.895	200.308	218.740	193.049	239.007	2.320.661	-8.6%
1982	202.026	182.064	199.398	217.778	216.642	247.807	214.190	195.009	210.413	235.462	178.847	212.187	2.511.823	8.2%
1983	178.619	168.084	180.115	119.743	156.717	196.083	173.964	187.126	178.488	179.599	196.164	190.665	2.105.365	-16.2%
1984	205.229	185.047	173.943	181.564	186.004	194.470	198.063	202.824	190.421	193.712	186.346	169.255	2.266.878	7.7%
1985	172.321	158.002	176.038	191.260	181.996	182.341	187.104	184.345	199.360	196.004	194.922	187.092	2.210.784	-2.5%
1986	169.959	165.999	163.276	173.857	178.533	178.226	193.985	177.720	173.465	174.272	172.558	176.848	2.098.697	-5.1%
1987	139.536	127.332	89.631	84.930	78.181	73.805	78.449	93.925	89.278	85.593	84.418	91.092	1.116.170	-46.8%
1988	86.320	87.951	86.094	78.511	72.386	69.837	61.542	57.408	52.156	56.832	50.238	44.812	804.087	-28.0%
1989	45.156	45.033	45.779	46.935	47.394	49.074	48.430	53.085	55.027	56.294	58.286	59.663	610.156	-24.1%
1990	74.079	70.192	86.719	81.103	82.830	76.726	87.389	85.877	87.253	84.695	90.954	88.520	996.336	63.3%
1991	87.369	33.503	15.968	30.839	56.066	24.766	31.417	20.154	17.806	22.551	18.849	24.615	383.901	-61.5%
1992	20.405	18.979	19.682	19.264	16.025	16.188	10.530	6.045	10.830	14.459	12.355	14.141	178.903	-53.4%
1993	15.559	13.099	13.795	8.572	7.855	8.454	-	48	-	-	-	-	67.382	-62.3%

Nota: A partir de Julio de 1993 se elimina la comercialización de KEREX.

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos). EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR

**VENTA DE GLP**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972	8.181	8.395	7.191	9.447	9.224	9.573	9.508	9.610	10.200	10.138	10.030	12.008	113.507	
1973	12.145	10.949	11.578	12.085	12.896	13.084	13.871	13.874	13.517	15.622	15.174	16.164	160.961	41.8%
1974	16.064	13.564	17.239	15.677	19.255	17.663	19.294	19.556	19.952	18.553	22.511	19.006	218.335	35.6%
1975	22.055	18.922	16.324	25.452	24.380	23.997	26.322	25.583	26.830	25.800	24.869	30.361	290.895	33.2%
1976	27.268	27.830	23.723	31.090	31.101	31.578	33.293	35.178	34.378	36.560	35.872	41.433	389.305	33.8%
1977	37.796	36.685	43.429	41.189	45.351	45.729	41.229	48.315	52.176	47.671	51.262	54.272	545.102	40.0%
1978	52.212	49.158	56.218	55.638	61.372	60.630	61.467	65.415	62.698	65.269	63.795	68.387	722.259	32.5%
1979	68.037	61.635	73.288	68.630	76.878	69.869	82.695	80.185	75.170	73.864	84.733	89.083	904.068	25.2%
1980	83.861	79.803	88.369	89.331	93.194	92.769	101.462	102.626	103.362	109.247	97.656	112.859	1.154.539	27.7%
1981	103.471	102.782	101.138	103.359	102.507	111.352	112.960	106.770	110.501	115.043	106.220	119.408	1.295.510	12.2%
1982	107.698	103.106	123.817	120.033	107.344	137.284	128.977	128.706	104.731	142.819	118.958	135.529	1.459.003	12.6%
1983	112.748	121.224	143.139	129.703	131.381	140.985	116.428	151.868	140.626	142.054	141.144	152.403	1.623.702	11.3%
1984	141.102	149.433	134.996	163.544	138.255	170.075	165.290	158.632	158.337	165.793	168.743	164.211	1.878.413	15.7%
1985	172.143	152.387	170.265	175.134	179.874	172.439	190.926	194.628	178.480	198.669	186.887	193.099	2.164.931	15.3%
1986	200.176	178.356	194.884	214.366	208.418	212.569	223.798	215.098	226.631	233.451	213.185	241.036	2.561.969	18.3%
1987	230.404	219.989	232.173	230.284	233.845	251.888	263.471	256.786	258.283	237.896	257.406	248.940	2.921.365	14.0%
1988	280.354	252.279	288.124	269.856	284.928	293.982	287.409	307.590	289.253	286.935	291.356	297.446	3.429.511	17.4%
1989	292.157	264.403	309.730	288.474	313.663	326.146	318.236	310.068	303.230	321.276	305.742	303.621	3.656.747	6.6%
1990	352.693	300.434	358.568	335.577	382.202	356.433	367.750	375.823	387.225	342.144	354.992	391.533	4.305.374	17.7%
1991	355.989	316.758	351.875	381.188	394.321	374.440	392.310	395.083	345.318	393.834	394.536	388.590	4.474.243	3.9%
1992	395.110	370.498	395.038	403.350	409.034	418.601	437.990	441.012	394.897	413.193	389.920	432.799	4.891.440	9.3%
1993	390.209	377.587	449.653	431.666	429.907	437.711	468.073	440.946	443.999	431.000	441.481	461.186	5.203.418	6.4%
1994	443.707	405.630	467.676	412.125	479.103	470.034	484.817	503.555	483.033	497.915	492.277	508.411	5.648.282	8.5%
1995	507.365	464.624	499.370	520.897	550.421	550.057	531.409	576.543	552.077	580.281	562.356	573.293	6.468.696	14.5%
1996	554.584	528.035	562.479	588.142	599.060	587.126	649.601	647.969	584.246	562.169	565.992	563.896	6.993.299	8.1%
1997	558.645	455.999	584.006	589.457	621.118	589.233	641.358	617.387	609.182	636.361	594.546	629.482	7.126.774	1.9%
1998	627.061	546.345	608.362	606.068	636.709	605.256	690.728	666.783	517.601	576.231	564.771	604.888	7.250.803	1.7%
1999	546.740	506.333	580.678	560.380	582.105	590.550	598.709	602.594	603.713	625.173	611.365	654.197	7.062.537	-2.6%
2000	608.232	573.948	612.760	632.110	639.938	633.136	647.210	668.368	651.123	658.729	649.960	659.707	7.635.221	8.1%
2001	605.935	561.719	667.398	630.828	697.732	685.179	678.802	698.419	676.607	700.755	664.402	724.967	7.992.743	4.7%
2002	659.288	589.165	674.181	645.797	739.270	702.891	722.617	736.978	701.346	731.377	724.786	707.135	8.334.831	4.3%
2003	740.528	624.317	689.638	705.339	766.468	729.906	759.077	746.445	743.070	752.577	754.824	721.634	8.733.823	4.8%
2004	789.253	674.959	748.364	737.775	779.779	770.853	821.437	841.560	805.929	836.890	805.613	824.826	9.437.238	8.1%
2005	806.112	715.841	820.789	813.535	853.225	883.105	890.669	846.638	906.885	922.704	864.511	883.909	10.207.924	8.2%
2006	854.815	758.661	857.396	871.500	903.723	878.748	917.793	933.487	900.411	929.028	901.065	943.700	10.650.327	4.3%
2007	898.790	785.359	910.359	862.475	966.125	890.985	1.023.311	952.263	934.790	977.351	941.588	949.950	11.093.345	4.2%
2008	950.272	845.236	929.659	934.943	967.621	917.157	963.201	1.011.527	962.102	1.006.661	934.883	967.065	11.390.327	2.7%
2009	944.374	816.007	937.801	930.089	989.891	944.969	967.778	957.683	948.410	971.322	905.354	912.753	11.226.429	-1.4%
2010	924.717	816.062	919.224	881.835	991.107	949.384	971.902	964.419	971.752	1.017.701	961.096	1.001.263	11.370.461	1.3%
2011	978.940	885.739	979.017	962.375	988.592	956.130	985.847	1.013.203	993.404	1.032.264	1.000.229	1.005.916	11.781.656	3.6%
2012	985.687	908.094	979.769	958.717	1.031.440	971.380	983.523	1.006.225	976.251	1.035.691	993.682	1.004.953	11.835.411	0.5%

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC06- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA DE SOLVENTES (a) Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													11.525	0,0%
1973	1.294	1.251	734	759	946	950	1.105	878	938	1.000	707	1.329	11.893	3,2%
1974	704	690	1.786	993	1.975	893	1.214	1.048	762	1.750	1.275	833	13.923	17,1%
1975	1.384	1.751	1.179	1.369	1.513	1.855	1.417	1.560	1.785	2.071	1.173	1.559	18.616	33,7%
1976	1.846	1.679	1.321	1.808	1.218	1.941	1.750	1.833	1.994	1.904	2.006	2.213	21.513	15,6%
1977													29.140	35,5%
1978	2.196	2.388	3.432	2.477	2.879	3.258	3.324	3.515	3.206	3.194	3.392	2.253	35.514	21,9%
1979	3.394	2.985	3.322	3.206	2.920	3.272	3.278	4.932	3.181	3.859	3.613	3.155	41.117	15,8%
1980	4.719	2.435	2.980	3.916	3.653	3.282	5.878	3.776	3.358	4.455	3.654	3.794	45.900	11,6%
1981	3.243	5.463	3.028	3.967	3.160	3.088	4.226	3.677	5.393	3.966	4.392	4.093	47.695	3,9%
1982	3.965	4.286	4.998	4.236	5.391	5.101	5.632	3.946	4.329	5.944	3.974	4.153	55.954	17,3%
1983	3.804	3.498	4.333	4.190	3.400	4.345	4.325	4.299	5.524	5.083	5.304	4.743	52.848	-5,5%
1984	4.656	6.768	6.065	5.267	3.567	4.944	5.189	7.269	5.715	5.693	5.831	5.554	66.518	25,9%
1985	7.080	4.277	5.624	4.674	4.584	5.949	4.954	5.476	5.144	4.859	5.283	6.134	64.037	-3,7%
1986	5.060	6.198	5.059	5.857	5.154	6.091	6.298	5.238	5.881	5.613	5.368	5.686	67.503	5,4%
1987	5.752	4.010	5.502	4.756	6.108	5.867	3.790	5.854	6.285	7.561	4.152	7.172	66.808	-1,0%
1988	4.920	4.281	5.445	4.943	5.948	5.934	8.671	8.493	5.740	5.123	6.247	7.549	73.293	9,7%
1989	3.185	4.059	5.687	5.943	7.888	5.161	4.120	6.307	8.151	4.291	6.119	5.942	66.852	-8,8%
1990	3.739	6.619	5.199	5.995	5.226	7.199	5.808	7.727	6.718	6.692	8.107	8.075	77.104	15,3%
1991	8.488	5.808	7.737	7.260	7.171	9.759	7.481	8.529	7.132	9.017	7.421	9.048	94.850	23,0%
1992	7.141	5.857	8.727	7.456	7.654	7.100	8.477	7.890	7.915	6.375	8.007	7.174	89.772	-5,4%
1993	7.439	6.208	8.169	6.775	7.615	8.408	10.074	8.455	7.482	8.036	8.286	8.521	95.471	6,3%
1994	8.561	9.195	8.804	6.810	7.936	8.994	7.367	10.374	9.877	9.814	8.607	7.676	104.016	9,0%
1995	7.787	7.285	6.921	7.612	8.176	8.272	8.466	8.534	7.810	8.804	8.955	5.404	94.025	-9,6%
1996	7.744	5.874	7.168	7.607	6.952	6.704	9.071	10.110	8.984	10.110	9.449	6.820	96.593	2,7%
1997	8.831	6.354	8.610	8.736	6.868	10.708	9.136	9.247	9.988	8.408	6.011	11.605	104.502	8,2%
1998	10.037	9.369	9.228	6.890	8.999	9.720	11.057	8.563	7.615	7.686	9.020	7.369	105.553	1,0%
1999	11.272	4.735	3.065	4.585	4.706	7.713	7.037	5.331	10.890	5.211	7.300	8.772	80.617	-23,6%
2000	7.829	6.947	8.727	10.138	8.560	9.663	7.083	9.509	8.162	6.198	9.553	9.011	101.180	25,5%
2001	7.812	5.768	7.579	4.921	7.046	6.760	6.195	6.237	7.684	5.518	5.732	6.985	78.237	-22,7%
2002	5.340	4.247	3.837	5.029	3.703	3.840	3.362	4.949	7.213	7.862	4.078	3.604	57.064	-27,1%
2003	4.950	2.142	2.674	1.464	905	2.024	2.458	1.816	2.231	1.521	691	1.295	24.171	-57,6%
2004	1.516	3.185	3.397	3.681	2.259	1.597	1.552	3.098	3.897	4.017	4.770	3.489	36.458	50,8%
2005	3.789	4.566	3.796	3.976	5.766	4.924	5.264	6.138	4.882	5.753	2.155	5.809	56.818	55,8%
2006	5.114	5.039	9.555	7.844	6.662	8.621	6.890	6.335	7.161	7.269	7.539	6.391	84.420	48,6%
2007	8.787	9.843	6.948	8.113	8.929	9.341	9.647	9.744	8.765	9.168	6.530	10.335	106.150	25,7%
2008	9.762	9.180	11.263	9.892	9.922	11.006	11.205	8.794	9.125	12.729	9.710	8.565	121.153	14,1%
2009	10.574	10.071	7.875	9.093	9.670	13.312	10.061	9.762	9.765	9.507	8.101	9.888	117.680	-2,9%
2010	9.261	8.952	9.392	9.977	8.331	9.532	11.126	10.210	6.509	6.189	13.378	13.637	116.493	-1,0%
2011	9.582	11.324	11.474	9.779	10.764	10.051	10.124	11.216	10.455	11.922	10.195	10.311	127.197	9,2%
2012	10.188	16.324	19.481	11.334	11.074	10.833	10.934	14.238	11.119	12.762	13.426	5.429	147.140	15,7%

Nota: a) Incluye Mineral Turpentine, Ruber Solvent y Solvente Nro. 1

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC08- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**VENTA DE JET FUEL**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													238.437	
1973													239.856	0,6%
1974	21.567	20.345	25.172	17.706	17.075	20.207	27.368	25.086	23.127	26.452	28.826	26.400	279.331	16,5%
1975	24.143	20.193	25.785	26.251	28.786	30.619	36.789	31.726	31.497	34.432	31.519	33.347	355.087	27,1%
1976	30.718	27.384	25.953	30.916	34.537	34.222	35.604	28.038	30.796	29.941	32.433	37.048	377.590	6,3%
1977	37.141	31.525	37.899	43.499	46.393	50.817	54.003	50.850	52.304	56.611	58.964	66.538	586.544	55,3%
1978	55.443	51.073	59.050	59.776	65.142	66.308	79.223	79.950	74.899	80.446	81.067	88.037	840.414	43,3%
1979	81.203	74.407	82.418	74.797	76.907	75.523	100.912	96.666	91.792	81.245	79.014	87.869	1.002.753	19,3%
1980	82.549	86.182	76.802	87.909	106.163	90.208	99.168	109.597	86.650	114.808	94.405	105.591	1.140.031	13,7%
1981	84.981	84.565	85.312	77.147	91.563	92.634	78.313	78.622	72.261	76.965	68.625	73.338	964.226	-15,4%
1982	92.469	74.162	85.593	79.917	85.235	88.707	94.949	95.390	87.330	91.447	84.701	112.855	1.072.754	11,3%
1983	86.485	73.039	79.580	74.265	69.013	76.587	75.396	73.203	73.416	71.823	66.799	93.359	912.964	-14,9%
1984	79.529	81.972	82.244	78.251	83.291	83.931	95.874	96.418	86.794	89.328	86.924	96.916	1.041.473	14,1%
1985	78.403	77.272	84.744	83.203	91.370	88.232	103.192	99.410	98.161	99.059	95.600	100.015	1.098.662	5,5%
1986	95.632	87.047	91.979	97.494	99.739	103.980	119.701	120.639	105.218	110.809	99.502	109.266	1.241.007	13,0%
1987	104.345	96.194	94.013	91.028	95.825	102.902	113.325	108.734	107.522	112.349	103.019	113.316	1.242.574	0,1%
1988	118.688	112.838	116.670	122.853	104.701	105.977	120.851	109.223	103.325	101.432	93.532	114.095	1.324.184	6,6%
1989	100.182	98.165	115.347	103.075	108.501	106.810	109.588	107.925	94.264	110.340	104.617	106.932	1.265.745	-4,4%
1990	120.442	104.301	104.580	92.407	93.261	99.919	110.629	109.546	100.548	118.586	112.575	121.825	1.288.621	1,8%
1991	123.458	106.921	115.714	118.349	127.977	108.196	113.104	114.772	109.029	123.641	121.187	126.490	1.408.839	9,3%
1992	116.914	120.439	117.629	115.324	124.529	130.785	138.560	128.562	118.691	101.049	127.393	106.643	1.446.517	2,7%
1993	107.032	82.581	139.153	91.794	142.272	130.145	134.436	123.534	114.097	105.238	111.357	121.526	1.403.164	-3,0%
1994	102.398	106.613	108.096	103.824	109.758	109.930	103.963	78.955	144.504	123.043	119.005	154.605	1.364.694	-2,7%
1995	118.819	106.205	120.321	104.028	128.730	131.796	124.941	139.144	114.147	126.946	123.120	167.788	1.505.985	10,4%
1996	137.422	132.899	136.217	137.885	139.176	131.465	155.612	147.592	139.803	160.006	146.641	132.836	1.697.554	12,7%
1997	144.561	126.397	143.782	173.233	150.878	152.953	187.881	112.499	123.314	201.885	139.769	154.639	1.811.791	6,7%
1998	169.550	154.716	165.363	150.300	154.607	145.553	158.236	155.132	144.918	143.128	133.701	143.000	1.818.204	0,4%
1999	139.560	124.745	123.629	119.199	126.584	129.005	142.129	143.932	132.332	133.411	131.983	150.627	1.597.136	-12,2%
2000	147.634	152.343	160.956	157.655	157.867	151.602	157.980	157.834	153.102	145.762	142.562	144.992	1.830.289	14,6%
2001	153.182	157.460	153.303	139.053	138.438	142.543	144.580	147.448	134.994	148.464	141.225	138.875	1.739.565	-5,0%
2002	144.903	140.887	144.975	148.341	154.610	148.471	154.663	156.931	157.400	169.383	147.226	164.000	1.831.790	5,3%
2003	171.468	165.605	170.210	153.526	153.169	147.170	148.981	152.481	156.365	163.438	161.161	162.789	1.906.363	4,1%
2004	164.341	173.704	180.712	174.157	174.392	173.267	179.081	181.944	180.614	181.684	173.517	200.026	2.137.439	12,1%
2005	173.518	225.543	184.426	191.886	203.569	209.458	218.770	221.351	194.408	197.748	186.857	201.415	2.408.949	12,7%
2006	209.993	202.438	203.125	205.209	204.541	214.250	205.969	220.009	209.862	195.166	233.289	214.313	2.518.164	4,5%
2007	221.809	213.774	221.862	213.441	228.820	219.735	222.995	231.432	213.454	221.368	210.899	194.831	2.614.417	3,8%
2008	224.735	234.237	219.399	223.073	218.248	216.327	224.319	231.961	203.445	218.100	221.472	213.360	2.648.676	1,3%
2009	221.469	211.490	222.752	222.316	218.654	208.366	219.950	221.279	209.447	210.349	197.201	211.154	2.574.428	-2,8%
2010	210.745	214.865	220.853	214.286	213.864	209.031	224.835	228.222	208.522	219.298	205.772	205.231	2.575.524	0,0%
2011	214.784	201.710	218.565	210.350	215.980	216.728	232.549	230.446	213.851	222.855	226.164	221.338	2.625.319	1,9%
2012	216.115	213.787	212.818	195.984	205.672	204.855	210.828	223.059	209.402	212.300	215.409	208.521	2.528.749	-3,7%

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA DE COMBUSTIBLE PARA PESCA ARTESANAL (a)														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1995	27.236	28.301	31.654	26.213	30.185	28.808	28.268	35.156	23.554	34.185	27.648	25.327	346.538	
1996	34.929	35.952	36.675	32.113	31.064	30.814	32.024	31.828	12.849	-	-	-	278.248	-19,7%
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	469	143	612	-100%
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.526	21.646	25.102	48.274	
2000	24.127	26.663	20.863	21.510	24.955	22.986	21.248	20.398	22.157	21.469	23.200	23.518	273.094	466%
2001	25.563	23.421	27.056	24.886	24.331	21.524	21.668	23.158	22.011	20.198	17.936	23.754	275.506	1%
2002	26.771	22.433	24.631	26.723	24.725	23.139	20.774	24.019	19.268	21.710	21.830	23.631	279.654	2%
2003	30.769	24.219	25.194	26.207	24.978	23.188	22.575	24.645	21.785	23.381	21.209	27.282	295.432	6%
2004	26.874	24.817	29.320	26.583	26.520	23.317	27.267	25.147	25.661	29.494	27.015	28.201	320.218	8%
2005	25.182	23.317	31.883	30.250	32.422	33.449	33.433	35.976	32.873	32.957	36.006	39.939	387.687	21%
2006	42.708	36.535	45.230	40.293	37.243	34.197	39.373	37.691	37.674	37.118	33.940	39.777	461.779	19%
2007	44.112	42.836	42.371	39.861	36.750	41.577	45.629	45.845	39.310	45.965	40.119	42.112	506.487	10%
2008	49.362	45.957	41.868	43.062	47.117	47.157	47.841	48.872	51.942	52.700	45.262	52.381	573.520	13%
2009	56.042	49.395	52.127	48.812	48.769	50.026	56.187	56.663	50.852	52.197	54.440	54.808	630.317	10%
2010	54.472	55.789	53.841	56.010	54.505	56.508	62.256	64.378	55.526	52.354	53.856	56.441	675.936	7%
2011	60.714	58.663	64.820	62.375	61.807	63.602	63.149	66.272	59.567	63.128	61.939	58.657	744.694	10%
2012	67.993	70.231	69.409	67.340	70.284	68.861	69.565	70.124	63.839	69.395	65.412	62.734	815.186	9%

Nota: a) Producto Nuevo desde 1995

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCOB- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

VENTA DE NAFTA BASE														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1999	-	-	-	29.969	-	-	-	-	-	39.893	79.792	24.998	174.652	-
2000	49.436	14.938	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.374	-63,1%
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.290	148.311	57.895	253.496	294%
2002	29.375	38.423	87.791	-	-	-	-	-	53.597	-	-	-	209.186	-17,5%
2003	9.636	6.463	-	-	-	-	-	-	-	16.261	3.528	53.311	89.199	-57,4%
2004	9.797	35.895	6.266	-	-	-	6.730	4.887	11.000	64.819	20.008	-	159.402	78,7%
2005	70.452	19.976	10.034	-	22.205	6.545	28.870	87.948	89.600	122.865	29.997	119.914	608.406	281,7%
2006	48.803	54.584	23.737	89.667	115.347	9.998	87.509	139.081	143.400	58.938	20.231	-	791.295	30,1%
2007	9.949	-	-	-	-	-	-	32.712	50.323	-	-	-	92.984	-88,2%
2008	-	-	-	-	-	58.466	-	34.438	55.598	72.203	-	-	220.705	137%
2009	35.778	-	33.917	-	-	-	-	-	-	-	83.966	63.398	217.059	-1,7%
2010	29.522	35.363	35.365	-	-	-	-	-	-	114.154	111.091	77.933	403.428	85,9%
2011	28.475	102.938	108.115	54.402	15.256	-	-	-	-	-	-	-	309.186	-23,4%
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota:

Inicia la venta desde 1999

Fuente:

Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC08- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR

Elaborado:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



VENTA DE SPRAY OIL														
Cifras en Barriles														
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.502	
1973	13.606	16.734	14.595	13.736	17.430	15.805	15.115	10.779	6.027	5.623	4.921	4.003	138.375	-15,4%
1974	5.635	13.852	14.852	11.410	13.992	13.449	8.085	8.619	7.294	7.786	7.786	4.324	117.083	-15,4%
1975	11.785	13.162	16.217	19.131	15.813	12.538	8.547	5.869	4.793	3.986	3.060	2.968	117.869	0,7%
1976	6.717	13.520	15.247	14.663	14.103	12.806	12.907	5.855	4.938	5.685	5.967	8.929	121.337	2,9%
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.588	-3,9%
1978	238	107	19.262	198	200	9.675	167	12.067	95	190	1.286	95	43.580	-62,6%
1979	4.952	14.429	19.193	143	9.810	158	71	15.786	290	136	7.572	71	72.611	66,6%
1980	3.286	95	12.571	6.299	15.931	95	17.452	140	8.726	7.429	95	238	72.358	-0,3%
1981	6.048	10.813	190	9.619	6.048	16.190	190	95	7.238	773	7.287	95	64.588	-10,7%
1982	7.167	7.286	49	7.286	7.190	7.286	4.833	4.810	4.840	4.952	-	4.179	59.878	-7,3%
1983	8.333	16.714	8.512	8.333	-	16.821	5.036	9.607	15.738	4.845	2.417	4.798	101.155	68,9%
1984	6.507	16.476	4.952	9.571	17.048	3.987	10.405	9.774	4.881	5.000	6.095	8.333	103.029	1,9%
1985	9.668	9.524	9.607	4.869	9.764	119	4.857	5.000	190	9.714	111	4.857	68.281	-33,7%
1986	20.357	13.190	2.619	9.667	310	5.071	5.000	9.726	5.000	4.876	4.952	7.381	88.150	29,1%
1987	9.857	9.571	9.738	9.695	10.048	15.024	9.595	7.548	10.148	9.762	144	5.881	107.011	21,4%
1988	10.038	12.673	12.302	24.286	143	7.833	333	7.864	7.571	7.155	5.000	9.524	104.723	-2,1%
1989	12.411	10.810	24.190	190	12.238	10.286	9.750	9.952	333	8.476	7.352	9.933	115.923	10,7%
1990	11.057	11.917	12.223	12.071	12.143	9.952	226	9.952	9.845	10.095	12.251	631	112.364	-3,1%
1991	19.699	262	23.952	287	12.143	12.048	9.833	9.667	12.190	12.119	7.357	2.774	122.331	8,9%
1992	12.026	14.536	19.119	12.048	31.119	14.524	18.690	17.833	16.571	16.686	3.643	9.123	185.917	52,0%
1993	16.650	17.060	21.540	7.602	22.143	10.083	9.579	18.488	11.295	6.301	11.321	9.113	161.176	-13,3%
1994	11.277	17.905	13.824	13.774	17.390	13.722	10.515	13.280	8.495	13.123	6.571	17.057	156.933	-2,6%
1995	15.932	16.877	14.316	25.912	21.824	22.429	18.551	10.716	6.476	13.657	10.567	13.643	190.899	21,6%
1996	17.551	11.886	15.147	14.349	14.670	12.825	9.754	9.817	8.690	8.452	9.396	9.515	142.054	-25,6%
1997	12.167	11.126	13.912	17.111	12.885	13.690	15.269	14.976	17.364	17.957	11.871	21.605	179.833	26,6%
1998	17.355	15.598	16.029	12.279	15.414	13.143	9.571	8.550	7.979	5.648	4.557	5.824	131.947	-26,6%
1999	6.883	7.362	5.952	6.262	6.929	6.369	4.607	3.446	3.125	2.589	3.060	3.994	60.578	-54,1%
2000	5.036	7.089	1.143	6.361	4.667	-	3.602	2.702	2.827	2.869	3.595	2.071	41.962	-30,7%
2001	5.429	3.577	6.268	7.548	8.024	5.577	5.918	4.743	3.745	5.010	4.651	3.565	64.055	52,7%
2002	6.988	6.494	7.725	8.476	8.731	7.000	238	4.174	3.577	3.690	3.518	5.417	66.028	3,1%
2003	7.381	6.095	5.661	7.269	5.476	3.917	4.619	3.000	3.310	3.349	5.429	5.742	61.248	-7,2%
2004	8.595	8.500	9.548	7.524	6.452	9.071	7.571	5.452	4.667	4.976	5.714	6.529	84.599	38,1%
2005	7.857	8.667	11.607	10.310	11.927	8.881	5.810	5.643	5.048	7.310	7.238	8.357	98.655	16,6%
2006	13.405	13.452	20.143	14.807	12.524	9.094	6.738	7.332	7.022	11.734	10.905	13.930	141.086	43,0%
2007	17.810	18.571	17.690	10.952	19.474	15.048	13.476	10.952	10.595	12.286	10.593	13.881	171.328	21,4%
2008	22.071	20.714	21.643	22.274	20.976	16.833	13.810	13.905	16.690	14.094	13.357	15.096	211.463	23,4%
2009	26.047	25.238	28.952	20.860	23.667	16.101	14.405	12.286	14.667	11.735	10.905	15.738	220.601	4,3%
2010	22.929	24.000	27.762	26.000	22.191	16.000	18.476	16.857	13.310	12.858	12.404	20.595	233.381	5,8%
2011	25.476	29.619	22.470	21.643	21.905	17.905	18.857	17.310	15.762	15.786	14.024	18.214	238.970	2,4%
2012	25.929	27.476	29.380	25.833	25.262	21.167	19.619	19.381	12.810	14.881	13.452	15.429	250.618	4,9%

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PCO8- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**VENTA DE AVGAS**  
Cifras en Barriles

AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	% VAR
1972													126.290	
1973													92.265	-26,9%
1974	7.954	8.114	7.735	7.338	4.404	6.656	7.251	5.818	5.627	5.562	5.902	4.321	76.682	-16,9%
1975	4.481	4.033	4.891	5.418	4.714	4.415	6.140	5.677	3.953	3.756	4.075	4.695	56.248	-26,6%
1976	3.602	3.275	3.974	3.816	3.504	3.596	3.589	3.164	3.578	2.165	3.090	2.760	40.113	-28,7%
1977	3.735	3.351	4.886	3.871	3.290	4.602	3.647	4.569	3.937	3.936	3.337	3.496	46.657	16,3%
1978	3.971	3.463	3.606	3.743	4.206	3.916	3.632	4.642	2.665	2.718	3.435	2.782	42.779	-8,3%
1979	3.451	3.467	4.358	3.021	3.383	3.265	2.419	1.022	2.614	3.311	2.876	3.118	36.305	-15,1%
1980	3.074	3.767	3.888	3.883	3.755	2.862	2.968	2.879	2.406	2.542	2.373	2.750	37.149	2,3%
1981	2.609	2.469	2.616	2.199	2.313	2.903	2.628	2.722	3.098	2.362	2.192	2.488	30.599	-17,6%
1982	2.714	2.680	2.738	2.953	2.566	2.799	2.670	2.579	2.601	2.629	2.632	2.308	31.870	4,2%
1983	2.517	3.397	3.144	2.514	2.401	2.437	2.926	2.547	3.758	2.580	2.465	2.032	32.718	2,7%
1984	1.841	2.696	2.286	2.721	2.510	1.922	2.295	2.463	1.862	1.946	2.160	2.178	26.878	-17,8%
1985	2.706	2.862	2.579	2.344	2.678	1.749	2.192	1.927	2.376	2.666	1.834	2.223	28.134	4,7%
1986	2.715	2.368	2.240	2.848	2.449	2.127	2.029	2.701	2.029	2.388	2.646	2.132	28.674	1,9%
1987	2.440	2.891	2.686	2.691	2.028	3.083	2.835	2.473	2.362	2.458	2.676	2.635	31.257	9,0%
1988	2.422	2.709	3.941	2.224	2.161	3.734	2.692	2.454	3.140	2.188	2.744	2.129	32.537	4,1%
1989	2.887	3.575	3.095	3.384	3.088	3.036	2.619	2.820	2.693	2.629	2.398	1.969	34.193	5,1%
1990	2.588	2.294	2.689	2.571	2.539	2.446	2.440	1.857	2.078	2.088	1.272	2.281	27.144	-20,6%
1991	2.435	2.529	2.137	1.361	3.977	2.419	2.641	2.886	2.770	2.245	2.108	2.617	30.125	11,0%
1992	2.523	2.502	3.323	2.500	2.912	3.446	3.226	2.912	2.553	2.414	2.053	2.369	32.735	8,7%
1993	2.234	2.803	2.598	2.714	2.535	2.708	2.848	2.303	2.023	2.401	2.054	2.357	29.579	-9,6%
1994	2.215	2.310	2.790	2.810	2.764	2.818	2.810	2.119	2.128	2.475	2.219	2.336	29.792	0,7%
1995	2.481	2.022	1.993	2.076	2.380	2.435	2.039	2.485	2.023	2.131	2.871	2.258	27.193	-8,7%
1996	2.933	2.094	2.766	2.425	2.686	2.339	2.646	2.445	2.255	2.775	2.093	2.437	29.894	9,9%
1997	2.328	2.399	2.484	1.357	2.285	1.424	10.230	1.347	2.225	3.653	1.980	2.224	33.936	13,5%
1998	2.989	2.552	3.730	3.986	4.244	3.133	4.067	3.265	3.119	3.217	2.598	3.236	40.136	18,3%
1999	3.146	3.002	3.995	1.962	4.599	3.284	2.994	3.174	2.851	2.715	2.291	3.239	37.252	-7,2%
2000	2.668	3.455	3.278	2.897	3.618	2.286	2.618	2.744	2.305	3.182	2.341	2.774	34.166	-8,3%
2001	2.607	2.378	3.370	2.861	2.988	2.449	2.885	3.229	1.787	2.894	2.770	2.613	32.831	-3,9%
2002	2.610	2.831	2.800	3.419	3.240	2.694	2.822	3.037	2.248	3.160	2.835	2.689	34.385	4,7%
2003	3.534	2.557	2.747	2.694	2.716	2.759	1.932	2.151	1.893	2.141	2.287	2.828	30.239	-12,1%
2004	2.510	2.205	2.794	2.158	1.75	68	9	3	8	1	-	-	9.931	-67,2%
2005	-	-	-	-	-	-	-	908	140	-	-	-	1.048	-89,4%
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	1.077	375	1.074	889	844	495	807	571	711	518	1.268	1.310	2.578	
2010	871	1.282	1.920	3.270	2.169	2.764	2.240	2.390	2.336	1.878	1.780	2.378	8.612	234,1%
2011	2.389	2.601	2.487	1.248	3.533	2.432	2.164	2.835	2.084	2.424	2.412	2.881	25.278	193,5%
2012	2.310	2.205	2.624	1.753	3.498	2.822	2.539	2.656	2.625	2.693	2.403	3.049	29.489	16,7%
													31.177	5,7%

Nota: Incluye ventas de Ecuatual para consumo nacional e internacional

Fuente: Gerencia de Comercialización (Sistema de Comercialización PC06- Sistema de movimientos de productos), EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PRECIOS DE VENTA DE DERIVADOS HIDROCARBURÍFEROS AL CONSUMIDOR EN SUCRES POR GALÓN															
NÚMERO Y FECHA DE ACUERDO MINISTERIAL Y REGISTRO OFICIAL	GASOLINA			KÉREX	DIESEL	FUEL OIL	G. L. P. (1)		AEROCOMBUSTIBLES		ASFALTOS	SOLVENTES (2)	SPRAY OIL		
	SÚPER	EXTRA	REGULAR				DOMÉSTICO	INDUSTRIAL COMERCIAL	TURBO FUEL	AVGAS					
<b>1979</b>															
DEC. 1231 Jul/22	R.O. 882 Jul/31		4.72	4.18	2.78	3.42		6.5	6.5	6.96	12.01	13.76	8.09	3.42	
<b>1980</b>															
A.M. 392 Jul/11	R.O. 235 Jul/21	18.2			3.4	3.55	2.21								
<b>1981</b>															
A.M. 751 Feb/17	R.O. 382 Feb/18	20	15	10	6	11	7	10	10	22	22				
A.M. 849 May/05	R.O. 439 May/14												25.68	11	
A.M. 859 May/15	R.O. 445 May/22											13.76			
<b>1982</b>															
A.M. 1457 Oct/14	R.O. 350 Oct/15	38	33	28											
A.M. # 1472 Oct/28	R.O. # 360 Oct/29	40	30	20											
<b>1983</b>															
A.M. 1637 Mar/18	R.O. 454 Mar/18				7	13	8			25	25				
Jul/01					8.5	15	9.5								
Oct/01					10	17	11								
ENE/1/84					12	19	12								
Abr/01/84					14	21	13								
A.M. 1871 Sep/06	R.O. 580 Sep/16												24.46	10.48	
<b>1984</b>															
A.M. 251 Dic/26	R.O. 95 Dic/28	65	50	20	14	40	25								
<b>1985</b>															
A.M. 324 Feb/20	R.O. 138 Mar/06												50		
A.M. 376 Mar/25	R.O. # 156 Abr/01									42.49					
A.M. 413 Abr/17	R.O. 172 Abr/24											E. 13.76 G. 20.48			
<b>1986</b>															
A.M. 1040 Jul/23	R.O. 491 Ago/01									45.5					
<b>1987</b>															
A.M. 1365 Feb/13	R.O. 643 Mar/13	110	90		30	55	35	15		55					
A.M. 1306 Abr/27	R.O. 677 May/04								40						
A.M. 1358 Jun/12	R.O. 711 Jun/19			42											
<b>1988</b>															
A.M. 031 Ago/30	R.O. 14 Ago/30	230	180		40	130	70	20	90	130					
A.M. 75 Oct/11	R.O. 43 Oct/11										250	E. 25 G. 50	180	65	
<b>1989</b>															
A.M. 283 Jul/20	R.O. 238 Jul/21	250	195	50		150	90	36.7	150	195	(*)	(*)	(*)	(*)	
Ago/22		270	210	60		170	110			210	280	E. 40 G. 80	270	250	
Sep/19		290	225	70		190	130			225	310	50 90			
Oct/18		310	240	80		210	150			240	340	60 100			
Nov/21		330	255	90		230	170			255	370	70 110			
Dic/19		350	270	100		250	190			270	400	80 120			

Notas:

- 1) Sucres por Kilogramo  
2) Incluye Mineral Turpentine, Rubber Solvent, y Solvente N° 1

E. Esmeraldas  
G. Guayaquil

Pasan...

