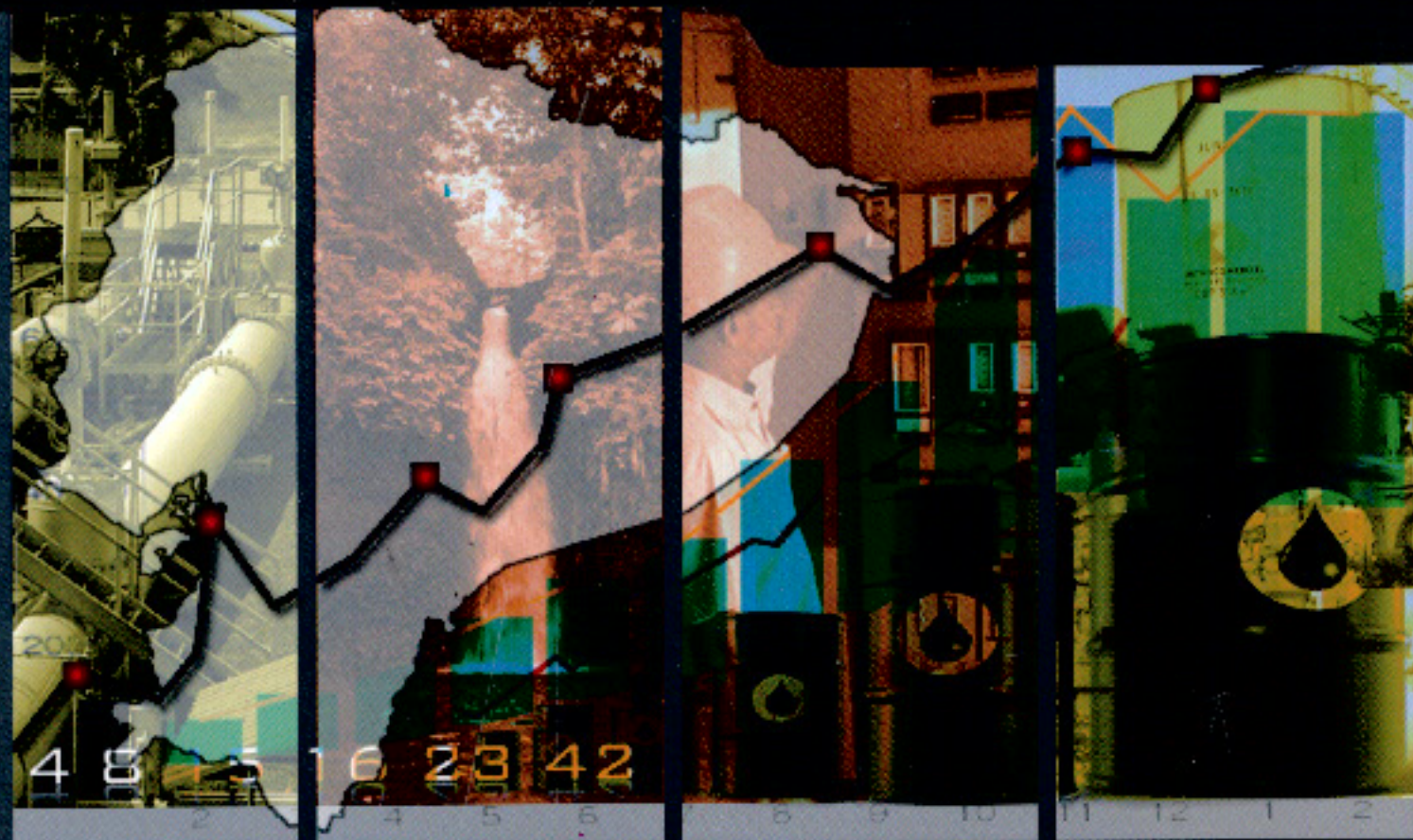




CIFRAS PETROLERAS



GOBIERNO NACIONAL
DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR



PETROECUADOR
EMPRESA ESTATAL
PETRÓLEOS DEL ECUADOR

2009

CIFRAS

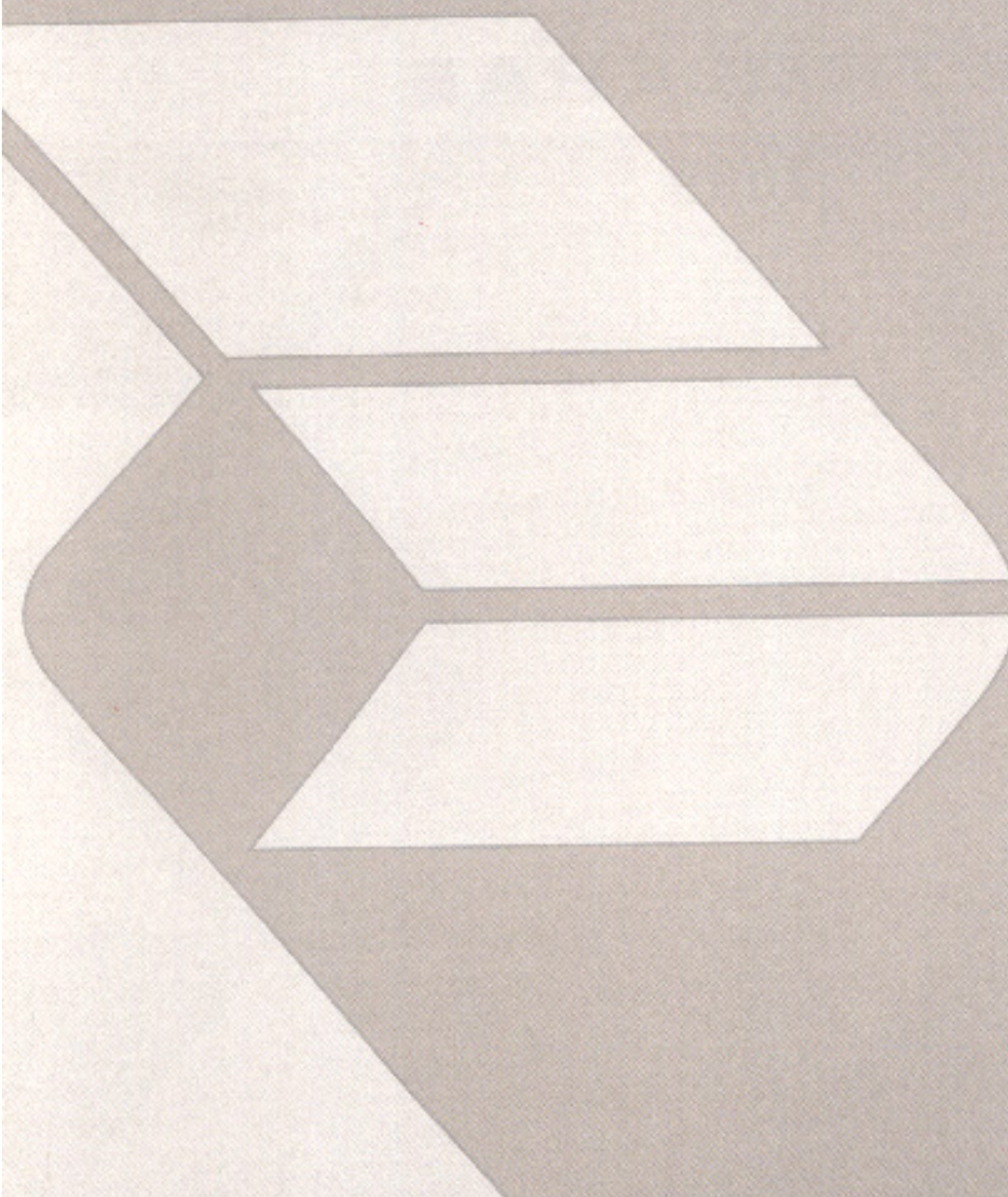
PETROLERAS

2009

El presente informe estadístico fue elaborado por la
Coordinación General de Planificación de PETROECUADOR:

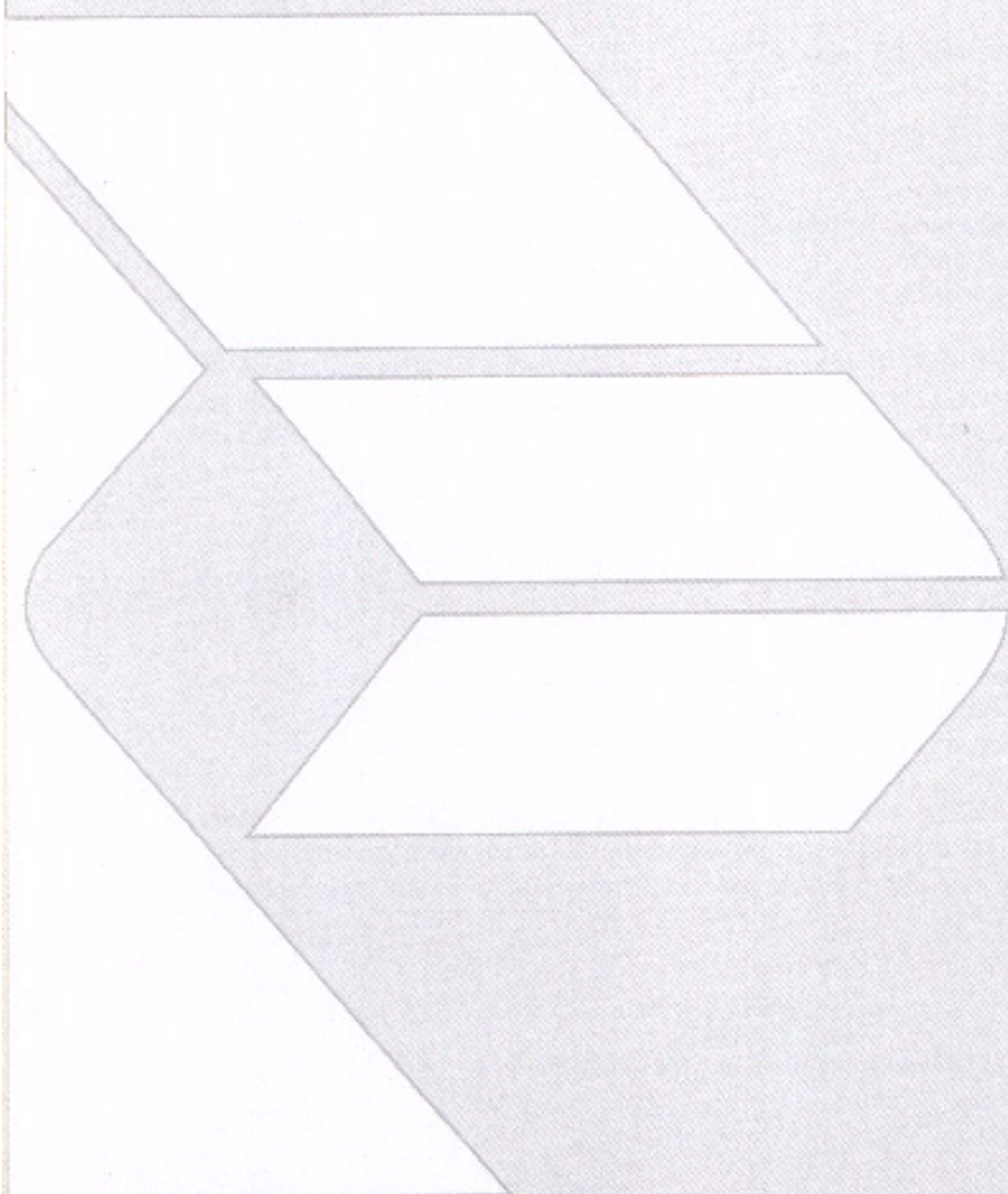
Investigación y elaboración:
Ing. Fernando Jaya, Coordinador General de Planificación

Bajo la coordinación de:
Econ. Alfredo Pozo, Coordinador General de Planificación
Estratégica y Control de Programas.



INDICE

PRESENTACIÓN	5
ABREVIATURAS	7
PRINCIPALES DEFINICIONES	9
CIFRAS PAÍS	15
PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO	21
PETROPRODUCCIÓN	23
ÁREAS OPERADAS POR PETROPRODUCCIÓN	23
CAMPOS OPERADOS POR PETROPRODUCCIÓN	23
EXPLORACIÓN	30
INCREMENTO DE RESERVAS	30
PERFORACIÓN DE POZOS	31
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	32
REACONDICIONAMIENTO CON TORRE	32
REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE	33
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO	33
OPERACIONES RIO NAPO (CAMPO SACHA)	35
PRODUCCIÓN DE CRUDO PETROAMAZONAS	36
BLOQUES OPERADOS POR PETROAMAZONAS	36
PERFORACIÓN DE POZOS	37
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO	39
PRODUCCIÓN FISCALIZADA ESTATAL (PETROECUADOR Y PETROAMAZONAS)	40
PRODUCCIÓN DE CRUDO COMPAÑÍAS PRIVADAS	42
TRANSPORTE DE CRUDO	61
TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS	62
SISTEMA OLEODUCTO TRANSECUATORIANO (SOTE)	63
GESTIÓN 2009	72
OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS	73
INDUSTRIALIZACIÓN DEL CRUDO	77
CARGAS DE CRUDO A REFINERÍAS 2009	78



Abreviaturas

OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ARPEL	Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana
MEM	Ministerio de Energía y Minas
D.N.H.	Dirección Nacional de Hidrocarburos
PETROECUADOR	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador
CAD	Consejo de Administración
CEL	Comité Especial de Licitaciones
A.C.P.	Administración de Contratos Petroleros
SOTE.	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
OTA.	Oleoducto Transandino
C.G.C.	Compañía General de Combustibles
V.H.R.	Victor Hugo Ruales
A.E.C	Alberta Energy Company
L.A.	Lago Agrio
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FLOPEC	Flota Petrolera Ecuatoriana
SOCO	Sistema de Oleoducto Centro Oriente
R.E.E.	Refinería Estatal Esmeraldas
R.L.L.	Refinería La Libertad
C.I.S.	Complejo Industrial Shushufindi
REF.	Refinería
CAB.	Cabecera
Part.	Participación
PRES. SERV.	Prestación de Servicios
Bl.	Barril
BL/D	Barril / día
BPDO	Barril por día de operación
Kg.	Kilogramos
T.M.	Tonelada Métrica
Gr.	Gramo
PULG.	Pulgada
PPP.	Precio Promedio Ponderado
VAR	Variación
C&F.	Costo y Flete

Abreviaturas Abreviaturas Abreviaturas Abreviaturas

FOB.	Puerto Abordo
API°.	Grado API
Prom.	Promedio
Oct.	Octanaje
MMPC.	Millones de Pies Cúbicos
MMBL	Millones de barriles
N.A.O.	Nafta Alto Octano
N.B.O.	Nafta Bajo Octano – Debutanizada
GLP.	Gas Licuado de Petróleo
Rub.	Rubber Solvent
S1	Solvente N°1
M.T.	Mineral Turpentine
IFO.	Internacional Fuel Oil
Acdo.	Acuerdo
Deco.	Decreto
Res.	Resolución

Principales Definiciones

Aceites Combustibles.- Son los combustibles más pesados, que tienen utilización en la producción de electricidad, mediante su combustión en calderos, los que 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.

AIT.- Auto tanque que se utiliza para el transporte de derivados.

Alianzas Operativas.- Formación de sociedades productivas entre PETROPRODUCCIÓN 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 Filial, sin comprometer el patrimonio del Estado y optimizar los recursos existentes.

Alije.- Es el trasvase de hidrocarburos de un buque tanque de gran capacidad, y el transporte respectivo con destino a terminales.

ARPEL.- (Asociación Recíproca Estatal Petrolera Latinoamericana) Organismo internacional que tiene como objetivo 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, Fundada 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 PETROECUADOR 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 Participación 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 e hidrógeno y diverso contenido de oxígeno, azufre y nitrógeno. Se encuentra en depósitos o en rocas tales como calizas o arsénicos, en la superficie o muy cerca de ella.

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

Barril.- Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados; equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros medidos a 60° Fahrenheit. (15.5° C.)

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, se considera dentro de estos un factor de seguridad en la operación.

Bleding.- 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 buques-tanque 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 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 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 refinería, 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, por lo que se puede clasificarse en interna e internacional. El proceso se rige por normas específicas.

Contrato de Operación Unificada.- Cuando PETROPRODUCCIÓN 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, publicándose 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.

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

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

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

Costa Oeste.- Área que cubre las transacciones petrolera 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, y que se caracteriza 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, diesel 1 o kerosene y el gasoil, conocido también diesel 2.

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

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

Fuel Oil # 4.- Mezcla de residuos y destilados medios, que se utiliza 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, del azúcar y del vidrio entre otros usos industriales. Se utiliza también como combustible marítimo, conocido como bunker.

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

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

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

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 del 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 del Medio Oriente, abarcando 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 más 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 puntos situados a cierta distancia horizontal del punto inicial.

Perforación Horizontal.- Sistema de perforación que permite explotar petróleo de áreas adyacentes mediante el desvío del taladro hacia puntos situados a distancia horizontal 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 a 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 Oman, 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 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.

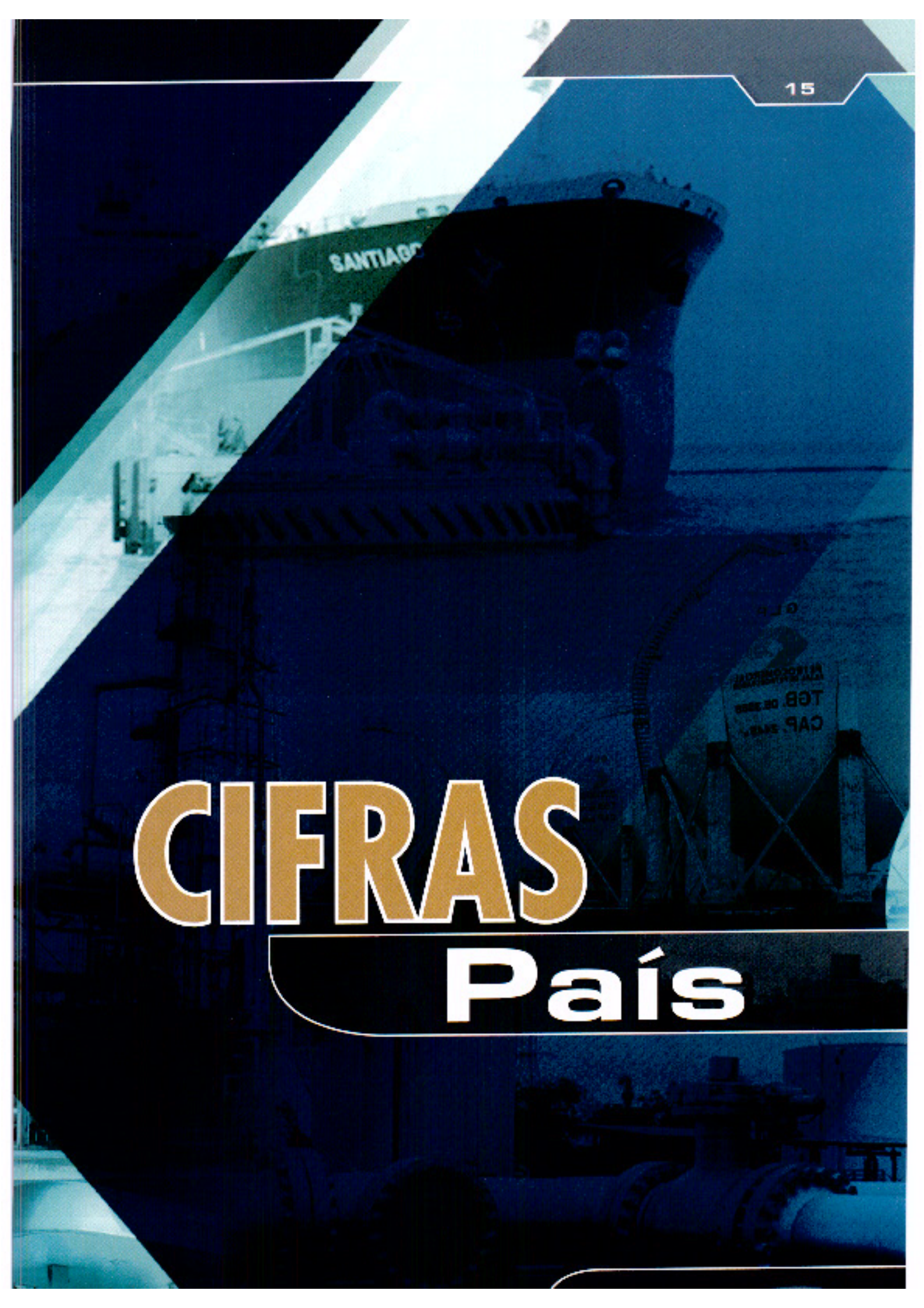
Reinyección de Gas.- Introducción de gas natural al reservorio para incrementar la producción de petróleo a través de una mayor presión en dicho depósito.

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.



CIFRAS

País

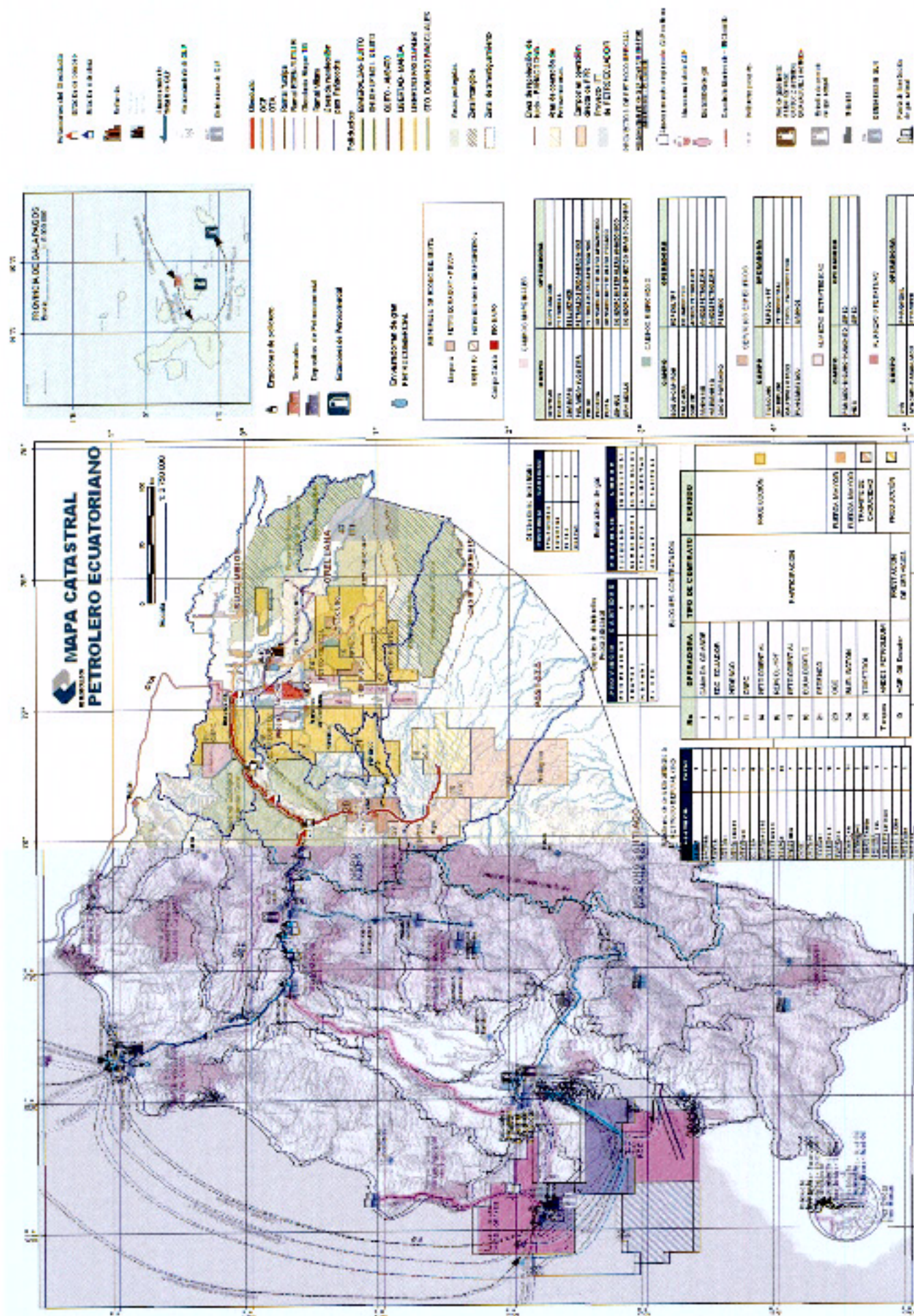


TABLA 1: RESUMEN EJECUTIVO DE LA ACTIVIDAD

PETROLERA

Cifras en miles de barriles

DETALLE	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año 2000
CRUDO													
Producción Nacional Campesinos	15.600	13.940	15.414	14.855	15.237	14.745	14.879	14.776	14.256	14.719	14.326	14.563	177.414
Petróleos	5.000	4.073	5.000	5.447	5.739	5.695	5.731	5.657	5.417	5.534	5.435	5.559	69.585
Petróleos	3.150	2.705	3.113	3.028	3.051	2.994	3.003	3.016	2.935	3.021	2.934	3.003	36.100
Compañías Privadas	8.992	8.014	8.927	8.381	8.357	8.934	8.924	8.923	8.956	8.923	8.923	8.957	74.647
Producción Nacional promedio diario	504	435	497	485	492	487	493	492	478	475	477	473	537
Entradas de crudo y consumo interno	3.054	4.161	4.877	4.942	4.805	4.811	4.921	5.027	4.803	4.737	4.854	4.754	57.305
Refinerías de Esmeraldas	2.903	2.327	2.800	2.867	2.725	2.935	2.891	3.125	2.820	2.816	2.759	2.733	31.992
Refinería La Libertad	1.345	1.218	1.267	1.273	1.270	1.241	1.345	1.243	1.297	1.341	1.256	1.332	15.572
Refinería Amazez	621	353	677	578	516	554	618	587	587	574	543	570	7.042
Refinería y Consumo Comercial	96	94	94	91	90	93	93	93	93	93	93	91	1.033
Exportación	10.750	9.461	9.335	10.643	10.174	9.878	10.554	10.915	9.882	9.440	9.590	10.453	118.157
PETRÓLEO (Crudo, Graso y Napo)	7.450	5.857	6.125	6.923	6.807	6.401	7.012	6.992	6.933	6.314	6.734	6.543	83.470
Grasos	3.230	3.504	3.253	3.725	3.273	3.277	3.341	3.623	3.033	3.126	3.245	3.559	36.068
Transporte por Oleoductos (SOTE-HOCP)	14.766	12.824	15.237	13.726	14.622	14.005	14.847	14.422	12.927	14.024	13.715	13.849	165.413
SOTE	11.003	10.002	11.081	12.243	11.535	10.780	11.031	11.538	9.917	10.984	10.511	10.815	128.257
UOP	3.737	2.822	4.146	3.453	3.587	3.225	3.815	3.384	3.010	3.520	3.204	3.234	41.174
DERIVADOS													
Producción Nacional	5.865	5.267	5.843	5.567	5.921	5.676	5.597	5.749	5.349	5.865	5.774	5.791	68.545
Consumo Nacional	5.059	5.385	5.415	5.133	5.931	5.270	5.256	5.214	5.452	5.775	5.026	5.141	75.818
Exportación F.O. C.I.N.T.	1.119	851	572	1.159	735	1.059	694	1.145	735	902	921	735	10.867
Exportación de Nafta	100	173	158	158	175	0	173	0	153	153	150	0	1.475
Importación de GLP	725	613	682	556	811	731	784	736	730	731	735	744	9.079
Importación de Nafta alto octano	992	2	456	516	0	0	0	322	0	0	0	0	1.900
Importación de Nafta Alto Octano Comercial: Vapores a	257	407	525	520	456	435	525	1.122	522	512	455	513	5.307
Importación de Nafta Alto Octano Comercial: Líquido	0	211	0	911	240	0	0	0	0	239	1.250	1.017	3.043
Importación de Diesel	895	950	719	425	409	335	951	1.181	730	550	765	453	5.917
Importación de Diesel Comercial: Erup	0	0	0	41	0	0	214	0	0	236	100	249	1.022
Importación de Gas Fuel	239	0	210	42	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Importación de Gas Fuel: Stocks	5	0	0	0	210	159	210	210	210	410	194	150	2.344
Importación de Aceite	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	11
P.P.P. Exportación Crudo Graso: Graso: Graso	27.40	29.14	35.33	42.35	50.92	64.42	56.75	65.51	54.31	70.45	71.57	67.22	54.34
P.P.P. Exportación Crudo Napo: Graso	25.26	17.44	23.16	34.43	48.80	62.34	54.28	62.81	52.34	67.69	69.71	67.89	60.87

Notas:

a) Las series de Producción fueron modificadas por el incremento en las inversiones.

b) No incluye cargo de la Planta de Gas de Shushufudi.

c) Incluye la producción de Nafta Base y derivados que se exportó y recibió de Refinerías Amazez que se reimportó al SOTE, no incluye la Gasolina Natural de Ref. Amazez.

d) P.P.P.: Precio promedio ponderado del barril de petróleo en Us\$.

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Producción PETROECUADOR

TABLA 2: DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL ECUADOR AÑO 2009

Cifras en barriles

DETALLE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
STOCK INICIAL (a)	5.446.736	5.178.302	6.116.868	6.936.206	5.984.365	8.482.172	7.246.217	6.744.416	6.190.199	5.116.543	5.714.587	6.291.207	6.714.419
TOTAL PRODUCCIÓN FISCALIZADA	15.407.963	13.834.706	16.266.386	14.892.745	15.046.953	14.533.431	14.703.078	14.325.112	14.195.903	14.501.343	14.133.544	14.366.011	174.391.424
PRODUCCIÓN PETROECUADOR	3.123.130	3.161.201	3.542.623	3.423.726	3.771.487	3.615.006	3.817.430	3.590.352	3.575.483	3.537.350	3.427.711	3.503.589	39.022.027
PETROCOMPAÑÍAS	3.127.757	2.705.085	3.171.762	2.561.547	3.143.565	2.945.751	2.834.172	2.895.812	2.898.163	2.831.819	2.835.210	2.855.871	29.046.454
COMPAÑÍAS	8.154.237	5.968.526	5.855.066	6.262.357	6.259.803	5.907.851	5.121.218	5.653.773	5.742.072	5.872.896	5.817.983	5.851.151	73.265.953
CRUDO REDUCIDO + GAS NATURAL REINYECTADO	287.190	223.683	249.477	233.839	282.242	216.066	253.821	290.720	234.215	207.706	226.346	277.532	3.044.333
ENTREGAS DE CRUDO Y CONSUMO INTERNO (b)	5.201.114	4.514.243	5.317.414	5.663.896	4.846.134	4.947.206	5.361.246	5.170.006	4.833.233	5.117.888	4.790.751	4.895.874	59.471.241
EXPORTACIÓN PETROECUADOR	3.265.732	3.064.271	3.212.811	3.016.533	3.312.221	2.855.817	2.847.203	2.884.883	2.894.651	2.772.827	2.739.866	2.713.236	33.061.277
REGALÍAS	1.159.219	155.452	1.058.266	559.331	893.534	1.161.852	1.007.581	1.007.542	1.009.302	1.063.148	1.044.159	1.160.706	12.437.342
REGALÍAS PARA EL PAÍS	715.232	719.571	1.077.196	1.222.872	1.162.240	1.175.165	853.434	1.168.566	1.173.890	1.422.455	537.576	1.131.925	12.151.453
REGALÍAS A LAZAROS OPERATIVAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.067.857
REGALÍAS A LAZAROS OPERATIVAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	385.883
REGALÍAS PETROCOMPAÑÍAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	314.333
CRUDO MAPO	2.287.675	1.417.763	1.438.878	1.503.725	1.437.873	1.477.899	2.184.732	2.133.439	2.218.007	1.682.335	1.331.825	1.458.288	21.955.753
EXPORTACIÓN COMPAÑÍAS PRIVADAS (c)	3.333.064	3.904.273	2.795.262	3.726.264	3.277.484	2.877.283	3.541.339	2.823.647	1.932.700	2.473.788	2.845.375	2.506.844	36.397.533
STOCK FINAL	5.018.352	6.116.556	6.006.268	5.964.265	6.622.172	7.246.317	6.744.416	6.148.169	5.170.949	5.714.587	6.251.237	6.717.161	6.714.419

Notas: Información Provisional sujeta a revisión

a) Stock dependiente de los tiempos de procesamiento de crudo en los tanques de almacenamiento en CCO, en el caso de los estudios de los tanques de producción

b) No incluye la carga de crudo a las plantas de refinación de Huala y Huala, por cuanto según el contrato con las compañías exportadoras, el petróleo que va a ser exportado por ellas

c) Incluye el volumen de exportación de las Compañías Privadas a través del Terminal de Refinación de Huala y Terminal de Refinación de Huala

Fuente: Reportes de los Estados Financieros de las Compañías Privadas y Compañías Públicas de Huala

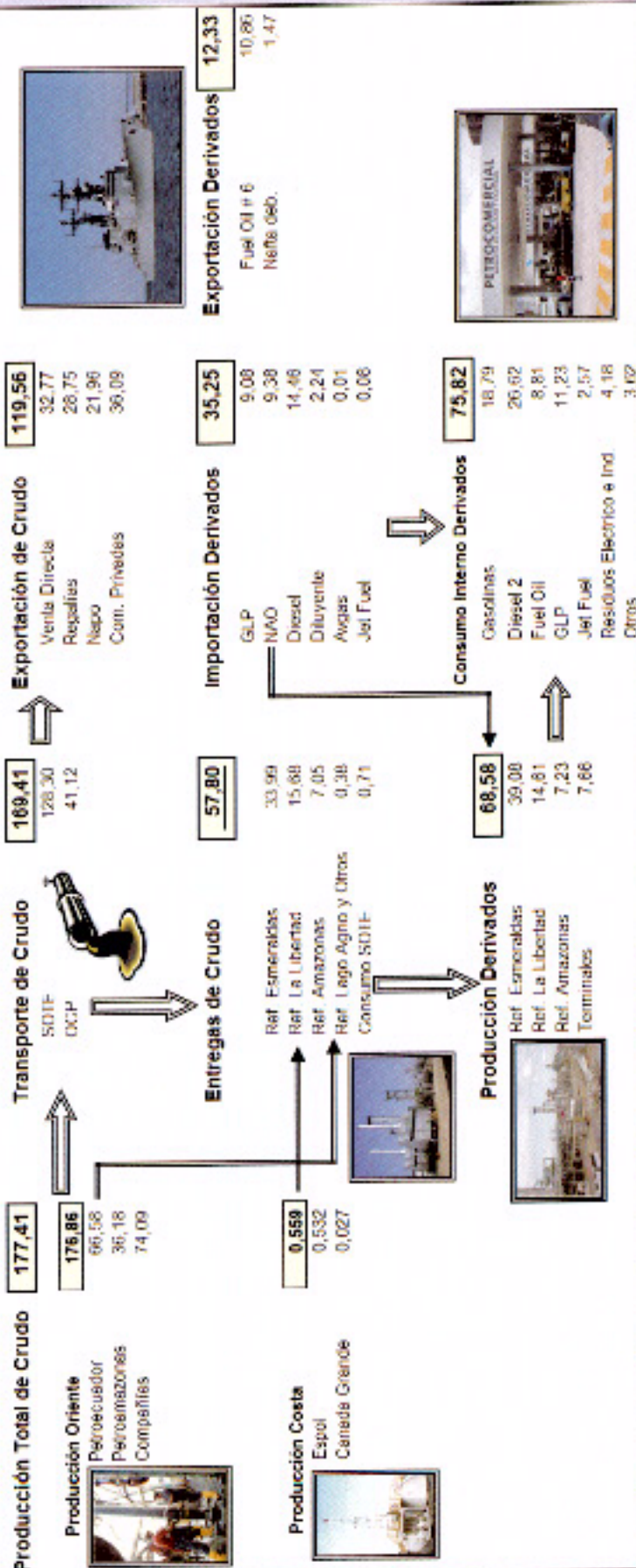
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Proyección - Petroecuador



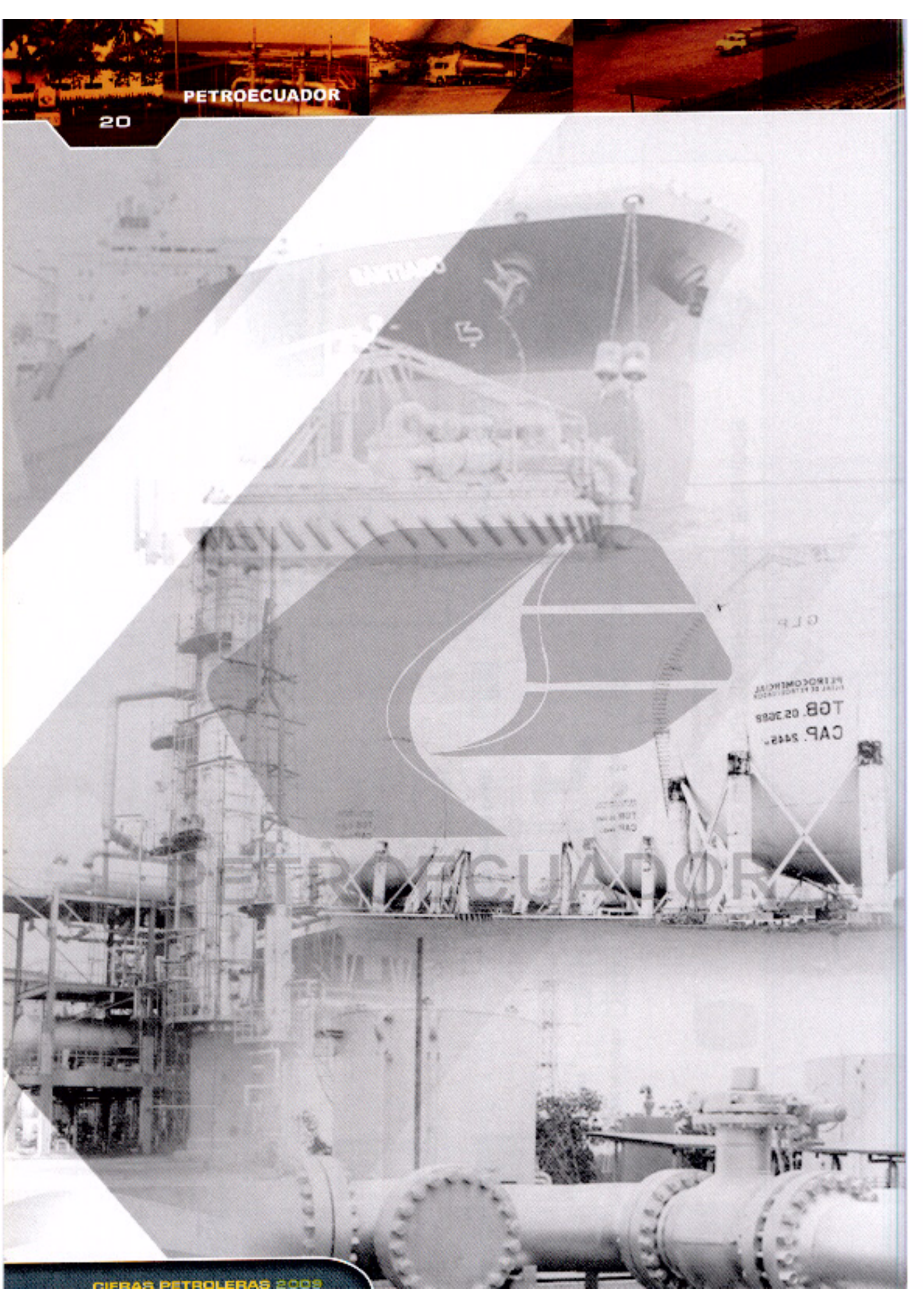
MOVIMIENTO HIDROCARBURÍFERO DEL ECUADOR

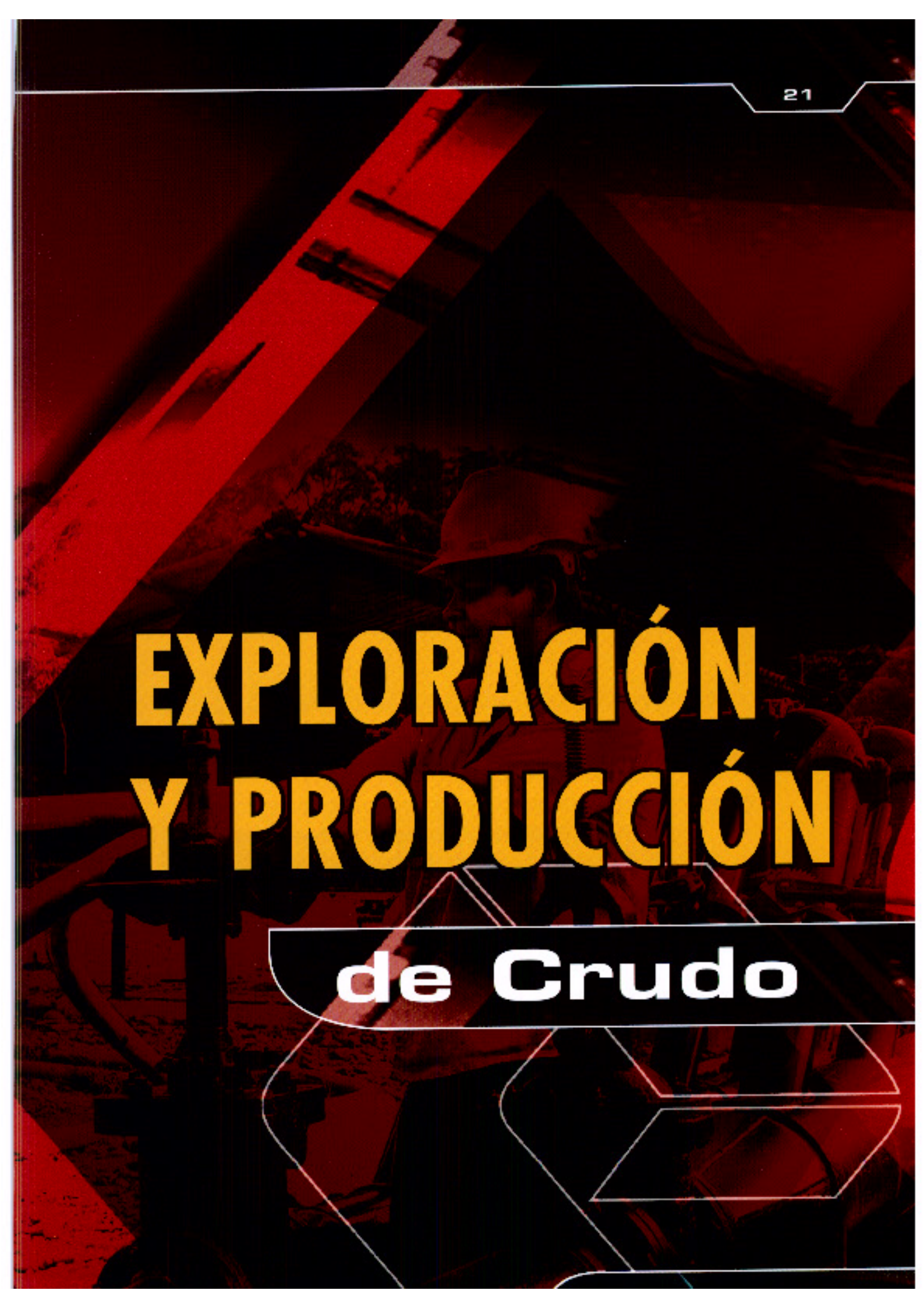
Año 2009

Cifras en millones de barriles



Fuente: Vicepresidencias y Gerencias Corporativas del Sistema PETROECUADOR
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Proyectos. Coordinación de Planificación- PETROECUADOR



The background of the cover is a photograph of an industrial site, likely an oil field, with a strong red color overlay. In the center, a worker wearing a white hard hat and safety glasses is visible, looking down. The scene is filled with industrial structures, pipes, and equipment. The title text is superimposed on this background.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

de Crudo

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO

El año 2009 la Producción Nacional de crudo fiscalizada tuvo una producción de 175.3 millones de barriles con un decrecimiento del -3.0% con respecto al año 2008, esta disminución responde directamente a que las compañías privadas no realizaron las inversiones necesarias para incrementar la producción.

La producción nacional de crudo se lo realiza a través de:

- PETROPRODUCCIÓN
- PETROAMAZONAS
- COMPAÑÍAS

TABLA No. 3
PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO EN CAMPO
Cifras en barriles

EMPRESA	AÑO 2009	AÑO 2008	VAR % 09/08
PETROPRODUCCIÓN	66.218.139	61.103.139	8.4
PETROAMAZONAS	35.710.271	34.307.344	4.1
COMPAÑÍAS PRIV.	73.395.127	85.358.385	-14.0
TOTAL	175.323.537	180.768.868	-3.0

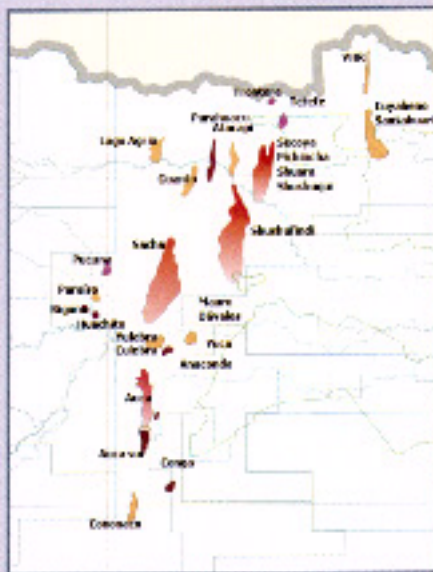


Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

La Empresa Estatal de Exploración Petroproducción de Petróleos del Ecuador PETROPRODUCCION, fue creada el 26 de septiembre de 1989 con el objetivo de explorar, explotar las cuencas sedimentarias o yacimientos hidrocarburíferos, operar los campos hidrocarburíferos asignados a PETROECUADOR, y transportar el petróleo y gas hasta los principales centros de almacenamiento.

ÁREAS OPERADAS POR PETROPRODUCCIÓN



Petroproducción a inicios del 2009 contó con 6 áreas para operar directamente como son:

- Lago Agrio (tres campos en producción)
- Libertador (ocho campos en producción)
- Auca (seis campos en producción)
- Shushufindi (dos campos en producción)
- Cuyabeno (cuatro campos en producción)
- Sacha (un campo en producción)

A partir del mes de noviembre el Área Sacha pasó a ser operado por Operadora Rio Napo una sociedad de Economía Mixta entre Petroecuador y PDVSA.

