

MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

ESTUDIO DE CASO: PERU

Fecha: Noviembre 2007

El autor del presente documento es la Consultora: Pedro Touzett Gianello

El proyecto está bajo la coordinación de OLADE: Byron Chiliquinga, Director de Planificación y Proyectos (e).

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes: Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

ÍNDICE

Acrónimos	5
Resumen Ejecutivo	6
1. ANTECEDENTES SIGNIFICATIVOS	8
2. POLÍTICA SECTORIAL GENERAL	9
3. DEFINICIONES	11
4. MARCO LEGAL DEL SUB SECTOR HIDROCARBUROS	12
4.1 Constitución Política del Perú	12
4.2 Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N. 26221	13
4.3 Normas Técnicas y de Seguridad.....	15
4.4 Actividades de Hidrocarburos Reguladas.....	15
4.5 Marco Legal de las Actividades de Hidrocarburos, autorizaciones para operar, reversión de las instalaciones.	15
4.6 Actividades no reguladas: consideraciones geológicas, autorizaciones, reversión de instalaciones.	16
5. INSTITUCIONES Y ORGANISMOS. ORGANIZACIÓN, FUNCIONES E INTERRELACIONES	16
5.1 Presidencia del Consejo de Ministros	16
5.1.1 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN	17
5.2 Ministerio de Energía y Minas.....	18
5.2.1 Dirección General de Hidrocarburos	19
5.2.2 Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos	20
5.2.3 PERUPETRO S.A.....	20
5.2.4 PETROPERÚ S.A.....	20
5.3 Banco Central de Reserva del Perú	21
5.4 Ministerio de Salud	21
5.4.1 Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA	21
5.5 Ministerio de Agricultura	21
5.5.1 Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA	21
5.6 Ministerio de Economía y Finanzas, FONAFE y PROINVERSIÓN.....	21
5.6.1 FONAFE	21
5.6.2 PROINVERSIÓN.....	22
5.7 Interrelaciones.....	22
6. CONTRATOS, CONVENIOS Y CONCESIONES PETROLERAS: ORGANISMOS COMPETENTES, CARACTERÍSTICAS. MODELOS CONTRACTUALES, REGALÍAS Y RETRIBUCION.	23
6.1 Contratos Petroleros	23
6.1.1 Características de los Contratos Petroleros.....	23
6.1.2 Regalías y Retribución en los Contratos Petroleros.....	29
6.2 Convenio de Evaluación Técnica	32
6.3 Contrato de Concesión	32

7.	EMPRESAS ESTATALES – ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES, ANALISIS Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	34
7.1	PERUPETRO S.A.....	34
7.1.1	Organización, Funciones y Reglamentos	34
7.1.2	Evaluación de la gestión. Indicadores operativos y financieros.....	35
7.1.3	Ventajas y desventajas de PERUPETRO S.A.	37
7.2	PETROPERÚ S.A.....	37
7.2.1	Organización, Funciones y Reglamentos.....	37
7.2.2	Evaluación de la gestión. Indicadores operativos y financieros.....	39
7.2.3	Ventajas y desventajas de PETROPERÚ S.A.....	42
7.3	Otros tipos de empresas:	
7.3.1	Empresas de inversión gubernamental: porcentaje de participación de capital estatal mas del 50 %	43
7.3.2	Empresas financiadas por el gobierno: menos del 50 % de propiedad gubernamental	43
7.3.3	Subsidiarias de las Empresas de Inversión Gubernamental.....	43
8.	EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO – FUNCIONES Y ANALISIS DE DESEMPEÑO. ORGANISMO QUE LAS AGRUPA	43
8.1	Empresas representativas y actividades que realizan	
8.1.1	Actividades de “Up Stream”	43
	Grupo Pluspetrol.- Pluspetrol Camisea S.A.....	43
	Petrotech.....	45
	Petrobras.....	45
	Aguaytía Energy.....	45
8.1.2	Actividades de “Down Stream”	
	Transporte de Hidrocarburos por Ductos.	47
	Refinación.....	49
	Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural- Plantas.....	52
	Abastecimiento - Plantas.....	52
	Comercialización	52
8.2	Participación y significado en la producción de Hidrocarburos de los diversos actores año 2007.....	53
8.3	Indicadores financieros, inversiones.....	55
8.4	Renta Petrolera, su Distribución y Utilización	
8.4.1	Distribución de la Renta Petrolera	55
8.4.2	Utilización de la Renta Petrolera, periodo 2000-2006.....	56
8.5	Ventajas y desventajas de su presencia	57
9.	ESTADÍSTICAS DE LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS.....	58
9.1	Participación de las empresas públicas y privadas en actividades energéticas....	58
9.2	Cuadro Comparativo de los principales índices de gestión de las empresas públicas y privadas	59
9.3	Reservas de Hidrocarburos Líquidos (1995-2005).....	61
9.4	Reservas de Gas Natural (1995 -2005).....	61
9.5	Exploración.....	62
9.6	Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos (1997 -2006).....	63
9.7.	Producción Fiscalizada de Gas Natural (1997-Mar 2007).....	64
9.8	Transporte. Volumen de Crudo transportado por el ONP (2001-2005).....	64
9.9	Refinación. Producción de Derivados de Petróleo por tipo de producto.....	64
9.10	Balanza Comercial de Hidrocarburos. Volumétrica y Económica.....	65
9.11	Ventas al mercado interno de Derivados de Petróleo por tipo de producto.....	66