Fuente:  
Elaboración:

Estadísticas de Planificación y Reportes, COMERCIALIZACIÓN  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Vienen...

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PRECIOS DE VENTA DE DERIVADOS HIDROCARBURÍFEROS AL CONSUMIDOR EN SUCRES POR GALÓN																			
NÚMERO Y FECHA DE ACUERDO MINISTERIAL Y REGISTRO OFICIAL				GASOLINA			KÉREX	DIESEL		FUEL OIL	PESCA ARTESANAL	G. L. P. (1)		AEROCOMBUSTIBLES		ASFALTOS	SOLVENTES (2)	SPRAY OIL	
				SÚPER	EXTRA	REGULAR		1	2			DOMÉSTICO	INDUSTRIAL COMERCIAL	TURBO FUEL	AVGAS				
AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.																
1990	Ene	379 Ene/24	363 Ene/25	365	280	110	50		260	200		50	300	280		E. G.	(**)	(**)	
	Feb/22			380	290	120		270	210				290	430	100	140	360	340	
	Mar/22			395	300	130		280	220				300	445	110	150			
	Abr/19			410	310	140		290	230				310	460	120	160			
	May/22			425	320	150		300	240				320	475	130	170			
	Jun/21			440	330	160		310	250				330	490	140	180			
	Jul/19			455	340	170		320	260				340	505	150	190			
	Sep/20			485	360	190		340	280				360	535	170	210			
AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.																
1991	Ene	472 Ene/24	612 Ene/29	560	410	240	50		390	330		60		410					
	Sep	551 Sep/09	766 Sep/09	700	510		60		490	300		80	380	560	1649	200	460	440	
	Oct/08			730	530				510				390	580			480	460	
	Nov/08			760	550				530					400	600			500	480
	Dic/08			790	570				550					410	620			520	500
AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.																
1992	Ene/08			820	590				570				420	640	1653		540	520	
	Feb/08			850	610				590				430	660			560	540	
	Marz/08			880	630				610				440	680			580	560	
	Abr/08			910	650				630				450	700			600	580	
	Sep	002 Sep/04	025 Sep/14	2.400	1.460		60		1.460	685		235	1.150	1.600	2.200	500	1.750	1.200	
	Sep	008 Sep/29	041 Oct/06									193.34							
AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.																
1993	Sep	002 Sep/04	025 Sep/14	2.400	1.460	1.900			1.460	685			1.150	1.600	2.200	500	1.750	1.200	
	Sep	008 Sep/29	041 Oct/06									193.34	1.150						
AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.																
1994	Ene			2.400	1.460	1.900			1.460	685		193	1.150	1.600	2.200	130	1.750	1.200	
	Feb	068 Ene/28	369 Ene/28	3.000	2.500	2.800			1.460	685		193	1.150	1.600	3.000	130	1.750	1.200	
	Mar	129 Feb/25	388 Feb/28	2.974	2.479	2.776			1.447	672		193	1.150	1.521	2.972	144	1.659	1.195	
	Abr	203 Mar/30	420 Abr/14	3.000	2.500	2.800			1.460	749		193	1.150	1.600	3.071	140	1.749	1.222	
	May	287 Abr/27	431 May/02	3.142	2.620	2.936			1.448	771		193	1.150	1.629	3.140	181	1.816	1.315	
	Jun	361 May/20	450 May/30	3.413	2.813	3.171			1.684	722		193	1.150	1.620	3.411	186	1.884	1.323	
	Jul	(3)	472 Jun/29	3.228	2.690	2.980			1.656	826		193	1.150	1.650	3.226	213	1.858	1.429	
	Ago	544 Jul/29	494 Jul/29	3.100	2.650	2.800			1.611	932		193	1.150	1.631	3.098	240	1.887	1.404	
	Sep	731 Sep/29	544 Oct/10	3.125	2.675	2.800			1.661	790		193	1.150	1.738	3.123	240	1.822	1.415	
	Oct	769 Oct/28	558 Oct/28	3.145	2.700	2.820			1.664	746		193	1.150	1.713	3.143	240	1.922	1.364	
	Nov	846 Nov/28	579 Nov/30	3.156	2.708	2.836			2.707	872		193	1.150	1.719	3.154	266	1.942	2.934	
	Dic	915 Dic/29	601 Dic/30	3.156	2.708	2.836			2.707	916		193	1.150	1.780	3.154	280	2.016	1.407	
	AÑO	MES	Acu.Minis.	Regis.Ofic.															
1995	Ene			3.143	2.691	2.819	1.712	2.689	2.689	847	2.223	193	1.150	1.773	3.141	259	1.921	1.506	
	Feb	055 Ene/30	624 Feb/01	3.245	2.785	2.917	1.772	2.784	2.784	924	2.301	193	1.150	1.835	3.244	282	2.044	1.670	
	Mar	114 Feb/27	643 Feb/28	3.299	2.827	2.960	1.799	2.825	2.825	1.044	2.335	193	1.150	1.851	3.297	319	2.112	1.808	
	Abr	200 Mar/28	666 Mar/31	3.313	2.833	2.966	1.802	2.832	2.832	1.011	2.340	193	1.150	1.868	3.311	309	2.078	1.925	
	May	258 Abr/27	685 Abr/28	3.381	2.913	3.002	1.850	2.901	2.892	1.090	2.413	193	1.150	1.883	3.328	325	2.045	2.064	
	Jun	(4)	706 May/31	3.427	2.926	3.073	1.868	2.915	2.907	1.172	2.425	193	1.150	1.900	3.371	351	2.026	2.189	
	Jul	409 Jun/30	728 Jun/30	3.458	2.952	3.100	1.887	2.941	2.932	1.132	2.448	193	1.150	1.920	3.401	339	2.078	2.324	
	Ago	489 Jul/28	749 Jul/31	3.482	2.967	3.131	1.898	2.955	2.948	877	2.460	193	1.150	1.932	3.426	263	2.102	2.453	
	Sep	548 Ago/29	771 Ago/31	3.479	2.967	3.121	1.894	2.947	2.942	931	2.452	193	1.150	1.935	3.427	279	2.042	2.564	
	Oct	(5)	(5)	3.479	2.967	3.121	1.894	2.947	2.942	931	2.452	193	1.150	1.935	3.427	279	2.042	2.564	
	Nov	666 Oct/30	813 Oct/31	3.614	3.062	3.230	1.962	3.050	3.048	1.033	2.538	193	1.150	2.014	3.565	309	2.331	2.426	
	Dic	713 Nov/30	833 Nov/30	3.894	3.283	3.468	2.104	3.272	3.271	1.116	2.721	193	1.150	2.167	3.843	334	2.605	2.426	

Notas:

- 1) Sucres por Kilogramo
- 2) Incluye Mineral Turpentine, Rubber Solvent, y Solvente N° 1
- 3) Dcto. 1860. R.O. 472, 29/Jun/94. Se modifica las tablas de aranceles ad valorem para las gasolinas extra, Eco 82, Diesel 1 y Diesel 2, Dcto. 451, R.O. 478 Jul/07/94
- 4) A.M. 327. R.O. 706, 31/May/95 Se modifica las tablas de aranceles ad valorem para las gasolinas extra, diesel 1 y 2, spray oil Dcto, 2843(Suplemento), R.O. 728 Jun/30/95
- 5) Petrocomercial reporta que los precios de venta de combustibles del mes de Septiembre rigen para el mes de Octubre

E. Esmeraldas  
G. Guayaquil

Pasan...

Fuente: Registros Oficiales y Acuerdos Ministeriales  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas. EP PETROECUADOR



Vienen...

PRECIO DE COMBUSTIBLES A NIVEL DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO SUCRES /GALÓN												
AÑO 1996												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	3.554.7	3.554.6	3.645.0	3.743.3	3.794.0	3.857.7	3.868.9	3.933.2	4.016.9	4.062.8	4.117.3	4.191.5
GASOLINA ECO 85	3.170.3	3.185.9	3.275.3	3.366.3	3.413.4	3.478.1	3.475.6	3.556.4	3.600.5	3.648.0	3.692.4	3.770.2
GASOLINA EXTRA	3.007.6	3.018.3	3.110.5	3.196.7	3.242.1	3.307.8	3.304.1	3.380.1	3.415.4	3.460.2	3.502.9	3.576.4
DIESEL 1	2.993.6	2.120.8	2.175.6	2.231.1	2.258.6	2.304.7	2.294.0	2.344.1	2.384.2	2.415.4	2.445.1	2.496.6
DIESEL 2	2.991.6	2.120.8	2.175.6	2.231.1	2.258.6	2.304.7	2.294.0	2.344.1	2.384.2	2.415.4	2.445.1	2.496.6
DIESEL PESQUERO (b)	1.925.4	1.934.8	1.989.1	2.039.6	2.023.8	2.106.9	2.096.4	2.142.4	-	-	-	-
FUEL OIL	1.189.7	950.2	950.2	1.278.2	1.310.2	1.240.0	1.111.0	1.110.8	1.279.4	1.479.8	1.788.2	-
COMB. PESCA ARTES.	2.493.5	2.501.5	2.593.6	2.666.3	2.704.8	2.759.9	2.756.5	2.821.1	2.840.6	2.877.7	2.913.2	2.974.4
AVGAS	3.505.7	3.505.5	3.643.3	3.741.6	3.792.3	3.856.0	3.867.2	3.931.5	4.015.2	4.061.0	4.115.6	4.189.8
TURBO FUEL	1.972.1	1.974.7	2.101.6	2.111.1	2.182.3	2.220.6	2.217.6	2.263.0	2.291.9	2.466.6	2.637.0	2.718.6
SOLV.Industr.	2.215.2	2.226.9	2.242.4	2.264.6	2.461.4	2.445.0	2.386.8	2.449.1	2.566.9	2.581.0	2.646.5	2.472.9
SPRAY OIL	2.310.0	2.310.0	2.310.0	2.310.0	2.310.1	2.310.0	2.310.0	2.310.0	2.310.0	3.458.5	3.501.2	3.574.7
ASFALTO INDUSTRIAL (a)	355.8	328.5	363.3	382.5	391.9	370.8	370.7	348.9	391.1	452.2	546.5	499.4
CEMENTOS ASFÁLTICOS (a)	300.2	277.1	306.2	322.7	330.7	312.7	312.5	294.4	329.9	381.4	461.1	420.9
AÑO 1997												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	4.490.4	5.057.4
GASOLINA ECO 85	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.035.8	4.546.3
GASOLINA EXTRA	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	3.830.6	4.158.4
DIESEL 1	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.902.4
DIESEL 2	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.673.6	2.902.4
FUEL OIL	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.296.9	1.460.8
AVGAS	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	4.488.7	5.055.7
TURBO FUEL	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	2.819.2	3.175.5
SOLV.Industr.	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	2.684.1	3.024.6
SPRAY OIL	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	3.828.5	4.312.6
ASFALTO INDUSTRIAL (a)	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	475.6	535.7
CEMENTOS ASFÁLTICOS (a)	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	401.2	451.8
AÑO 1998												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	5.057.4	5.170.3	5.185.2	5.578.8	6.425.0	6.628.2	6.703.1	6.809.8	7.002.9	7.869.1	8.066.0	8.268.0
GASOLINA ECO 85 (c)	4.546.3	4.647.9	4.661.2	5.015.0	-	-	-	-	-	-	-	-
GASOLINA EXTRA	4.158.4	4.251.2	4.263.4	4.587.1	4.701.1	4.818.6	4.904.6	4.982.7	5.107.2	5.757.7	5.901.7	6.049.5
DIESEL 1	2.902.4	2.967.2	2.975.7	3.201.7	3.282.0	3.364.1	3.424.1	3.478.6	3.565.6	4.961.7	5.085.9	5.213.3
DIESEL 2	2.902.4	2.967.2	2.975.7	3.201.7	3.282.0	3.364.1	3.424.1	3.478.6	3.565.6	4.961.7	5.085.9	5.213.3
FUEL OIL	1.460.8	1.493.5	1.497.7	1.611.5	1.667.2	1.719.9	1.739.4	1.767.1	1.817.2	2.042.0	2.093.1	2.145.6
AVGAS (d)	5.055.7	5.168.6	5.183.5	5.577.1	5.769.9	5.952.5	6.019.8	6.115.6	6.355.1	7.133.2	7.244.1	7.425.5
TURBO FUEL (d)	3.175.5	3.246.4	3.255.7	3.503.0	3.624.1	3.738.8	3.781.0	3.907.3	4.016.2	4.505.0	4.550.0	4.664.0
SOLV.Industr.	3.024.6	3.092.2	3.101.0	3.336.5	3.451.9	3.561.1	3.601.4	3.658.7	3.762.5	4.225.0	4.333.8	4.442.3
SPRAY OIL	4.312.6	4.409.0	4.421.6	4.757.4	4.921.9	5.077.7	5.135.0	5.216.8	5.364.7	6.028.5	6.179.4	6.334.1
ASFALTO INDUSTRIAL (a)	535.7	547.6	549.2	498.4	611.3	630.7	637.8	648.0	562.1	748.8	767.5	786.8
CEMENTOS ASFÁLTICOS (a)	451.8	461.9	463.3	590.9	515.7	532.0	538.0	546.6	666.4	631.6	647.4	663.6
AÑO 1999												
DERIVADOS	ENE-FEB	MAR 1º al 11 (e)	MAR 12 al 17 (e)	MAR-ABR 18 (e)	MAY-JUN	JUL	JUL 16 (f)	AGO	SEP	OCT.	NOV.	DIC
GASOLINA SÚPER	8.670.6	11.284.6	23.810.0	15.800.0	15.800.0	17.870.0	15.800.0	15.800.0	15.800.0	15.800.0	15.800.0	15.800.0
GASOLINA EXTRA	6.344.1	7.296.6	19.700.0	10.140.0	10.140.0	11.468.0	10.140.0	10.140.0	10.140.0	10.140.0	10.140.0	10.140.0
DIESEL 1	5.467.2	5.467.2	8.200.0	6.830.0	6.830.0	7.725.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0
DIESEL 2	5.467.2	5.467.2	8.200.0	6.830.0	6.830.0	7.725.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0	6.830.0
FUEL OIL	2.250.1	2.588.0	3.880.0	3.230.0	3.230.0	3.653.0	3.230.0	3.230.0	3.230.0	3.230.0	3.230.0	3.230.0
AVGAS	7.861.2	8.956.7	19.260.0	12.540.0	12.540.0	14.183.0	12.540.0	12.540.0	12.540.0	12.540.0	12.540.0	12.540.0
TURBO FUEL	4.965.2	5.625.7	15.190.0	7.820.0	7.820.0	8.844.0	7.820.0	7.820.0	7.820.0	7.820.0	7.820.0	7.820.0
SOLV.Industr.	4.658.7	5.358.4	14.470.0	7.450.0	7.450.0	8.426.0	7.450.0	7.450.0	7.450.0	7.450.0	7.450.0	7.450.0
SPRAY OIL	6.642.6	7.640.3	20.630.0	10.620.0	10.620.0	12.011.0	10.620.0	10.620.0	10.620.0	10.620.0	10.620.0	10.620.0
ASFALTO INDUSTRIAL (a)	825.1	949.0	1.420.0	1.190.0	1.190.0	1.346.0	1.190.0	1.190.0	1.190.0	1.190.0	1.190.0	1.190.0
CEMENTOS ASFÁLTICOS (a)	696.0	800.5	1.200.0	1.000.0	1.000.0	1.131.0	1.000.0	1.000.0	1.000.0	1.000.0	1.000.0	1.000.0

Pasan...

Notas:

- (a) Asfaltos y cementos, venta en Kilos  
(b) Con Decreto Ejecutivo 098 Reg.Ofic. 15 de Agosto-30-96, ART.1, Número 1 se eliminó el término "diesel pesquero"  
(c) A partir de abril/98 se dejó de comercializar la gasolina eco de 85 octanos  
(d) Desde agosto/98 se añade al precio el valor del flete del aeropuerto  
(e) El gobierno fijó el precio de los combustibles en 3 ocasiones; por protestas ciudadanas bajó a los fijados el 18 de marzo y rigen para abril y mayo.  
(f) El gobierno fijó los nuevos precios el 1 de julio, pero bajó el 16 de julio al nivel de los vigentes el 30 de junio, debido a protestas ciudadanas

Fuente:

Estadísticas de Planificación y Reportes, COMERCIALIZACIÓN

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Vienen...

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES AL NIVEL DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO												
US\$ DÓLAR / GALÓN												
AÑO 2000												
DERIVADOS	ENE 1-31	FEB-MAR 1-29;1-31	ABR-MAY 1-30;1-25	MAY 26-31	JUN 1-30	JUL 1-31	AGO 1-31	SEP 1-30	OCT 1-31	NOV 1-30	DIC 1-27	DIC 28-31
GASOLINA SÚPER	0.63	0.63	0.63	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.10
GASOLINA EXTRA	0.40	0.40	0.40	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.85
DIESEL 1	0.27	0.27	0.27	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.66
DIESEL 2	0.27	0.27	0.27	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.66
FUEL OIL	0.13	0.13	0.13	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
AVGAS	0.50	0.50	0.50	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.10
JET FUEL	0.31	0.31	0.31	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.94
SOLV.Industr.	0.30	0.30	0.30	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.36
SPRAY OIL	0.43	0.42	0.42	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.93
MINERAL TURPENTINE	0.30	0.30	0.30	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.36
PESCA ARTESANAL	0.24	0.24	0.24	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.60
RESIDUO	0.13	0.13	0.13	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTOS AP-3,RC250 (a)	0.04	0.40	0.04	0.16	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.08	0.08
CMTOS ASFÁLTICOS (a)	0.04	0.04	0.04	0.16	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.08	0.08
AÑO 2001												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
GASOLINA EXTRA	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
DIESEL 1	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
DIESEL 2	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66
FUEL OIL	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
AVGAS	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
JET FUEL	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
SOLV.Industr.	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
SPRAY OIL	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
MINERAL TURPENTINE	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66
PESCA ARTESANAL	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
RESIDUO	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTO INDUSTRIAL (a)	0.08	0.08	0.49	0.49	0.49	0.12	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
AÑO 2002												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
GASOLINA EXTRA	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
DIESEL 1	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
DIESEL 2	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
FUEL OIL	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
AVGAS	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
JET FUEL	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
SOLV.Industr.	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
SPRAY OIL	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
MINERAL TURPENTINE	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
PESCA ARTESANAL	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
RESIDUO	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTOS AP-3,RC250 (a)	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
AÑO 2003												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
GASOLINA EXTRA	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
DIESEL 1	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
DIESEL 2	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
FUEL OIL	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
AVGAS	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
JET FUEL	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
SOLV.Industr.	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
SPRAY OIL	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MINERAL TURPENTINE	-	-	-	-	-	-	-	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
PESCA ARTESANAL	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
RESIDUO	-	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTOS AP-3,RC250 (KG.) (a)	-	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
AZUFRE CONCENTRADO (a)	-	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	-	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16

Nota: a) ASFALTOS, cements y azufre; venta en kilos

Pasan...

Fuente: Estadísticas de Planificación y Reportes, COMERCIALIZACIÓN  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Vienen...

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO												
US\$ DÓLAR / GALÓN												
AÑO 2004												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
GASOLINA EXTRA	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
DIESEL 1	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
DIESEL 2	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
FUEL OIL	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
AVGAS	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
JET FUEL	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
SOLV. INDUSTRI.	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
SPRAY OIL	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MINERAL TURPENTINE	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
PESCA ARTESANAL	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
ASFALTOS AP-3,RC250 (a)	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.17	0.17	0.17
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15	0.15	0.15	0.16	0.17	0.17	0.17
GLP (a)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
AÑO 2005												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.68	1.68	1.68	1.68	1.31	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
GASOLINA EXTRA	1.31	1.31	1.31	1.31	1.25	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
DIESEL 1	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
DIESEL 2	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
FUEL OIL	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
AVGAS	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
JET FUEL	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
SOLV. INDUSTRI.	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
SPRAY OIL	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MINERAL TURPENTINE	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
PESCA ARTESANAL	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
RESIDUO	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTOS AP-3,RC250 (a)	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
GLP (a)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
AÑO 2006												
DERIVADOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1.68	1.68	1.68	1.68	1.31	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
GASOLINA EXTRA	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
DIESEL 1	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
DIESEL 2	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
FUEL OIL	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
AVGAS	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
JET FUEL	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
SOLV. INDUSTRI.	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
SPRAY OIL	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MINERAL TURPENTINE	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
PESCA ARTESANAL	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
RESIDUO	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
ASFALTOS AP-3,RC250 (a)	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23	0.28	0.32	0.33	0.34	0.30	0.25	0.25
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	0.20	0.20	0.21	0.22	0.23	0.28	0.32	0.33	0.34	0.30	0.25	0.25
GLP (a)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11

Pasan...

Nota: (a) Venta en kilos

Fuente: Estadísticas de Planificación y Reportes, COMERCIALIZACIÓN  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Vienen...

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO US\$ DÓLAR / GALÓN						
DERIVADOS	AÑOS					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
GASOLINA SÚPER	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68
GASOLINA EXTRA	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
DIESEL 1	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
DIESEL 2	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
FUEL OIL	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
AVGAS	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46	2.46
JET FUEL	2.35	3.35	1.85	2.39	3.35	3.43
SOLV. INDUSTRI.	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
SPRAY OIL	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
MINERAL TURPENTINE	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64	1.64
PESCA ARTESANAL	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
RESIDUO INDUSTRIAL	1.03	1.84	1.04	1.67	2.18	2.45
RESIDUO CEMENTERO	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
ASFALTOS AC-20 Y RC250 (a)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0.02	0.02	0.04	0.04	0.04	0.04
GLP (a)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11

Nota: (a) Venta en kilos

Fuente: Estadísticas de Planificación y Reportes, COMERCIALIZACIÓN  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR





## 7. Comercio Exterior

- Exportación de Crudo
- Exportación de Derivados
- Importación de Derivados





## Comercio internacional

La Gerencia de Comercio Internacional es la encargada de realizar la comercialización externa de hidrocarburos, tiene como principal objetivo obtener el mayor beneficio económico para el país, al colocar de forma competitiva en el mercado internacional los saldos exportables de Crudo Oriente, Napo y productos derivados de petróleo; y también importar oportunamente los derivados deficitarios, para garantizar el normal abastecimiento del mercado interno.

## Antecedentes

En 1972 se realiza la primera exportación de crudo desde el puerto de Balao: 308.283 barriles vendidos a 2,34 US\$/barril, que corresponden a las regalías de las empresas Texaco y Gulf, que el Estado cobra en especies.



CEPE asume el control y la supervisión de las importaciones de GLP que suministra a las plantas envasadoras de las empresas Domogas y Shellgas, en junio de 1973.

En el siguiente año se incursiona en el campo de la comercialización externa, con la venta de crudo correspondiente al 25% de acciones adquiridas al Consorcio Texaco-Gulf.

Para 1977 mediante Decreto Reservado, el Gobierno nacional dispone que de las exportaciones de crudo que realiza CEPE, se retenga el 8% del valor de los depósitos para destinarlo a la Junta de Defensa Nacional; y el año siguiente se inician las exportaciones de Fuel Oil provenientes de las Refinerías de Esmeraldas y La Libertad, en Santa Elena, provincia del Guayas.

Posteriormente en 1979 se grava con el 50% del valor de los ingresos netos generados con la exportación de los productos derivados de petróleo.

El 1 de mayo de 1983, la OPEP adopta una de las decisiones más difíciles de la historia: baja el precio de su crudo marcador, el Árabe liviano de 34 a 29 dólares, medida que refleja en el precio de los crudos del resto de la organización y en el crudo Oriente del Ecuador, que baja de 32,50 a 27,50 dólares por barril.

En el cuarto trimestre de 1985, se produce un acelerado descenso de los precios del crudo ecuatoriano en el mercado internacional. De 28 dólares por barril, desciende a menos de 10 dólares en fin de año.

El 25 de mayo de 1986 se realiza la primera exportación de Asfalto en un volumen de 350.000 barriles que tienen como destino Costa Rica; en el año 1987 se importa crudo de Venezuela para abastecimiento interno y se exporta crudo de este mismo país “por encargo”, como consecuencia del terremoto del 5 de marzo del mismo año.

PETROECUADOR en el año 2000, inicia la venta de los residuos de refinería en el mercado internacional, sin importar Diésel para mezclarlo; será el comprador el que se provea del diluyente.

A partir de septiembre de 2004, PETROECUADOR inicia la comercialización de Fuel Oil N°6 procedente de la refinería de Esmeraldas. Se suscribieron contratos con las compañías PMI de México y PETROJAM de Jamaica; también se comercializó residuo, esquema que requería la entrega del diluyente por parte de las compañías compradoras.





## Actividades de comercialización externa 2012

EP Petroecuador es el representante del Estado en lo que se refiere a exportación de crudo, ya que para exportar se considera el crudo de regalías, margen de soberanía y el saldo que queda de la producción luego de las entregas a refinerías y el consumo en estaciones.

### Exportación de crudo

La exportación total de crudo durante el año 2012 fue de 112.3 millones de barriles, con un incremento del 6.37% con respecto al año 2011, como se detalla a continuación:

**CUADRO 11. EXPORTACIÓN DE CRUDO**

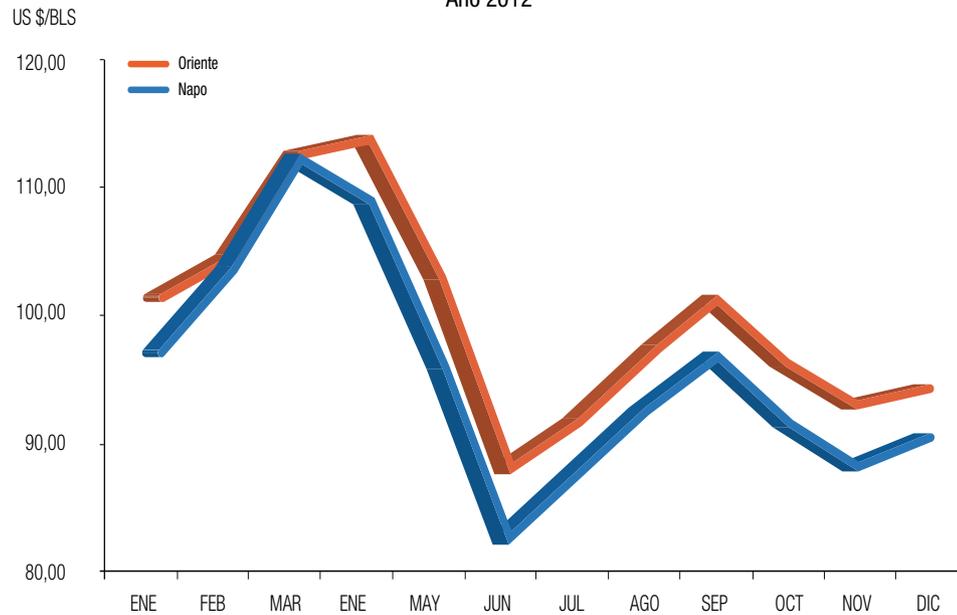
Cifras en barriles  
Año 2012

Crudo oriente	
Venta directa	59'300.937
Regalías producción	16'676.907
<b>SUBTOTAL</b>	<b>75'977.843</b>
Crudo napo	
Bloque 12- 15 – Pañacocha	14'300.743
Regalías Petroamazonas EP	3'673.123
SH Estado Andes Petroleum	7'585.395
SH Estado Bloque 14 y 17	2'457.359
SH Estado Bloque 16 y Tivacuno	8'326.612
<b>SUBTOTAL</b>	<b>36'343.232</b>
<b>TOTAL ORIENTE Y NAPO</b>	<b>112'321.075</b>

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Las exportaciones de crudo realizadas por EP Petroecuador generaron ingresos por US\$11.063 millones superando en 7,26% a los obtenidos en el año 2011; esto se debe a que el precio de crudo se ha mantenido en un promedio ponderado anual de US\$ 98,50.

**GRÁFICO 2. PRECIO PROMEDIO PODERANDO DE CRUDO EXPORTADO**  
Año 2012



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### Importación de derivados

Una vez abastecida de forma oportuna la demanda de derivados requeridos por el mercado interno, la EP Petroecuador en 2012 realizó importaciones de combustibles en un volumen de 43.0 millones de barriles, siendo este mayor en un 4,86% comparado con 2011; este incremento responde al crecimiento de la demanda de productos importados.

En virtud de que las refinerías del país en la actualidad no abastecen la demanda interna de derivados y además de la aplicación del Programa de Mejoramiento de Combustibles, el Estado se vio en la necesidad de importar Diésel 2, Diésel Premium, GLP, Nafta de Alto Octano (NAO) y Cutter Stock, estos dos últimos productos para realizar las mezclas de gasolinas y Fuel Oil.

**CUADRO 12. IMPORTACIÓN DE DERIVADOS**  
Cifras en barriles  
Año 2012

Producto	Volumen	%
Diésel 2	4'740.578	11,02
Diésel Premium	12'282.300	28,55
Nafta de Alto Octano	14'231.772	33,09
Cutter Stock	2'721.917	6,33
Avgas	27.227	0,06
GLP	9'011.668	20,95
<b>TOTAL</b>	<b>43'015.463</b>	<b>100</b>



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## Exportación de derivados

Una vez satisfecha la demanda interna de derivados, la EP Petroecuador exportó en el año 2012 un volumen de 10.0 millones de barriles, disminuyendo en un 12.92% con respecto a 2011.

Los productos que se exportaron durante el año fueron: Fuel Oil # 6, con un decremento del 18,94% debido al mayor consumo del sector eléctrico; y Nafta de Bajo Octano, con un incremento del 102,48% en comparación con el año anterior.

### CUADRO 13. EXPORTACIÓN DE DERIVADOS

Cifras en barriles  
Año 2012

Producto	Volumen	%
Fuel Oil # 6	8'569.723	85,4
Nafta de Bajo Octano	1'468.125	14,6
<b>TOTAL</b>	<b>10'037.847</b>	<b>100</b>

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y  
Control de Programas, EP PETROECUADOR



### EXPORTACIÓN TOTAL (CRUDO ORIENTE Y NAPO) REALIZADO POR EP PETROECUADOR

Año 2012

Meses	CRUDO ORIENTE			CRUDO NAPO			TOTAL CRUDO		
	Volumen Bts	Precio US\$/bl	Valor US\$ FOB	Volumen Bts	Precio US\$/bl	Valor US\$ FOB	Volumen Bts	Precio US\$/bl	Valor US\$ FOB
ENERO (a)	7.606.547	101,36	770.999.372	4.679.369	97,10	454.351.561	12.285.916	99,74	1.225.350.933
FEBRERO	5.691.803	104,58	595.237.967	2.916.372	103,30	301.252.053	8.608.174	104,14	896.490.020
MARZO	5.622.574	112,49	632.507.953	3.069.951	112,38	345.002.526	8.692.525	112,45	977.510.479
ABRIL	5.553.682	113,75	631.718.949	3.684.922	109,15	402.198.013	9.238.604	111,91	1.033.916.962
MAYO	7.008.580	103,28	723.819.294	2.876.820	97,08	279.293.283	9.885.400	101,47	1.003.112.577
JUNIO	6.798.219	87,97	598.055.376	2.539.437	82,57	209.678.591	9.337.655	86,50	807.733.968
JULIO	5.929.647	91,65	543.469.507	2.609.696	87,63	228.682.604	8.539.343	90,42	772.152.111
AGOSTO	7.530.887	96,84	729.284.761	2.527.806	92,50	233.813.086	10.058.694	95,75	963.097.847
SEPTIEM-BRE	6.482.296	101,20	655.998.832	2.953.020	96,57	285.161.463	9.435.316	99,75	941.160.295
OCTUBRE	6.035.084	96,19	580.518.231	2.982.401	91,67	273.391.504	9.017.485	94,69	853.909.735
NOVIEM-BRE	5.494.920	93,02	511.112.555	2.642.564	88,31	233.377.568	8.137.485	91,49	744.490.122
DICIEMBRE	6.223.604	94,21	586.295.977	2.860.873	90,43	258.714.977	9.084.478	93,02	845.010.954
<b>TOTAL</b>	<b>75.977.843</b>	<b>99,49</b>	<b>7.559.018.773</b>	<b>36.343.232</b>	<b>96,44</b>	<b>3.504.917.229</b>	<b>112.321.075</b>	<b>98,50</b>	<b>11.063.936.002</b>
Ene - Dic/2011	71.131.908	98,92	7.036.603.970	34.467.441	95,11	3.278.174.920	105.599.349	97,68	10.314.778.890
Var.% 12/11	6,81	0,57	7,42	5,44	1,40	6,92	6,37	0,84	7,26

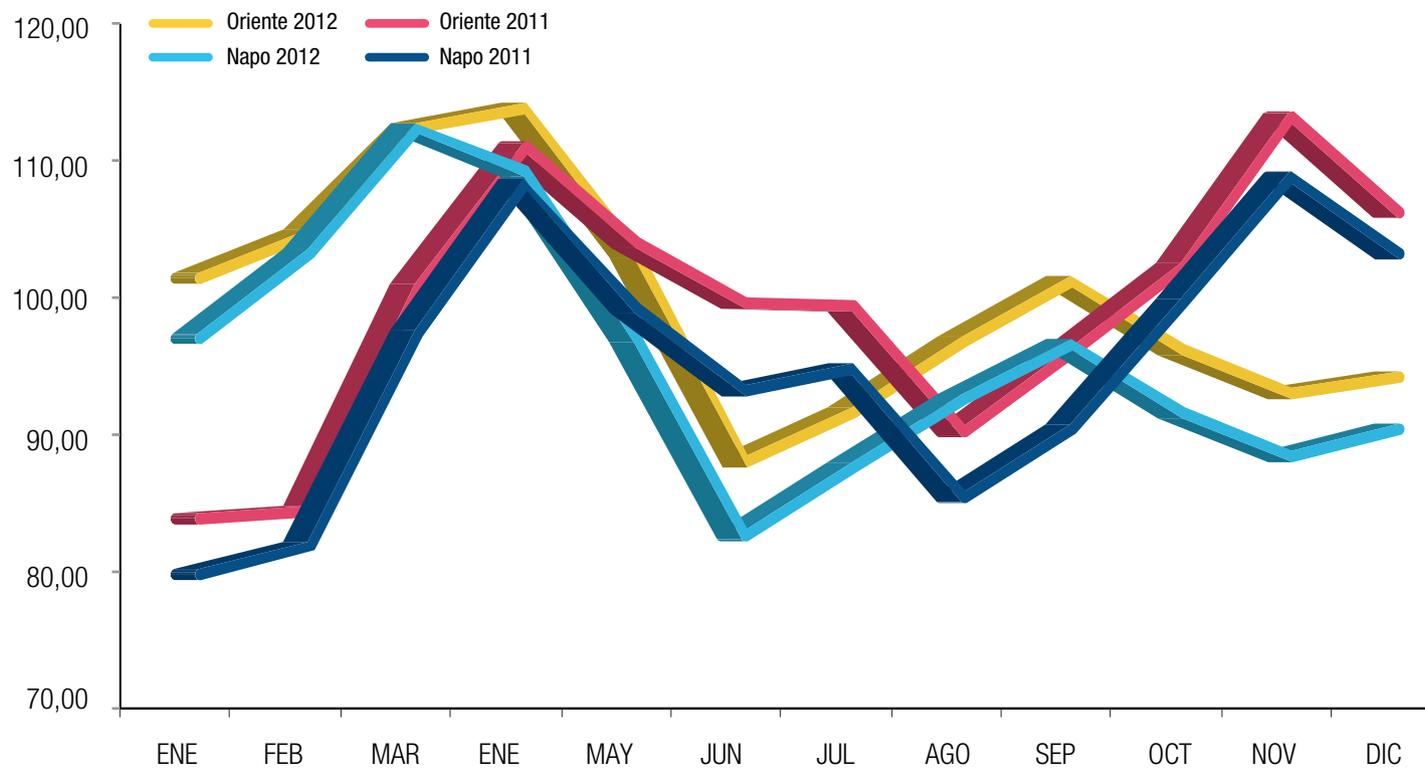
Nota: a) Debido al daño de la bomba No.1 del oleoducto de la Estación Central de Sacha a finales del 2011, no se bombeo suficiente crudo por el SOTE, por tal motivo existieron volúmenes acumulados que se consideraron para exportar en el mes de enero del 2012.