CAMPOS OPERADOS POR PETROPRODUCCIÓN

CAMPO GUANTA DURENO



PRIMER POZO

Dureno 1 con 10.292 pies perforados

RESERVAS

317.650.484 barriles de petróleo In Situ

75.330.982 barriles de reservas probadas

41.936.630 BARRILES PRODUCIDOS

33,394,352 barriles de reservas remanentes

1,470,756 Basal Tens

12,336,033 Hollin Superior

7,594,972 T

11,992,591 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 17

POZOS CERRADOS :	9
------------------	---

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible

PPH: Hidráulico

CAMPO LAGO AGRIO



OPERADOR

PETROPRODUCCIÓN

DESCUBIERTO POR

TEXACO

PRIMER POZO

Lago Agrio 1 con 10.175 pies perforados

RESERVAS

504.354.447 barriles de petróleo in Situ

186.582.918 barriles de reservas probadas

155.729.086 BARRILES PRODUCIDOS

30.853.832 barriles de reservas remanentes

2.518.581 Basal Tena

14.666.328 Hollin

5.580.673 T

8.088.250 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 23

POZOS CERRADOS: 24

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible

PPH: Hidráulico

CAMPO PARAHUACU



DESCUBIERTO POR

CONSORCIO TEXACO- GULF

PRIMER POZO

Parahuacu 1 con 10.173 pies perforados

RESERVAS

148.432.896 barriles de petróleo in Situ

35.675.536 barriles de reservas probadas

15.913.271 BARRILES PRODUCIDOS

19.762.265 barriles de reservas remanentes

2.978.347 Basal Tena

10.193.777 T

6.590.141 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 10

POZOS CERRADOS: 2

METODO DE LEVANTAMIENTO

CAMPO LIBERTADOR



DESCUBIERTO POR

CEPE

PRIMER POZO

Secoya 1 con 9.510 pies perforados

RESERVAS

1.289.173.500 barriles de petróleo In Situ

440.227.136 barriles de reservas probadas

321.969.753 BARRILES PRODUCIDOS

118.257.383 barriles de reservas remanentes

14.950.528 Basal Tena

11.522.881 T

82.485.927 U Inferior

9.298.047 U Superior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 77

POZOS CERRADOS : 0

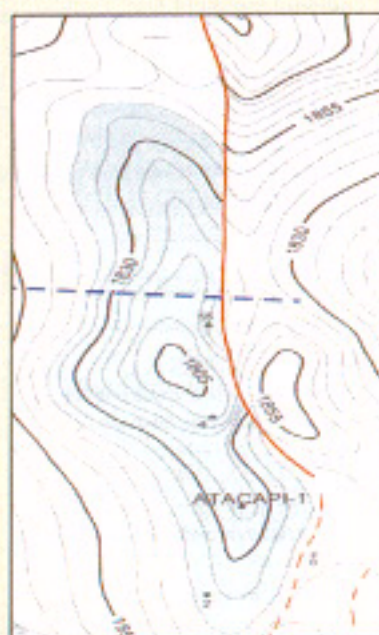
METODO DE LEVANTAMIENTO:

PPS: Electro sumergible

PPH: Hidráulico

PPG: Gas lift

CAMPO ATACAPI



DESCUBIERTO POR

TEXACO

PRIMER POZO

Atacapi 1 con 9.848 pies perforados

RESERVAS

136.658.589 barriles de petróleo In Situ

56.085.834 barriles de reservas probadas

35.890.219 BARRILES PRODUCIDOS

20.195.635 barriles de reservas remanentes

8.684.040 Arena T Inferior

5.928.725 Arena T superior

2.008.888 Arena U inferior

3.573.982 Arena U superior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 11

POZOS CERRADOS :

METODO DE LEVANTAMIENTO:

PPS: Electro sumergible

PPH: Hidráulico

CAMPO TAPI- TETETE



PRIMER POZO

Tetete 1 con 5,400 pies perforados

RESERVAS

94,226.500 barriles de petróleo in Situ

37,786.500 barriles de reservas probadas

29,986.485 BARRILES PRODUCIDOS

7.800.015 barriles de reservas remanentes

2.766.355 T

5.033.660 U Inferior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 11

METODO DE LEVANTAMIENTO:

PPS: Electro sumergible

PPH: Hidráulico

CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI



PRIMER POZO

Cuyabeno 1 con 8.157 pies perforados

RESERVAS

459,717.650 barriles de petróleo in Situ

150,033.053 barriles de reservas probadas

84,625.102 BARRILES PRODUCIDOS

65,407.951 barriles de reservas remanentes

8,632 Basal Tena

2,967,398 T Inferior

14,485,368 T Superior

26,531,770 U Inferior

10,023,713 U Media

11,391,070 U Superior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN:

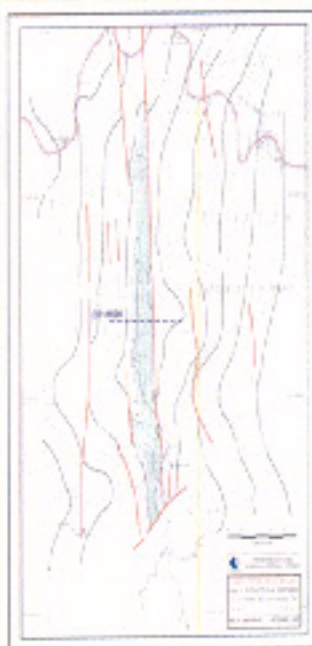
POZOS CERRADOS:

POZOS POR REHABILITAR:

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPH: Hidráulico

CAMPO VICTOR HUGO RUALES



PRIMER POZO

Cantagallo 1988 (Victor Hugo Ruales 1991)
con 8.330 pies perforados

RESERVAS

146.382.161 barriles de petróleo in Situ

44.189.597 barriles de reservas probadas

31.738.074 BARRILES PRODUCIDOS

12.451.523 barriles de reservas remanentes

957.870 Basal Tena

561.981 M-2

1.008.167 T Inferior

278.098 T Superior

7.257.556 U Inferior

1.419.027 U Media

948.824 U Superior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 5

POZOS CERRADOS: 0

METODO DE LEVANTAMIENTO

CAMPO SACHA



PRIMER POZO

Sacha 1 con 10.160 pies perforados

RESERVAS

3.451.151.150 barriles de petróleo in Situ

1.198.035.980 barriles de reservas probadas

738.774.526 BARRILES PRODUCIDOS

459.261.454 barriles de reservas remanentes

512.522 Basal Tena

247.047.136 Hollín

95.732.818 T

115.968.978 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

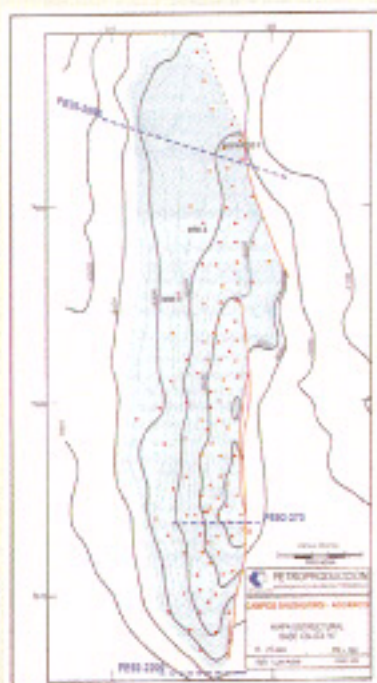
POZOS EN PRODUCCIÓN:

POZOS CERRADOS:

POZOS POR REHABILITAR:

METODO DE LEVANTAMIENTO

CAMPO SHUSHUFINDI- AGUARICO



PRIMER POZO

Shushufindi 1 con 9.772 pies perforados

RESERVAS

3.077.476.968 barriles de petróleo in Situ
1.589.246.000 barriles de reservas probadas
1.127.404.216 BARRILES PRODUCIDOS
461.841.784 barriles de reservas remanentes
508.253 Basal Tena
47.728.636 T
389.368.746 U
24.236.149 U Superior

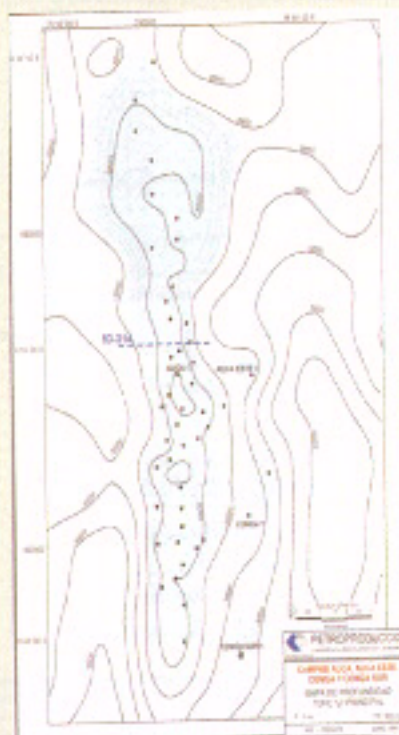
ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 82
POZOS CERRADOS: 32
POZOS POR REHABILITAR: 15

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible
PPH: Hidráulico
PPG: Gas lift

CAMPO AUCA-AUCA ESTE- AUCA SUR



PRIMER POZO

Auca 1 con 10.578 pies perforados

RESERVAS

1.261.899.122 barriles de petróleo in Situ
361.809.668 barriles de reservas probadas
203.054.887 BARRILES PRODUCIDOS
158.754.781 barriles de reservas remanentes
18.704.296 Basal Tena
3.590.046 Hollin Inferior
48.270.284 Hollin Superior
33.414.362 T
54.775.793 U

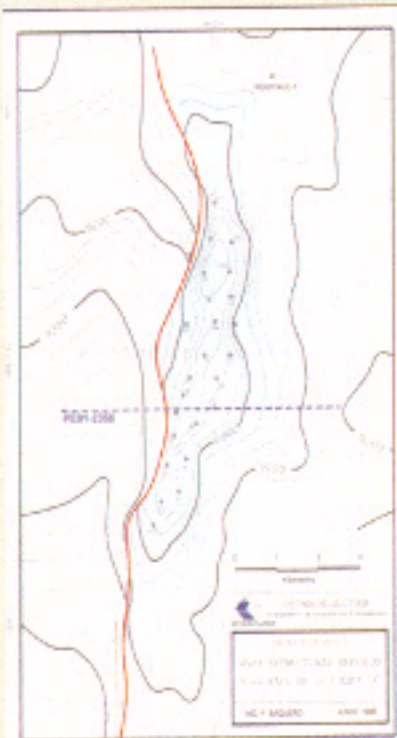
ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 52
POZOS CERRADOS: 15

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible
PPH: Hidráulico

CAMPO CONONACO



DESCUBIERTO POR

Consortio Texaco- Gulf

PRIMER POZO

Cononaco 1 con 12.233 pies perforados

RESERVAS

341.322.069 barriles de petróleo in Situ

140.502.580 barriles de reservas probadas

108.186.281 BARRILES PRODUCIDOS

32.316.299 barriles de reservas remanentes

14.722.698 Hollin Inferior

7.499.938 Hollin Superior

8.358.647 T

1.306.026 U

428.990 U Superior

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 24

POZOS CERRADOS: 10

POZOS POR REHABILITAR:

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible

CAMPO CULEBRA- YULEBRA- ANACONDA



DESCUBIERTO POR

TEXACO

PRIMER POZO

Culebra 1 con 10.625 pies perforados

RESERVAS

348.087.342 barriles de petróleo in Situ

95.346.920 barriles de reservas probadas

49.008.765 BARRILES PRODUCIDOS

46.388.155 barriles de reservas remanentes

5.869.803 Basal Tena

282.398 Hollin

8.877.744 Hollin Superior

2.071.993 T

29.236.217 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 19

POZOS CERRADOS: 5

POZOS POR REHABILITAR:

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible

CAMPO YUCA



PRIMER POZO

Yuca 1 con 10.426 pies perforados

RESERVAS

175.853.672 barriles de petróleo in Situ
66.991.549 barriles de reservas probadas
47.980.322 BARRILES PRODUCIDOS
19.011.227 barriles de reservas remanentes
19.917 Hollin Inferior
5.291.289 Hollin Superior
7.444.700 T
6.255.321 U

ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

POZOS EN PRODUCCIÓN: 15
POZOS CERRADOS: 5
POZOS POR REHABILITAR:

METODO DE LEVANTAMIENTO

PPS: Electro sumergible

EXPLORACIÓN

INCREMENTO DE RESERVAS

A continuación se presenta el reporte del incremento de reservas de Petroproducción correspondiente al año 2009.

TABLA 4

DETALLE	PROGRAMADO	EJECUTADO
Reservas Posibles		
Sísmica 3D, 659 Km2, área Cuyabeno-Sansahuari, Oriente Ecuatoriano	50.0 MMBLS	62.0 MMBLS
Sísmica 3D, 357 Km2, área Cononaco, Oriente Ecuatoriano	40.0 MMBLS	42.0 MMBLS
TOTAL POSIBLES	90.0 MMBLS	104.0 MMBLS
Reservas Probables		
Pozo exploratorio Drago Norte 1	7.4 MMBLS	8.8 MMBLS
Pozo exploratorio Condorazo 1	7.4 MMBLS	7.6 MMBLS
TOTAL PROBABLES	14.8 MMBLS	16.4 MMBLS

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

PERFORACIÓN DE POZOS

Petroproducción durante el año 2009, finalizó la perforación de 7 pozos que iniciaron su perforación en el año 2008, durante el 2009 realizó la perforación de 65 pozos de los cuales finalizó 62 pozos.

La administración actual busco todos los mecanismos necesarios que permitieron incrementar los recursos para destinarlos al incremento de la producción petrolera, este resultado es muy positivo ya que solo así se lograra mantener e incrementar la producción de petróleo, además de generar mayores recursos para el País.

A continuación se detalla un resumen de la perforación realizada por Petroproducción:

TABLA 5

AREA	DESARROLLO	INYECTOR / REINYECTOR	TOTAL
Lago Agrio	4	2	6
Libertador	11	1	12
Cuyabeno	10	1	11
Sacha	11	0	11
Shushufindi	4	0	4
Auca	19	3	22
TOTAL	59	6	65

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

TABLA 6
POZOS EN PRODUCCIÓN POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

METODO	NUMERO DE POZOS	PRODUCCION BPPD
PPF	0	0
PPS	266	101,859
PPH	111	24,525
PPM	4	435
PPG	5	2,049
TOTAL	386	128,868

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

**TABLA 7
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS**

ESTADOS DE POZOS		NUMERO
PRODUCIENDO		386
CERRADOS PRODUCTORES		161
ABANDONADOS		34
ESPERANDO SOLICITUD DE ABANDONO		10
INYECTORES	FUNCIONANDO	3
	CERRADOS	8
REINYECTORES	FUNCIONANDO	43
	CERRADOS	12
TOTAL POZOS		657

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

POZOS EN COMPLETACION Y PRUEBAS	6
POZOS EN ESPERA DE COMPLETACION	10
POZOS EN PERFORACION AL 31 DICIEMBRE	4

**TOTAL DE POZOS EN OPERACIÓN DIRECTA
POR PETROPRODUCCION CON Y SIN PRODUCCION: 657**

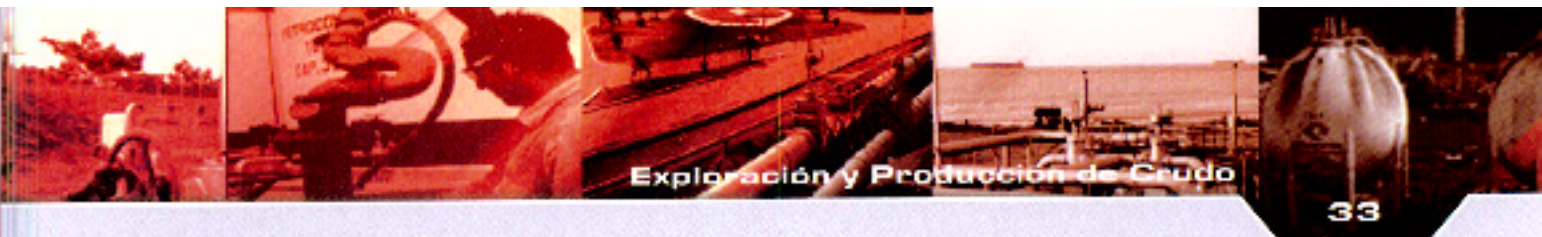
REACONDICIONAMIENTO DE POZOS:

Los trabajos que realizó Petroproducción para recuperar la merma de producción, lo ejecutó con trabajos de reacondicionamientos: con torre y sin torre.

REACONDICIONAMIENTO CON TORRE

Durante el año 2009 Petroproducción realizó 391 trabajos de reacondicionamiento y completaciones con un promedio de 18 torres de reacondicionamiento durante el año, se logró la recuperación de 92.388 bls/día de los pozos intervenidos, por inclusión de nuevos pozos perforados.

Entre los trabajos ejecutados se encuentran: cambios de bombas electrosumergibles (BES), cambios de completaciones (BHA), cambio de sistema de producción, control del corte de agua (cementación forzada), pruebas iniciales y complementación de nuevos pozos perforados, evaluación de nuevas zonas, reemplazo de tubería de producción del pozo, etc.



A continuación se presenta el reacondicionamiento realizado por mes:

TABLA 8

Mes	# de torres	# de reacondicionamientos	Barriles recuperados
Enero	21	36	12.116
Febrero	22	26	5.815
Marzo	21	42	14.106
Abril	21	32	10.635
Mayo	19	33	10.384
Junio	19	30	8.647
Julio	19	27	5.773
Agosto	19	43	12.404
Septiembre	19	31	5.335
Octubre	18	37	4.491
Noviembre	18	27	734
Diciembre	18	27	1.948
TOTAL		391	92.388

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE

Se realizó 78 trabajos sin torre, lo que significó una recuperación de producción promedio de 6.963 bls/día. Estos trabajos consistieron en: limpieza y estimulación a los punzados de las zonas productoras, limpieza de la completación de fondo subsuelo con solventes, limpieza con ácido, etc.

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO

La producción de crudo en campo por parte de Petroproducción fue de 66.9 millones de barriles incrementándose en un 6% con respecto al año 2008, el promedio anual diario fue de 182.424 barriles con un incremento de 10.861 barriles por día con respecto al año 2008; esto responde principalmente a la incorporación de nuevos pozos productivos y los trabajos de reacondicionamiento que realizó la Empresa Estatal.

TABLA 9
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO
Cifras en barriles

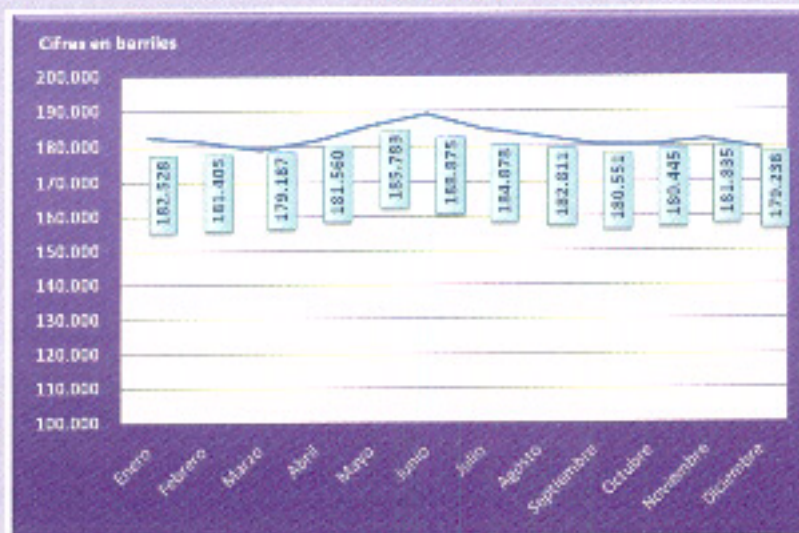
ÁREA	CAMPOS EN PRODUCCIÓN	AÑO 2009	AÑO 2008	VAR%
LAGO AGRIO	Guanta	1.767.695	1.413.482	25.1
	Lago Agrio	1.429.007	1.377.478	3.7
	Parahuacu	1.205.644	962.598	39.9
LIBERTADOR	Atacapi	1.196.762	1.432.833	-16.5
	Frontera	211.351	247.049	-14.4
	Pichincha	1.514.668	1.399.148	8.3
	Secoya	1.966.658	2.241.801	-12.3
	Shuara	733.154	940.112	-22.0
	Shushuqui	684.229	713.123	-4.1
	Tapi	164.886	305.899	-46.1
	Tetete	609.584	606.143	0.6
SHUSHUFINDI	Aguarico	518.099	415.840	24.6
	Shushufindi	16.343.786	15.508.188	5.4
AUCA	Auca y Auca Sur	6.760.980	6.114.772	10.6
	Anaconda	407.009	338.853	20.1
	Cononaco	2.103.611	2.473.404	-15.0
	Culebra	841.933	836.601	0.6
	Yuca	1.791.664	1.601.248	11.9
	Yulebra	785.188	717.551	9.4
	Rumiyacu	133.642	134.594	-0.7
CUYABENO	Cuyabeno	2.776.435	2.866.456	-3.8
	Sansahuarí	671.918	768.706	-12.6
	Victor Hugo Ruales	3.059.919	2.253.262	35.8
	Bloque 27	975.782	424.711	129.8
SACHA *	Pucuna	0	177.103	
	Sacha	19.350.198	16.602.082	16.6
TOTAL		66.584.874	62.792.033	6.0

Nota: * El campo Pucuna en abril del 2008 pasó a ser Marginal, y el 3 de Noviembre del 2009 el campo Sacha pasó a ser operado por Operadora Río Napo.

Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO Año 2009



Fuente: Petroproducción

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

OPERACIONES RIO NAPO (CAMPO SACHA)

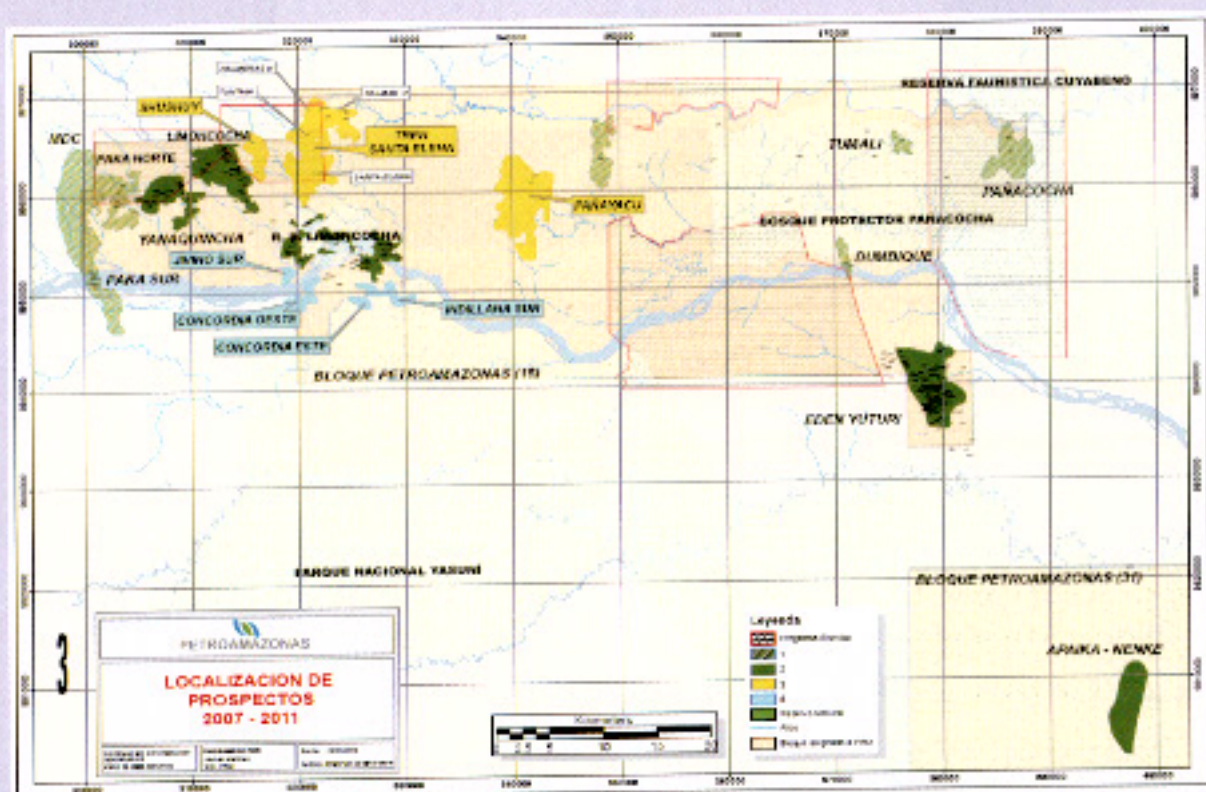
La Operadora ecuatoriana Río Napo, con participación accionaria de PETROECUADOR con el 70% y PDVSA Ecuador S.A. con el 30% restante, suscribió el 3 de septiembre del 2009 un Contrato de Servicios Específicos con la filial PETROPRODUCCIÓN, para la administración, incremento de producción, desarrollo, optimización, mejoramiento integral y explotación del Campo Sacha.

Las actividades principales desarrolladas por tendrá a su cargo RIO NAPO son entre otras:

- Contratación de dos torres de reacondicionamiento para mantener la continuidad operacional del campo.
- Evaluación del estudio de simulación realizado por PETROPRODUCCIÓN, con un equipo multidisciplinario de funcionarios y consultores externos
- Elaboración de términos de referencia para la Auditoría Ambiental
- Promulgación de las políticas de protección ambiental y de salud y seguridad industrial.
- Trabajos de mantenimiento de la Infraestructura del Campo
- Análisis de la situación actual y potencial de 161 pozos a la fecha, con el objeto de rehabilitar 35 pozos cerrados y abandonados, con lo cual se recuperará 16 MM de barriles de reservas.
- Ubicación de 17 pozos a perforarse en el 2010.
- Reprogramación de los trabajos de reacondicionamiento de pozos.
- Diagnóstico y plan de acción sobre la situación actual de las facilidades del campo.
- Identificación de pozos productores para aprovechar el sistema de recuperación mejorada a los yacimientos U y T.
- Optimización del levantamiento artificial a pozos productores.
- Inicio de la Consultoría para incorporación de Río Napo CEM al Sistema de Gestión Empresa por Resultados (EPR), con el que se conectan todas las Filiales y empresas subsidiarias del sistema PETROECUADOR.

Petroamazonas Ecuador S.A., es una sociedad anónima ecuatoriana, cuyo capital pertenece en su totalidad a empresas del sector público ecuatoriano, debidamente constituida según escritura pública otorgada ante el Notario Vigésimo Sexto del Distrito Metropolitano de Quito, el 7 de abril de 2008, debidamente inscrita en el Registro Mercantil el 23 de abril de 2008, e inscrita en el Registro de Hidrocarburos el 28 de abril de 2008.

BLOQUES OPERADOS POR PETROAMAZONAS



Con el fin de poder mantener una correcta operatividad y funcionalidad en todas las locaciones dentro del área del Bloque 15 se planificó la construcción de las facilidades necesarias para incorporar la producción de los nuevos pozos perforados y además la realización de las construcciones nuevas y adecuaciones mayores para el funcionamiento óptimo del campo.

Para el periodo 2009, se han ejecutado \$126.9 MM de un total de \$131.5 MM Presupuestados para el mismo periodo; las principales causas de esta ejecución son:

Teniendo en cuenta que debíamos cumplir con el plan de perforación de este año y que las 6 torres de perforación restantes estaban 100% operativas, los requerimientos de facilidades de producción fueron altos hacia el final del año, por lo que se denota un aumento considerable en la ejecución presupuestaria de estas inversiones.

PERFORACIÓN DE POZOS

Petroamazonas durante el año 2009 realizó la perforación de 68 pozos de los cuales 7 pozos se perforaron en el 2008, se finalizaron 4 pozos iniciaron su perforación a finales del 2009 y 57 pozos iniciaron y finalizaron su perforación en el año 2009 como se detalla a continuación:

TABLA 10

Nº	POZO	CAMPO	TORRE	ESTADO
1	Yanaquincha Este 12	Yanaquincha	CPEB50243	Se inicio en 2008
2	Yanaquincha Este 13	Yanaquincha	CPEB50243	Desarrollo
3	Yanaquincha Este 14	Yanaquincha	CPEB50243	Desarrollo
4	Yanaquincha Este 15	Yanaquincha	CPEB50243	Desarrollo
5	Angel Norte 1	Indillana	CPEB50243	Desarrollo
6	Limoncocha 31	Limoncocha	CPEB50243	Desarrollo
7	Limoncocha 32	Limoncocha	CPEB50243	Desarrollo
8	Limoncocha 38	Limoncocha	CPEB50243	Desarrollo
9	Yanaquincha Este A6	Yanaquincha	Sinopec 128	Se inicio en 2008
10	Yanaquincha Este A8	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
11	Yanaquincha Este A10	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
12	Yanaquincha Este 16	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
13	Yanaquincha Este 17	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
14	Yanaquincha Este 18	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
15	Yanaquincha Este 19	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
16	Yanaquincha Este 20	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
17	Yanaquincha Oeste B10	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
18	Yanaquincha Oeste B11	Yanaquincha	Sinopec 128	Desarrollo
19	EY J-84	Eden Yuruti	Sinopec 129	Se inicio en 2008
20	EY D-85	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
21	EY D - 86	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
22	EY D-87	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
23	EY D-88	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
24	EY D-89	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
25	EY D-90	Eden Yuruti	Sinopec 129	Desarrollo
26	EY D-113	Eden Yuturi	Sinopec 129	Desarrollo
27	EY D-114 H	Eden Yuturi	Sinopec 129	Desarrollo
28	EY I-115	Eden Yuturi	Sinopec 129	Desarrollo
29	EY F-116	Eden Yuturi	Sinopec 129	Desarrollo
30	EY F-117	Eden Yuturi	Sinopec 129	Desarrollo
31	EY i-118 H	Eden Yuturi	Sinopec 129	Inicio la perforación
32	EY C-94H	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo

Nº	POZO	CAMPO	TORRE	ESTADO
33	EY C-95H	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
34	EY C-96H	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
35	EY F-98	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
36	EY F-97	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
37	EY C-100	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
38	EY C-101	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
39	EY A-102	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
40	EY A-103	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
41	EY A-104	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
42	EY A-106	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
43	EY K-107	Eden Yuturi	HP 132	Desarrollo
44	EY K-108 H	Eden Yuturi	HP 132	Inicio la perforación
45	inyector WDW B8	Eden Yuturi	PETREX	Se inicio en el 2008
46	inyector WDW B9	Eden Yuturi	PETREX	inyector
47	inyector WDW B10	Eden Yuturi	PETREX	inyector
48	EY A-99	Eden Yuturi	Nabors	Se inicio en el 2008
49	inyector Dumbique	Dumbique	Nabors	Desarrollo
50	Paka Sur	Paka Sur	Nabors	Desarrollo
51	Jivino A-16	Indillana	Nabors	Desarrollo
52	Jivino A-17	Indillana	Nabors	Desarrollo
53	Jivino A-18	Indillana	Nabors	Desarrollo
54	Jivino A-19	Indillana	Nabors	Desarrollo
55	Laguna A-13	Indillana	Nabors	Desarrollo
56	Laguna A-14	Indillana	Nabors	Desarrollo
57	Limoncocha 36	Limoncocha	Nabors	Desarrollo
58	Limoncocha 33	Limoncocha	Nabors	Desarrollo
59	Limoncocha 34	Limoncocha	Nabors	Desarrollo
60	Limoncocha 23 A	Limoncocha	Nabors	Inicio Perforación
61	Tunliak 1	Exploratorio	Sinopec 168	Desarrollo
62	Pañayacu 2	Pañayacu	Sinopec 168	Desarrollo
63	Palmar Oeste 2	Palmar Oeste	Sinopec 168	Desarrollo
64	Palmar Oeste 3	Palmar Oeste	Sinopec 168	Desarrollo
65	Palmeras Norte 2	Palmar Oeste	Sinopec 168	Desarrollo
66	Palmar Oeste 4	Palmar Oeste	Sinopec 168	Desarrollo
67	Yanaquincha Oeste 8	Yanaquincha	Sinopec 168	Desarrollo
68	Yanaquincha Oeste 9	Yanaquincha	Sinopec 168	Desarrollo

PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO

Petroamazonas incremento su producción del año 2009 en 4,1% con respecto al año 2008, su producción en campo fue de 36.2 millones de barriles de crudo a un promedio diario anual de 99.132 barriles día.

TABLA 11
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO
Cifras en barriles

ÁREA	AÑO 2009	AÑO 2008	VAR%
Limoncocha	3.932.771	4.317.465	-8.9
Bloque 15	7.740.408	6.661.596	16.2
Eden Yuturi	21.469.905	21.342.797	0.6
Yanaquincha	3.039.927	2.427.229	25.2
TOTAL	36.183.010	34.749.087	4.1



Fuente: Petroamazonas

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

A continuación se presenta un análisis de principales proyectos para incrementar la producción

Pañacocha

Para este período se ejecutaron \$77.3 MM de un total de \$77.3 MM presupuestados para este período cumpliendo con una ejecución del 100%.

Este aumento en la ejecución del proyecto se debe al desarrollo de la ingeniería del proyecto así como la compra de equipos de larga entrega y el inicio de las construcciones de plataformas y vías de acceso en el campo.

En lo relacionado a las reservas certificadas del Proyecto Pañacocha, estas totalizan los 42.39 MMBP, según la siguiente tabla:

TABLA 12

Reservas Probadas	Reservas Probables	Reservas Posibles	Reservas Totales
17.42 MMBP	17.46 MMBP	7.51 MMBP	42.39 MMBP

Bloque 31

Con la finalidad de asumir los contratos y compromisos de operación, para el Catering, Comunicación, Relaciones Comunitarias y Seguridad del Bloque 31, así como el inicio de la revisión y desarrollo de la ingeniería básica y elaboración de las bases para licitación, revisión de la información de reservorios entregada por Petrobras, y demás actividades se presupuestó para el año 2009, la suma de \$ 1.4 MM.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA ESTATAL (PETROECUADOR Y PETROAMAZONAS)

Durante el año 2009 la producción fiscalizada del Estado esto es la producción de PETROECUADOR y PETROAMAZONAS tuvo un incremento del 6,8% debido principalmente al esfuerzo realizado por la estatal en mejorar el control de crudo entregado en Lago Agrio producción de sus campos en el distrito amazónico.

TABLA 13
PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO ESTATAL
CIFRAS EN BARRILES NETOS
AÑOS 2009

Detalle	2008	2009	VAR %
PETROPRODUCCIÓN	61.103.139	66.218.096	8.4
PETROAMAZONAS	34.307.344	35.710.271	4.1
TOTAL	95.410.483	101.928.367	6.8

Cabe señalar que durante años anteriores la diferencia entre crudo de campo y fiscalizado fue del 11% y durante los años 2008 y 2009 ese porcentaje fue disminuyendo hasta obtener una diferencia del 99,2% se acuerdo a los reportes emitidos por parte de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

A continuación se puede observar la producción fiscalizada de Petroproducción en barriles día, en los cuales se consideran las entregas a refinería de Lago Agrio y Amazonas; además de la diferencia en tanques

TABLA 14
PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO PETROPRODUCCIÓN
AÑO 2009

MES	META 2009 (1)	PETROPRODUCCIÓN			
		REAL 2009			TOTAL FISCALIZADO (2)
		PRODUCC FISC WEB DNH	ENTREGAS	DIF. TANQUES	
ENERO	182.527	188.707	13.745	969	191.710
FEBRERO	178.785	188.189	14.422	-202	180.409
MARZO	176.465	185.280	14.575	-1.063	178.794
ABRIL	178.709	188.599	15.187	-1.480	180.327
MAYO	183.125	170.505	13.528	-115	183.918
JUNIO	184.379	169.530	14.309	3.328	187.157
JULIO	184.248	167.126	13.330	442	180.889
AGOSTO	183.435	170.273	11.610	-1.221	180.652
SEPTIEMBRE	184.795	165.526	14.913	-1.408	179.033
OCTUBRE	184.060	165.326	14.510	-452	179.384
NOVIEMBRE	182.391	168.272	13.174	-501	180.546
DICIEMBRE	181.049	170.273	13.613	-931	182.956
PROMEDIO ANUAL	182.002	167.393	13.936	-499	181.292

(1) Estimados de producción Proforma Presupuestaria

(2) Incluye producción fiscalizada, consumos en campo y variación en tanques de estaciones de producción.

Producción Fiscalizada: Es la producción medida en Centros de Fiscalización y Entrega (Lago Agrio y Península)

Entregas: Son los consumos como crudo combustible y en plantas de refinación para generación de energía.

Diferencias en Tanques: Es la variación mensual entre los existencias finales e iniciales de los tanques de surgencia y el producto secundario.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

Así mismo podemos observar el comportamiento por parte de PETROAMAZONAS.

TABLA 15
PRODUCCIÓN DE CRUDO FISCALIZADO PETROAMAZONAS
AÑO 2009

MES	META 2009 (1)	PETROAMAZONAS			
		REAL 2009			TOTAL FISCALIZADO (2)
		PRODUCC FISC WEB DNH	ENTREGAS	DIF. TANQUES	
ENERO	101.765	100.895	1.327	-392	101.031
FEBRERO	99.589	98.467	1.355	52	99.074
MARZO	100.325	99.090	1.352	-4	100.438
ABRIL	100.915	98.888	1.266	-10	100.943
MAYO	99.373	98.083	1.410	-20	99.473
JUNIO	98.215	98.182	1.366	-9	99.549
JULIO	96.027	98.512	1.355	24	97.890
AGOSTO	97.014	95.966	1.378	83	97.429
SEPTIEMBRE	96.589	98.103	1.378	86	98.474
OCTUBRE	95.305	98.294	1.370	-100	97.483
NOVIEMBRE	95.117	98.247	1.427	243	97.916
DICIEMBRE	93.419	99.455	1.475	251	101.180
PROMEDIO ANUAL	97.954	97.965	1.382	-27	99.457

(1) Estimados de producción Proforma Presupuestaria

(2) Incluye producción fiscalizada, consumos en campo y variación en tanques de estaciones de producción.

Producción Fiscalizada: Es la producción medida en Centros de Fiscalización y Entrega (Lago Agrio y Península)

Entregas: Son los consumos como crudo combustible y en plantas de refinación para generación de energía.

Diferencias en Tanques: Es la variación mensual entre los existencias finales e iniciales de los tanques de surgencia y el producto secundario.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

PRODUCCIÓN DE CRUDO COMPAÑÍAS PRIVADAS

El Estado Ecuatoriano mantiene contratos con las diferentes compañías privadas como son:

- Contrato de Participación
- Prestación de Servicios
- Servicios Específicos
- Campos Marginales

Durante el año 2009 las compañías privadas a consecuencia de no haber realizado las inversiones necesarias durante este período, para mantener la producción de crudo planteadas por ellas, en lo referente a sísmica ninguna de las compañías privadas han realizado esta actividad.

La perforación de pozos Petrooriental para el Bloque 14 realizó la perforación de 5 pozos y para el Bloque 17 perforó 4 pozos.

Andes Petroleum realizó la perforación de 16 pozos y Repsol YPF realizó la perforación de 2 pozos en el Bloque 16.

La producción de crudo de las compañías privadas fue de 74.6 millones de barriles con un 14.4% de decrecimiento con respecto al año 2008, como se puede observar todas las compañías han registrado decrementos en su producción anual.

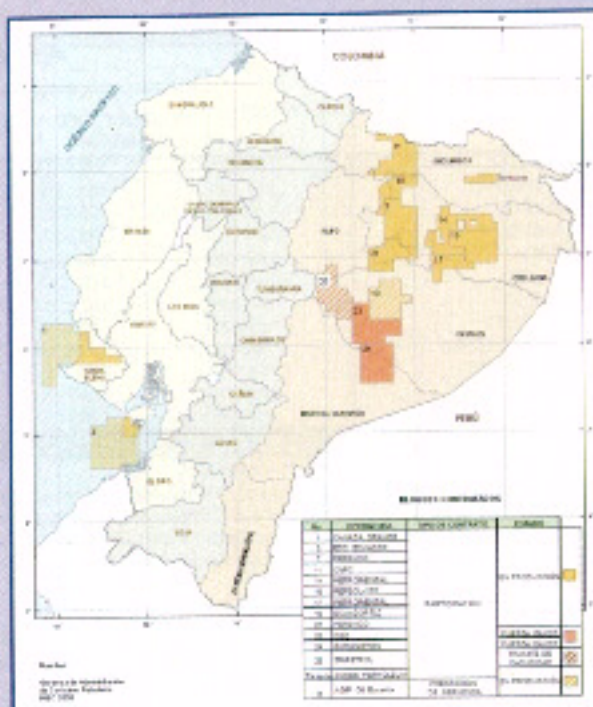


TABLA 16
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CAMPO

COMPañÍA	2009	2008	VAR%
Agip Oil	7.468.098	9.214.810	-19.0
SIPETROL	5.425.368	6.261.361	-13.4
REPSOL YPF	16.311.419	19.731.838	-17.3
ANDES PETROLEUM	14.006.094	15.898.815	-11.9
City Oriente	0	616.369	
Petrooriental	5.360.113	5.740.621	-6.6
Canadá Grande	27.108	35.418	-23.5
Perenco	7.942.225	10.145.422	-21.7
Ecuador TLC	10.698.663	11.884.967	-10.0
Pacific Petrol	531.695	553.622	-4.0
Campos Marginales	6.875.738	7.073.495	-2.8
TOTAL	74.646.521	87.156.736	-14.4

Fuente: Gerencia de Contratos Petroleros

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

TABLA 17: POZOS PERFORADOS POR PETROPRODUCCIÓN

Período: Enero-Diciembre/2009

NOMBRE DEL POZO	N° DEL POZO	CLASE DE POZO	PERIODO DE PERFORACION		PIES PERFORADOS	EQUIPO
			INICIO	FIN		
LAGO AGRIQ						
GUANTA	25 D	Direccional	Enero-04	Enero-22	10.441	HP-138
GUANTA	25 D	Direccional	Enero-22	Febrero-10	11.005	HP-138
LAGO AGRIQ	50 D	Direccional	Enero-27	Febrero-22	10.500	CPV-23
LAGO AGRIQ	RW-02	Reinyector	Marzo-03	Abril-03	10.770	CPV-23
GUANTA	22 D	Direccional	Agosto-01	Septiembre-04	10.880	CPV-16
GUANTA	RW-02	Reinyector	Septiembre-20	Noviembre-05	11.885	CPV-16
LIBERTADOR						
DRAGO NORTE	01	Direccional	Enero-21	Febrero-23	10.168	CPEB-50112
DRAGO	10 D	Direccional	Febrero-06	Marzo-16	10.790	CPV-16
ARAZA	02 D	Direccional	Mayo-08	Junio-08	10.366	CPV-16
DRAGO	02	Direccional	Mayo-23	Junio-28	10.102	CPEB-50112
SHUARA	24 D	Direccional	Junio-19	Julio-19	5.927	CPV-16
DRAGO	06 D	Direccional	Agosto-18	Septiembre-15	10.500	CPEB-50112
SHUARA	RW-01	Reinyector	Septiembre-25	Octubre-20	9.791	SINOPEC-185
DRAGO	06 D	Direccional	septiembre-23	octubre-21	10.500	CPV-50112
SECOYA	58 D	Direccional	Octubre-30	Noviembre-20	9.665	SINOPEC-185
DRAGO NORTE	15 D	Direccional	Octubre-24	Noviembre-22	10.520	CPV-50112
SECOYA	57 D	Direccional	Noviembre-22	Diciembre-16	10.000	SINOPEC-185
SHUSHUQUI	22	Direccional	Diciembre-22			
CUYABENO						
V.H.R	24 D	Direccional	Enero-17	Febrero-06	9.290	CPEB-70128
CUYABENO	28 D	Direccional	Febrero-17	Marzo-07	8.557	CPEB-70128
V.H.R	16	Direccional	Marzo-21	Abril-15	8.273	CPEB-70128
CUYABENO	RW-01	Reinyector	Abril-20	Mayo-26	8.541	CPEB-70128
V.H.R	20	Direccional	Junio-08	Julio-04	8.254	CPEB-70128
V.H.R	12	Direccional	Junio-12	Agosto-06	8.822	CPEB-70128
V.H.R	18 D	Direccional	Agosto-28	Septiembre-18	8.675	CPEB-50112
V.H.R	18 D	Direccional	Septiembre-25	Octubre-14	8.666	CPEB-70128
V.H.R	21 D	Direccional	Octubre-22	Noviembre-10	9.020	CPEB-70128
CUYABENO	13 D	Direccional	Noviembre-24	Diciembre-13	8.378	CPEB-70128
CUYABENO	34 D	Direccional	Diciembre-13			
SACHA						
SACHA	226 D	Direccional	Enero-04	Enero-28	10.275	SINOPEC-161
SACHA	227 D	Direccional	Febrero-04	Marzo-01	10.640	SINOPEC-161
SACHA	65 B	Direccional	Febrero-21	Marzo-16	11.468	SINOPEC-169
SACHA	217 D	Direccional	Marzo-07	Abril-01	10.857	SINOPEC-161
SACHA	233 D	Direccional	Marzo-24	Abril-22	10.790	SINOPEC-169
SACHA	201 D	Direccional	Abril-08	Mayo-09	10.520	SINOPEC-161
SACHA	205 D	Direccional	Abril-23	Mayo-31	10.480	SINOPEC-169
SACHA	200 D	Direccional	Junio-07	Julio-05	10.320	HP-138
SACHA	230 D	Direccional	Julio-12	Agosto-07	10.670	SINOPEC-169
CONDORAZO	01	Direccional	Julio-06	Agosto-09	10.443	CPEB-50112
SACHA	189 D	Direccional	Agosto-25	Septiembre-19	10.700	SINOPEC-169
SHUSHUFIDI						
SHUSHUFIDI	119 D	Direccional	Marzo-03	Marzo-27	10.140	CPEB-50112
SHUSHUFIDI	129 D	Direccional	Marzo-27	Abril-28	10.130	CPV-16
SHUSHUFIDI	RW-03	Reinyector	Abril-04	Mayo-15	10.000	CPEB-50112
SHUSHUFIDI	118 D	Direccional	Diciembre-01	Diciembre-30	10.170	CPEB-50112
AUCA						
AUCA	67 D	Direccional	Enero-06	Enero-21	10.750	HP-121
AUCA	75 D	Direccional	Enero-22	Febrero-07	10.565	HP-121
AUCA	INY-04	Inyector	Febrero-16	Marzo-06	10.960	HP-121
AUCA	73 D	Direccional	Febrero-24	Marzo-22	10.078	HP-138
YUCA	23 D	Direccional	Marzo-17	Abril-15	11.778	HP-121
YUCA	24 D	Direccional	Abril-16	Mayo-06	10.880	HP-121
CULEBRA	07 D	Direccional	Abril-20	Mayo-07	10.680	HP-138
YULEBRA	08 D	Direccional	Mayo-16	Junio-04	10.445	HP-138
AUCA	76 D	Direccional	Mayo-17	Junio-11	11.240	HP-121
YULEBRA	16 D	Direccional	Junio-02	Junio-23	10.505	HP-138
AUCA	77 D	Direccional	Junio-11	Junio-30	11.180	HP-121
YULEBRA	RW-02	Reinyector	Junio-08	Julio-25	11.050	HP-138
CULEBRA	10 H	Horizontal	Julio-02	Septiembre-17	12.242	HP-138
YULEBRA	08 D	Direccional	Septiembre-01	Septiembre-29	10.710	HP-121
CULEBRA	08 D	Direccional	Septiembre-17	Octubre-04	10.550	HP-138
YULEBRA	15 D	Direccional	Septiembre-24	Octubre-11	10.445	HP-121
AUCA SUR	05 D	Direccional	Octubre-18	Noviembre-05	10.795	HP-138
AUCA	69 D	Direccional	Octubre-28	Diciembre-06	10.610	HP-121
CONDORAZO	RW-02	Reinyector	Noviembre-19	Diciembre-11	10.970	HP-138
AUCA	68 D	Direccional	Diciembre-18	Diciembre-08	272	
AUCA	01	Inyector	Diciembre-18			
CULEBRA	11D	Direccional	Diciembre-30			

Nota: a) Puntos Iniciales de Perforación

Fuente: Subgerencia de Operaciones, PETROPRODUCCIÓN
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, Planificación Estratégica, PETROEQUADOR

TABLA 18: REACONDICIONAMIENTO DE POZOS
TRABAJOS CON TORRE
Año 2009

Año 2009				
POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
ENERO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 42 D	Pruebas iniciales y completación	-	326	326
LAGO AGRIO - 47 D	Pruebas iniciales y completación		113	113
GUANTA 12	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	89	232	143
LIBERTADOR				
SECOYA - 16	Cambio BHA. BES off	-	200	200
FRONTERA - 04 B	Cambio BHA. BES off	-	162	162
PICHINCHA - 14 D	Pruebas iniciales y completación	-	195	195
ARAZA - 01	Aislar agua con cementación forzada	307	452	145
PACAYACU -05	Cambio BHA. BES off	-	346	346
PICHINCHA - 07	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	185	151	-34
PICHINCHA - 13 D	Cambio BHA. BES off	-	389	389
FRONTERA - 02	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	145	189	44
FRONTERA - 05	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	173	321	148
ATACAPI - 13	Cambio BHA. Comunicación arenas	152	173	21
CUYABENO				
TIPISHCA -09	Disparar y evaluar zonas nuevas	8	82	74
V.H.R. - 01 R	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
V.H.R. - 08	Disparar y evaluar zona	75	108	33
SACHA				
SACHA - 163	Aislar agua con tapón	-	385	385
SACHA - 198	Cambio BHA. BES off	-	389	389
SACHA - 194 D	Pruebas iniciales y completación	-	217	217
SACHA - 122	Cambio método de producción	141	132	-9
SACHA -228 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.117	1.117
SACHA - 85	Cambio BHA. Cavidad con defecto	237	111	-126
SACHA - 176 D	Cambio método de producción	211	-	-211
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI-127 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.917	1.917
SHUSHUFINDI - 51	Disparar y evaluar zona	53	26	-27
SHUSHUFINDI - 59	Cambio BHA. BES off	-	320	320
SHUSHUFINDI - 71	Cambio BHA. Bes off	-	1.121	1.121
SHUSHUFINDI - 19	Cambio BHA. BES off	-	222	222
SHUSHUFINDI - 97	Bajar BHA electrosumergible	-	2.415	2.415
AUCA				
YUCA - 01 B	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	414	722	308
YUCA - 07	Cambio BHA. BES off	-	615	615
AUCA - 38	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	303	303
YUCA - 02 B	Cambio BHA. BES off	-	318	318
AUCA - 11	Recuperar tubería de producción	-	-	-
CONONACO - 21	Cambio BHA. BES off	-	204	204
CONONACO - 30	Cambio método de producción	-	333	333
TOTAL TRABAJOS : 36				12.116
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
FEBRERO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 34	Cambio BHA. Cavidad con defecto	53	143	90
LAGO AGRIO - 33	Cambio BHA. BES off	-	103	103
LIBERTADOR				
SHUARA - 23	Reparar cabezal en mal estado	-	-	-
ATACAPI - 04	Cambio BHA. Para inyección de agua	-	-	-
CUYABENO				
V.H.R. - 13	Disparar, evaluar zona	184	283	119
HUICO - 01	Disparar y evaluar zonas nuevas	54	187	133
SACHA				
SACHA - 176 D	Cambio BHA. Bes off	-	191	191
SACHA - 195 D	Pruebas iniciales y completación	-	251	251
SACHA - 149	Aislar agua con lapón	-	216	216
SACHA - 168 H	Disparar, evaluar zona	-	115	115
SACHA - 229 D	Pruebas iniciales y completación	-	451	451
SACHA - 107	Cambio BHA. Camisa con defecto	87	224	137
SACHA - 102	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	92	308	214
SACHA - 165 D	Cambio método de producción	-	-	-
SACHA - 110	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	219	154	-65
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 90	Cambio BHA. Bes off	-	188	188
SHUSHUFINDI - 76	Cambio BHA. Bes off	-	942	942
SHUSHUFINDI - 06 A	Completar pozo para abandono	-	-	-
SHUSHUFINDI - 67	Cambio BHA. Bes off	-	633	633
SHUSHUFINDI - 41	Cambio BHA. Bes off	-	51	51
AUCA				
YUCA - 20 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	106	106
CONONACO - 32	Cambio de método de producción	605	630	25
YUCA - 21 D	Disparar, evaluar zona	-	1.143	1.143
CONONACO - 03	Cambio BHA. Bes off	-	450	450
AUCA - 45	Cambio BHA. Bes off	-	212	212
YUCA - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	110	110
TOTAL TRABAJOS : 26				5.815
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
MARZO				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 03	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	525	485	-40
PARAHUACU - 12	Cambio BHA. Bes off	-	224	224
LAGO AGRIO - 47 D	Cambio BHA. Bes off	-	491	491
GUANTA - 20 D	Cambio BHA. Bes off	-	-	-
LIBERTADOR				
SECOYA - 17	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	103	176	73
SHUSHUQUI - 19	Completar pozo para reinjector	-	-	-
PICHINCHA - 02	Cambio BHA. Bes off	-	497	497
PICHINCHA - 10	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	58	95	39
SECOYA - 14	Cambio BHA. Bes off	-	867	867
SECOYA - 15	Aislar agua con cementación forzada	172	89	-83
SECOYA - 29	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	41	137	96
SHUARA - 09	Cambio BHA. Bes off	-	198	198
SECOYA - 11	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	62	741	679
SECOYA - 32	Cambio BHA. Bes off	-	358	358
SHUSHUQUI - 17	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	129	129
ATACAPI - 23	Disparar, evaluar zona	256	909	653
CUYABENO				
BLANCA - C5	Disparar, evaluar zona	116	117	1
V.H.R. - 22 D	Pruebas iniciales y Completación	-	574	574
CUYABENO - 02	Disparar, evaluar zona	133	189	56
V.H.R. - 24 D	Pruebas iniciales y Completación	-	1.380	1.380
CUYABENO - 28	Pruebas iniciales y Completación	-	-	-