10.	LECCIONES APRENDIDAS, COMENTARIOS Y SUGERENCIAS	67
11.	BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	68

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.	Reservas probadas de Energía Comercial Año 2005 (TJ).....	10
Cuadro 2.	Principios Generales en la Constitución Política del Perú, relacionados con las Actividades de Hidrocarburos.....	13
Cuadro 3.	Principios Generales de la Ley N° 26221	14
Cuadro 4.	Marco Legal para la Distribución del Canon.....	14
Cuadro 5.	Contratos de Exploración al 11.06.07.....	27
Cuadro 6.	Contratos de Explotación al 11.06.07	28
Cuadro 7.	Principales características de los Contratos de Concesión	33
Cuadro 8.	Indicadores de Gestión de PERUPETRO	36
Cuadro 9.	Giro del Negocio de PETROPERÚ	39
Cuadro 10.	Compras de PETROPERÚ a Proveedores Nacionales	39
Cuadro 11.	Estado de Ganancias y Pérdidas PETROPERÚ, 2001-2005.....	40
Cuadro 12.	Balance General de PETROPERÚ	41
Cuadro 13.	Indicadores Financieros 2001-2005.....	41
Cuadro 14.	Programa de Inversiones de PETROPERÚ S.A.	42
Cuadro 15.	Principales Indicadores – Pluspetrol.....	44
Cuadro 16.	Principales Cifras – Pluspetrol.....	44
Cuadro 17.	Balance General Pluspetrol (Base: Estados Financieros auditados).....	45
Cuadro 18.	Estado de Ganancias y Pérdidas, Pluspetrol.....	45
Cuadro 19.	Resumen Financiero. Aguaytía Energy del Perú.....	46
Cuadro 20.	Características de los Ductos TGP.....	47
Cuadro 21.	Tarifas de Transporte de Gas Natural, TGP	47
Cuadro 22.	Resumen Financiero Transportadora de Gas del Perú.....	48
Cuadro 23.	Capacidad Instalada de Refinación.....	49
Cuadro 24.	Producción y Demanda de Derivados del Petróleo.....	49
Cuadro 25.	Estructura de Precios de los Combustibles al 31 de Diciembre del 2006.....	49
Cuadro 26.	Resumen Financiero RELAPASA.....	51
Cuadro 27.	Registro de Hidrocarburos. Empresas Comercializadoras.....	53
Cuadro 28.	Distribución del Canon y Sobrecanon.....	56

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.	Estructura de las Reservas Probadas de Energía Comercial. Año 2005.....	10
Gráfico 2.	Cambio de Matriz Energética	11
Gráfico 3.	Actividades de Hidrocarburos	16
Gráfico 4.	Principales Organismos del Estado que intervienen en el Desarrollo de la Industria Petrolera en el Perú	17
Gráfico 5.	Organigrama de OSINERGMIN	18
Gráfico 6.	Organigrama del Ministerio de Energía y Minas	19
Gráfico 7.	Organigrama de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM	19
Gráfico 8.	Organigrama de la DGAAE	20
Gráfico 9.	Mapa de Distribución de Lotes en el Perú	25
Gráfico 10.	Número de Contratos de Exploración y Explotación 2000-Jun. 2006.....	28
Gráfico 11.	Inversiones en Exploración Petrolera	29
Gráfico 12.	Inversiones en Explotación Petrolera	29
Gráfico 13.	Generación por Fuentes de la Renta Petrolera	31
Gráfico 14.	Organigrama General de PERUPETRO S.A.	34
Gráfico 15.	Estructura Orgánica de PETROPERÚ S.A.	38
Gráfico 16.	Evolución de volúmenes transportados, GN, TGP.....	47
Gráfico 17.	Evolución de volúmenes transportados, LGN, TGP.....	47
Gráfico 18.	Cargas Totales Procesadas en las Refinerías del País.....	50
Gráfico 19.	Producción Total de las Refinerías del país, año 2006.....	50
Gráfico 20.	Participación en la producción de Hidrocarburos Líquidos, Julio 2007.....	53
Gráfico 21.	Participación en la producción de Gas Natural, agosto 2007	54

ACRÓNIMOS

CONAM:	Consejo Nacional del Ambiente
CONSUCODE:	Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado
DGAEE:	Dirección de Asuntos Ambientales Energéticos
DGH:	Dirección General de Hidrocarburos
DIGESA:	Dirección General de Salud Ambiental
FONAFE:	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
INC:	Instituto Nacional de Cultura
INRENA:	Instituto Nacional de Recursos Naturales
MEF:	Ministerio de Economía y Finanzas
MEM:	Ministerio de Energía y Minas
MINAG:	Ministerio de Agricultura
MINSA:	Ministerio de Salud
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PCM:	Presidencia del Consejo de Ministros
SNIP:	Sistema Nacional de Inversión Pública

RESUMEN EJECUTIVO

No se puede descartar la intervención del capital privado en todas o en alguna de las actividades de hidrocarburos de un país, principalmente en los países donde la producción no les permite ser autosuficientes o si lo son el margen exportable no constituye la principal fuente de ingresos. Lo que debe tenerse presente es que esta participación debe ser a través de contratos justos y equitativos para las partes y tener como base, reglas claras y estables, así como un ente fiscalizador que cumpla a cabalidad con su función, aunque lo de la estabilidad es relativo dado que, tomando como ejemplo un Contrato Petrolero, éste se firma para que tenga vigencia por un periodo bastante largo 20, 30 ó 40 años, cuando ni siquiera los mismos que lo suscriben consideran que en ese periodo van a permanecer inalterables los supuestos sobre los cuales se negoció. Son varios los factores que intervienen y algunos de ellos son sumamente volátiles como el caso de los precios de los Hidrocarburos, volatilidad que no sólo responde a razones de mercado, sino que éste a su vez está supeditado a factores políticos, sociales, religiosos, étnicos, ambientales, etc.

Lo racional es dialogar con las empresas sobre la necesidad de los cambios y la oportunidad de llevarlos a cabo, lo cual no significa que el Estado no pueda imponer sus condiciones sobre todo cuando éstas atentan contra los intereses del país. A fin de cuentas, los países son soberanos para renovar o cancelar Contratos, siempre que las causas que lo motivan sean justas; la historia a nivel mundial avala esta posición.

Los Estados y las empresas son concientes que deben llevarse a cabo modificaciones a las normas por razones técnicas, ambientales, sociales, etc., y también con la finalidad de mantener la competitividad de un país en el mercado de capitales.

En el caso del Perú, si bien la privatización de los 90's tal y cual fue concebida no pudo ser aplicada, su parcial puesta en ejecución ha sido positiva, principalmente en lo referente a las actividades del Up Stream, con las cuales se logró incrementar las reservas tanto de Hidrocarburos Líquidos como de Gas Natural; se construyeron ductos para estos combustibles poniéndolos, sobre todo este último, al servicio de la población; se actualizó la Refinería de La Pampilla, se mejoraron las plantas de almacenamiento o de ventas, se crearon redes de distribución a nivel del consumidor final con un adecuado servicio y se mejoraron y aplicaron los factores y normas de seguridad y ambientales. Con el adicional que el uso del gas natural permitió amortiguar el aumento del precio de la electricidad.

Pero para ello se tuvo que pagar un precio alto que fue el sinceramiento de los precios de los combustibles. Acción que fue tomada en el momento oportuno y con el consentimiento de la población, por las circunstancias políticas de ese momento y por las esperanzas de cambio que la población tenía sobre el nuevo gobierno (agosto de 1990). Sin embargo, a partir del 2004, el Perú ha comenzado a subsidiar a los combustibles derivados de los Hidrocarburos a fin de que la población no se vea afectada con la totalidad y por encima de una banda establecida, por los aumentos de precios.