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

PRECIO EXPORTACIÓN CRUDO				
Meses	PRECIO CRUDO US\$/bl		PRECIO CRUDO US\$/bl	
	2012		2011	
	Oriente	Napo	Oriente	Napo
Enero	101,36	97,10	83,85	79,73
Febrero	104,58	103,30	84,42	81,70
Marzo	112,49	112,38	100,71	97,47
Abril	113,75	109,15	110,97	108,40
Mayo	103,28	97,08	104,11	99,30
Junio	87,97	82,57	99,58	93,15
Julio	91,65	87,63	99,32	94,88
Agosto	96,84	92,50	90,22	85,38
Septiembre	101,20	96,57	96,05	90,33
Octubre	96,19	91,67	102,25	99,62
Noviembre	93,02	88,31	113,30	108,81
Diciembre	94,21	90,43	106,22	103,18
<b>P.P.P. AÑO (a)</b>	<b>99,49</b>	<b>96,44</b>	<b>98,92</b>	<b>95,11</b>

### PRECIO CRUDO



Nota: a) Precio promedio ponderado anual

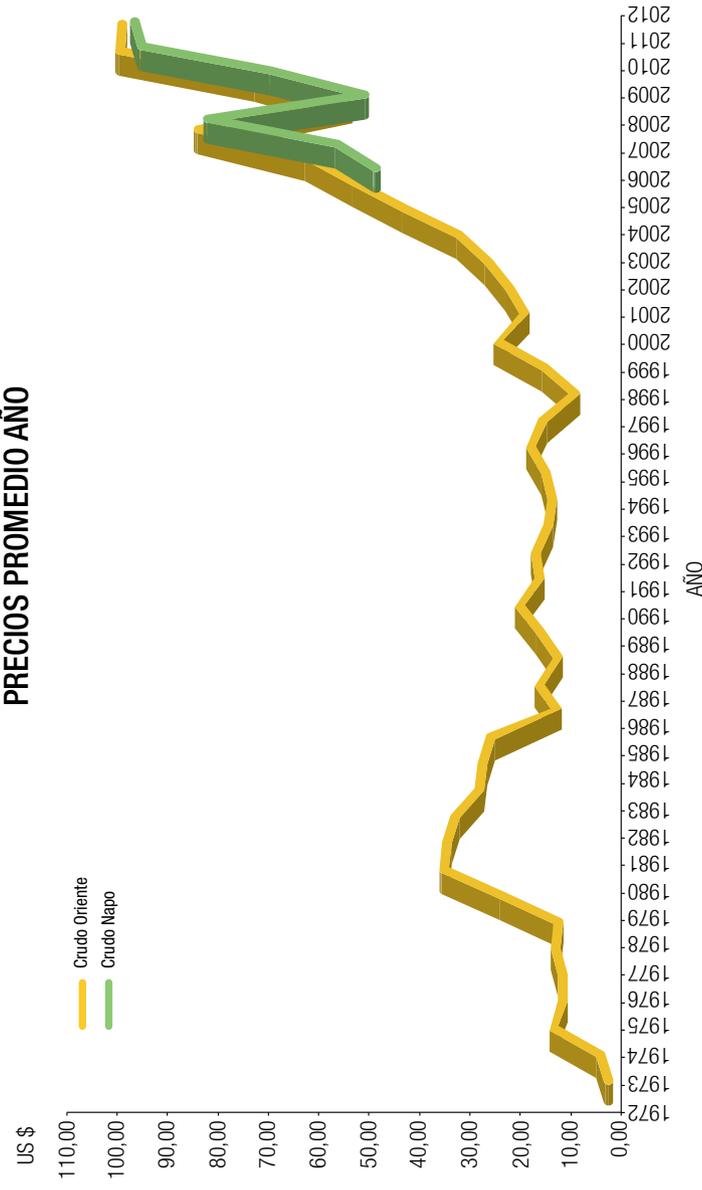
Fuente: Reportes Gerencia Comercio Internacional, PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE REALIZADA POR EP PETROECUADOR

PRECIOS DE EXPORTACIÓN		
PROMEDIO AÑO		
Años	Crudo Oriente US\$/BLS	Crudo Napo
1972	2,50	
1973	4,20	
1974	13,70	
1975	11,50	
1976	11,50	
1977	13,00	
1978	12,50	
1979	23,50	
1980	35,26	
1981	34,48	
1982	32,84	
1983	28,08	
1984	27,46	
1985	25,90	
1986	12,70	
1987	16,35	
1988	12,50	
1989	16,22	
1990	20,32	
1991	16,16	
1992	16,89	
1993	14,42	
1994	13,68	
1995	14,83	
1996	18,04	
1997	15,51	
1998	9,15	
1999	15,12	
2000	24,92	
2001	18,99	
2002	22,06	
2003	26,26	
2004	32,17	
2005	42,84	
2006	52,80	48,56
2007	62,27	56,34
2008	83,96	82,04
2009	54,34	50,87
2010	72,57	69,56
2011	99,49	95,11
2012	98,92	96,44

PRECIOS PROMEDIO AÑO



Notas:

a) A partir de 1979 son precios promedio de facturación

b) A partir de Mayo 2006 se da por terminado el contrato entre el Estado y la compañía OCCIDENTAL, PETROECUADOR exporta el crudo Napo

Fuentes:  
Elaboración:

Gerencia de Comercio Internacional - EP PETROECUADOR  
Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR

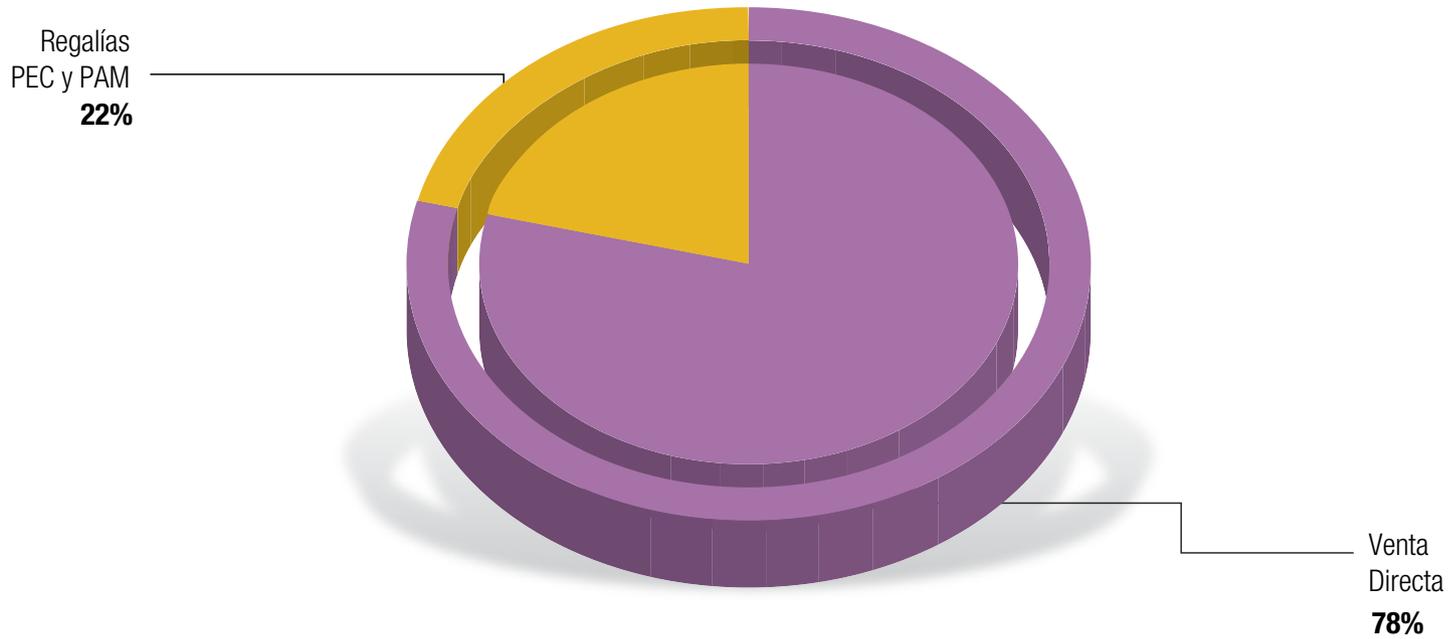
EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE REALIZADA POR EP PETROECUADOR, CLASIFICADA POR CUENTAS Año 2012													
Mes	VENTA DIRECTA			REGALÍAS PRODUCCIÓN (EP PETROECUADOR Y PETROAMAZONAS EP)			REGALÍAS PARTICIPACIÓN DEL ESTADO			TOTAL			
	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	
ENERO	6.637.192	101,50	673.655.972	969.355	100,42	97.343.400	-	-	-	7.606.547	101,36	770.999.372	
FEBRERO	5.008.011	104,13	521.505.154	683.792	107,83	73.732.813	-	-	-	5.691.803	104,58	595.237.967	
MARZO	4.529.791	112,48	509.522.373	1.092.783	112,54	122.985.580	-	-	-	5.622.574	112,49	632.507.953	
ABRIL	4.860.828	113,80	553.155.992	692.854	113,39	78.562.957	-	-	-	5.553.682	113,75	631.718.949	
MAYO	5.701.623	104,16	593.888.777	1.306.957	99,41	129.990.517	-	-	-	7.008.580	103,28	723.819.294	
JUNIO	6.059.916	87,32	529.157.724	738.303	93,32	68.897.652	-	-	-	6.798.219	87,97	598.055.376	
JULIO	3.240.519	90,27	292.517.229	2.689.128	93,32	250.952.277	-	-	-	5.929.647	91,65	543.469.507	
AGOSTO	3.587.936	97,11	348.421.858	3.942.952	96,59	380.862.902	-	-	-	7.530.887	96,84	729.284.761	
SEPTIEMBRE	5.157.724	101,82	525.155.606	1.324.572	98,78	130.843.227	-	-	-	6.482.296	101,20	655.998.832	
OCTUBRE	5.055.181	96,38	487.235.619	979.904	95,20	93.282.612	-	-	-	6.035.084	96,19	580.518.231	
NOVIEMBRE	4.643.863	93,18	432.736.845	851.057	92,09	78.375.710	-	-	-	5.494.920	93,02	511.112.555	
DICIEMBRE	4.818.354	93,93	452.570.513	1.405.250	95,16	133.725.463	-	-	-	6.223.604	94,21	586.295.977	
<b>TOTAL</b>	<b>59.300.937</b>	<b>99,82</b>	<b>5.919.523.662</b>	<b>16.676.907</b>	<b>98,31</b>	<b>1.639.495.111</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>75.977.843</b>	<b>99,49</b>	<b>7.559.018.773</b>	
Ene - Dic/2011	55.367.387	100,36	5.556.702.464	15.389.585	94,11	1.448.250.422	374.935,00	84,42	31.651.084	71.131.908	98,92	7.036.603.970	
Var.% 12/11	7,10	-0,54	6,53	8,36	4,47	13,21				6,81	0,57	7,42	

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## EXPORTACIÓN DE CRUDO POR CUENTAS

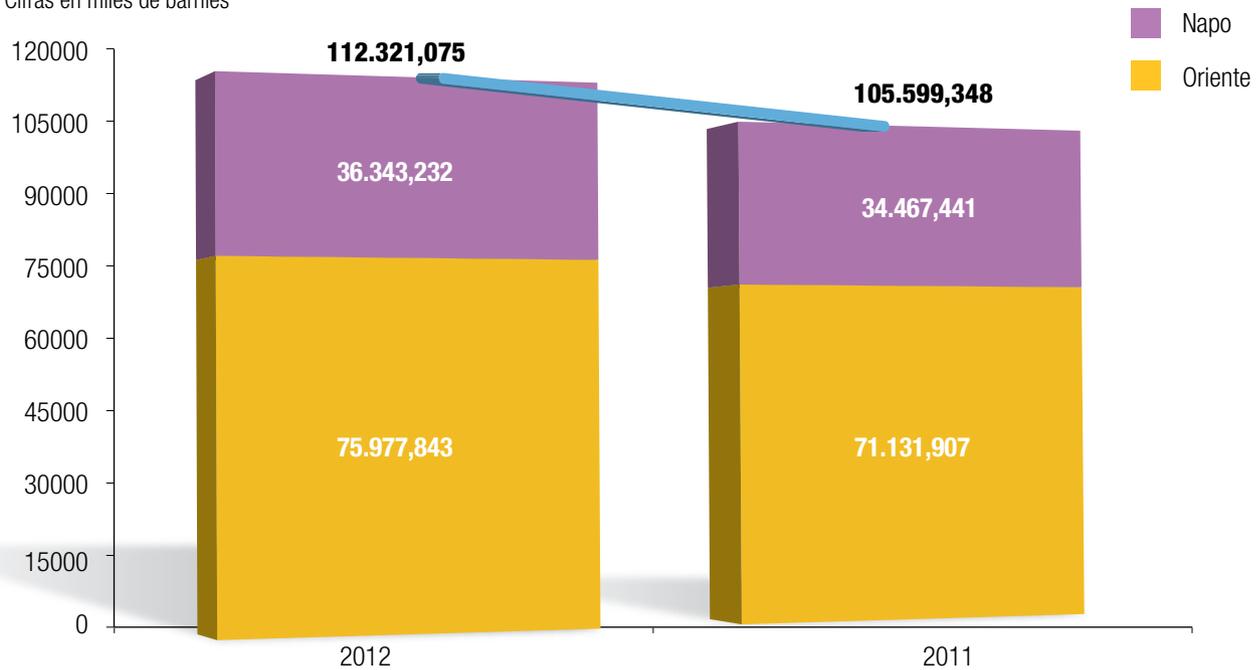
Año 2012



## EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE Y NAPO

Años 2012 - 2011

Cifras en miles de barriles



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas-Planificación Estratégica, EP PETROECUADOR

**DESGLOSE EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE "VENTA DIRECTA"**

Cifras en barriles

Cuentas	AÑO 2012												Var % 12/11			
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre				
	2012	2011 (a)														
SIPETROL ENAP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.000	-	-
EP PETROECUADOR CRUDO REDUCIDO	300.000	300.000	447.961	250.000	170.000	258.098	200.000	199.879	200.000	180.000	160.000	200.000	2.865.938	1.400.000	104,71	
EP PETROECUADOR PRESTACIÓN DE SERVICIOS AGIP OIL (C-ANTERIOR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	660.000	-	-
PETROAMAZONAS EP BLOQUE 18	300.000	301.270	298.730	173.333	173.333	173.334	100.000	65.000	783.537	800.050	800.050	816.098	4.119.684	2.784.401	47,96	
PETROAMAZONAS EP BLOQUE 7	500.000	517.510	205.629	283.333	365.247	211.420	300.000	300.000	999.728	1.000.000	1.000.000	1.000.198	6.228.480	4.727.613	31,75	
PETROAMAZONAS EP BLOQUE 21	66.667	66.667	66.667	183.333	183.333	184.530	6.000	6.000	300.000	300.000	300.000	300.000	1.663.196	1.610.000	3,30	
EP PETROECUADOR SERVICIOS ESPECÍFICOS TIWACUÑO (C-ANTERIOR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303.143	-	-
EP PETROECUADOR SERVICIOS ESPECÍFICOS MAURO DANAVALS (C-ANTERIOR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	518.196	-	-
EP PETROECUADOR SERVICIOS ESPECÍFICOS PAPAISO BIGUÑO HUACHITO (C-ANTERIOR)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.672	-	-
EP PETROECUADOR PROVISIÓN SERVICIOS ESPECÍFICOS INTEGRADOS CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A.	-	-	-	-	238.177	-	-	-	400.000	30.000	30.000	30.000	1.366.354	-	-	-
EP PETROECUADOR PROVISIÓN SERVICIOS ESPECÍFICOS INTEGRADOS PARDALSERVICES S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50.000	50.000	20.000	120.000	-	-	-
EP PETROECUADOR SERVICIOS ESPECÍFICOS RÍO MAPO SACHA	3.656.789	2.171.720	1.724.496	1.615.195	3.209.699	3.984.116	900.000	1.000.000	2.409.125	335.826	1.130.100	1.387.323	23.524.389	18.717.340	25,68	
PARTICIPACIÓN ESTADO ANDES PETROLEUM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	840.131	-	-
PARTICIPACIÓN ESTADO BLOQUE 18 TLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.760.000	-	-
EP PETROECUADOR PARTICIPACIÓN ESTADO MARGINAL BERMEJO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.749.109	-	-
EP PETROECUADOR PARTICIPACIÓN ESTADO MARGINAL TIGUÑO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.648.652	-	-
EP PETROECUADOR PARTICIPACIÓN ESTADO MARGINAL PINDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.706.753	-	-
EP PETROECUADOR PARTICIPACIÓN ESTADO MARGINAL PALANDA YUCA SUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.464.482	-	-
EP PETROECUADOR PARTICIPACIÓN ESTADO MARGINAL PUCUNA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	808.947	-	-
S. H. ESTADO AGIP OIL BLOQUE 10	336.044	289.889	289.188	226.613	303.976	343.117	294.263	425.634	40.083	426.204	240.075	-	3.215.085	3.775.890	-14,85	
S. H. ESTADO CONSORCIO PEGASO PUMA BLOQUE 45	31.525	28.705	31.033	43.084	56.864	100.000	72.238	65.539	50.892	75.126	52.120	60.791	667.917	318.452	109,74	
S. H. ESTADO PETROSUD PETROVIA PINDO BLOQUE 65	150.733	90.570	114.360	114.014	167.933	57.958	168.296	112.517	90.817	122.332	143.488	102.862	1.435.880	1.013.910	41,62	
S. H. ESTADO PACIFPETROL BLOQUE GUSTAVO GALINDO PENINSULA BLOQUE 2	26.948	14.813	7.336	15.003	26.447	2.169	29.837	16.601	578	17.463	12.852	4.784	174.831	188.064	-7,04	
S. H. ESTADO CONSORCIO PALANDA YUCA SUR BLOQUE 64	49.402	29.329	40.017	39.977	46.732	35.487	35.208	57.342	16.907	51.552	36.727	41.190	478.870	456.355	4,93	
S. H. ESTADO PETROBELL TIGUÑO BLOQUE 66	110.850	51.695	89.765	85.028	90.239	46.674	95.731	85.724	53.520	75.608	47.885	80.540	913.259	943.135	-3,17	
S. H. ESTADO TECPECUADOR BERMEJO BLOQUE 49	110.942	71.835	88.593	82.083	94.311	68.454	91.876	65.453	63.808	86.397	96.332	64.810	988.894	938.426	5,38	
S. H. ESTADO SIPETROL MAURO DANAVALS BLOQUE 46 (Incluye Incremental)	245.874	322.677	364.126	601.766	404.073	111.681	433.996	342.382	343.128	389.390	343.062	325.757	4.227.912	3.726.627	13,45	
S. H. ESTADO SIPETROL PARAISO, BIGUÑO, HUACHITO	54.771	54.666	65.224	53.555	62.257	60.878	66.423	64.365	57.452	61.017	78.173	74.000	752.761	804.407	-6,42	
S. H. ESTADO CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 17 Y 14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.238.309	-	-
EP PETROECUADOR PRODUCCIÓN CAMPOS NORTE, CENTRO Y SUR	666.667	666.667	666.667	733.333	-	300.000	300.000	300.000	720.000	200.000	-	200.000	4.753.333	900.000	428,15	
EP PETROECUADOR ALIANZAS OPERATIVAS CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA	26.667	26.667	26.667	120.000	120.000	120.000	144.319	80.000	20.000	145.000	118.000	107.000	1.054.319	90.000	-	
EP PETROECUADOR PRODUCCIÓN BLOQUE 1 (PACOA) RESTITUCIÓN CRUDO PENINSULAR	3.333	3.333	3.333	3.000	-	2.000	2.333	1.500	1.000	4.000	3.000	3.000	29.833	31.373	-4,91	
EP PETROECUADOR CRUDO ORIENTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	720.000	-	-	720.000	-	-	-
<b>TOTAL VENTA DIRECTA</b>	<b>6.637.192</b>	<b>5.008.011</b>	<b>4.529.791</b>	<b>4.860.828</b>	<b>5.701.623</b>	<b>6.059.916</b>	<b>3.240.519</b>	<b>3.587.936</b>	<b>5.157.724</b>	<b>5.055.181</b>	<b>4.643.863</b>	<b>4.818.354</b>	<b>58.300.937</b>	<b>55.367.387</b>	<b>7,10</b>	

Nota: a) A partir del año 2011 se considera la renegociación de contratos donde los de participación y marginales, pasaron a prestación de servicios.; creandose nuevas cuentas por parte de la Secretaría de Hidrocarburos  
b) Estas cuentas corresponden a los saldos del año 2010 de los contratos anteriores de servicios específicos, los mismos que se pagaron durante el año 2011

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional-EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR



EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE REALIZADA POR EP PETROECUADOR, POR CUENTAS																	
Cifras en Miles: Barriles y US\$																	
AÑOS	VENTA DIRECTA		REGALÍAS		COMPENSACIÓN (a)		REGALIAS PARTICIPACIÓN DEL ESTADO (b)		REGALÍAS CAMPOS MARGINALES (b)		REGALÍAS ALIANZAS OPERATIVAS (c)		CRUDO NAPO (d)		OTROS (d)	TOTAL EXPORTACIÓN (e)	
	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB	Volumen (Bls)	Volumen (Bls)	Valor US\$ FOB
1974 (f)	2.461	-	5.397	-	12.512	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.878	23.248	279.067
1975	11.712	-	-	-	9.468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.180	243.569
1976	12.147	-	-	-	9.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.933	26.824	251.748
1977	18.059	-	-	-	13.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.120	404.554
1978	27.063	-	-	-	2.494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.557	369.463
1979	27.107	637.030	4.171	101.847	983	19.114	-	-	-	-	-	-	-	-	3.876	36.137	757.991
1980	22.960	807.672	4.999	173.103	5.279	191.281	-	-	-	-	-	-	-	-	588	33.825	1.172.056
1981	26.043	889.764	2.747	97.962	6.903	242.835	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.693	1.230.561
1982	20.973	688.962	0	0	3.221	105.652	-	-	-	-	-	-	-	-	6.490	30.683	794.614
1983	30.383	852.222	4.885	137.984	3.532	99.139	-	-	-	-	-	-	-	-	4.883	43.682	1.089.344
1984	27.866	765.769	11.492	315.528	5.439	149.070	-	-	-	-	-	-	-	-	2.115	46.912	1.230.367
1985	41.293	1.069.387	126	3.235	5.502	142.579	-	-	-	-	-	-	-	-	3.851	50.772	1.215.201
1986	43.443	552.110	0	0	4.858	61.309	-	-	-	-	-	-	-	-	3.213	51.514	613.419
1987	18.300	299.878	9.938	161.485	4.161	68.209	-	-	-	-	-	-	-	-	5.714	38.113	529.572
1988	17.281	173.428	20.477	259.998	19.544	152.413	-	-	-	-	-	-	-	-	3.750	61.052	585.839
1989	24.443	388.716	19.329	311.652	8.455	134.097	-	-	-	-	-	-	-	-	3.012	55.239	834.464
1990	24.794	506.111	20.294	424.481	3.726	61.176	-	-	-	-	-	-	-	-	3.185	51.999	991.768
1991	28.747	456.052	18.888	310.430	5.604	93.683	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.239	860.165
1992	39.914	681.905	20.965	350.943	8.711	142.564	-	-	-	-	-	-	-	-	358	69.948	1.175.412
1993	49.697	712.212	22.182	324.700	7.206	103.120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.085	1.140.032
1994	47.844	652.527	22.263	302.538	16.086	223.862	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86.193	1.178.927
1995	38.993	577.522	22.046	326.476	30.364	451.307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91.403	1.355.305
1996	46.290	823.095	18.691	341.345	15.733	291.788	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.714	1.456.227
1997	18.486	286.991	14.210	224.577	44.087	679.360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.784	1.190.928
1998	11.630	105.836	8.586	85.324	48.813	440.105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.029	631.265
1999	33.039	490.061	11.380	184.140	-	-	12.128	180.794	-	-	-	-	-	-	-	56.547	854.995
2000	21.107	522.793	14.714	368.519	-	-	6.508	164.140	755	18.301	-	-	-	-	-	43.085	1.073.752
2001	24.594	481.490	12.748	230.352	-	-	8.996	167.820	1.040	20.204	-	-	-	-	-	47.379	899.866
2002	19.896	450.584	14.217	306.622	-	-	8.902	190.063	713	17.542	-	-	-	-	-	43.728	964.811
2003	17.094	444.434	14.885	386.335	-	-	10.683	286.593	375	12.651	-	-	-	-	-	43.038	1.130.012
2004	24.264	779.601	10.002	317.754	-	-	15.761	508.923	393	15.754	-	-	-	-	-	50.420	1.622.032
2005	27.082	1.156.541	11.768	499.422	-	-	13.748	600.218	1.099	43.948	-	-	-	-	-	53.697	2.300.128
2006	26.737	1.408.630	11.989	625.944	-	-	14.334	770.187	1.414	77.689	1.189	56.437	16.302	791.556	-	55.663	2.938.887
2007	26.684	1.699.299	7.235	420.712	-	-	9.093	555.018	360	24.461	400	26.001	-	-	-	43.772	2.725.492
2008	34.173	2.971.697	9.333	707.400	-	-	9.979	795.612	360	33.707	472	51.953	-	-	-	54.317	4.560.368
2009 (g)	32.766	1.708.628	13.629	762.554	-	-	12.951	724.540	1.098	75.991	1.070	71.051	-	-	-	61.514	3.342.764
2010	27.892	2.022.046	24.558	1.801.380	-	-	16.362	1.172.065	1.655	120.144	660	45.889	-	-	-	71.127	5.161.524
2011	55.367	5.556.702	15.390	1.448.250	-	-	375	31.651	-	-	-	-	-	-	-	71.132	7.036.604
2012	59.301	5.919.524	16.677	1.639.495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.978	7.559.019

- Notas:
- a) La Cuenta Compensación se destinada al pago de la importación de productos para el mercado interno; esta Cuenta se eliminó en 1998
  - b) En 1999 se crea laws Cuentas "Regalías Participación del Estado", y "Regalías Campos Marginales"
  - c) A partir del mes de febrero del 2006, se realiza exportación de crudo a cargo de "Regalías Alianzas Operativas"
  - d) Volúmenes exportados como trueque y pagos préstamos que no generan ingreso de divisas
  - e) Los volúmenes total incluye los préstamos de crudo de Venezuela y Nigeria
  - f) En 1974 se inician las exportaciones por parte de PETROECUADOR
  - g) En los años 2009, 2010 y 2012 se incluye las Regalías de Petroamazonas

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

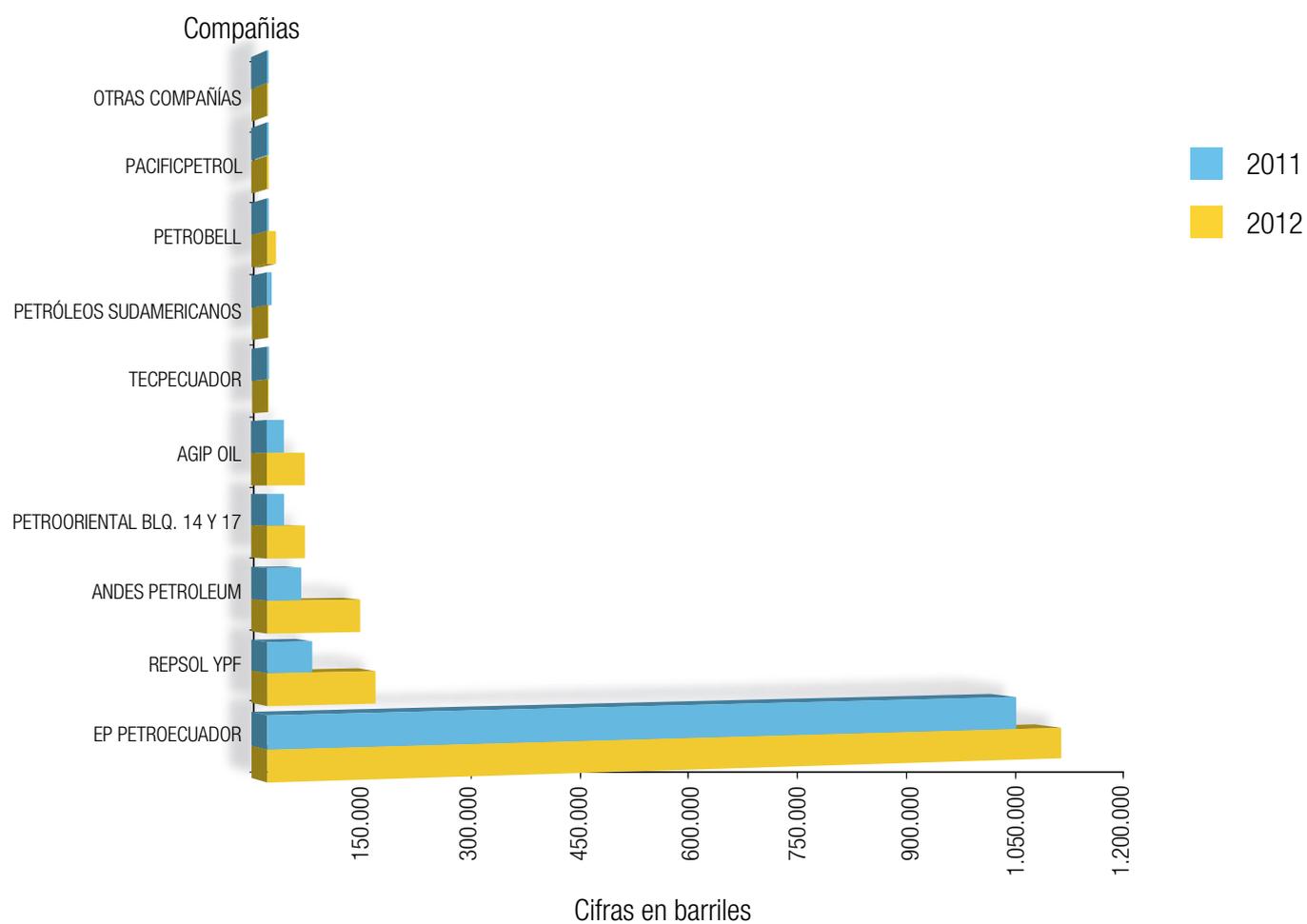
**EXPORTACIÓN CRUDO NAPO REALIZADO POR EP PETROECUADOR**  
Año 2012

Meses	PETROAMAZONAS EP BLOQUE 12 Y 15-PANACCOCHA			REGALÍAS PETRONAMAZONAS EP			REFSOL YPF - BLOQUE 16 (Contrato Anterior)			PETROECUADOR NAPO			SH ESTADO ANDES PETROLEUM			SH ESTADO BLOQUE 14 Y 17			SH ESTADO BLO. 16 Y TMACUNO			TOTAL CRUDO NAPO		
	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/ bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB	Volumen Bis	Precio US\$/bi	Valor US\$ FOB
ENERO	2.691.251	96,50	259.704.537	-	-	-	-	-	-	925.306	97,66	90.362.616	175.641	97,29	17.088.278	887.171	98,29	87.195.930	4.679.369	97,10	454.351.561			
FEBRERO	1.465.692	102,84	150.725.480	-	-	-	699.635	103,52	72.427.774	151.694	103,66	15.727.983	151.694	103,66	15.727.983	599.330	104,07	62.370.805	2.916.372	103,30	301.252.053			
MARZO	1.359.623	112,21	152.559.338	-	-	-	585.539	112,43	65.835.006	167.844	112,53	18.888.100	167.844	112,53	18.888.100	956.944	112,57	107.720.083	3.069.951	112,38	345.002.526			
ABRIL	1.251.133	109,09	136.480.456	651.715	109,85	71.591.254	-	-	-	643.308	108,47	69.782.147	227.473	106,26	24.626.274	911.294	109,43	99.718.882	3.684.922	108,15	402.198.013			
MAYO	1.358.424	93,61	127.164.819	-	-	-	-	-	-	628.747	100,94	63.465.167	315.337	98,53	31.069.737	574.312	100,28	57.593.560	2.876.820	97,08	279.293.283			
JUNIO	200.000	81,55	16.309.702	-	82,01	95.320.045	-	-	-	600.734	83,35	50.088.158	152.756	82,01	12.527.983	423.568	83,70	35.452.702	2.539.437	82,57	209.676.591			
JULIO	515.246	89,78	46.261.312	188.000	89,57	15.048.353	-	-	-	576.045	85,58	49.298.934	302.870	89,71	27.169.485	1.047.534	86,78	90.904.521	2.609.696	87,63	228.682.604			
AGOSTO	827.326	93,49	77.346.381	333.333	94,57	31.521.666	-	-	-	612.485	91,11	55.802.045	216.289	92,34	19.972.987	538.373	91,33	49.169.996	2.527.806	92,50	233.815.086			
SEPTIEMBRE	1.273.991	95,95	122.242.180	497.716	93,97	46.770.793	-	-	-	571.282	98,02	55.998.915	162.388	98,16	15.940.286	447.643	98,76	44.209.280	2.953.020	96,57	285.161.463			
OCTUBRE	1.232.037	90,41	111.394.135	280.000	89,02	24.924.936	-	-	-	577.082	92,61	53.443.139	184.267	94,10	17.338.687	709.015	93,50	66.290.606	2.982.401	91,67	273.391.504			
NOVIEMBRE	926.351	88,13	81.619.488	320.000	88,54	28.333.052	-	-	-	580.440	88,40	51.308.453	206.309	86,48	18.519.077	604.465	86,34	53.397.498	2.642.564	88,31	233.377.588			
DICIEMBRE	1.197.669	90,36	108.225.876	280.000	91,20	23.710.916	-	-	-	584.772	89,02	52.056.678	191.492	89,68	17.173.745	626.941	91,79	57.547.562	2.860.873	90,43	258.714.977			
<b>TOTAL</b>	<b>14.300.743</b>	<b>97,21</b>	<b>1.390.233.703</b>	<b>3.673.123</b>	<b>91,81</b>	<b>337.221.015</b>	-	-	-	<b>7.585.395</b>	<b>96,22</b>	<b>729.849.434</b>	<b>2.457.359</b>	<b>96,06</b>	<b>236.041.651</b>	<b>8.326.612</b>	<b>97,47</b>	<b>811.571.426</b>	<b>36.343.232</b>	<b>96,44</b>	<b>3.504.917.229</b>			
Ene - Dic/ 2011	13.462.220	92,25	1.241.830.495				1.529.727	93,73	143.387.528	630.966	85,99	54.256.660	7.398.795	96,99	775.783.138	2.123.763	104,05	220.984.265	8.721.970	96,52	841.832.834	34.467.441	95,11	3.278.174.920
Variación 12/11	6,23	5,38	11,94							-5,17	-0,79	-5,92	15,71	-7,69	6,81	-4,53	0,98	-3,59	5,44	1,40	6,92			

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional  
Elaboración: Coordinación General de Planificación de Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



COMPAÑÍAS	Barriles		VAR%
	2012	2011	2012/2011
EP PETROECUADOR	112.321.075	105.599.349	6,4%
REPSOL YPF	14.582.636	5.782.380	152,2%
ANDES PETROLEUM	12.232.215	4.468.022	173,8%
PETROORIENTAL BLQ. 14 Y 17	4.682.609	2.077.251	125,4%
AGIP OIL	5.244.694	2.111.912	148,3%
TECPECUADOR	-	306.984	
PETRÓLEOS SUDAMERICANOS	-	682.099	
PETROBELL	1.334.716	462.508	188,6%
PACIFICPETROL	476.365	239.160	99,2%
OTRAS COMPAÑÍAS	-	2.232	
<b>TOTAL</b>	<b>150.874.311</b>	<b>121.731.897</b>	<b>23,9%</b>