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SACHA				
SACHA - 25	Cambio BHA. Cevida con defecto	255	220	-35
SACHA - 121	Cambio BHA. BES off	-	715	715
SACHA - 166 D	Pruebas iniciales y Completación	-	-	-
SACHA - 191	Cambio BHA. Recuperar pescado	404	427	23
SACHA - 119	Cambio BHA. Comunicación de arenas	283	63	-220
SACHA - 232 D	Pruebas iniciales y Completación	-	730	730
SHUSHUFINDI				
DRAGO - E 01	Pruebas iniciales y Completación	-	1.139	1.139
SHUSHUFINDI - 78	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	125	591	466
SHUSHUFINDI - 56	Cambio BHA. BES off	-	408	408
SHUSHUFINDI - 89	Cambio BHA. BES off	-	436	436
SHUSHUFINDI - 94	Reparar cabezal en mal estado	548	575	27
SHUSHUFINDI - 87	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	150	715	565
SHUSHUFINDI - 49	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	178	178
DRAGO - N 01	Pruebas iniciales y Completación	-	1.709	1.709
SHUSHUFINDI - 26	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	137	299	162
AUCA				
YUCA - 19 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	135	135
CULEBRA - 04	Cambio BHA. BES off	-	183	183
ANACONDA - 02	Cambio BHA. BES off	-	690	690
CULEBRA - 01	Cambio BHA. BES off	-	171	171
AUCA - 70 D	Pruebas iniciales y Completación	-	302	302
YUCA - 17	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	130	130
TOTAL TRABAJOS : 42				14.106
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				14.106
ABRIL				
LAGO AGRIQ				
GUANTA - 25 D	Pruebas iniciales y Completación	-	304	304
PARAHUACU - 12	Cambio BHA. Bes off	-	158	158
GUANTA - 26 D	Pruebas iniciales y Completación	-	-	-
GUANTA - 14 D	Pruebas iniciales y Completación	-	-	-
LIBERTADOR				
SHUARA - 06	Cambio BHA. BES off	-	339	339
ATACAPI - 08	Disparar, evaluar zona	248	310	62
PACAYACU - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	75	143	68
SECOYA - 13	Disparar, evaluar zona	-	796	796
SECOYA - 19	Cambio BHA. BES off	-	292	292
CUYABENO				
V.H.R. - 08	Disparar, evaluar zona	55	594	539
SACHA				
SACHA - 166 D	Cambio BHA. Camisa con defecto	-	311	311
SACHA - RW 02	Pruebas iniciales y Completación	-	81	81
SACHA - 68 B	Cambio BHA. BES off	-	-	-
SACHA - 198	Cambio BHA. Bes off	-	513	513
SACHA - 43	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	164	125	-39
SACHA - 227 D	Pruebas iniciales y Completación	-	492	492
SACHA - RW 02	Cambio BHA. BES off	-	212	212
SHUSHUFINDI				
AGUARICO - 03	Cambio BHA. BES off	-	521	521
SHUSHUFINDI - 119 D	Pruebas iniciales y Completación	-	2.165	2.165
SHUSHUFINDI - 01	Cambio BHA. BES off	-	543	543
DRAGO - 01	Cambio método de producción	632	791	159
SHUSHUFINDI - 23	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	266	576	310
AUCA				
AUCA - 75 D	Pruebas iniciales y completación	-	670	670
CULEBRA - 05	Cambio BHA. BES off	-	340	340
YULEBRA - RW 01	Pruebas iniciales y Completación	-	-	-
AUCA - 53	Cambio método de producción	449	638	189
AUCA - 62 D	Cambio BHA. BES off	-	522	522
YULEBRA - 04	Disparar, evaluar zona	-	40	40
AUCA - 73	Pruebas iniciales y Completación	-	330	330
AUCA - 67 D	Pruebas iniciales y Completación	-	440	440
YULEBRA - 06	Cambio BHA. Para inyección de agua	-	-	-
CULEBRA - 02	Cambio BHA. BES off	-	178	178
TOTAL TRABAJOS : 32				10.635
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				10.635

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
MAYO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 50 D	Pruebas iniciales y completación	-	156	156
PARAHUACU - 11	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	351	337	-14
GUANTA - 24 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.206	1.206
LAGOAGRIO - 47 D	Cambio BHA. BES off	-	248	248
LIBERTADOR				
SHUARA - 13	Disparar y evaluar zonas nuevas	100	280	180
SRCOYA - 08	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	120	608	488
ATACAPI - 18	Cambio BHA. BES off	-	227	227
SECOYA - 31	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	179	372	193
TAPI - 06	Cambio BHA. BES off	-	188	188
CUYABENO				
V.H.R. - 16	Pruebas iniciales y completación	-	634	634
SACHA				
SACHA - 167	Cambio BHA. BES off	-	268	268
SACHA - 217 D	Pruebas iniciales y completación	-	315	315
SACHA - 85 B	Pruebas iniciales y completación	-	837	837
SACHA - 51	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	359	372	13
SACHA - 66 B	Cambio BHA. Packer desasentado	-	-	-
SACHA - 226 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.043	1.043
SACHA - 41	Cambio BHA. Bomba atascada	229	278	49
SACHA - 233 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.176	1.176
SACHA - 135	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	309	103	-206
SHUSHUFINDI				
DRAGO - 10	Pruebas iniciales y completación	-	115	115
SHUSHUFINDI - 83	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	357	263	-74
SHUSHUFINDI - 68	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	813	813
AUCA				
YUCA - 20 D	Disparar, evaluar zona	-	66	66
AUCA - 24	Cambio BHA. Cavidad con defecto	209	433	224
AUCA SUR - 04	Aislar agua con tapón	-	600	600
YUCA - 22 d	Cambio BHA. BES off	-	310	310
YUCA - 12	Cambio BHA. BES off	-	239	239
AUCA - 05	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	183	183
YUCA - 13	Cambio BHA. BES off	-	228	228
CONDONACO - 20	Cambio BHA. BES off	-	245	245
CONDONACO - 03	Cambio BHA. BES off	-	265	265
AUCA - INYECT. - 04	Completar pozo para reinjector	-	-	-
CONDONACO - 25	Cambio BHA. BES off	-	149	149
TOTAL TRABAJOS : 33				10.384
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
JUNIO				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 23 D	Pruebas iniciales y completación	-	388	388
GUANTA - 06	Cambio BHA. Bomba atascada	85	133	48
LAGO AGRIO - RW 02	Pruebas iniciales y completación	-	253	253
GUANTA - 24 D	Cambio BHA. BES off	-	896	896
LAGO AGRIO - 17	Cambio BHA. Cavidad con defecto	146	181	35
LIBERTADOR				
SECOYA - 03	Cambio BHA. BES off	-	282	282
SHUARA - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	17	236	219
TAPI - 05	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	34	106	72
SECOYA - 04	Cambio BHA. Mandril con defecto	40	20	-20
SECOYA - 13	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	340	358	18
CUYABENO				
V. H. R. - 08	Disparar, evaluar zona	-	127	127
BLANCA - 02	Bajar BHA electrosumergible	-	87	87

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SACHA				
SACHA - 149	Cambio de método de producción	-	219	219
SACHA - 22	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	288	288
SACHA - 124	Cambio de método de producción	-	224	224
SACHA - 75	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	253	253
SACHA - 122	Cambio BHA. BES off	-	90	90
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 26	Cambio BHA. BES off	-	1.028	1.028
SHUSHUFINDI - 129 D	Pruebas iniciales y completación	-	1.344	1.344
SHUSHUFINDI - 09	Cambio de método de producción	381	272	-109
SHUSHUFINDI - 106 D	Cambio BHA. BES off	-	413	413
SHUSHUFINDI - 13	Reparar cabazal en mal estado	-	-	-
SHUSHUFINDI - 85	Cambio BHA. BES off	-	189	189
SHUSHUFINDI - 24	Cambio BHA. BES off	-	319	319
SHUSHUFINDI - 14	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	159	159
AUCA				
YUCA - 06	Cambio BHA. Para inyección de agua	-	-	-
ANACONDA - 02	Cambio BHA. BES off	-	749	749
YUCA - 04	Cambio BHA. BES off	-	46	46
CONONACO - 28	Cambio BHA. BES off	-	39	39
YUCA - 24 D	Pruebas iniciales y completación	-	941	941
CULEBRA - 07 D	Pruebas iniciales y completación	-	44	44
TOTAL TRABAJOS : 31				8.647
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
JULIO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 37	Cambio BHA. Recuperar pescado	78	94	16
LAGO AGRIO - 02	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	94	113	19
LAGO AGRIO - 25	Cambio BHA. Recuperar pescado	-	105	105
LIBERTADOR				
TETETE - 01	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	96	227	131
SECOYA - RW 01	Pruebas iniciales y completación	-	-	-
SHUARA - 04	Cambio BHA. BES off	-	147	147
SECOYA - 02	Cambio BHA. BES off	-	281	281
FRONTERA - 02	Cambio BHA. BES off	-	115	115
ATACAPI - 09	Aislar agua con cementación forzada	68	104	36
ARAZA - 02 D	Pruebas iniciales y completación	-	476	476
CUYABENO				
V. H. R. - 16	Reparar Quick Connector	806	815	9
CUYABENO - 05	Completar pozo para reinjector	-	-	-
SACHA				
SACHA - 127	Cambio BHA. BES off	-	306	306
SACHA - 87	Cambio BHA. Recuperar pescado	151	146	-5
SACHA - 96	Cambio BHA. Cavidad con defecto	-	219	219
SACHA - 188 D	Cambio de método de producción	-	118	118
SACHA - 59	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	-	13	13
SACHA - 205 D	Pruebas iniciales y completación	-	340	340
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 122 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	584	1.053	469
SHUSHUFINDI - 17	Cambio BHA. BES off	-	226	226
AUCA				
RUMIYACU - 01	Cambio BHA. BES off	-	382	382
YUCA - 15	Disparar, evaluar zona	-	399	399
YUCA - 23 D	Pruebas iniciales y completación	-	489	489
AUCA - 67 D	Cambio BHA. BES off	-	402	402
YULEBRA - 09 D	Pruebas iniciales y completación	-	495	495
AUCA - 61 D	Cambio BHA. BES off	308	671	563
AUCA - 36	Cambio BHA. Packer desasentado	-	22	22
TOTAL TRABAJOS : 27				5.773
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
AGOSTO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 04	Cambio BHA. Cavidad con defecto	55	78	23
LAGO AGRIO - 49 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	280	221	-59
LIBERTADOR				
SHUARA - 13	Cambio BHA. BES off	0	165	165
TETETE - 02	Completar pozo para reinjector	0	0	-
FRONTERA-04B	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	108	189	81
CUYABENO				
V. H. R. - 20	Pruebas iniciales y completación	0	1354	1.354
CUYABENO-RW01	Pruebas iniciales y completación	0	0	-
TIPIHCA-14	Punzonar M2. completar con BES	19	44	25
V.H.R. -11	Reparar BES	0	120	120
TIPIHCA-06	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	31	114	83
BLANCA-01	Reparar BES	0	289	289
SACHA				
SACHA - 194 D	Cambio BHA. BES off	0	1151	1.151
SACHA - 201 D	Pruebas iniciales y completación	0	0	-
SACHA - 110	Cambio BHA. Recuperar pescado	184	151	-43
SACHA - 147 D	Aislar agua con tapón	173	1241	1.068
SACHA - 04 B	Aislar agua con tapón	0	328	328
SACHA - 229 D	Cambio BHA. BES off	0	648	648
SACHA - 184	Cambio BHA. Cavidad con defecto	313	300	-13
SACHA - 77	Aislar agua con tapón balanceado	0	141	141
SACHA - 172 D	Cambio BHA. BES off	0	275	275
SACHA - 22	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	244	206	-38
SACHA - 41	Cambio de BHA. Por bomba atascada	177	204	27
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI-RW 03	Pruebas iniciales y completación	0	0	-
SHUSHUFINDI - 07	Aislar agua con tapón	0	584	584
SHUSHUFINDI - 80	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	0	65	65
SHUSHUFINDI-110 D	Cambio BHA. BES off	0	162	162
DRAGO - 02	Pruebas iniciales y completación	0	54	54
SHUSHUFINDI - 79	Cambio BHA. BES off	0	394	394
SHUSHUFINDI - 01	Cambio BHA. BES off	0	604	604
SHUSHUFINDI - 73	Cambio BHA. BES off	0	878	878
SHUSHUFINDI - 56	Cambio BHA. BES off	0	367	367
AUCA				
CONONACO - 09	Disparar, evaluar zona	0	218	218
AUCA - 59 D	Cambio BHA. BES off	0	1255	1.255
CONONACO - 14	Cambio BHA. BES off	0	241	241
YUCA - 19 D	Disparar, evaluar zona	0	387	387
AUCA - 76 D	Pruebas iniciales y completación	0	402	402
YULEBRA - 09 D	Cambio BHA. BES off	0	441	441
AUCA - 43	Cambio BHA. Cavidad con defecto	348	229	-119
AUCA - 52	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	160	280	100
CONONACO - 21	Cambio BHA. BES off	0	151	151
CULEBRA-06	Cambio BHA. BES off	0	342	342
AUCA - 03	Bajar BHA hidráulico	0	248	248
AUCA - 50	Cambio BHA. Cavidad con defecto	229	234	5
TOTAL TRABAJOS : 43				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				12.404
SEPTIEMBRE				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 04	Disparar, evaluar zona	55	41	-14
LAGO AGRIO - 42 D	Aislar agua con cementación forzada	16	170	154
LAGO AGRIO - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	55	41	-14

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
LIBERTADOR				
ATACAPI - 15	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	115	141	26
TETETE - 11	Cambio BHA. BES off	-	646	646
SECOYA - 01	Cambio BHA. BES off	-	527	527
ATACAPI - 11 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	55	391	336
SECOYA - 28	Cambio BHA. BES off	-	128	128
SECOYA - 13	Estimulación formación: HCL + solventes	128	256	128
SHUARA - 25	Cambio BHA. BES off	-	136	136
SECOYA - 38	Cambio BHA. BES off	-	168	168
SHUSHUQUI - 21	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	174	124	-50
CUYABENO				
TIPISHCA - 12	Bajar BHA hidráulico	173	87	-86
CUYABENO - 23	Cambio BHA. BES off	0	557	557
SACHA				
SACHA - 182	Cambio BHA. Cavidad con defecto	231	444	213
SACHA - 20	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	282	267	-15
SACHA - 180 D	Disparar, evaluar zona	131	74	-57
SACHA - 200 D	Pruebas iniciales y completación	-	730	730
SACHA - 29	Reparar cabezal en mal estado	-	-	-
SACHA - 65 B	Bajar BHA electrosomergible	526	461	-65
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 84	Cambio BHA. BES off	-	494	494
SHUSHUFINDI - 18	Disparar, evaluar zona	121	-	-121
SHUSHUFINDI - 88	Cambio BHA. BES off	-	204	204
SHUSHUFINDI - 98 D	Cambio BHA. BES off	-	284	284
AGUARICO - 08	Disparar, evaluar zona	-	328	328
AUCA				
AUCA - 21	Cambio BHA. Tubing rato	189	274	75
AUCA - 29	Cambio BHA. Cavidad con defecto	189	228	39
AUCA - 77 D	Pruebas iniciales y completación	-	534	534
CONONACO - 02	Cambio BHA. BES off	-	122	122
AUCA - 16	Cambio BHA. Cavidad con defecto	191	119	-72
CONONACO - 07	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	126	82	-44
TOTAL TRABAJOS : 31				5.291
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				5.291
OCTUBRE				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 02	Cambio BHA. Bomba atascada	96	97	11
LAGO AGRIO - 50 D	Cambio BHA. BES off	-	178	178
LAGO AGRIO - 37	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	94	94	-
LAGO AGRIO - 38	Cambio BHA. Cavidad con defecto	89	106	17
LIBERTADOR				
ATACAPI - 18	Cambio BHA. BES off	-	288	288
SECOYA - 17	Aislar agua con cementación forzada	99	359	260
PICHINCHA - 08	Reparar cabezal en mal estado	189	287	98
PICHINCHA - 09	Cambio BHA. BES off	-	182	182
SECOYA - 30	Cambio BHA. BES off	-	327	327
ATACAPI - 17	Disparar, evaluar zona	118	482	366
SECOYA - 33 B	Cambio BHA. BES off	-	261	261
SHUARA - 08	Cambio método de producción	17	153	136
SHUARA - 22	Cambio BHA. BES off	-	56	56
FRONTERA - 05	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	262	175	-87
CUYABENO				
TIPISHCA - 07	Cambio BHA. BES off	-	370	370
V.H.R. - 13	Disparar, evaluar zona	240	544	304
CUYABENO - 06	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	242	235	-7
CUYABENO - 21	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	351	343	-8
SACHA				
SACHA - 128	Aislar agua con cementación forzada	376	1.061	685
SACHA - 214 D	Cambio método de producción	649	1.313	664
SACHA - 163 D	Disparar, evaluar zona	285	109	-176
SACHA - 85	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	224	64	-140
SACHA - 217 D	Bajar BHA. electrosomergible	454	274	-180
SACHA - 196 D	Cambio BHA. Tubería colapsada	276	80	-196
SACHA - 210 D	Cambio método de producción	380	106	-272
SACHA - 227 D	Cambio método de producción	457	584	127

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 106 D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	171	269	118
SHUSHUFINDI - 76	Cambio BHA. BES off	-	922	922
SHUSHUFINDI - 11	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	128	116	-12
SHUSHUFINDI - 119 D	Cambio BHA. BES off	-	878	878
AUCA				
CONONAGO - 16	Cambio BHA. BES off	-	104	104
ANACONDA - 02	Cambio BHA. BES off	-	561	561
AUCA - 18	Cambio BHA. Cavidad con defecto	317	186	-131
YUCA - 07	Cambio BHA. BES off	-	263	263
CONONAGO - 13	Disparar, evaluar zona	161	-	-161
YULEBRA - 04	Cambio BHA. BES off	-	-	-
TOTAL TRABAJOS : 36				5.806
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
NOVIEMBRE				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 16	Cambio BHA. BES off	-	132	132
LAGO AGRIO-V02	Cambio BHA. Recuperar pescado	97	104	7
LIBERTADOR				
SHUARA - 20	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	55	156	101
SHUARA - 04	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	106	289	183
SHUARA - 09	Cambio BHA. BES off	-	-	-
CUYABENO				
TIPISHCA - 08	Disparar y evaluar zonas nuevas	100	265	165
V.H.R. 03	Cambio BHA. BES off	-	239	239
SACHA				
SACHA - 199 D	Pruebas iniciales de completación	-	-	-
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 64	Cambio BHA. BES off	-	351	351
AGUARICO - 10	Cambio BHA. BES off	-	68	68
SHUSHUFINDI - 104 D	Cambio BHA. BES off	-	76	76
DRAGO - 050	Pruebas iniciales de completación	-	332	332
SHUSHUFINDI - 111 D	Cambio BHA. BES off	-	129	129
SHUSHUFINDI - 66	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	575	87	-488
SHUSHUFINDI - 82	Chequeo comunicac TBG-CSG con pres.	1.576	560	-1.116
SHUSHUFINDI - 26	Cambio BHA. BES off	-	185	185
SHUSHUFINDI - 25	Reparar cabezal en mal estado	-	-	-
AUCA				
AUCA - 73D	Cambio BHA. BES off	-	224	224
AUCA - 40	Cambio BHA. BES off	-	324	324
AUCA - 28	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	220	123	-97
CULEBRA - 10H	Pruebas iniciales de completación	-	-	-
YUCA - 17	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	147	130	-17
AUCA - 65D	Cambio BHA. BES off	-	252	252
AUCA - 24	Cambio método de producción	303	213	-90
AUCA - 67D	Cambio BHA. BES off	-	408	408
CULEBRA-07D	Pruebas iniciales de completación	-	-	-
YUCA -15	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	410	-	-410
YUCA - 19D	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	62	-	-62
TOTAL TRABAJOS : 28				980
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
DICIEMBRE				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 03	Cambio BHA. Recuperar pescado	214	429	215
LIBERTADOR				
SHUARA - RW 01	Pruebas iniciales y de completación	-	-	-
TAPI - 06	Aislar agua cementación forzada	87	171	84
ATACAPI - 13	Cambio BHA,Comunicación TBG-CSG	160	-	-160
CUYABENO				
V.H.R - 15	Cambio BHA,BES off	-	-	-
V.H.R - 21D	Pruebas iniciales y de completación	-	-	-
SACHA				
SACHA - 226D	Cambio método de producción	457	-	-457
SACHA - 11	Cambio BHA. Recuperar pescado	14	-	-14
SACHA - 230D	Pruebas iniciales y de completación	-	-	-
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 49	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	188	176	-12
SHUSHUFINDI - 81	Cambio BHA. BES off	-	446	446
SHUSHUFINDI - 86	Cambio BHA. Recuperar pescado	138	237	99
CONDORAZO - 01	Pruebas iniciales y de completación	-	177	177
DRAGO - 10 D	Cambio BHA. BES off	-	76	76
SHUSHUFINDI - 104D	Aislar agua cementación forzada	76	196	120
SHUSHUFINDI - 90	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	102	104	2
AUCA				
YULEBRA - RW 02	Pruebas iniciales y de completación	-	510	510
AUCA - 21	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	219	215	-4
CONONACO - 21	Cambio BHA. BES off	-	105	105
YUCA - 02B	Cambio BHA. Comunicación TBG-CSG	176	231	55
CULEBRA - 09D	Pruebas iniciales y de completación	-	619	619
CONONACO - 16	Cambio BHA. BES off	-	64	64
YULEBRA - 15D	Pruebas iniciales y de completación	-	260	260
YUCA - 19D	Bajar BHA electrosumergible	62	167	105
YUCA - 14	Cambio BHA. Tubing roto	299	239	-60
AUCA SUR- 01	Cambio BHA. BES off	-	-	-
AUCA - 14	Reparar cabezal en mal estado	402	120	-282
TOTAL TRABAJOS : 38				1.948
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
Fuente: Ingeniería de Producción, PETROPRODUCCIÓN				
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR				

**TABLA 19: REACONDICIONAMIENTO DE POZOS
TRABAJOS SIN TORRE
Año 2009**

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
ENERO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 45	Tratamiento antiescala	79	101	22
LAGO AGRIO - 47 D	Limpieza camisas con HCL + solventes	113	111	-2
SACHA				
SACHA - 198	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	389	389
SACHA - 164 D	Estimulación matricial ácido	41	502	461
AUCA				
YUCA - 21 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	-	-
CONONACO - 16	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	141	141
CONONACO - 09	Limpieza bomba con HCL + solventes	299	356	57
TOTAL TRABAJOS : 7				1.068
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
FEBRERO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 49 D	Estimulación formación con HCL + solventes	67	84	27
LIBERTADOR				
SECOYA - 20	Limpieza tubing con solventes	67	204	117
SACHA				
SACHA - 122	Estimulación formación con solventes	-	134	134
SACHA - 149	Estimulación formación con solventes	-	216	216
SACHA - 168 H	Limpieza con CTU	46	115	69
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 84	Limpieza bomba con solventes	-	410	410
SHUSHUFINDI - 89	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	-	-
AUCA				
CONONACO - 30 D	Limpieza bomba con solventes	-	339	339
AUCA - 52	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	524	524
TOTAL TRABAJOS : 9				1.836
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
MARZO				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 34	Estimulación con solventes	143	9	-134
LAGO AGRIO - 38	Limpieza camisas con HCL + solventes	58	229	171
PARAHUACU - 12	Estimulación matricial con ácido	235	-	-235
LIBERTADOR				
TETETE - 03	Limpieza tubing con HCL + solventes	-	242	242
SACHA				
SACHA - 85	Estimulación formación con HCL + solventes	157	90	-67
SACHA - 107	Estimulación formación con HCL + solventes	224	204	-20
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 68	Limpieza tubing con HCL + solventes	1.020	1.120	100
AUCA				
ANACONDA - 02	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	-	-
CONONACO - 08	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	571	571
YUCA - 04	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	74	74
CULEBRA - 05	Limpieza bomba con solventes	-	-	-
TOTAL TRABAJOS : 11				702
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				
ABRIL				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 47 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	481	-	-481
LIBERTADOR				
SHUARA - 04	Estimulación formación con HCL + solventes	41	74	33
SACHA				
SACHA - 127	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	452	452
SACHA - 85	Regular Mud Acid	48	225	177
SACHA - 163	Limpieza con CTU	38	263	225
AUCA				
CULEBRA - 05	Limpieza bomba con HCL + solventes	249	474	225
AUCA - 70 D	Estimulación formación con HCL + solventes	188	-	-188
TOTAL TRABAJOS : 7				433
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
MAYO				
LIBERTADOR				
SECOYA - 04	Limpieza tubing con solventes	-	74	74
CUYABENO				
V.H.R. - 08	Limpieza con coiled tubing	242	-	-242
SACHA				
SACHA - 41	Estimulación formación con solventes	228	-	-228
SACHA - 66 B	Limpieza bomba con HCL + solventes	115	-	-115
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 41	Limpieza con coiled tubing	98	102	8
AUCA				
AUCA - 52	Limpieza bomba con solventes	-	422	422
CONONACO - 09	Limpieza bomba con solventes	-	168	168
AUCA - 85 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	734	734
CONONACO - 09	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	168	168
CONONACO - 14	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	396	396
AUCA - 85 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	574	574
TOTAL TRABAJOS : 10				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				1.956
JUNIO				
LAGO AGRIO				
GUANTA - 06	Tratamiento antifouling con CTU	95	133	48
LIBERTADOR				
SECOYA - 04	Limpieza disparos con HCL + solventes	20	85	65
SACHA				
SACHA - 66 B	Pescar bomba	-	108	108
SACHA - 144	Limpieza disparos con HCL + solventes	-	231	231
SACHA - 164	Estimulación formación con HCL + solventes	181	205	24
AUCA				
CONONACO - 21	Estimulación bomba con HCL + solventes	-	200	200
AUCA - 14	Estimulación matricial ácido	-	141	141
CONONACO - 27	Estimulación bomba con HCL + solventes	-	318	318
TOTAL TRABAJOS : 8				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				1.135
JULIO				
LIBERTADOR				
SHUARA - 13	Estimulación formación con HCL + solventes	-	-	-
SACHA				
SACHA - 96	Limpieza con CTU	-	-	-
SACHA - 42	Estimulación formación con HCL + solventes	-	116	116
AUCA				
AUCA - 73 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	272	376	104
YULEBRA - 09 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	-	-	-
AUCA - 73 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	145	451	306
TOTAL TRABAJOS : 6				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				526
AGOSTO				
LAGO AGRIO				
GUANTA-13	Estimulación a la formación con solventes	312	129	-183
LIBERTADOR				
ATACAPI-13	Estimulación a la formación con solventes	203	265	62
SECOYA-01	Limpieza bomba con HCL + solventes	584	361	-223
SACHA				
SACHA - 59	Estimulación formación con solventes	90	127	37
AUCA				
CONONACO - 21	Limpieza bomba con HCL + solventes	192	245	53
AUCA - 36	Estimulación matricial ácido	78	114	36
TOTAL TRABAJOS : 6				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-218

POZO	TRABAJO REALIZADO	BPPD ANTES	BPPD DESPUES	INCREMENTO BPPD
SEPTIEMBRE				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 45	Limpieza bomba con solventes	109	147	39
LAGO AGRIO - 36	Limpieza con CTU	83	213	130
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 110 D	Limpieza con CTU	247	299	42
SHUSHUFINDI - 10	Estimulación formación con HCL + solventes	121	-	-121
AUCA				
CONONACO - 21	Limpieza bomba con HCL + solventes	151	135	-16
AUCA - 65 D	Limpieza bomba con solventes	470	326	-144
CULEBRA - 05	Limpieza bomba con solventes	300	310	10
TOTAL TRABAJOS : 7				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-61
OCTUBRE				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO - 04	Estimulación formación con HCL + solventes	70	36	-34
AUCA				
AUCA - 65 D	Limpieza bomba con HCL + solventes	350	262	-89
TOTAL TRABAJOS : 2				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-122
NOVIEMBRE				
LAGO AGRIO				
LAGO AGRIO 37	Limpieza camisa con solventes	54	50	-44
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 66	Limpieza Tubing con solventes	575	108	-469
TOTAL TRABAJOS : 2				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-513
DICIEMBRE				
SHUSHUFINDI				
SHUSHUFINDI - 66	Estimulación formación con solventes	138	237	99
SHUSHUFINDI - 94	Limpieza bomba con HCL + solventes	543	492	-51
SHUSHUFINDI - 66	Estimulación formación con solventes	237	-	-237
TOTAL TRABAJOS : 3				
TOTAL RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN				-189
Fuente: Ingeniería de Producción, PETROPRODUCCIÓN				
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR				

TABLA 20: PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PETROPRODUCCIÓN Y PETROAMAZONAS EN CAMPOS

Cifras en barriles

CAMPOS Y COMPAÑÍAS														Var. % 2008
Empresa	Subterráneo	Urbano	Ater	Verge	Marzo	Abril	Mayo	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero - Diciembre 2008	Var. % 2008	
SUBTOTAL PETROPRODUCCIÓN														
Área Lago Agrio	364.182	315.234	342.269	343.333	378.870	381.530	413.336	383.383	383.391	383.391	383.391	4.602.615	3.652.557	
Cusaca	128.889	111.458	119.743	121.764	131.435	137.582	142.337	150.480	153.333	153.333	153.333	1.473.862	26,5	
Lago Agrio	135.307	90.322	118.426	118.133	123.224	122.982	131.996	132.905	133.058	133.058	133.058	1.420.037	3,7	
Petroamazonas	122.186	103.732	104.078	103.446	124.211	120.960	139.003	109.845	117.000	117.000	117.000	1.708.716	23,0	
Área Urbana														
Azuay	34.904	42.434	51.081	52.391	58.915	61.014	61.014	61.014	61.014	61.014	61.014	1.394.782	1.432.833	
Provincia	91.986	118.504	121.583	119.588	116.014	116.014	116.014	116.014	116.014	116.014	116.014	2.711.351	2.671.043	
Imbabura	115.133	111.854	114.347	115.629	118.001	120.614	120.614	120.614	120.614	120.614	120.614	1.514.692	1.526.142	
Sucumbi	181.501	161.127	153.248	151.823	158.029	160.344	161.107	161.107	161.107	161.107	161.107	1.948.896	2.041.601	
Shushufut	31.231	47.786	55.015	54.644	57.133	57.133	57.133	57.133	57.133	57.133	57.133	684.238	713.125	
Shushufut	17.720	12.440	14.688	15.063	15.813	16.379	16.379	16.379	16.379	16.379	16.379	194.896	209.890	
Tena	16.735	10.435	10.339	10.678	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	122.435	122,435	
Área Esmeralda														
Cumbuco	242.257	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	250.523	2.711.351	2.671.043	
Shushufut	40.238	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	58.833	684.238	713.125	
Vista Alegre	241.145	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	241.722	2.711.351	2.671.043	
Ocaso 27	35.736	72.375	54.375	54.375	54.375	54.375	54.375	54.375	54.375	54.375	54.375	684.238	713.125	
Área Sacha														
Sacha	1.648.438	1.340.336	1.407.240	1.416.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867	1.516.862	1.441.833	1.544.521	1.544.521	14.934.087	16.178.165	
Shushufut	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	341.916	
Área Shushufut														
Sacha	1.306.522	1.342.026	1.497.849	1.476.711	1.515.573	1.544.798	1.518.867</							

TABLA 22: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EDC

Cifras en MPCS

MESES	2009	2008	VAR % 09/08
ENERO	955.593	944.555	1,17
FEBRERO	956.671	729.275	31,18
MARZO	1.070.008	713.763	49,91
ABRIL	573.889	782.035	-26,62
MAYO	517.209	653.088	-20,81
JUNIO	532.813	794.181	-32,91
JULIO	856.858	777.143	10,26
AGOSTO	937.248	846.710	10,69
SEPTIEMBRE	1.040.420	519.575	100,24
OCTUBRE	1.068.868	519.299	105,83
NOVIEMBRE	1.032.738	817.722	26,29
DICIEMBRE	977.010	777.914	25,59
TOTAL	10.519.325	8.875.260	18,52

ENTREGAS DE GAS NATURAL A MACHALA POWER

Cifras en MPCS

MESES	2009	2008	VAR % 09/08
ENERO	955.593	944.555	1,17
FEBRERO	956.671	729.275	31,18
MARZO	1.070.008	713.763	49,91
ABRIL	573.889	782.035	-26,62
MAYO	517.209	653.088	-20,81
JUNIO	532.813	794.181	-32,91
JULIO	856.858	777.143	10,26
AGOSTO	937.248	846.710	10,69
SEPTIEMBRE	1.040.420	519.575	100,24
OCTUBRE	1.068.868	519.299	105,83
NOVIEMBRE	1.032.738	817.722	26,29
DICIEMBRE	977.010	777.914	25,59
TOTAL	10.519.325	8.875.260	18,52

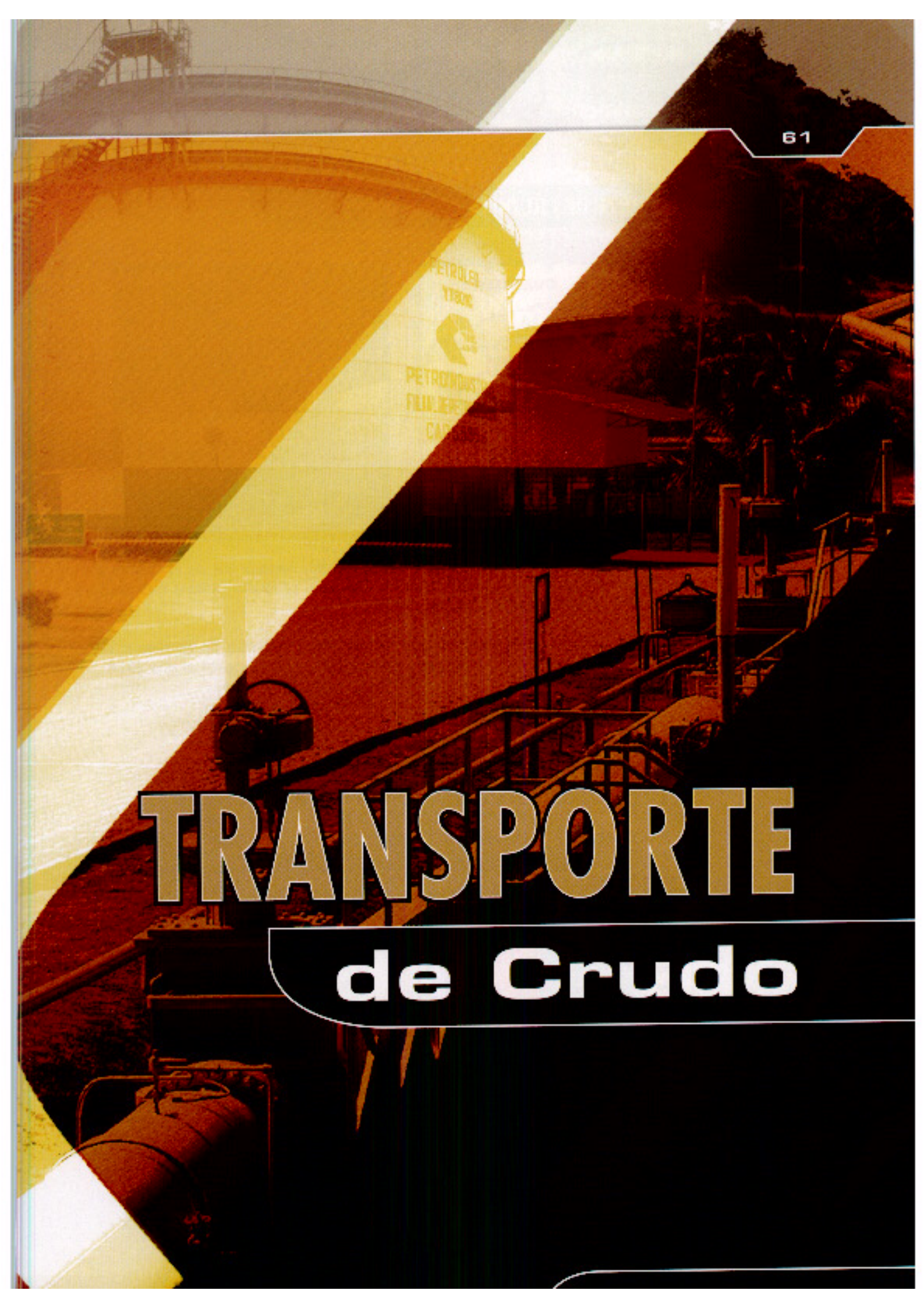
Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Administración de Contratos Petroleros

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR

[illegible]

TABLA 24: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO FISCALIZADO
Cifras en barriles netos

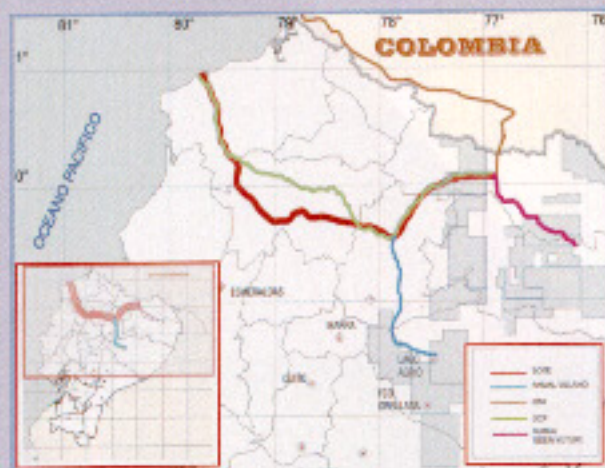
AÑO 2008	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	6 mes - 2008	Variación 2008
COMPAÑÍAS PRIVADAS														
COMPAGNIA AMERICANA	454.917	204.685	512.032	484.142	493.145	338.718	446.435	603.742	263.185	368.585	586.765	239.286	4.263.656	140
PRESION DE SERVICIOS	250.117	374.789	512.422	495.142	426.144	338.718	446.435	603.742	263.185	368.585	586.765	239.286	4.263.656	140
GOB. D. L. 1049	5.193.158	2.977.648	3.143.085	3.176.853	3.853.185	3.867.145	2.793.977	2.143.870	2.363.638	3.764.256	2.633.373	2.691.176	33.755.195	48.414.846
PERCEPCION	23.210	82.985	58.654	58.654	58.654	58.654	58.654	58,654	58,654	58,654	58,654	58,654	11.215.754	11.215.754
ANEXO PETROECUADOR (P. 400)	315.307	236.711	327.338	325.953	370.688	283.886	361.636	293.486	281.332	281.486	216.811	216.444	3.417.933	3.417.933
- Campo E.O.	1.777	947	1.347	1.179	1.304	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	1.054	11.367	11.367
- Campo A.O.	67.788	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	567.096	5.764.256	5.764.256
- Campo	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CITY OIL SERVICE (P. 200)	523.238	862.445	126.836	126.836	723.169	623.855	723.844	807.845	804.597	702.185	687.558	723.340	8.340.036	12.481.263
REFIN. Y/O	17.072	17.072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	17,072	170.720	170.720
- Campo E.O.	853.672	753.765	811.875	649.673	837.733	626.238	686.703	626.238	626.238	626.238	626.238	626.238	8.104.819	11.536.862
- Campo A.O.	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	2.815	27.224	27.224
PERCEPCION (PERCEPCION ECUADOR)	242.116	326.653	391.128	344.432	346.450	353.544	353.544	353.544	353.544	353.544	353.544	353.544	4.618.367	4.618.367
- Campo E.O.	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	122.155	1.221.555	1.221.555
- Campo A.O.	322.317	204.500	268.973	222.277	224.295	231.389	231.389	231.389	231.389	231.389	231.389	231.389	2.396.812	2.396.812
PERCEPCION	294.372	594.603	853.646	534.362	653.585	676.367	676.367	676.367	676.367	676.367	676.367	676.367	8.340.036	12.481.263
- Campo E.O.	236.442	487.171	677.500	411.832	532.170	573.869	573.869	573.869	573.869	573.869	573.869	573.869	7.154.172	7.154.172
- Campo A.O.	158.532	107.432	176.146	122.530	121.415	102.498	102.498	102.498	102.498	102.498	102.498	102.498	1.221.555	1.221.555
PERCEPCION	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	250.031	2.500.310	2.500.310
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	414.807	283.077	332.212	381.879	378.156	388.876	358.367	348.342	315.581	323.869	4.408.459	4.408.459
PERCEPCION	48.836	32.767	41											

The background of the page is a photograph of an industrial facility, likely an oil refinery or storage terminal. On the left, a large, light-colored cylindrical storage tank is visible, with the words "PETROLEI" and "17000" printed on its side. To the right of the tank, a set of metal stairs with railings leads up a slope. The entire image is overlaid with a large, diagonal, semi-transparent yellow and orange filter. The title "TRANSPORTE de Crudo" is prominently displayed in the lower half of the image.

TRANSPORTE

de Crudo

TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

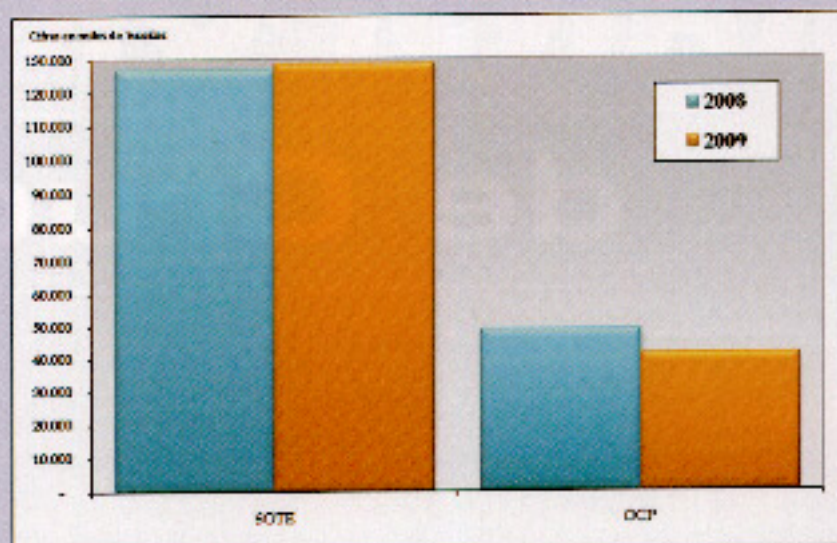


En la actualidad el transporte del crudo producido en la Región Amazónica se lo realiza a través de los oleoductos existentes los cuales permiten llevar el producto tanto a refinerías como para la exportación. Siendo estos el SOTE y OCP

Durante el año 2009 el volumen total transportado fue de 169.4 millones de barriles a un promedio diario de 464.146 barriles, con un decremento de 3,2% con respecto al año 2008.

TABLA 25
CRUDO TRANSPORTADO POR OLEODUCTOS
CIFRAS EN BARRILES

OLEODUCTO	2009	2008	VAR%
SOTE	128.296.931	126.542.105	1.4
OCP	41.116.317	48.512.799	-15.2
TOTAL	169.413.248	175.054.903	-3.2



Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

SISTEMA OLEODUCTO TRANSECUTORIANO (SOTE)

La construcción del Oleoducto Transecuatoriano, una de las más grandes obras de la ingeniería de la industria petrolera, concibe acciones integrales donde se sincronizan actividades de diferente orden, para lograr los objetivos de convertir el recurso petrolero en un bien de utilidad económica y de bienestar humano.

El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) constituye una de las obras más importantes para el Ecuador. Tiene una Capacidad de Transporte de 360.000 bpd para crudo de 23,7 °API y 390.000 bpd 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, Lumbagui, 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 kilómetros más de tuberías de carga aproximadamente y finalmente hay 7 kilómetros de tuberías submarinas adicionales.

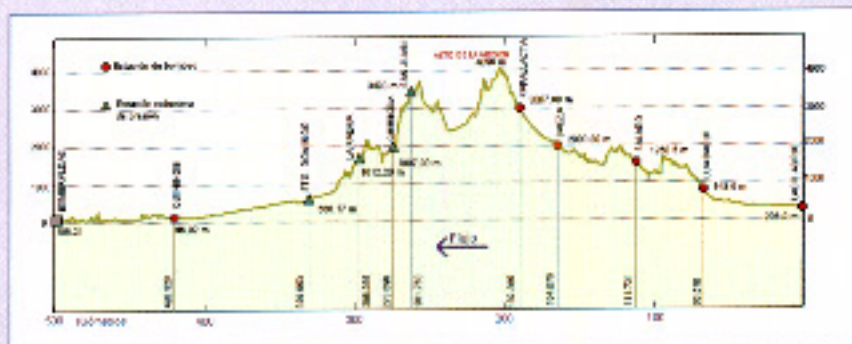
Capacidad de bombeo:

- 360.000 BPPD para crudo de 23.7 °API
- 390.000 BPPD para crudo de 23.7 °API, utilizando químico reductor de fricción.

Capacidad de Almacenamiento:

- 1'500.000 Barriles en Lago Agrio
- 3'220.000 Barriles en el Terminal Marítimo Balao.

PERFIL DE SOTE



Estaciones de Bombeo:

Lago Agrio



El Sistema del Oleoducto Transecuatoriano está constituido por: los centros de almacenamiento

en Lago Agrio y Balao; el ducto propiamente dicho; estaciones de bombeo reductoras de presión; y, las monoboyas para el amarre de los buque-tanqueros.

El trabajo de bombeo se inicia en Lago Agrio, Estación No. 1, cabecera de la operación de bombeo del SOTE, es la responsable de coordinar toda la operación, localizada en la provincia de Sucumbios, cantón Nueva Loja, a una altitud de 297 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de seis hectáreas de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que consta de:

- Seis tanques de almacenamiento de una capacidad de 250.000 barriles cada uno, dando un total de 1'500.000 barriles de crudo provenientes de los diferentes campos petroleros orientales.
- Ocho bombas principales U.C.P.(UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) multietapas, acopladas a un motor marca ALCO de 16 cilindros de una capacidad operativa de 2.500HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, siete de las mismas están interconectadas para bombear por el SOTE, y la octava lo realiza hacia el OTA.
- Sala de Control Principal, desde la cual operan remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Bombas Booster, para incrementar la presión de succión de la estación.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 2.020 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Taller principal de mantenimiento, uno de los mejores dotados de todo el sistema PETROECUADOR, realiza las reparaciones completas de las unidades de bombeo.
- Laboratorio de lubricantes, realiza el análisis de calidad del petróleo recibido de los campos, y además las pruebas del estado de los lubricantes que están en uso de los motores.
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema Contra Incendios
- Sistemas auxiliares
- Bodega
- Oficinas administrativas

Lumbaqui



La Estación de Lumbaqui es la encargada de coordinar con la Estación Lago Agrio la inyección en el kilómetro 51 de la producción de 8500 BPPD de 31.5° API de la compañía TECPEC; y la Estación Baeza, la inyección de 39.00 BPPD de 19.1° API correspondientes a la producción del Bloque 10.

Estación No. 2, Lumbaqui es una estación de bombeo, localizada en la provincia de Sucumbios, cantón Gonzalo Pizarro, situada a una altitud de 850 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 40.000 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que está localizada a 66.570 metros de Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 66,57 kilómetros, entre Lago Agrio y Lumbaquí, con una capacidad de 133.981,22 barriles.
- Un tanque almacenamiento de una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y combustible de los motores ALCO.
- Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) multietapas, acopladas a un motor marca ALCO de 16 cilindros de una capacidad operativa de 2.500HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.320 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema Contra Incendios
- Sistemas auxiliares
- Campamento Habitacional

El Salado



La Estación de El Salado es una de las arterias necesarias para que el crudo llegue a su destino al trabajar con una potencia de 12.950 HP a una altura de 1.289 metros, además posee 7 unidades de bombeo.

Estación No. 3, El Salado, es una estación de bombeo, localizada en la provincia del Napo, cantón El Chaco, situada a una altitud de 1.289 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 40.000 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que está localizada a 111.722 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 45,151 kilómetros, entre Lumbaquí y El Salado, con una capacidad de 91.961,25 barriles.
- Un tanque almacenamiento de una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y combustible de los motores ALCO.
- Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) acopladas a un motor marca ALCO de 12 cilindros de una capacidad operativa de 1.850HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.

- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.320 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema Contra Incendios
- Campamento Habitacional

Baeza



Baeza, sede de la cuarta estación del SOTE. Está a una altitud de 2.002 metros y trabaja con una potencia de 20.300 HP, ya que tiene que impulsar el crudo hasta la Estación No. 5: Papallacta que está a 3.009 metros de altura.

Baeza, Estación No. 4, es una estación de bombeo, localizada en la provincia del Napo, cantón Quijos, situada a una altitud de 2.002 metros sobre el nivel del mar, y en un área de 42.000 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que está localizada a 164.076 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 52,354 kilómetros, entre El Salado y Baeza, con una capacidad de 106.264,56 barriles.
- Un tanque de almacenamiento de una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y combustible de los motores ALCO.
- Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) acopladas a un motor marca ALCO de 18 cilindros de una capacidad operativa de 2.900HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema Contra Incendios
- Sistemas auxiliares
- Campamento Habitacional.
- Baeza es la encargada de coordinar la inyección del kilómetro 151 de la compañía AGIP OIL, con la estación No. 1.

Papallacta



Papallacta, la estación de bombeo más alta del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano. Está ubicada a 3.009 metros de altura y posee 7 unidades de bombeo con 20.300 HP.

Desde esta estación el crudo desciende hasta la Estación reductora de presión San Juan que se encuentra a 3.497 metros de altura.

Estación No. 5, es una estación de bombeo, localizada en la provincia del Napo, cantón Quijos, situada a una altitud de 3.009 metros sobre el nivel del mar, y en un área de 10.265 m² de terreno, en la cual su infraestructura operativa se encuentra distribuida, la misma que está localizada a 189.285 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 25,209 kilómetros, entre Baeza y Papallacta, con una capacidad de 51.053,86 barriles.
- Un tanque con una capacidad de 10.000 barriles, para alivio de presión y almacenamiento para combustible de los motores ALCO.
- Siete bombas principales U.C.P. (UNITED CENTRIFUGAL PUMPS) acopladas a un motor marca ALCO de 18 cilindros de una capacidad operativa de 2.900HP y 1.050 RPM, las cuales trabajan en paralelo, interconectadas para bombear por el SOTE.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema Contra Incendios
- Sistemas auxiliares
- Campamento Habitacional

San Juan



El SOTE cuenta con cuatro Estaciones Reductoras de Presión en el declive occidental de la cordillera, San Juan es la primera de ellas.

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 No. 6, es una estación reductora de presión, localizada en la provincia de Pichincha, cantón Quito, situada a una altitud de 3.497 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 6.000 m² de terreno, en la cual está distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 261.683 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 72,398 kilómetros, entre Papallacta y San Juan, con una capacidad de 142.717,37 barriles.
- Cuatro válvulas de 6" y cuatro de 8" automáticas que realizan el trabajo de reducir la presión durante el descenso del petróleo por la cordillera occidental.
- Sala de Control Principal, desde la cual operan remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Control de Incendios
- Sistemas auxiliares

Chiriboga



Chiriboga es la segunda estación reductora de presión del SOTE. Se encuentra a 273.62 km. de Lago Agrio y a una altura de 1.998 metros.

Estación No. 7, es una estación reductora de presión, localizada en la provincia de Pichincha, cantón Quito, situada a una altitud de 1.998 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 10.200 m² de terreno, en la cual está distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 273.616 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 20" de diámetro y una longitud de 11,933 kilómetros, entre San Juan y Chiriboga, con una capacidad de 14.017,60 barriles.
- Cuatro válvulas de 6" y cuatro de 8" automáticas que realizan el trabajo de reducir la presión durante el descenso del petróleo por la cordillera occidental.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.

- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Control de Incendios
- Sistemas auxiliares

La Palma



La penúltima estación reductora de presión La Palma se encuentra a 295.96 kilómetros de la Estación No. 1 Lago Agrio, y está a una altura de 1.613 metros sobre el nivel del mar.

Estación No. 8, es una estación reductora presión, localizada en la provincia de Pichincha, cantón Santo Domingo de los Colorados, situada a una altitud de 1.613 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 6.000 m² de terreno, en la cual está distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 295.956 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 20" de diámetro y una longitud de 11,933 kilómetros, entre Chiriboga y La Palma, con una capacidad de 14.017,60 barriles.
- Cuatro válvulas de 6" que realizan el trabajo de reducir la presión durante el descenso del petróleo por la cordillera occidental.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Control de Incendios
- Sistemas auxiliares

Santo Domingo



Santo Domingo, la última estación reductora de presión, se encuentra el grupo de apoyo del área occidental de la Superintendencia de Mantenimiento de Línea y Carretera. Además, realiza los trabajos de mantenimiento en las estaciones reductoras, tubería, y la antigua vía Quito - Santo Domingo.

Estación No. 9, es una estación reductora, localizada en la provincia de Pichincha, cantón Santo Domingo de los Sáchilas, situada a una altitud de 566 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 28.412 m² de terreno, en la cual está distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 329.873 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 20" de diámetro y una longitud de 33,917 kilómetros, entre La Palma y Santo Domingo, con una capacidad de 39.793,35 barriles.
- Cuatro válvulas de 6" y cuatro de 8" automáticas que realizan el trabajo de reducir la presión durante el descenso del petróleo por la cordillera occidental.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 1.010 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Control de Incendios
- Sistemas auxiliares

Quinindé



La Estación de Bombeo, Quinindé, fue construida por la compañía ARCO ORIENTE en 1999 - 2000, la cual impulsa el crudo mediante 3 unidades Caterpillar, conectadas en serie, dos de las cuales funcionan simultáneamente efectuando una acción de alivio en las pérdidas por fricción a lo largo de la tubería, que es prácticamente horizontal, desde Quinindé hacia Balao.

Quinindé, la estación No. 10, es una estación de bombeo, localizada en la provincia de Esmeraldas, cantón Quinindé, situada a una altitud de 97 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 56.000m² de terreno, en la cual está distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 420.247 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 90,374 kilómetros, entre Santo Domingo y Quinindé, con una capacidad de 184.538,22 barriles.
- Dos tanques de almacenamiento de una capacidad de 5.000 barriles, para alivio de presión y combustible de los motores CATERPILLAR.
- Tres bombas principales marca CATERPILLAR de 12 cilindros de una capacidad operativa de 4.285HP y 945 RPM, las cuales trabajan en serie, interconectadas para bombear por el SOTE.

- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados para cumplir este propósito, es necesario mencionar que esta estación se encuentra dotada con tecnología de punta en su totalidad y es controlada por computadoras.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 906 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Sistema de Comunicaciones
- Control de Incendios
- Sistemas auxiliares

Terminal Marítimo de Balao



El Terminal Marítimo de Balao es el primer Terminal petrolero en el Pacífico Sudamericano que tiene un sistema de gestión ambiental con certificación ISO 14001.

Estación No. 11, terminación del SOTE, es la responsable de coordinar la operación de entrega de crudo a la Refinería Esmeraldas y de embarcar el crudo oriente para su exportación, localizado en la provincia de Esmeraldas, cantón Esmeraldas, a una altitud de 183 metros sobre el nivel del mar, y en un área aproximada de 141.3 hectáreas de terreno, en la cual esta distribuida su infraestructura operativa, la misma que se encuentra a 497.622 metros de distancia con relación a Lago Agrio y consta de:

- Tubería de 26" de diámetro y una longitud de 77,375 kilómetros, entre Quinindé y Balao, con una capacidad de 157.993,80 barriles.
- Diez tanques de almacenamiento de una capacidad de 322.000 barriles cada uno, dando un total de 3'220.000 barriles.
- Dos líneas de carga de 36" y 42" aproximada de 5 Km. hasta la playa y una capacidad incluyendo las mangueras de 40.292 y 60.325 barriles respectivamente.
- Dos monoboyas tipo SPM bajo el sistema Lazy "S" alejadas 7.2Km.m de la playa, capaces de cargar simultáneamente buques hasta 100.000 DWT (toneladas de peso muerto), para recibir el crudo oriente y llevar hacia los diferentes mercados internacionales.



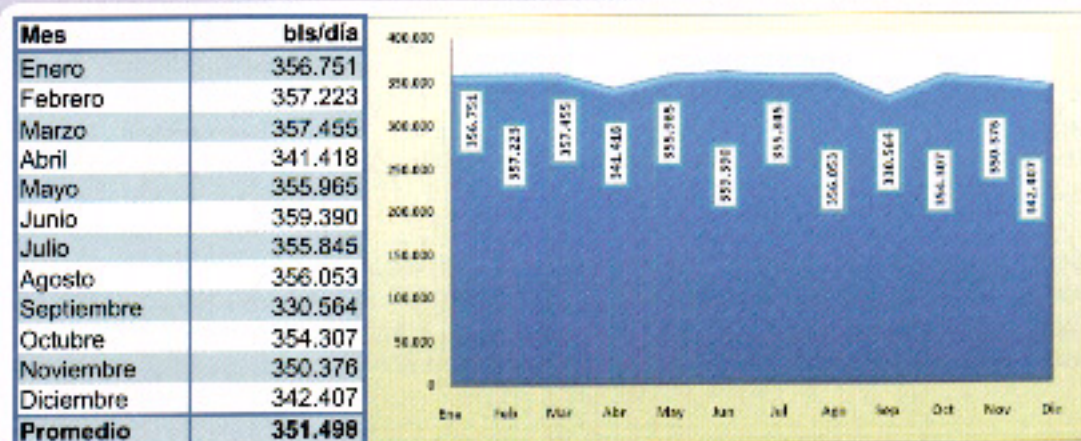
- Cuatro remolcadores para asistir en la operación de amarre y carga de los buques, Bonito, Sierra, Dorada, Albacora.
- Una barcaza equipada para el mantenimiento de las líneas submarinas, monoboyas y mangueras con una capacidad de levantamiento de 45 toneladas.
- Sala de Control Principal, desde la cual opera remotamente todos los sistemas instalados tanto para recepción de crudo, así como la carga a buques la misma que se realiza por gravedad.
- Sistema de deslastre y tratamiento de aguas negras, que consta de una línea submarina de 30", dos separadores agua aceite y dos piscinas para oxigenar el agua principalmente.
- Sistema de Generación Eléctrica, con una potencia instalada de 2.020 KVA de 480 voltios, trifásica, además conexión al Sistema Nacional Interconectado.
- Taller principal de mantenimiento terrestre y marítimo.
- Laboratorio de Crudo, en el cual se determina las características del petróleo para exportado.
- Sistema de Comunicaciones, terrestre y marítimo.
- Sistema Contra Incendios
- Sistemas auxiliares
- Bodega
- Oficinas administrativas
- Campamento Habitacional

GESTIÓN 2009

Durante el año 2009 el SOTE transportó la totalidad del crudo recibido en la Estación Central de Lago Agrio con un volumen de 128.3 millones de barriles de crudo neto, a un promedio diario de transporte de 351.498 barriles con un incremento del 1,4% con respecto al año anterior. Utilizó el 97% de la capacidad instalada en 360.000 barriles día con un API promedio de 27,99°, para Reinería. La Libertad, 24,94°, para Refinería. Esmeraldas y 24,3° para la exportación y con un incremento del 1.4% con respecto al año 2008.

El SOTE no pudo transportar lo planificado debido principalmente a la baja de la producción de las compañías privadas como Perenco, Agip Oil, Ecuador TLC, Petrooriental y Campos Marginales que son usuarias del SOTE.

Tabla 26
CRUDO TRANSPORTADO POR SOTE
CIFRAS EN BARRILES DÍA
AÑO 2009



Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

Además el SOTE sufrió de paralizaciones como mantenimiento programado, Daños imprevistos como fue la rotura del oleoducto en el mes de febrero en el Km 101+800, el día 28 y entra en operación el 03 de marzo, fallas de energía y fallas de operación todas suman un total de 112 horas de paralización como se detalla a continuación:

TABLA 27
PAROS DEL SOTE
AÑO 2009

CAUSAS	TIEMPO DE PARO	
Daños imprevistos	13 h	33 min
Mantenimiento programado	89 h	37 min
Fallas de energía	7 h	0 min
Fallas de Operación	2 h	15 min
TOTAL	112 h	25 min

Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS



OCP Ecuador S.A. es una empresa privada ecuatoriana que opera desde el 2003 el oleoducto de crudos pesados (OCP), de conformidad con el Contrato de Autorización de Construcción y Operación.

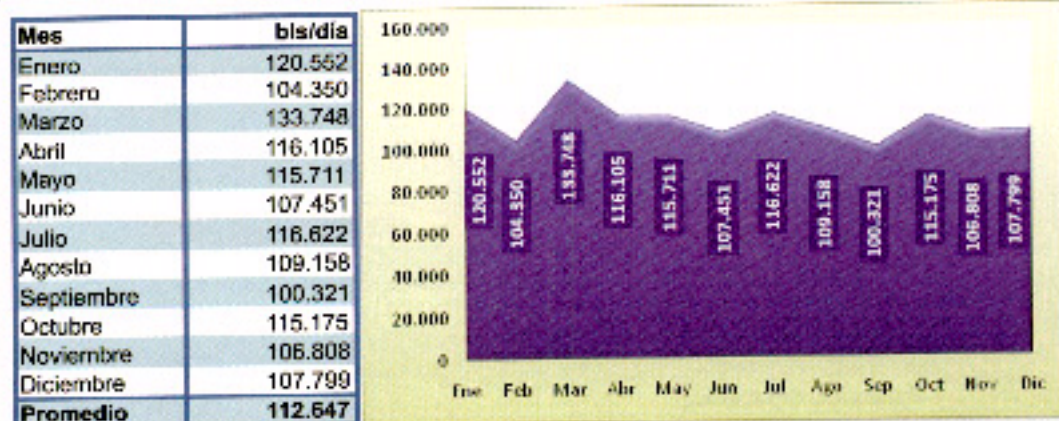
Lo construyó íntegramente con inversión privada sin participación económica ni riesgo alguno para el Estado.

El OCP será transferido al Estado ecuatoriano, sin costo alguno es decir, a título gratuito luego de 20 años de operación, contados a partir del inicio de la operación (noviembre del 2003).

El oleoducto fue originalmente proyectado para una capacidad de 310 mil barriles por día, a petición del Gobierno ecuatoriano se amplió a 450 mil barriles diarios. El costo fue auditado por la Unidad de Administración y Fiscalización del OCP (UAF) del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables y por empresas auditoras internacionales como Price Waterhouse, Moores Rowland y Ernst & Young. El SRI verificó este costo.

Con respecto al año 2009 el OCP transportó un volumen total de 41.1 millones de barriles esto es 112.647 barriles día en promedio anual, con respecto al año 2008 refleja una variación en -15.2% esto se debe principalmente en la baja de la producción por parte de las compañías privadas que son usuarias de este oleoducto.

TABLA 28
CRUDO TRANSPORTADO POR OCP
CIFRAS EN BARRILES DÍA
AÑO 2009



Fuente: Gerencia de Oleoducto

Elaboración: coordinación de Planificación y Control de Programas

**TABLA 29: CRUDO BOMBEO POR LOS OLEODUCTOS
TRANSECUTORIANO Y DE CRUDOS PESADOS**

Cifras en barriles netos

Año 2009

Mes	TRANSECUTORIANO (SOTE) (a)			OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS (OCP)			TOTAL = SOTE +OCP			Participación %	
	API ^a Prom./mes	VOLUMEN	Prom/día	API ^a Prom./mes	VOLUMEN	Prom/día	VOLUMEN	Prom/día	SOTE	OCP	
ENERO	24,1	11.059.282	356.751	18,3	3.737.101	120.552	14.796.383	477.303	74,7	25,3	
FEBRERO	24,1	10.002.233	357.223	18,2	2.921.804	104.350	12.924.037	461.573	77,4	22,6	
MARZO	24,1	11.061.091	357.455	18,2	4.146.189	133.748	15.227.280	491.203	72,8	27,2	
ABRIL	24,3	10.242.545	341.418	18,3	3.483.164	116.105	13.725.709	457.524	74,6	25,4	
MAYO	24,2	11.034.918	355.965	18,3	3.587.046	115.711	14.621.964	471.876	75,5	24,5	
JUNIO	24,3	10.781.692	359.390	18,3	3.223.533	107.451	14.005.226	468.841	77,0	23,0	
JULIO	24,3	11.031.210	355.845	18,3	3.615.293	116.822	14.646.503	472.468	75,3	24,7	
AGOSTO	23,9	11.037.649	356.053	18,2	3.383.908	109.158	14.421.557	465.212	76,5	23,5	
SEPTIEMBRE	24,0	9.916.907	330.564	18,2	3.009.634	100.321	12.926.541	430.885	76,7	23,3	
OCTUBRE	24,0	10.963.515	354.307	18,3	3.570.429	115.175	14.553.946	469.482	75,5	24,5	
NOVIEMBRE	24,0	10.511.280	350.376	18,2	3.204.236	106.806	13.715.518	457.184	76,6	23,4	
DICIEMBRE	24,0	10.614.606	342.407	18,3	3.233.979	107.799	13.848.585	461.620	76,6	23,4	
TOTAL	24,1	128.296.931	351.498	18,2	41.116.317	112.647	169.413.248	464.145	75,7	24,3	
Ene - Dic/2008	24,3	126.542.105	345.743	19,0	48.512.799	132.549	175.054.903	478.292	72,3	27,7	
Var. % 09/08		1,4	1,7		-15,2	-15,0	-3,2	-3,0	4,8	-12,4	

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 Oleoducto, Dirección Nacional de Hidrocarburos

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

TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

Enero - Diciembre 2009

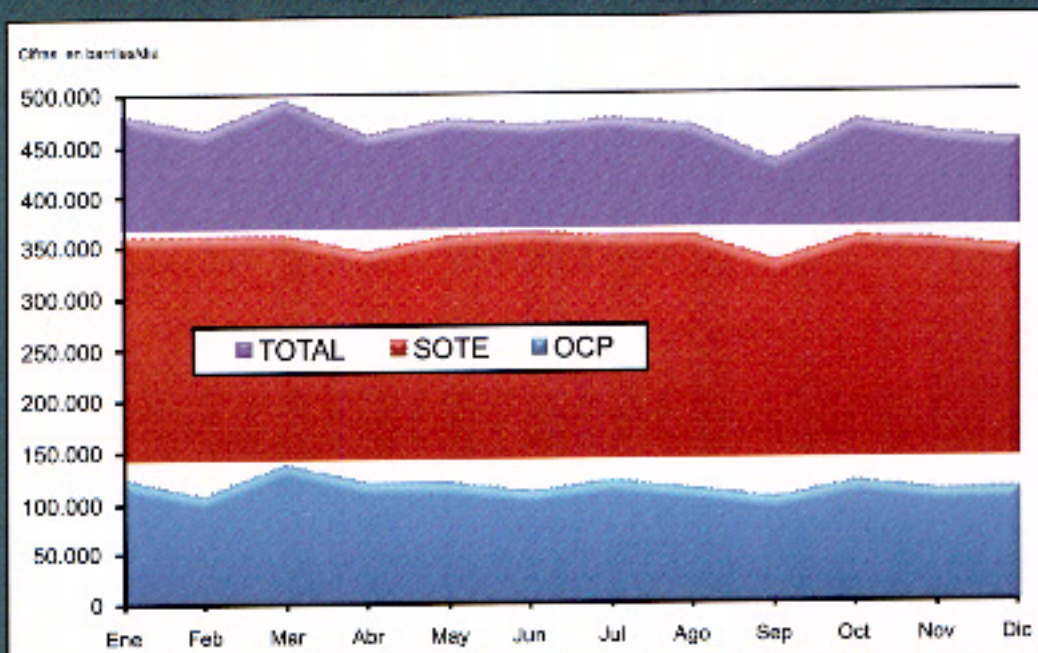


TABLA 30: CONSUMO DE CRUDO EN ESTACIONES DE BOMBEO DEL OLEODUCTO TRANSECUTORIANO

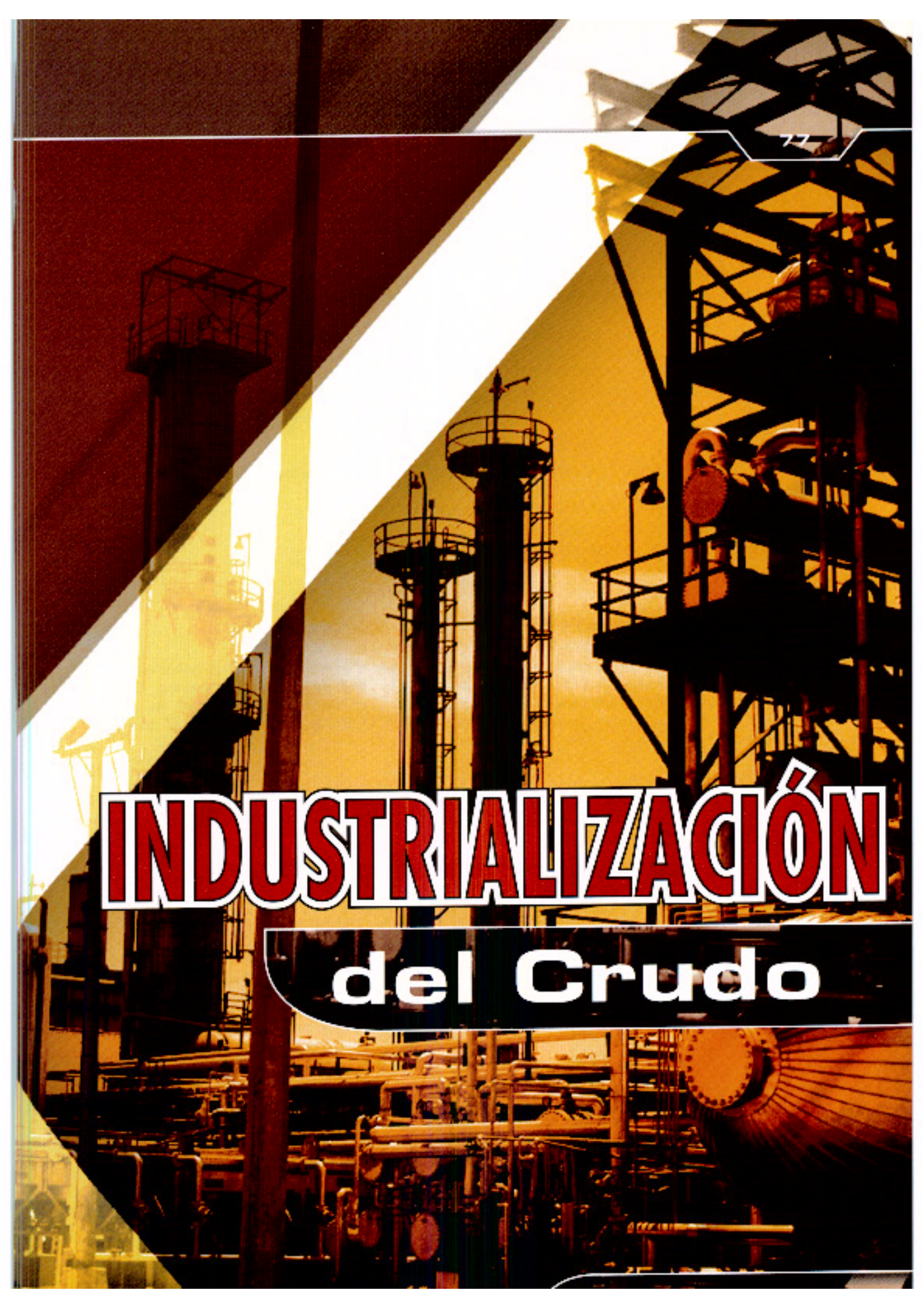
Año 2009

Cifras en Barriles

Meses	LAGO AGRIO	LUMBAQUI	SALADO	BAEZA	PAPALLA CTA	QUININDE	TOTAL
Enero	11.181	10.596	8.673	13.412	13.373	5.000	62.214
Febrero	10.638	9.407	7.457	11.751	12.187	4.951	56.391
Marzo	11.767	10.349	8.255	13.451	13.227	5.065	62.134
Abril	10.771	10.174	7.603	12.323	12.888	4.203	57.963
Mayo	11.297	10.699	8.025	13.405	13.117	4.997	61.539
Junio	11.265	10.304	7.992	12.968	13.211	4.618	60.357
Julio	11.022	10.580	8.208	13.320	13.342	4.937	61.409
Agosto	11.054	10.483	8.127	13.319	13.383	4.783	61.149
Septiembre	9.882	9.302	7.369	11.948	11.991	4.103	54.595
Octubre	10.797	10.242	7.986	12.897	13.249	4.376	59.550
Noviembre	9.929	9.692	7.675	12.483	12.028	6.144	57.950
Diciembre	10.104	9.784	7.916	12.952	12.570	4.186	57.512
TOTAL	129.707	121.612	95.288	154.229	154.563	57.368	712.764
Ene - Dic/2008	122.547	116.087	92.520	155.430	151.399	57.127	695.111
Var % 09/08	5,8%	4,6%	3,0%	-0,8%	2,1%	0,4%	2,5%

Fuente: Gerencia de Oleoducto

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

A photograph of an industrial refinery or petrochemical plant. The scene is dominated by tall, dark distillation columns with multiple platforms and ladders. A complex network of pipes and valves is visible in the foreground. The lighting is warm, with a strong diagonal beam of light cutting across the upper half of the image. The overall color palette is a mix of dark browns, oranges, and yellows.

INDUSTRIALIZACIÓN

del Crudo

INDUSTRIALIZACIÓN DE CRUDO

PETROINDUSTRIAL es la Filial encargada de transformar los hidrocarburos mediante procesos de refinación para producir derivados que satisfagan la demanda interna del país.

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

Petroindustrial tiene a su cargo los siguientes Complejos Industriales en el País:

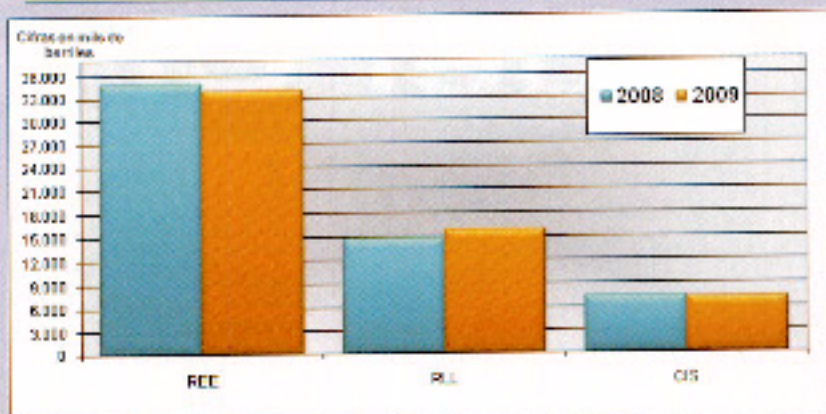
- REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS
- REFINERÍA LA LIBERTAD
- COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI

CARGAS DE CRUDO A REFINERÍAS 2009

Durante el año 2009 el crudo procesado en las tres refinerías fue de 56.8 millones de barriles con un decremento con respecto al año 2008 de 0.3% de variación, esto responde directamente a paros no programados en refinería de Esmeraldas, ya que las unidades Crudo 1 y 2 salieron de operación en el año 2009: **Crudo 1:** 6,27 días y **Crudo 2:** 21,83 días.

TABLA 31
CARGA DE CRUDO A REFINERÍA
Cifras en barriles

REFINERÍA	AÑO 2009	AÑO 2008	VAR % 09/08
ESMERALDAS	33.919.777	34.936.535	-2,6
LIBERTAD	15.759.789	14.702.080	7,5
AMAZONAS	7.079.930	7.265.911	-2,3
TOTAL	56.759.476	56.904.526	-0,3



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

CAPACIDAD OPERATIVA

La disminución en la utilización de la capacidad instalada en REE se debió los paros emergentes y programados que se realizaron en las unidades de refinerías, así como a las bajadas de carga que se suscitaron en las unidades de procesos, por diferentes causas, tales como: altos stocks de productos en tanques de almacenamiento, cambio de corridas de productos, limitantes operacionales.

TABLA 32
CAPACIDAD OPERATIVA
Enero-Diciembre 2009

Refinería	Capacidad de diseño (BPDC)	Carga procesada Enero-Diciembre (BPDC)	Índice de utilización
Esmeraldas	110.000	92.931	84 %
La Libertad	45.000	43.177	96 %
Amazonas	20.000	19.397	97 %
TOTAL	175.000	155.505	89 %

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

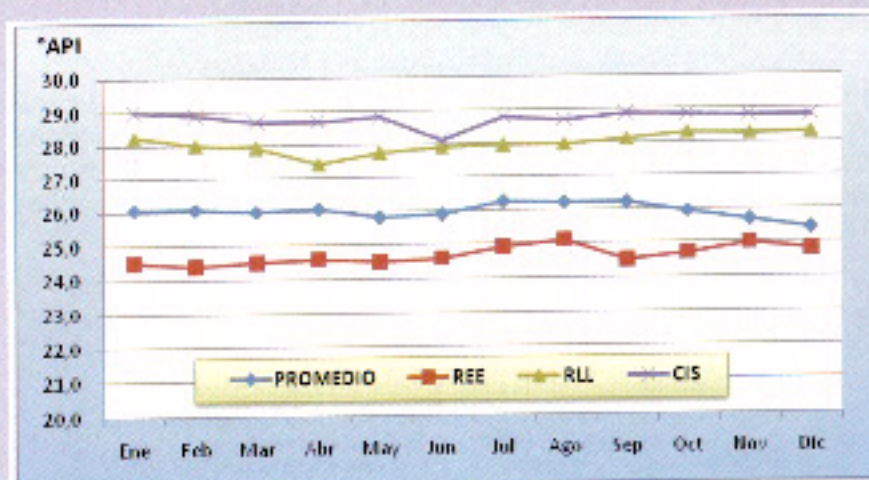
GRAVEDAD API RECIBIDA EN REFINERÍAS

En lo referente a la calidad de crudo recibido para ser procesado, la Gerencia de Oleoducto realizó sus mayores esfuerzos por mejorarla para de este modo no afectar la producción de derivados. Como se puede observar existió un incremento para Refinería Esmeraldas, así como para La Libertad que son las refinerías de mayor producción de derivados para el mercado interno.

Como se observa en el gráfico, el °API del crudo procesado, en el caso de Refinería Esmeraldas, se ha mantenido en el rango de 24,4 a 25,1°API, en el caso de refinería. El °API de Refinería La Libertad, en los primeros meses tendió a decrecer, mejorando en los últimos meses de año. Para refinería Amazonas la calidad del crudo se mantuvo casi constante, salvo en el mes de junio que se recibió un crudo de 28.1 °API, siendo el más bajo reportado en el año 2009.

TABLA 33
PROMEDIO PONDERADO DEL °API
Enero-Diciembre 2009

REFINERÍA	AÑO 2009	AÑO 2008	VAR % 09/08
ESMERALDAS	24.68	24.48	0,2
LIBERTAD	28.00	27.78	0,2
AMAZONAS	28.76	28.88	-0,1



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

REFINERÍA ESTATAL ESMERALDAS (REE)

TABLA 34



CAPACIDAD DE CARGA	B/D
CRUDO	110.000
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	18.000
HYD/PLATE	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

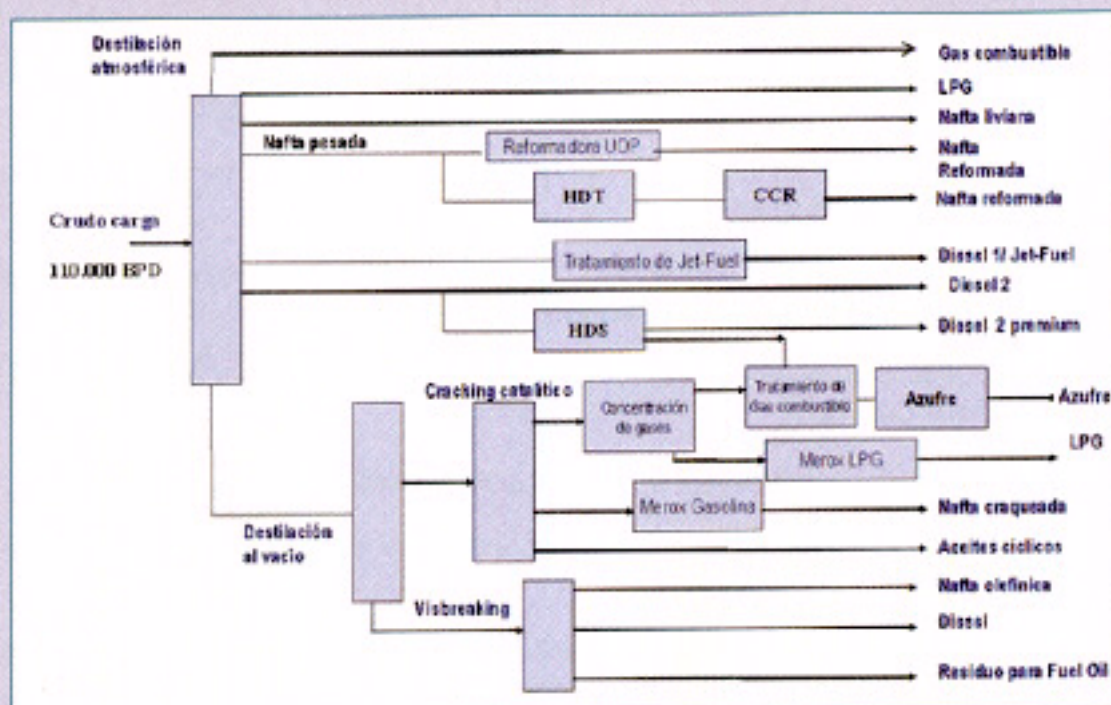
Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

La Refinería Estatal Esmeraldas está situada en la provincia de Esmeraldas en el sector noroccidental del país, a 3,8 Km. de distancia del Océano Pacífico. Fue diseñada y construida entre 1975 y 1977 para procesar 55.600 BPD. En 1987 se amplió a 90.000 BPD. Luego de 20 años en 1997 expandió sus instalaciones para procesar 110.000 BPD., adaptándose para procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

Se encuentra ubicada a 7 Km de la ciudad de Esmeraldas, en la vía hacia Atacames, está a 300 m. en línea recta al río Teaone, a 3 Km al río Esmeraldas y a 3,8 Km al Océano Pacífico.

ESQUEMA DE PROCESO DE REFINACIÓN



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

CARGA DE CRUDO 2009

Refinería Esmeraldas respecto a la capacidad nominal (110.000 Bls/día), refinería Esmeraldas tiene un cumplimiento del 84,7%.

Durante el año 2009, la REE procesó crudo por un volumen total de cantidad similar a 2008 esto se debe principalmente a paros emergentes que ocasionaron que las diferentes unidades de la refinería salgan de operación como a continuación se puede observar:

Crudo 1.- Operó al 81,65 respecto a la capacidad nominal, tuvo dos paros:

- 3, 7 días (del 12 al 16 de mayo/09) por fugas de gas en codos a la entrada de los módulos #3 y #4 de los C-E11's.
- 2,6 (del 17 al 19 de mayo/09) por salida del S N I, debido a falla de interconexión en línea Santo Domingo – Esmeraldas.

Total paros de Crudo 1: 6,3 días.

También debido el paro de Crudo 2, en febrero/09, se debió cambiar a la unidad de Vacío 1 a corte Asfaltos, por lo que se bajó carga a esta unidad a inicios del año. Por otro lado la Unidad presenta problemas en el horno, lo que no permite que opere a mayor capacidad del 82%.

Crudo 2.- Operó al 88,61% respecto a su capacidad nominal. Tuvo siete paros:

- 1,33 días (del 16 al 18 de enero/09) para cambio de tubos rotos en C-E28A, tubos rotos.
- 14,52 días (del 19 de febrero al 6 de marzo/09) por conato de incendio, reparación de bombas C-P18A/B y fugas de VL-P2's a los C-E46.
- 0,43 días (el 17 de mayo/09), por falla del S N I, falla de interconexión línea Santo Domingo-Esmeraldas.
- 3,13 días (del 6 al 9 de julio/09), para mantenimiento de intercambiador de fonos de vacío C-E46 (tubos rotos) y horno C-H2.
- 1,25 días (del 11-12 de septiembre/09), para reparación de tubos rotos en módulos C-E28E/F.
- 0,56 días (del 12-13 de septiembre/09), para arreglo del C-E28 E.
- 0,60 días (el 20 de septiembre/09) por disparo de bombas C-P34A/B debido a cortocircuito en estación A.
- Crudo 2 también presenta problemas en los hornos, a mediados del mes de octubre se bajó carga por estos problemas.

Total paros de Crudo 2: 21,83 días en este período

TABLA 35
PAROS REALIZADOS EN LA REFINERÍA ESMERALDAS

UNIDAD DE PROCESOS	DÍAS DE MANTENIMIENTO	DÍAS DE PARO REAL	DÍAS DE OPERACIÓN
Crudo 1	35	8.27	358.73
Crudo 2	18	21.83	343.17
Vacio 1	35	6.27	358.73
Vacio 2	28	25.74	339.28
Viscorreductora 1	18	2.82	362.18
Viscorreductora 2	27	62.83	302.07
FCC	30	51.43	313.57
NHT	82	343.13	21.87
ISOMERIZADORA	82	357.17	7.83
Asufre (s)	61	137.46	227.55
HDT	61	92.49	272.51
CCR	61	93.03	271.81
HDS	61	138.52	228.48

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

TRABAJO REALIZADO EN REE

Se cambió el catalizador de la Unidad CCR, con lo cual se recuperó la continuidad operacional de esta unidad y se incrementó la cantidad y calidad de hidrógeno, insumo requerido para la operación de las unidades HDS e Isomerizadora.

Se operó la Unidad Isomerizadora, una vez que se dispuso de hidrógeno necesario.

Las unidades CCR y HDS mantuvieron una continuidad operativa de 78% y 65% respectivamente.

Se realizó el cambio de tubos en la caldera Y-B005 de REE, con lo cual se incrementó su capacidad de generación de vapor de 60 Ton/d a 90 Ton/d, mejorando la disponibilidad de generación de energía eléctrica.

Se reparó y se reinició la operación de los compresores C-C2A/B de la Unidad de Crudo 2, con lo cual se está recuperando 0,5 Ton/h de gas combustible que es utilizado internamente en hornos y calderos; reduciendo además la quema de gas a tea.

Mediante la participación en el Subcomité Técnico de Productos Derivados del Petróleo "Gasolinas" del INEN, en reunión del 5 de noviembre/09, Acta No. 40, se aprueba la norma NTE-INEN 935 (7R), lo que permite usar un mayor volumen de Nafta aromática y disminuir las exportaciones de este producto.

Se ha disminuido la utilización de LPG para consumo interno de Refinería Esmeraldas en un 38% comparado con el 2008 y un 59% respecto al 2007, con lo que se ha podido mejorar la oferta de este producto, lo que implica disminución en las importaciones.

Desde el día 11 de agosto se cambió el combustible utilizado en hornos y calderas, dejando de utilizar Fuel Oil No. 6 y utilizando Fuel Oil No 4, combustible residual con menor contenido de azufre, a fin de disminuir las emisiones a la atmósfera, con la consiguiente mejora de la calidad del aire.

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS REFINERÍA ESMERALDAS

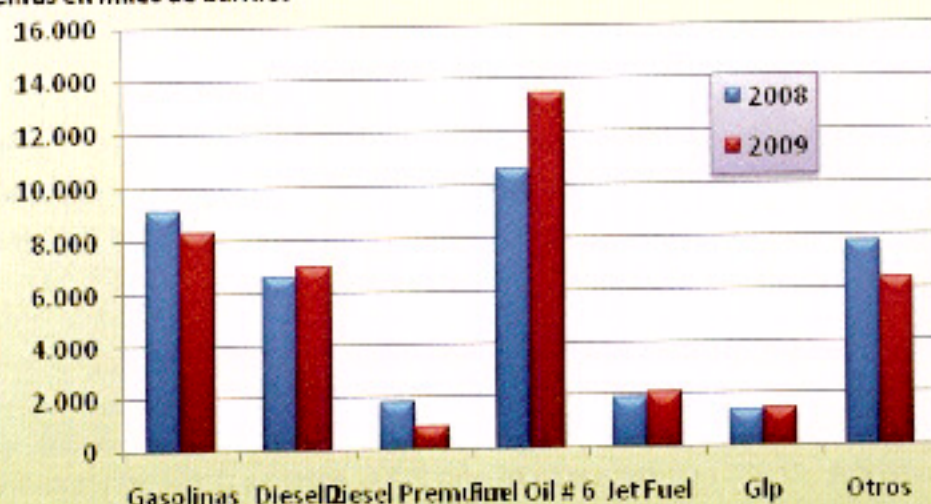
La producción de Refinería Esmeraldas fue de 39.1 millones de barriles, con un decremento del -0.8% con respecto al año 2008 esto se debe principalmente a que esta refinería tuvo paros emergentes antes descritos, las gasolinas incrementaron su volumen debido a que se mejoraron los procesos de producción, además se destinó mayor producción de asfaltos y fuel Oil para el mercado interno de esta manera se disminuyó la producción e Fuel Oil de exportación con respecto al año anterior su disminución fue de 20.9%.

Además el diesel Premium incrementó su producción debido a un mayor requerimiento de este producto, siendo su producción de 1.8 millones de barriles.

TABLA 36
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINERÍA ESMERLADAS
Cifras en barriles

PRODUCTO	2009	2008	VAR%
Gasolinas (Súper-Extra)	9.135.244	8.322.490	9.8
Diesel 2	6.642.978	7.015.154	-5.3
Diesel Premium	1.796.879	874.497	105.5
Fuel Oil # 4	625.628	633.002	-1.2
Fuel Oil # 6	10.570.841	13.366.181	-20.9
Jet A-1	1.832.294	2.007.764	-8.7
Nafta de exportación	1.725.911	2.018.845	-14.5
Asfaltos	2.351.698	1.414.207	66.3
Residuo (S. Eléctrico)	2.735.793	2.041.746	34.0
GLP	1.353.011	1.421.653	-4.8
Gas. Base Pesca Artesanal	308.493	279.199	10.5
Total	39.079.770	39.394.738	-0.8

Cifras en miles de barriles



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

REFINERÍA LA LIBERTAD (RLL)



TABLA 37

CAPACIDAD DE CARGA	B/D
CRUDO	46.000
UNIDAD	CAPACIDAD NOMINAL
PARSONS	26.000
UNIVERSAL	10.000
CAUTIVO	10.000
ESTABILIZADORA	8.000

Fuente: Petroindustrial

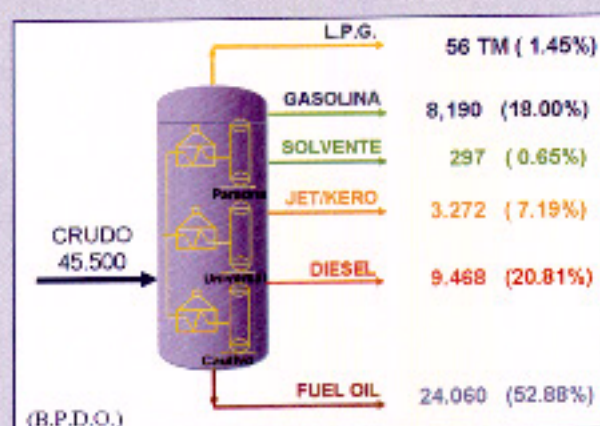
Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

Está situada en la provincia del Santa Elena cantón La Libertad. En noviembre de 1989, se revertieron al Estado ecuatoriano las instalaciones de la Refinería Anglo Ecuatorian Oil Fields Ltda; y en 1990 la refinería Repetrol (ex Gulf), al concluir los contratos de operación con éstas compañías.

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

Estas plantas industriales conforman la Refinería La Libertad, cuya capacidad de procesamiento es de 46.000 BPD.

ESQUEMA DE PROCESOS DE REFINACIÓN



CARGA DE CRUDO

Refinería la Libertad proceso durante el año 2008 un volumen de 15.759.769 barriles a un promedio anual de 43.177 barriles día, con un incremento del 7% con referencia al año 2008, el crudo procesado fue de promedio de 28.1°API.

Durante el año 2009 Refinería la Libertad presentó algunos paros emergentes en sus unidades como a continuación se presenta:

Parsons.- Operó al 90,76%, respecto a la capacidad nominal (26.000 Bls/día). Tuvo cuatro paros:

- 2 horas el 21 de marzo/09 para arreglo de intercambiador crudo gasolina 1301-B que presentaba rotura.
- 2,67 días (del 24 al 27 de junio/09), por daños en tubos de intercambiadores crudo gasolina (PE-1A/B) y diesel-crudo PE-3.
- 4 horas en 2 de julio/09 por falla de energía eléctrica.
- 3,71 días (del 12 al 15 de agosto/09) para reparación del horno P-H1.
- 23.5 horas (del 20 al 21 de noviembre/09) para cambio de línea de 10" a la salida de los intercambiadores PE-1A/B.

En total esta planta dejó de operar 7,59 días en el período enero-diciembre/09. No se puede operar al 100%, debido a limitantes en el horno de la Planta Parsons.

Universal.- Operó al 105,08%, respecto a la capacidad nominal (9500 Bls/día). Tuvo tres paros:

- 5 horas, el 7 de febrero, por problemas a la salida del BTU.
- 4 horas el 28 de julio/09 se mantuvo en recirculación cerrada para colocación de discos ciegos en la corriente de crudo de los intercambiadores PE1 A/B.
- 10,5 horas el 24 de agosto/09 para cambio de válvula en línea principal de agua salada.
- 1 hora el 4 de noviembre/09, por rotura de línea de agua salada.
- 1,5 horas el 19 de noviembre/09 por rotura en línea principal de agua salda en bombas de muelle.

En total esta planta paró 19, 5 horas en el período Enero-noviembre/09.

Cautivo.- Operó al 100,6% respecto a la capacidad nominal (9500 Bls/día). Tuvo dos paros:

- 4 horas el 28 de julio/09 se mantuvo en recirculación cerrada para colocación de discos ciegos en la corriente de crudo de los intercambiadores PE1 A/B.
- 5 horas el 15 de agosto/09, por daño en bomba de agua de combustible que alimenta a calderas y hornos.

En total esta Unidad paró 9 horas en este período. Las tres unidades en total salieron de operación 8,87 días, por las causas anotadas anteriormente.

TABLA 38
PAROS REALIZADOS EN LA REFINERÍA LA LIBERTAD

UNIDAD DE PROCESOS	DÍAS DE MANTENIMIENTO	DÍAS DE PARO REAL	DÍAS DE OPERACIÓN
Parsons	0	7.59	357.41
Universal	0	0.9	364.1
Cautivo	0	0.38	364.62

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

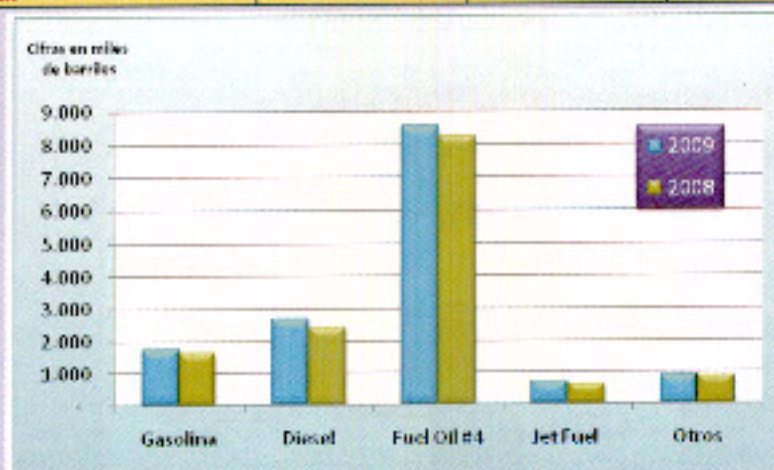
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS 2009

La producción de Refinería La Libertad fue de 14.6 millones de barriles, con un incremento del 5.9% con respecto al año 2008 esto se debe principalmente a que esta planta trabajo a mayor capacidad de lo que se lo había programado.

Las gasolinas, diesel 2, jet Fuel y fuel Oil #4 tuvieron incrementos muy significativos que ayudaron para abastecer el mercado interno de derivados.

TABLA 39
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINERÍA LA LIBERTAD
Cifras en barriles

PRODUCTO	2009	2008	VAR%
Gasolina Extra	1,754,169	1,652,952	6.1
Diesel 1	202,295	218,924	-7.5
Diesel 2	2,701,369	2,419,781	11.6
Fuel Oil # 4	8,548,386	8,229,131	3.9
Jet A-1	713,563	614,802	16.1
Spray Oil	227,049	216,417	4.9
Solventes	114,414	125,959	4.9
GLP	30,285	13,612	122.5
Pesca Artesanal	314,525	298,095	5.5
Absorber Oil	318	920	-65.4
Total	14,606,670	13,790,593	5.9



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI (CIS)



TABLA 40

CAPACIDAD DE CARGA	B/D
CRUDO	20.000
UNIDAD	CAPACIDAD NOMINAL
P. DE GAS (TM/D)	500
AMAZONAS 1	10.000
AMAZONAS 2	10.000

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

El Complejo Industrial Shushufindi, está ubicado en la Provincia de Sucumbios en la región Oriental del País, está formado por:

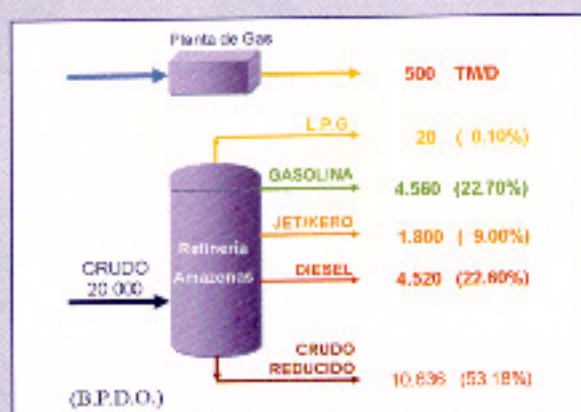
- Refinería Amazonas.
- Planta de gas de Shushufindi.