Sobre la preeminencia de la estatización o privatización de la Industria Hidrocarburífera debe recordarse que el Perú, en las últimas 4 décadas ha realizado en su industria petrolera reformas que van desde una situación de estatización llevada a cabo en los años 70's durante el Gobierno del General Velasco, que fue cuando se creó la Empresa PETROPERÚ, hasta la privatización de la industria durante los 90's en la época del Presidente Fujimori, cuyo objetivo era la venta de PETROPERÚ, quedándose el Estado con la función de los Contratos Petroleros para lo cual se crea PERUPETRO.

En resumen, la empresa PETROPERÚ pasaba de un apogeo en la época militar donde todas las actividades eran desarrolladas por esta empresa, salvo las de exploración y explotación que podía realizarla con sus propios recursos o a través de contratos con terceros y la comercialización al usuario final para la cual se autorizó también a terceros, a una decadencia que llegó a ser crítica y cuyo resultado fue la planificación de su desaparición en los 90's.

Si bien se llevó a cabo la venta en gran parte de los activos de PETROPERÚ, la privatización no se llegó a cumplir de acuerdo a sus objetivos iniciales. Logrando sobrevivir esta empresa, que si bien vendió a la Refinería de La Pampilla (Repsol) y alquiló la de Pucallpa (Maple), logró conservar y luego fortalecer su propiedad sobre las otras 4 refinerías con una capacidad de procesamiento del 47% (92 MBPD) sobre el total país y lograr abastecer en los momentos actuales al 53% del mercado nacional de combustibles derivados de los hidrocarburos. Ayudó a esta

resurrección el que no se logrará una real y efectiva competencia en la venta de los combustibles, por tanto la amenaza de una posición dominante de la empresa privada se hizo latente.

A pesar de que la privatización fue parcial, los resultados obtenidos se pueden calificar de exitosos, sobre todo en lo que a los Contratos Petroleros se refiere, puesto que las actividades tanto de exploración como de explotación se incrementó sustancialmente, con sus altos y bajos de acuerdo a los vaivenes de los precios de los hidrocarburos y a los incentivos contractuales que ha ido y seguirá ofreciendo el país de manera de permanecer competitivo en el mercado de capitales, dando como resultado que a junio de 2007 se tenga un total de 64 contratos vigentes, 19 de explotación y el resto en la fase exploratoria, con inversiones del orden de los US\$ 2 700 millones para el periodo 2000 – julio 2007.

El mejor logro de esta política de apertura ha sido el desarrollo del Proyecto Camisea, tanto en su Primera Etapa - Camisea I ya en operación, como de Camisea II en plena ejecución, el cual le permitirá al país recuperar su autoabastecimiento y volver a ser exportador de hidrocarburos. A su vez, aumentar sus reservas de Hidrocarburos Líquidos en 700 MB y de gas natural en 11,2 billones de p³, además de tener en proceso la modificación de su matriz energética sobre la base de priorizar el consumo del gas natural y con ello disminuir su actual dependencia de la importación de crudo y productos derivados para completar el abastecimiento al mercado local.

Adicional a ello y como la principal función del país era la de fiscalizador, se tuvo que desarrollar toda una normativa sobre temas técnicos, ambientales y de seguridad para poder llevar a cabo esta función; normas que actualmente siguen en revisión, principalmente en lo que a Gas Natural se refiere.

Esta bonanza petrolera está permitiendo a su vez y dado que los nuevos proyectos se llevan a cabo mayormente en la región de la Selva en zonas calificadas como de extrema pobreza y pobreza, distribuir importantes recursos económicos entre las Regiones donde se encuentra el recurso explotado y por donde pasan los ductos, para atender sus necesidades y lograr un mejor nivel de vida. En el año 2006 la participación de los Gobiernos Regionales y Locales por Renta Petrolera a nivel país alcanzó los US\$ 345,4 millones, que representan el 36,7% del total y de los cuales US\$ 127,5 millones tuvieron como fuente el desarrollo del proyecto Camisea.

La lucha contra la pobreza en las regiones donde se llevan a cabo actividades de hidrocarburos, particularmente en la selva peruana, cuenta con 2 herramientas: el Estado con los recursos que se originan por la Renta Petrolera, y el de las propias empresas petroleras, las que bajo el esquema de apoyo social brindan también recursos para la satisfacción de las necesidades básicas de las poblaciones del entorno. Uno de los servicios básicos cuya cobertura ha sido notoriamente ampliada es el relativo al suministro de energía fundamentalmente de la eléctrica, elemento básico para mejorar la salud a través del uso de agua potable, conservación de medicinas, comunicaciones, y con ello la educación, generación de ingresos adicionales por disponer de más horas de trabajo. Los avances logrados en esta lucha no hubieran sido posibles sin la presencia de la inversión privada.

A su vez, esta presencia está permitiendo atender las necesidades de capacitación del personal relacionado con el Subsector Hidrocarburos, incluyendo a las universidades e institutos de investigación públicos, con el aporte que por Contrato deben efectuar las empresa petroleras para este fin.

Agradecimiento, el autor agradece a la ingeniera Alicia De La Rosa Brachowicz por su valiosa colaboración en la elaboración de este informe.

1. ANTECEDENTES SIGNIFICATIVOS

Una manera de “narrar” los hitos de la Industria Petrolera Peruana a grandes rasgos y comprendiendo un periodo de los últimos 55 años, dado que la industria petrolera en el Perú comienza en 1863 en la Localidad de Zorritos en el Noroeste del país y transcurre con características pendulares (va desde lo fundamentalmente privado hasta lo estatal), es citando las principales leyes o dispositivos que tuvieron una gravitación sobre su desarrollo, y haciendo énfasis en las diferentes modalidades sobre las que este desarrollo se basó. Entre las principales normas sobre petróleo que rigieron esta industria en el Perú, se citan:

La Ley N° 11780 de fecha 12-03-52, cuyas disposiciones generales definían que los yacimientos de petróleo e hidrocarburos análogos son bienes de propiedad imprescriptible del Estado; que era de utilidad pública la exploración y la explotación del petróleo y de los hidrocarburos análogos, su manufactura, refinación, transporte y almacenamiento; que el Estado podía realizar por así mismo todas las operaciones de exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y almacenamiento y también otorgar concesiones para estos fines a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Esta ley tenía una orientación fundamental hacia el desarrollo de la industria petrolera por el capital privado, si bien y para ese entonces ya existía una empresa estatal: la Empresa Petrolera Fiscal, que no fue fortalecida.