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR, Dirección Nacional de Hidrocarburos  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**EXPORTACIONES TOTALES DE CRUDO ORIENTE Y NAPO, REALIZADAS POR COMPAÑÍAS PRIVADAS**

Cifras en Miles: Barriles

AÑO	TEXACO (a)	GULF (b)	REPSOL YPF (Ex. Maxus) (c)	ANDES PETROLEUM (Ex. City Invest.) (c)	CITY ORIENTE (c)	OCCIDENTAL (c)	PETROORIENTAL BLOQUES 14 Y 17 (Ex. Encan) (e)	CANADA GRANDE (c)	PERENCO (Ex. Kerr Mc. Gee) (c) (f)	AGIP OIL (g)	LUMBAQUI	ECUADOR TLC (Ex. Cayman)	TECPECUADOR (Marginales) (h)	PETRÓLEOS SUDAMERICANOS (Marginales) (h)	BELLWETER (Marginales) (h)	PETROBELL TIGUINO (Marginales) (h)	OTRAS COMPAÑÍAS (i)	PACIFPETROL (Marginal)	TOTAL COMPAÑÍAS (j)	
1972	13.677	11.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.962
1973	35.563	35.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.126
1974	17.598	18.387	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.985
1975	15.892	15.196	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.088
1976	17.400	17.113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.513
1977	19.334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.334
1978	14.930	-	-	312	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.242
1979	8.310	-	-	344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.654
1980	5.362	-	-	449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.811
1981	9.376	-	-	380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.756
1982	11.012	-	-	430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.442
1983	15.141	-	-	480	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.621
1984	13.729	-	-	704	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.433
1985	17.682	-	-	490	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.172
1986	19.073	-	-	810	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.883
1987	7.045	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.285
1988	7.450	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.950
1989	7.959	-	-	535	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.494
1990	9.783	-	-	491	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.275
1991	11.536	-	-	482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.018
1992	3.587	-	-	559	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	-	4.434
1993	-	-	-	615	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615
1994	-	-	-	365	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	-	-	616
1995	-	-	1.969	495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	211	-	-	2.675
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.664	-	-	3.664
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.595	-	-	14.595
1998	-	-	12.050	4.333	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.408
1999	-	-	12.115	10.384	-	3.920	793	65	-	1.103	-	-	85	-	-	-	-	-	-	28.464
2000	-	-	10.553	12.410	-	6.941	1.543	58	2.862	7.929	-	-	547	358	78	201	-	-	-	43.479
2001	-	-	9.336	9.148	430	7.426	1.463	65	4.288	8.432	175	52	738	683	-	309	-	-	-	42.543
2002	-	-	7.634	10.254	318	7.383	1.198	41	3.790	7.022	15	118	644	859	-	1.265	-	-	-	40.541
2003 (k)	-	-	8.427	9.810	271	13.780	1.484	90	3.296	7.144	10	2.152	809	1.227	-	937	-	-	-	49.436
2004	-	-	13.002	16.036	653	28.449	1.622	75	6.936	6.383	-	2.979	814	1.163	-	728	-	-	-	78.841
2005	-	-	13.360	15.908	1.201	25.532	2.339	43	5.930	5.628	-	4.782	1.183	1.210	-	784	-	-	-	77.898
2006	-	-	14.279	12.389	1.180	10.652	3.411	49	9.179	4.995	-	5.657	999	1.146	-	745	-	-	-	64.680
2007	-	-	14.485	12.891	1.106	-	4.913	49	8.758	5.275	-	6.809	734	1.342	-	925	-	-	-	57.288
2008	-	-	11.363	12.050	506	-	4.926	48	7.544	4.680	-	6.031	630	1.239	-	875	20	-	-	49.911
2009 (l)	-	-	8.582	10.394	-	-	3.969	32	876	4.875	-	4.710	657	1.194	-	713	85	-	-	36.088
2010	-	-	7.658	8.962	-	-	3.458	27	-	3.696	-	2.839	574	1.535	-	745	76	-	-	29.570
2011	-	-	5.782	4.468	-	-	2.077	-	-	2.112	-	-	307	682	-	463	2	239	-	16.133
2012	-	-	6.256	4.647	-	-	2.225	-	-	2.030	-	-	369	703	-	421	242	302	-	17.195

Notas:

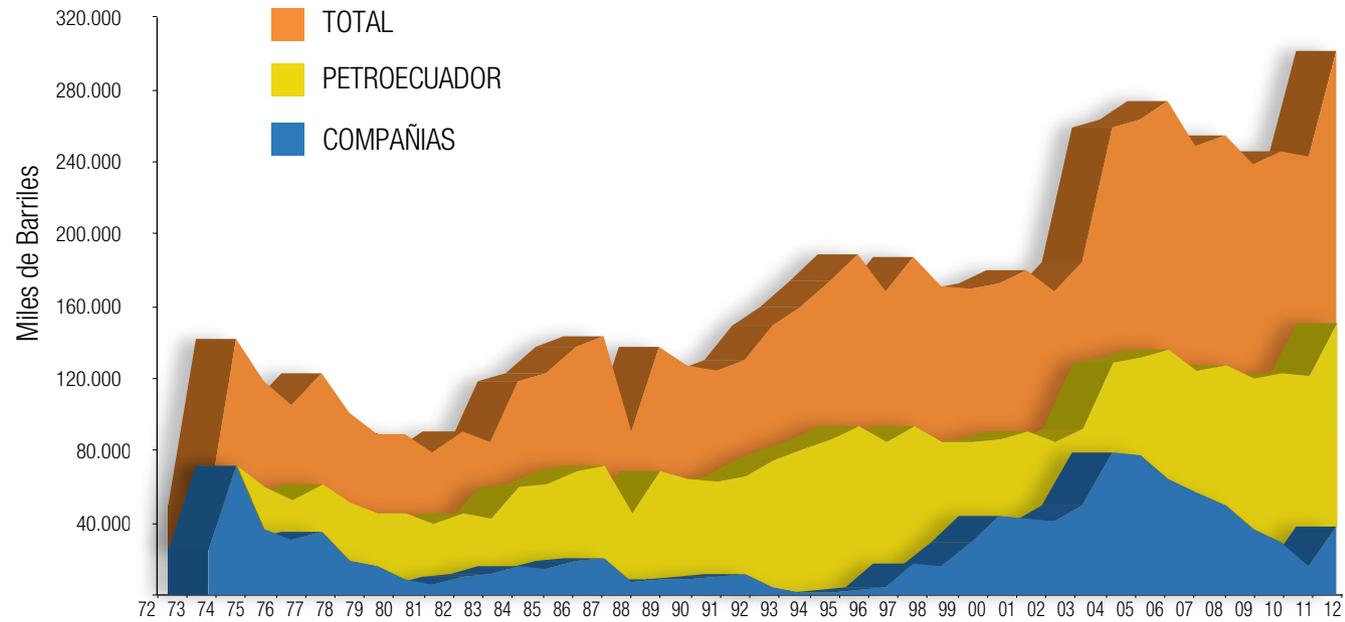
- a) En octubre de 1974, CEPE adquirió el 25% de las acciones del consorcio e inicio la exportación de crudo.
- b) En diciembre de 1976 CEPE adquirió el 37,5% de las acciones de GULF del consorcio Texaco-Gulf
- c) A partir de 1996 los contratos de las compañías City, Canadá Grande e YPF pasaron a de "participación" y en 1999 el resto de compañías de "Prestación de Servicios" pasan a ser de "Participación"
- d) Se da por terminado el contrato y partir del 16 de mayo del 2006 entre el Estado y la compañía OCCIDENTAL, PETROECUADOR exporta el crudo Napo
- e) En el 2003 cambia su razón social de VINTAGE a ENCANA. En 2006 cambia su razón social a PETROORIENTAL
- f) Cambia su razón social de Kerr Mc. Gee a PERENCO
- g) Se hace constar las exportaciones de Agip Oil, debido a que dicha compañía exporta directamente, pues los pagos por servicios son "en especie"
- h) A partir de agosto de 1999 se registran las exportaciones de los "Campos Marginales".
- i) Exportaciones realizadas por compañías no determinadas
- j) El valor de lo exportado por las compañías se calcula tomando como base el precio promedio ponderado de las exportaciones realizadas por PETROECUADOR
- k) Desde el mes de septiembre del 2003 se incluye volúmenes exportados desde el Terminal Marítimo Esmeraldas (OCP)
- l) En los volúmenes de exportación de Petrooriental (14 y 17) incluyen devoluciones por concepto de IVA.

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR, Secretaría de Hidrocarburos  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## EXPORTACIONES TOTALES DE CRUDO

1972-2012

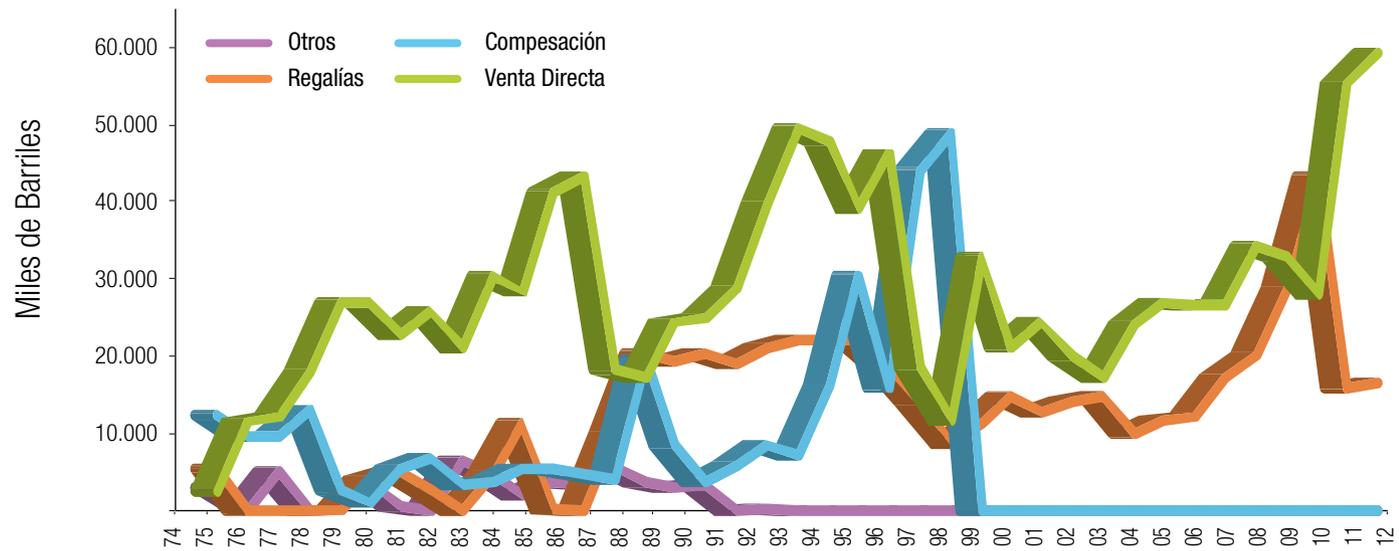


Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## EXPORTACIONES DE CRUDO ORIENTE DE EP PETROECUADOR POR CUENTAS

1974-2012



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**EXPORTACIÓN DE FUELOIL # 6, REALIZADA POR EP PETROECUADOR**

MESES	Año 2011			Año 2012			VARIACIÓN 2012/2011		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/bi	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/bi	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
ENERO	923,411	79,01	72.963.181,53	778.376	102,39	79.698.449,22	-15,7	29,6	9,23
FEBRERO	762,766	87,70	66.897.215,29	954.608	111,19	106.144.566,82	25,2	26,8	58,67
MARZO	1.190,870	98,73	117.569.568,90	777.661	116,05	90.247.569,73	-34,7	17,5	-23,24
ABRIL	806,178	104,52	84.258.778,30	1.217.812	110,02	133.982.459,98	51,1	5,3	59,01
MAYO	779,487	94,92	73.987.684,42	961.788	99,21	95.421.762,82	23,4	4,5	28,97
JUNIO	801,025	101,92	81.643.334,56	969.557	87,48	84.815.419,52	21,0	-14,2	3,89
JULIO	1.155,803	103,04	119.092.385,47	552.719	92,61	51.188.344,55	-52,2	-10,1	-57,02
AGOSTO	1.120,427	97,76	109.534.074,59	577.723	101,39	58.575.263,67	-48,4	3,7	-46,52
SEPTIEMBRE	920,842	97,92	90.167.923,93	563.278	102,94	57.984.339,80	-38,8	5,1	-35,69
OCTUBRE	956,101	99,20	94.845.347,96	351.118	97,16	34.113.404,32	-63,3	-2,1	-64,03
NOVIEMBRE	566,938	103,20	58.509.882,81	352.980	93,84	33.124.413,33	-37,7	-9,1	-43,39
DICIEMBRE	588,484	98,13	57.750.381,98	512.102	93,79	48.027.569,14	-13,0	-4,4	-16,84
<b>TOTAL</b>	<b>10.572.332</b>	<b>97,16</b>	<b>1.027.219.759,74</b>	<b>8.569.723</b>	<b>101,91</b>	<b>873.323.562,90</b>	<b>-18,9</b>	<b>4,9</b>	<b>-15,0</b>

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



AÑOS	CONTRATO			SPOT			TOTAL		
	VOLUMEN (Bis)	PRECIO US\$/BL	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN (Bis)	PRECIO US\$/BL	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN (Bis) (b)	PRECIO US\$/BL	VALOR US\$ C&F
1977 (a)							1.510.102		17.045.760,30
1978 (a)							7.833.284	11,46	89.804.040,63
1979	4.201.721	18,32	76.977.288	3.219.638		67.734.799	7.421.359	19,50	144.712.086,83
1980	6.931.987	24,64	170.807.524	1.024.932	21,32	21.851.217	7.956.919	24,21	192.658.740,29
1981	4.742.030	28,25	133.976.320	1.106.141	29,46	32.583.387	5.848.171	28,48	166.559.706,77
1982	3.119.249	25,05	78.150.678	2.221.234	26,24	58.280.058	5.340.483	25,55	136.430.735,20
1983	2.796.308	25,86	72.300.049	1.314.564	25,76	33.867.680	4.110.872	25,83	106.167.729,18
1984	4.746.243	28,05	133.145.922	1.497.519	28,05	42.008.248	6.243.762	28,05	175.154.170,69
1985	1.962.725	26,21	51.451.023	2.881.422	22,55	64.990.435	4.844.147	24,04	116.441.458,50
1986	5.261.181	12,36	65.016.654	1.381.037	13,51	18.652.711	6.642.218	12,60	83.669.364,67
1987	2.623.913	15,72	41.246.808	712.650	13,47	9.599.291	5.709.050	15,24	50.846.099,76
1988	8.327.569	11,69	97.312.579	-	-	-	8.772.279	11,70	97.312.578,80
1989	7.391.772	14,62	108.050.858	179.648	19,88	3.570.539	7.571.420	14,74	111.621.397,12
1990	6.816.027	16,24	110.723.304	2.033.371	17,57	35.727.909	8.849.398	16,55	146.451.213,18
1991	7.399.554	11,77	87.059.635	1.648.900	12,14	20.010.986	9.048.454	11,83	107.070.621,18
1992	6.373.104	12,95	82.498.980	730.986	15,51	11.339.442	7.104.090	13,21	93.838.421,24
1993	8.457.940	12,21	103.298.982	379.775	12,07	4.583.167	8.837.715	12,21	107.882.149,90
1994	10.353.137	13,00	134.634.859	-	-	-	10.353.137	13,00	134.634.859,08
1995	10.474.964	14,44	151.240.673	-	-	-	10.474.964	14,44	151.240.672,57
1996	12.128.869	16,91	205.105.599	-	-	-	12.128.869	16,91	205.105.598,99
1997	8.000.334	15,53	124.270.140	360.707	17,16	6.191.063	8.361.041	15,60	130.461.202,78
1998	11.069.482	11,11	123.031.895	-	-	-	11.069.482	11,11	123.031.895,41
1999	11.663.438	13,24	154.464.657	-	-	-	11.663.438	13,24	154.464.656,95
2000	13.557.669	18,80	248.492.593	-	-	-	13.557.669	18,86	255.715.190,76
2001	12.393.303	12,52	155.195.190	-	-	-	12.393.303	12,52	155.195.189,82
2002	10.940.985	17,01	186.160.599	-	-	-	10.940.985	17,01	186.160.599,10
2003	9.071.629	19,24	174.548.076	-	-	-	9.071.629	19,24	174.548.075,96
2004	10.896.792	22,48	244.918.203	-	-	-	10.896.792	22,48	244.918.202,95
2005	10.690.111	35,23	376.634.112	-	-	-	10.690.111	35,23	376.634.111,56
2006	11.923.289	43,60	519.861.819	-	-	-	11.923.289	43,60	519.861.818,87
2007 (b)	13.161.430	54,90	722.602.543	-	-	-	13.161.430	54,90	722.602.543,21
2008	13.578.727	75,26	1.021.960.440	-	-	-	13.578.727	75,26	1.021.960.440,00
2009	10.860.810	56,41	612.647.277	-	-	-	10.860.810	56,41	612.647.276,62
2010	9.708.156	70,77	687.062.443	-	-	-	9.708.156	70,77	687.062.442,76
2011	10.572.332	97,16	1.027.219.760	-	-	-	10.572.332	97,16	1.027.219.759,74
2012	8.569.723	101,91	873.323.563	-	-	-	8.569.723	101,91	873.323.562,90

Notas: a) En los años 1977-1978 no existen datos desglosados de las exportaciones

b) A partir del mes de abril del 2007 se cambia la modalidad de exportación de este producto

Fuente:

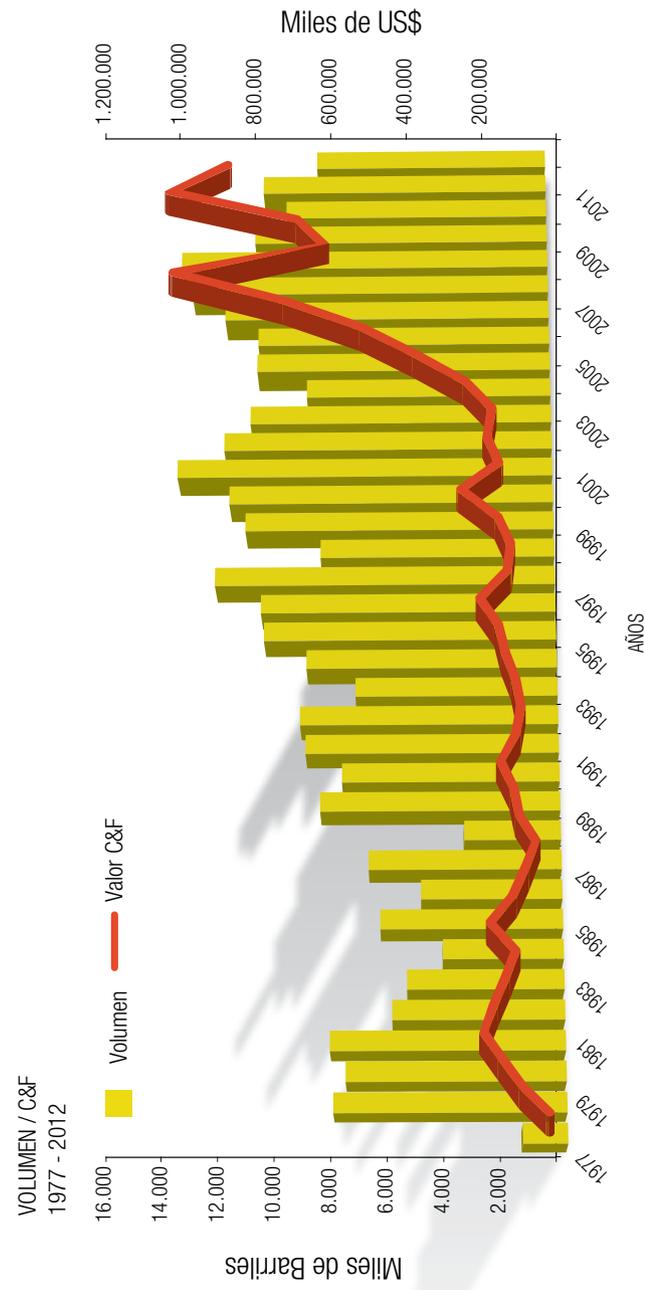
Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

EXPORTACIÓN DE FUEL OÍL # 6 - RESIDUO - COMBUSTIBLE MEZCLA

Años	Volumen Miles de BIs	VALOR C&F Miles de US\$
1977	1.501	17.046
1978	7.833	89.804
1979	7.421	144.712
1980	7.957	192.659
1981	5.848	166.560
1982	5.340	136.431
1983	4.111	106.168
1984	6.244	175.154
1985	4.844	116.441
1986	6.642	83.669
1987	3.337	50.846
1988	8.328	97.313
1989	7.571	111.621
1990	8.849	146.451
1991	9.048	107.071
1992	7.104	93.838
1993	8.838	107.882
1994	10.353	134.635
1995	10.475	151.241
1996	12.129	205.106
1997	8.361	130.461
1998	11.069	123.032
1999	11.663	154.465
2000	13.558	255.715
2001	11.879	155.195
2002	10.941	183.281
2003	8.891	170.507
2004	10.718	241.065
2005	10.690	376.634
2006	11.923	519.862
2007	13.161	722.603
2008	13.579	1.021.960
2009	10.861	612.647
2010	9.708	687.062
2011	10.572	1.027.220
2012	8.570	873.324



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



Meses	2011				2012				VARIACIÓN 12/11		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US \$/bi	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bis	PRECIO US \$/bi	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %		
NAFTA BAJO OCTANO	725.065	103,74	75.217.595,95	1.468.125	109,59	160.891.501,92	102,48	5,64	113,90		
ABRIL	-	-	-	190.981	115,64	22.084.760,47	-	-	-		
MAYO	-	-	-	187.109	105,68	19.773.135,76	-	-	-		
JUNIO	-	-	-	188.505	86,20	16.249.760,82	-	-	-		
JULIO	-	-	-	190.150	97,87	18.609.231,22	-	-	-		
AGOSTO	185.168	98,45	18.229.201,98	188.573	111,61	21.046.180,19	1,84	13,37	15,45		
SEPTIEMBRE	377.425	107,78	40.679.171,94	181.899	122,18	22.223.800,55	-51,81	13,36	-45,37		
NOVIEMBRE	162.473	100,38	16.309.222,03	163.819	114,93	18.827.802,74	0,83	14,49	15,44		
DICIEMBRE	-	-	-	177.088	124,67	22.076.830,17	-	-	-		
FUEL OIL # 4	229.838	99,87	22.955.049,60	-	-	-	-	-	-		
JULIO	229.838	99,87	22.955.049,60	-	-	-	-	-	-		
TOTAL	954.903	102,81	98.172.845,55	1.468.125	109,59	160.891.501,92	53,75	6,60	63,89		

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

EXPORTACIÓN DE OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO (a)																
AÑOS	ASFALTO		DIESEL		GASOLINA		NAFTA (b)		SLOP		VGO		FUEL OIL # 4		TOTAL	
	VOLUMEN (Bis)	VALOR US\$	VOLUMEN (Bis)	VALOR US\$	VOLUMEN (Bis)	VALOR US\$	VOLUMEN (Bis)	VALOR US\$	VOLUMEN (Bis)	VALOR US\$						
1986	33.824	579.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.824	579.160
1988	-	-	433.679	7.678.860	206.811	3.862.381	97.983	1.460.192	-	-	-	-	-	-	738.473	13.001.433
1989	-	-	297.145	5.723.018	528.585	10.421.283	-	-	-	-	-	-	-	-	825.730	16.144.301
1990	-	-	845.924	20.246.508	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	845.924	20.246.508
1991	-	-	362.482	7.343.430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	362.482	7.343.430
1992	-	-	156.790	2.972.618	-	-	140.515	2.182.128	-	-	-	-	-	-	297.305	5.154.746
1993	-	-	512.724	10.700.386	-	-	210.825	3.613.939	-	-	-	-	-	-	723.549	14.314.325
1994	-	-	180.470	3.058.425	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180.470	3.058.425
1996	-	-	-	-	-	-	1.885.984	38.699.193	-	-	-	-	-	-	1.885.984	38.699.193
1997	-	-	-	-	-	-	1.383.842	27.632.886	-	-	-	-	-	-	1.383.842	27.632.886
1998	-	-	-	-	-	-	2.158.196	26.268.618	-	-	-	-	-	-	2.158.196	26.268.618
1999	-	-	-	-	-	-	1.981.762	27.733.552	-	-	-	-	-	-	1.981.762	27.733.552
2000	-	-	-	-	-	-	2.068.609	62.944.011	368.049	3.909.772	-	-	-	-	2.436.658	66.853.783
2001	-	-	-	-	-	-	1.568.890	41.443.368	370.259	1.430.556	-	-	-	-	1.939.149	42.873.925
2002	-	-	-	-	-	-	2.129.089	54.677.275	196.675	1.370.421	-	-	-	-	2.325.764	56.047.697
2003	-	-	-	-	-	-	2.584.078	76.112.870	282.607	4.503.770	-	-	-	-	2.866.685	80.616.640
2004	-	-	-	-	-	-	2.551.092	107.270.482	108.392	1.913.118	-	-	-	-	2.659.484	109.183.600
2005	-	-	-	-	-	-	2.108.911	117.510.018	-	-	189.940	6.637.856	-	-	2.298.851	124.147.874
2006	-	-	-	-	-	-	1.691.398	111.063.953	-	-	-	-	-	-	1.691.398	111.063.953
2007	-	-	-	-	-	-	1.254.458	100.943.888	-	-	743.806	50.455.958	-	-	1.998.264	151.399.847
2008	-	-	-	-	-	-	1.837.359	162.198.854	-	-	-	-	-	-	1.837.359	162.198.854
2009	-	-	-	-	-	-	1.473.505	84.826.784	-	-	-	-	-	-	1.473.505	84.826.784
2010	-	-	-	-	-	-	550.670	43.121.603	184.322	2.672.669	-	-	-	-	734.992	45.794.272
2011	-	-	-	-	-	-	725.065	75.217.596	-	-	-	-	229.838	22.955.050	954.903	98.172.646
2012	-	-	-	-	-	-	1.468.125	160.891.502	-	-	-	-	-	-	1.468.125	160.891.502

Notas: \*En los años 1987 y 1995, no se realizan exportaciones de otros productos

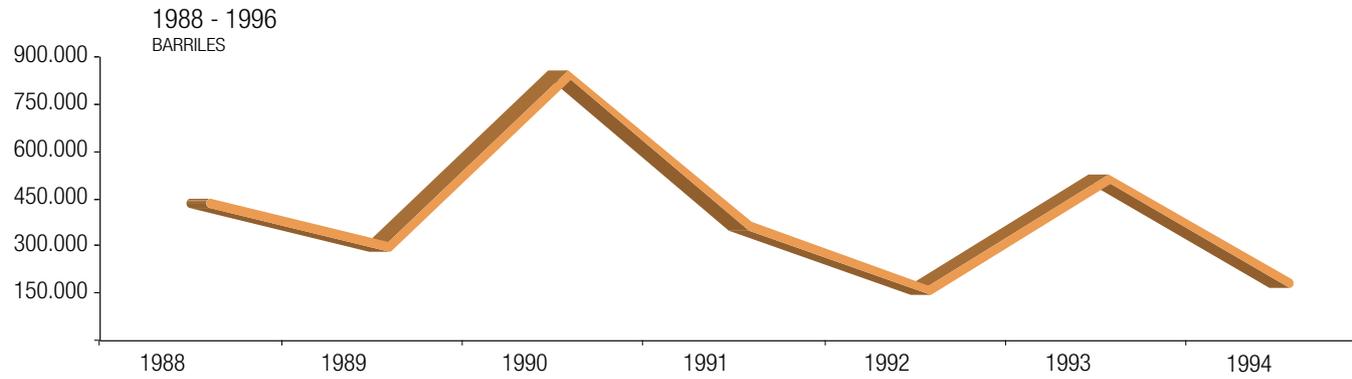
a) Exportaciones que se realizan eventualmente.

b) Nafta debutanizada y base, de bajo octano

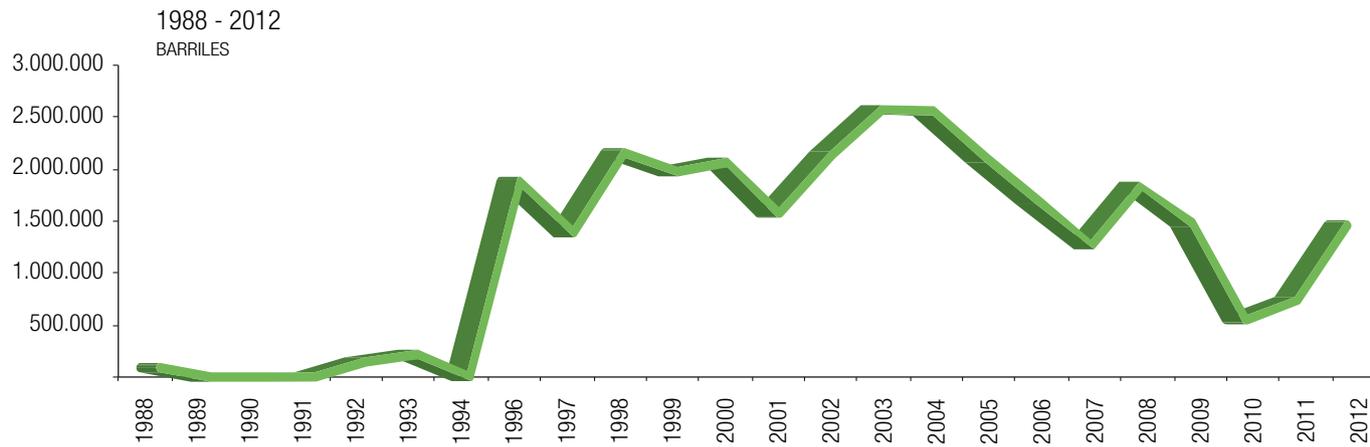
Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



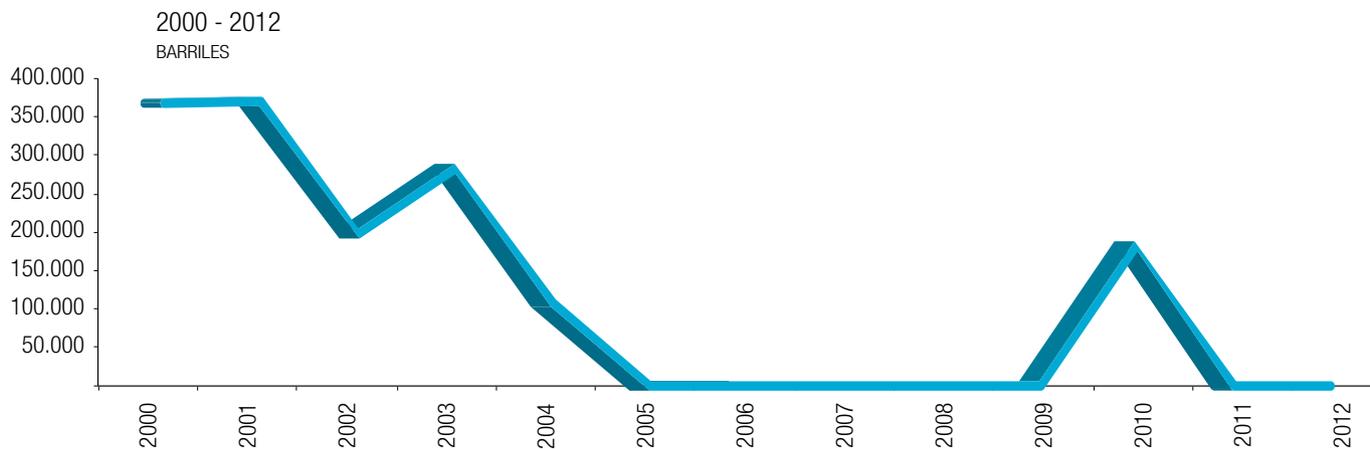
## EXPORTACIÓN DE DIESEL



## EXPORTACIÓN DE NAFTA



## EXPORTACIÓN DE SLOP



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Mes	Año 2011 (a)				Año 2012 (a)				VARIACIÓN 12/11		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/bi	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/bi	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %		
ENERO	788.115	62,94	49.603.975,53	641.317	77,37	49.616.063,47	-18,6	22,9	0		
FEBRERO	709.491	64,38	45.677.019,31	869.759	59,80	52.015.308,11	22,6	-7,1	13,9		
MARZO	763.537	66,44	50.732.889,53	738.279	74,43	54.948.279,61	-3,3	12,0	8,3		
ABRIL	717.002	69,33	49.708.630,06	536.595	81,74	43.861.939,73	-25,2	17,9	-11,8		
MAYO (b)	1.094.275	89,25	97.658.851,85	943.002	73,79	69.586.686,45	-13,8	-17,3	-28,7		
JUNIO	679.108	88,96	60.412.113,00	747.815	65,85	49.240.941,98	10,1	-26,0	-18,5		
JULIO	821.362	88,23	72.467.032,50	804.681	68,86	55.412.964,78	-2,0	-21,9	-23,5		
AGOSTO	1.032.370	89,27	92.161.317,43	560.416	71,30	39.959.759,37	-45,7	-20,1	-56,6		
SEPTIEMBRE	436.631	87,27	38.106.202,46	681.004	71,54	48.716.381,10	56,0	-18,0	27,8		
OCTUBRE	1.028.770	81,03	83.361.387,18	845.538	72,17	61.024.066,66	-17,8	-10,9	-26,8		
NOVIEMBRE	774.017	79,97	61.895.676,55	774.127	72,59	56.193.247,96	0	-9,2	-9,2		
DICIEMBRE	890.101	77,48	68.962.230,99	869.135	72,70	63.184.142,46	-2,4	-6,2	-8,4		
<b>TOTAL Bis.</b>	<b>9.734.779</b>	<b>79,17</b>	<b>770.747.326,40</b>	<b>9.011.668</b>	<b>71,44</b>	<b>643.759.781,68</b>	<b>-7,4</b>	<b>-9,8</b>	<b>-16,5</b>		
<b>TOTAL TM.</b>	<b>835.603</b>	<b>922,38</b>	<b>770.747.326,40</b>	<b>773.534</b>	<b>832,23</b>	<b>643.759.781,68</b>	<b>-7,4</b>	<b>-9,8</b>	<b>-16,5</b>		

Notas:

a) No incluye valor del IVA, gastos operacionales, pago de tributos por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro que son aproximadamente del 14,5%

b) A partir de mayo del año 2011, a consecuencia de la terminación de contrato entre TRAFIGURA y FLOPEC, EP Petroecuator retorna la importación de GLP

Fuente:

Gerencia de Comercio Internacional-EP PETROECUADOR

Elaboración:

Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



IMPORTACIÓN DE DIESEL REALIZADA POR EP PETROECUADOR (a)									
PRODUCTOS	Año 2011			Año 2012			VARIACIÓN % 12/11		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
<b>TOTAL DIESEL OIL</b>	<b>12.548.573</b>	<b>130,23</b>	<b>1.634.254.542,76</b>	<b>4.740.578</b>	<b>135,45</b>	<b>642.125.205,76</b>	<b>-62,22</b>	<b>4,01</b>	<b>-60,71</b>
<b>DIESEL OIL</b>	<b>2.825.013</b>	<b>131,42</b>	<b>371.254.822,22</b>	<b>4.501.767</b>	<b>135,50</b>	<b>610.005.197,90</b>	<b>59,35</b>	<b>3,11</b>	<b>64,31</b>
ENERO	251.793	109,06	27.461.425,86	251.190	126,72	31.829.831,89	-0,24	16,19	15,91
FEBRERO	232.179	118,88	27.601.788,35	249.444	136,30	34.000.046,77	7,44	14,65	23,18
MARZO	244.731	131,97	32.297.577,51	230.003	141,95	32.648.603,85	-6,02	7,56	1,09
ABRIL	481.719	137,55	66.259.572,95	257.653	138,19	35.605.892,56	-46,51	0,47	-46,26
MAYO	611890	140,29	85.843.910,57	259.809	141,11	36.662.297,51	-57,54	0,58	-57,29
JUNIO	254.363	134,01	34.088.087,68	489.242	130,11	63.656.002,47	92,34	-2,91	86,74
JULIO	507.360	130,84	66.382.330,67	241.122	132,71	32.000.000,00	-52,48	1,43	-51,79
AGOSTO	-	-	-	239.651	137,50	32.951.299,42	-	-	-
SEPTIEMBRE	-	-	-	497.639	139,36	69.349.077,00	-	-	-
OCTUBRE	-	-	-	496.459	139,91	69.458.477,73	-	-	-
NOVIEMBRE	-	-	-	518.988	137,09	71.145.745,11	-	-	-
DICIEMBRE	240.979	129,97	31.320.128,63	770.566	130,68	100.697.923,59	219,77	0,55	221,51
<b>DIESEL CONVENIO VENEZUELA</b>	<b>5.484.064</b>	<b>129,73</b>	<b>711.455.067,71</b>	<b>238.811</b>	<b>134,50</b>	<b>32.120.007,86</b>	<b>-95,65</b>	<b>3,68</b>	<b>-95,49</b>
ENERO	264.097	110,82	29.266.410,84	238.811	134,50	32.120.007,86	-9,57	21,37	9,75
FEBRERO	239.656	118,86	28.484.977,79	-	-	-	-	-	-
MARZO	478.737	131,35	62.883.683,70	-	-	-	-	-	-
ABRIL	722.022	136,34	98.443.172,74	-	-	-	-	-	-
MAYO	479.093	140,65	67.385.816,92	-	-	-	-	-	-
JUNIO	434.075	131,79	57.208.294,78	-	-	-	-	-	-
JULIO	238.967	135,19	32.307.095,77	-	-	-	-	-	-
AGOSTO	478.736	128,51	61.521.497,87	-	-	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	720.889	129,05	93.027.286,90	-	-	-	-	-	-
OCTUBRE	227.018	122,73	27.861.004,93	-	-	-	-	-	-
NOVIEMBRE	241.183	137,06	33.055.456,66	-	-	-	-	-	-
DICIEMBRE	959.591	125,06	120.010.368,81	-	-	-	-	-	-
<b>DIESEL CONVENIO ANCAP URUGUAY</b>	<b>4.239.496</b>	<b>130,10</b>	<b>551.544.652,83</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
ENERO	243.137	117,77	28.633.952,73	-	-	-	-	-	-
FEBRERO	240.987	117,77	28.380.798,00	-	-	-	-	-	-
MARZO	498.054	130,59	65.039.265,99	-	-	-	-	-	-
JULIO	253.283	134,49	34.063.321,48	-	-	-	-	-	-
AGOSTO	239.891	135,17	32.426.779,67	-	-	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	780.432	129,83	101.321.175,00	-	-	-	-	-	-
OCTUBRE	1.231.440	130,19	160.319.028,21	-	-	-	-	-	-
NOVIEMBRE	752.272	134,74	101.360.331,75	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL DIESEL PREMIUM</b>	<b>2.540.691</b>	<b>133,75</b>	<b>339.820.346,41</b>	<b>12.282.300</b>	<b>136,41</b>	<b>1.675.389.336,96</b>	<b>383,42</b>	<b>1,99</b>	<b>393,02</b>
<b>DIESEL PREMIUM</b>	<b>2.062.226</b>	<b>134,49</b>	<b>277.348.257,06</b>	<b>11.585.458</b>	<b>136,13</b>	<b>1.577.146.719,62</b>	<b>461,79</b>	<b>1,22</b>	<b>468,65</b>
ENERO	-	-	-	1.199.059	133,41	159.969.773,98	-	-	-
FEBRERO	-	-	-	678.211	141,33	95.848.584,33	-	-	-
MARZO	-	-	-	493.907	142,89	70.575.912,39	-	-	-
ABRIL	-	-	-	690.118	144,67	99.837.708,22	-	-	-
MAYO	149.271	142,82	21.319.407,45	1.022.710	139,31	142.477.526,07	585,14	-2,46	568,30
JUNIO	254.579	133,78	34.056.658,20	1.019.908	127,27	129.807.781,75	300,63	-4,86	281,15
JULIO	260.133	138,82	36.111.510,48	1.053.850	122,80	129.412.291,59	305,12	-11,54	258,37
AGOSTO	215.526	135,28	29.155.946,33	1.240.736	135,81	168.508.112,20	475,68	0,40	477,95
SEPTIEMBRE	263.579	139,42	36.747.060,68	1.020.199	141,96	144.825.873,89	287,06	1,82	294,12
OCTUBRE	-	-	-	1.057.415	142,15	150.316.660,84	-	-	-
NOVIEMBRE	223.143	140,84	31.426.644,38	1.115.056	137,03	152.796.328,10	399,70	-2,70	386,20
DICIEMBRE	695.995	127,20	88.531.029,54	994.290	133,53	132.770.166,27	42,86	4,98	49,97
<b>DIESEL PREMIUM CONVENIO VENEZUELA</b>	<b>478.466</b>	<b>130,57</b>	<b>62.472.089,35</b>	<b>696.842</b>	<b>140,98</b>	<b>98.242.617,34</b>	<b>45,64</b>	<b>7,98</b>	<b>57,26</b>
MARZO	-	-	-	239.757	144,39	34.618.033,72	-	-	-
ABRIL	239.498	139,53	33.417.929,77	237.434	144,07	34.206.878,95	-0,86	3,25	2,36
MAYO	-	-	-	219.651	133,93	29.417.704,67	-	-	-
OCTUBRE (PDVSA)	238.968	121,58	29.054.159,58	-	-	-	-	-	-

Notas:

a) Se registran los volúmenes de los productos importados cuando estos son facturados

b) No incluye valor del IVA, gastos operacionales, pago de tributos por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro que son aproximadamente del 14,5% del valor C&F

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional - EP PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

IMPORTACIÓN DE NAFTA DE ALTO OCTANO Y GASOLINA EXTRA REALIZADA POR EP PETROECUADOR (a)									
PRODUCTOS	Año 2011			Año 2012			VARIACIÓN % 12/11		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F (b)	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
<b>TOTAL NAFTA DE ALTO OCTANO</b>	<b>11.077.660</b>	<b>131,86</b>	<b>1.460.682.628,22</b>	<b>14.231.772</b>	<b>143,91</b>	<b>2.048.152.800,64</b>	<b>28,47</b>	<b>9,14</b>	<b>40,22</b>
<b>NAFTA ALTO OCTANO</b>	<b>1.760.031</b>	<b>119,56</b>	<b>210.432.355,79</b>	<b>14.231.772</b>	<b>143,91</b>	<b>2.048.152.800,64</b>	<b>708,61</b>	<b>20,37</b>	<b>873,31</b>
ENERO	227.829	111,62	25.430.355,62	1.047.347	129,72	135.863.837,09	359,7	16,2	434,3
FEBRERO	238.965	115,12	27.508.933,20	760.445	137,20	104.333.075,95	218,2	19,2	279,3
MARZO	-	-	-	1.022.578	152,94	156.393.853,12	-	-	-
ABRIL	-	-	-	1.284.137	153,27	196.822.126,35	-	-	-
MAYO	-	-	-	1.275.843	144,18	183.952.640,90	-	-	-
JUNIO	-	-	-	1.493.481	137,92	205.976.850,12	-	-	-
JULIO	-	-	-	1.015.344	139,85	142.000.000,00	-	-	-
AGOSTO	-	-	-	1.543.523	138,08	213.124.866,59	-	-	-
SEPTIEMBRE	-	-	-	1.241.413	152,50	189.312.037,84	-	-	-
OCTUBRE	258.339	125,10	32.317.847,23	1.270.596	152,16	193.335.946,25	391,8	21,6	498,2
NOVIEMBRE	514.671	121,30	62.431.114,58	1.279.373	149,00	190.632.647,51	148,6	22,8	205,3
DICIEMBRE	520.227	120,61	62.744.105,16	997.694	136,72	136.404.918,92	-	-	-
<b>NAFTA ALTO OCTANO CONVENIO ANCAP URUGUAY</b>	<b>9.317.629</b>	<b>134,18</b>	<b>1.250.250.272,43</b>	-	-	-	-	-	-
ENERO	263.607	111,80	29.472.102,79	-	-	-	-	-	-
FEBRERO	478.110	112,57	53.822.166,89	-	-	-	-	-	-
MARZO	723.907	131,63	95.288.043,53	-	-	-	-	-	-
ABRIL	847.665	141,51	119.950.471,66	-	-	-	-	-	-
MAYO	773.464	152,16	117.688.049,30	-	-	-	-	-	-
JUNIO	889.033	138,77	123.373.474,91	-	-	-	-	-	-
JULIO	991.468	138,34	137.154.790,41	-	-	-	-	-	-
AGOSTO	1.034.322	138,53	143.283.811,31	-	-	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	991.308	137,17	135.972.898,06	-	-	-	-	-	-
OCTUBRE	765.574	129,32	99.002.955,53	-	-	-	-	-	-
NOVIEMBRE	780.079	128,61	100.326.978,00	-	-	-	-	-	-
DICIEMBRE	779.092	121,83	94.914.530,04	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL GASOLINA EXTRA</b>	<b>1.533.221</b>	<b>132,02</b>	<b>202.417.377,75</b>	-	-	-	-	-	-
<b>GASOLINA EXTRA</b>	<b>482.094</b>	<b>113,52</b>	<b>54.728.459,89</b>	-	-	-	-	-	-
ENERO	230.804	111,64	25.766.213,95	-	-	-	-	-	-
FEBRERO	251.290	115,25	28.962.245,94	-	-	-	-	-	-
<b>GASOLINA EXTRA CONVENIO ANCAP URUGUAY</b>	<b>1.051.127</b>	<b>140,51</b>	<b>147.688.917,86</b>	-	-	-	-	-	-
MARZO	264.828	133,54	35.364.791,55	-	-	-	-	-	-
ABRIL	395.892	142,30	56.334.129,44	-	-	-	-	-	-
MAYO	262.535	-	39.231.655,19	-	-	-	-	-	-
JUNIO	127.872	131,06	16.758.341,68	-	-	-	-	-	-
<b>IMPORTACIÓN OTROS PRODUCTOS REALIZADA POR EP PETROECUADOR (a)</b>									
PRODUCTO	Año 2011			Año 2012			VARIACIÓN % 12/11		
	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN Bis	PRECIO US\$/BI	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
<b>CUTTER STOCK (c)</b>	<b>3.556.785</b>	<b>122,70</b>	<b>436.429.005,96</b>	<b>2.721.917</b>	<b>127,71</b>	<b>347.617.430,64</b>	<b>-23,47</b>	<b>4,08</b>	<b>-20,35</b>
ENERO	210.710	110,50	23.284.431,93	209.513	127,17	26.643.764,46	-0,6	15,1	14,4
FEBRERO	420.877	115,05	48.421.430,09	209.410	133,44	27.944.438,95	-50,2	16,0	-42,3
MARZO	210.697	125,34	26.408.291,40	210.227	134,96	28.372.698,42	-0,2	7,7	7,4
ABRIL	419.138	133,93	56.133.928,10	207.890	132,66	27.577.794,89	-50,4	-0,9	-50,9
MAYO	204.757	117,63	24.085.169,34	420.518	125,94	52.959.145,96	105,4	7,1	119,9
JUNIO	418.563	124,30	52.026.417,52	211.014	109,95	23.201.664,54	-49,6	-11,5	-55,4
JULIO	417.389	122,94	51.315.779,63	205.251	114,49	23.500.000,00	-50,8	-6,9	-54,2
AGOSTO	209.240	123,40	25.819.382,58	209.321	129,29	27.063.070,23	0	4,8	4,8
SEPTIEMBRE	416.306	120,78	50.282.648,91	208.814	135,55	28.304.508,00	-49,8	12,2	-43,7
OCTUBRE	209.753	124,04	26.017.031,82	210.240	135,72	28.534.480,80	0,2	9,4	9,7
NOVIEMBRE	210.081	129,91	27.290.677,35	208.688	127,33	26.572.227,16	-0,7	-2,0	-2,6
DICIEMBRE	209.274	121,10	25.343.817,29	211.032	127,68	26.943.637,22	0,8	5,4	6,3
<b>AVGAS</b>	<b>29.110</b>	<b>203,66</b>	<b>5.928.469,70</b>	<b>27.227</b>	<b>230,96</b>	<b>6.288.372,56</b>	<b>-6,47</b>	<b>13,40</b>	<b>6,07</b>
ABRIL	9.041	203,19	1.837.074,53	1.904	249,96	475.855,97	-78,9	23,0	-74,1
MAYO	454	408,08	185.092,84	8.169	244,63	1.998.256,72	1700,9	-40,1	979,6
JULIO	8.494	200,95	1.706.754,95	8.761	210,40	1.843.290,92	3,1	4,7	8,0
AGOSTO	7.605	204,75	1.557.113,20	-	-	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	-	-	-	8.394	234,81	1.970.968,95	-	-	-
DICIEMBRE	3.516	182,70	642.434,18	-	-	-	-	-	-

Notas:  
a) Se registran los volúmenes de los productos importados cuando estos son facturados  
b) No incluye valor del IVA, gastos operacionales, pago de tributos por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro que son aproximadamente del 14,5% del valor C&F  
c) Importación de diluyente para mezcla con residuo para obtener Fuel Oil Pesado para consumo interno y Fuel Oil # 6 de exportación.

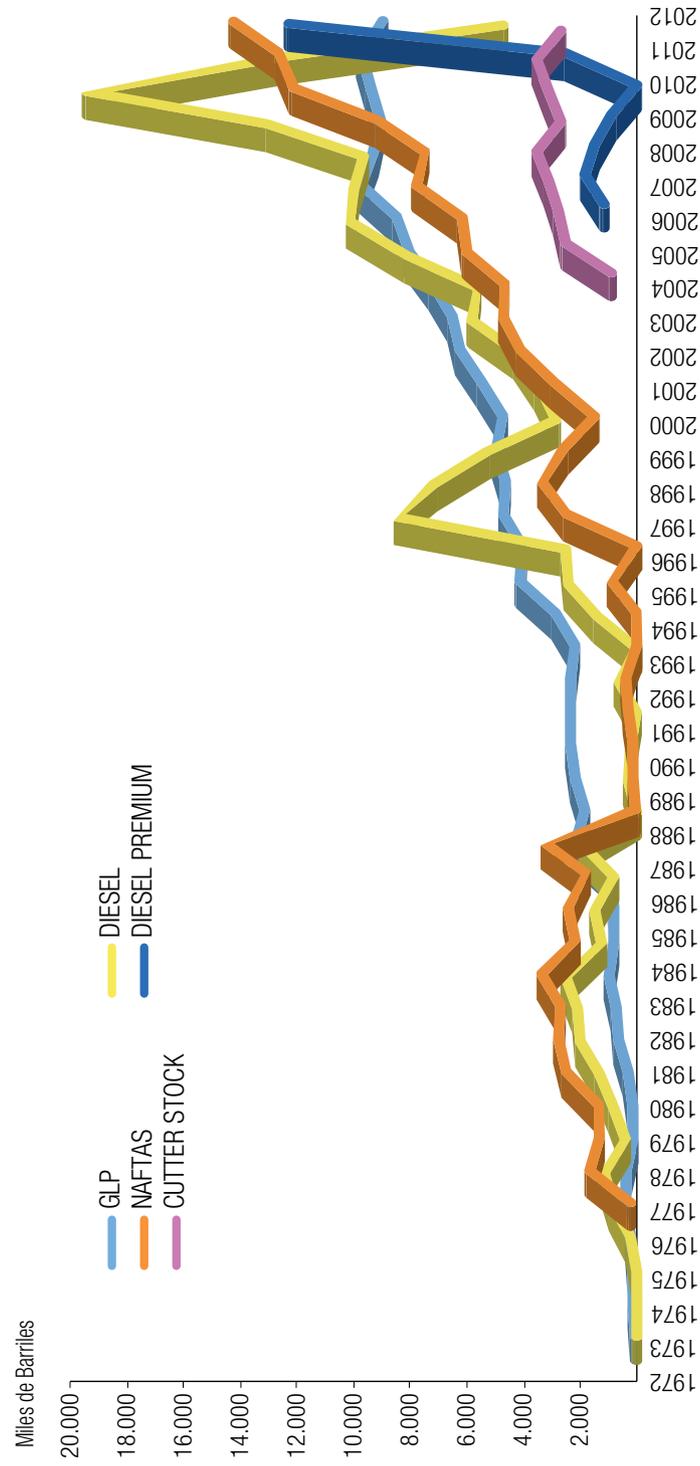


IMPORTACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DE PETRÓLEO REALIZADA, POR EP PETROECUADOR														
Cifras en Barriles														
AÑOS	GLP	AVGAS	NAFTAS Y GASOLINAS		TOTAL NAFTAS	DIESEL	DIESEL PREMIUM (d)	JET FUEL (a)	ASFALTOS Y OTROS	CUTTER STOCK	MEZCLAS PRODUCT.	GASOLEO	TOTAL x(b)	CRUDO RECONSTITUÍDO
			80-84 OCT.	92 OCT.										
1972	55.068	117.644	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	172.712	8.529.558
1973	99.949	84.657	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184.606	6.868.068
1974	163.843	76.131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	239.974	9.424.876
1975	250.436	63.855	-	-	-	203.305	-	-	-	-	7.193.194	-	7.710.790	1.071.568
1976	393.023	47.263	258.846	-	258.846	828.561	-	76.749	226.486	-	7.037.026	-	8.867.954	967.806
1977	371.450	49.048	1.679.279	-	1.679.279	1.119.592	-	443.006	254.041	-	5.173.276	-	9.089.692	-
1978	99.318	28.122	1.294.178	-	1.294.178	405.866	-	292.608	-	-	-	-	2.120.092	-
1979	91.656	50.936	1.356.054	-	1.356.054	840.257	-	391.856	-	-	-	-	2.730.759	-
1980	316.420	39.725	2.516.053	-	2.516.053	1.323.360	-	396.412	-	-	-	-	4.591.970	-
1981	654.730	21.166	2.735.658	-	2.735.658	1.970.641	-	-	-	-	-	-	5.382.195	-
1982	733.542	30.310	2.658.184	52.203	2.710.387	2.067.936	-	29.989	-	-	-	-	5.572.164	-
1983	970.361	40.001	3.341.425	-	3.341.425	2.545.473	-	11.769	-	-	-	-	6.909.029	-
1984	792.409	28.754	2.167.242	-	2.167.242	1.261.378	-	-	-	-	-	-	4.249.783	-
1985	837.360	21.512	2.275.983	153.446	2.429.429	1.525.669	-	-	49.668	-	-	-	4.863.638	-
1986	894.971	30.235	1.334.632	436.464	1.771.096	815.019	-	-	-	-	-	-	3.511.321	-
1987 (c)	2.151.566	30.940	3.202.890	40.084	3.242.974	1.956.650	-	30.475	28.939	-	-	-	7.441.544	5.413.419
1988	1.856.179	39.781	-	50.014	50.014	-	-	-	-	-	-	-	1.945.974	-
1989	2.210.924	29.999	93.673	-	93.673	337.744	-	-	-	-	-	-	2.672.340	-
1990	2.333.152	41.287	120.685	-	120.685	218.147	-	-	-	-	32.196	-	2.745.467	-
1991	2.349.726	39.788	225.052	49.718	274.770	-	-	-	-	-	-	-	2.664.284	-
1992	2.337.218	29.999	414.481	-	414.481	612.601	-	-	-	-	-	-	3.394.299	-
1993	2.211.625	29.963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.241.588	-
1994	2.873.442	30.527	-	-	-	1.425.196	-	-	-	-	-	-	4.329.165	-
1995	4.093.979	30.178	865.923	-	865.923	2.409.090	-	-	-	-	1.119.264	-	8.518.434	395.939
1996	4.048.964	22.112	-	-	-	2.483.128	-	-	-	-	-	-	6.554.204	-
1997	4.721.501	40.570	921.437	1.592.579	2.514.016	8.559.722	-	34.892	-	-	-	-	15.870.701	-
1998	4.649.746	41.038	369.045	3.003.390	3.372.435	7.199.315	-	-	-	-	-	-	15.262.634	-
1999	4.937.874	32.261	-	2.588.803	2.588.803	5.340.759	-	-	-	-	-	-	12.899.697	-
2000	4.714.913	30.886	-	1.468.229	1.468.229	2.832.510	-	-	-	-	-	-	9.046.538	-
2001	5.512.122	40.263	-	2.896.929	2.896.929	3.462.777	-	-	-	-	643.728	-	12.555.819	-
2002	6.219.709	39.005	-	4.137.636	4.137.636	4.210.362	-	-	-	-	-	-	14.606.712	-
2003	6.475.326	29.107	-	4.764.469	4.764.469	5.839.211	-	-	-	-	202.719	-	17.310.832	-
2004	7.158.675	-	-	4.649.209	4.649.209	5.539.925	-	-	-	888.056	-	-	18.235.865	-
2005	8.012.684	933	-	6.037.719	6.037.719	8.122.338	-	-	-	2.476.526	-	-	24.650.200	-
2006	8.431.901	-	-	6.175.077	6.175.077	10.178.442	1.146.749	-	-	2.775.036	-	-	28.707.205	-
2007	9.699.749	-	-	7.784.652	7.784.652	9.981.315	1.863.180	-	-	3.113.165	-	-	32.442.061	-
2008	9.286.426	5.046	-	7.413.112	7.413.112	9.628.173	1.531.496	70.017	-	3.540.991	-	-	31.475.261	-
2009 (e)	9.079.044	10.688	-	9.134.628	9.134.628	13.033.200	885.602	80.776	-	2.646.317	-	-	34.870.255	-
2010	9.394.214	33.892	3.055.695	9.088.016	12.143.710	19.453.297	-	55.006	-	3.135.470	-	476.767	44.692.357	-
2011 (f)	9.734.779	29.110	1.533.221	11.077.660	12.610.881	12.548.573	2.540.692	-	-	3.556.785	-	-	41.020.819	-
2012	9.011.668	27.227	-	14.231.772	14.231.772	4.740.578	12.282.300	-	-	2.721.917	-	-	43.015.463	-

Notas: a) En el rubro kero se incluyen importaciones de Jet Kerex, Turbo Fuel y Kerex  
b) No incluye valor del IVA, gastos operacionales, pago de tributos por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro que son aproximadamente del 14,5% del valor C&F  
c) A consecuencia del terremoto de marzo se importó además crudo, crudo reconstituido  
d) A partir del 2006 se incluye la importación de diesel premium  
e) A partir de noviembre del año 2009 se adquiere GLP a través de compra local facturada semanalmente, por lo que se tiene un precio promedio mensual  
f) A partir de mayo del año 2011, a consecuencia de la terminación de contrato entre TRAFIGURA y FLOPEC, EP Petroecuador retoma la importación de GLP

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional- EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR

## IMPORTACIÓN DE DERIVADOS 1972 - 2012



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



**RESUMEN DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE DERIVADOS**

AÑO 2012

**IMPORTACIONES**

Productos	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
DIESEL 2	Bis.	490.001	249.444	230.003	257.653	489.242	241.122	239.651	497.639	496.459	518.988	770.566	4.740.578
	US\$	63.949.839,75	34.000.046,77	32.648.603,85	35.605.892,56	36.662.297,51	63.666.002,47	32.000.000,00	32.951.299,42	69.349.077,00	69.458.477,73	71.145.745,11	100.697.923,59
DIESEL PREMIUM	Bis.	1.199.059	678.211	733.664	927.552	1.242.361	1.053.850	1.240.736	1.020.199	1.057.415	1.115.056	994.290	12.282.300
	US\$	159.969.773,98	95.848.384,33	105.193.946,11	134.044.587,11	171.895.230,74	129.807.781,75	168.508.112,20	144.825.873,89	150.316.660,84	152.796.328,10	132.770.166,27	132.770.166,27
MAO	Bis.	1.047.347	760.445	1.022.578	1.284.137	1.275.943	1.015.344	1.543.523	1.241.413	1.270.896	1.279.373	997.694	14.231.772
	US\$	135.863.837,09	104.333.075,95	156.393.853,12	196.822.126,95	183.952.640,90	205.976.850,12	142.000.000,00	213.124.866,59	189.312.037,84	193.335.946,25	190.632.647,51	136.404.919,92
C. STOCK	Bis.	209.513	209.410	210.227	207.890	211.014	205.251	209.321	208.814	210.240	208.688	211.032	2.721.917
	US\$	26.643.764,46	27.944.438,95	28.372.698,42	27.577.794,89	52.959.145,96	23.201.664,54	23.500.000,00	27.063.070,23	28.304.508,00	28.534.480,80	26.572.227,16	26.943.637,22
AVGAS	Bis.	-	-	-	1.904	8.169	8.761	-	8.394	-	-	-	27.227
	US\$	-	-	-	475.855,97	1.998.256,72	1.843.290,92	-	1.970.988,95	-	-	-	-
GLP	Bis.	641.317	869.759	738.279	536.595	943.002	804.681	560.416	681.004	845.538	774.127	869.135	9.011.668
	US\$	49.616.063,47	52.015.308,11	54.948.279,61	43.861.939,73	69.586.686,45	49.240.941,98	55.412.964,78	39.959.759,37	48.716.381,10	61.024.066,66	56.193.247,96	63.184.142,46
TOTAL	Bis.	3.587.237	2.767.269	2.934.750	3.215.731	4.149.702	3.329.008	3.793.647	3.657.464	3.880.247	3.896.232	3.842.717	43.015.463
	US\$	436.043.278,75	314.141.454,11	377.557.381,11	438.388.196,67	517.054.258,29	471.883.240,86	384.168.547,29	481.607.107,81	482.478.846,78	502.669.632,28	497.340.195,84	460.000.788,46

**EXPORTACIONES**

Productos	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
FUEL OIL # 6	Bis.	778.376	954.608	777.661	1.217.812	969.557	552.719	577.723	563.278	351.118	352.980	512.102	8.569.723
	US\$	79.698.449,22	106.144.566,82	90.247.569,73	133.982.459,98	95.421.762,82	84.815.419,52	51.188.344,55	58.575.263,67	57.984.339,80	34.113.404,32	33.124.413,33	48.027.569,14
NBO	Bis.	-	-	-	190.981	188.505	190.150	188.573	181.899	-	163.819	177.088	1.468.125
	US\$	-	-	-	22.084.760,47	19.773.135,76	16.249.760,82	18.609.231,22	21.046.180,19	22.223.800,55	-	18.827.802,74	21.898.786,07
TOTAL	Bis.	778.376	954.608	777.661	1.408.793	1.158.063	742.870	766.296	745.177	351.118	516.799	689.190	10.037.847
	US\$	79.698.449,22	106.144.566,82	90.247.569,73	156.067.220,45	115.194.898,58	101.065.180,34	69.797.575,77	79.621.443,86	80.208.140,35	34.113.404,32	51.952.216,07	70.104.399,31

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional- EP PETROECUADOR  
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, EP PETROECUADOR



## 8. Gestión Ambiental





## Gestión ambiental

La Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente de la Empresa Pública de Hidrocarburos EP Petroecuador, desarrolla sus actividades de forma transversal dentro de su estructura orgánica; reto que lo asume con el firme compromiso de que las fases de exploración, producción, transporte y almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos, se realicen con respeto a la naturaleza y a la normativa vigente, prevención y vigilancia de enfermedades ocupacionales, responsabilidad social, protección integral del personal, bienes e instalaciones de la empresa, todas ellas con el fin de contribuir con el eficiente desarrollo de las operaciones hidrocarburíferas, en beneficio del país.

## Gestión socio ambiental

### *Ambiental*

Los planes de manejo ambiental tuvieron un cumplimiento del 70,15 % durante el año 2012, cuyas actividades se encuentran establecidas por períodos: trimestrales, semestrales o anuales.

Una vez que el Ministerio del Ambiente aprueba los Estudios de Impacto Ambiental y Auditorías Ambientales, los Planes de Manejo Ambiental inherentes a estos son de cumplimiento obligatorio y deben ser actualizados cada dos años a través de la ejecución de Auditorías de Cumplimiento.

En el período enero-diciembre 2012 se ha obtenido las siguientes licencias ambientales, certificaciones y recertificaciones:

**CUADRO 14. LICENCIAS AMBIENTALES**  
Año 2012

Descripción licencias obtenidas	No.	Resolución	Unidad de negocio
Área SSFD: plataformas aguarico 19, 27D, 36D, 5 y 17D y plataformas SSFD 2, 4WB, 66, 15, 47, 127D, 22D. Que corresponde a 57 pozos licenciados.	14 (equivalentes a 125 pozos petroleros)	1189, del 17-agos- 2012	ESSA
Área Auca: plataformas Auca Sur 1, 2, 6, 56, 123, Pucuna 5 y 11, Yuca 26 y 27, Yulebra 12, Chonta Este 1, Anaconda 1, Pitalala 1, Cononaco 24 y Rumiyaqu 1. Que corresponde a 59 pozos licenciados.		174, del 08-feb-2012 454, del 22-mar-2012 1188, del 17-agos-2012 889, del 7-jun-2012 539, del 05-abr-2012 640, del 19-abr-2012	
Área Cuyabeno: plataformas Vivita 3 y 4, Amilcar Espinel Díaz, VHR-RW1. Que corresponde a 4 pozos licenciados.		1161, del 9-agos- 2012 1552, del 19-oct-2012	
Área Libertador: plataformas Frontera 3, Arazá PAD A, Tetete 22D. Que corresponde a 5 pozos licenciados.		309, del 5-mar-2012 175, del 8-feb-2012 791, del 16-may-2012	
Depósito de productos limpios Loja.	1	591, del 13-abr-2012	TSSA
Proyecto de Desarrollo y Producción inclusión a Licencia 005.	2	1574, 23-oct-2012	GSSA
Proyecto Método Anchar Campo Amistad para las áreas Alegría, BBJ Norte, Sirena, Esperanza, Sur, Suroeste 3, Amistad Sur (Ficha Ambiental).		Oficio MAE-SCA-2012-1522, del 27/08/2012	
Estación de Servicios Petrocomercial Amazonas-Quito.	9	1037, del 12- jul-2012	CSSA
Estación de Servicios Petrocomercial Ponceano-Quito.		033, del 20-mar-2012	
Comercialización de Gas Natural Licuado Bajo Alto El Guabo - El Oro.		1106, 1-ago-2012	
Construcción de la Estación de Servicios en la Isla Isabela-Puerto Villamil- Galápagos.		1081, del 27-jul-2012	
Estación de Servicios Esmeraldas.		1191, del 17-agos- 2012	
Estación de Servicios San Lorenzo.		-	
Estación de Servicios Guayaquil.		-	
Estación de Servicios Puerto Ayora.		-	
Estación de Servicios San Cristóbal.		-	



Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROEcuador

**CUADRO 15. CERTIFICACIONES**  
Año 2012

Descripción de certificaciones	No.	Unidad de negocio
Certificación Sistema de Gestión Ambiental de la Estación de Servicios Guayaquil.	2	CSSA
Certificación Sistema de Gestión Ambiental del depósito de GLP Esmeraldas.		

Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**CUADRO 16. RE-CERTIFICACIONES**  
Año 2012

Descripción de certificaciones	No.	Unidad de negocio
Recertificación SGA de la Terminal de GLP Oyambaro.	2	TSSA
Renovación del Certificado Ambiental de Base Logística Guajaló.		
Recertificación del Sistema de Gestión Ambiental de las Estaciones de Servicio Galápagos.	1	CSSA

Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

### Social

Se ejecutaron acciones para el establecimiento de las relaciones comunitarias, las mismas que buscan enmarcarse en los planes de desarrollo regional, provincial y local, para lo cual se han definido dos políticas: la compensación social y las indemnizaciones a terceros por la ejecución de los proyectos petroleros.

Durante el período enero-diciembre del año 2012, se suscribieron 23 convenios y se han finiquitado 8 convenios de compensación social, los mismos se detallan a continuación:

**CUADRO 17. CONVENIOS SUSCRITOS**  
Año 2012

Convenio no.	Ente ejecutor	Monto usd
2012003	Municipio de Shushufindi.	629.605,14
2012004	Municipio Joya de los Sachas.	196.018,99
2012005	Municipio Joya de los Sachas.	459.272,43
2012007	Municipio de Shushufindi.	527.469,00
2012008	Convenio de pago: La Concordia.	2.880,00
2012009	Municipio la Concordia.	9.720,00
2012010	Municipio Joya de los Sachas.	51.4407,76
2012011	Gobierno Provincial de Orellana.	2.49878,12
2012013	Junta Parroquial Dayuma.	261.116,02
2012014	Municipio Joya de los Sachas.	191.796,00
2012016	Gobierno Provincial de Orellana.	42.675,00
2012018	GAD Municipal Quinindé.	-



Convenio no.	Ente ejecutor	Monto usd
2012020	Municipio de Santa Elena.	244.543,29
2012021	Junta Parroquial Dayuma.	421.344,21
2012022	Junta Parroquial Inés Arango.	326.996,99
2012023	Junta Parroquial Puerto Bolívar.	178.889,63
2012024	Municipalidad de Puerto López.	222.000,00
2012025	Municipio de Santa Elena – EP Ecuador Estratégico.	348.259,08
2012034	GAD Municipal San Cristóbal.	150.000,00
2012036	Municipio Joya de los Sachas.	460.498,50
2012038	GAD Municipal de Putumayo.	400.000,00
2012041	Fundación Charity Anywhere.	293.663,37
2012050	Gobierno Autónomo Descentralizado de Lago Agrio	1.925.729,80
<b>TOTAL</b>		<b>8'056.763,33</b>

Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**CUADRO 18. CONVENIOS FINIQUITOS**  
 Año 2012

Convenio no.	Ente ejecutor	Acta de finiquito
2004206	Municipio de Shushufindi.	2012009
2009751	Municipio Joya de los Sachas.	2012031
2009768	Municipio Joya de los Sachas.	2012032
2007070	Municipio de Shushufindi.	2012081
2009742	Convenio de pago: La Concordia.	2012101
2011032	Municipio la Concordia.	2012110
2001590	Municipio Joya de los Sachas.	2012013
2009092	Gobierno Provincial de Orellana.	2012146

Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Además, se privilegió la relación con organismos seccionales de la región amazónica para la ejecución de los proyectos de compensación social: gobiernos autónomos provinciales, municipales y parroquiales.

**CUADRO 19. PROYECTOS DE RESPONSABILIDAD SOCIAL**  
 Año 2012

Con qué entidad realizan alianzas estratégicas	Objetivo	No. Conv.	Entidades
Gobierno Local Putumayense.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	4	Entidad seccional.
Gobierno Local Shushufindi.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	2	Entidad seccional.
Gobierno Local Orellana.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	2	Entidad seccional.





Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

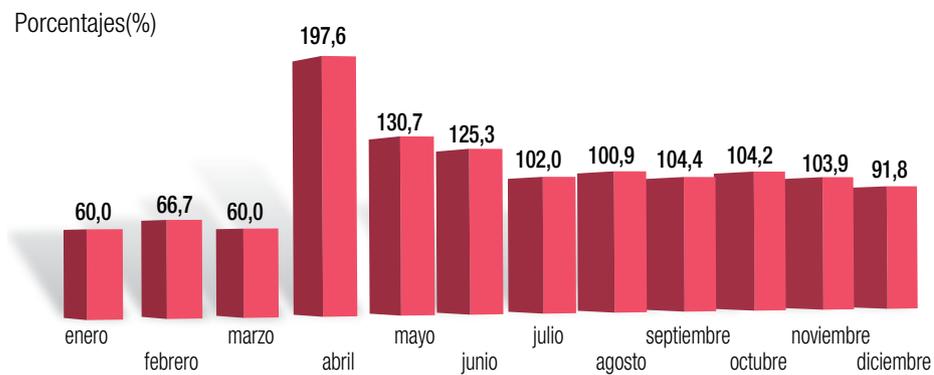
Con qué entidad realizan alianzas estratégicas	Objetivo	No. Conv.	Entidades
Gobierno Local Catamayo.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	1	Entidad seccional.
Gobierno Provincial de Sucumbíos.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	2	Entidad seccional.
Gobierno Local Lago Agrio.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	3	Entidad seccional.
Junta Parroquial Dayuma.	Contribuir a la ejecución de los planes de desarrollo local.	2	Entidad seccional.
Fundación Charity Anywhere.	Contribuir a la mejora de las condiciones de salud comunitaria.	2	ONG.
Colegio Nacional Bolívar.	Contribuir a la mejora de las condiciones educativas.	1	Entidad educativa fiscal.
Dirección Bilingüe Orellana.	Contribuir a la mejora de las condiciones educativas.	1	Entidad educativa fiscal.
ONISE.	Respeto a la diversidad cultural.	1	Organización indígena.
Bomberos La Unión.	Contribuir a la mejora de las condiciones de seguridad ciudadana.	1	Entidad de seguridad.