La Refinería Amazonas arrancó en 1987 con una capacidad de 10.000 BPD, en 1995 se duplicó su capacidad a 20.000 BPD. Está formada por dos unidades gemelas de destilación atmosférica.

Esta planta cuenta con dos unidades de destilación atmosféricas, con 10.000 BPD., de capacidad cada una, se obtenía productos como: gasolina extra, diesel 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 BPD.

La Planta de gas de Shushufindi se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y producir 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 2800 BPD de gasolina. Inició sus operaciones en 1981, fue instalada 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



CARGA DE CRUDO 2009

Refinería la Libertad proceso durante el año 2008 un volumen de 15.759.769 barriles a un promedio anual de 43.177 barriles día, con un incremento del 7% con referencia al año 2008, el crudo procesado fue de promedio de 28.1° API.

Durante el año 2009 Refinería la Libertad presentó algunos paros emergentes en sus unidades como a continuación se presenta:

Amazonas 1.- Operó al 97,76% respecto a la capacidad nominal (20.000 Bls/día). Tuvo 8 paros, de los cuales dos fueron de más de un día y el resto fueron pocas horas:

- 2 horas, el 26 de febrero/09, por falla de energía eléctrica.
- 2,53 días del 28 al 30 de abril/09, para cambio de refractario del horno CH001
- 10 horas, el 3 de mayo/09, por corte de cable de interconectado con PETROPRODUCCIÓN.
- 4,4 días, del 23 al 27 de junio/09 para corrección de internos en la torre de destilación.
- 4 horas el día 31 de julio/09 por falta de gas combustible.
- 8,5 horas del 19 al 20 de septiembre/09 por falla de energía eléctrica, debido a cortocircuito en línea de alta tensión del sistema interconectado con Petroproducción.
- 7,75 horas el día 21 de octubre/09 por falla de energía eléctrica.
- 3,17 horas en día 25 de octubre/09 por falla de energía eléctrica.

En total amazonas 1 paró 8,38 días.

Amazonas 2.- Operó al 95,62% respecto a su capacidad nominal. Tuvo 10 paros, de los cuales 3 fueron de más de un día y el resto únicamente de pocas horas:

- 2 horas, el 26 de febrero/09 por falla de energía eléctrica.
- 3 horas en 5 de marzo/09 fuga de producto en LT-0012.
- 12 horas, el 3 de mayo/09 por corte de cable del interconectado con Petroproducción.
- 4 horas, el 31 de julio/09, por falta de gas combustible.
- 6 días por fisura de tubo de homo PH-1.
- 8,5 horas del 19 al 20 de septiembre/09 por falla de energía eléctrica, debido a cortocircuito en línea de alta tensión del sistema interconectado con Petroproducción.
- 3,9 días del 8 al 12 de octubre/09, por rotura en serpentín del homo CC-G001
- 7,75 horas el día 21 de octubre/09 por falla de energía eléctrica.
- 3,17 horas en día 25 de octubre/09 por falla de energía eléctrica.
- 4,15 días del 14 al 18 de noviembre/09, para reparación del techo del horno C2H001

En total amazonas 2 paró 15,71 días.

Total Amazonas 1 + Amazonas 2 dejaron de operar: 24,09 días

TABLA 41
PAROS REALIZADOS EN LA REFINERÍA COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI

UNIDAD DE PROCESOS	DÍAS DE MANTENIMIENTO	DÍAS DE PARO REAL	DÍAS DE OPERACIÓN
Planta de Gas	0	0.22	364.78
Amazonas 1	0	8.51	356.49
Amazonas 2	0	15.84	349.16

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS 2009

El Complejo Industrial Shushufindi produjo 7.2 millones de barriles, con un incremento del 1.7% con respecto al año 2008, similar al caso de Refinería La Libertad, ya que trabajo a mayor capacidad operativa de la que se había planificado, esta mayor capacidad se vio en el incremento de derivados como es el caso de gasolinas, diesel 2 y GLP.

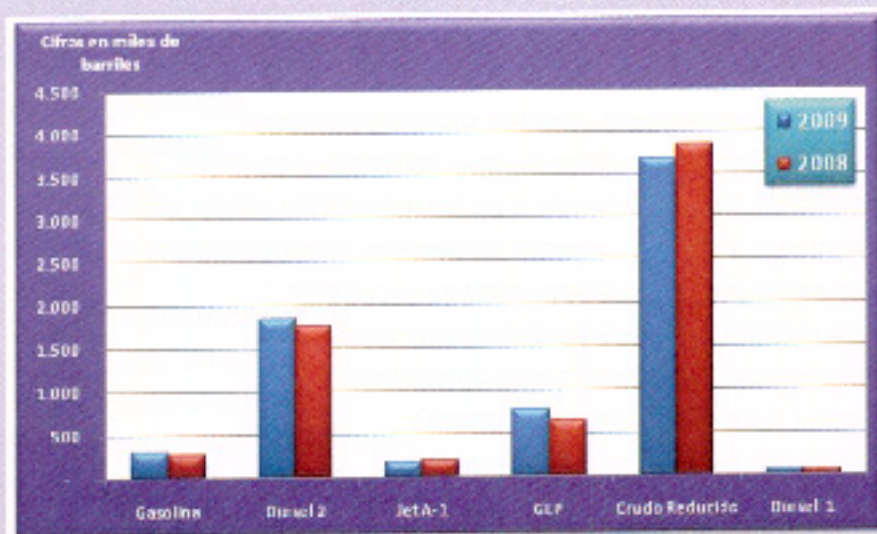
El crudo reducido producido en esta Refinería una parte se entrega al sector industrial y eléctrico, mientras que el saldo disponible se reinyecta al SOTE para destinarlo a la exportación.

TABLA 42
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE REFINERÍA AMAZONAS
Cifras en barriles

PRODUCTO	2009	2008	VAR%
Gasolina Extra	299.513	269.278	11.2
Diesel 2	1.835.397	1.753.060	4.7
Jet A-1	177.659	193.195	-8.0
GLP	775.952	637.887	21.6
Crudo Residuo	3.679.345	3.836.650	-4.1
Diesel 1	54.313	57.828	-6.1
Gasolina Natural	403.232	357.491	12.8
Total	7.225.411	7.105.389	1.7

Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

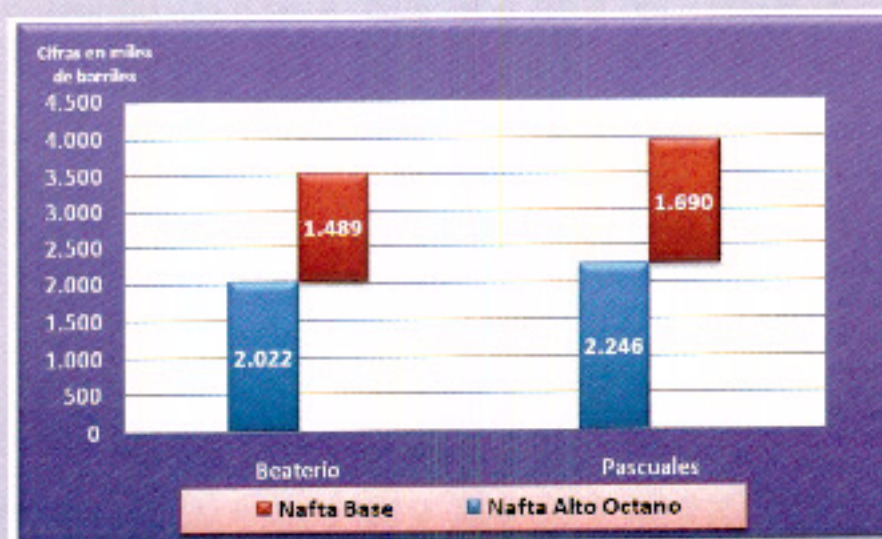


Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

MEZCLA DE GASOLINA EXTRA EN TERMINALES.

Durante el año 2009, se realizaron mezclas de gasolina extra en los terminales de el Beaterío y Pascuales en el primero un volumen de 3.5 millones de barriles con un incremento del 5.2% con respecto al año 2008, mientras que en el Terminal de Pascuales fue de 3.9 millones de barriles así mismo con un incremento de 6.3% con respecto al año 2008.



Fuente: Petroindustrial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

TABLA 43: CRUDO NETO RECIBIDO EN REFINERÍAS, PLANTAS Y CONSUMO EN OLEODUCTO

Cifras en barriles netos

Año 2008

Mes	REFINERÍA ESMERALDAS	REFINERÍA LIBERTAD	REFINERÍA AMAZONAS	REFINERÍA LAGO AGRO	PLANTA REPSOL YPF	PLANTA PETROAMAZONAS S.A. BLOQUE 15	PLANTA AEC	CPY AGP VILLANO	PERENCO BLO. 21		CONSUMO SOTE	TOTAL CONSUMO INTERNO
									YURALPA	SARAYACU		
Enero	2.032.619	1.344.030	621.315	33.443	217.151	50.830	96.255	28.193	7.842	1.793	62.214	5.456.092
Febrero	2.326.524	1.215.961	552.848	29.085	186.044	45.150	96.803	26.739	7.134	1.553	58.381	4.546.742
Marzo	2.800.004	1.366.876	617.279	32.197	220.038	51.745	88.687	25.270	7.795	1.773	52.134	6.272.806
Abril	2.958.348	1.313.035	578.307	32.964	214.845	39.744	87.505	26.475	7.678	1.708	57.953	5.320.601
Mayo	2.723.428	1.370.250	515.725	33.532	222.056	50.806	90.914	26.033	7.942	1.753	61.639	5.203.918
Junio	2.825.231	1.241.040	551.203	32.838	214.595	47.145	86.344	25.067	7.757	1.712	60.357	5.197.636
Julio	2.680.691	1.348.339	618.429	31.779	222.542	48.615	91.769	25.942	8.029	1.790	61.409	5.319.553
Agosto	3.124.950	1.247.889	560.920	31.900	222.343	48.074	94.264	24.998	7.935	1.748	61.148	5.427.076
Septiembre	2.822.956	1.297.227	586.632	31.120	126.693	46.521	90.022	25.813	7.629	1.666	54.595	5.104.003
Octubre	2.875.586	1.341.125	574.315	26.216	221.302	45.558	91.519	20.815	7.901	1.756	58.580	5.377.784
Noviembre	2.759.092	1.266.053	543.248	27.460	213.223	46.485	88.453	28.253	7.774	1.720	57.950	5.041.721
Diciembre	2.713.028	1.332.150	617.916	33.385	221.541	48.555	92.029	29.368	7.830	1.770	57.512	5.155.413
Total	33.989.777	15.679.475	7.046.086	376.499	2.518.369	577.138	1.088.503	320.887	93.137	20.769	712.763	62.423.402
Ene-Dic 08	34.740.585	14.784.738	7.235.079	377.398	2.588.506	597.365	1.100.148	321.139	88.763	25.456	655.110	62.993.275
Var % 09/08	-2,2%	8,1%	-2,6%	0,2%	-2,9%	-3,4%	-1,1%	-0,1%	3,7%	-18,4%	2,5%	-0,2%
Fuente: Petrosur, Petrosur, Petrosur, Administración de Control Petrolero, PETROECUADOR, Elaboración: Coordinador General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR												

TABLA 44: PRODUCCIÓN DE CRUDO REDUCIDO Y GASOLINA NATURAL

Año 2009

Cifras en barriles

Mes	PRODUCCIÓN DE CRUDO REDUCIDO	CRUDO REDUCIDO A LLENADERAS	CRUDO REDUCIDO INYECTADO AL BOTE	PRODUCCIÓN DE GASOLINA NATURAL	GASOLINA NATURAL INYECTADA AL BOTE	GASOLINA NATURAL A REF. AMAZONAS
ENERO	321.174	108.614	220.032	37.575	-	33.390
FEBRERO	288.780	121.081	184.443	32.046	-	36.855
MARZO	319.893	138.900	177.244	37.866	-	36.220
ABRIL	297.245	127.588	167.340	37.197	-	39.535
MAYO	322.297	112.474	207.866	38.819	-	38.158
JUNIO	290.411	146.784	147.000	30.158	-	30.775
JULIO	323.944	111.441	211.083	36.238	-	35.959
AGOSTO	287.488	117.817	133.290	30.885	-	32.129
SEPTIEMBRE	313.193	145.848	181.503	34.010	-	34.230
OCTUBRE	303.224	133.781	164.786	26.464	-	29.564
NOVIEMBRE	284.120	125.481	160.852	29.298	-	28.788
DICIEMBRE	317.786	102.924	205.809	31.728	-	31.088
TOTAL	3.679.345	1.494.533	2.171.038	403.232	-	405.746
Ene Dic 2009	3.836.650	1.109.834	2.720.808	357.481	38.287	308.141
Var % 08/09	-4,1	34,7	-20,2	12,8		31,7
Fuente: Elaboración:	Reportes Unides de Programación, PETROINDUSTRIAL Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR					

**TABLA 45: INYECCIÓN DE CRUDO REDUCIDO
Y GASOLINA NATURAL AL SOTE**

Cifras en barriles

Año 2009

Meses	Refinería Amazonas		Refinería Lago Agrio	Planta AEC	TOTAL
	Crudo Reducido	Gasolina Natural	Residuo	Residuo	
Enero	220.032	-	15.234	61.834	297.100
Febrero	164.443	-	13.714	56.848	235.005
Marzo	177.244	-	14.969	57.264	249.477
Abril	167.340	-	14.968	56.550	238.858
Mayo	207.866	-	15.317	59.059	282.242
Junio	147.000	-	15.098	57.598	219.696
Julio	211.063	-	15.138	57.620	283.821
Agosto	183.290	-	15.087	62.343	260.720
Septiembre	161.503	-	15.172	57.541	234.216
Octubre	164.796	-	12.829	60.161	237.786
Noviembre	160.652	-	11.992	55.746	228.390
Diciembre	205.809	-	15.640	56.143	277.592
TOTAL	2.171.038	-	175.158	698.708	3.044.904
Ena-Dic/2008	2.720.906	38.287	185.534	631.658	3.556.385
Var %	-20,2%		5,81%	10,8%	-14,4%
Fuente: Petroministerio/ Petroministerio/ Contratación Petrolera, Petroecuador					
Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica PETROECUADOR					

TABLA 46: MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS DEL PAÍS

Año 2009

Cifras en barriles

Meses	Refinería Esmeraldas					Refinería La Libertad					Refinería Amazonas					TOTAL					Planta Destiladora con Andes (a)	Planta Destiladora Shushufudi (a)	Planta Asociada UPEC (a)
	%API	Crudo	Total	Capacidad Operativa	%API	Crudo	Otros (b)	Total	Capacidad Operativa	%API	Crudo	Derechos (a)	Total	Capacidad Operativa	%API	Barriles	Capacidad Operativa	Crudo	Crudo				
ENERO	24,5	2.862.818	2.862.818	85.536	25,3	1.344.838	8.120	1.352.958	43.687	20,0	621.316	2.728	624.044	20.170	20,1	4.869.431	163.354	33.443	217.151	50.630	58.156	328	
FEBRERO	24,4	2.820.024	2.820.024	85.080	25,0	1.215.167	6.897	1.222.064	43.670	20,9	564.848	5.100	569.948	20.030	20,1	4.110.128	148.740	29.667	156.244	50.630	56.266	250	
MARZO	24,5	2.438.884	2.438.884	80.803	27,0	1.358.878	4.110	1.362.987	43.827	20,7	617.276	1.566	618.842	19.963	20,0	4.788.328	154.462	32.197	220.656	50.630	56.255	252	
ABRIL	24,6	2.590.048	2.590.048	86.067	27,4	1.310.037	6.410	1.316.447	44.148	20,7	575.307	344	575.651	19.222	20,1	4.858.062	161.886	32.954	214.845	50.630	56.255	267	
MAYO	24,5	2.721.478	2.723.428	87.883	27,7	1.310.202	4.348	1.314.550	44.348	20,8	616.725	3.610	619.335	19.875	20,0	4.717.398	152.174	33.332	222.035	50.630	56.255	311	
JUNIO	24,8	2.925.251	2.925.251	97.605	27,9	1.284.050	7.080	1.291.130	41.026	20,1	581.203	2.380	583.583	18.453	20,0	4.727.808	157.687	32.256	214.956	50.630	56.255	270	
JULIO	26,8	2.860.371	2.860.371	87.295	28,0	1.344.358	10.244	1.354.602	43.820	20,5	618.458	1.458	619.916	19.937	20,3	4.838.381	166.108	31.778	223.542	50.630	58.255	208	
AGOSTO	25,1	3.124.500	3.124.500	100.503	29,0	1.297.886	6.298	1.304.184	40.487	20,7	580.510	3.731	584.241	18.216	20,2	4.843.888	169.473	31.500	222.313	50.630	58.255	207	
SEPTIEMBRE	24,5	2.812.862	2.822.862	84.086	25,1	1.267.227	9.795	1.307.022	43.667	20,9	595.502	1.132	596.634	19.576	20,2	4.727.772	157.382	31.120	219.609	50.630	58.156	251	
OCTUBRE	24,7	2.875.588	2.875.588	86.587	26,3	1.341.135	7.232	1.348.367	43.687	20,0	574.316	3.875	578.191	18.551	20,9	4.932.157	158.154	26.216	221.302	50.630	56.266	270	
NOVIEMBRE	25,0	2.758.083	2.758.083	81.890	28,3	1.298.183	4.257	1.302.440	42.345	20,8	645.248	1.711	646.959	19.167	20,7	4.874.401	152.400	27.462	213.223	50.630	58.255	249	
DICIEMBRE	24,8	2.713.028	2.713.028	87.617	28,3	1.332.152	4.881	1.337.033	45.158	20,3	617.015	3.280	620.295	20.005	20,4	4.821.172	150.688	33.315	221.541	50.630	56.255	260	
TOTAL	24,5	33.888.777	33.888.777	95.123	26,1	15.873.475	80.234	15.953.709	43.177	20,6	7.846.095	33.844	7.879.939	19.387	20,1	58.029.478	155.697	378.488	2.593.368	607.560	1.158.894	3.338	
En Corrientes	24,5	54.286.585	54.286.585	65.456	27,2	14.236.619	73.491	14.310.110	40.171	20,9	7.228.232	27.729	7.255.961	18.282	20,5	59.204.526	156.477	377.286	2.883.906	587.906	1.000.140	3.171	
Variación % 02/08		-2,7%	-2,7%	-2,4%		7,2%	9,3%	7,2%	7,0%		-2,7%	22,1%	-2,8%	-2,3%		4,1%	0,1%	-0,2%	-2,6%	1,7%	6,5%	5,2%	

Notas:

a) Incluye el gas
b) La Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufudi conforman el Complejo Industrial Shushufudi
c) Su producción se destina a subestaciones de Petróleo, Refinería Lago Agrio, Occidental y AEC, respectivamente
d) Millones de dólares FOB 2006

Fuente:

Reservas: Unidad de Ingeniería-PEIRONOSTRAL, Subgerencia de Operaciones-PEIRONOSTRAL, Administración de Corrientes-Petroecuador
Cuentas: Unidad de Planificación-Planificación Estratégica, PETROEcuador

Notas:

a) La Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufudi conforman el Complejo Industrial Shushufudi

b) Su producción se destina a subproductos de Petrobrucción: Rapias, VPE, Oxidante y AEC, respectivamente

c) En millones de dólares

Fuente: Unidad de Investigación y Promoción Industrial, Subgerencia de Coordinación de Petrobrucción, Administración de Corrientes, Petrobrucción - PETROBRUCION

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROBRUCION

TABLA 47: PRODUCCIÓN NACIONAL DE DERIVADOS

Cifras en barriles

PRODUCTOS	Año 2009												Var. % 2008		
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEM B.	OCTUBR E	NOVIEMB E	DICIEMB RE		2009	2008
3680L RNAB (Super+Extra)	1.493.748	1.534.842	1.587.807	1.441.837	1.531.379	1.477.610	1.368.987	2.075.453	1.263.769	1.478.874	1.839.097	1.735.281	18.436.635	17.266.534	7,3%
Super	382.274	413.548	388.793	318.454	307.641	220.285	221.945	359.595	138.912	360.595	417.526	402.727	4.372.168	3.976.108	9,5%
Extra	1.111.473	1.121.294	1.229.014	1.093.383	1.223.738	1.257.325	1.146.042	1.715.858	1.124.857	1.118.279	1.421.571	1.332.554	14.064.467	13.290.426	7,2%
Nafta sobrefinada y base	227.358	152.380	145.559	122.538	177.452	84.728	150.141	55.675	173.328	207.131	107.493	64.107	1.726.891	2.040.045	-4,5%
Base 1	21.023	23.942	24.252	21.504	17.307	29.107	21.022	17.307	16.055	23.087	10.185	20.458	258.509	276.762	-7,2%
Base 2	1.123.024	907.331	1.061.815	907.103	858.537	1.043.790	679.647	887.733	937.186	885.213	893.875	880.467	11.179.744	11.187.935	-0,1%
Base Premium	-	-	15.877	105.172	213.120	132.412	339.837	150.547	171.284	223.052	313.344	117.924	1.798.879	874.697	105,0%
Fuel Oil #4	726.048	695.120	750.402	751.855	758.065	690.332	737.265	733.733	820.313	835.665	752.425	660.673	9.174.814	8.882.138	3,5%
Residuo Termosolador REE	295.725	335.569	403.671	433.358	383.554	385.554	435.022	467.037	367.952	318.307	331.508	284.840	2.735.793	2.841.746	-3,8%
Fuel Oil #6 exportación (Combustible Motor)	980.485	825.892	1.038.952	1.097.123	1.174.544	817.144	1.007.880	977.028	739.152	602.554	709.996	807.248	10.570.341	13.388.181	-20,8%
Residuo (Crudo Refinado) CIG	321.174	260.707	316.656	207.245	322.257	250.411	323.941	287.458	313.153	303.224	284.120	317.707	3.679.345	3.839.830	-4,1%
Jet Fuel	237.747	169.432	219.329	241.887	212.857	218.312	287.556	204.326	216.135	282.421	203.784	238.495	2.723.516	2.815.751	-3,3%
GLP	252.540	193.772	93.536	102.832	210.787	188.075	183.189	222.527	224.235	205.599	159.045	175.472	2.193.248	2.073.152	4,2%
Gravy Oil	21.544	23.735	22.010	20.982	30.574	20.610	17.352	14.190	12.141	13.831	12.123	16.187	227.048	216.417	4,0%
Solventes (Fuel, S, H, T)	8.419	10.749	7.518	6.867	9.672	9.940	10.168	10.525	9.372	9.637	8.137	10.205	114.414	125.859	-9,2%
Asfalto ASF RC280	160.971	132.102	171.749	155.343	143.913	237.018	225.494	217.437	198.828	258.287	243.564	242.544	2.351.698	1.414.207	66,3%
Alcornoque CI	318	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	920	65,4%
Nafta 50	95.775	-	31.917	-	-	-	-	-	-	-	83.968	63.308	217.009	220.705	-1,3%
Nafta 40/40	55.250	48.882	55.950	45.505	47.017	42.184	54.355	57.848	60.445	60.905	57.620	53.267	623.018	577.594	7,9%
Gasolina Natural	37.576	29.045	37.626	37.197	35.819	30.107	26.729	35.365	34.010	26.484	29.293	31.729	403.232	297.491	35,2%
TOTAL PRODUCTOS	9.884.835	9.247.243	9.642.619	9.566.029	9.331.183	9.678.447	9.587.222	9.138.202	9.548.546	9.053.350	9.774.194	9.751.184	88.675.816	87.653.238	1,5%
ASUFRE KILOS	124.857	191.900	402.023	0	0	298.840	368.631	348.221	323.221	434.700	555.000	60.020	2.653.528	4.071.719	42,7%

Notas:

Se refiere a la producción en planta de los derivados terminados, considerando las transferencias internas y los productos intermedios. No se considera los consumos internos.

a) No incluye la producción de la Refinería Lago Agrio, operada por Petroamazonas que se destina para el consumo interno y para derrocharse, ni la producción de las plantas de derivados de Repsol - YPF, Occidental y AEC.

b) Se refiere al decantado para el mercado interno (incluyendo el combustible Diesel).

c) Incluye los derivados de gasolinas extra que se refina en la Refinería de El Bazar y El Bazar.

d) Incluye el refinamiento de la producción de nafta base y decantado de bajo contenido, refinados a exportación.

e) Incluye un volumen de 2.207.243 bbl de Fuel Oil #6 exportado y el cual sería utilizado como combustible en la Refinería de El Bazar y El Bazar.

f) Producción de Residuo, que mediante envío a las refinerías se destina al sector eléctrico (Industria), y la diferencia se maneja al sector de Gasolinas, para exportación.

g) Derivados que se destina de la refinería de nafta base y lubricante, la diferencia de esta cantidad se la refina en la Refinería de El Bazar y El Bazar.

h) Producción de Gasolina Natural de la Refinería de Gasolinas, la refinería que se maneja al sector de Gasolinas y la diferencia se maneja al sector de Gasolinas.

i) Refinería de Gasolinas de la Refinería de Gasolinas, la refinería que se maneja al sector de Gasolinas y la diferencia se maneja al sector de Gasolinas.

Fuente: Refinería de Gasolinas de la Refinería de Gasolinas, la refinería que se maneja al sector de Gasolinas y la diferencia se maneja al sector de Gasolinas.

Elaboración: Coordinador General de Estadística - Refinería de Gasolinas, la refinería que se maneja al sector de Gasolinas y la diferencia se maneja al sector de Gasolinas.

TABLA 48: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS - REFINERÍA ESMERALDAS (a)

Año 2009

Cifras en barriles

Mes	GASOLINAS		NAFTA DERIVATA- LIZADA (a)	DIESEL 2	DIESEL PREMIUM	FUEL OIL # 4	FUEL OIL RESIDUO # 5 (TERMO- ESMERALDAS)	FUEL OIL # 6 DE EXPORTACIÓN (b)	JET A-1	GLP*	ASFALTOS (API, MC250)	NAFTA BASE PARA PESCA ARTESANAL	TOTAL (Excl. Asfalto)	AZUFRE NILOS
	SUPER DISPONIBLE A MERCADO INTERNO (b)	EXTRA	TOTAL											
ENERO	352.274	313.841	676.115	735.600	0	0	215.753	920.488	155.794	-25.247	150.071	91.552	3.332.537	124.500
FEBRERO	413.540	459.526	873.172	588.285	0	0	335.658	553.098	105.060	110.118	132.102	23.750	2.886.734	101.200
MARZO	358.793	440.488	799.276	600.695	10.077	0	103.531	1.013.352	149.964	25.026	171.749	20.318	3.120.737	100.000
ABRIL	310.464	366.202	704.744	641.240	105.172	0	152.368	1.037.120	159.351	34.036	156.343	20.163	3.305.131	0
MAYO	302.841	416.752	719.593	475.316	213.320	0	75.038	1.171.244	144.015	134.507	143.393	25.444	3.284.383	0
JUNIO	225.250	441.122	666.372	637.352	132.612	0	388.554	817.144	138.258	130.327	207.018	24.016	3.187.338	235.850
JULIO	225.946	387.381	613.327	250.540	315.537	0	136.623	1.007.892	202.577	103.007	229.404	25.327	3.038.822	845.850
AGOSTO	310.555	385.315	695.870	534.176	180.547	50.727	167.037	977.008	192.530	105.325	217.427	20.238	3.793.197	345.050
SEPTIEMBRE	138.312	313.336	471.708	509.128	171.294	112.256	207.950	733.160	144.987	156.580	198.858	24.217	3.038.483	325.500
OCTUBRE	350.585	347.725	720.310	512.523	223.052	124.404	276.320	852.554	173.085	146.458	235.257	23.448	3.476.604	484.700
NOVIEMBRE	417.028	438.942	855.958	525.925	303.844	117.210	331.026	608.597	132.644	104.284	243.854	20.132	3.352.835	553.700
DICIEMBRE	402.727	494.187	896.914	503.141	111.325	341.034	284.848	807.245	115.021	117.720	242.544	24.515	3.309.007	50.220
TOTAL	4,372,188	4,763,666	9,135,844	6,642,876	1,796,875	825,836	2,735,783	10,570,341	1,832,294	1,353,311	2,351,886	308,489	39,075,770	2,352,220
Ene Dic 2008	3,879,100	4,343,302	8,222,402	7,013,154	214,497	693,002	2,041,746	13,365,151	2,007,764	1,421,503	1,414,207	275,186	39,354,736	4,576,710
Var % 00/08	0.9	8.7	9.0	-10.5	-6.3	-1.2	34.0	-20.9	-8.7	-4.2	56.3	10.2	-0.8	-42.7

Notas:

- a) Se refiere a producción en planta de derivados laminados, considerando servicios internos y productos internos como materia en refinación. No se consideran consumos internos.
 b) Se refiere a volumen disponible para el mercado interno (ver cuadro distributivo General Sumar).
 c) Correla el volumen de la producción de refino, que se destina a la exportación.
 d) Incluye un volumen de 2,207,243 bbls Cutler Stock Importado empleado como diésel y 6,563,670 bbls de Baseoil para la mezcla de Fuel Oil # 5.

Reportes de la Unidad de Información
PETROINDUSTRIAL

Comisión General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 49: PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GASOLINA SUPER

Año 2009

Cifras en barriles

MES	PRODUCCIÓN PROPIA DE REFINERÍA	NAO IMPORTADA A REFINERÍA ESMERALDAS A. G. SUPER	DESPACHO DE REFINERÍA	NAO IMPORTADA A TRES BOCAS, CAB. ESMERALDAS P.O.D.	TOTAL NAO DISPONIBLE	NAFTA DE ALTO COTAND PARA MEZCLAS				GAS SUPER A MERC. INTER.	TOTAL DESPACHO GASOLINA SUPER
						BEATERO EXTRA	PASCUALES EXTRA	AMAZONAS EXTRA	TOTAL		
ENERO	100.610	74.260	135.133	595.745	731.878	199.240	150.340	11.024	360.604	362.274	357.643
FEBRERO	142.816	61.015	255.946	408.335	754.282	186.264	129.032	12.430	340.754	413.643	325.672
MARZO	8.124	155.875	161.791	500.832	722.823	175.633	190.803	11.314	383.830	339.793	361.520
ABRIL	136.814	265.615	195.204	648.361	644.555	137.258	176.140	12.673	325.101	310.464	363.766
MAYO	131.086	142.355	334.903	376.821	713.524	180.805	210.461	13.616	410.883	302.641	365.758
JUNIO	76.233	33.461	245.190	361.837	506.597	190.700	194.854	11.265	396.732	220.265	364.958
JULIO	128.565	58.422	275.000	343.531	598.523	183.563	170.495	13.010	367.068	220.546	361.465
AGOSTO	106.152	32.846	207.892	1.034.038	1.241.967	185.957	237.075	12.399	385.342	356.565	306.348
SEPTIEMBRE	212.867	101.950	300.825	247.529	548.354	184.388	211.273	14.381	410.042	136.312	366.675
OCTUBRE	217.110	-	214.532	510.790	725.282	140.923	191.404	12.360	344.587	390.956	367.558
NOVIEMBRE	152.784	61.853	212.006	560.000	772.586	161.325	182.058	12.447	355.830	417.026	366.153
DICIEMBRE	61.251	53.056	112.614	550.275	752.889	186.317	184.328	15.517	390.162	402.727	423.357
TOTAL	1.533.521	1.073.880	2.862.897	6.190.815	8.780.712	2.021.694	2.245.708	153.952	4.421.554	4.372.158	4.439.697
Ene-Dic/2008	2.095.967	504.042	3.180.050	5.196.505	6.186.665	2.003.278	2.239.365	145.910	4.387.557	3.976.109	4.127.288
Var % 09/08	-25,4%	16,2%	-18,1%	19,4%	5,1%	0,9%	0,3%	5,5%	0,8%	9,9%	7,6%

Fuente: PETROINDUSTRIAL PETROCOMERCIAL

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica PETROECUADOR

TABLA 50: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS - REFINERÍA LA LIBERTAD (a)

Año 2009

Cifras en barriles

Mes	GASOLINA EXTRA	DIESEL 1	DIESEL 2	FUEL OIL #4	JET A-1	GLP	SPRAY OIL	SOLVENTES (RUB. ST. M.T.)	ABSORBER OIL	PESCA ARTESANAL (Nafte Base)	TOTAL (b)
ENERO	140.182	15.536	238.640	728.648	58.398	525	21.944	9.419	318	28.308	1.237.916
FEBRERO	135.238	22.712	201.238	566.138	50.549	2.895	23.739	10.789	0	22.935	1.136.233
MARZO	135.797	17.173	224.948	750.400	53.038	2.003	22.010	7.513	0	26.634	1.239.616
ABRIL	135.088	17.369	184.834	751.655	56.892	2.484	20.983	8.565	0	25.652	1.213.922
MAYO	136.091	12.839	222.501	758.566	53.449	3.344	30.574	9.672	0	22.573	1.249.409
JUNIO	150.833	24.893	218.264	690.532	70.271	2.484	20.510	9.940	0	18.080	1.205.807
JULIO	193.631	16.356	243.893	732.288	61.714	1.982	17.062	10.168	0	29.058	1.306.130
AGOSTO	141.210	13.693	228.360	673.026	48.056	2.113	14.190	10.525	0	29.409	1.160.562
SEPTIEMBRE	141.217	13.457	233.096	687.018	50.284	2.407	12.141	9.352	0	25.228	1.185.202
OCTUBRE	114.936	18.036	231.981	711.261	72.864	4.671	15.801	9.635	0	27.481	1.206.466
NOVIEMBRE	141.027	13.857	238.347	675.207	60.877	2.221	12.128	8.131	0	28.687	1.178.492
DICIEMBRE	188.919	16.651	229.275	715.569	77.173	3.158	18.197	10.205	0	29.479	1.286.924
TOTAL	1.754.169	202.592	2.701.389	8.548.386	713.563	30.285	227.049	114.414	318	314.525	14.606.670
Ene-Dic/2008	1.652.952	218.924	2.419.781	8.229.131	614.802	13.612	216.417	125.959	920	298.095	13.790.593
Var. % 09/08	6.1	-7.5	11.6	3.9	16.1	122.5	4.9	-9.2	-85.4	5.5	5.9

Notas: Se refiere a producción en planta de derivados terminados, considerando transferencias internas y productos intermedios importados para mezcla en refinería. No se consideran consumos internos.

b) Consiste el remanente de la producción de nafta de subproductos de bajo octanaje, que se destina a la exportación.

c) No incluye 1.688.084 de nafta base que se envía al Terminal Pasquales, para mezcla de Gasolina Extra.

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación.

PETROINDUSTRIAL

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 51: PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

Año 2009

COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI (a)

REFINERÍA LAGO AGRIO (b)

Cifras en barriles

Cifras en barriles

Mes	GASOLINA EXTRA (a)	DIESEL 1	DIESEL 2	JET A-1	G.L.P.	RESIDUO (GRUPO REDUCIDO) (a)	GASOLINA NATURAL (a)	TOTAL (b)	Mes	GASOLINA EXTRA	DIESEL 2	JET A-1	RESIDUO	TOTAL
ENERO	21.585	9.487	150.614	20.655	75.768	321.174	37.575	632.726	ENERO	590	6.063	1.074	15.254	23.981
FEBRERO	23.816	1.230	187.813	13.217	61.755	288.792	32.048	588.460	FEBRERO	561	4.902	1.292	15.714	20.821
MARZO	23.281	2.119	152.022	16.530	71.495	319.693	37.585	627.845	MARZO	1.036	6.216	1.892	14.868	23.624
ABRIL	25.972	4.216	155.144	15.454	88.313	297.245	37.197	601.540	ABRIL	1.138	5.927	1.125	14.065	23.281
MAYO	25.450	4.691	154.216	15.523	72.946	322.257	39.819	634.954	MAYO	825	5.549	1.709	15.317	23.500
JUNIO	21.622	4.102	218.384	9.758	85.219	292.411	30.155	638.833	JUNIO	268	5.418	815	15.056	21.733
JULIO	26.516	6.667	145.214	17.377	73.100	323.544	36.239	628.955	JULIO	377	4.962	1.509	15.138	22.476
AGOSTO	23.976	3.616	156.207	13.339	63.885	287.488	30.955	589.485	AGOSTO	607	5.747	1.245	15.187	22.788
SEPTIEMBRE	26.914	3.201	145.693	16.856	62.245	313.183	34.010	602.350	SEPTIEMBRE	595	6.061	1.902	15.172	23.280
OCTUBRE	24.597	5.254	144.703	14.621	66.670	303.274	25.484	574.390	OCTUBRE	407	4.859	1.233	12.825	18.418
NOVIEMBRE	23.847	5.008	137.826	10.249	52.754	284.120	25.285	543.606	NOVIEMBRE	344	4.626	1.830	11.582	18.774
DICIEMBRE	31.279	4.017	159.047	15.302	64.656	317.755	31.776	613.743	DICIEMBRE	1.720	5.607	1.876	16.640	25.742
TOTAL	299.518	64.313	1.816.397	177.639	775.832	3.879.345	403.252	7.225.411	TOTAL	9.497	63.895	17.538	175.193	287.869
Ene-Dic/2008	286.278	57.825	1,755,150	183,156	637,687	3,438,890	287,491	7,185,389	Ene-Dic/2008	13,544	63,780	28,046	185,534	277,017
Var. % 2008	11,2	-8,1	4,7	-5,0	21,6	-4,1	12,8	1,7	Var. % 2008	-30,4	-4,3	-40,3	5,8	-3,9

Notas: a) Se refiere a producción en planta de derivados de petróleo, con datos transformados para mallas. No se consideran camiones (flotas).

b) Producción que se destina al consumo de PETROPRODUCCIÓN y a derivados a instituciones de la zona.

c) Incluye 103,502 bbl. de Nafta de Alto Grado importada, que se utiliza para preparar gasolinas.

d) Producción de Residuo, que mediante servicio de traslado se abastece al sector eléctrico industrial, y la diferencia se transporta al SOTE como Crudo Reducido, para exportación.

e) Producción de Gasolina Natural, que se transporta al SOTE como Crudo, para exportación.

f) No incluye 1,174,696 bbl. de Nafta que se envía al Terminal de El Bosque.

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación PETROINDUSTRIAL.

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica PETROECUADOR.

TABLA 52: PRODUCCIÓN MEDIANTE MEZCLAS DE NAFTAS DE GASOLINA EXTRA EN TERMINALES (a)
Cifras en barriles

Mes	Año 2005			Año 2009						VARIACIÓN% 05/09			
	PASCUALES	EL BEATERIO	TOTAL	PASCUALES			EL BEATERIO			TOTAL	PASCUALES	EL BEATERIO	TOTAL
				Nafta de Alto Octano	Nafta Base	Sub Total	Nafta de Alto Octano	Nafta Base	Sub Total				
ENERO	307.861	280.100	587.961	156.340	134.459	290.798	159.240	132.527	332.067	625.865	4,5	18,8	6,4
FEBRERO	281.205	230.918	492.123	129.032	81.677	220.709	156.254	132.943	332.107	552.816	15,6	43,8	12,3
MARZO	312.471	304.145	616.616	159.583	132.232	331.115	173.633	116.765	289.398	620.503	5,0	4,9	0,8
ABRIL	296.557	309.435	599.992	176.140	141.079	317.219	137.288	91.525	228.814	546.033	19,0	24,6	-4,2
MAYO	370.006	258.363	629.201	210.451	126.833	339.094	188.506	124.537	311.343	650.437	8,5	20,5	3,4
JUNIO	229.479	245.290	477.768	134.684	145.354	343.009	160.750	120.520	301.300	644.368	49,6	21,4	34,9
JULIO	284.165	278.614	566.779	170.469	116.526	287.325	163.583	131.226	294.789	582.114	1,1	6,5	3,9
AGOSTO	366.763	248.676	615.459	237.576	176.305	412.882	135.987	109.309	244.676	657.558	12,9	2,0	6,9
SEPTIEMBRE	310.553	303.327	613.880	211.273	173.970	385.243	184.380	154.289	338.667	723.930	24,1	11,7	17,9
OCTUBRE	392.039	293.910	686.957	191.404	163.125	351.533	140.829	118.625	257.548	609.081	10,3	19,3	-11,6
NOVIEMBRE	259.473	330.330	588.803	182.088	145.232	327.320	161.325	127.450	288.775	616.095	28,8	12,6	4,6
DICIEMBRE	349.525	256.549	600.274	184.328	142.365	326.694	159.317	132.095	291.415	618.109	4,9	13,5	3,0
TOTAL	3.703.018	3.336.786	7.041.814	2.245.708	1.690.293	3.836.000	2.021.894	1.489.015	3.510.909	7.446.908	6,3	5,2	5,8

a) La gasolina extra se obtiene de la mezcla de Nafta base y Nafta de alto octano

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación PETROINDUSTRIAL
Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica
PETROFUDACOR

TABLA 53: PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLE PARA PESCA ARTESANAL Y NAFTA BASE 90

Cifras en barriles

Mes	Año 2008			Año 2009			Variación % 09/08		
	NAFTA BASE SECTOR ELECTRICIO	NAFTA BASE PARA PESCA ARTESANAL	TOTAL	NAFTA BASE SECTOR ELECTRICIO	NAFTA BASE PARA PESCA ARTESANAL	TOTAL	NAFTA BASE SECTOR ELECTRICIO	NAFTA BASE PARA PESCA ARTESANAL	TOTAL
ENERO	-	45.831	45.831	35.778	59.260	95.038	-	28,3	107,4
FEBRERO	-	48.666	48.666	-	48.663	48.663	-	-4,1	-4,1
MARZO	-	47.819	47.819	33.917	55.950	89.867	-	17,5	89,7
ABRIL	-	39.338	39.338	-	45.805	45.805	-	16,4	16,4
MAYO	-	49.968	49.968	-	48.017	48.017	-	-3,9	-3,9
JUNIO	58.466	45.370	103.836	-	42.099	42.098	-	-7,2	59,5
JULIO	-	49.413	49.413	-	54.365	54.365	-	10,0	10,0
AGOSTO	34.438	49.567	84.005	-	57.648	57.648	-	16,3	31,4
SEPTIEMBRE	55.598	49.356	104.954	-	50.445	50.445	-	2,2	51,9
OCTUBRE	72.203	51.039	123.242	-	50.929	50.929	-	-0,2	58,7
NOVIEMBRE	-	51.789	51.789	83.986	57.820	141.786	-	11,6	173,6
DICIEMBRE	-	49.337	49.337	63.398	53.997	117.395	-	9,4	137,9
TOTAL	220.705	577.294	797.999	217.058	623.018	840.077	-	7,9	5,3
Fuente: Reportes de la Unidad de Programación, PETROINDUSTRIAL									
Elaboración: Coordinación General de Planificación- Planificación Estratégica, PETROECUADOR									

Cifras en bariles

Mes	Fuel Oil # 4			Fuel Oil # 6 Nacional			Fuel Oil # 6 de Exportación		
	Residuo	Diluyente	Total	Residuo	Diluyente	Total	Residuo	Diluyente	Total
Enero	-	-	-	183,261	52,622	235,783	734,572	255,813	990,485
Febrero	-	-	-	355,569	-	355,569	478,791	213,507	693,598
Marzo	-	-	-	500	102,945	103,531	825,571	194,202	1,000,853
Abril	-	-	-	106,090	44,063	152,153	1,009,214	87,908	1,097,126
Mayo	-	-	-	26,244	51,795	78,029	895,312	172,732	1,171,044
Junio	-	-	-	305,848	90,706	396,554	656,742	150,402	817,144
Julio	-	-	-	80,437	56,185	136,622	791,713	216,147	1,007,860
Agosto	30,707	-	30,707	88,121	67,616	167,037	767,417	209,531	977,008
Septiembre	75,297	34,000	112,295	276,277	11,673	287,850	522,557	210,575	733,152
Octubre	76,213	46,191	124,404	119,089	87,702	216,391	670,451	162,063	862,554
Noviembre	81,685	35,630	117,218	294,189	46,857	331,026	488,630	120,908	609,598
Diciembre	185,677	51,327	241,004	190,476	54,370	284,846	434,430	172,818	607,249
Total 2009	458,572	167,066	625,620	2,028,867	706,724	2,735,591	8,363,660	2,207,243	10,570,843
Ene-Dic/08	534,311	98,691	633,002	1,366,425	875,321	2,041,746	10,647,734	2,718,447	13,386,181
Var 09/08	16,5	-40,9	1,2	-32,7	-4,4	-26,4	27,3	23,2	26,4

Fuente: Programación, PETROBRAS LULA

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Normalización Estadística, PETROBRAS LULA

TABLA 55: PREPARACIÓN DE GASOLINA EXTRA EN REFINERÍAS

Año 2009

Cifras en barriles

Mes	REF. ESMERALDAS			REF. LA LIBERTAD			REF. AMAZONAS			
	Naftas Propias (a)	NAO Importada	TOTAL	Gasolina Base	NAO Importada	TOTAL	Gasolina Base	NAO Importada	Consumo Interno	TOTAL
Enero	291.082	22.750	313.842	61.196	78.986	140.182	10.561	11.024	-	21.585
Febrero	304.712	104.912	409.624	56.386	79.852	136.238	11.176	12.438	-	23.616
Marzo	291.260	158.223	449.483	56.393	79.404	135.797	11.977	11.314	-	23.291
Abril	165.453	220.827	386.280	55.565	79.503	135.068	13.299	12.873	-	25.972
Mayo	399.647	16.103	416.750	59.568	76.623	136.091	11.844	13.616	-	25.460
Junio	426.263	14.859	441.122	64.282	86.551	150.833	9.754	11.268	-	21.022
Julio	331.018	6.363	337.381	82.675	110.756	193.631	12.400	13.615	-	25.915
Agosto	384.781	11.564	396.345	66.689	74.621	141.210	11.576	12.389	-	23.975
Septiembre	185.179	148.219	333.397	82.214	79.003	161.217	14.532	14.381	-	28.913
Octubre	241.558	106.169	347.726	55.107	59.829	114.936	12.176	12.360	-	24.536
Noviembre	329.633	107.309	436.942	60.885	80.142	141.027	11.489	12.447	-	23.946
Diciembre	456.247	57.949	494.196	80.736	108.181	188.919	14.762	16.517	-	31.279
TOTAL	3.785.833	977.255	4.763.088	761.918	992.251	1.754.169	145.560	153.952	-	299.512
Ene-Dic/08	3.887.183	476.215	4.343.378	699.887	953.085	1.652.952	123.821	145.910	453	269.278
Var 09/08	2,1	-51,3	-8,8	-8,1	-3,8	-5,8	-14,9	-5,2		-10,1

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación, PETROINDUSTRIAL

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR

ETROCOMERCIAL
LIDUCTOS DE LA COSTA
ESTACION MANTA

TRANSPORTE DE

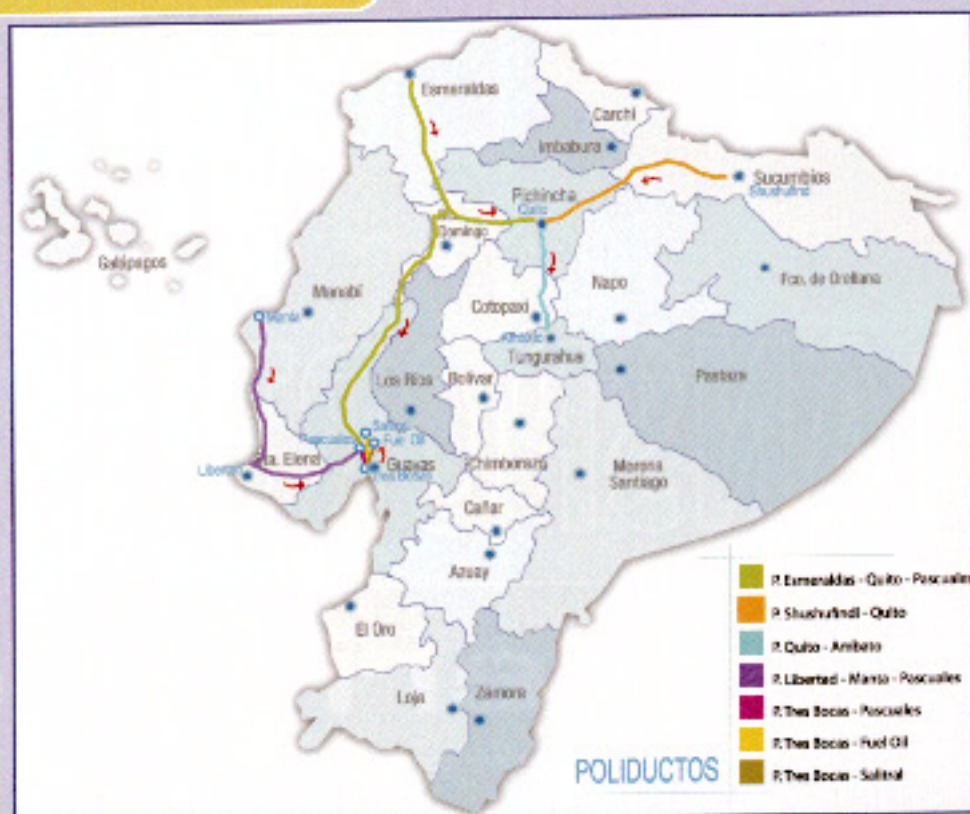
Derivados

TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS



PETROCOMERCIAL, Filial de Petroecuador dedicada al transporte, almacenamiento y comercialización de productos derivados del petróleo, fue fundada el 26 de septiembre de 1989, con la misión de abastecer de combustibles al país, en un mercado libre de competencia, ya que las provocaciones de los proveedores de combustibles importados, que imponía sus precios y condiciones en el mercado y los distribuidores al detal, la venta de producto adulterado y sin la medida exacta, y la presión de paros de distribución de combustible, forzaron al gobierno a implementar la filial de Petrocomercial.