La Ley de Petróleo N° 17440 de fecha 18-02-69, determinó que los yacimientos de Petróleo e Hidrocarburos Análogos eran bienes de propiedad del Estado, inalienables e imprescriptibles; que la industria y el comercio del petróleo, sus derivados e hidrocarburos análogos en cuanto satisfagan las necesidades de la colectividad, constituían servicio público; que la industria y el comercio del petróleo, hidrocarburos análogos y productos derivados, así como la petroquímica básica, eran de interés nacional, de utilidad pública e indispensables para la seguridad integral del Estado. Esta Ley suprimió, respetando los contratos petroleros vigentes, el sistema de concesiones petroleras y determinó que la industria y el comercio del petróleo y derivados análogos sería ejercida fundamentalmente por el Estado, pudiendo admitirse el concurso de la empresa privada en las etapas de prospección, exploración, explotación y manufactura mediante el sistema de contratos, acuerdos con el interés nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas o de la Empresa Petrolera Fiscal. La refinación y la comercialización hasta haber depositado los productos de petróleo en las plantas de abastecimiento, correspondían exclusivamente al Estado, respetándose los derechos adquiridos. Como puede concluirse, era un marco legal de corte estatal que le dio impulso al reforzamiento de la Empresa Petrolera Fiscal.

Mediante el Decreto Ley N° 17753 de fecha 24 de junio de 1969, la Empresa Petrolera Fiscal pasa a denominarse PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. (PETROPERÚ), entidad que tuvo por muchos años la hegemonía en la industria petrolera peruana, y que comenzó operando, además de los pequeños yacimientos (Zorritos y Los Órganos) de la Empresa Petrolera Fiscal, los yacimientos de la Brea y Pariñas y todos los bienes conexos - incluyendo la Refinería de Talara, que el Estado Peruano había logrado recuperar de manos de la International Petroleum Company - IPC. Posteriormente, el Estado Peruano logró recuperar también los yacimientos de la Lobitos que eran operados por la IPC, y que también pasaron a ser operados por PETROPERÚ. Debe mencionarse que todas estas actividades se llevaban y se llevan a cabo en el Noroeste Peruano, pero ahora, con los yacimientos privatizados.

Con el Decreto Ley N° 22774 de fecha 06 de diciembre de 1979 se dan las Bases Generales para Contratos Petroleros, definiéndose a PETROPERÚ como la entidad autorizada para negociar, renegociar y suscribir los contratos petroleros cuyo objetivo era la realización de la exploración y explotación de hidrocarburos, en un área limitada máximo a las 500 000 hectáreas. La rehabilitación de pozos y la recuperación secundaria y terciaria seguían siendo de exclusividad de PETROPERÚ. Los Contratos Petroleros comprendían 2 fases: Exploración (hasta 6 años) y Explotación (hasta completar los 30 años incluyendo los años de exploración), con programas obligatorios de trabajo y sueltas (devolución) de áreas. Contratos, donde el Contratista por los hidrocarburos

extraídos recibía una retribución ya sea en efectivo o en especie. Esta modalidad de pago dio lugar a que PETROPERÚ (El Estado) no pudiera cumplir oportunamente y en reiterados casos con los pagos respectivos, sobre todo en la década de los 80's, originándose con ello problemas de nivel internacional. Esta situación se originó por no poder establecer PETROPERÚ los precios de los combustibles, los mismos que eran fijados por el Ministerio de Economía en niveles por debajo de los costos de producción, desde luego en desmedro de la economía de PETROPERÚ.

Luego llega la década de los 90's, periodo en el cual el Perú decide privatizar su industria petrolera bajo el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley No 26221, después de haberla tenido algo más de 20 años bajo un régimen estatal con el dominio de la empresa Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU S.A.), y con una limitada presencia del sector privado centrada básicamente en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos y en la venta al por menor de combustibles. Sobre el particular, se menciona textualmente parte de lo contenido en el Informe, que sobre Reforma y Privatización en el Sector Hidrocarburos, elaboró el Banco Mundial.

"Es sobre la base de los modernos conceptos de un mercado liberal, que el Gobierno del Perú (GdP) asume la tarea de reestructurar el sector Hidrocarburos. Una serie de nuevas leyes fueron dadas entre 1991 -1992, que permitieron el libre movimiento de capitales, la gradual desregulación de precios, la libre convertibilidad monetaria, el tratamiento igualitario entre inversionistas extranjeros y nacionales, la simplificación de los procedimientos tributarios, etc., para formar el contexto macroeconómico que permitiera la venida de inversionistas a todos los sectores de la economía.

*Una nueva ley de Hidrocarburos fue aprobada a mediados de 1993 confirmando las bases políticas definidas y decididas para el sector. Sus principios estaban totalmente opuestos al marco legal existente, el cual fue establecido por el régimen militar de fines de la década de los 60's. Es bueno recordar que la nacionalización de yacimientos en el Noroeste en 1968 y el descubrimiento en los años subsiguientes de nuevos yacimientos en la Selva Norte, fueron presentados, políticamente, como eventos centrales en el ejercicio de los derechos soberanos del Perú. PETROPERÚ fue reconocido como el "Símbolo de la Peruanidad". Los nuevos principios enunciados para la reforma y formulación del sector estuvieron en completa oposición con la visión de los años 70's."*¹

Los conceptos vertidos en los últimos párrafos muestran la voluntad del Gobierno Peruano de centrar nuevamente el desarrollo de la Industria Petrolera en manos de capitales privados, para lo cual la acción primordial lo constituía la venta total de PETROPERÚ, exceptuando como es lógico de esta privatización, la función de la contratación petrolera en razón a que ésta era una función inherente al Estado Peruano, creándose para tal fin PERUPETRO S.A. S.A., quien se encarga hasta la actualidad de esta contratación.

Con el correr de los años esta "política privatizadora" no llegó a cristalizarse en su totalidad, dado que PETROPERÚ logró sobrevivir y con el paso del tiempo volvió a constituirse en un organismo con cierta "preeminencia" en la industria petrolera nacional, sobre todo por su capacidad refinera y ser la propietaria del Oleoducto Norperuano, así como de la mayoría de las Plantas de Venta, aunque en este último caso las tiene, casi todas, bajo contratos de operaciones con empresas privadas. La razón de este resurgimiento fue la necesidad de tener un organismo estatal que de una u otra forma permitiera regular el mercado de combustibles del Perú, especialmente en lo referente a los precios a los consumidores, al no haberse podido lograr con la modalidad privatizadora una competencia real y efectiva, sobre todo en lo referente a las actividades de refinación y comercialización de los combustibles derivados de los hidrocarburos. La Ley N° 28244 (02 Junio 04), autoriza a PETROPERÚ para negociar Contratos con PERUPETRO S.A., en exploración y explotación de operaciones o servicios petroleros. Es decir, PETROPERU S.A. puede ahora ejercer el rol de Contratista.