### Mitigación y remediación ambiental

El proceso denominado “Restauración Ambiental” comprende un ciclo que inicia desde la caracterización social, ambiental, georeferencial, biótica y físico químico, hasta la revegetación del área restaurada. Existen procesos que forman parte del ciclo, como remediación de material contaminado, tratamiento físico-químico del agua contaminada y tratamiento de crudo intemperizado.

Los siguientes resultados evidencian el porcentaje de ejecución tanto de eliminación de pasivos ambientales y remediación de material contaminado en 2012, barriles de crudo intemperizado tratado y medición georeferencial de varios servicios requeridos por esta gerencia e incluso por otras gerencias de EP Petroecuador.

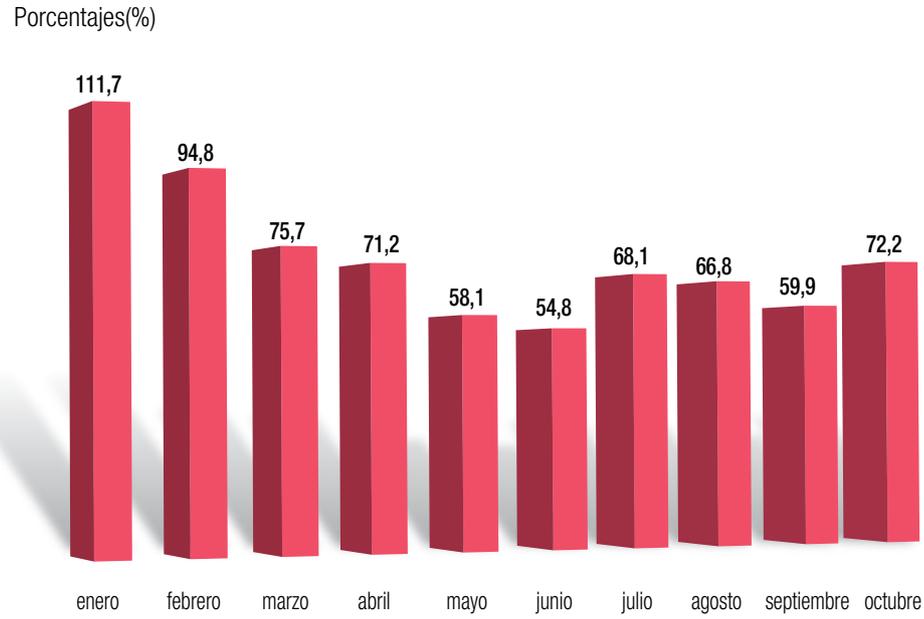
GRÁFICO 3. REMEDIACIÓN DE PASIVOS AMBIENTALES  
Año 2012



Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente:  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

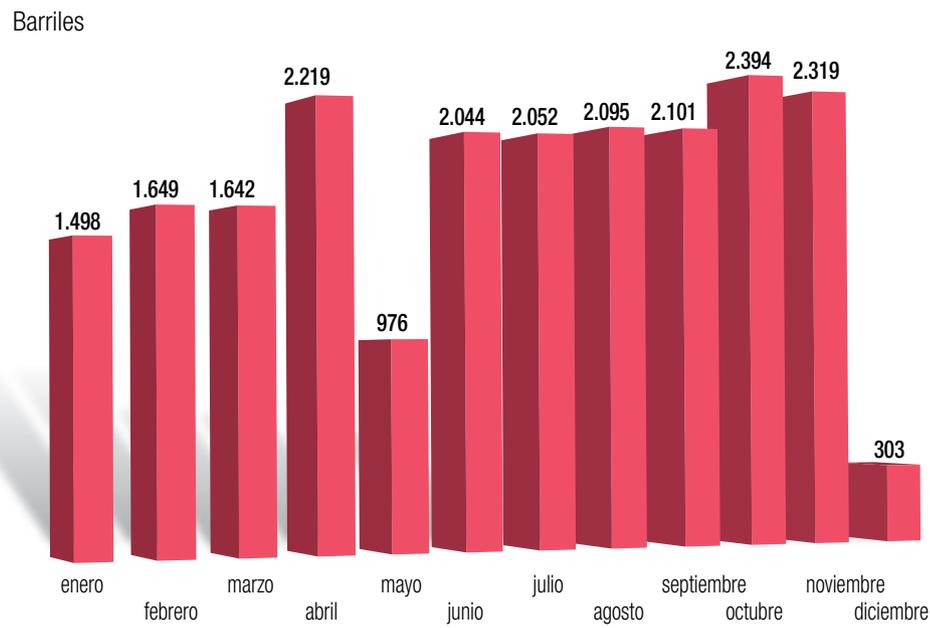


**GRÁFICO 4. REMEDIACIÓN DE PASIVOS AMBIENTALES**  
Año 2012



Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

**GRÁFICO 5. TRATAMIENTO DE CRUDO INTEMPERIZADO**  
Año 2012



Fuente: Gerencia de Seguridad, Salud y Ambiente  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

Estos resultados reflejan la eliminación de 168 pasivos ambientales, así como la remediación de 68.587,97 m<sup>3</sup>; adicionalmente se trataron 21.292 barriles de crudo intemperizado, el mismo que fue entregado a la producción nacional. En el área geomática se midieron un total de 463,48 hectáreas y se estructuraron 155 capas.

### *Seguridad industrial*

Los valores de tasa de riesgo se obtienen en función del estándar de la Organización Internacional del Trabajo, el mismo que considera 5 accidentes por cada mil trabajadores. En el periodo enero-diciembre de 2012, la EP Petroecuador contó con 8.646 trabajadores, el número de accidentes con pérdida de tiempo es de 70, y los días perdidos son 517.

El entrenamiento se realizó en base a los temas propuestos en el plan de capacitación: uso de extintores y mangueras, plan de emergencia simulacro de incendio, riesgos eléctricos, riesgos químicos, permisos de trabajo, riesgos en espacios confinados, riesgos en soldadura, etc.



### *Seguridad salud*

Respecto a la morbilidad general, para el año 2012 se tenía como meta disminuir en un 2% respecto al año 2011, meta que no se ha conseguido debido al aumento de la población respecto al año anterior en un valor promedio de 10,41%, ya que en este año se incrementó la cobertura de atención médica a toda la empresa de 7.534 a 8.646 personas.

### *Actividades relevantes*

- Gestión integral de residuos sólidos de las refinerías La Libertad, Esmeraldas y Shushufindi, permitió cumplir legalmente y generar beneficio para los trabajadores y habitantes del área de influencia de las refinerías.
- Implantación del Sistema de Gestión Ambiental, logró mejorar el desempeño ambiental de las refinerías de la EP Petroecuador.
- Conservación del remanente del bosque en refinería Esmeraldas ha permitido mantener la flora y fauna del sector con beneficio paisajístico para los trabajadores y la comunidad.
- Readecuación del área de almacenamiento temporal de residuos peligrosos y construcción del área de almacenamiento temporal de suelos

contaminados por hidrocarburos, de la refinería La Libertad, con el fin de mejorar la gestión de los residuos generados en la operación de la refinería La Libertad.

- Levantamiento de no conformidades mayores y menores determinadas en auditorías ambientales, realizado en las tres refinerías. Se logró levantar las no conformidades mayores y menores determinadas en auditorías ambientales realizadas en años anteriores.
- Mantenimiento y Ampliación de la Acreditación Laboratorio Ambiental LABPAM (agua: pH, conductividad eléctrica, sólidos totales, demanda química de oxígeno; suelo: Hidrocarburos Totales de Petróleo; emisiones) de la EP Petroecuador.
- Instalación y puesta en funcionamiento del sistema de vigilancia remota para el Complejo Industrial Shushufindi y las estaciones de captación de gas, así como también para el Terminal El Beaterio.
- Actualmente se tiene identificadas 62 enfermedades catastróficas, de las cuales el 99% han recibido tratamiento especializado.
- Se han realizado charlas de prevención en salud ocupacional a 308 personas y charlas de buenas prácticas de estilos de vida en lo referente a control de servicio de alimentación a 942 personas.
- Se ha inmunizado a un total de 7.857 personas en hepatitis A y 7.692 personas en hepatitis B, que equivale 95% de la población de la EP Petroecuador.





## 9. Estadísticas Financieras

- Estado de Resultados
- Balance General
- Balance Consolidado
- Ejecución de Inversiones



<b>EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR</b> <b>EP PETROECUADOR</b> ESTADO DE RESULTADOS Período: del 1 de ENERO al 31 de DICIEMBRE (Cifras expresadas en Dólares)		2012
CONCEPTO		
<b>INGRESOS</b>		
EXPORTACIONES DE CRUDO		11.057.223.604
EXPORTACIÓN DE DERIVADOS		1.013.053.391
VENTA DE GAS NATURAL		44.239.884
VENTA INTERNA DE DERIVADOS		3.501.964.586
DIFERENCIAL DE PRECIO		-
SERVICIO DE OLEODUCTO		15.661
<b>TOTAL VENTAS</b>		<b>15.616.497.126</b>
<b>COSTO DE VENTA</b>		
EXPORTACIÓN DE CRUDO		2.711.564.040
VENTA DE GAS NATURAL		27.314.454
EXPORTACIÓN DE DERIVADOS		264.232.626
VENTA INTERNA DE DERIVADOS		6.572.599.934
SERVICIO DE OLEODUCTO		0
<b>TOTAL COSTOS DE VENTA</b>		<b>9.575.711.054</b>
GASTOS DE ADMINISTRACION		271.123.795
UTILIDAD OPERATIVA		5.769.662.278
INGRESOS NO OPERATIVOS		94.819.229
<b>UTILIDAD DEL EJERCICIO</b>		<b>5.864.481.507</b>

ELABORADO: COORDINACION SENIOR DE CONTABILIDAD

MARCO CALVOPIÑA V.  
GERENTE GENERAL, ENC.

JORGE REGALADO  
GERENTE DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL

FRANCISCO MARVÁEZ R.  
SURGERENTE DE GESTIÓN FINANCIERA, ENC.

MANUEL PARRA  
COORDINADOR SENIOR DE CONTABILIDAD, ENC.



EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR					
EP PETROECUADOR					
Período: del 1 de ENERO al 31 de DICIEMBRE					
(Cifras expresadas en Dólares)					
ACTIVO			PASIVO		
	DICIEMBRE 2012	DICIEMBRE 2011		DICIEMBRE 2012	DICIEMBRE 2011
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
CAJA BANCOS	262.028.386	223.729.039	CUENTAS POR PAGAR	3.031.062.336	2.434.009.546
INVERSIONES FINANCIERAS	46.334	46.334	CUENTAS POR PAGAR CORTO PLAZO	394.362.525	640.529.287
CUENTAS Y DOCUM. POR COBRAR	1.821.821.788	1.954.331.249	ACREEDORES DIVERSOS	106.141.153	79.678.027
INVENTARIOS DE PRODUCTOS Y MAT. PRIMAS	942.222.058	990.919.059	OTROS PASIVOS A CORTO PLAZO	50.063.448	65.847.619
GASTOS ANTICIPADOS	477.755.387	315.664.524	<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>3.581.629.462</b>	<b>3.220.064.479</b>
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>3.503.873.953</b>	<b>3.484.690.205</b>			
<b>ACTIVO FIJO</b>			<b>PASIVOS A LARGO PLAZO</b>		
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	988.703.172	753.981.249	OBLIGACIONES INST. NACIONALES	-	-
TERRENOS	148.506.221	141.495.608	OBLIGACIONES INST. EXTRANJERAS	92.169.600	408.609.486
EDIFICIOS	115.145.298	108.317.015	OTROS PASIVOS A LARGO PLAZO	74.201.554	151.050.575
VEHÍCULOS	12.687.412	15.167.412	<b>TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO</b>	<b>166.371.154</b>	<b>559.660.061</b>
AEROPLANOS	27.015.892	28.696.808	<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>3.748.000.616</b>	<b>3.779.724.540</b>
MOBILIARIO	13.992.277	10.524.194			
PLANTA, EQUIPO Y MAQUINARIA	1.423.300.924	1.422.408.841			
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN	11.948.802	7.554.815			
OBRAS EN CURSO	1.270.364.185	1.392.679.436			
OTROS	26.623.450	23.061.599	<b>PATRIMONIO</b>		
<b>TOTAL ACTIVO FIJO NETO</b>	<b>4.038.287.632</b>	<b>3.903.886.975</b>	<b>CAPITAL</b>	<b>4.871.940.509</b>	<b>4.069.807.095</b>
<b>OTROS ACTIVOS</b>					
INVERSIONES A LARGO PLAZO	954.179.962	273.482.771			
OTROS ACTIVOS A LARGO PLAZO	123.599.578	187.471.685			
<b>TOTAL OTROS ACTIVOS</b>	<b>1.077.779.540</b>	<b>460.954.455</b>	<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>4.871.940.509</b>	<b>4.069.807.095</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>8.619.941.125</b>	<b>7.849.531.635</b>	<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>8.619.941.125</b>	<b>7.849.531.635</b>

ELABORADO: COORDINACIÓN SENIOR DE CONTABILIDAD

MARCO CALVOPIÑA V.  
GERENTE GENERAL, ENC.FRANCISCO NARVÁEZ R.  
SUBGERENTE DE GESTIÓN FINANCIERA, ENC.JORGE REGALADO  
GERENTE DE DESARROLLO ORGANIZACIONALMANUEL PARRA  
COORDINADOR SENIOR DE CONTABILIDAD, ENC.

RESUMEN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN (Cifras en Miles de Dólares)									
GERENCIA	AÑO 2011			AÑO 2012			VARIACIÓN % EJECUTADO 2012/2011		
	PROGRAMADO	EJECUTADO	EJECUCIÓN %	PROGRAMADO	EJECUTADO	EJECUCIÓN %			
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	442.649	416.806	94,2	528.536	485.157	91,8	16,4		
REFINACIÓN	330.464	213.887	64,7	292.589	286.666	98,0	34,0		
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	185.496	141.349	76,2	269.482	195.928	72,7	38,6		
COMERCIALIZACIÓN	8.902	8.501	95,5	16.471	14.517	88,1	70,8		
SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE	31.688	15.040	47,5	17.162	8.935	52,1	-40,6		
DESARROLLO ORGANIZACIONAL	31.578	4.629	14,7	38.734	20.691	53,4	347,0		
GAS NATURAL	64.978	57.737	88,9	113.494	70.889	62,5	22,8		
<b>SUB-TOTAL EP PETROECUADOR</b>	<b>1.095.755</b>	<b>857.949</b>	<b>78,3</b>	<b>1.276.469</b>	<b>1.082.783</b>	<b>84,8</b>	<b>26,2</b>		
<b>SUBSIDIARIAS</b>	<b>PROGRAMADO</b>	<b>EJECUTADO</b>	<b>EJECUCIÓN %</b>	<b>PROGRAMADO</b>	<b>EJECUTADO</b>	<b>EJECUCIÓN %</b>	<b>VARIACIÓN % EJECUTADO 2012/2011</b>		
RIO NAPO CEM	181.298	138.793	76,6	95.373	46.711	49,0	-66,3		
REFINERÍA DEL PACÍFICO	341.861	125.478	36,7	175.379	175.379	100,0	39,8		
<b>SUB-TOTAL SUBSIDIARIAS</b>	<b>523.159</b>	<b>264.271</b>	<b>50,5</b>	<b>270.752</b>	<b>222.089</b>	<b>82,0</b>	<b>-16,0</b>		
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>1.618.914</b>	<b>1.122.220</b>	<b>69,3</b>	<b>1.547.221</b>	<b>1.304.872</b>	<b>84,3</b>	<b>16,3</b>		

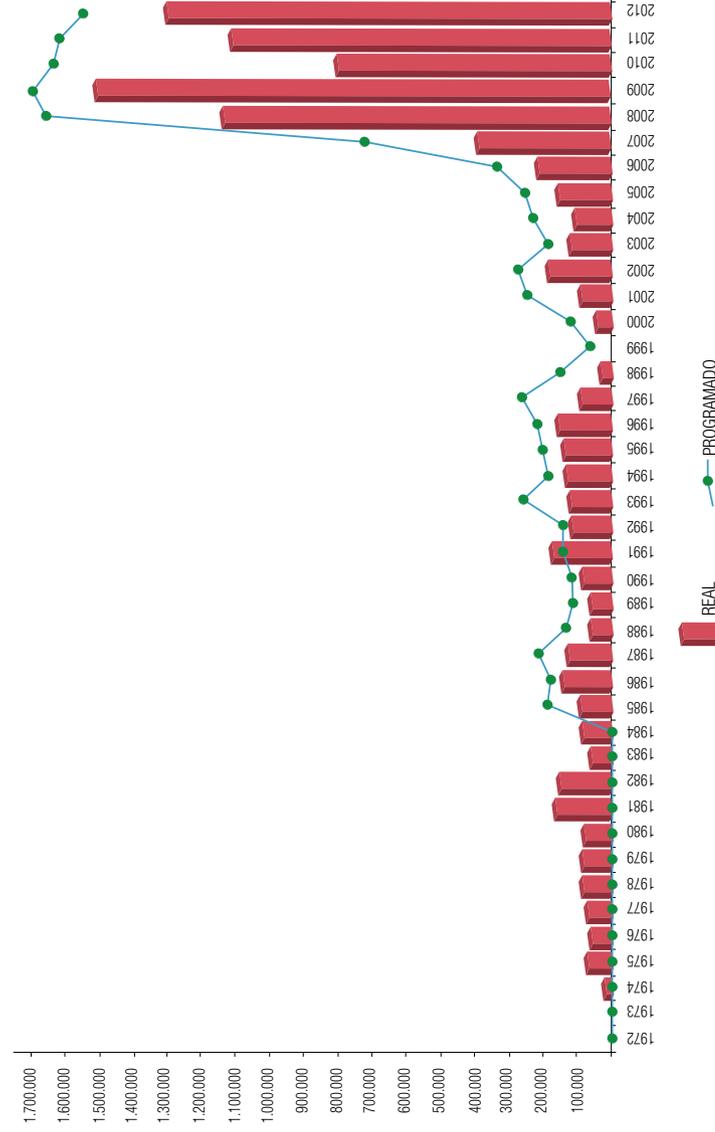
FUENTE: ESTADÍSTICAS PRESUPUESTARIAS 1972-2011, UNIDAD DE PRESUPUESTO  
ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR



## EJECUCIÓN FINANCIERA PROYECTOS DE INVERSIÓN PETROEQUADOR

Período: 1972-2012  
Cifras en miles de US\$

AÑOS	PROGRAMADO	REAL	EJECUCIÓN %
1972		49	
1973		1.723	
1974		30.999	
1975		78.550	
1976		69.550	
1977		82.971	
1978		98.831	
1979		98.715	
1980		92.007	
1981		177.999	
1982		163.150	
1983		68.671	
1984		98.128	
1985	187.352	101.074	53,9%
1986	180.059	152.194	84,5%
1987	216.768	138.760	64,0%
1988	133.442	68.295	51,2%
1989	114.789	68.480	59,7%
1990	118.246	99.268	84,0%
1991	143.351	187.449	130,8%
1992	145.080	131.274	90,5%
1993	259.858	132.636	51,0%
1994	186.481	142.262	76,3%
1995	202.379	147.061	84,7%
1996	220.722	171.424	46,8%
1997	262.899	103.323	17,3%
1998	149.649	45.564	11,3%
1999	63.496	16.898	75,1%
2000	118.334	47.664	80,0%
2001	247.071	94.670	38,3%
2002	274.140	197.001	71,9%
2003	189.124	126.181	66,7%
2004	229.914	114.774	49,9%
2005	257.700	169.744	65,9%
2006	337.527	229.465	68,0%
2007	724.566	417.256	57,6%
2008	1.656.072	1.147.244	69,3%
2009	1.695.938	1.512.006	89,2%
2010	1.636.638	807.404	49,3%
2011	1.618.914	1.122.222	69,3%
2012	1.547.221	1.304.872	84,3%



Nota: No existen datos presupuestados desde 1972 a 1984

Fuente: Estadísticas Presupuestarias 1972-2011, Unidad de Presupuesto  
Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROEQUADOR

Elaboración:



## 10. Talento Humano

- Personal que labora en la EP PETROECUADOR



**PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR GERENCIA**  
AÑO 2012

GERENCIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
GERENCIA GENERAL Y DESARROLLO ORGANIZACIONAL	763	765	775	787	797	781	781	778	814	674	673	694
EX-GERENCIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	2.925	2.922	2.902	2.901	2.873	2.856	2.870	2.815	2.845	3.349	3.304	3.296
GERENCIA DE SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE	1.550	1.522	1.310	1.406	1.402	1.395	1.466	1.465	1.643	1.268	1.208	1.176
GERENCIA DE REFINACIÓN	1.386	1.383	1.388	1.387	1.381	1.381	1.377	1.387	1.385	1.388	1.433	1.434
GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN Y COMERCIO INTERNACIONAL	515	522	522	527	536	543	491	564	569	594	595	614
GERENCIA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	1.215	1.216	1.203	1.210	1.205	1.204	1.208	1.210	1.308	1.305	1.325	1.324
GERENCIA DE GAS NATURAL	112	110	115	112	112	109	104	103	106	109	109	108
<b>TOTAL:</b>	<b>8.466</b>	<b>8.440</b>	<b>8.215</b>	<b>8.330</b>	<b>8.306</b>	<b>8.269</b>	<b>8.297</b>	<b>8.322</b>	<b>8.670</b>	<b>8.687</b>	<b>8.647</b>	<b>8.646</b>

FUENTE : GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS. EP PETROECUADOR



**PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL**  
AÑO 2012

RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO PLAZO FIJO	1.792	1.768	1.763	1.767	1.345	1.266	692	342	432	426	308	280
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	45	45	57	53	54	52	45	47	47	44	44	46
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	354	241	208	194	162	161	174	170	176	141	141	143
OBRA C. C.	3.019	3.055	3.053	3.055	3.458	3.527	3.462	3.885	3.879	3.915	4.062	4.085
SERVIDOR PÚBLICO	2.670	2.772	2.801	2.816	2.826	2.828	2.825	2.827	2.830	2.852	2.860	2.897
CONTRATO OBRA CIERTA	-	-	-	-	13	-	-	-	31	-	-	-
CONTRATO SERVICIOS OCASIONALES	-	-	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-
MANDATO 8	-	-	-	-	14	14	14	14	14	14	14	14
CONTRATO OBRA CIERTA SIN BENEFICIOS	-	-	-	-	-	-	3	92	92	89	-	-
EVENTUAL EMPRESA	60	52	39	45	37	37	34	10	13	6	-	-
CONTRATO EVENTUAL + 35%	-	-	-	-	-	-	18	-	44	22	22	22
CONTRATO NO PRUEBA	-	-	-	-	-	-	626	-	622	616	616	614
CONTRATO EVENTUAL LOEP	8	10	10	10	10	2	2	6	6	4	4	4
EN BLANCO	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
CONTRATO OBRA CIERTA	518	497	284	390	386	381	401	304	484	558	576	541
<b>TOTAL:</b>	<b>8.466</b>	<b>8.440</b>	<b>8.215</b>	<b>8.330</b>	<b>8.306</b>	<b>8.269</b>	<b>8.297</b>	<b>7.699</b>	<b>8.670</b>	<b>8.687</b>	<b>8.647</b>	<b>8.646</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS. EP PETROECUADOR

**PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL**  
 GERENCIA GENERAL Y GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 AÑO 2012

RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO PLAZO FIJO	17	17	17	30	15	15	15	15	15	14	14	-
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	15	15	22	21	21	19	15	15	14	12	12	14
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	96	32	31	28	26	27	25	25	27	21	22	19
OBrero C. C.	89	89	89	89	90	90	90	90	90	75	74	89
SERVIDOR PÚBLICO	546	612	616	619	617	615	618	618	623	544	543	564
CONTRATO OBRA CIERTA	-	-	-	-	13	-	-	-	31	-	-	-
CONTRATO SERVICIOS OCASIONALES	-	-	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-
MANDATO 8	-	-	-	-	14	14	14	14	14	8	8	8
CONTRATO OBRA CIERTA SIN BENEFICIOS	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-
<b>TOTAL:</b>	<b>763</b>	<b>765</b>	<b>775</b>	<b>787</b>	<b>797</b>	<b>781</b>	<b>781</b>	<b>778</b>	<b>814</b>	<b>674</b>	<b>673</b>	<b>694</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR



PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL												
GERENCIA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN												
AÑO 2012												
RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO PLAZO FIJO	1103	1106	1100	1099	690	679	51	48	43	34	18	-
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	4	3	3	2	2	2	1	1	1	3	3	3
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	23	17	17	15	14	21	26	20	16	23	21	18
OBRAERO C. C.	1.067	1.073	1.077	1.074	1.476	1.468	1.474	1.473	1.468	1.867	1.863	1.879
SERVIDOR PÚBLICO	668	671	666	669	657	652	643	643	641	775	755	754
EVENTUAL EMPRESA	60	52	39	42	34	34	31	7	10	3	-	-
CONTRATO EVENTUAL + 35%	-	-	-	-	-	-	18	-	44	22	22	22
CONTRATO NO PRUEBA	-	-	-	-	-	-	626	623	622	616	616	614
MANDATO 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	6
<b>TOTAL:</b>	<b>2.925</b>	<b>2.922</b>	<b>2.902</b>	<b>2.901</b>	<b>2.873</b>	<b>2.856</b>	<b>2.870</b>	<b>2.815</b>	<b>2.845</b>	<b>3.349</b>	<b>3.304</b>	<b>3.296</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR

PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL GERENCIA TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO AÑO 2012												
RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO PLAZO FIJO	22	5	4	4	3	3	3	3	3	97	97	97
EVENTUAL EMPRESA	-	-	-	3	3	3	3	3	3	3	-	-
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	4	5	5	5	5	6	6	8	9	8	8	8
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	35	21	12	17	17	15	18	19	22	22	22	17
OBRAERO C. C.	760	779	776	775	771	771	771	771	770	769	779	781
SERVIDOR PÚBLICO	394	406	406	406	406	406	407	406	407	406	419	421
<b>TOTAL:</b>	<b>1.215</b>	<b>1.216</b>	<b>1.203</b>	<b>1.210</b>	<b>1.205</b>	<b>1.204</b>	<b>1.208</b>	<b>1.210</b>	<b>1.308</b>	<b>1.305</b>	<b>1.325</b>	<b>1.324</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR



PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL												
GERENCIA DE REFINACIÓN												
AÑO 2012												
RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO EVENTUAL LOEP	-	-	-	-	-	-	-	4	4	4	4	4
CONTRATO PLAZO FIJO	125	119	119	119	118	118	118	118	116	119	10	10
EN BLANCO	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	6	6	10	10	11	11	10	10	10	10	10	10
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	8	7	4	5	4	5	6	6	7	7	8	9
OBRAERO C. C.	782	786	782	781	778	778	775	778	779	779	918	910
SERVIDOR PÚBLICO	465	465	473	472	470	469	468	470	469	469	483	491
<b>TOTAL:</b>	<b>1.386</b>	<b>1.383</b>	<b>1.388</b>	<b>1.387</b>	<b>1.381</b>	<b>1.381</b>	<b>1.377</b>	<b>1.387</b>	<b>1.385</b>	<b>1.388</b>	<b>1.433</b>	<b>1.434</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR

PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL												
GERENCIA COMERCIALIZACIÓN												
AÑO 2012												
RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO EVENTUAL LOEP	8	10	10	10	10	2	2	2	2	-	-	-
CONTRATO PLAZO FIJO	96	98	98	102	112	45	56	60	65	86	85	97
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	18	15	14	16	14	16	20	23	25	29	28	34
OBRRERO C. C.	105	105	105	105	105	185	118	185	185	185	186	186
SERVIDOR PÚBLICO	287	293	294	293	294	294	294	293	291	293	295	296
<b>TOTAL:</b>	<b>515</b>	<b>522</b>	<b>522</b>	<b>527</b>	<b>536</b>	<b>543</b>	<b>491</b>	<b>564</b>	<b>569</b>	<b>594</b>	<b>595</b>	<b>614</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS. EP PETROECUADOR



<b>PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL</b>												
<b>GERENCIA DE SEGURIDAD, SALUD Y AMBIENTE</b>												
<b>AÑO 2012</b>												
RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO OBRA CIERTA	518	497	284	390	386	381	401	304	484	558	576	541
CONTRATO OBRA CIERTA SIN BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	0	92	92	89	0	0
CONTRATO PLAZO FIJO	399	393	392	385	379	376	419	68	66	67	75	67
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	10	10	10	9	9	8	7	7	7	5	5	5
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	106	87	68	56	30	24	31	30	32	27	28	34
OBRAERO C. C.	216	223	224	225	232	230	229	583	582	210	212	210
SERVIDOR PÚBLICO	301	312	332	341	366	376	379	381	380	312	312	319
<b>TOTAL:</b>	<b>1.550</b>	<b>1.522</b>	<b>1.310</b>	<b>1.406</b>	<b>1.402</b>	<b>1.395</b>	<b>1.466</b>	<b>1.465</b>	<b>1.643</b>	<b>1.268</b>	<b>1.208</b>	<b>1.176</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR

**PERSONAL DE EP PETROECUADOR POR RELACIÓN LABORAL**  
 GERENCIA DE GAS NATURAL  
 AÑO 2012

RELACIÓN LABORAL	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CONTRATO PLAZO FIJO	30	30	33	28	28	30	30	30	30	9	9	9
LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCIÓN	5	5	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
NOMBRAMIENTO PROVISIONAL	68	62	62	57	57	53	48	47	47	12	12	12
OBRERO C. C.	-	-	-	6	6	5	5	5	5	30	30	30
SERVIDOR PÚBLICO	9	13	14	16	16	16	16	16	19	53	53	52
<b>TOTAL:</b>	<b>112</b>	<b>110</b>	<b>115</b>	<b>112</b>	<b>112</b>	<b>109</b>	<b>104</b>	<b>103</b>	<b>106</b>	<b>109</b>	<b>109</b>	<b>108</b>

FUENTE: GERENCIA DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL  
 ELABORACIÓN: COORDINACIÓN GENERAL DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y CONTROL DE PROGRAMAS, EP PETROECUADOR





# 11. Estadísticas Internacionales

- Reservas mundiales de Petróleo
- Precios internacionales de varios Crudos





## Análisis del mercado Internacional de hidrocarburos

El petróleo es un recurso extinguido, se prevé que en las próximas décadas continuará siendo la principal fuente energética, seguida por el gas natural que tiene una tendencia creciente a nivel mundial.

En años recientes la geopolítica y los factores especulativos han ejercido una influencia preponderante en la determinación de los precios del petróleo. La demanda mundial actual se estima en 84.5 millones de barriles diarios, los

miembros de la OPEP proveen 35.3 millones de barriles diarios y el resto de productores el 49.2 millones de barriles diarios.

Como se ha mencionado, la oferta de petróleo está determinada por factores políticos y económicos. El alza de los precios estimula la inversión, lo cual da lugar a que se oferten volúmenes superiores de petróleo, pero pasan varios años antes de que el petróleo pueda ofertarse en el mercado con el riesgo que cambien los precios.

Las áreas petroleras son sensibles a los precios no solo en función de sus costos, sino en madurez. Las regiones petroleras maduras tienen costo de extracción altos en campos desarrollados que registran una producción decreciente.

En el mercado internacional del petróleo, los proveedores pueden sacar provecho de la cooperación o perder a partir de una competencia ilimitada por la participación de mercado; entablar una guerra de precios para ganar una mayor participación de mercado determina que los ingresos por petróleo disminuyan, como sucedió en el período 1997-1998 con motivo de una sobreoferta. Por lo contrario, coordinar con otros países productores para reducir la producción y elevar los precios puede producir mayores ingresos, como en 1999-2000; a partir de 2001 el incremento de precios se ha mantenido, hasta la actualidad.

El comportamiento del precio de los hidrocarburos obedece a varios factores actuantes en el mercado internacional: geopolíticos, técnicos, especulativos, etc.

### *Tensiones geopolíticas*

Los conflictos políticos han generado, en algunos momentos un descenso de los precios de hasta 8 dólares por barril de crudo, por ejemplo, el hecho que al momento el desenlace de la guerra en Irak parecía inminente, los precios cayeron bruscamente.

Las políticas adoptadas por naciones exportadoras y consumidoras conllevan a un aumento o disminución de la demanda. Irán, Irak y Arabia Saudita, que se encuentran entre los mayores productores del mundo, padecen o están en el centro de tensiones geopolíticas, susceptibles de perturbar su producción de petróleo.

## Factores técnicos

### *Crecimiento de la demanda*

La recuperación económica y el aumento de la demanda dieron lugar a un constante crecimiento de los precios, desde fines de 1999 hasta la actualidad,





donde el consumo de petróleo se ha incrementado, especialmente en China y Estados Unidos.

### *Falta de capacidad de producción*

A nivel mundial existe cierto temor de que la oferta de crudo no pueda satisfacer la creciente demanda, lo que provoca un efecto psicológico de posible desabastecimiento, impactando fuertemente en el mercado. El margen de maniobra de la OPEP es limitado, igual que el de los demás grandes países productores, que producen casi al máximo de sus posibilidades.

### *Falta de capacidad de refinación*

En los últimos 30 años no se han construido refinerías capaces de tratar crudos pesados para obtener productos livianos que requiere el mercado en cantidad y en calidad. Además, la falta de refinerías dotadas de los últimos avances tecnológicos de conversión y de tratamiento de los productos, hacen que en el mercado se produzca una cartera deficitaria de productos refinados, tales como la gasolina, el combustible o diésel, impulsando los precios altos.

### *Inventarios*

Es importante considerar el papel de los inventarios por parte de los países industrializados, y en especial de Estados Unidos, como parte de una estrategia de una respuesta ante la evolución del mercado de los hidrocarburos, ya que al experimentar un alza en el precio del crudo, estos dejan de comprar crudo y utilizan el que está almacenado; pero si el precio del crudo sufre una caída, optan por comprar crudo al menor precio posible, con el fin de utilizar en caso de un alza abrupta en los precios del crudo.

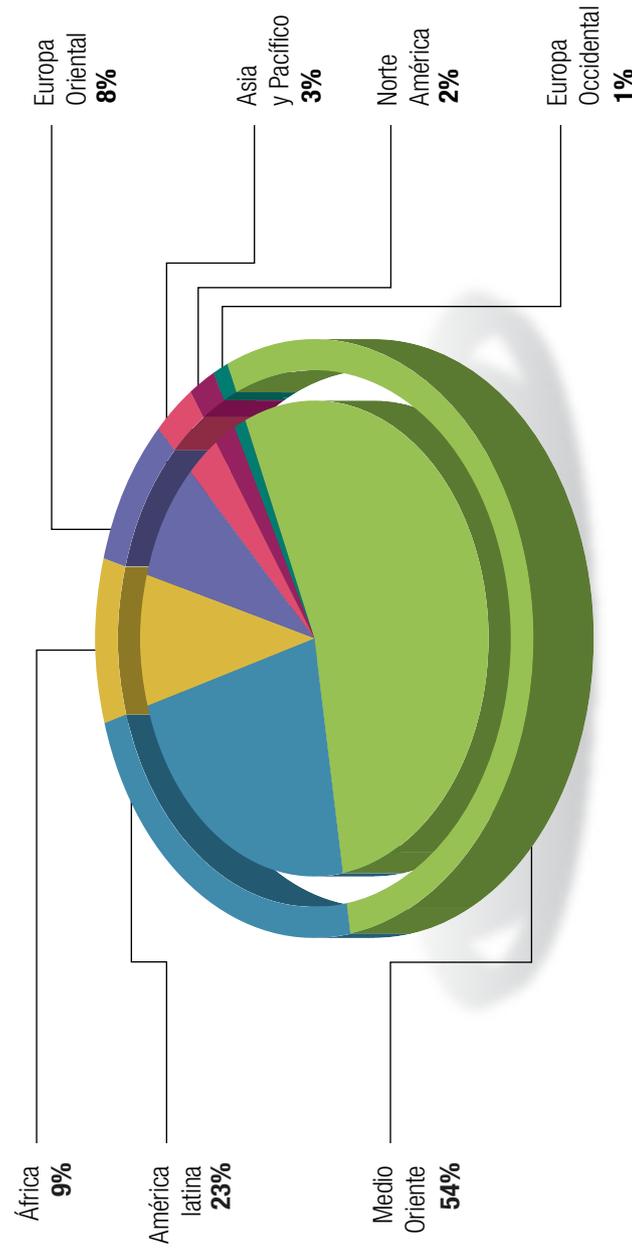
### *Factores especulativos*

Por otro lado, los bajos niveles de stocks de petróleo, elemento que ejerce presión alcista en los precios del petróleo, se deben a la preocupación de las corporaciones petroleras de maximizar sus ganancias evitando el riesgo de acumular stocks, especialmente en períodos de inestabilidad en el mundo.