TRANSPORTE



PETROCOMERCIAL garantiza el abastecimiento de la creciente demanda nacional al transportar los combustibles desde las Refinerías de: Esmeraldas, Shushufindi y La Libertad, hasta los Terminales de todo el país.

A diario se transportan 170.000 barriles aproximadamente de diversos productos a través de la red de poliductos de casi 1.400 Km de extensión, que conecta las provincias de la Amazonía, costa y sierra del país.

El sistema de transporte por poliductos tiene varias ventajas en comparación con el que se realiza por autotanque, pues éste es mucho más seguro, el costo por mantenimiento es menor y la contaminación es mínima, además se descongestionan las vías.

Los poliductos que conforman la Red son los siguientes:

1. Esmeraldas - Quito - Pascuales
2. Shushufindi - Quito
3. Quito - Ambato
4. Libertad - Manta - Pascuales
5. Tres Bocas - Pascuales
6. Tres Bocas - Fuel Oil
7. Tres Bocas - Salitral

TABLA 56
PRODUCTOS QUE TRANSPORTA LA RED DE POLIDUCTOS

POLIDUCTO	EXTENSIÓN (km)	DIÁMETRO (pulg)	TRANSPORTE (bls/día)	PRODUCTOS
Esmeraldas - Quito	252,9	16/12	48.000	Gasolina Súper y Extra Diesel Destilado 1 Diesel Premium Jet Fuel
Shushufindi - Quito	305	6-4	10.815	Glp, Nafta Base, Destilado1, Diesel 2, Jet Fuel
Quito - Ambato	111	6	11.700	Gasolina Extra Diesel, Destilado 1
Santo Domingo - Pascuales	247	10	38.400	Gasolina Súper y Extra Diesel 1, Diesel 2
Libertad - Pascuales	128	10	21.600	Gasolina Súper Nafta, Diesel Destilado 1 Jet Fuel
Libertad - Manta	170	6	8.400	Gasolina Extra Diesel, Destilado1
Tres Bocas - Pascuales	20	12	108.000	Gasolina Súper y Extra Diesel Destilado1
Tres Bocas - Fuel Oil	5,6	14	48.000	Fuel Oil
Tres Bocas - Salitral	5,5	8,6	30.000	GLP

Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

TABLA 57
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA RED DE POLIDUCTOS DE PETROCOMERCIAL

POLIDUCTO	ESTACIÓN DE BOMBEO	UBICACIÓN	ALTURA (mtrs)	POTENCIA (HP)	DISTANCIA (km)
* Esmeraldas - Quito		Esmeraldas			
		Santo Domingo	20	3106	0
		Vía Aloag-Sto Domingo	550	3106	163+044
		Falsanes	1450	3552	192+850
		Domingo	2650	3552	228+650
	Reductora Beaterio	Vía Aloag-Sto Domingo	2950	a	252+970
Quito - Ambato	Bombeo Beaterio	Quito	2950		0
	Reductora Ambato	Ambato	2760		111
Shushufindi - Quito	Shushufindi	Sucumbíos	215	1080	0
	Quijos	Sucumbíos	887	1080	122+007
	Osayacu	Napo	1840	1680	207+011
	Chalpi	Papallacta	2860	1680	242+137
	Reductora Beaterio	Quito	2950	a	304+815
* Santo Domingo - Pascuales	Santo Domingo Pascuales	Santo Domingo	550		0
		Guayaquil	200	3106	246+497
Libertad - Pascuales	Libertad Reductora Pascuales	Guayas Manabí	200	1120 a	128
Libertad - Manta	Libertad Reductora Manta	Guayas Manabí		800	170
Tres Bocas Pascuales	Tres Bocas Reductora Pascuales	Guayaquil Guayaquil		2220	20
Tres Bocas Salitral (GLP)	Tres Bocas Reductora Salitral	Guayaquil Guayaquil		400	5.5
Tres Bocas Fuel Oil	Tres Bocas Reductora Fuel Oil	Guayaquil Guayaquil		700	5,6

Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTOS 2009

Durante el año 2009 se transportó a través de los poliductos un volumen total de 56.3 millones de barriles respecto al año 2008 tuvo un incremento del 6,3% esto responde a que se incrementaron los volúmenes de importación de Diesel 2 por el estiaje en Paute, cabe mencionar que del total se refiere solamente a los volúmenes transportados desde los centros de producción por lo que se excluyen los volúmenes transportados por los ramales de los poliductos: Santo Domingo-Quito, Santo Domingo-Pascuales repartidos de la siguiente manera:



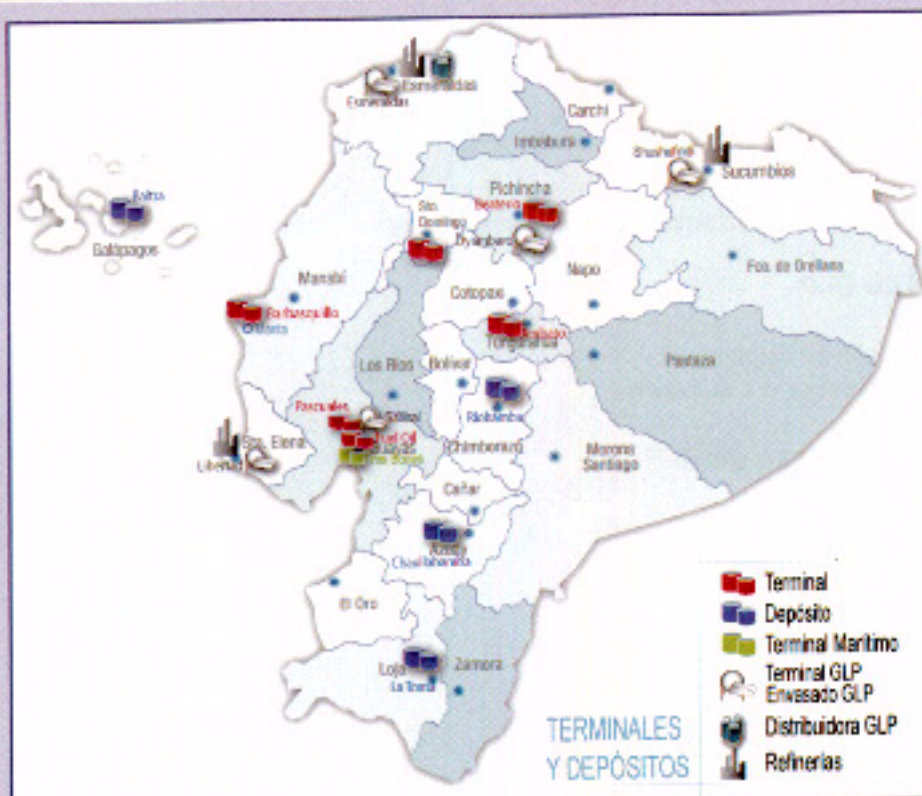
TABLA 58
TRANSPORTE DE DERIVADOS POR POLIDUCTOS 2009

POLIDUCTO	2009	2009	VAR%
Esmeraldas-Sto.Domingo	20.540.409	20.154.658	1.9
Quito-Ambato	3.806.011	3.530.959	7.0
Sto. Domingo-Quito	12.682.089	12.544.938	1.1
Sto. Domingo-Pascuales	4.385.995	4.567.487	-4.0
Shushufindi-Quito	2.457.012	2.346.295	4.7
Tres Bocas-Pascuales	12.945.491	10.120.285	27.9
Tres Bocas-Salital	9.021.675	9.285.796	-2.8
Tres Bocas-Fuel Oil	1.637.255	1.717.795	-4.7
Libertad-manta	2.449.808	2.394.100	2.3
Libertad- Pascuales	3.491.381	3.458.405	1.0
TOTAL	56.349.042	53.008.293	6.3

Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

ALMACENAMIENTO DE DERIVADOS



Para garantizar el abastecimiento oportuno de combustibles a nivel nacional y prevenir problemas de escasez, Petrocomercial cuenta con instalaciones para la recepción y despacho de productos limpios.

Esta infraestructura está ubicada estratégicamente a nivel nacional y la conforman: 6 Terminales, 4 Depósitos, 2 Terminales de Gas Licuado de Petróleo GLP y 3 Envasadoras de GLP.



La capacidad total de almacenamiento que suman los Terminales y Depósitos de productos limpios es de 105 millones de galones, que es igual, a 2,5 millones de barriles. Pero considerando los márgenes de seguridad que se requiere para operar, esta capacidad se reduce a casi 97 millones de galones; o, lo que es lo mismo, 2,3 millones de barriles.

Esta capacidad le permite mantener a Petrocomercial varios días de autonomía según el tipo de producto y el área de cobertura del Terminal o Depósito.

Terminales:

1. Beaterio: Pichincha
2. Ambato : Tungurahua
3. Santo Domingo : Santo Domingo de los Tsáchilas
4. Pascuales : Guayas
5. Barbasquillo: Manta
6. Fuel Oil : Guayas

Depósitos:

1. Riobamba : Chimborazo
2. La Toma : Loja
3. Baltra : Galápagos
4. Chaullabamba: Cuenca

Terminal marítimo

1. Terminal Marítimo Tres Bocas: Guayas

Terminal de GLP

1. Salitral: Guayas
2. Oyambaro : Pichincha

Planta de Envasado de GLP

1. Shushufindi
2. Libertad
3. Esmeraldas



TABLA 59
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO OPERATIVO EN TERMINALES Y
DEPÓSITOS DE PETROCOMERCIAL

TERMINAL/DEPÓSITO	PRODUCTO	VOLUMEN			
		TOTAL		OPERATIVO	
		BARRILES	GALONES	BARRILES	GALONES
BEATERIO	SÚPER	94.591	3.552.822	62.601	3.469.242
	GAS. EXTRA	103.003	4.326.128	100.570	4.223.940
	DIESEL 2	227.610	9.559.620	162.787	7.677.054
	DIESEL PREMIUM	30.704	1.289.568	29.092	1.221.964
	JET FUEL	50.239	2.110.038	47.762	2.006.004
	DESTILADO 1	6.783	284.886	6.667	280.014
	MEZCLAS	89.558	3.761.436	54.429	2.286.018
	NAFTA BASE	26.266	1.103.172	25.787	1.083.054
	TOTAL	618.754	25.987.668	529.695	22.247.190

TERMINAL/DEPÓSITO	PRODUCTO	VOLUMEN			
		TOTAL		OPERATIVO	
		BARRILES	GALONES	BARRILES	GALONES
AMBATO	SÚPER	11.564	485.688	10.963	460.026
	GAS. EXTRA	63.647	2.673.174	61.789	2.595.138
	DIESEL 2	62.665	2.631.930	60.787	2.553.054
	TOTAL	137.876	5.790.792	133.529	5.608.218

TERMINAL/DEPÓSITO	PRODUCTO	VOLUMEN			
		TOTAL		OPERATIVO	
		BARRILES	GALONES	BARRILES	GALONES
SANTO DOMINGO	SÚPER	17.324	727.608	15.918	668.548
	GAS. EXTRA	104.165	4.374.947	97.647	4.101.157
	DIESEL 2	140.773	5.912.458	129.119	5.422.985
	DIESEL PREMIUM	11.363	477.242	10.609	445.557
	TOTAL	273.625	11.492.254	253.292	10.638.247

TERMINAL/DEPÓSITO	PRODUCTO	VOLUMEN			
		TOTAL		OPERATIVO	
		BARRILES	GALONES	BARRILES	GALONES
PASCUALES	SÚPER	109.700	4.607.400	259.790	10.911.164
	GAS. EXTRA	269.060	11.300.534	106.129	4.457.404
	DIESEL 2	443.299	18.618.574	427.667	17.962.017
	DIESEL PREMIUM	31.404	1.318.959	29.923	1.256.785
	JET FUEL	116.127	4.877.341	110.141	4.625.937
	DESTILADO 1	31.404	1.318.959	29.922	1.256.740
	NAFTA BASE	35.301	1.462.638	33.604	1.423.967
	SLOP	8.298	348.534	7.784	326.945
	NAFTA BIOCOMBUSTIBLES	5.264	221.068	4.921	206.661
	ETANOL	10.000	420.000	9.600	403.200
	TOTAL	1.059.858	44.514.027	1.019.781	42.830.820

TERMINAL/DEPÓSITO	PRODUCTO	VOLUMEN			
		TOTAL		OPERATIVO	
		BARRILES	GALONES	BARRILES	GALONES
PASCUALES	GAS. EXTRA	82.372	3.459.824	73.272	3.077.424
	DIESEL 2	49.783	2.090.886	47.370	1.989.540
	DIESEL 1	2.847	119.574	2.257	94.794
	SLOP	6.802	285.684	5.950	249.900
	TOTAL	141.804	5.955.768	128.849	5.411.658
FUEL OIL	FUEL OIL	121.099	5.086.170	109.438	4.598.392
	MINERAL TURPENTINE	262	11.010	246	10.313
	RUBBER SOLVENT	263	11.029	246	10.323
	TOTAL	121.624	5.108.209	109.929	4.617.028
RIOBAMBA	GAS. EXTRA	4.796	201.432	4.533	190.386
	DIESEL 2	3.870	162.540	3.669	153.678
	TOTAL	8.666	363.972	8.192	344.064
LA TOMA	GAS. EXTRA	2.298	96.516	2.214	92.988
	DIESEL 2	2.473	103.866	2.329	97.818
	TOTAL	4.771	200.382	4.543	190.806
BALTRA	GAS. EXTRA	6.062	254.582	5.058	212.430
	DIESEL 2	18.962	798.422	16.823	708.580
	TOTAL	25.024	1.051.014	21.881	919.010
CHAULLABAMBA	SÚPER	11.291	474.222	8.673	364.268
	GAS. EXTRA	32.150	1.350.300	26.198	1.100.318
	DIESEL 2	59.904	2.515.968	55.144	2.316.048
	DIESEL PREMIUM	7.341	308.322	6.628	278.376
	TOTAL	110.686	4.648.812	96.643	4.059.006

Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

**TABLA 60: VOLUMEN DE COMBUSTIBLE
TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS**

Cifras en barriles

Año 2009

MES	PRODUCTO	GASOLINA		NAFTA	DIESEL 1	DIESEL 2 (a)	JET FUEL	TOTAL POLIDUCTO
		SUPER	EXTRA	BASE BT				
ESMERALDAS - STO. DOMINGO								
ENERO		448.403	314.829		-	751.490	154.383	1.728.190
FEBRERO		399.021	300.700			741.048	151.257	1.592.226
MARZO		454.071	380.770			821.170	117.287	1.756.398
ABRIL		400.753	306.959			762.121	164.627	1.748.472
MAYO		553.091	311.907			758.321	148.952	1.773.281
JUNIO		363.946	354.652			803.512	156.857	1.877.937
JULIO		327.147	356.377			803.090	132.054	1.819.168
AGOSTO		414.675	376.032			716.151	186.032	1.692.490
SEPTIEMBRE		410.593	317.488			561.562	148.338	1.738.240
OCTUBRE		420.263	373.417			734.478	175.874	1.704.022
NOVIEMBRE		401.584	378.898			739.525	153.649	1.673.958
DICIEMBRE		475.142	421.480			759.180	140.254	1.804.050
TOTAL		6.073.270	4.325.891	-	-	9.273.736	1.887.705	20.540.403
STO. DOMINGO - QUITO								
ENERO		393.123	174.688			426.189	48.330	1.040.390
FEBRERO		325.365	193.542			430.559	58.611	987.076
MARZO		338.812	140.590			575.375	51.040	1.109.120
ABRIL		325.515	222.515			472.222	49.342	1.070.593
MAYO		301.449	165.529			511.535	62.543	1.034.055
JUNIO		388.345	163.944			482.144	44.920	1.047.351
JULIO		250.619	185.423			473.157	53.879	1.004.079
AGOSTO		306.782	239.345			473.211	76.740	1.095.078
SEPTIEMBRE		356.263	185.665			522.015	63.358	1.157.322
OCTUBRE		307.326	139.717			499.105	48.142	894.290
NOVIEMBRE		310.781	189.631			479.258	46.807	1.025.574
DICIEMBRE		372.853	187.775			492.158	54.210	1.117.057
TOTAL		4.029.261	2.148.756	-	-	5.839.980	664.112	12.682.089
STO. DOMINGO - PASCUALES								
ENERO		64.779	90.262			140.847	128.324	425.613
FEBRERO		47.179	95.122			95.685	106.459	346.448
MARZO		73.728	113.957			136.841	80.513	384.140
ABRIL		67.808	93.942			143.088	61.527	387.267
MAYO		103.683	124.941			106.603	117.449	452.676
JUNIO		89.285	70.275			118.605	82.110	340.158
JULIO		40.496	102.538			122.048	112.180	377.260
AGOSTO		38.082	75.310			98.353	82.502	306.233
SEPTIEMBRE		46.509	59.842			87.716	114.693	307.561
OCTUBRE		48.405	95.961			113.874	114.063	373.383
NOVIEMBRE		41.500	84.807			135.005	81.555	342.867
DICIEMBRE		85.319	115.502			95.646	84.705	381.251
					-			
TOTAL		704.825	1.129.872	-	-	1.394.810	1.157.280	4.385.995

Nota: a) Incluye diesel premium

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación, PETROCOMERCIAL

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

Período: Enero - Diciembre 2008/2009



TABLA 61: VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO POR POLIDUCTOS

Cifras en Barriles

Año 2008

PRODUCTO	GASOLINA			DIESEL 1	DIESEL 2	JET FUEL	GLP	TOTAL POLIDUCTO
	SÚPER	EXTRA	BASE					
MES								
SHUSHUPINDI - QUITO								
ENERO			140.535	5.441	3.290	20.439	60.965	230.671
FEBRERO			139.743	4.232	4.361	13.324	49.043	210.703
MARZO			136.075	5.125	2.762	16.419	59.041	219.422
ABRIL			118.801	4.388	3.221	15.461	48.537	190.416
MAYO			139.896	5.776	3.012	17.270	52.264	218.217
JUNIO			125.141	2.889	2.746	10.154	55.879	196.813
JULIO			145.615	5.280	3.240	15.220	54.061	224.415
AGOSTO			125.245	4.006	2.718	13.358	50.814	196.838
SEPTIEMBRE			139.627	5.556	3.965	20.194	50.775	219.038
OCTUBRE			131.534	4.200	1.072	15.287	42.402	194.503
NOVIEMBRE			120.814	3.026	1.267	10.230	35.410	170.767
DICIEMBRE			128.392	4.418	3.506	10.205	39.557	185.109
TOTAL	-	-	1.992.396	54.382	35.130	177.664	597.540	2.457.012
QUITO - AMBATO								
ENERO	31.475	135.008		299	137.361	-	-	304.163
FEBRERO	22.377	139.616		290	122.450			284.731
MARZO	31.058	146.090		335	154.808			332.332
ABRIL	30.281	120.066		307	157.109			307.742
MAYO	23.017	134.124		360	162.334			319.868
JUNIO	29.298	119.296		434	171.185			320.223
JULIO	25.165	136.407		452	154.379			316.401
AGOSTO	30.837	136.927		409	153.932			321.004
SEPTIEMBRE	26.233	143.863		445	180.507			330.839
OCTUBRE	33.661	143.945		363	142.506			320.165
NOVIEMBRE	30.281	154.118		347	145.052			329.788
DICIEMBRE	26.465	125.214		377	165.698			318.754
TOTAL	340.147	1.633.181	-	4.446	1.620.263	-	-	3.006.011

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación, PETROCOMERCIAL

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas

**TABLA 62: VOLUMEN DE COMBUSTIBLE TRANSPORTADO
POR POLIDUCTOS**

Cifras en barriles

Año 2009

MESES	PRODUCTO	GASOLINA BASE	GASOLINA EXTRA	NAFTA ALTO OCTANO	DESEL 1	DESEL 2	FUEL OIL	JET FUEL	GLP	TOTAL Poliducto
LIBERTAD - MANTA										
ENERO			45.876		1.909	140.770				158.738
FEBRERO			55.215		2.514	122.862				150.391
MARZO			71.753		2.109	144.881				218.553
ABRIL			51.133		2.153	133.723				197.009
MAYO			74.482		2.572	135.127				215.150
JUNIO			56.174		4.905	142.215				203.197
JULIO			50.378		3.475	141.880				204.515
AGOSTO			75.597		2.188	135.273				211.058
SEPTIEMBRE			83.709		1.739	144.950				210.443
OCTUBRE			88.041		2.147	120.509				210.720
NOVIEMBRE			80.593		2.052	124.498				187.481
DICIEMBRE			65.527		2.458	150.540				212.533
TOTAL		-	781.872	-	36.265	1.637.671	-	-	-	2.445.608
LIBERTAD - PASCUALES										
ENERO		90.258	39.505		8.328	136.756		52.125		327.200
FEBRERO		86.581	43.304		6.076	97.244		58.713		292.426
MARZO		60.152	35.090		3.749	114.536		-		214.527
ABRIL		71.537	40.585		7.246	106.638		46.718		272.720
MAYO		57.277	21.604		5.583	132.901		53.852		271.545
JUNIO		85.167	50.655		7.712	54.525		58.418		238.498
JULIO		85.024	77.747		7.244	92.071		53.194		297.180
AGOSTO		115.637	-		7.585	75.292		54.404		254.216
SEPTIEMBRE		134.029	42.278		6.504	110.657		44.000		337.527
OCTUBRE		134.895	23.754		5.285	92.247		77.518		337.199
NOVIEMBRE		145.470	17.630		7.579	34.940		57.207		262.735
DICIEMBRE		85.512	50.755		5.305	105.385		84.875		315.867
TOTAL		1.150.749	444.213	-	85.828	1.151.213	-	659.375	-	3.491.361
TRES BOCAS - PASCUALES										
ENERO		49.251	37.484	296.450		615.281				998.464
FEBRERO		49.249	34.006	272.774		503.224				859.053
MARZO		50.120	34.506	324.280		502.372		41.295		952.587
ABRIL		75.637	-	241.670		547.705		39.537		904.837
MAYO		60.375	-	297.490		450.327				838.192
JUNIO		20.024	36.184	244.015		637.315				965.518
JULIO		50.042	25.907	285.005		635.621				1.003.652
AGOSTO		20.036	-	475.000		717.027				1.213.882
SEPTIEMBRE		46.623	-	560.319		827.966				1.224.308
OCTUBRE		23.019	85.505	261.370		834.876				1.205.130
NOVIEMBRE		65.277	305.565	305.565		955.233				1.319.076
DICIEMBRE		53.640	79.105	361.985		954.550				1.429.192
TOTAL		597.985	390.890	3.719.806	-	8.237.827	-	80.775	-	12.945.491
TRES BOCAS - EL SALITRAL - FUEL OIL										
ENERO						151.544		724.721		876.265
FEBRERO						133.535		517.555		751.191
MARZO						125.994		565.328		691.322
ABRIL						109.004		505.544		614.340
MAYO						100.667		500.510		601.177
JUNIO						133.772		734.025		867.792
JULIO						132.687		794.473		927.360
AGOSTO						132.584		735.152		867.737
SEPTIEMBRE						145.772		737.542		883.314
OCTUBRE						132.855		735.945		868.803
NOVIEMBRE						131.032		765.681		896.713
DICIEMBRE						153.555		809.903		963.458
TOTAL		-	-	-	-	1.637.255	-	6.021.675	-	10.658.930

Fuente: Reportes de la Unidad de Programación, PETROCOMERCIAL
Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Programas



COMERCIO

COMERCIAL
EN CALIDAD Y CANTIDAD

Interno

DESPACHO DE DERIVADOS EN EL MERCADO INTERNO



PETROCOMERCIAL tiene la misión de abastecer de combustibles derivados de petróleo a nivel nacional, lo que permitió movilizar la infraestructura industrial y comercial del país.

El despacho de combustibles en el país durante el 2009 fue mayor en 9,9% con respecto al 2008, ya que el volumen de consumo fue de 75.8 millones de barriles y de 69.3 millones de barriles, en los dos años respectivamente, variación por el incremento de los derivados de mayor consumo.

El despacho de la gasolina súper y extra tuvo un incremento del 7.6% y 6.9% respectivamente con respecto al año anterior, esto responde directamente al mayor incremento del parque automotor.

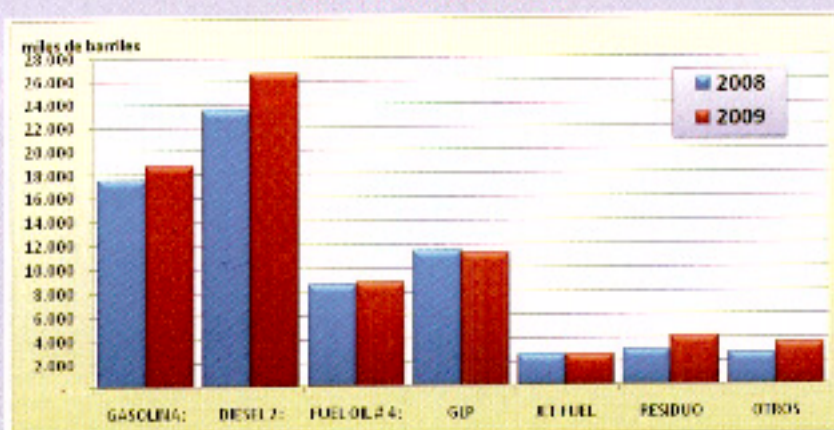
Debido a la fuerte sequía reportada en Paute se hizo necesario incrementar el sector eléctrico que consume este producto ya que el caudal de Paute no abastecía de generación eléctrica al País este incremento se registro en el último trimestre del año 2009 cuyo volumen consumido por este sector fue de 3.1 millones de barriles cifra superior registrada al 2008 del 168.4%, el total de consumo del Diesel 2 y Premium fue de 26.6 millones de barriles con un incremento del 13,7%.

Tanto el Fuel Oil y Residuo destinados al sector eléctrico también incrementaron su demanda en 10.4% y 41.3% frente al año 2008 respectivamente.

En lo referente al despacho de asfaltos hubo un crecimiento del 64.2% debido al plan del Gobierno Nacional en la reparación y construcción de las vías.

DEMANDA DE DERIVADOS

Período: 2008-2009

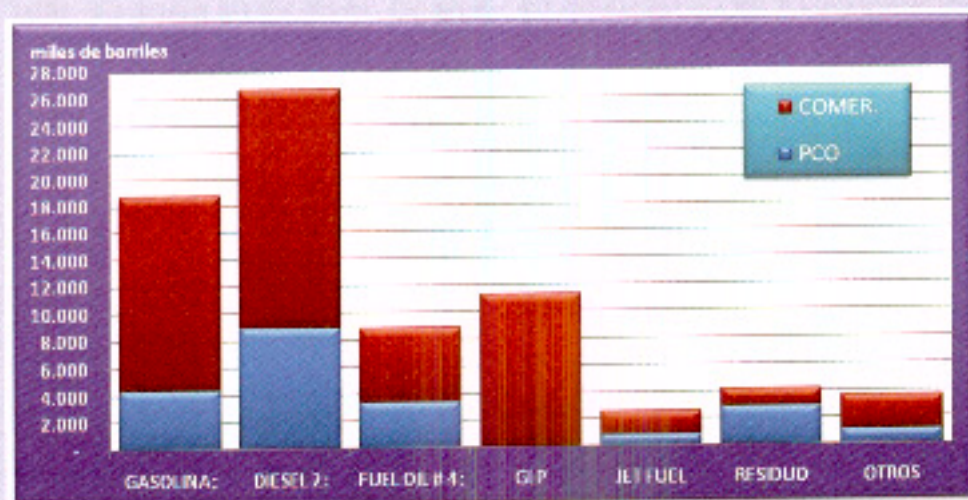


Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

La participación de Petrocomercial como comercializadora ha incrementado en un 29% su participación del mercado interno y respecto al año 2008 incrementó su variación en 4%, esto responde debido al plan de nuevas gasolineras de Petrocomercial.

DESPACHO DE DERIVADOS POR COMERCIALIZADORA AÑO 2009



Fuente: Petrocomercial

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas



Cifras en barriles

data, a small number of studies, the following conclusions can be drawn:

London: British Library, 1992. Pp. 100. ISBN 0 7123 0100 1.

Journal of Management Education, Vol. 26 No. 7, December 2002
DOI: 10.1177/0095687402238600
© 2002 Sage Publications
10.1177/0095687402238600
<http://jme.sagepub.com>

TABLA 65: DESPACHOS A LAS COMERCIALIZADORAS PRIVADAS

Cifras en barriles

PRODUCTO	AÑO 2009												Enero - Diciembre		Var % 2008
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2009	2008	
GASOLINA	1170.684	1.261.603	1.146.874	1.183.988	1.134.284	1.146.448	1.130.838	1.237.248	1.211.253	1.348.365	1.189.868	1.348.078	14.482.338	13.288.678	9,97
SOLTER	28.594	29.641	29.703	28.032	24.171	28.763	248.822	259.524	241.785	248.423	227.531	270.683	2.941.436	2.882.971	1,90
ETRA	531.079	540.235	671.414	584.335	540.232	551.888	594.286	585.453	572.372	1.201.252	562.159	1.398.716	11.491.303	11.027.637	4,21
DEBELL 1	4.487	8.788	8.815	6.688	8.303	11.602	8.889	8.888	9.039	14.709	8.732	18.252	118.265	144.782	-28,25
TERRESTRE	2.292	2.224	2.284	2.641	2.487	2.771	2.751	3.087	3.273	3.000	4.270	5.227	24.657	48.173	-48,75
NAUOINTEINACIOMAL	1.176	6.116	8.234	6.451	6.526	6.893	6.296	4.885	4.887	8.723	5.187	5.024	73.826	70.323	26,67
DESEL 2	1.488.871	1.396.046	1.407.815	1.482.182	1.482.354	1.498.468	1.498.398	1.453.069	1.468.348	1.582.889	1.518.967	1.647.385	17.738.854	17.032.779	4,04
TERRESTRE	1.191.271	1.071.856	1.136.254	1.143.149	1.152.244	1.234.214	1.236.751	1.255.165	1.257.362	1.277.362	1.282.267	1.257.251	14.071.473	13.082.017	4,41
PREMIUM	50.250	128.832	148.343	147.670	148.901	149.293	158.342	138.077	153.313	157.684	153.187	159.275	1.755.886	1.907.305	-8,41
ELECTRICO	26.070	21.337	21.242	21.265	21.086	20.258	24.574	24.718	24.684	4.897	17.203	27.203	218.259	131.878	14,22
NAUOINTEINACIOMAL	18.428	8.787	13.862	13.862	12.121	134.854	25.025	25.277	24.425	61.256	61.303	68.303	1.294.185	1.256.407	16,50
NAUOINTEINACIOMAL	14.757	14.757	7.703	4.802	2.214	2.122	4.358	2.447	7.025	3.421	1.138	-	77.236	62.315	56,3
FLUOROL 24	518.137	463.167	545.476	468.889	444.485	487.117	448.381	388.937	450.736	444.412	258.288	448.254	6.831.303	5.781.235	17,12
FLUOROL 24	145.003	138.251	138.440	128.888	118.478	121.678	124.671	128.227	133.736	137.072	128.902	138.252	1.588.268	1.682.020	-3,08
FLUOROL 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUOROL 24	375.907	238.486	308.277	280.434	258.122	225.489	271.866	250.480	317.340	378.159	227.636	270.024	3.740.121	4.358.402	-4,57
ASPHALTO	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	128.171	1.281.171	1.281.171	0,00
ASPHALTO	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	25.120	0,00
ASPHALTO	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	110.874	1.108.740	1.108.740	0,00
ASPHALTO	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	15.382	0,00
ASPHALTO	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	4.191	0,00
ASPHALTO	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	0,00
ASPHALTO	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	2.229	0,00
ASPHALTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ASPHALTO	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	20.835	0,00
ASPHALTO	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	841.312	8.413.120	8.413.120	0,00
ASPHALTO	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	146.037	1.460.370	1.460.370	0,00
ASPHALTO	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	23.883	0,00
ASPHALTO	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	125.719	1.257.190	1.257.190	0,00
ASPHALTO	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	64.744	0,00
ASPHALTO	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	28.214	0,00
ASPHALTO	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	11.236	0,00
ASPHALTO	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	40.240	0,00
TOTAL	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	4.514.825	44.781.186	44.781.186	0,00

Notas: Información Privada, según el artículo

Fuente: Unión de Regeneración PETROECUADOR

Elaboración: Dirección General de Estadística y Censos del Ecuador, Petróleo, Petróleo, Petróleo

TABLA 66: VENTAS TOTALES DE LA ABASTECEDORA PETROCOMERCIAL
Cifras en US \$

PRODUCTO	AÑO 2006												Enero - Diciembre		Var % (1996)
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	2006	2005	
GASOLINA	85,397,876	98,368,225	87,475,007	98,596,145	98,823,865	97,573,114	95,561,682	82,337,805	82,781,985	86,226,451	82,776,836	94,961,866	1,194,833,869	1,020,216,627	7.32
	25,271,295	25,018,703	24,947,636	26,715,196	26,441,313	26,564,546	26,933,347	27,236,238	28,302,148	26,532,348	25,883,525	26,032,556	313,963,196	287,385,217	7.25
	63,116,571	62,354,451	62,527,371	65,436,649	54,837,307	62,365,365	68,623,815	63,041,617	67,757,147	69,652,125	65,333,275	64,488,172	703,873,657	743,415,473	6.01
ABASTECIDA	-	-	13,363	-	-	-	-	18,323	-	-	-	32,384	54,024	182,217	-47.44
DESEL V	320,402	808,363	776,382	716,702	728,718	1,175,318	964,917	813,282	598,626	1,205,716	816,819	865,795	8,418,382	20,761,812	-41.25
TERRESTRE	14,822	702,503	422,754	437,174	415,373	423,159	217,589	594,945	217,727	377,724	226,237	243,884	1,497,520	2,202,845	-49.22
NAVAL INTERNACIONAL	16,527	706,244	813,038	636,031	618,842	1,046,182	368,448	619,303	778,822	1,228,782	871,719	954,822	7,638,702	93,477,670	-92.12
DESEL 2	78,452,808	68,223,545	70,895,247	61,487,813	78,223,024	84,238,331	84,122,184	84,158,764	83,053,580	87,728,151	101,332,883	111,532,961	1,342,864,438	686,646,156	5.26
TERRESTRE	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	50,303,510	-1.70
NAVAL	28,149,298	18,919,737	20,591,737	11,184,303	27,919,514	33,934,821	33,818,674	33,855,254	32,750,070	37,424,641	51,029,373	61,229,451	739,353,928	43,373,543	193.32
ELECTRICO	4,857,881	3,192,050	6,498,240	6,637,081	3,200,226	5,248,318	3,415,288	3,007,444	10,375,772	9,647,512	22,445,626	26,482,908	171,191,506	43,373,543	193.32
NAVAL Y NAUTICA Y TERRESTRE	7,077,925	5,070,824	6,547,257	7,083,257	7,484,756	6,256,132	5,828,858	4,715,046	6,702,316	5,007,233	5,267,884	4,086,152	71,776,636	73,239,443	-1.61
NAUTICA INTERNACIONAL	1,192,229	1,487,630	775,030	578,275	422,513	943,722	565,347	571,029	534,447	803,018	344,215	168,627	8,707,703	12,462,307	-34.13
PUL. OIL 4	24,854,444	21,286,496	20,488,944	25,083,725	25,197,542	27,497,271	27,497,271	28,345,236	31,824,206	31,544,244	38,417,873	33,146,196	304,374,715	402,838,388	-22.25
INDUSTRIAL	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	-0.00
ELECTRICO	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	4,857,507	-0.00
NAUTICA INTERNACIONAL	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	14,356,316	-0.00
AGRICULTO	7,203,373	6,498,418	8,491,095	7,484,756	7,484,756	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	5,828,858	-0.00
AGRICULTO	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	1,203,051	-0.00
AGRICULTO	4,774,967	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	5,671,225	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
SOLVENTES	799,236	891,888	940,875	834,448	644,874	503,973	503,973	879,452	659,418	503,973	503,973	503,973	503,973	503,973	-0.00
NAUTICA INTERNACIONAL	360,602	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	284,282	-0.00
SOLVENTES	379,236	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	437,826	-0.00
DELAENTE N°1	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
SPRAY OIL	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
GLP	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	-0.00
AGRICULTO	1,902,973	706,728	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036	984,036			

PETROECUADOR

124

PETROCOMERCIAL
GARANTIA EN CALIDAD
CENTRO
PETROECUADOR

COMERCIO

Exterior

COMERCIALIZACIÓN EXTERNA

La Gerencia de comercio Internacional es la encargada de realizar la exportación de saldos disponibles tanto de crudo como de derivados; además de la importación de derivados para abastecer la demanda interna de derivados.

REVALORIZACIÓN DE NUESTRO PETRÓLEO

A diferencia de los 36 años de existencia de la empresa de petróleos, desde Julio-08 se han realizado el mejor esfuerzo para maximizar los ingresos fruto de la comercialización de nuestros saldos exportables de crudo, y respetando el marco legal vigente correspondiente a la comercialización internacional.

La estrategia implementada sitúa a Petroecuador acorde a la tendencia mundial de las relaciones comerciales, donde productores y consumidores eliminan a intermediarios, optimizan costos y evitando procesos especulativos como vivió el mundo en la crisis financiera mundial que se intenta superar.

Premio a la estrategia de comercialización dictada por el Gobierno a esta empresa y operativizada por esta administración, se puede advertir que el diferencial de crudo Oriente de los últimos 10 años ha mantenido un valor equivalente al 21%, rondando los 12 y 13 US\$, ahora es de aproximadamente -6.5US\$, equivalente tan solo de un 7 a 9% del valor WTI.

En el caso del crudo Napo, la mejora del diferencial (o castigo) es mayor aún, considerando que el castigo disminuyó de -17.62 US\$ a -9 US\$. Esta notoria disminución de los diferenciales significa un incremento en los ingresos para el Estado de aproximadamente 580 millones de dólares el año.

TABLA 67
PRECIOS Y DIFERENCIALES DE CRUDO ORIENTE Y NAPO

FECHA	WTI ARGUS	PRECIO TEÓRICO CRUDO ORIENTE	DIFERENCIAL TEÓRICO ORIENTE	PRECIO TEÓRICO CRUDO NAPO	DIFERENCIAL TEÓRICO NAPO
Año 2006*	66,073	53,521	-12,483	48,620	-17,395
Año 2007	72,449	62,552	-9,749	57,093	-15,207
Año 2008	99,639	85,119	-14,357	77,977	-21,527
Ene-09	41,747	27,924	-13,592	21,966	-19,550
Feb-09	39,136	30,184	-8,675	25,260	-13,600
Mar-09	47,996	42,685	-5,443	38,828	-9,300
Abr-09	49,826	42,185	-7,075	40,989	-8,902
May-09	59,121	51,306	-7,946	48,751	-10,500
Jun-09	69,623	64,394	-5,102	60,926	-8,570
Jul-09	64,132	58,458	-5,908	56,180	-8,187
Ago-09	71,139	65,456	-5,518	63,008	-7,966
Sep-09	69,648	64,619	-4,965	62,095	-7,489
Oct-09	75,824	70,375	-5,385	68,308	-7,452
Nov-09	78,255	71,651	-6,515	69,626	-8,540
Dic-09**	74,603	67,345	-6,945	65,014	-9,276

Nota: * Precios de crudo Napo a partir del mes de junio del 2006

**Precios teóricos del crudo Oriente y Napo hasta el 29 de diciembre del 2009

Fuente: Gerencia de comercio Internacional

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

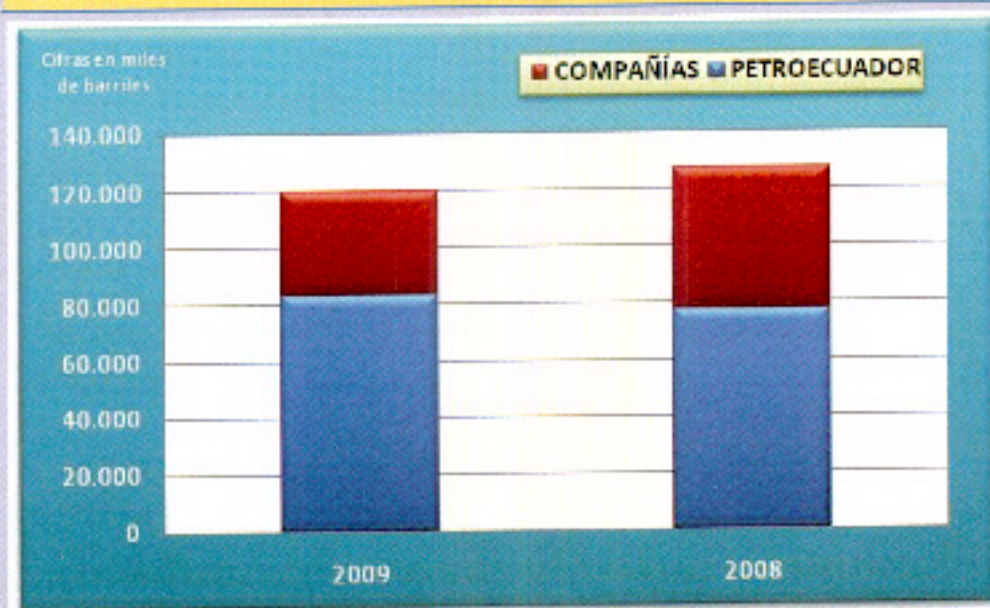
El volumen total exportado en el periodo, fue de 119.6 millones de barriles, con decremento del 3,9%, con respecto al año 2008. En este volumen se incluye 13.9 millones de barriles de crudo napo exportado, según convenio con Venezuela y 2.9 millones barriles de crudo reducido y gasolina natural, que se asignó para la exportación.

Petroecuador debido al incremento de su producción los saldos exportables incrementaron en un 7.7% con respecto al año 2008, además que la Refinería de Esmeraldas tuvo paros emergentes incrementándose los saldos exportables.

Las compañías vieron afectadas sus exportaciones debido principalmente a su disminución en la producción de petróleo durante el año 2009.

TABLA 68
EXPORTACIÓN NACIONAL DE CRUDO

Empresa	2009	2008	VAR%
PETROECUADOR	83.469.706	77.480.320	7.73
Compañías Privadas	36.087.534	49.911.323	-27.7
TOTAL	119.557.240	127.391.643	-3.9

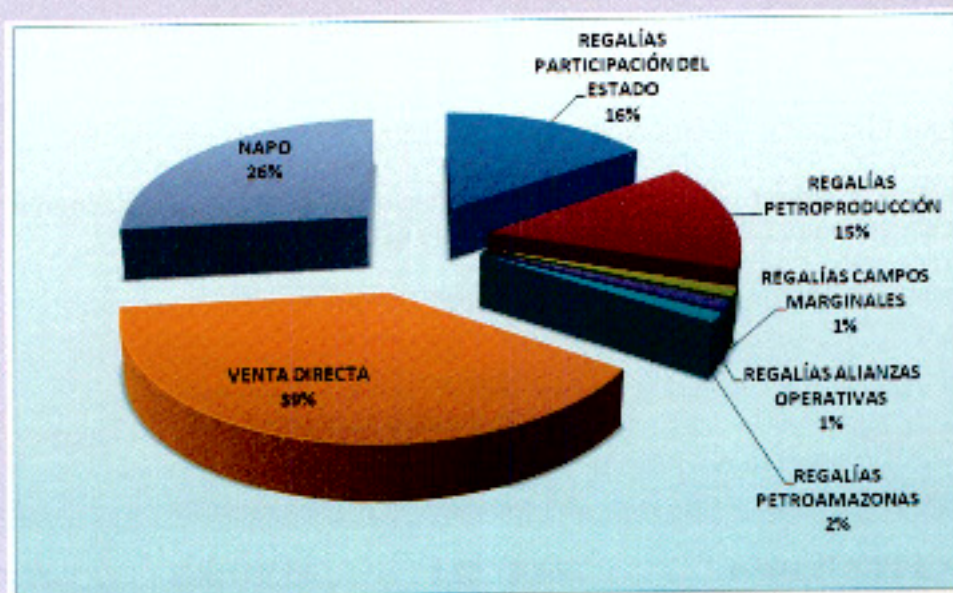


Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

PETROECUADOR, durante el periodo enero-diciembre, exportó un volumen de 83,8 millones de barriles de crudo Oriente y Napo, de los cuales 32,8 millones correspondieron a "Ventas Directas, 12,5 millones de barriles a "Regalías", 13,0 millones a "Regalías Participación del Estado"; 1,1 millones de barriles "Regalías Campos Marginales, 1,1 millones de barriles "Regalías Alianzas Operativas"; 1,1 millones de barriles a "Regalías Petroamazonas" 21,9 millones de barriles como crudo Napo (incluye Bloque 15, Participación del Bloque 16 y Petroecuador Napo), con respecto al año 2008 existe un incremento del 8,2%.

Exportación de crudo de Petroecuador por cuentas Enero-Diciembre 2009



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

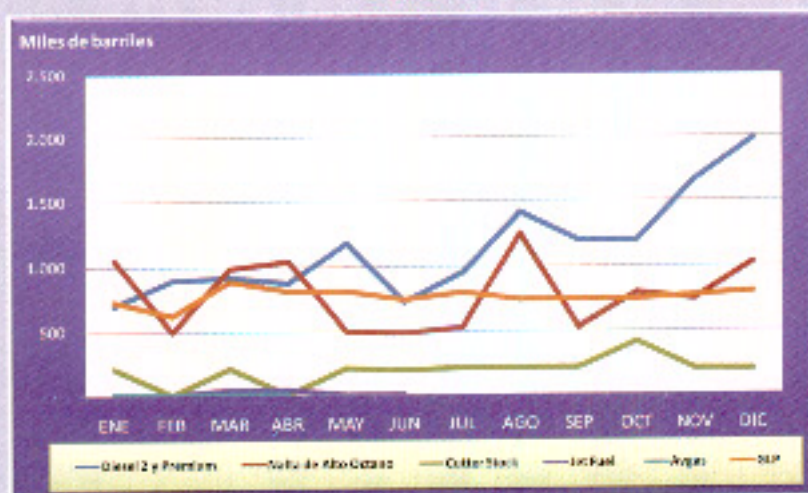
Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

El comportamiento del precio de exportación de crudo Oriente y Napo de Petroecuador en el año 2009 durante el primer no estuvo en el nivel por donde se había planificado, pero a partir del mes de abril su precio fue incrementándose y llegando en el mes mayo a sobrepasar el precio estimado, llegando hasta fines de año a estar por sobre lo programado, significando mayores ingresos para el presupuesto general del Estado, además la actual administración ha hecho sus mayores esfuerzos disminuyendo considerablemente el diferencial con respecto al WTI o precio promedio marcador, mejorando los precios de exportación del crudo de Petroecuador.

IMPORTACIÓN DE DERIVADOS

En la actualidad parte de las importaciones de derivados ingresan como materia prima a las refinerías como es el caso de la Nafta de Alto Octano, Cutter Stock, mientras que los productos como GLP, Diesel 2 y Premium ingresan directamente al mercado interno, durante el año 2009 el volumen de importación de derivados fue de 35.2 millones de la importación por productos tuvo un incremento considerable en el diesel 2 debido al fuerte estiaje que sufrió el País y fue necesario realizar importaciones adicionales que no estaban programadas con un volumen de 14.5 millones de barriles con una variación de 29.6 con respecto al año 2008. Productos como la Nafta de Alto Octano, GLP y Cutter Stock tuvieron cumplimientos normales.

Importación de derivados Enero-Diciembre 2009 Cifras en barriles



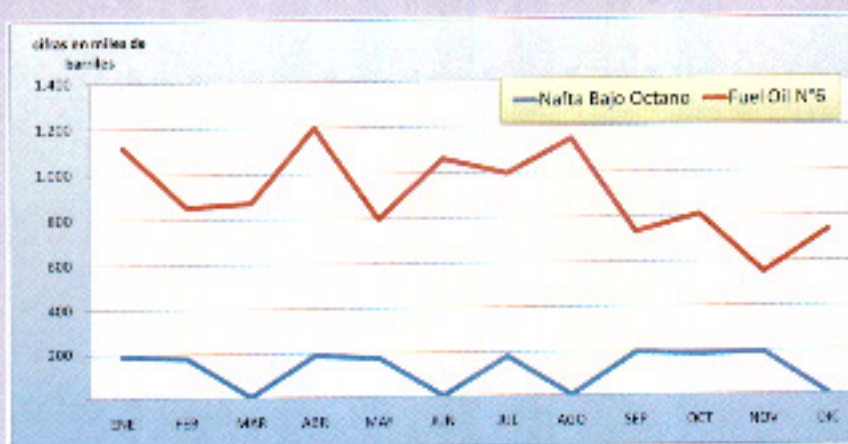
Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

EXPORTACIÓN DE DERIVADOS

Una vez satisfecho el consumo interno de derivados para el país, quedan disponibles para exportación, volúmenes excedentes de varios derivados, tales como: Fuel Oil #6 y nafta de bajo octano. En el período de análisis se exportó un volumen total de 12.3 millones de barriles, de los cuales 1,5 millones de barriles corresponden a nafta de bajo octano y 10.9 millones de barriles a Fuel Oil #6. Si lo comparamos con la exportación realizada en el año 2008, significa un incremento del 9,0%.