2. POLÍTICA SECTORIAL GENERAL

El Ministerio de Energía y Minas, ente rector del Sector, orienta los esfuerzos del Estado hacia la promoción de la inversión privada en las actividades de Electricidad, Hidrocarburos y Minería, cuidando los intereses del Estado, actuando en forma directa en la ampliación de la frontera eléctrica rural y priorizando la intervención estatal en función de criterios sociales. Fomenta y sustenta la promulgación de normas que regulen la mejor relación productor/consumidor, garantizando la inversión privada a las condiciones de libre competencia, y el desarrollo productivo energético – minero eficiente en armonía con los aspectos socio ambientales y con la lucha contra la pobreza en el país.

¹ Cfr. E. Mayorga y P. Touzett. Perú. Reforma y Privatización en el Sector Hidrocarburos. ESMAP, Informe 216/99Sp, Julio 1999.

A partir de 1990 el modelo de desarrollo del Perú tiene como base la libertad económica, la inversión privada y la libre competencia, así como la estabilidad jurídica; que conllevan la disminución del tamaño del Aparato Administrativo del Estado y la transferencia de las actividades productivas al sector privado.

Este modelo de desarrollo tiene como objetivo convertir al Perú en un país de propietarios, con un Aparato Administrativo Estatal pequeño y eficiente que concentre sus esfuerzos en la atención de los servicios sociales; salud, educación, seguridad e infraestructura del país, y que a la vez se dedique a normar, promover y fiscalizar la actividad privada. El Perú ha obtenido un gran avance en este sentido, pero aún se encuentra en camino hacia el objetivo trazado, desde luego revisando y en algunos casos modificando los lineamientos originales.

En cuanto al Sub Sector Hidrocarburos, mediante la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221, promulgada en agosto de 1993, el Estado promueve el desarrollo de las Actividades de Hidrocarburos con participación de la inversión privada y en base a la libre competencia; encargando al Ministerio de Energía y Minas: elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, dictar la normas pertinentes y velar por el cumplimiento de la Ley; lo cual esencialmente da lugar a funciones normativas, promotoras, concedentes y fiscalizadoras.

Con posterioridad, y mediante la Ley N° 26734 se crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG actualmente OSINERG MIM), adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros por Ley N° 27332, al cual se le asigna la función fiscalizadora.

Política Energética.- El Balance Nacional de Energía², es una herramienta fundamental para definir la política energética, dado que cumple en el sector energético un papel análogo al de las matrices de Insumo – Producto en el sector económico, y permite conocer detalladamente la estructura del sector energético nacional, calcular relaciones de eficiencia, realizar la proyección energética, sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo y determinar el impacto en el ambiente, así como el desarrollo y uso de las fuentes energéticas.

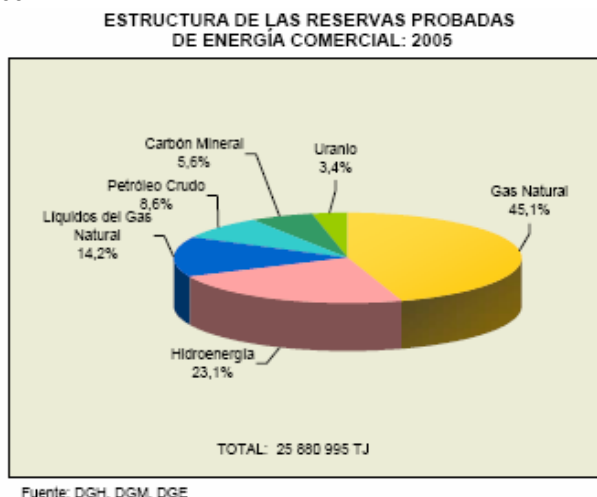
La Política energética en el Perú³ está centrada en promover el uso óptimo de los recursos energéticos, en especial los renovables, con el fin de incrementar la competitividad del país y elevar el nivel de vida de la población, planificando el desarrollo sostenible nacional. Con relación a los combustibles, la política sectorial es la de promover el uso de biocombustibles de manera sostenible y asegurar el abastecimiento de combustibles a precios competitivos en el marco de la oferta y la demanda que establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos, así como promover la cogeneración en las industrias con el uso de gas natural y biocombustibles.

Reservas de Energía.- (Cuadro 1, Gráfico 1). Las reservas probadas de energía comercial al 31 de diciembre de 2005, eran aproximadamente 25 880 995 TJ. Las reservas probadas de Gas Natural a la misma fecha, representaron el mayor porcentaje en términos energéticos (45%), alcanzando los $337,8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($11,93 \times 10^{12} \text{ ft}^3$), de las cuales $317,15 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($11,2 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) correspondieron a los yacimientos del área de Camisea (Cusco). Cabe resaltar que respecto al año 2004, las reservas probadas de Gas Natural se han incrementado en 4%. A fines del 2005, las reservas probadas de Líquidos de Gas Natural fueron del orden de $110,55 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($695,392 \times 10^6$ barriles). En relación al año 2004 se tuvo una disminución de 3,1%.

² Balance Nacional de Energía 2005. Ministerio de Energía y Minas, Oficina de Planeamiento y Políticas Sectoriales.

³ Declaraciones del Vice Ministro de Energía Dr. Pedro Gamio Aita “Hacia una Nueva Matriz Energética en el Perú, Mayo 2007”

Gráfico 1.



Fuente: DGH, DGM, DGE

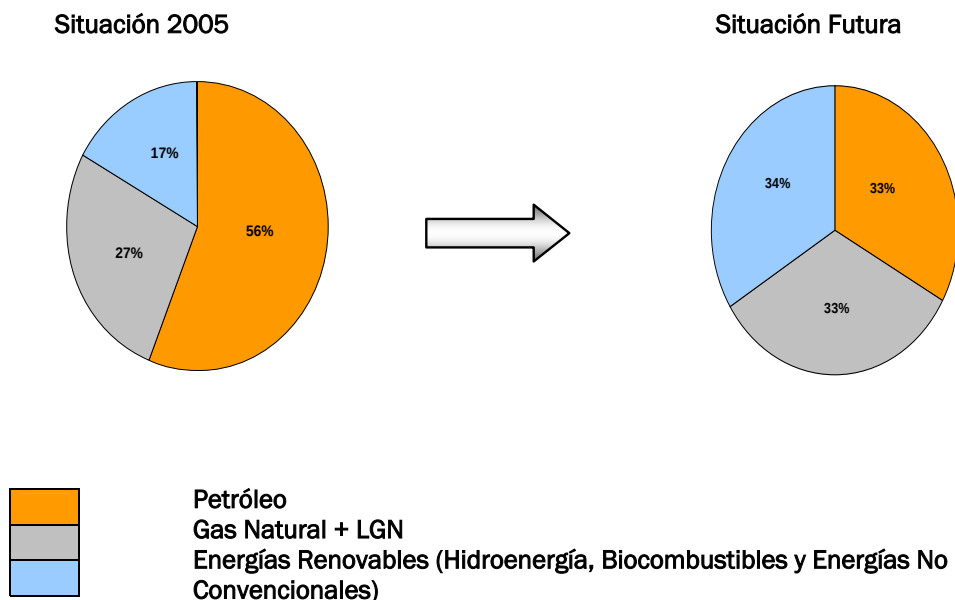
Cuadro 1. Reservas Probadas de Energía Comercial. Año 2005 (TJ)