Los compradores de petróleo temen adquirirlo ante la posibilidad de enfrentar pérdidas posteriores y los comercializadores de petróleo tienen que sobrereactuar en relación a los cambios en los niveles de stocks. Este comportamiento imprime la tendencia alcista o al menos incierta en los precios y también en la especulación de los mercados.

RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO																					
Cifras en MMBL																					
REGIONES	AÑO	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MEDIO ORIENTE		663.485	665.766	665.273	675.996	676.755	677.806	678.737	694.579	698.638	730.102	735.083	739.136	742.688	743.858	750.619	752.258	752.079	794.265	796.855	798.832
AMÉRICA LATINA		130.936	131.309	132.473	138.762	140.342	141.909	123.791	122.203	124.595	117.528	117.045	118.700	118.141	123.487	137.422	209.308	247.917	334.009	337.062	338.114
ÁFRICA		63.523	67.110	74.177	74.776	75.195	77.557	84.258	93.115	96.892	102.064	112.345	113.264	117.458	117.572	121.349	123.384	125.348	127.323	128.174	130.071
EUROPA ORIENTAL		58.932	58.988	58.961	67.366	67.374	67.281	77.687	79.559	78.848	118.350	121.954	124.451	128.597	129.056	122.519	115.795	116.556	117.310	117.314	119.881
ASIA Y PACÍFICO		43.858	43.476	43.404	43.428	43.438	44.375	53.559	39.478	40.322	38.551	38.442	38.763	38.969	39.017	40.223	41.030	44.180	43.943	46.262	51.587
NORTE AMÉRICA		31.018	30.334	30.271	30.722	30.652	25.911	26.469	26.901	27.101	27.167	27.200	26.291	26.571	26.957	25.872	24.021	25.582	28.167	28.167	28.167
EUROPA OCCIDENTAL		17.877	19.786	20.990	18.540	18.751	18.348	18.843	19.251	19.410	18.082	17.656	16.910	16.716	15.372	15.006	14.318	13.318	12.966	11.722	11.559
TOTAL		1.009.629	1.016.749	1.025.549	1.049.590	1.052.507	1.053.188	1.063.343	1.075.084	1.085.807	1.151.844	1.169.726	1.177.514	1.189.139	1.195.318	1.213.010	1.290.114	1.324.980	1.457.983	1.465.556	1.478.211

### RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO AÑO 2012



Fuente: Reporte Anual OPEP 2012  
Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO POR PAÍS						
Período: 2008-2012						
Cifras en MMBL						
REGIÓN	2008	2009	2010	2011	2012	VAR % 12/11
<b>Norte América</b>	<b>24.021</b>	<b>25.582</b>	<b>28.167</b>	<b>28.167</b>	<b>28.167</b>	<b>0,0%</b>
Canada	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	0,0%
Estados Unidos	19.121	20.682	23.267	23.267	23.267	0,0%
<b>América Latina</b>	<b>209.308</b>	<b>247.917</b>	<b>334.009</b>	<b>337.062</b>	<b>338.114</b>	<b>0,3%</b>
Argentina	2.616	2.520	2.505	2.505	2.805	12,0%
Brasil	11.722	11.899	11.985	12.841	13.154	2,4%
Colombia	1.510	1.362	1.360	1.900	2.200	15,8%
Ecuador	6.511	6.511	7.206	8.235	8.235	0,0%
México	11.866	11.692	11.692	11.394	11.365	-0,3%
Venezuela	172.323	211.173	296.501	297.571	297.735	0,1%
Otros	2.760	2.760	2.760	2.616	2.620	0,2%
<b>Europa Oriental</b>	<b>115.795</b>	<b>116.556</b>	<b>117.310</b>	<b>117.314</b>	<b>119.881</b>	<b>2,2%</b>
Antigua USSR	114.741	115.437	116.190	116.190	118.787	2,2%
Otros	1.054	1.119	1.120	1.124	1.094	-2,7%
<b>Europa Occidental</b>	<b>14.318</b>	<b>13.318</b>	<b>12.966</b>	<b>11.722</b>	<b>11.559</b>	<b>-1,4%</b>
Dinamarca	1.113	1.060	812	900	805	-10,6%
Noruega	7.491	7.078	7.078	5.320	5.366	0,9%
Reino Unido	3.590	3.100	2.800	2.800	2.800	0,0%
Otros	2.124	2.080	2.276	2.702	2.588	-4,2%
<b>Medio Oriente</b>	<b>752.258</b>	<b>752.080</b>	<b>794.266</b>	<b>796.855</b>	<b>798.832</b>	<b>0,2%</b>
Irán	137.620	137.010	151.170	154.580	157.300	1,8%
Iraq	115.000	115.000	143.100	141.350	140.300	-0,7%
Kuwait	101.500	101.500	101.500	101.500	101.500	0,0%
Omán	5.572	5.500	5.500	5.500	5.500	0,0%
Qatar	25.405	25.382	25.382	25.382	25.244	-0,5%
Arabia Saudita	264.063	264.590	264.516	265.405	265.850	0,2%
Siria	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	0,0%
Emiratos Arabes Unidos	97.800	97.800	97.800	97.800	97.800	0,0%
Otros	2.798	2.798	2.798	2.838	2.838	0,0%
<b>África</b>	<b>123.384</b>	<b>125.348</b>	<b>127.323</b>	<b>128.177</b>	<b>130.071</b>	<b>1,5%</b>
Argelia	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200	0,0%
Angola	9.500	9.500	9.055	9.055	9.055	0,0%
Egipto	4.340	4.300	4.400	4.400	4.400	0,0%
Gabón	1.995	2.000	2.000	2.000	2.000	0,0%
Libia	44.271	46.422	47.097	48.017	48.472	0,9%
Nigeria	37.200	37.200	37.200	37.200	37.139	-0,2%
Sudán	6.700	6.700	6.700	6.700	6.700	0,0%
Otros	7.178	7.026	8.671	8.605	10.105	17,4%
<b>Asia y Pacífico</b>	<b>41.030</b>	<b>44.180</b>	<b>43.943</b>	<b>46.262</b>	<b>51.587</b>	<b>11,5%</b>
Australia	3.428	4.239	4.061	3.872	3.872	0,0%
Brunei	1.200	1.100	1.100	1.100	1.100	0,0%
China	15.493	18.000	18.000	20.350	25.584	25,7%
India	5.651	5.673	5.673	5.549	5.571	0,4%
Indonesia	3.990	3.990	3.990	3.885	4.030	3,7%
Vietnam	4.700	4.500	4.400	4.400	4.400	0,0%
Malasia	5.357	5.500	5.500	5.850	5.850	0,0%
Otros	1.211	1.178	1.219	1.256	1.180	-6,1%
<b>TOTAL MUNDIAL</b>	<b>1.280.114</b>	<b>1.324.981</b>	<b>1.457.984</b>	<b>1.465.559</b>	<b>1.478.211</b>	<b>0,9%</b>

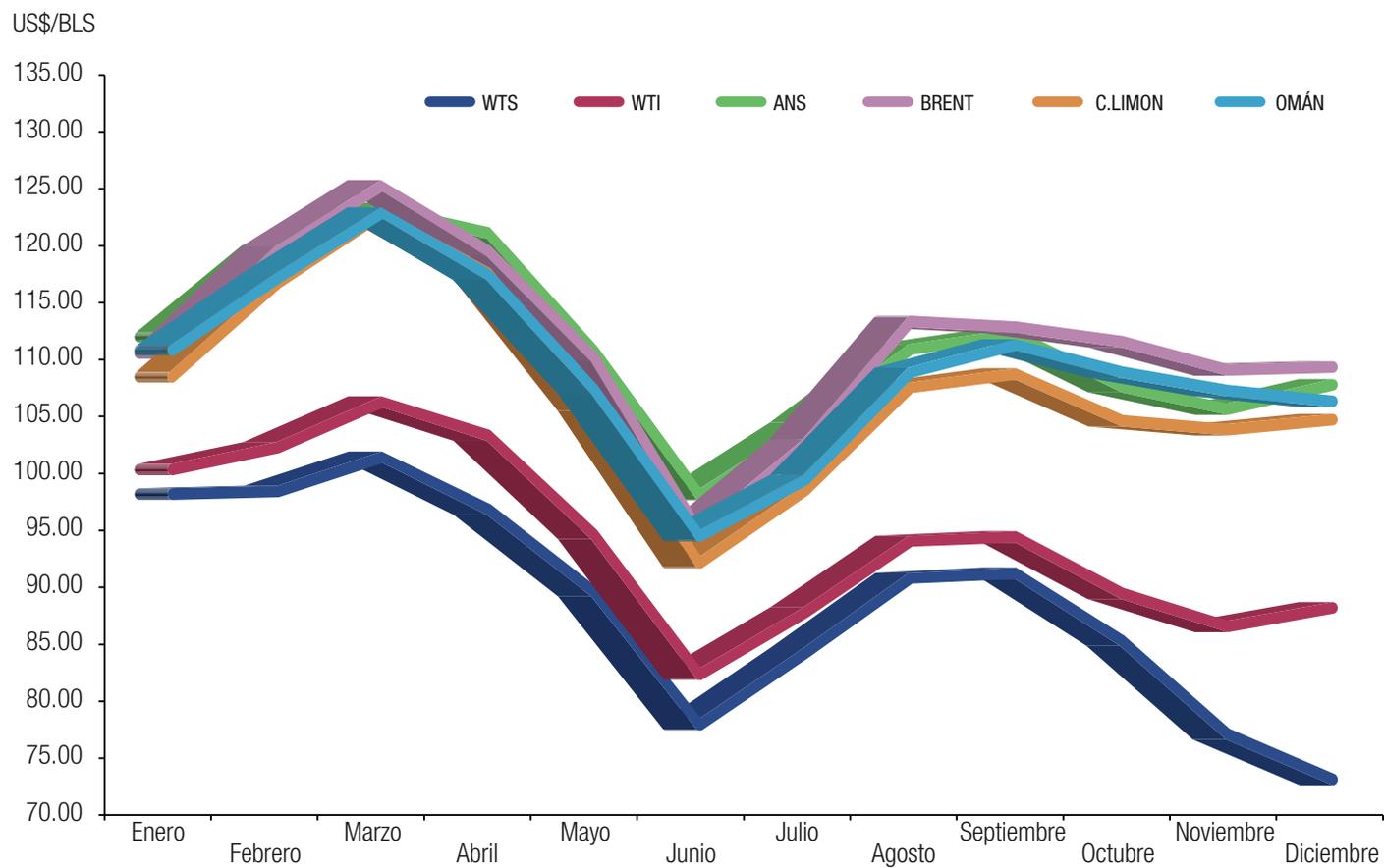
Fuente: Reporte Anual OPEP 2012  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS						
Período: 2008-2012						
Cifras en miles de barriles día						
REGIÓN	2008	2009	2010	2011	2012	VAR % 12/11
<b>Norte América</b>	<b>6.349</b>	<b>6.570</b>	<b>6.706</b>	<b>6.913</b>	<b>7.813</b>	<b>13,0%</b>
Canada	1.349	1.217	1.227	1.261	1.308	3,7%
Estados Unidos	5.000	5.353	5.479	5.652	6.505	15,1%
<b>América Latina</b>	<b>9.635</b>	<b>9.495</b>	<b>9.654</b>	<b>9.814</b>	<b>9.687</b>	<b>-1,3%</b>
Argentina	642	611	597	560	535	-4,4%
Brasil	1.812	1.950	2.055	2.105	2.061	-2,1%
Chile	2	3	3	5	6	35,6%
Colombia	588	670	785	914	944	3,3%
Ecuador	501	465	476	500	504	0,7%
México	2.799	2.601	2.577	2.553	2.548	-0,2%
Perú	77	72	73	70	67	-4,3%
Trinidad y Tobago	114	107	98	92	82	-11,2%
Venezuela	2.958	2.878	2.854	2.881	2.804	-2,7%
Otros	144	137	136	134	136	1,6%
<b>Europa Oriental y Eurasia</b>	<b>11.045</b>	<b>12.396</b>	<b>12.652</b>	<b>12.650</b>	<b>12.670</b>	<b>0,2%</b>
Azerbaiyán	900	1.014	1.027	916	845	-7,8%
Kazajstán	143	1.256	1.333	1.326	1.307	-1,5%
Rumania	93	89	86	84	82	-2,1%
Rusia	9.499	9.650	9.841	9.943	10.043	1,0%
Turkmenistán	202	188	180	200	219	9,2%
Ucrania	62	58	51	49	46	-5,5%
Otros	147	140	133	132	130	-1,7%
<b>Europa Occidental</b>	<b>4.047</b>	<b>3.829</b>	<b>3.529</b>	<b>3.192</b>	<b>2.890</b>	<b>-9,4%</b>
Dinamarca	280	261	246	222	209	-6,0%
Francia	20	18	18	18	16	-8,4%
Alemania	62	55	49	52	51	-1,4%
Italia	100	83	96	99	101	1,8%
Países Bajos	34	26	20	21	22	0,9%
Noruega	2.108	1.989	1.798	1.680	1.533	-8,8%
Turquía	42	46	48	46	45	-2,0%
Reino Unido	1.353	1.301	1.202	1.006	868	-13,7%
Otros	51	50	51	48	46	-4,8%
<b>Medio Oriente</b>	<b>23.142</b>	<b>20.869</b>	<b>21.031</b>	<b>23.005</b>	<b>24.134</b>	<b>4,9%</b>
Bahrein	185	182	182	190	168	-11,6%
Irán	4.056	3.557	3.544	3.576	3.740	4,6%
Iraq	2.281	2.336	2.358	2.653	2.942	10,9%
Kuwait	2.676	2.262	2.312	2.659	2.978	12,0%
Omán	669	713	758	780	814	4,3%
Qatar	843	733	733	734	734	0,0%
Arabia Saudita	9.198	8.184	8.166	9.311	9.763	4,9%
Siría	377	377	386	333	182	-45,4%
Emiratos Árabes Unidos	2.572	2.242	2.324	2.564	2.653	3,4%
Yemen	286	283	268	205	161	-21,6%
<b>África</b>	<b>9.191</b>	<b>8.461</b>	<b>8.669</b>	<b>7.430</b>	<b>8.203</b>	<b>10,4%</b>
Argelia	1.356	1.216	1.190	1.162	1.200	3,3%
Angola	1.896	1.739	1.758	1.618	1.704	5,3%
Congo	260	275	296	295	298	0,8%
Egipto	523	523	534	530	533	0,5%
Guinea Ecuatorial	300	282	256	240	257	7,0%
Gabón	240	238	252	251	242	-3,6%
Libia	1.722	1.474	1.487	490	1.450	196,2%
Nigeria	2.017	1.842	2.048	1.975	1.954	-1,0%
Sudán	457	475	462	428	119	-72,1%
Otros	422	398	386	442	446	1,0%
<b>Asia y Pacífico</b>	<b>7.414</b>	<b>7.345</b>	<b>7.648</b>	<b>7.458</b>	<b>7.463</b>	<b>0,1%</b>
Australia	464	464	480	406	368	-9,2%
Brunei	158	149	153	150	140	-7,0%
China	3.802	3.794	4.076	4.052	4.109	1,4%
India	682	666	736	767	760	-0,9%
Indonesia	853	826	824	794	763	-3,9%
Malasia	694	660	636	570	584	2,5%
Nueva Zelanda	60	56	55	47	41	-12,2%
Otros	701	731	688	672	697	3,7%
<b>TOTAL MUNDIAL</b>	<b>70.824</b>	<b>68.965</b>	<b>69.888</b>	<b>70.461</b>	<b>72.859</b>	<b>3,4%</b>

Fuente: Reporte Anual OPEP 2012  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR

PRECIOS INTERNACIONALES VARIOS CRUDOS						
AÑO 2012						
US \$/Barril						
MESES	WTS	WTI	ANS	BRENT	C.LIMON	OMÁN
Enero	98,20	100,35	112,00	110,57	108,49	110,83
Febrero	98,41	102,28	119,60	119,55	116,71	117,15
Marzo	101,45	106,30	123,27	125,32	122,84	122,92
Abril	96,85	103,34	121,11	119,53	117,57	117,44
Mayo	89,61	94,62	110,77	110,19	105,85	107,37
Junio	77,90	82,32	98,10	94,83	92,14	94,49
Julio	84,23	87,80	104,05	102,58	98,52	99,43
Agosto	90,83	94,07	110,93	113,36	107,57	108,90
Septiembre	91,25	94,44	112,21	112,85	108,75	111,31
Octubre	85,30	89,46	107,64	111,60	104,64	108,90
Noviembre	77,14	86,56	105,63	109,10	103,84	107,27
Diciembre	73,14	88,21	107,80	109,35	104,73	106,35
PROMEDIO	88,69	94,15	111,09	111,57	107,64	109,36



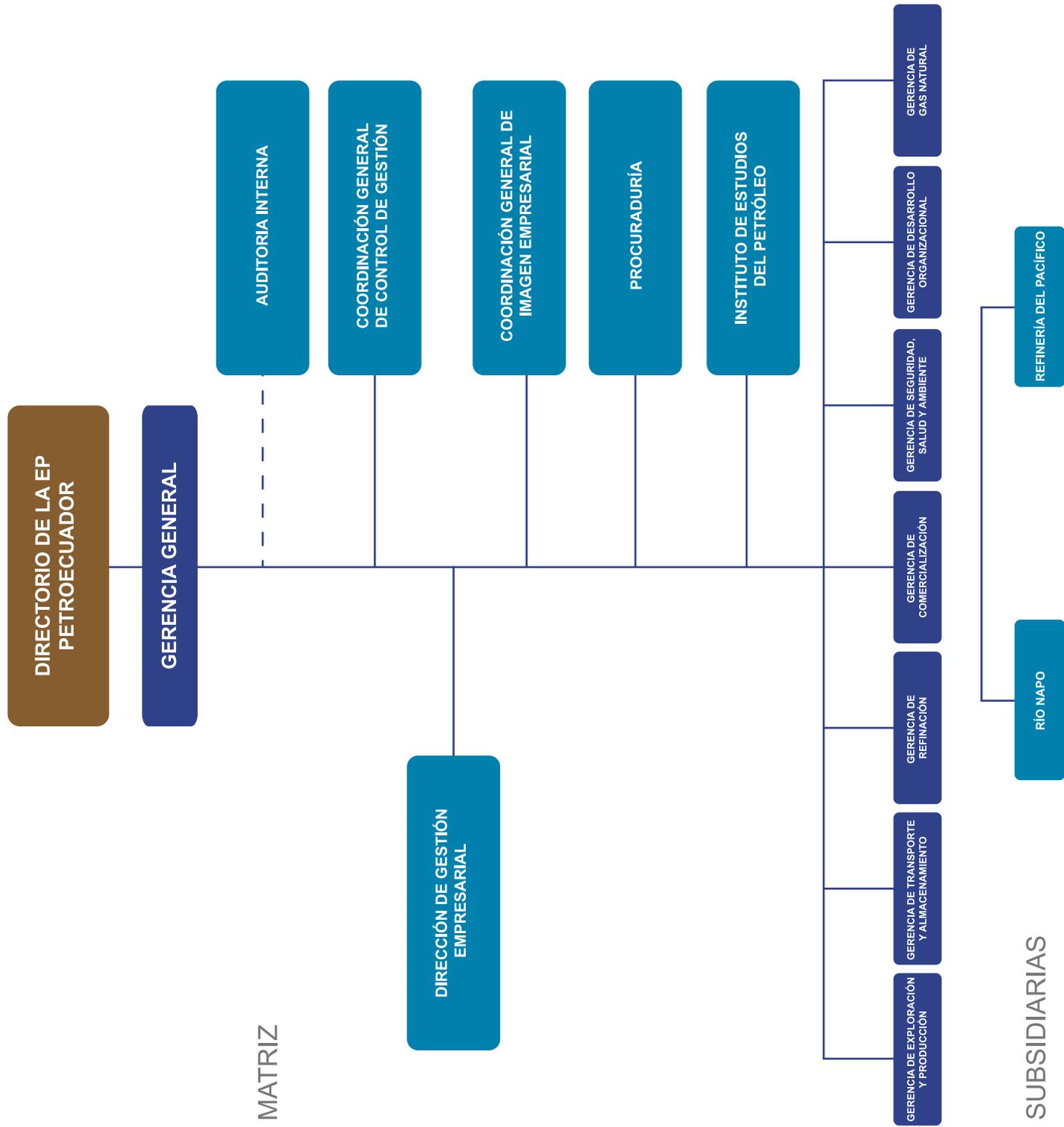
Fuente: Informativo PIRA, Gerencia de Comercio Internacional, EP PETROECUADOR Informativo Platt's -Crudo Omán-  
 Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica y Control de Programas, EP PETROECUADOR