Exportación de derivados Enero-Diciembre 2009 Cifras en barriles



Fuente: Gerencia de Comercio Internacional

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas

TABLA 69: EXPORTACIÓN TOTAL (CRUDO ORIENTE Y NAPO) REALIZADO POR PETROECUADOR
Año 2009

Meses	CRUDO ORIENTE				CRUDO NAPO				TOTAL CRUDO			
	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bl	VALOR US\$ FOB
ENERO	5.242.240	27,40	143.632.168,80	2.207.675	28,28	62.381.049,47	7.449.916	27,85	206.023.218,37			
FEBRERO	4.538.204	29,14	132.270.845,65	1.417.763	17,44	24.718.281,92	5.956.967	26,35	156.989.827,57			
MARZO	5.348.395	29,80	157.393.179,90	1.436.878	23,16	33.306.126,41	6.785.273	38,30	246.322.306,31			
ABRIL	4.905.942	42,58	208.873.584,95	1.823.725	34,43	62.825.951,20	6.729.667	40,32	273.699.536,15			
MAYO	5.482.565	50,92	278.152.022,94	1.437.970	45,60	65.887.387,83	6.926.565	50,43	348.039.410,77			
JUNIO	4.922.745	54,42	267.110.183,41	1.477.569	52,34	77.134.700,67	6.400.714	53,84	343.244.884,08			
JULIO	4.817.555	55,75	268.387.435,15	2.194.752	54,28	119.128.618,60	7.012.307	55,88	387.516.053,75			
AGOSTO	5.953.085	65,51	389.015.877,36	2.138.450	62,81	133.862.715,67	8.091.538	64,75	523.878.593,02			
SEPTIEMBRE	4.741.249	64,81	307.265.165,15	2.218.007	62,84	139.592.081,53	6.959.255	64,21	446.857.246,68			
OCTUBRE	4.821.224	70,45	339.579.946,38	1.692.535	57,68	97.556.952,36	6.513.759	58,71	382.136.897,74			
NOVIEMBRE	4.381.858	71,57	313.566.392,04	1.351.523	69,71	94.242.222,38	5.733.381	71,13	407.841.614,42			
DICIEMBRE	5.454.459	67,22	366.864.204,03	2.458.206	67,89	166.875.743,78	7.912.654	67,40	533.739.947,81			
TOTAL	61.513.853	54,34	3.342.763.882,85	21.955.753	50,87	1.116.945.651,82	83.469.706	53,43	4.459.709.534,67			
Ene-Dic 2008	54.318.538	53,85	2.960.368.438,64	23.163.782	82,04	1.900.305.351,76	77.480.320	53,38	4.060.673.790,40			
Var % 09/08	13,25	-35,28	52,70	-5,22	-37,96	-41,22	7,73	-35,92	-30,87			

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, Dirección Nacional de Hidrocarburos

Elaboración: Coordinación General de Planificación Estratégica, PETROECUADOR

**TABLA 70: EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE REALIZADA POR PETROECUADOR
CLASIFICADA POR CUENTAS**
Año 2009

Mes	RENTA DIRECTA			REGALÍAS PETROEXPLORACIÓN			REGALÍAS PARTICIPACIÓN DEL ESTADO			REGALÍAS CAMPO MARINERAS			REGALÍAS ALZANAS OPERATIVAS (1)			REGALÍAS PETROADICIONALES			TOTAL (2)				
	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ FOB		
ENERO	1.865.730	27,08	50.537.436,28	1.139.279	27,07	30.843.624,48	716.252	25,06	18.328.361,30	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	2.302.246	27,40	145.032.182,58		
FEBRERO	2.304.371	28,12	64.792.444,08	1.595.537	28,16	45.119.160,69	719.076	28,10	20.320.128,51	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.520.334	28,14	152.219.345,36		
MARZO	3.512.811	28,28	99.209.583,37	1.028.598	28,20	28.918.391,72	1.077.186	28,15	30.425.784,20	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	5.548.385	28,28	213.813.478,80		
ABRIL	3.076.036	27,22	83.749.372,34	854.131	27,24	23.268.426,78	1.032.872	27,20	28.191.145,08	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.268.342	27,22	212.275.504,35		
MAYO	3.110.271	27,40	85.228.228,25	868.354	27,40	23.782.091,09	1.102.743	27,40	30.362.508,41	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	5.468.365	27,40	218.182.028,84		
JUNIO	2.882.007	26,26	75.702.079,68	1.307.121	26,26	34.519.042,83	1.116.168	26,26	29.302.038,50	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.822.748	26,26	217.170.182,41		
JULIO	2.893.363	27,47	79.273.171,02	1.210.361	27,46	33.428.147,07	883.884	27,46	24.289.575,95	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.817.285	27,46	213.387.453,15		
AGOSTO	2.086.888	27,03	56.393.168,20	1.077.510	27,03	29.336.312,31	1.188.029	27,03	32.071.058,41	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	3.082.266	27,03	83.559.377,25		
SEPTIEMBRE	1.534.631	26,58	40.602.303,40	1.009.042	26,58	26.714.620,20	1.111.860	26,58	29.513.947,71	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.741.249	26,58	100.225.102,35		
OCTUBRE	1.719.327	27,41	47.126.055,54	1.303.349	27,41	35.919.074,09	1.072.446	27,41	29.597.394,21	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	4.821.204	27,41	130.079.950,29		
NOVIEMBRE	1.894.814	27,21	51.558.170,06	1.044.556	27,21	28.620.317,30	987.378	27,21	27.061.039,67	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	2.414.945	27,21	54.081.860,04		
DICIEMBRE	3.002.818	28,07	84.350.572,41	1.190.735	28,07	33.407.338,02	1.171.303	28,07	32.871.382,08	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	3.002.818	28,07	87.358.760,50		
TOTAL	32.782.631	27,19	900.887.884,26	12.463.349	27,19	337.131.076,49	13.834.462	27,19	374.348.167,51	1.267.363	27,19	34.391.336,67	1.093.630	27,19	29.641.336,67	1.093.630	27,19	29.641.336,67	1.341.258	36.071.422,13	34.134.913.913.913	27,19	935.342.783.913.913
En los meses	34	172.007	9.350	2.971.358.961,37	15.10.817	40.403.025,53	10.783.882	27,19	29.871.382,08	1.267.363	27,19	34.391.336,67	1.093.630	27,19	29.641.336,67	1.093.630	27,19	29.641.336,67	1.341.258	36.071.422,13	34.134.913.913.913	27,19	935.342.783.913.913
En el mes	412	40,03	16.420	10.000	24,00	24.000	24,00	576	24,00	576	24,00	576	24,00	576	24,00	576	24,00	576	12,00	30,23	30,23	30,23	

Nota: (1) Incluye el Crudo Oriente que se exporta directamente por el valor de 60.551.405 Bbl para el mes de agosto del 2009, más el monto de 1.000 Bbl que se exportó por la DNE.

Elaboración: Contratación General de Petróleo - (Petroecuator, Petroec, 2009).

TABLA 71: DESGLOSE EXPORTACIÓN DE CRUDOORIENTE "VENTA DIRECTA"

Cifras en barriles
Año 2009

MES	CRUDO REDUCIDO GAS NATURAL	AGIP	TMACUNO	ESPOL	PETROMAZONAS S.A.	PARTICIPACIÓN ESTADO				ALIANZAS OPERATIVAS				PETROECUADOR ORIENTE	TOTAL VENTA DIRECTA
						TECNEQUADOR	ABC	EQUADORILC	ANDES	PETROBELL	VICTOR HUGO RUIALES	ATACAMA - MACHUJAC	MAURO DAMASC	PARASO, BIZUNO, BUACHITO	
ENERO	438.537	340.345	166.424	66.367	702.040	-	-	-	-	-	-	94.761	1.212.928	360.500	3.386.730
FEBRERO	397.824	378.000	92.338	60.000	729.377	-	-	-	-	-	-	83.885	878.517	420.820	3.064.370
MARZO	-	377.810	216.082	30.000	722.101	-	-	368.295	-	-	-	90.842	931.125	467.454	3.312.811
ABRIL	485.020	377.528	105.811	48.887	715.958	-	-	-	-	-	-	105.093	632.236	447.983	3.018.539
MAYO	160.000	585.790	202.331	48.887	1.084.882	-	-	-	-	-	-	-	748.708	482.983	3.312.221
JUNIO	140.475	882.910	150.210	65.937	720.032	-	107.162	-	-	-	-	-	422.805	355.758	2.685.907
JULIO	686.294	-	132.581	68.657	718.761	-	-	-	-	-	-	-	880.384	-	2.893.360
AGOSTO	-	-	185.587	66.697	1.150.899	-	-	-	124.003	-	-	-	-	-	2.688.680
SEPTIEMBRE	-	123.200	175.223	66.697	738.168	-	-	-	373.309	-	-	-	-	-	1.834.851
OCTUBRE	342.005	455.285	170.536	55.067	-	-	-	-	-	370.704	-	-	-	-	1.772.827
NOVIEMBRE	257.944	258.104	150.288	58.857	707.554	-	-	-	-	-	-	-	365.358	-	1.894.914
DICIEMBRE	-	533.155	200.000	70.147	754.719	-	-	-	473.480	217.458	-	-	475.000	336.203	3.002.600
TOTAL	2.931.456	4.134.105	2.141.009	708.147	8.847.427	-	107.052	1.358.998	588.272	-	-	-	379.881	2.544.716	32.765.610
FEB-DIC-2008	3.063.705	4.658.707	3.268.256	672.845	13.105.721	245.275	386.566	830.167	-	250.000	-	-	855.502	1.247.488	34.172.877
Var % 2008	4,32	11,48	34,49	5,25	32,69	-	-72,34	112,48	-	-	-	-	42,13	7,97	4,12

Fuente: Genera de Comercio Internacional
Coordinación General de Planificación - Participación Estatal, PETROECUADOR

TABLA 72: EXPORTACIÓN CRUDO NAPO REALIZADO POR PETROECUADOR
Año 2009

Meses	CRUDO BLOQUE 15				PARTICIPACIÓN PETROSOL YPE BLOQUE 16				PETROECUADOR NAPO			
	CONTRATO COMPRAVENTA		CONVENIO VENEZUELA		CONTRATO COMPRAVENTA		CONVENIO VENEZUELA		CONTRATO COMPRAVENTA		CONVENIO VENEZUELA	
	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl
ENERO	-	-	1.411.822	26,16	40.523.545,46	-	-	755,673	23,45	21.797.704,01	2.237.570	28,20
FEBRERO	-	-	1.396.724	30,00	16.108.683,34	-	-	381.042	15,73	5.521.136,08	1.417.733	17,44
MARZO	-	-	1.438.376	22,13	30.306.120,41	-	-	-	-	-	1.638.614	26,18
ABRIL	730.223	41,26	30.307.440,81	32,51	23.540.270,10	-	-	359,571	24,94	9.894.242,41	1.821.126	34,43
MAYO	-	-	-	-	-	-	-	716,971	49,44	54.839.590,25	1.437.370	49,50
JUNIO	246.443	62,75	25.520.926,55	33,494	22.048.689,54	-	-	779,300	61,01	44.512.733,65	1.477.560	60,34
JULIO	390.002	54,19	16.523.500,66	32,14	34.525.198,40	1.153,738	55,70	390.000	63,71	22.537.342,00	2.194.752	54,20
AGOSTO	347.415	83,63	22.775.583,70	37,635	45.245.410,82	-	-	-	-	-	2.138.500	52,51
SEPTIEMBRE	319.545	61,04	23.170.025,54	33,54	40.457.154,50	38,323	64,10	377.906	61,16	23.052.736,20	2.219.207	52,54
OCTUBRE	340.500	62,32	21.344.307,06	60,50	47.493.330,91	342,190	64,71	333.430	72,02	23.936.483,54	1.680.003	67,00
NOVIEMBRE	684.196	59,33	47.628.871,91	70,43	22.851.875,54	-	-	945.165	59,39	23.853.675,13	1.301.300	59,11
DICIEMBRE	666.324	62,77	43.170.967,82	63,38	50.094.242,65	532,000	69,30	-	-	-	2.459.206	57,54
TOTAL	1.930.328	59,77	204.617.495,16	50,681.559	433.393.842,46	2.189.471	61,20	4.358.782	46,22	210.307.581,33	21.800.133	56,87
Unidad: Bbl	2.163.240	73,54	151.606.725,97	84,85	1.207.076.077,03	2.316.644	100,34	5.045.800	55,71	258.237.059,14	23.163.782	82,04
Var. % (2008)	81,61	-20,08	45,13	-33,78	-45,75	-12,83	-39,36	10,44	-26,81	-18,95	-5,22	-37,99

Nota: A partir de año 2008 se realizó exportación en participación del Estado en Rusia y YPF Bloque 16, desde el territorio marino.

Fuente: Gerencia de Comercialización, Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR.

TABLA 73: EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE Y NAPO REALIZADA POR PETROECUADOR, CLASIFICADA POR REGIONES

Meses	AMÉRICA DEL NORTE		AMERICA CENTRAL Y CARIBE		VALORES DE EXPORTACIONES POR REGIÓN	
	Bariles	US \$ FOB	Bariles	US \$ FOB		
ENERO	4.354.404	123.347.192	2.341.359	62.255.091	VALORES DE EXPORTACIONES POR REGIÓN Bariles US \$ FOB AMÉRICA DEL NORTE AMERICA CENTRAL Y CARIBE AMERICA DEL SUR LEJANO ORIENTE	
FEBRERO	3.208.220	75.599.161	1.255.425	37.533.091		
MARZO	3.075.000	107.131.750	2.590.404	108.186.051		
ABRIL	1.468.562	51.570.172	3.902.197	151.796.041		
MAYO	1.705.106	51.342.042	3.258.074	162.097.040		
JUNIO	2.635.413	171.424.677	2.161.100	133.000.575		
JULIO	1.794.173	59.055.030	3.485.152	194.290.621		
AGOSTO	1.815.623	121.357.493	3.025.643	243.590.637		
SEPTIEMBRE	1.822.752	115.132.906	3.180.500	204.309.072		
OCTUBRE	1.734.091	132.126.931	3.700.616	255.635.777		
NOVIEMBRE	2.141.274	154.026.257	3.732.863	190.822.070		
DICIEMBRE	2.325.402	200.049.222	4.023.089	254.333.000		
TOTAL 2009	28.055.983	1.455.596.285	37.064.262	2.028.488.426		
Meses	AMÉRICA DEL SUR		LEJANO ORIENTE		TOTAL	
	Bariles	US \$ FOB	Bariles	US \$ FOB	Bariles	US \$ FOB
ENERO	754.112	20.424.036	0	0	7.445.915	206.023.219
FEBRERO	1.452.321	40.890.665	0	0	5.056.987	155.989.929
MARZO	715.810	31.003.555	0	0	6.785.274	246.323.398
ABRIL	1.051.377	65.752.743	0	0	6.622.667	279.889.556
MAYO	1.497.357	77.180.656	355.993	17.141.373	6.900.910	348.035.411
JUNIO	1.553.224	93.611.032	0	0	6.400.714	409.244.984
JULIO	1.732.552	93.628.477	0	0	7.012.307	382.515.954
AGOSTO	2.360.271	153.030.367	0	0	8.091.538	523.866.693
SEPTIEMBRE	1.966.943	127.363.158	0	0	8.969.256	646.657.217
OCTUBRE	758.152	45.374.430	0	0	8.313.759	440.156.638
NOVIEMBRE	797.554	55.932.416	0	0	5.733.661	407.841.562
DICIEMBRE	2.005.760	135.357.000	0	0	8.943.064	602.739.546
TOTAL 2009	17.170.275	958.483.450	359.569	17.141.373	83.470.108	4.459.709.535

Fuente: Reportes de Guardia de Control Internacional, PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación y Control de Regionales, PETROECUADOR

Tabla 74
EXPORTACIÓN DE CRUDO POR PAÍS DE DESTINO

Meses	ESTADOS UNIDOS		EL SALVADOR		PERÚ		PANAMÁ	
	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR
	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB
ENERO	4 354 434	122 342 130	341 990	6 732 420	754 112	26 454 636	1 546 463	32 413 686
FEBRERO	3 309 030	75 592 181	0	0	733 540	22 963 648	1 036 495	37 533 081
MARZO	3 315 080	137 121 730	0	0	719 010	31 363 036	2 090 464	436 165 561
ABRIL	1 468 582	61 572 172	0	0	1 174 482	36 257 624	3 082 197	151 755 641
MAYO	1 708 036	61 546 342	0	0	719 380	37 459 624	1 286 174	132 367 040
JUNIO	2 032 413	121 424 677	336 777	23 494 626	738 146	47 703 416	1 021 242	114 945 619
JULIO	1 400 361	77 137 757	0	0	246 355	11 852 207	3 747 274	180 305 434
AGOSTO	1 816 363	121 207 489	0	0	252 320	25 548 049	3 365 010	246 563 627
SEPTIEMBRE	1 622 752	116 162 096	359 503	23 432 343	336 363	26 032 322	2 323 037	180 673 130
OCTUBRE	1 734 364	122 128 321	341 839	24 432 115	0	0	2 418 035	224 113 962
NOVIEMBRE	2 110 274	154 028 257	0	0	0	0	2 752 053	156 822 573
DICIEMBRE	3 325 444	253 437 169	0	0	0	0	2 363 427	267 236 377
TOTAL 2007	28 632 813	1 432 823 271	1 402 764	68 136 843	5 807 385	271 232 342	36 373 236	1 857 963 774

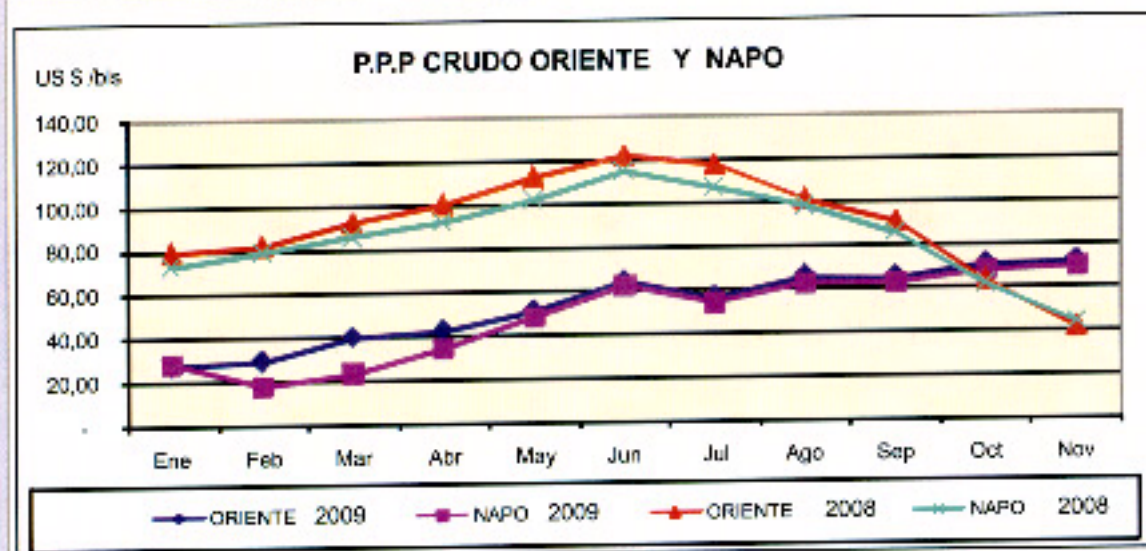
Meses	CHINA		CHILE		COLOMBIA		VENEZUELA		TOTAL	
	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR	VOLUMEN	VALOR
	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB	(Bbl)	US\$ FOB
ENERO	0	0	0	0	0	0	0	0	7 449 315	208 223 216
FEBRERO	0	0	253 578	21 167 016	0	0	0	0	5 559 367	158 089 926
MARZO	0	0	0	0	0	0	0	0	6 785 274	248 232 306
ABRIL	0	0	217 417	16 465 119	0	0	0	0	6 502 997	276 084 556
MAYO	336 363	17 541 323	258 486	16 363 216	419 533	22 752 736	0	0	6 503 336	348 034 411
JUNIO	0	0	812 454	51 248 184	0	0	0	0	6 402 714	406 244 834
JULIO	0	0	1 322 732	32 214 635	468 189	22 315 032	0	0	7 012 337	306 615 334
AGOSTO	0	0	1 353 632	132 511 468	0	0	369 046	26 272 340	6 061 530	525 608 836
SEPTIEMBRE	0	0	1 569 251	131 367 236	0	0	0	0	6 065 230	446 867 217
OCTUBRE	0	0	732 352	49 214 430	0	0	0	0	6 313 759	446 128 838
NOVIEMBRE	0	0	737 354	56 532 419	0	0	0	0	5 752 661	437 341 582
DICIEMBRE	0	0	1 807 153	62 131 305	0	0	0	0	8 345 064	632 759 549
TOTAL 2007	336 363	17 141 373	16 251 342	581 638 949	525 731 33	45 648 345 67	366 046	26 272 340	83 470 168	4 489 706 525

Fuente: Reportes de Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR.

Elaboración: Coordinación General de Permisos y Control de Programación, PETROECUADOR.

TABLA 75: PRECIO PROMEDIO DE EXPORTACIÓN DE CRUDO ORIENTE Y NAPO

Meses	PROMEDIO GRADO API		PRECIO CRUDO US\$ FOB/bi Balao			
	2009		2009		2008	
	ORIENTE	NAPO	ORIENTE	NAPO	ORIENTE	NAPO
Enero	23,4	18,9	27,40	28,26	79,22	72,56
Febrero	23,3	18,7	29,14	17,44	81,83	79,05
Marzo	23,3	18,7	39,83	23,18	91,85	85,42
Abril	23,5	18,7	42,58	34,43	99,94	92,19
Mayo	23,4	18,7	50,92	48,60	112,20	101,58
Junio	23,3	18,7	64,42	62,34	121,66	114,67
Julio	23,3	18,7	56,75	54,26	117,31	107,08
Agosto	23,2	18,7	65,51	62,61	100,86	97,68
Septiembre	23,6	18,7	64,61	62,94	90,24	85,15
Octubre	23,6	18,3	70,45	67,68	63,33	61,37
Noviembre	23,6	18,3	71,57	69,71	41,76	43,80
Diciembre	23,5	18,3	67,22	67,89	24,56	28,73
P.P.P. AÑO (a)	23,4	18,7	54,34	50,87	83,96	82,04



Nota: a) Precio promedio ponderado anual

Fuente: Reportes Gerencia Comercio Internacional, PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación- Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 76: EXPORTACIÓN DE CRUDOORIENTE Y NAPO REALIZADA POR COMPAÑÍAS PRIVADAS

Cifras en Barriles

Año 2009

Mes	REPSOL YPF		CITY ORIENTE	PETRO-ORIENTAL 14 Y 17		CANADÁ GRANDE		PERENCO		AGIP OL		ECUADOR TLC		TECPE- CUADOR		PETRÓLEO SUDAME- RICANOS		PETROBELL TIGÜINO		SUELO PETROL		TOTAL (b)
	BALAO	QCP	BALAO	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	BALAO	QCP	
ENERO		709.325	946.301	0	280.000	0	249.726	0	395.571	414.117	158.565	361.451	158.565	63.000	100.000	63.000	0	63.000	0	0	0	3.330.064
FEBRERO	16.389	722.919	949.119	0	280.000	0	278.655	0	359.889	349.317	359.889	351.451	359.889	42.453	120.000	42.453	36.320	42.453	36.320	0	0	3.504.273
MARZO	49.251	350.054	878.577	0	310.000	5.000	-	377.252	130.000	0	377.252	377.252	377.252	130.000	105.000	80.255	20.000	80.255	20.000	0	0	2.798.502
ABRIL	0	1.440.540	949.584	0	279.152	10.000	0	484.742	395.565	50.000	484.742	395.565	395.565	50.000	80.000	61.000	6.000	61.000	6.000	0	0	3.725.254
MAYO	0	874.544	976.483	0	319.758	0	0	482.744	395.650	0	482.744	395.650	395.650	0	80.000	61.000	6.000	61.000	6.000	0	0	3.273.404
JUNIO	0	377.571	947.545	0	351.289	0	0	350.715	377.655	102.000	350.715	377.655	377.655	102.000	79.000	56.470	8.000	56.470	8.000	0	0	2.877.283
JULIO	0	549.671	570.000	0	439.485	0	0	440.165	737.321	0	440.165	737.321	737.321	0	80.000	124.767	0	124.767	0	0	0	3.541.388
AGOSTO	0	777.019	770.000	0	356.483	8.500	0	445.742	357.215	0	445.742	357.215	357.215	0	90.000	0	4.089	0	4.089	0	0	2.823.047
SEPTIEMBRE	0	342.562	718.083	0	200.000	0	0	0	356.384	125.000	356.384	356.384	125.000	125.000	120.000	62.377	4.784	62.377	4.784	0	0	1.932.700
OCTUBRE	0	774.917	719.159	0	439.544	0	0	730.770	304.189	0	730.770	304.189	304.189	0	82.000	65.209	0	65.209	0	0	0	3.125.785
NOVIEMBRE	0	755.090	507.977	0	349.353	8.500	0	369.781	359.684	80.000	369.781	359.684	359.684	80.000	116.000	0	0	0	0	0	0	2.846.975
DICIEMBRE	0	439.171	854.808	0	353.757	0	0	238.589	359.777	0	238.589	359.777	359.777	0	122.000	127.443	2.320	127.443	2.320	0	0	2.508.844
TOTAL 2009	65.760	8.516.624	10.394.116	0	3.566.823	32.000	526.380	349.317	4.874.969	4.710.393	656.566	4.710.393	4.710.393	656.566	1.194.000	713.112	85.483	713.112	85.483	0	0	36.087.534
Ene-Dic/2008	190.753	11.171.965	12.050.449	508.450	4.925.911	47.770	4.142.800	3.400.753	4.880.222	8.033.624	830.000	8.033.624	8.033.624	830.000	1.236.763	874.626	20.157	874.626	20.157	0	0	49.911.323
Var % 09/08	-65,5	-23,8	-13,7	-100,0	-19,4	-33,0	-67,3	-89,7	-4,2	-21,9	4,2	-21,9	-21,9	4,2	-3,6	-10,5	321,5	-10,5	321,5	-27,7	-27,7	-27,7

a) Se basan en las exportaciones de Agip OL, debido a que dicha compañía exporta directamente, sus volúmenes por concepto de los en este caso.

b) En los volúmenes de exportación de Perenco (14 y 17) incluyen devoluciones por concepto de IVA.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR.

Elaboración: Gerencia General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR.

**TABLA 77: EXPORTACIÓN DE FUEL OIL #6,
REALIZADA POR PETROECUADOR**

Meses	Año 2008				Año 2009				VARIACIÓN 2009/2008		
	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bbl	VALOR US\$ CSF	VOLUMEN Bls	PRECIO US\$/bbl	VALOR US\$ C&F	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %		
ENERO	1.544.919	71,98	111.200.853,68	1.118.865	37,80	42.288.645,70	-27,8	-47,5	-62,0		
FEBRERO	787.463	70,28	55.340.028,10	851.441	40,65	34.613.892,40	8,1	-42,2	-37,5		
MARZO	1.010.865	75,66	76.481.480,81	871.972	39,93	34.616.818,34	-13,7	-47,2	-54,5		
ABRIL	1.150.821	60,49	69.634.625,94	1.198.870	45,17	54.148.610,42	4,2	-43,9	-41,5		
MAYO	1.331.218	87,92	117.044.362,10	784.591	54,64	43.412.703,02	-40,3	-37,9	-82,9		
JUNIO	786.178	98,46	78.181.421,11	1.059.263	61,05	64.666.270,38	34,7	-38,6	-17,3		
JULIO	955.034	110,93	105.853.967,32	993.763	62,94	62.444.704,85	4,1	-43,2	-40,9		
AGOSTO	1.347.096	99,57	134.130.489,47	1.144.888	68,69	78.643.535,39	-15,0	-31,0	-41,4		
SEPTIEMBRE	1.292.887	96,54	111.856.085,41	732.748	65,97	48.340.502,50	-43,3	-23,8	-56,8		
OCTUBRE	890.893	63,48	47.642.602,61	808.057	69,06	55.803.348,39	-8,3	20,1	17,1		
NOVIEMBRE	1.326.621	41,20	54.652.400,96	551.374	74,59	41.125.920,42	-58,4	81,1	-24,8		
DICIEMBRE	1.154.531	32,12	37.393.099,47	734.938	71,18	52.312.290,07	-36,3	121,6	41,1		
TOTAL	13.578.727	75,26	1.021.960.440,00	10.860.810	56,41	612.817.185,68	-20,0	-25,1	-40,1		

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación- Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 78:
EXPORTACIÓN DE OTROS PRODUCTOS, REALIZADA POR PETROECUADOR

Meses	Año 2008			Año 2009			VARIACIÓN 09/08		
	VOLUMEN Bls	PRECIO US \$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN Bls	PRECIO US \$/bl	VALOR US\$ FOB	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
NAFTA BAJO OCTANO	1.837,359	88,28	162.198.853,76	1.473.505	39,99	58.922.384,68	-19,80	-54,70	-63,67
ENERO	0	0,00	0,00	187.554	43,97	8.246.711,87			
FEBRERO	189.177	90,90	17.195.840,69	178.462	43,07	7.685.625,65	-5,66	-52,62	-55,30
MARZO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
ABRIL	181.284	103,05	18.681.468,48	187.665	47,77	8.964.513,09	3,52	-53,65	-52,01
MAYO	0	0,00	0,00	175.153	63,54	11.126.763,74			
JUNIO	180.287	128,53	23.172.140,27	0	0,00	0,00			
JULIO	189.795	120,22	22.816.562,74	177.772	58,41	10.384.249,17	-6,33	-51,41	-54,49
AGOSTO	189.335	112,34	21.269.867,39	0	0,00	0,00			
SEPTIEMBRE	174.596	138,24	24.136.556,40	193.447	64,68	12.512.500,16	10,80	-53,21	-48,16
OCTUBRE	366.940	65,16	23.911.430,14	183.333	65,15	11.944.493,28	-50,04	-0,02	-50,05
NOVIEMBRE	177.190	34,85	6.174.376,92	190.119	73,43	13.959.905,84	7,30	110,72	126,08
DICIEMBRE	188.755	25,85	4.840.810,73	0	0,00	0,00			
DICIEMBRE	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
TOTAL	1.837.359	88,28	162.198.853,76	1.473.505	39,99	58.922.384,68	-19,80	-54,70	-63,67

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación-Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 79: IMPORTACIÓN DE GLP, REALIZADA POR PETROECUADOR (a)

Mes	Año 2008				Año 2009				VARIACIÓN 08/09			
	VOLUMEN Bls.	PRECIO US\$/Bls.	VALOR US\$ C.F. (a)	VOLUMEN Bls.	PRECIO US\$/Bls.	VALOR US\$ C.F. (a)	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %			
ENERO	801.800	75,63	60.641.289,01	724.721	40,82	29.581.053,57	-9,6	-46,0	-61,2			
FEBRERO	711.283	72,78	51.789.762,32	617.655	37,05	22.886.352,24	-13,2	-49,1	-55,8			
MARZO	773.190	75,49	58.369.605,85	882.288	37,70	33.263.881,42	14,1	-50,1	-43,0			
ABRIL	772.798	80,92	62.531.911,30	805.344	37,06	29.945.435,79	4,2	-54,2	-52,3			
MAYO	796.840	86,66	69.046.253,19	800.510	40,78	32.844.480,14	0,5	-52,9	-52,7			
JUNIO	742.930	92,48	68.708.778,00	734.020	46,01	33.769.922,04	-1,2	-60,3	-50,9			
JULIO	823.947	91,83	75.498.391,90	784.473	43,09	34.231.724,87	-3,6	-53,0	-54,7			
AGOSTO	820.092	80,88	66.163.241,95	738.152	48,56	36.481.777,27	-10,2	-38,8	-44,9			
SEPTIEMBRE	735.194	74,34	54.850.283,81	737.542	50,43	37.234.730,14	0,3	-32,1	-31,9			
OCTUBRE	797.108	49,97	39.829.771,40	738.345	50,84	37.321.696,67	-7,5	1,4	-6,3			
NOVIEMBRE	785.963	38,40	29.414.185,78	765.681	51,50	39.434.233,80	0,0	34,1	34,1			
DICIEMBRE	745.274	39,38	29.345.555,70	743.734	60,09	44.687.903,40	-0,2	52,6	52,3			
TOTAL Bis.	9.285.426	71,71	665.969.030,21	9.079.044	45,31	411.383.191,35	-2,2	-36,8	-38,2			
TOTAL TM.	797.118	835,47	665.969.030,21	779.317	527,88	411.383.191,35	-2,2	-36,8	-38,2			

Notas: a) Contrato con la Compañía Indagadora de Valores S.A. En el precio se incluye el valor por adelantado en la factura.

b) No incluye valor del IVA, gastos administrativos, pago de tributos por recuperación del producto en Ecuador, valor pago CCMP y costo de seguro que son aproximadamente del 14,0%.

c) A partir del 1° de Noviembre del 2009, FLOPEC entrega a Petroecuador GLP a través de una GSA.

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Petróleo Estratégico, PETROECUADOR

TABLA 80: IMPORTACIÓN DE DERIVADOS REALIZADA POR PETROECUADOR (a)

PRODUCTOS	Año 2008			Año 2009			VARIACIÓN % 09/08		
	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VALOR USD C&F (b)	VOLUMEN Bbl	PRECIO USD/Bbl	VALOR USD C&F (b)	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
TOTAL DIESEL OIL	11.159,66 9	125,96	1.405.651.593,9 6	14.459,65 0	76,05	1.099.681.449,9 7	29,6	-39,62	-21,77
DIESEL OIL	461.536	99,47	45.967.366,78	3.004.942	79,41	306.484.842,42	741,7	-20,2	572,8
ENERO	219.482	118,42	25.952.774,00	2	0,00	0,00			
FEBRERO	0	0,00	0,00	200.995	85,56	17.151.484,83			
MARZO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
ABRIL	0	0,00	0,00	210.336	81,86	17.194.475,47			
MAYO	0	0,00	0,00	230.936	70,00	16.143.931,20			
JUNIO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
JULIO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
AGOSTO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
SEPTIEMBRE	0	0,00	0,00	258.702	91,21	23.571.651,57			
OCTUBRE	0	0,00	0,00	1.257.671	87,39	109.074.188,67			
NOVIEMBRE	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
DICIEMBRE	242.064	85,04	20.554.561,56	1.006.012	91,70	89.665.965,61	229,3	6,0	340,5
DIESEL CONVENIO VENEZUELA	8.196,837	126,85	1.144.461.171,03	8.026,981	73,82	596.907.069,30	-12,4	-41,0	-48,4
ENERO	707.690	129,53	91.540.745,02	479.736	84,10	40.095.704,84	-32,2	-34,4	-53,9
FEBRERO	470.891	112,36	52.807.004,79	474.372	82,10	38.948.181,04	-0,0	-26,5	-47,8
MARZO	715.371	127,41	91.177.001,70	479.421	84,56	40.500.931,10	-33,0	-37,3	-71,4
ABRIL	474.591	124,42	58.946.012,95	488.770	80,89	39.533.584,71	-5,7	-34,2	-67,0
MAYO	632.223	143,09	90.576.222,12	484.314	84,56	40.812.721,48	-25,0	-38,6	-68,0
JUNIO	473.942	156,06	73.945.024,40	573.374	84,96	48.555.847,33	-19,2	-38,4	-59,0
JULIO	1.166.610	137,06	159.233.222,03	851.382	79,61	67.553.007,39	-19,3	-41,6	-96,0
AGOSTO	1.180.685	144,47	170.211.123,09	1.161.180	79,61	92.035.779,07	-0,8	-44,0	-45,1
SEPTIEMBRE	883.256	131,46	116.999.579,12	715.062	82,73	58.933.456,42	-17,7	-37,3	-68,1
OCTUBRE	719.622	127,30	91.543.193,31	960.121	81,33	78.025.010,20	-33,4	-35,7	-74,2
NOVIEMBRE	1.240.155	85,05	105.548.568,50	498.780	89,10	44.364.087,95	-60,5	4,7	-58,5
DICIEMBRE	477.890	83,34	40.114.812,28	400.302	89,14	35.686.267,44	-16,2	0,0	0,4
DIESEL CONVENIO ENAP CHILE	-	-	-	1.882.543	84,61	159.699.320,79	0,0	0,0	0,0
JUNIO				482.552	75,30	36.271.431,51			
JULIO				233.553	75,34	17.529.434,45			
AGOSTO				0	0,00	0,00			
SEPTIEMBRE				0	0,00	0,00			
OCTUBRE	0	0,00	0,00	227.645	90,77	20.582.665,80			
NOVIEMBRE				400.246	87,10	34.855.133,49			
DICIEMBRE				226.747	93,40	21.032.305,50			
DIESEL PREMIUM CONVENIO VENEZUELA	1.531,495	140,57	215.263.061,34	885.802	67,26	59.980.517,46	-43,2	-52,1	-72,3
ENERO				216.142	65,02	14.063.437,41			
FEBRERO				214.255	64,50	13.870.291,51			
MARZO				233.349	62,11	14.473.669,35			
ABRIL				0	0,00	0,00			
MAYO	73.658	144,74	10.650.690,90	0	0,00	0,00			
JUNIO	755.386	170,76	129.071.818,17	0	0,00	0,00			
JULIO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
AGOSTO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00			
SEPTIEMBRE	264.139	131,35	34.658.055,45	0	0,00	0,00			
OCTUBRE	215.794	100,55	21.710.063,46	0	0,00	0,00			
NOVIEMBRE	0,00	0,00	0,00	215.346	88,40	19.041.990,84			
DICIEMBRE	216.534	83,84	18.176.021,05	0	0,00	0,00			

Nota:

a) Se negaron los volúmenes de los productos importados cuando estos llegaron al país.

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

c) De la importación de 236.252 bbls de diesel se descargo en tanques de Refinería La Libertad 65.888 bbls que la diferencia 169.854 bbls utilizó como diésel para obtener fuel OIL en Comarcas.

Fuente: Gerencia de Comercio Internacional, PETROECUADOR

Elaboración: Coordinación General de Planificación - Planificación Estratégica, PETROECUADOR

TABLA 81: IMPORTACIÓN DE NAFTA DE ALTO OCTANO Y CUTTER STOCK REALIZADA POR PETROECUADOR (a)

PRODUCTOS	Año 2008			Año 2009			VARIACIÓN % 08/09		
	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ CDF (B)	VOLUMEN Bbl	PRECIO US\$/Bbl	VALOR US\$ CDF (B)	VOLUMEN %	PRECIO %	VALOR %
TOTAL NAFTA DE ALTO OCTANO	7.413.112	108,70	806.372.322,77	9.376.986	80,36	753.497.879,43	26,5	-26,13	-6,56
NAFTA ALTO OCTANO	1.046.242	78,32	82.064.793,36	1.280.111	58,29	135.642.642,43	89,6	-12,3	66,2
ENERO	0	0,00	0,00	267.315	58,29	15.568.158,45	0,0	0,0	0,0
FEBRERO	244.417	107,01	26.103.503,00	0	0,00	0,00	3,3	0,0	0,0
MARZO	0	0,00	0,00	454.965	71,29	32.430.061,64	0,0	0,0	0,0
ABRIL	203.367	118,51	24.061.202,73	515.795	71,29	36.917.019,04	63,5	-40,2	15,1
MAYO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
JUNIO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
JULIO	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
AGOSTO	0	0,00	0,00	222.105	94,27	21.017.730,00	2,4	0,0	2,4
SEPTIEMBRE	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
OCTUBRE	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
NOVIEMBRE	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
DICIEMBRE	515.161	43,26	22.363.015,73	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
NAFTA ALTO OCTANO CONVENIO VENEZUELA	6.283.570	118,69	736.187.242,41	6.581.086	80,43	526.022.531,23	8,3	-32,8	-29,4
ENERO	473.362	90,30	42.823.883,83	303.307	52,83	16.015.000,37	47,9	-41,7	-62,4
FEBRERO	269.007	102,44	27.441.082,79	490.389	56,73	28.056.663,95	100,1	-44,8	-36,6
MARZO	127.773	110,12	14.064.170,05	304.307	52,56	16.015.000,37	57,3	-40,5	-58,7
ABRIL	279.923	121,08	33.823.883,83	515.795	71,29	36.917.069,05	8,5	-32,7	-34,6
MAYO	403.364	120,06	48.403.155,13	458.408	75,88	34.515.969,05	2,8	-40,2	-31,6
JUNIO	479.965	142,05	68.187.187,34	458.408	75,88	34.515.969,05	1,1	-44,1	-45,0
JULIO	113.842	141,38	16.105.536,14	304.307	52,56	16.015.000,37	2,8	-40,2	-31,6
AGOSTO	118.968	122,07	14.503.371,52	1.022.476	90,63	92.622.944,17	42,8	-38,1	-10,1
SEPTIEMBRE	113.842	121,08	13.804.511,85	304.307	52,56	16.015.000,37	2,8	-40,2	-31,6
OCTUBRE	203.367	88,71	18.058.361,88	304.307	52,56	16.015.000,37	2,8	-40,2	-31,6
NOVIEMBRE	84.363	57,36	4.813.323,65	458.408	75,88	34.515.969,05	2,8	-40,2	-31,6
DICIEMBRE	0	0,00	0,00	515.161	58,29	30.022.882,00	0,0	0,0	0,0
NAFTA ALTO OCTANO CONVENIO OPAF CHILE	0	0,00	0,00	1.095.790	21,43	23.462.182,75	0,0	0,0	0,0
OCTUBRE	0	0,00	0,00	222.105	21,43	4.761.000,00	0,0	0,0	0,0
NOVIEMBRE	0	0,00	0,00	70.103	21,43	1.503.750,00	0,0	0,0	0,0
DICIEMBRE	0	0,00	0,00	90.107	21,43	1.941.000,00	0,0	0,0	0,0
CUTTER STOCKS (c)	3.540.591	110,18	390.189.032,39	2.244.284	81,46	184.536.420,82	39,9	-27,3	-52,8
ENERO	40.317	107,02	43.063.870,64	303.307	73,29	22.215.000,00	41,0	-31,2	-53,1
FEBRERO	257.489	103,71	26.653.322,88	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
MARZO	415.973	107,07	44.581.000,00	213.417	81,88	17.463.969,05	48,5	-22,7	-61,6
ABRIL	203.364	107,08	21.814.000,00	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0
MAYO	403.363	124,14	50.075.155,15	304.307	81,88	25.015.000,00	23,5	-34,7	-51,6
JUNIO	203.363	110,41	22.411.000,00	304.307	81,88	25.015.000,00	2,3	-36,7	-50,6
JULIO	203.363	110,41	22.411.000,00	304.307	81,88	25.015.000,00	2,3	-36,7	-50,6
AGOSTO	415.972	141,38	58.854.000,00	213.417	90,50	19.282.882,00	43,6	-36,4	-44,7
SEPTIEMBRE	113.842	121,08	13.804.511,85	304.307	81,88	25.015.000,00	13,0	-38,3	-50,8
OCTUBRE	0	0,00	0,00	415.973	86,27	35.811.000,00	0,0	0,0	0,0
NOVIEMBRE	415.973	63,36	26.352.873,36	103.363	81,88	8.515.000,00	0,0	0,0	0,0
DICIEMBRE	415.973	62,36	25.943.969,12	103.363	81,88	8.515.000,00	0,0	0,0	0,0

Nota:

a) Se registran los volúmenes de los productos importados cuando estos llegan al país.

b) No incluye valor del IVA, gastos operacionales, pago de otros por nacionalización del producto en Aduanas, valor pago CORPEI y costo de seguro que con aproximadamente de 14,5% del valor CIF.