FUENTE	RESERVAS PROBADAS	ESTRUCTURA (%)
Gas Natural	11 677 188	45,1
Hidroenergía	5 965 666	23,1
Líquidos del Gas Natural	3 680 539	14,2
Petróleo Crudo	2 217 043	8,6
Carbón Mineral	1 461 920	5,6
Uranio	878 639	3,4
TOTAL	25 880 995	100,0

Fuente: MEM-DGH, DGM, DGE

Cambio de la Matriz Energética (Gráfico 2).- Está orientada al máximo aprovechamiento de energías renovables y no convencionales, así como al incremento significativo del uso de Gas Natural, sobre la base de las reservas probadas de las fuentes energéticas referidas en el Gráfico 1.

Gráfico 2. Cambio de la Matriz Energética



Fuente MEM-DGH, DGM, DGE

3. DEFINICIONES

Actividades de Hidrocarburos.- Son las operaciones relacionadas con la exploración, explotación, refinación, procesamiento, almacenamiento, transporte, comercialización y distribución de hidrocarburos.

Autorización de actividad petrolera.- Aquella otorgada por la DGH y que permite la instalación y operación de Refinerías y Plantas de Procesamiento, Plantas de Almacenamiento y Terminales, Plantas de Envase de GLP, Plantas de Abastecimiento, Importadores y Exportadores, Distribuidores Mayoristas y Minoristas, Comercializadores de Combustibles de Aviación y para Embarcaciones, Consumidores Directos, Transporte de Petróleo y Productos (automotores, buques), Estaciones de Servicios y Grifos, Locales de Venta de GLP.

Calificación.- La determinación, previa evaluación, de la capacidad legal, técnica, económica y financiera de una Empresa Petrolera para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales, en función de las características del área solicitada, de las inversiones previsiblemente requeridas y el estricto cumplimiento de las normas de protección ambiental.

Consumidores Directos.- Persona que adquiere en el país o importa Combustibles Líquidos, para uso propio y exclusivo en sus actividades y que cuenta con instalaciones para recibir y almacenar combustibles.

Contratante.- PERUPETRO S.A.

Contratista.- Según lo definido en el artículo 9º de la Ley N° 26221, “comprende tanto al Contratista de los Contratos de Servicios como al licenciatario de los Contratos de Licencia, a menos que se precise lo contrario.” Es decir son las personas jurídicas que contratan lotes para llevar a cabo actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos y de ser el caso sus actividades conexas.

Contrato (Contrato Petrolero).- Comprende el Contrato de Licencia, el Contrato de Servicios y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, que se aprueben en aplicación del Artículo 10 de la Ley N° 26221; así como los Convenios de Evaluación Técnica.

Contrato de Concesión.- Es el celebrado por la Dirección General de Hidrocarburos con el Concesionario y por el cual este obtiene la autorización que le permite la instalación y operación de la infraestructura necesaria para llevar a cabo el Transporte de Hidrocarburos por Ductos o de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Contrato de Licencia.- “Es el celebrado por PERUPETRO S.A. S.A., con el Contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual PERUPETRO S.A. S.A. transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.”

Contrato de Servicios.- “Es el celebrado por PERUPETRO S.A. S.A. con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de Contrato, recibiendo el Contratista una retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.”

Convenio de Evaluación Técnica.- Es el celebrado por PERUPETRO S.A. con una compañía petrolera para que lleve a cabo trabajos de evaluación sobre la posibilidad de un área de contener Hidrocarburos en volúmenes comerciales. No conlleva mayor compromiso para la compañía petrolera que el de llevar a cabo las actividades comprometidas y entregar un informe a PERUPETRO S.A., en los plazos previstos. Puede contener una cláusula de preferencia para el caso en que el área pueda ser contratada.

Empresa Petrolera.- Persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que haya desarrollado o que acredite tener la capacidad para llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos; que cuente en su organización con personal de nivel gerencial y profesional que acredite especialización y experiencia en geología, geoquímica, geofísica, producción, reservorios, perforación de pozos u otras disciplinas propias de esta industria, según sea la orientación de la empresa o el proyecto a desarrollar. También se incluye a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que, de acuerdo al presente Reglamento, soliciten su Calificación para celebrar Convenios de Evaluación.

Estaciones de Servicios y Grifos. Establecimiento dedicado a la venta al público de combustibles líquidos.

Fiscalización.- Acción llevada a cabo por el OSINERGMIN, mediante la cual vela por el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con los Subsectores de Electricidad, Hidrocarburos y Minas, así como las referidas a la conservación y protección del ambiente en el desarrollo de las actividades de estos subsectores.

Lote.- Área de terreno, cuyas dimensiones son determinadas por PERUPETRO S.A. o negociadas con el interesado y sobre la cual este último (Contratista) llevará a cabo las Actividades de Hidrocarburos fijadas en un Contrato.

País petrolero.- País con suficientes reservas de hidrocarburos que le permiten autoabastecerse y tener un margen exportable.

País con petróleo.- País que si bien cuenta con reservas de hidrocarburos, estas no le permiten autoabastecerse.

Producción Fiscalizada.- Son los Hidrocarburos producidos en un Punto de Fiscalización, en determinada Área de Contrato, y medidos bajo términos y condiciones acordados en cada Contrato.

Punto de Fiscalización.- Lugar o lugares ubicados por el Contratista en el Área de Contrato, o ubicados por acuerdo de las Partes fuera de ella, donde se realizan las mediciones y determinaciones volumétricas, determinaciones del contenido de agua y sedimentos y otras mediciones, a fin de establecer el volumen y calidad de los Hidrocarburos

Regulación.- Función que le permite al OSINERGMIN aprobar tarifas presentadas por los Concesionarios para los servicios de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos; en función a que estas actividades presentan características que pueden derivarlas en una situación de monopolio.