# 12. Organigramas

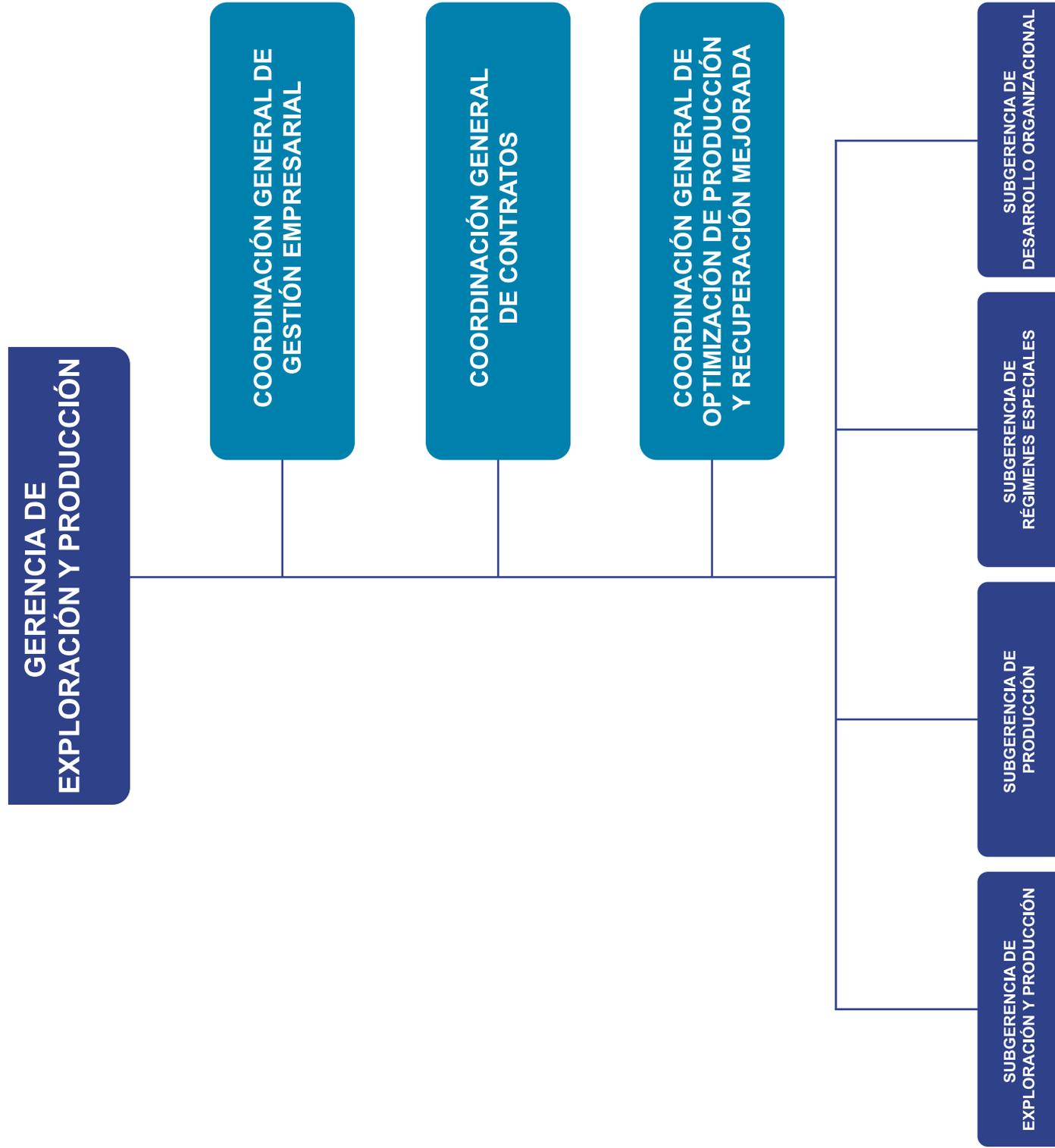


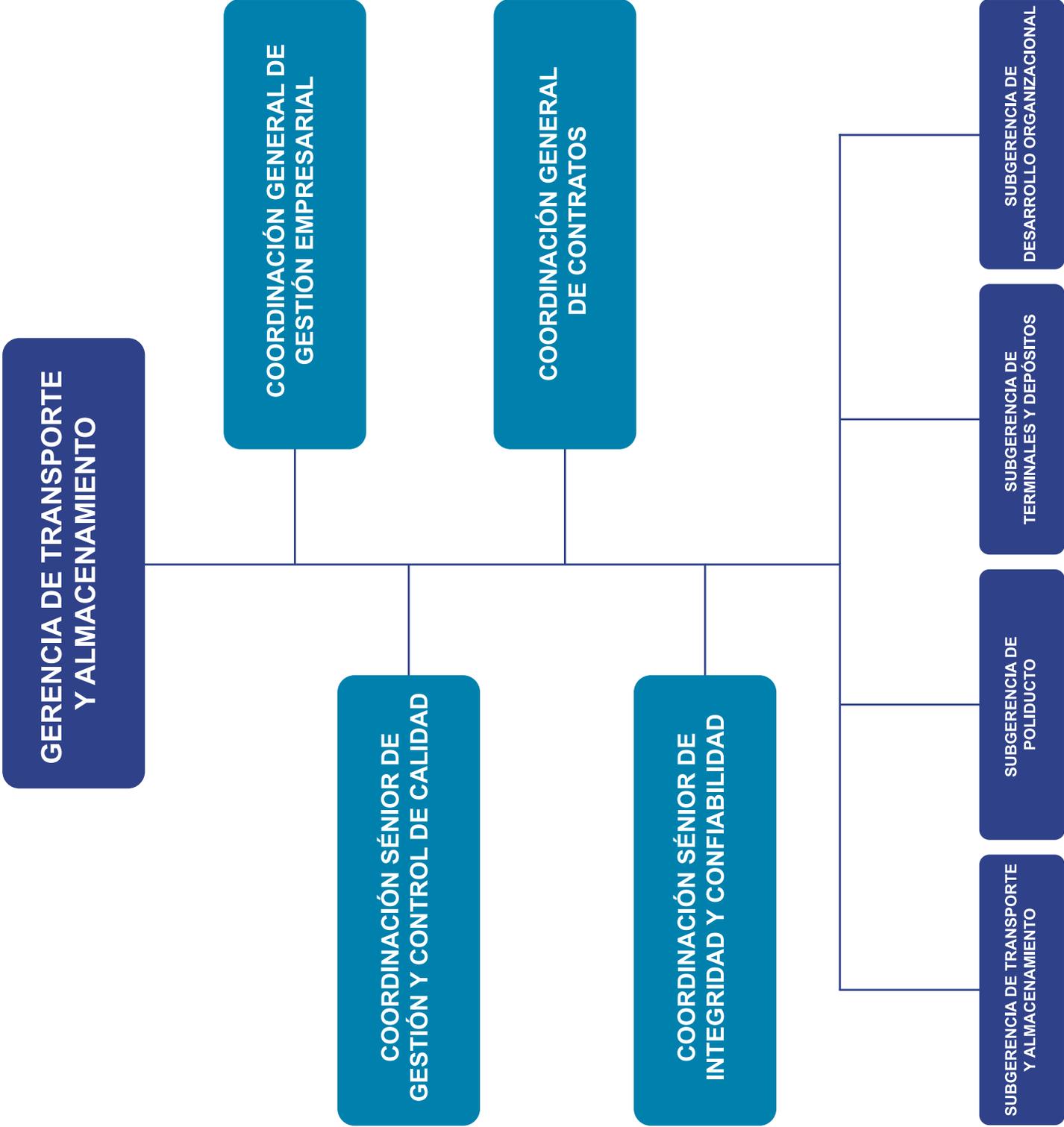


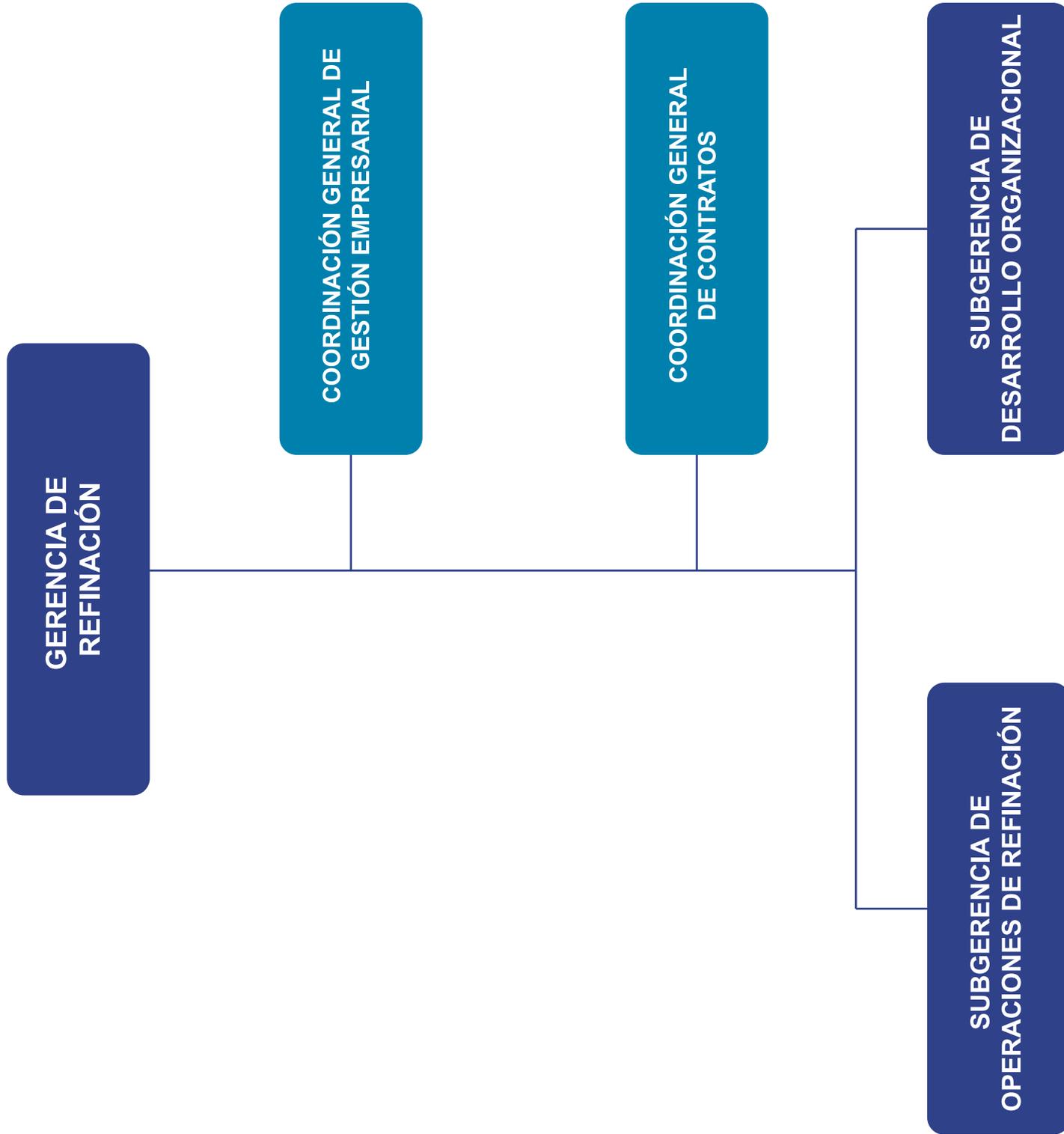


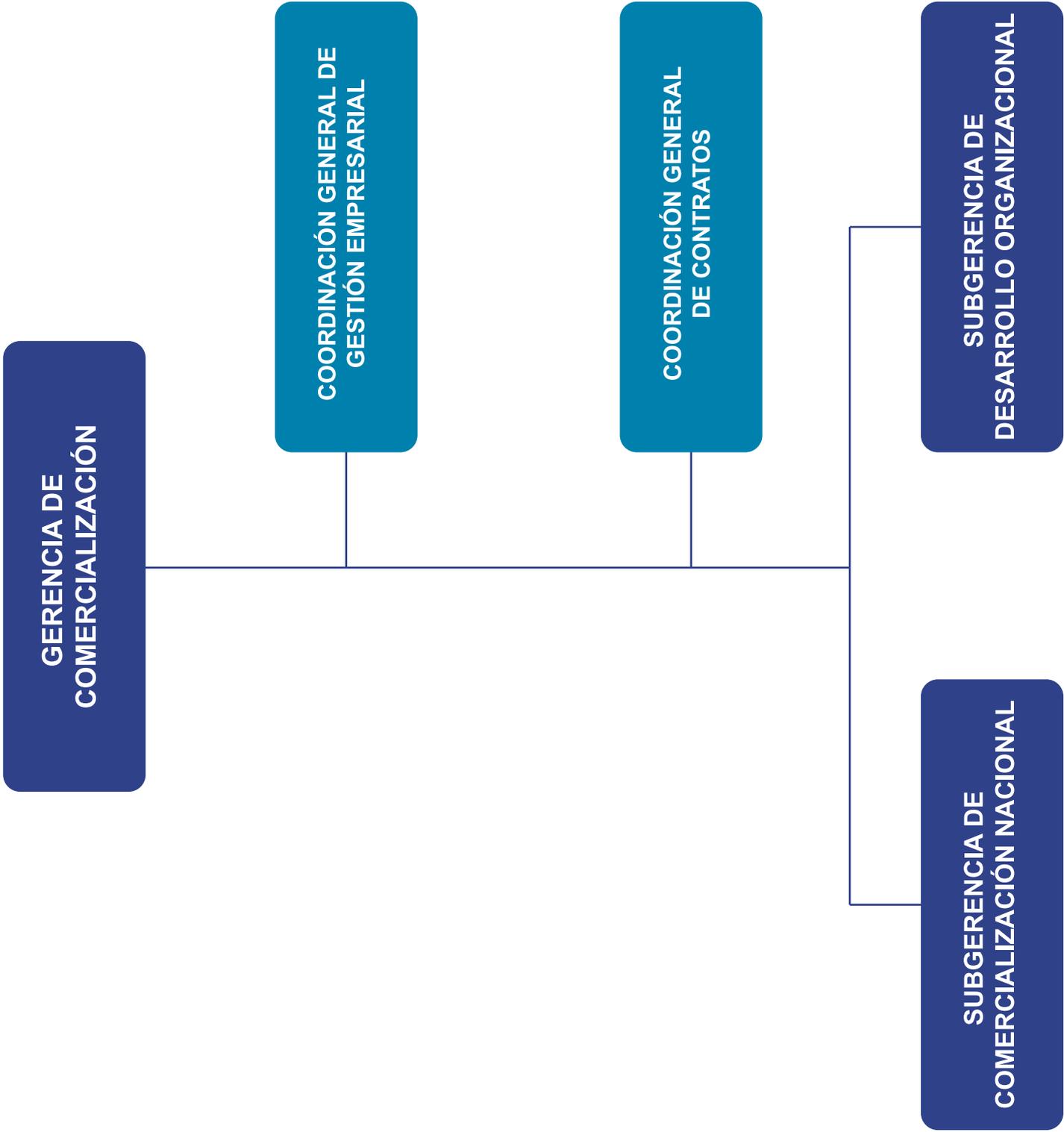
MATRIZ

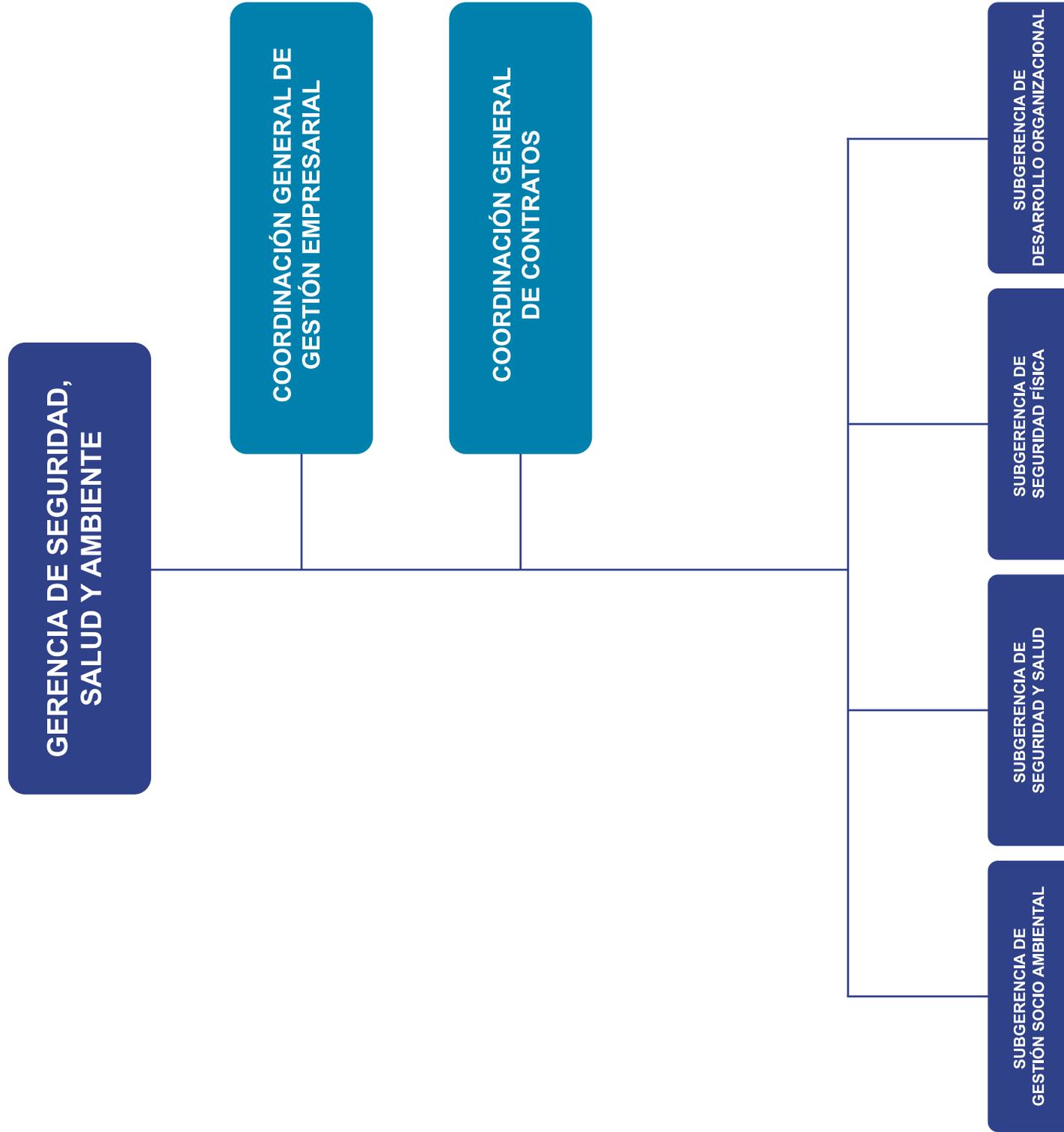
SUBSIDIARIAS

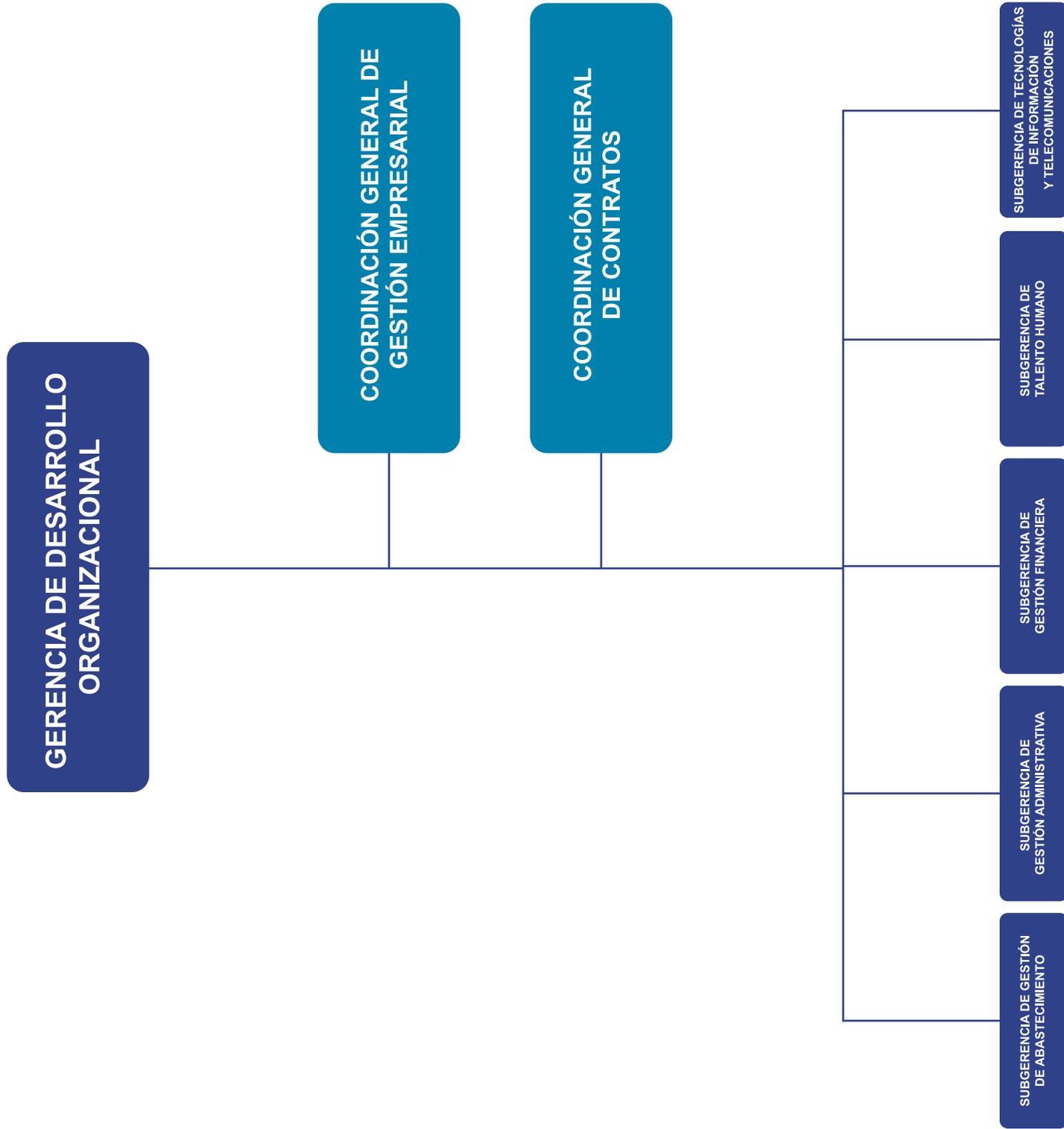


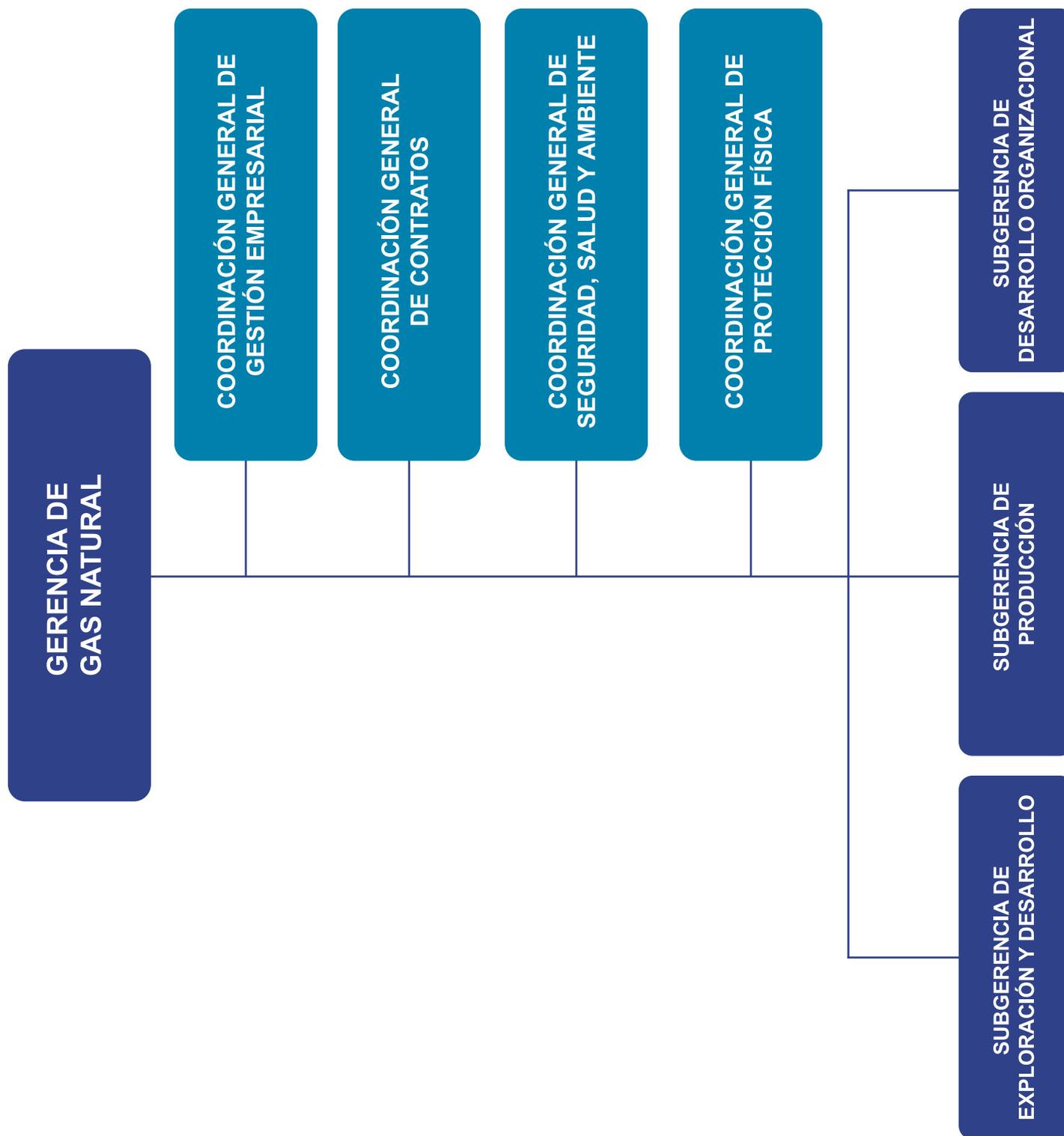


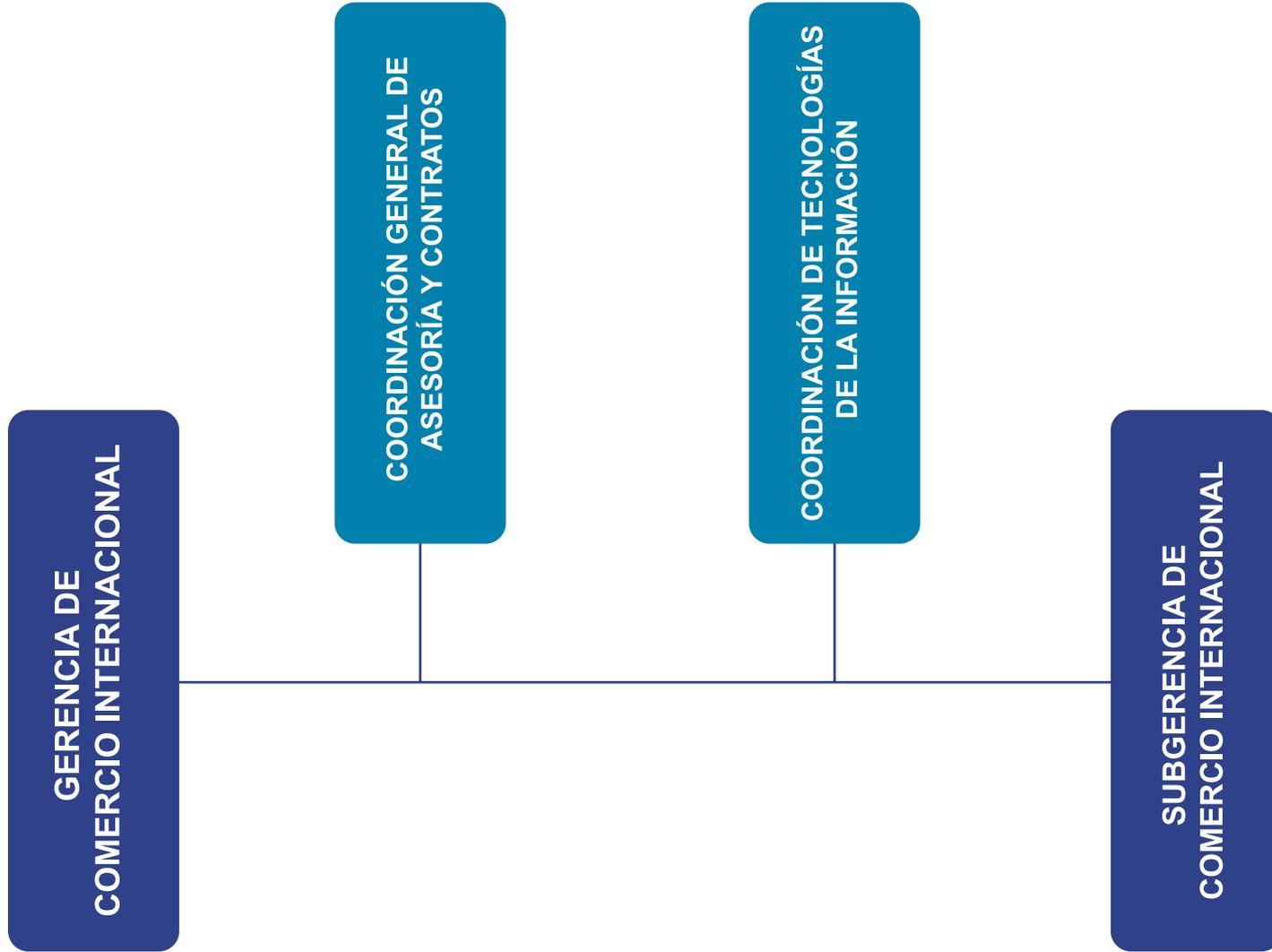














# DIRECTORIO DE EP PETROECUADOR

**Ing. Pedro Merizalde Pavón**

Ministro de Recursos Naturales No Renovables  
Presidente

**Dr. Rafael Poveda Bonilla**

Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos  
Delegado del Presidente de la República al Directorio

**Dr. Pabel Muñoz**

Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo

**Ing. Marco Calvopiña Vega**

Gerente General  
Secretario del Directorio

---

**ELABORACIÓN:**

Gerencia de Planificación y Control de Gestión

---

**EDICIÓN**

Jefatura de Imagen y Comunicación

**FOTOGRAFÍAS**

EP PETROECUADOR

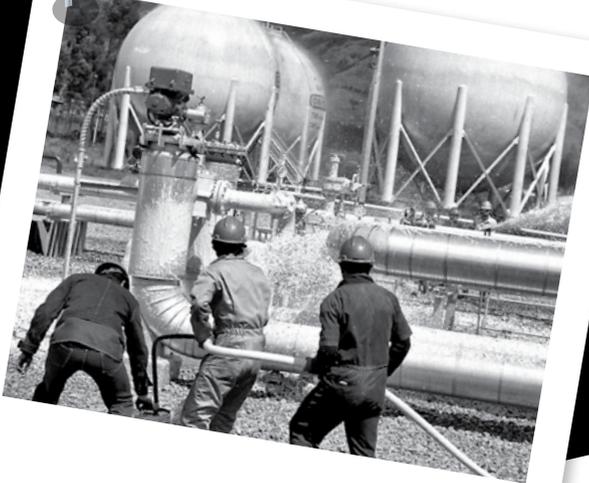
**DISEÑO GRÁFICO**

Diego Ruiz-Editogran S.A.

**IMPRESIÓN**

Editogran S.A.

# Galería

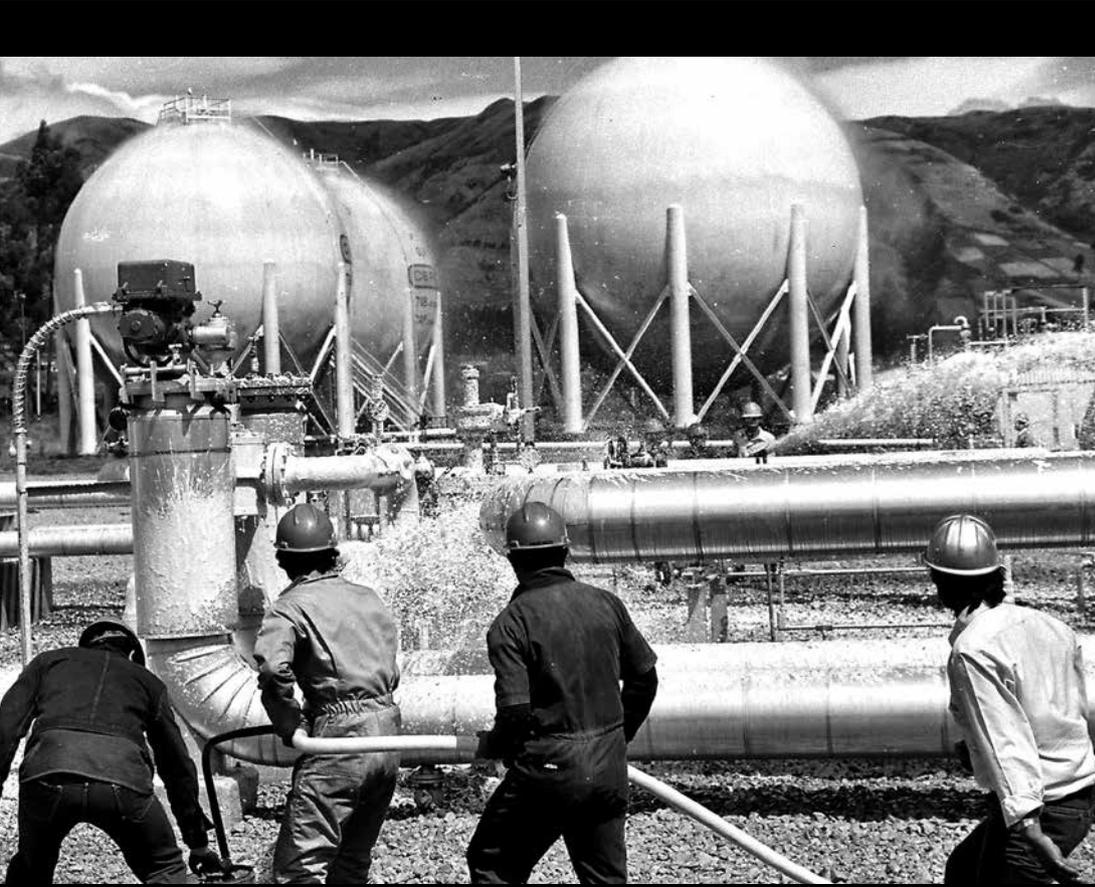


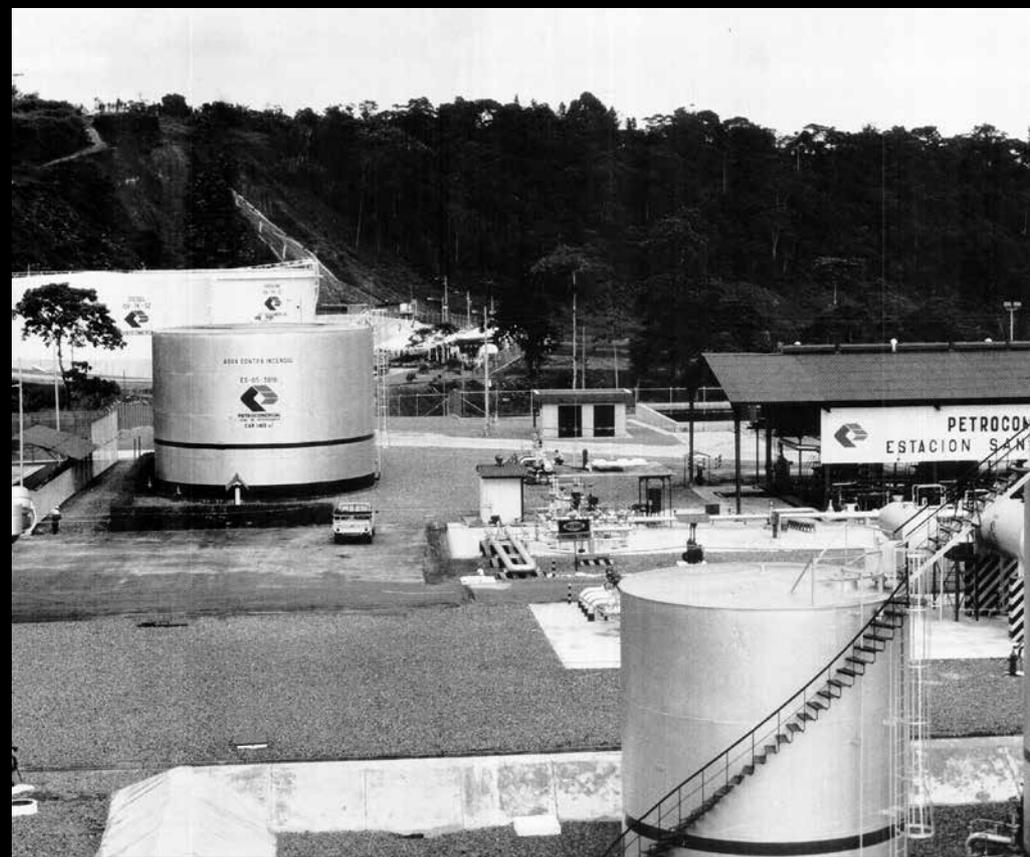


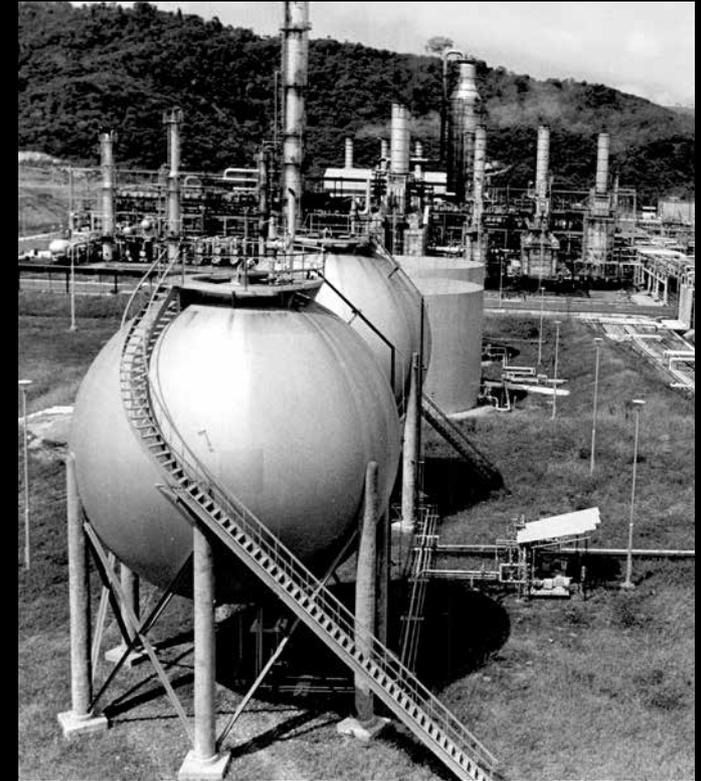






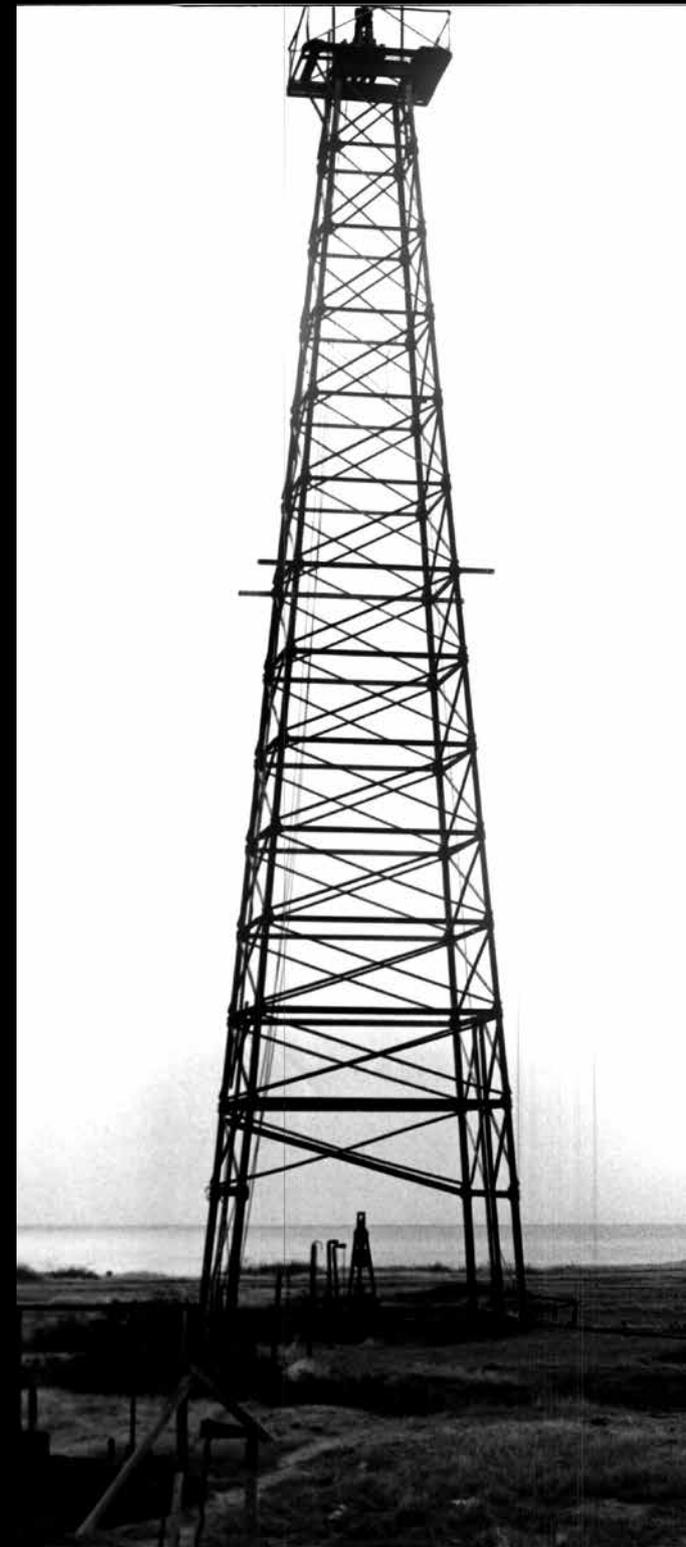


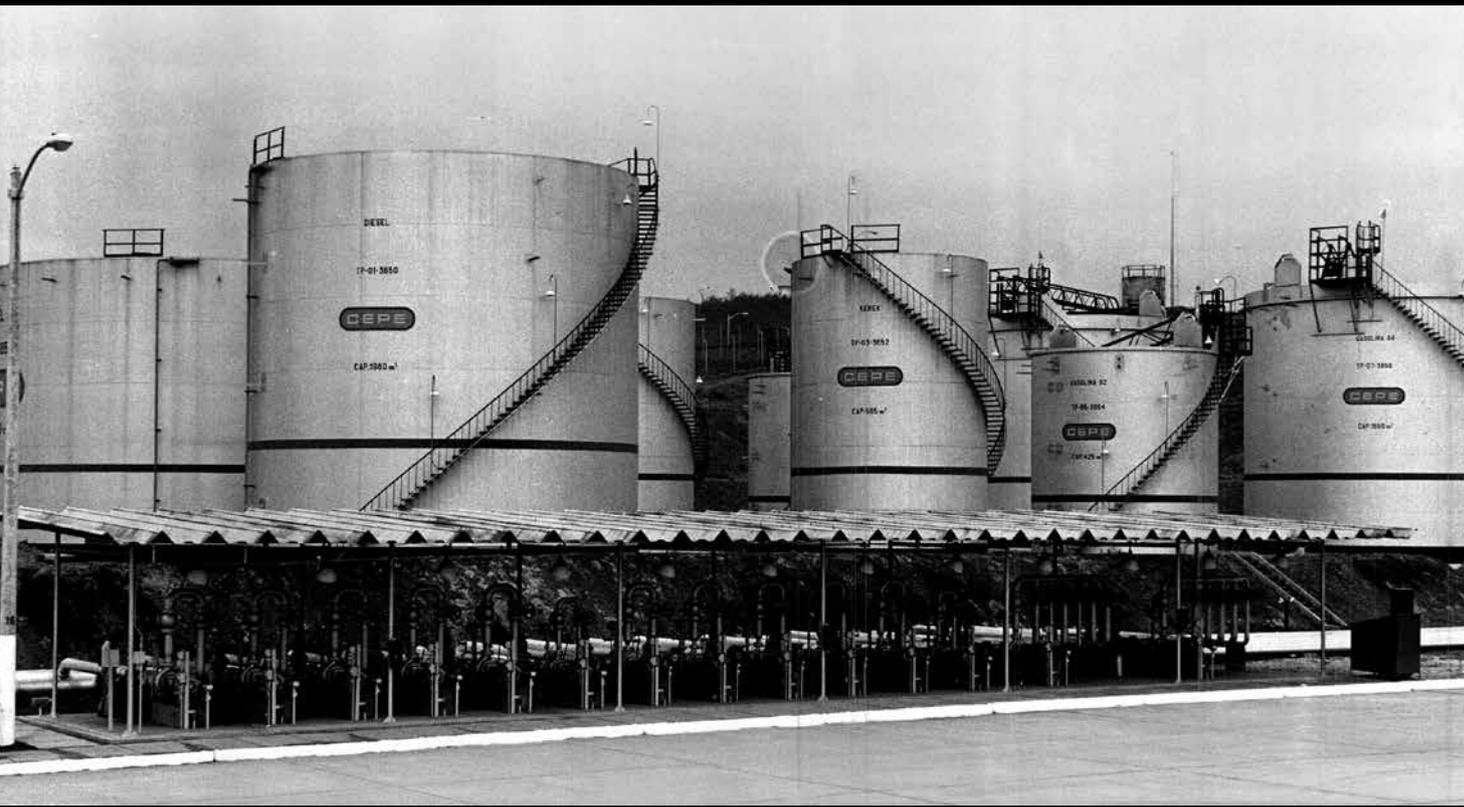
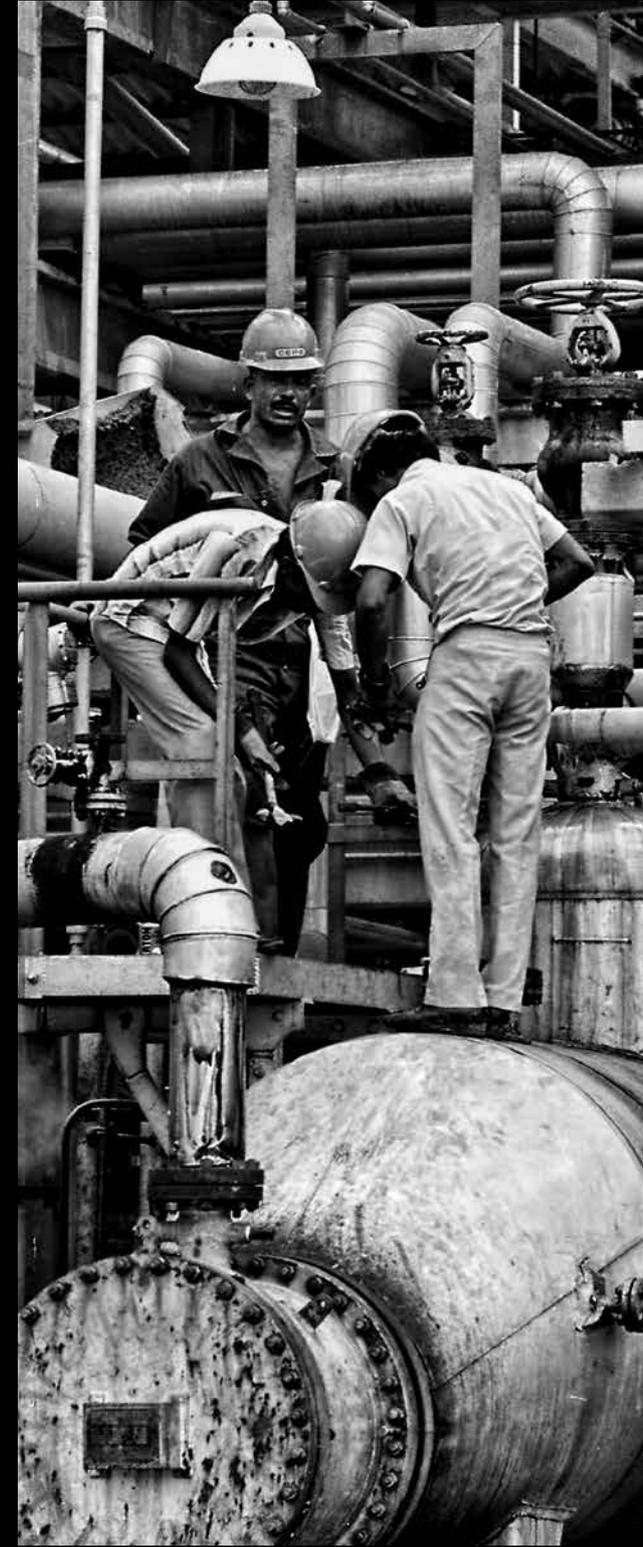
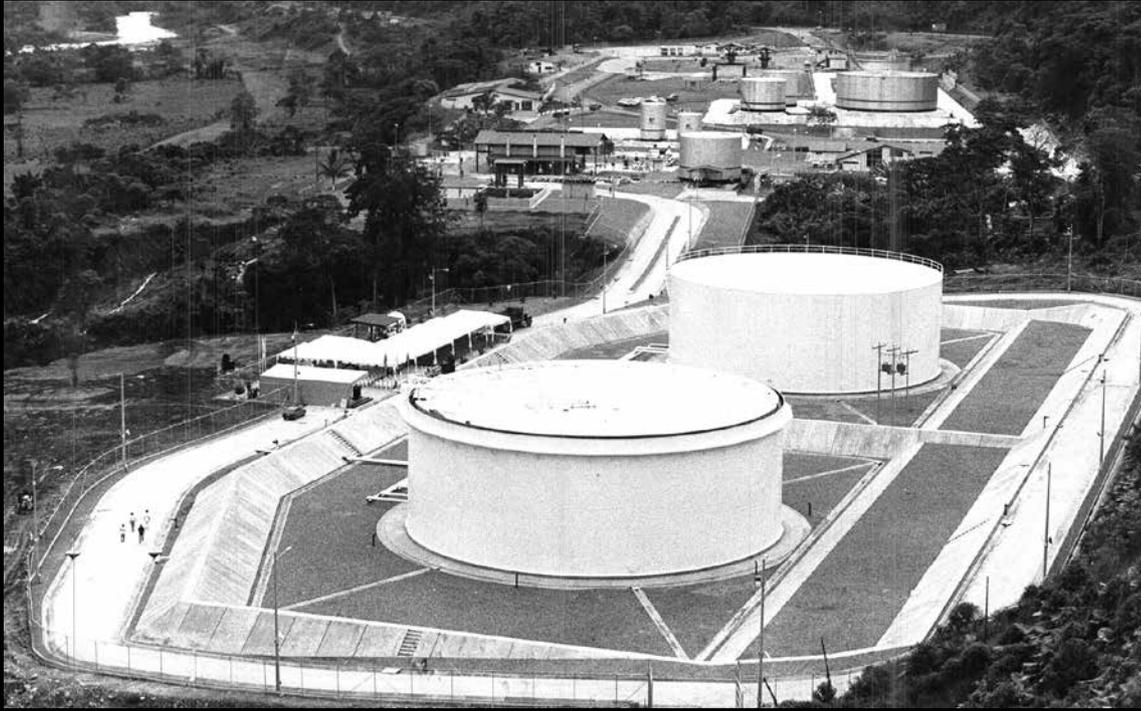














**EP  
PETROECUADOR**  
*Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador*

Alpallana E8-86 y Av. 6 de Diciembre (esquina) / Telf: (593-2) 3942 000-3942 100 / Casilla: 17-11-5007 / 17-11-5008 / [www.eppetroecuador.ec](http://www.eppetroecuador.ec)

Quito-Ecuador