c) Importación de diésel para mezcla con valiosos para obtener Fuel Oil 4, Fuel Oil 5, Fuel Oil 6, Fuel Oil 7, Fuel Oil 8, Fuel Oil 9, Fuel Oil 10, Fuel Oil 11, Fuel Oil 12, Fuel Oil 13, Fuel Oil 14, Fuel Oil 15, Fuel Oil 16, Fuel Oil 17, Fuel Oil 18, Fuel Oil 19, Fuel Oil 20, Fuel Oil 21, Fuel Oil 22, Fuel Oil 23, Fuel Oil 24, Fuel Oil 25, Fuel Oil 26, Fuel Oil 27, Fuel Oil 28, Fuel Oil 29, Fuel Oil 30, Fuel Oil 31, Fuel Oil 32, Fuel Oil 33, Fuel Oil 34, Fuel Oil 35, Fuel Oil 36, Fuel Oil 37, Fuel Oil 38, Fuel Oil 39, Fuel Oil 40, Fuel Oil 41, Fuel Oil 42, Fuel Oil 43, Fuel Oil 44, Fuel Oil 45, Fuel Oil 46, Fuel Oil 47, Fuel Oil 48, Fuel Oil 49, Fuel Oil 50, Fuel Oil 51, Fuel Oil 52, Fuel Oil 53, Fuel Oil 54, Fuel Oil 55, Fuel Oil 56, Fuel Oil 57, Fuel Oil 58, Fuel Oil 59, Fuel Oil 60, Fuel Oil 61, Fuel Oil 62, Fuel Oil 63, Fuel Oil 64, Fuel Oil 65, Fuel Oil 66, Fuel Oil 67, Fuel Oil 68, Fuel Oil 69, Fuel Oil 70, Fuel Oil 71, Fuel Oil 72, Fuel Oil 73, Fuel Oil 74, Fuel Oil 75, Fuel Oil 76, Fuel Oil 77, Fuel Oil 78, Fuel Oil 79, Fuel Oil 80, Fuel Oil 81, Fuel Oil 82, Fuel Oil 83, Fuel Oil 84, Fuel Oil 85, Fuel Oil 86, Fuel Oil 87, Fuel Oil 88, Fuel Oil 89, Fuel Oil 90, Fuel Oil 91, Fuel Oil 92, Fuel Oil 93, Fuel Oil 94, Fuel Oil 95, Fuel Oil 96, Fuel Oil 97, Fuel Oil 98, Fuel Oil 99, Fuel Oil 100, Fuel Oil 101, Fuel Oil 102, Fuel Oil 103, Fuel Oil 104, Fuel Oil 105, Fuel Oil 106, Fuel Oil 107, Fuel Oil 108, Fuel Oil 109, Fuel Oil 110, Fuel Oil 111, Fuel Oil 112, Fuel Oil 113, Fuel Oil 114, Fuel Oil 115, Fuel Oil 116, Fuel Oil 117, Fuel Oil 118, Fuel Oil 119, Fuel Oil 120, Fuel Oil 121, Fuel Oil 122, Fuel Oil 123, Fuel Oil 124, Fuel Oil 125, Fuel Oil 126, Fuel Oil 127, Fuel Oil 128, Fuel Oil 129, Fuel Oil 130, Fuel Oil 131, Fuel Oil 132, Fuel Oil 133, Fuel Oil 134, Fuel Oil 135, Fuel Oil 136, Fuel Oil 137, Fuel Oil 138, Fuel Oil 139, Fuel Oil 140, Fuel Oil 141, Fuel Oil 142, Fuel Oil 143, Fuel Oil 144, Fuel Oil 145, Fuel Oil 146, Fuel Oil 147, Fuel Oil 148, Fuel Oil 149, Fuel Oil 150, Fuel Oil 151, Fuel Oil 152, Fuel Oil 153, Fuel Oil 154, Fuel Oil 155, Fuel Oil 156, Fuel Oil 157, Fuel Oil 158, Fuel Oil 159, Fuel Oil 160, Fuel Oil 161, Fuel Oil 162, Fuel Oil 163, Fuel Oil 164, Fuel Oil 165, Fuel Oil 166, Fuel Oil 167, Fuel Oil 168, Fuel Oil 169, Fuel Oil 170, Fuel Oil 171, Fuel Oil 172, Fuel Oil 173, Fuel Oil 174, Fuel Oil 175, Fuel Oil 176, Fuel Oil 177, Fuel Oil 178, Fuel Oil 179, Fuel Oil 180, Fuel Oil 181, Fuel Oil 182, Fuel Oil 183, Fuel Oil 184, Fuel Oil 185, Fuel Oil 186, Fuel Oil 187, Fuel Oil 188, Fuel Oil 189, Fuel Oil 190, Fuel Oil 191, Fuel Oil 192, Fuel Oil 193, Fuel Oil 194, Fuel Oil 195, Fuel Oil 196, Fuel Oil 197, Fuel Oil 198, Fuel Oil 199, Fuel Oil 200, Fuel Oil 201, Fuel Oil 202, Fuel Oil 203, Fuel Oil 204, Fuel Oil 205, Fuel Oil 206, Fuel Oil 207, Fuel Oil 208, Fuel Oil 209, Fuel Oil 210, Fuel Oil 211, Fuel Oil 212, Fuel Oil 213, Fuel Oil 214, Fuel Oil 215, Fuel Oil 216, Fuel Oil 217, Fuel Oil 218, Fuel Oil 219, Fuel Oil 220, Fuel Oil 221, Fuel Oil 222, Fuel Oil 223, Fuel Oil 224, Fuel Oil 225, Fuel Oil 226, Fuel Oil 227, Fuel Oil 228, Fuel Oil 229, Fuel Oil 230, Fuel Oil 231, Fuel Oil 232, Fuel Oil 233, Fuel Oil 234, Fuel Oil 235, Fuel Oil 236, Fuel Oil 237, Fuel Oil 238, Fuel Oil 239, Fuel Oil 240, Fuel Oil 241, Fuel Oil 242, Fuel Oil 243, Fuel Oil 244, Fuel Oil 245, Fuel Oil 246, Fuel Oil 247, Fuel Oil 248, Fuel Oil 249, Fuel Oil 250, Fuel Oil 251, Fuel Oil 252, Fuel Oil 253, Fuel Oil 254, Fuel Oil 255, Fuel Oil 256, Fuel Oil 257, Fuel Oil 258, Fuel Oil 259, Fuel Oil 260, Fuel Oil 261, Fuel Oil 262, Fuel Oil 263, Fuel Oil 264, Fuel Oil 265, Fuel Oil 266, Fuel Oil 267, Fuel Oil 268, Fuel Oil 269, Fuel Oil 270, Fuel Oil 271, Fuel Oil 272, Fuel Oil 273, Fuel Oil 274, Fuel Oil 275, Fuel Oil 276, Fuel Oil 277, Fuel Oil 278, Fuel Oil 279, Fuel Oil 280, Fuel Oil 281, Fuel Oil 282, Fuel Oil 283, Fuel Oil 284, Fuel Oil 285, Fuel Oil 286, Fuel Oil 287, Fuel Oil 288, Fuel Oil 289, Fuel Oil 290, Fuel Oil 291, Fuel Oil 292, Fuel Oil 293, Fuel Oil 294, Fuel Oil 295, Fuel Oil 296, Fuel Oil 297, Fuel Oil 298, Fuel Oil 299, Fuel Oil 300, Fuel Oil 301, Fuel Oil 302, Fuel Oil 303, Fuel Oil 304, Fuel Oil 305, Fuel Oil 306, Fuel Oil 307, Fuel Oil 308, Fuel Oil 309, Fuel Oil 310, Fuel Oil 311, Fuel Oil 312, Fuel Oil 313, Fuel Oil 314, Fuel Oil 315, Fuel Oil 316, Fuel Oil 317, Fuel Oil 318, Fuel Oil 319, Fuel Oil 320, Fuel Oil 321, Fuel Oil 322, Fuel Oil 323, Fuel Oil 324, Fuel Oil 325, Fuel Oil 326, Fuel Oil 327, Fuel Oil 328, Fuel Oil 329, Fuel Oil 330, Fuel Oil 331, Fuel Oil 332, Fuel Oil 333, Fuel Oil 334, Fuel Oil 335, Fuel Oil 336, Fuel Oil 337, Fuel Oil 338, Fuel Oil 339, Fuel Oil 340, Fuel Oil 341, Fuel Oil 342, Fuel Oil 343, Fuel Oil 344, Fuel Oil 345, Fuel Oil 346, Fuel Oil 347, Fuel Oil 348, Fuel Oil 349, Fuel Oil 350, Fuel Oil 351, Fuel Oil 352, Fuel Oil 353, Fuel Oil 354, Fuel Oil 355, Fuel Oil 356, Fuel Oil 357, Fuel Oil 358, Fuel Oil 359, Fuel Oil 360, Fuel Oil 361, Fuel Oil 362, Fuel Oil 363, Fuel Oil 364, Fuel Oil 365, Fuel Oil 366, Fuel Oil 367, Fuel Oil 368, Fuel Oil 369, Fuel Oil 370, Fuel Oil 371, Fuel Oil 372, Fuel Oil 373, Fuel Oil 374, Fuel Oil 375, Fuel Oil 376, Fuel Oil 377, Fuel Oil 378, Fuel Oil 379, Fuel Oil 380, Fuel Oil 381, Fuel Oil 382, Fuel Oil 383, Fuel Oil 384, Fuel Oil 385, Fuel Oil 386, Fuel Oil 387, Fuel Oil 388, Fuel Oil 389, Fuel Oil 390, Fuel Oil 391, Fuel Oil 392, Fuel Oil 393, Fuel Oil 394, Fuel Oil 395, Fuel Oil 396, Fuel Oil 397, Fuel Oil 398, Fuel Oil 399, Fuel Oil 400, Fuel Oil 401, Fuel Oil 402, Fuel Oil 403, Fuel Oil 404, Fuel Oil 405, Fuel Oil 406, Fuel Oil 407, Fuel Oil 408, Fuel Oil 409, Fuel Oil 410, Fuel Oil 411, Fuel Oil 412, Fuel Oil 413, Fuel Oil 414, Fuel Oil 415, Fuel Oil 416, Fuel Oil 417, Fuel Oil 418, Fuel Oil 419, Fuel Oil 420, Fuel Oil 421, Fuel Oil 422, Fuel Oil 423, Fuel Oil 424, Fuel Oil 425, Fuel Oil 426, Fuel Oil 427, Fuel Oil 428, Fuel Oil 429, Fuel Oil 430, Fuel Oil 431, Fuel Oil 432, Fuel Oil 433, Fuel Oil 434, Fuel Oil 435, Fuel Oil 436, Fuel Oil 437, Fuel Oil 438, Fuel Oil 439, Fuel Oil 440, Fuel Oil 441, Fuel Oil 442, Fuel Oil 443, Fuel Oil 444, Fuel Oil 445, Fuel Oil 446, Fuel Oil 447, Fuel Oil 448, Fuel Oil 449, Fuel Oil 450, Fuel Oil 451, Fuel Oil 452, Fuel Oil 453, Fuel Oil 454, Fuel Oil 455, Fuel Oil 456, Fuel Oil 457, Fuel Oil 458, Fuel Oil 459, Fuel Oil 460, Fuel Oil 461, Fuel Oil 462, Fuel Oil 463, Fuel Oil 464, Fuel Oil 465, Fuel Oil 466, Fuel Oil 467, Fuel Oil 468, Fuel Oil 469, Fuel Oil 470, Fuel Oil 471, Fuel Oil 472, Fuel Oil 473, Fuel Oil 474, Fuel Oil 475, Fuel Oil 476, Fuel Oil 477, Fuel Oil 478, Fuel Oil 479, Fuel Oil 480, Fuel Oil 481, Fuel Oil 482, Fuel Oil 483, Fuel Oil 484, Fuel Oil 485, Fuel Oil 486, Fuel Oil 487, Fuel Oil 488, Fuel Oil 489, Fuel Oil 490, Fuel Oil 491, Fuel Oil 492, Fuel Oil 493, Fuel Oil 494, Fuel Oil 495, Fuel Oil 496, Fuel Oil 497, Fuel Oil 498, Fuel Oil 499, Fuel Oil 500, Fuel Oil 501, Fuel Oil 502, Fuel Oil 503, Fuel Oil 504, Fuel Oil 505, Fuel Oil 506, Fuel Oil 507, Fuel Oil 508, Fuel Oil 509, Fuel Oil 510, Fuel Oil 511, Fuel Oil 512, Fuel Oil 513, Fuel Oil 514, Fuel Oil 515, Fuel Oil 516, Fuel Oil 517, Fuel Oil 518, Fuel Oil 519, Fuel Oil 520, Fuel Oil 521, Fuel Oil 522, Fuel Oil 523, Fuel Oil 524, Fuel Oil 525, Fuel Oil 526, Fuel Oil 527, Fuel Oil 528, Fuel Oil 529, Fuel Oil 530, Fuel Oil 531, Fuel Oil 532, Fuel Oil 533, Fuel Oil 534, Fuel Oil 535, Fuel Oil 536, Fuel Oil 537, Fuel Oil 538, Fuel Oil 539, Fuel Oil 540, Fuel Oil 541, Fuel Oil 542, Fuel Oil 543, Fuel Oil 544, Fuel Oil 545, Fuel Oil 546, Fuel Oil 547, Fuel Oil 548, Fuel Oil 549, Fuel Oil 550, Fuel Oil 551, Fuel Oil 552, Fuel Oil 553, Fuel Oil 554, Fuel Oil 555, Fuel Oil 556, Fuel Oil 557, Fuel Oil 558, Fuel Oil 559, Fuel Oil 560, Fuel Oil 561, Fuel Oil 562, Fuel Oil 563, Fuel Oil 564, Fuel Oil 565, Fuel Oil 566, Fuel Oil 567, Fuel Oil 568, Fuel Oil 569, Fuel Oil 570, Fuel Oil 571, Fuel Oil 572, Fuel Oil 573, Fuel Oil 574, Fuel Oil 575, Fuel Oil 576, Fuel Oil 577, Fuel Oil 578, Fuel Oil 579, Fuel Oil 580, Fuel Oil 581, Fuel Oil 582, Fuel Oil 583, Fuel Oil 584, Fuel Oil 585, Fuel Oil 586, Fuel Oil 587, Fuel Oil 588, Fuel Oil 589, Fuel Oil 590, Fuel Oil 591, Fuel Oil 592, Fuel Oil 593, Fuel Oil 594, Fuel Oil 595, Fuel Oil 596, Fuel Oil 597, Fuel Oil 598, Fuel Oil 599, Fuel Oil 600, Fuel Oil 601, Fuel Oil 602, Fuel Oil 603, Fuel Oil 604, Fuel Oil 605, Fuel Oil 606, Fuel Oil 607, Fuel Oil 608, Fuel Oil 609, Fuel Oil 610, Fuel Oil 611, Fuel Oil 612, Fuel Oil 613, Fuel Oil 614, Fuel Oil 615, Fuel Oil 616, Fuel Oil 617, Fuel Oil 618, Fuel Oil 619, Fuel Oil 620, Fuel Oil 621, Fuel Oil 622, Fuel Oil 623, Fuel Oil 624, Fuel Oil 625, Fuel Oil 626, Fuel Oil 627, Fuel Oil 628, Fuel Oil 629, Fuel Oil 630, Fuel Oil 631, Fuel Oil 632, Fuel Oil 633, Fuel Oil 634, Fuel Oil 635, Fuel Oil 636, Fuel Oil 637, Fuel Oil 638, Fuel Oil 639, Fuel Oil 640, Fuel Oil 641, Fuel Oil 642, Fuel Oil 643, Fuel Oil 644, Fuel Oil 645, Fuel Oil 646, Fuel Oil 647, Fuel Oil 648, Fuel Oil 649, Fuel Oil 650, Fuel Oil 651, Fuel Oil 652, Fuel Oil 653, Fuel Oil 654, Fuel Oil 655, Fuel Oil 656, Fuel Oil 657, Fuel Oil 658, Fuel Oil 659, Fuel Oil 660, Fuel Oil 661, Fuel Oil 662, Fuel Oil 663, Fuel Oil 664, Fuel Oil 665, Fuel Oil 666, Fuel Oil 667, Fuel Oil 668, Fuel Oil 669, Fuel Oil 670, Fuel Oil 671, Fuel Oil 672, Fuel Oil 673, Fuel Oil 674, Fuel Oil 675, Fuel Oil 676, Fuel Oil 677, Fuel Oil 678, Fuel Oil 679, Fuel Oil 680, Fuel Oil 681, Fuel Oil 682, Fuel Oil 683, Fuel Oil 684, Fuel Oil 685, Fuel Oil 686, Fuel Oil 687, Fuel Oil 688, Fuel Oil 689, Fuel Oil 690, Fuel Oil 691, Fuel Oil 692, Fuel Oil 693, Fuel Oil 694, Fuel Oil 695, Fuel Oil 696, Fuel Oil 697, Fuel Oil 698, Fuel Oil 699, Fuel Oil 700, Fuel Oil 701, Fuel Oil 702, Fuel Oil 703, Fuel Oil 704, Fuel Oil 705, Fuel Oil 706, Fuel Oil 707, Fuel Oil 708, Fuel Oil 709, Fuel Oil 710, Fuel Oil 711, Fuel Oil 712, Fuel Oil 713, Fuel Oil 714, Fuel Oil 715, Fuel Oil 716, Fuel Oil 717, Fuel Oil 718, Fuel Oil 719, Fuel Oil 720, Fuel Oil 721, Fuel Oil 722, Fuel Oil 723, Fuel Oil 724, Fuel Oil 725, Fuel Oil 726, Fuel Oil 727, Fuel Oil 728, Fuel Oil 729, Fuel Oil 730, Fuel Oil 731, Fuel Oil 732, Fuel Oil 733, Fuel Oil 734, Fuel Oil 735, Fuel Oil 736, Fuel Oil 737, Fuel Oil 738, Fuel Oil 739, Fuel Oil 740, Fuel Oil 741, Fuel Oil 742, Fuel Oil 743, Fuel Oil 744, Fuel Oil 745, Fuel Oil 746, Fuel Oil 747, Fuel Oil 748, Fuel Oil 749, Fuel Oil 750, Fuel Oil 751, Fuel Oil 752, Fuel Oil 753, Fuel Oil 754, Fuel Oil 755, Fuel Oil 756, Fuel Oil 757, Fuel Oil 758, Fuel Oil 759, Fuel Oil 760, Fuel Oil 761, Fuel Oil 762, Fuel Oil 763, Fuel Oil 764, Fuel Oil 765, Fuel Oil 766, Fuel Oil 767, Fuel Oil 768, Fuel Oil 769, Fuel Oil 770, Fuel Oil 771, Fuel Oil 772, Fuel Oil 773, Fuel Oil 774, Fuel Oil 775, Fuel Oil 776, Fuel Oil 777, Fuel Oil 778, Fuel Oil 779, Fuel Oil 780, Fuel Oil 781, Fuel Oil 782, Fuel Oil 783, Fuel Oil 784, Fuel Oil 785, Fuel Oil 786, Fuel Oil 787, Fuel Oil 788, Fuel Oil 789, Fuel Oil 790, Fuel Oil 791, Fuel Oil 792, Fuel Oil 793, Fuel Oil 794, Fuel Oil 795, Fuel Oil 796, Fuel Oil 797, Fuel Oil 798, Fuel Oil 799, Fuel Oil 800, Fuel Oil 801, Fuel Oil 802, Fuel Oil 803, Fuel Oil 804, Fuel Oil 805, Fuel Oil 806, Fuel Oil 807, Fuel Oil 808, Fuel Oil 809, Fuel Oil 810, Fuel Oil 811, Fuel Oil 812, Fuel Oil 813, Fuel Oil 814, Fuel Oil 815, Fuel Oil 816, Fuel Oil 817, Fuel Oil 818, Fuel Oil 819, Fuel Oil 820, Fuel Oil 821, Fuel Oil 822, Fuel Oil 823, Fuel Oil 824, Fuel Oil 825, Fuel Oil 826, Fuel Oil 827, Fuel Oil 828, Fuel Oil 829, Fuel Oil 830, Fuel Oil 831, Fuel Oil 832, Fuel Oil 833, Fuel Oil 834, Fuel Oil 835, Fuel Oil 836, Fuel Oil 837, Fuel Oil 838, Fuel Oil 839, Fuel Oil 840, Fuel Oil 841, Fuel Oil 842, Fuel Oil 843, Fuel Oil 844, Fuel Oil 845, Fuel Oil 846, Fuel Oil 847, Fuel Oil 848, Fuel Oil 849, Fuel Oil 850, Fuel Oil 851, Fuel Oil 852, Fuel Oil 853, Fuel Oil 854, Fuel Oil 855, Fuel Oil 856, Fuel Oil 857, Fuel Oil 858, Fuel Oil 859, Fuel Oil 860, Fuel Oil 861, Fuel Oil 862, Fuel Oil 863, Fuel Oil 864, Fuel Oil 865, Fuel Oil 866, Fuel Oil 867, Fuel Oil 868, Fuel Oil 869, Fuel Oil 870, Fuel Oil 871, Fuel Oil 872, Fuel Oil 873, Fuel Oil 874, Fuel Oil 875, Fuel Oil 876, Fuel Oil 877, Fuel Oil 878, Fuel Oil 879, Fuel Oil 880, Fuel Oil 881, Fuel Oil 882, Fuel Oil 883, Fuel Oil 884, Fuel Oil 885, Fuel Oil 886, Fuel Oil 887, Fuel Oil 888, Fuel Oil 889, Fuel Oil 890, Fuel Oil 891, Fuel Oil 892, Fuel Oil 893, Fuel Oil 894, Fuel Oil 895, Fuel Oil 896, Fuel Oil 897, Fuel Oil 898, Fuel Oil 899, Fuel Oil 900, Fuel Oil 901, Fuel Oil 902, Fuel Oil 903, Fuel Oil 904, Fuel Oil 905, Fuel Oil 906, Fuel Oil 907, Fuel Oil 908, Fuel Oil 909, Fuel Oil 910, Fuel Oil 911, Fuel Oil 912, Fuel Oil 913, Fuel Oil 914, Fuel Oil 915, Fuel Oil 916, Fuel Oil 917, Fuel Oil 918, Fuel Oil 919, Fuel Oil 920, Fuel Oil 921, Fuel Oil 922, Fuel Oil 923, Fuel Oil 924, Fuel Oil 925, Fuel Oil 926, Fuel Oil 927, Fuel Oil 928, Fuel Oil 929, Fuel Oil 930, Fuel Oil 931, Fuel Oil 932, Fuel Oil 933, Fuel Oil 934, Fuel Oil 935, Fuel Oil 936, Fuel Oil 937, Fuel Oil 938, Fuel Oil 939, Fuel Oil 940, Fuel Oil 941, Fuel Oil 942, Fuel Oil 943, Fuel Oil 944, Fuel Oil 945, Fuel Oil 946, Fuel Oil 947, Fuel Oil 948, Fuel Oil 949, Fuel Oil 950, Fuel Oil 951, Fuel Oil 952, Fuel Oil 953, Fuel Oil 954, Fuel Oil 955, Fuel Oil 956, Fuel Oil 957, Fuel Oil 958, Fuel Oil 959, Fuel Oil 960, Fuel Oil 961, Fuel Oil 962, Fuel Oil 963, Fuel Oil 964, Fuel Oil 965, Fuel Oil 966, Fuel Oil 967, Fuel Oil 968, Fuel Oil 969, Fuel Oil 970, Fuel Oil 971, Fuel Oil 972, Fuel Oil 973, Fuel Oil 974, Fuel Oil 975, Fuel Oil 976, Fuel Oil 977, Fuel Oil 978, Fuel Oil 979, Fuel Oil 980, Fuel Oil 981, Fuel Oil 982, Fuel Oil 983, Fuel Oil 984, Fuel Oil 985, Fuel Oil 986, Fuel

ESTADÍSTICAS

Internacionales

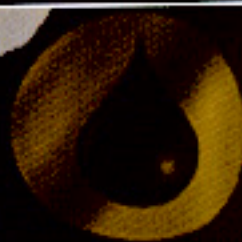


TABLA 82: RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO POR PAÍS

Período 2004 - 2008

Cifras en MMBL

REGIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	VAR % 08/07
Norte América	26.243,0	26.579,0	26.899,0	25.872,0	26.217,0	1,3%
Canada	4.352,0	5.208,0	4.942,0	4.900,0	4.900,0	0,0%
Estados Unidos	21.891,0	21.371,0	21.757,0	20.972,0	21.317,0	1,6%
América Latina	118.978,2	118.455,0	124.233,9	137.397,0	210.507,0	53,2%
Argentina	2.478,0	2.320,0	2.468,0	2.587,0	2.616,0	1,1%
Brasil	11.243,0	11.772,0	12.182,0	12.624,0	12.624,0	0,0%
Colombia	1.478,0	1.453,0	1.506,0	1.510,0	1.510,0	0,0%
Ecuador	5.180,0	5.180,0	5.180,0	6.368,0	6.511,0	2,2%
México	14.803,0	13.670,0	12.850,0	12.187,0	12.187,0	0,0%
Venezuela	79.729,2	80.012,0	87.324,0	99.377,0	172.323,0	73,4%
Otros	4.067,0	4.048,0	2.723,9	2.744,0	2.738,0	-0,3%
East Europe	126.095,0	127.266,0	128.852,0	128.979,0	128.979,0	0,0%
Former USSR	125.224,0	126.372,0	128.020,0	128.146,0	128.146,0	0,0%
Otros	871,0	894,0	832,0	833,0	833,0	0,0%
West Europe	17.174,0	16.952,0	15.369,0	14.913,0	14.805,0	-0,7%
Denmark	1.327,0	1.277,0	1.157,0	1.113,0	1.113,0	0,0%
Norway	9.722,0	9.697,0	8.548,0	8.172,0	8.172,0	0,0%
United Kingdom	3.998,0	3.670,0	3.593,0	3.593,0	3.593,0	0,0%
Otros	2.127,0	2.108,0	2.071,0	2.035,0	1.927,0	-5,3%
Medio Oriente	748.423,0	751.690,0	754.616,0	750.619,0	762.258,0	0,2%
R Iran	132.460,0	136.270,0	138.400,0	136.150,0	137.620,0	1,1%
Iraq	115.000,0	115.000,0	115.000,0	115.000,0	115.000,0	0,0%
Kuwait	101.500,0	101.500,0	101.500,0	101.500,0	101.500,0	0,0%
Oman	5.572,0	5.572,0	5.572,0	5.572,0	5.572,0	0,0%
Qatar	25.494,0	25.288,0	26.185,0	25.090,0	25.405,0	1,3%
Arabia Saudita	284.310,0	284.211,0	284.251,0	284.209,0	284.063,0	-0,1%
Syrian Arab Republic	3.159,0	3.000,0	3.000,0	2.500,0	2.500,0	0,0%
Emiratos Arabes Unidos	97.800,0	97.800,0	97.800,0	97.800,0	97.800,0	0,0%
Otros	3.128,0	3.049,0	2.908,0	2.796,0	2.796,0	0,0%
Africa	113.183,5	117.372,0	118.794,0	121.348,0	122.041,0	0,6%
Argelia	11.350,0	12.270,0	12.200,0	12.200,0	12.200,0	0,0%
Angola	9.035,0	9.050,0	9.330,0	9.500,0	9.500,0	0,0%
Egipto	3.620,0	3.720,0	3.720,0	4.070,0	4.070,0	0,0%
Gabon	2.190,0	2.146,0	1.995,0	1.995,0	1.995,0	0,0%
SP Libyan AJ	39.126,0	41.464,0	41.464,0	43.663,0	44.271,0	1,4%
Nigeria	35.876,2	36.220,0	37.200,0	37.200,0	37.200,0	0,0%
Sudan	6.405,0	6.402,0	6.615,0	6.700,0	6.700,0	0,0%
Otros	5.581,3	6.100,0	6.270,0	6.020,0	6.105,0	1,4%
Asia y Pacífico	40.243,0	40.641,0	40.964,0	40.223,0	40.278,0	0,1%
Australia	4.057,0	4.158,0	4.158,0	4.158,0	4.158,0	0,0%
Brunei	1.120,0	1.105,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	0,0%
China	15.528,0	15.587,0	15.615,0	15.493,0	15.493,0	0,0%
India	5.565,0	5.919,0	5.693,0	5.459,0	5.459,0	0,0%
Indonesia	4.301,0	4.188,0	4.370,0	3.990,0	3.990,0	0,0%
Malaysia	5.180,0	5.252,0	5.357,0	5.357,0	5.357,0	0,0%
Vietnam	3.084,0	3.119,0	3.250,0	3.410,0	3.410,0	0,0%
Otros	1.428,0	1.313,0	1.321,0	1.156,0	1.211,0	4,8%
TOTAL MUNDIAL	1.190.339,7	1.198.955,0	1.209.527,9	1.219.351,0	1.295.085,0	6,2%

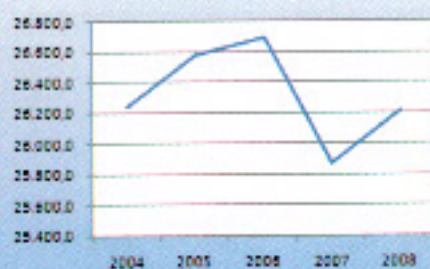
Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

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

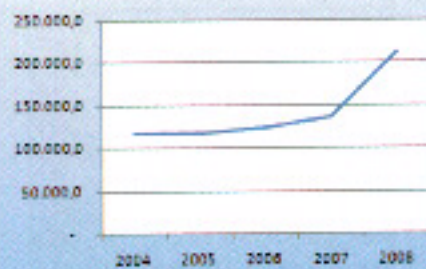
RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO POR PAÍS

Período 2004 - 2008

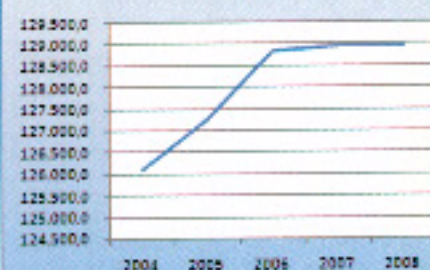
Norte América



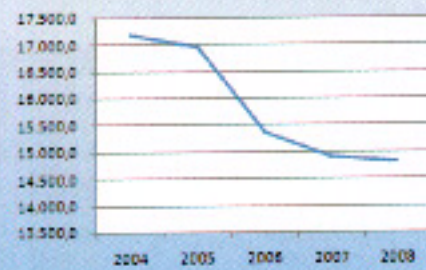
América Latina



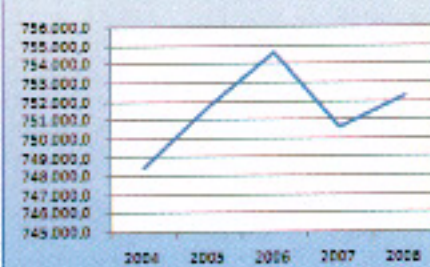
Eastern Europa



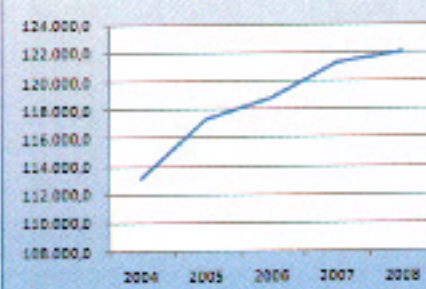
West Europe



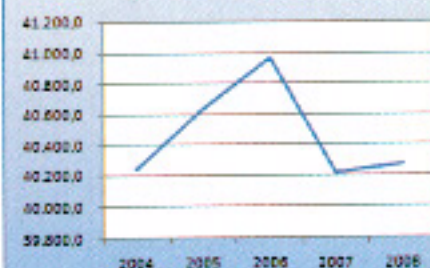
Medio Oriente



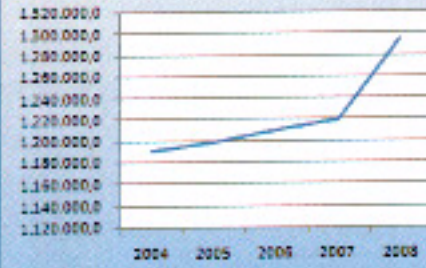
Africa



Asia y Pacífico



TOTAL



Fuente: Reporte Anual DPEP 2008

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR

TABLA 83: PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS

Período 2004 - 2008

Cifras en miles de barriles/día

REGIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	VARI % 2007/04
Norte América	6.023,9	6.530,4	6.447,8	6.409,5	6.303,5	-2,9%
Canadá	140,2	136,0	135,7	138,4	134,7	-2,9%
Estados Unidos	5.470,7	5.778,4	5.702,1	5.701,1	4.954,0	-2,9%
América Latina	9.961,8	10.130,5	10.077,0	9.795,5	9.011,2	0,2%
Argentina	631,7	664,5	657,7	641,5	641,0	0,0%
Brasil	1.477,4	1.533,6	1.722,7	1.748,0	1.812,1	3,7%
Chile	4,0	4,0	3,0	2,0	2,0	0,0%
Colombia	531,3	525,8	531,0	523,5	589,2	11,3%
Ecuador	507,3	511,9	510,4	511,4	501,4	-2,0%
México	3.383,0	3.335,6	3.255,7	3.081,7	2.798,5	-9,2%
Perú	94,1	113	77,6	77,0	69,3	-6,0%
Trinidad y Tobago	122,1	145,0	144,9	120,5	114,7	-4,8%
Venezuela	3.009,4	3.086,8	3.035,0	2.949,5	3.178,5	5,7%
Otros	139,5	133,9	112	134,4	143,9	7,1%
Eastern Europe	10.745,7	11.063,1	11.532,4	11.996,7	12.029,0	0,3%
Albania	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	0,0%
Hungría	22,0	19,0	17,0	16,6	16,0	-3,6%
Rumania	112,1	105,2	99,3	93,2	70,1	-16,2%
Former USSR	10.580,2	10.527,5	11.389,0	11.860,6	11.906,8	0,4%
Otros	24,4	23,4	21,3	19,3	21,1	3,3%
West Europe	5.375,0	4.904,8	4.501,5	4.319,8	4.037,9	-6,5%
Denmark	389,2	377,1	342,0	304,6	279,8	-8,1%
France	22,9	21,8	21,4	19,6	19,6	0,0%
Germany	66,2	66,4	66,7	66,3	59,6	-11,6%
Italy	102,2	114,5	110,2	107,7	99,5	-7,5%
Netherlands	40,8	25,0	26,2	40,2	33,6	-16,4%
Norway	2.797,4	2.552,7	2.353,6	2.210,5	2.107,5	-4,7%
Turkey	43,2	43,5	41,6	41,9	41,6	-0,7%
United Kingdom	1.651,3	1.544,2	1.486,4	1.477,4	1.350,4	-8,8%
Former Yugoslavia	35,0	32,2	32,4	30,8	25,7	-13,3%
Otros	24,8	21,6	21,0	20,8	20,6	-1,0%
Medio Oriente	21.981,5	22.722,0	22.900,0	22.362,0	23.125,3	3,4%
Bahrain	167,1	105,5	183,3	194,7	164,5	-0,1%
Iran	3.634,2	4.091,5	4.072,6	4.030,7	4.055,7	0,6%
Iraq	2.107,1	1.653,2	1.957,2	2.035,2	2.200,5	12,1%
Kuwait	2.288,7	2.573,4	2.664,5	2.574,5	2.876,0	3,9%
Oman	719,7	714,0	687,1	645,4	664,4	2,6%
Qatar	755,3	765,9	802,9	845,3	842,8	-0,3%
Saudi Arabia	8.057,0	9.353,3	9.207,9	9.015,0	9.196,0	4,3%
Syrian Arab Republic	455,0	415,8	400,0	380,0	363,5	-4,3%
Emirate Arabes Unidos	2.343,8	2.370,0	2.568,0	2.529,0	2.572,0	1,7%
Yemen	366,8	360,5	357,3	320,2	287,3	-10,7%
Africa	8.276,9	8.815,7	8.958,4	9.103,9	9.323,7	2,4%
Angola	1.311,4	1.352,0	1.366,9	1.371,5	1.356,0	-1,1%
Algeria	1.000,3	1.241,4	1.384,6	1.684,8	1.695,3	11,9%
Camerun	10,0	82,3	87,5	82,2	80,0	-2,7%
Congo	237,6	241,1	247,2	243,1	259,7	6,0%
Egypt	594,6	578,9	533,1	516,4	516,8	0,1%
Gabon	252,5	253,5	250,0	250,1	243,8	-2,5%
SP/Libyan A/L	1.580,7	1.693,2	1.751,2	1.673,9	1.621,5	-2,8%
Nigeria	2.327,5	2.385,8	2.233,8	2.059,3	2.077,4	-2,0%
Tunisia	69,3	69,6	57,2	90,6	50,0	-4,7%
Otros	613,0	937,0	1.034,9	1.122,1	1.142,2	1,8%
Asia y Pacífico	7.317,1	7.446,0	7.310,7	7.319,6	7.397,7	1,1%
Australia	440,2	443,7	424,1	440,7	463,7	3,3%
Burma	189,7	187,8	198,1	172,9	157,5	-8,9%
China	3.465,0	3.617,2	3.673,5	3.735,0	3.802,1	1,6%
India	662,8	652,1	675,6	664,1	682,0	-0,3%
Indonesia	1.064,4	1.059,3	683,0	837,6	856,7	2,3%
Malaysia	762,4	728,9	704,0	695,3	694,2	-0,2%
Nueva Zelanda	20,2	10,5	18,2	41,7	50,1	44,7%
Otros	572,8	740,5	794,2	703,3	681,4	-3,7%
TOTAL MUNDIAL	70.511,9	71.640,5	71.729,4	71.367,0	72.028,3	0,9%

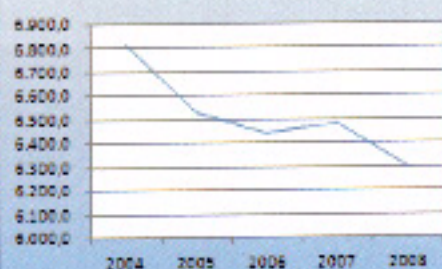
Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

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

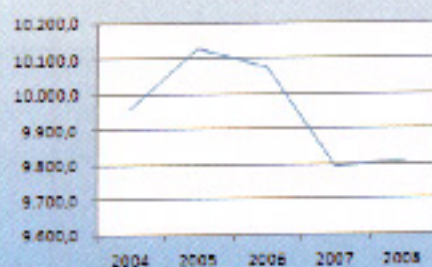
PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS

Periodo 2004 - 2008

Norte América



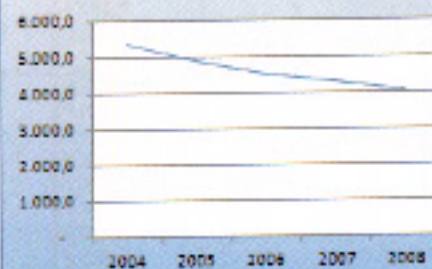
América Latina



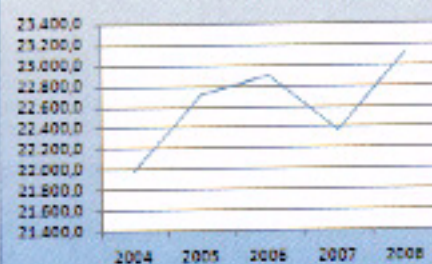
Eastern Europa



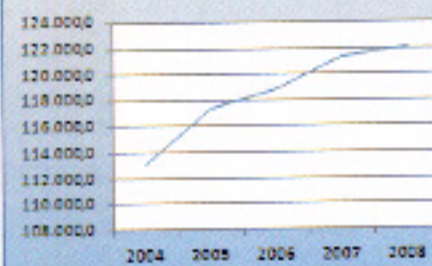
West Europe



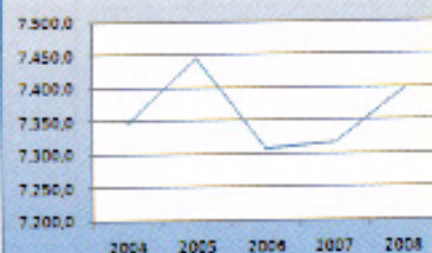
Africa



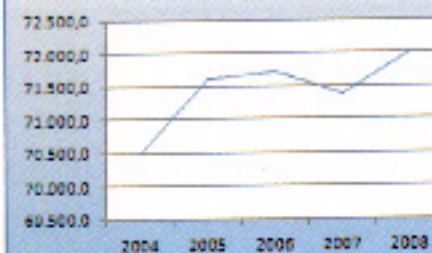
Africa



Asia y Pacífico



TOTAL



Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR

TABLA 84: CAPACIDAD DE REFINACIÓN POR CONTINENTE

Periodo 2004 - 2008
Cifras en miles de barriles/día

REGIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	VAR % 08/07
Norte América	18.792,3	19.143,2	19.313,8	19.416,7	19.409,2	0,0%
Canada	2.017,4	2.017,0	2.041,2	1.969,5	2.029,5	3,0%
Estados Unidos	16.774,9	17.126,2	17.272,6	17.447,2	17.379,7	-0,4%
América Latina	8.150,0	8.147,0	7.980,4	7.991,1	8.136,0	1,8%
Argentina	625,1	624,6	624,6	626,1	626,1	0,0%
Brazil	1.920,1	1.908,3	1.908,3	1.908,3	1.908,3	0,0%
Colombia	285,9	285,9	285,9	285,9	285,9	0,0%
Ecuador	176,0	176,0	178,0	188,4	188,4	0,0%
Mexico	1.684,0	1.684,0	1.540,0	1.540,0	1.540,0	0,0%
Netherlands Antilles	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	0,0%
Trinidad y Tobago	185,0	175,0	168,0	168,0	168,0	0,0%
Venezuela	1.045,7	1.054,3	1.039,8	1.758,1	1.748,6	-0,4%
Virgin Islands	495,0	495,0	500,0	500,0	500,0	0,0%
Otros	1.433,2	1.423,9	1.417,8	898,3	850,7	21,8%
Eastern Europe	9.871,1	9.822,4	9.859,4	9.921,4	9.814,9	-1,1%
Former USSR	8.389,1	8.223,8	8.260,8	8.311,3	8.014,9	-3,8%
Otros	1.482,0	1.598,6	1.598,6	1.610,1	1.800,0	11,8%
West Europe	15.116,6	15.415,0	15.446,4	15.405,2	15.439,1	0,2%
Belgica	803,0	857,6	790,6	797,6	797,6	0,0%
France	1.951,3	1.979,5	1.958,8	1.938,1	1.986,2	2,5%
Germany	2.323,2	2.428,2	2.417,4	2.417,1	2.417,5	0,0%
Italy	2.320,9	2.324,4	2.337,2	2.337,2	2.337,2	0,0%
Netherlands	1.227,5	1.221,9	1.211,9	1.226,9	1.207,7	-1,6%
España	1.271,5	1.271,5	1.271,5	1.277,0	1.271,5	-0,4%
United Kingdom	1.825,4	1.876,9	1.887,1	1.857,7	1.857,7	0,0%
Otros	3.393,8	3.455,0	3.570,9	3.553,6	3.583,7	0,3%
Medio Oriente	6.688,0	6.707,7	6.903,0	6.914,6	7.036,3	1,8%
IR Iran	1.474,0	1.474,0	1.474,0	1.474,0	1.474,0	0,0%
Iraq	603,0	603,0	638,5	638,5	658,5	3,1%
Kuwait	936,0	936,0	932,0	936,0	936,0	0,0%
Qatar	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	0,0%
Arabia Saudita	2.077,0	2.091,0	2.135,5	2.130,0	2.135,0	0,2%
Emiratos Arabes Unidos	466,3	466,3	466,3	466,3	466,3	0,0%
Otros	1.051,7	1.057,4	1.176,7	1.189,8	1.286,5	8,1%
Africa	3.267,8	3.288,8	3.250,6	3.275,4	3.271,7	-0,1%
Argelia	482,2	482,2	455,2	475,0	523,1	10,1%
Angola	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	0,0%
Egipto	726,3	726,3	726,3	726,3	726,3	0,0%
Gabon	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	0,0%
SP Libyan AJ	380,0	380,0	380,0	380,0	380,0	0,0%
Nigeria	445,0	445,0	445,0	445,0	445,0	0,0%
Otros	1.198,0	1.219,0	1.187,8	1.192,8	1.141,0	-4,3%
Asia y Pacífico	22.605,0	22.863,6	23.900,6	24.438,1	25.089,6	2,7%
China	6.289,0	6.587,0	7.029,0	7.511,0	7.948,0	5,8%
India	2.513,0	2.558,0	2.992,0	3.132,0	3.255,5	3,9%
Indonesia	1.055,5	1.057,0	1.057,0	1.050,8	1.050,8	0,0%
Japón	4.706,9	4.671,9	4.676,7	4.650,7	4.680,7	0,9%
Korea del Sur	2.576,5	2.576,5	2.633,5	2.633,5	2.676,5	1,6%
Singapur	1.318,6	1.318,6	1.318,6	1.344,0	1.344,0	0,0%
Taiwan	920,0	1.220,0	1.290,0	1.290,0	1.290,0	0,0%
Australia	755,0	701,6	704,7	701,1	736,3	5,0%
Otros	2.470,5	2.173,0	2.199,0	2.125,0	2.100,0	-1,2%
TOTAL MUNDIAL	84.490,8	85.387,7	86.653,1	87.362,5	88.196,8	1,0%

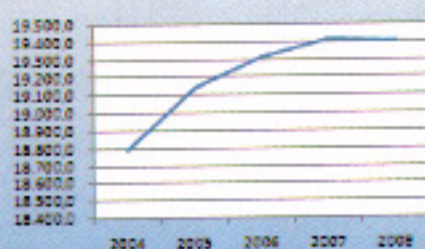
Fuente: Reporte Anual DPEP 2008

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

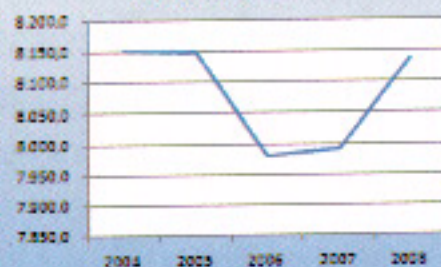
CAPACIDAD DE REFINACIÓN POR PAÍS

Periodo 2004 - 2008

Norte América



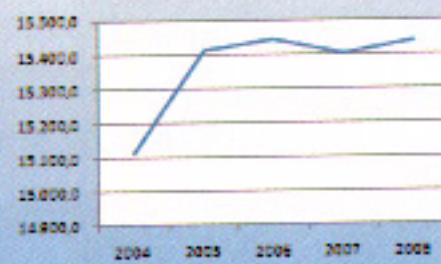
América Latina



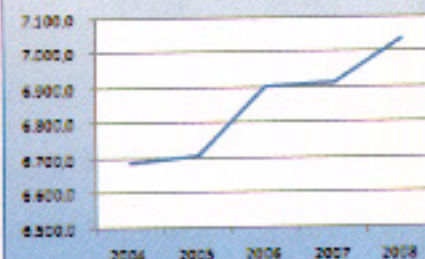
Eastern Europa



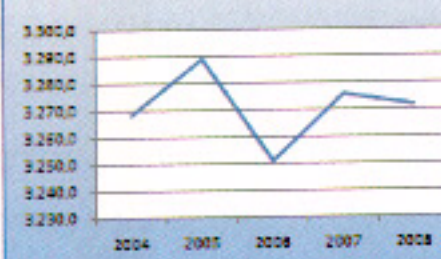
West Europe



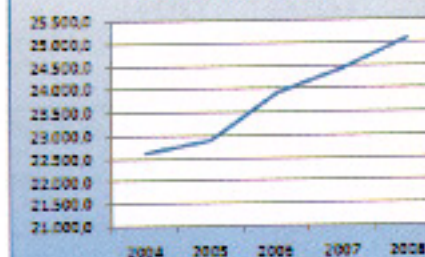
Medio Oriente



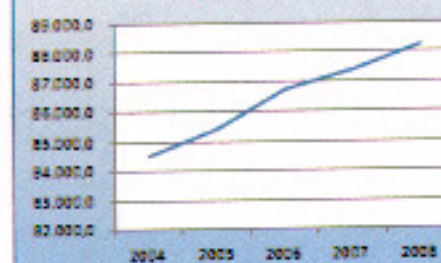
Africa



Asia y Pacífico



TOTAL



Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas, PETROECUADOR

TABLA 85: EXPORTACIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS

 Periodo 2004 - 2008
 Cifras en miles de barriles/día

REGIÓN	2004	2005	2006	2007	2008	VAR % 08/07
Norte América	1.375,9	1.378,2	1.393,4	1.422,1	1.554,1	9,3%
Canada	1.355,5	1.357,9	1.372,8	1.401,2	1.525,4	8,9%
Estados Unidos	20,4	20,3	20,6	20,9	28,7	37,3%
América Latina	4.605,8	4.738,2	4.900,3	4.727,2	4.378,8	-7,4%
Colombia	227,6	231,2	233,8	243,6	246,1	1,0%
Ecuador	373,7	380,0	376,3	341,7	348,4	2,0%
México	2.123,8	2.021,4	2.047,7	1.738,4	1.445,8	-16,8%
Trinidad y Tobago	70,6	69,7	71,0	28,0	10,3	-60,4%
Venezuela	1.566,2	1.787,8	1.919,4	2.115,8	1.769,6	-16,4%
Otros	243,9	249,1	252,1	261,9	558,6	113,3%
Eastern Europe	4.827,0	5.344,4	5.542,7	5.878,8	5.658,3	-3,8%
Former USSR	4.822,0	5.335,1	5.523,9	5.864,3	5.646,3	-3,7%
Otros	5,0	9,3	18,8	14,5	12,0	-17,2%
West Europe	4.354,8	3.740,1	3.443,2	3.222,3	2.785,6	-13,6%
Norway	2.730,8	2.377,1	2.209,8	2.011,6	1.702,3	-15,4%
United Kingdom	1.249,4	1.009,4	927,9	933,2	839,8	-10,0%
Otros	374,6	353,6	305,5	277,5	243,5	-12,3%
Medio Oriente	16.370,1	16.896,9	16.893,7	16.776,0	17.439,3	4,0%
IR Iran	2.684,1	2.394,5	2.377,2	2.466,8	2.438,1	-1,2%
Iraq	1.450,0	1.472,2	1.467,8	1.643,0	1.855,2	12,9%
Kuwait	1.414,9	1.650,8	1.723,4	1.612,9	1.738,5	7,8%
Oman	765,2	760,8	769,2	883,0	592,7	-13,2%
Qatar	542,7	677,3	620,3	615,1	703,1	14,3%
Arabia Saudita	6.813,1	7.208,9	7.029,4	6.962,1	7.321,7	5,2%
Syrian Arab Republic	246,8	247,8	247,8	250,2	252,7	1,0%
Emiratos Arabes Unidos	2.172,0	2.195,0	2.420,3	2.342,7	2.334,4	-0,4%
Otros	281,3	289,6	238,3	200,2	202,9	1,3%
África	6.380,3	6.481,7	6.583,0	6.883,1	6.344,0	-7,8%
Argelia	893,2	970,3	947,2	1.253,5	840,9	-32,9%
Angola	940,9	946,9	1.010,3	1.157,6	1.044,5	-9,8%
Camerun	94,0	95,3	97,4	98,9	99,3	0,4%
Congo	215,2	236,6	237,5	239,3	240,2	0,4%
Egipto	42,8	45,0	57,2	44,0	45,0	2,3%
Gabon	202,2	202,0	203,8	207,1	208,7	0,8%
SP Libyan AJ	1.284,5	1.306,3	1.425,6	1.377,8	1.403,4	1,9%
Nigeria	2.356,0	2.326,0	2.248,4	2.144,1	2.098,1	-2,1%
Otros	351,5	353,3	355,6	360,8	363,9	0,9%
Asia y Pacífico	2.005,9	1.961,1	1.876,8	1.923,1	1.954,6	1,6%
Australia	283,6	230,0	234,6	239,3	239,3	0,0%
Brunei	188,9	198,9	200,7	204,3	206,1	0,9%
China	109,4	161,2	125,8	76,1	77,1	1,3%
Indonesia	412,7	374,4	301,3	319,3	294,1	-7,9%
Malaysia	375,5	382,6	390,7	400,6	402,3	0,4%
Vietnam	395,7	362,8	365,0	385,7	405,4	5,1%
Otros	240,1	251,2	258,7	297,8	330,3	10,9%
TOTAL MUNDIAL	39.919,8	40.541,6	40.633,1	40.832,6	40.114,7	-1,8%

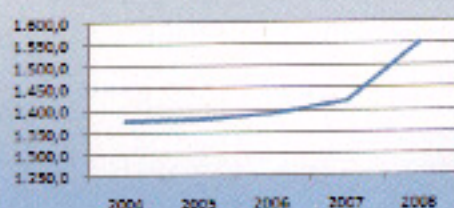
Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

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

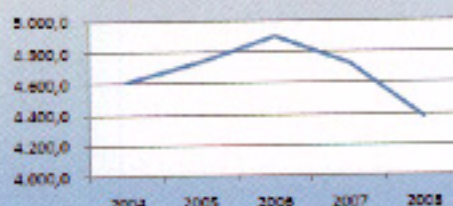
EXPORTACIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS

Periodo 2004 - 2008

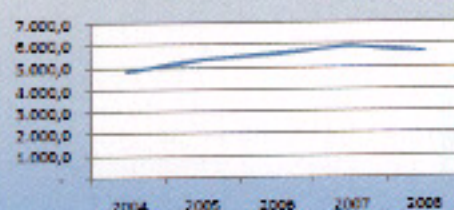
Norte América



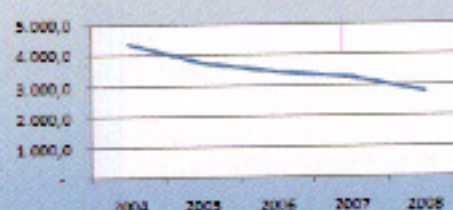
América Latina



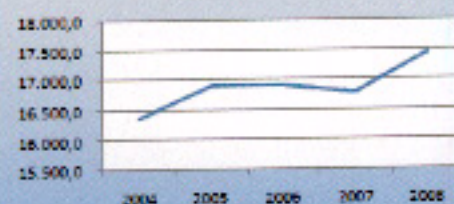
Eastern Europa



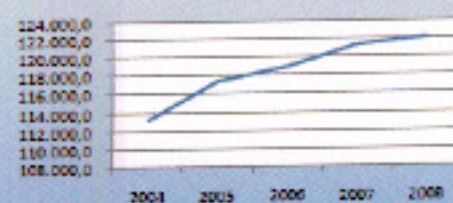
West Europe



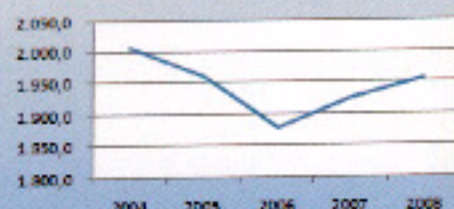
Medio Oriente



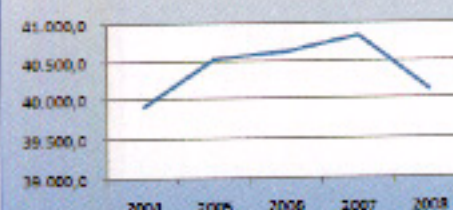
Africa



Asia y Pacífico



TOTAL



Fuente: Reporte Anual OPEP 2008

Elaboración: Coordinación de Planificación y Control de Programas, PETROEQUADOR



La presente publicación fue realizada bajo la Gestión de:

CALM. Luis Jaramillo Arias
Presidente Ejecutivo

CPFG-EM Jaime Vela
Miembro del Consejo de Administración

CPFG-EM Pablo Caicedo
Miembro del Consejo de Administración

Ing. Calo Salcedo
Miembro del Consejo de Administración



PETROECUADOR
EMPRESA ESTATAL
PETRÓLEOS DEL ECUADOR

PETROECUADOR

Alpallana E8-86 y Av. 6 de Diciembre, Teléfono: (593-2) 2 563-060/ 2 503-770
Quito - Ecuador

www.petroecuador.com.ec