Supervisión.- Acción que lleva a cabo el OSINERGMIN para velar por el cumplimiento de los Contratos de Concesión.

Terminales.- Instalaciones donde se realizan operaciones de recepción, almacenamiento y despacho de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos. Se les denomina también Plantas de Ventas o Plantas de Abastecimiento.

4. MARCO LEGAL DEL SUB SECTOR HIDROCARBUROS

Actualmente el Marco Legal de Hidrocarburos está conformado, en primer lugar, por la Constitución Política del Perú (diciembre de 1993) que es la Ley fundamental del país que define los Principios Generales sobre el régimen económico, así como del ambiente y los recursos naturales; luego se tiene la Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley 26221 (agosto de 1993), instrumento base que norma las Actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional y que pone énfasis a una voluntad ambientalista; a su vez esta ley esta complementada con reglamentos específicos, mayormente técnicos y de seguridad para cada una de las actividades. Algo que debe mencionarse es que este marco legal es hasta cierto punto “dinámico”, si así se puede catalogar, y ello como consecuencia de que en gran medida y hasta fines del siglo pasado el Perú era un País con Petróleo, pero a partir de agosto del 2004 la situación cambio al ponerse en explotación los yacimientos de Gas Natural de Camisea, convirtiéndose en un País con Gas Natural y Petróleo, hecho que ha requerido y sigue requiriendo la elaboración de nuevas normas que permitan la adecuación a esta actual situación, que incluso está requiriendo un cambio en la matriz energética.

4.1 Constitución Política del Perú

La Constitución Política del Perú determina los principios básicos dentro de los cuales se debe desarrollar, entre otros, la industria de los Hidrocarburos, bajo el régimen económico de la libre competencia y una política ambiental que promueve el uso sostenible de sus recursos naturales (Cuadro 2).

Cuadro 2. Principios Generales en la Constitución Política del Perú, relacionados con las Actividades de Hidrocarburos.

Artículo	Tema
	REGIMEN ECONOMICO
58°	“La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura.”
	ESTADO PROMOTOR DE LIBERTAD DE EMPRESA
59°	“El Estado estimula la creación de riqueza y garantiza la libertad de trabajo y la libertad de empresa, comercio e industria. El ejercicio de estas libertades no debe ser lesivo a la moral, ni a la salud, ni a la seguridad pública. El Estado brinda oportunidades de superación a los sectores que sufren cualquier desigualdad; en tal sentido, promueve las pequeñas empresas en todas sus modalidades.”
	PLURALIDAD ECONOMICA
60°	“El Estado reconoce el pluralismo económico, la economía nacional se sustenta en la coexistencia de diversas formas de propiedad y de empresa. Sólo autorizado por ley expresa, el Estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial, directa o indirecta, por razón de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional. La actividad empresarial, pública o no pública, recibe el mismo tratamiento legal”.
	LIBRE COMPETENCIA

61°	"El Estado facilita y vigila la libre competencia. Combate toda práctica que la limite y el abuso de posiciones dominantes o monopólicas. Ninguna ley ni concertación puede autorizar o establecer monopolios..."
PRINCIPIO DE LIBRE CONTRATACIÓN	
62°	"La libertad de contratar garantiza que las partes pueden pactar válidamente según las normas vigentes al tiempo del contrato. Los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones de cualquier clase. Los conflictos derivados de la relación contractual sólo se solucionan en la vía arbitral o en la judicial, según los mecanismos de protección previstos en el contrato o contemplados en la ley. Mediante contratos ley, el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. No pueden ser modificados legislativamente, sin perjuicio de la protección a que se refiere el párrafo precedente".
HOMOGENEIDAD DE CONDICIONES ECONÓMICAS	
63°	"La inversión nacional y la extranjera se sujetan a las mismas condiciones. La producción de bienes y servicios y el comercio exterior son libres. Si otro país o países adoptan medidas proteccionistas o discriminatorias que perjudiquen el interés nacional, el Estado puede, en defensa de éste, adoptar medidas análogas. En todo contrato del Estado y de las personas de derecho publico con extranjeros domiciliados, consta el sometimiento de éstos a las leyes y órganos jurisdiccionales de la República y su renuncia a toda reclamación diplomática. Pueden ser exceptuados de la jurisdicción nacional, los contratos de carácter financiero. El Estado y las demás personas de derecho público pueden someter las controversias derivadas de relación contractual a tribunales constituidos en virtud de tratados en vigor. Pueden también someterlas a arbitraje nacional o internacional, en la forma en que lo disponga la ley."
MONEDA EXTRANJERA	
64°	"El Estado garantiza la libre tenencia y disposición de moneda extranjera."
RECURSOS NATURALES	
66°	"Los recursos naturales, renovables o no renovables son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal."
POLÍTICA AMBIENTAL	
67°	"El Estado determina la política nacional del ambiente. Promueve el uso sostenible de sus recursos naturales."
PROMOCIÓN Y CONSERVACIÓN DE LA BIODIVERSIDAD	
68°	"El Estado está obligado a promover la conservación de la biodiversidad biológica y de las áreas naturales protegidas."

4.2 Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221

Esta Ley fija en sus primeros 9 artículos los principios generales (Cuadro 3) que rigen el desarrollo de la "Industria Petrolera" en su totalidad, y a su vez sienta las bases sobre la contratación petrolera y dentro de estas define lo referente a la propiedad y disponibilidad de los Hidrocarburos extraídos, los mismos que pueden ser de la empresa que los extraiga y a su libre disponibilidad, asegurándole con ello sus ingresos. En el transcurrir de este informe se irá haciendo mención a los demás artículos de la Ley, dependiendo de la Actividad de Hidrocarburos que se esté tratando.

Cuadro 3. Principios Generales de la Ley N° 26221

Artículo	Tema
PRINCIPIOS GENERALES	
1°	"La presente Ley Orgánica norma las Actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional."
2°	"El Estado promueve el desarrollo de las Actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional."
3°	"El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes. El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley."
4°	"Las normas o dispositivos reglamentarios que dicten otros Sectores que tengan relación con las Actividades de Hidrocarburos, deberán contar con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, salvo lo dispuesto en la Norma XIV del Título Preliminar del Código Tributario."
5°	"El OSINERGIM es el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las Actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional."



Canadian International
Development Agency



6°	“Créase bajo la denominación social de PERUPETRO S.A. S.A., la Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, cuya organización y funciones será aprobada por Ley. El objeto social esta descrito en el Punto 5.2.3 – PERUPETRO S.A. S.A.
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	
Principios	
7°	“La denominación "Hidrocarburos" comprende todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.”
8°	“Los Hidrocarburos "in situ" son de propiedad del Estado. El Estado otorga a PERUPETRO S.A. S.A. el derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos extraídos para el efecto de que pueda celebrar Contratos de exploración y explotación o explotación de éstos, en los términos que establece la presente Ley. El derecho de propiedad de PERUPETRO S.A. S.A. sobre los Hidrocarburos extraídos, conforme se señala en el párrafo anterior, será transferido a los Licenciarios al celebrarse los Contratos de Licencia.”
9°	El término "Contrato", comprende al Contrato de Licencia, al Contrato de Servicios y a otras modalidades de contratación que se aprueba en aplicación del Artículo 10. El término "Contratista" comprende tanto al Contratista de los Contratos de Servicios como al licenciario de los Contratos de Licencia, a menos que se precise lo contrario. El término "Contratante" se refiere a PERUPETRO S.A. S.A.

Normas que establecen la Recaudación y la Distribución de la Renta Petrolera: Ley de Canon, Ley N° 27506. El objeto de la ley 27506 ha sido modificado por el artículo 1° de la Ley 28077 (Cuadro 4), publicada el 26.09.03 y posteriormente, por el artículo 1° de la Ley 28322, publicada el 10.08.04), quedando como sigue:

“Artículo 2.- Objeto de la Ley. La presente Ley determina los recursos naturales cuya explotación genera canon y regula su distribución a favor de los gobiernos regionales y gobiernos locales de las zonas donde se exploten los recursos naturales, de conformidad con lo establecido por el artículo 77° de la Constitución Política del Perú”.

Como puede observarse, la Ley precisa la recaudación y distribución del Canon, y en general de la Renta Petrolera.

Cuadro 4

Marco Legal para la distribución de los Canon^(*)					
Ley N° 27506 (Jun 2002 - May 2004)			Ley N° 28077 (Jun 2004 - Dic 2004)		
%	Beneficiarios	Criterios	%	Beneficiarios	Criterios
20%	Municipalidades de la Provincia donde se hallan los recursos naturales	Según población rural y población urbana	10%	Municipalidades distritales donde se hallan los recursos	Si existe más de una municipalidad en partes iguales
60%	Municipalidades del Departamento donde se hallan los recursos naturales	Según densidad poblacional (Hab.Km ²)	25%	Municipalidades de la provincia donde se hallan los recursos, excluyendo al distrito productor	Según población y pobreza vinculados a las Necesidades Básicas y Déficit de Infraestructura
20%	Gobierno Regional		40%	Municipalidades del Departamento donde se hallan los recursos, excluyendo a la provincia productora.	Según población y pobreza vinculados a las Necesidades Básicas y Déficit de Infraestructura
			25%	Gobierno Regional	80 % Gobierno Regional 20 % Universidad

Fuente: MEF
Elaboración: CBC

(*) Todos los canon excepto el petrolero

Si bien estas acciones se llevan a cabo de acuerdo a lo dispuesto por Ley, no se logra beneficiar directamente a las comunidades indígenas por estar la distribución limitada hasta el nivel de los Gobiernos Locales y son éstos los que de acuerdo a sus prioridades llevan a cabo la distribución. Se encuentra en estudio una propuesta para que por Ley se fijen los porcentajes que deberían recibir estas comunidades.

Ley N° 28451 que crea el Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea (FOCAM) y su modificatoria, Ley N° 28622.- Se crea el FOCAM como un fondo intangible destinado a contribuir al desarrollo sostenible de los departamentos por donde pasan los ductos principales conteniendo los hidrocarburos de los Lotes 88 y 56 (Gas Natural de Camisea), mejorando el bienestar de las comunidades involucradas y coadyuvando a la preservación

del ambiente y de la ecología. Constituyen recursos del FOCAM el 25% de las Regalías que correspondan al Gobierno Nacional provenientes de los Lotes 88 y 56, luego de efectuadas las deducciones derivadas del pago del Canon Gasífero y otras deducciones correspondientes a PERUPETRO S.A., OSINERG y el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 26221. Adicional a ello, la Ley N° 28622 establece para el Departamento de Ucayali un 2,5% del total de las Regalías que percibe el Estado Peruano, por la explotación de los Yacimientos de Camisea.

Según el artículo 4° de la Ley N° 28451, precisado por el artículo 4° del DS N° 042-2005-EF, los recursos del FOCAM se distribuyen a los departamentos (Regiones) de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima, exceptuando Lima Metropolitana, de acuerdo a los siguientes porcentajes y con ciertos criterios de distribución: 30% para los gobiernos regionales, 30% para las municipalidades provinciales, 15% para las municipalidades distritales por donde pasan los ductos, 15% para las demás municipalidades distritales y 10%, en partes iguales, para las universidades públicas.

4.3 Normas Técnicas y de Seguridad

La Ley N° 26221 (modificada por la Leyes N° 26734, 27377 y 27391) está complementada por Reglamentos dados por Decretos Supremos, que comenzaron a aprobarse desde 1993 y que se siguen complementando y modificando en función de las políticas de cambio en la matriz energética, principalmente en razón a la introducción al mercado del Gas Natural, especialmente el de Camisea. Pudiendo encontrar el texto completo de cada una de los Reglamentos en: (www.minem.gob.pe/hidrocarburos/normas_reglamento.asp).

4.4 Actividades reguladas

En el entendido que las Actividades de Hidrocarburos reguladas (Gráfico 3) son aquellas que requieren algún tipo de autorización expresa para ser desarrolladas y que su diseño, construcción o instalación, operación y mantenimiento están normados, se tiene que señalar que en el Perú prácticamente todas requieren algún tipo de autorización por parte del Estado, ya sea Contrato Petrolero (Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos), Contrato de Concesión (Transporte de Hidrocarburos por Ductos y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos) o Inscripción en el Registro de Hidrocarburos de la DGH (las demás actividades), y tal como se ha mencionado anteriormente, cada una de las diferentes Actividades de Hidrocarburos están normadas por un Reglamento específico.

Reversión de las instalaciones. Solamente en el caso de los Contratos y de los Contratos de Concesión se estipula que a la terminación de estos, los bienes pasan a poder del Estado, libres de toda carga y gravamen de cualquier naturaleza, debiendo estar en buenas condiciones operativas, excepto el desgaste normal como consecuencia del tiempo y del uso diligente de los mismos. En el caso de que otro tipo de actividad como por ejemplo la Refinación o Procesamiento de Hidrocarburos esté comprendida dentro de un Contrato Petrolero, sus instalaciones deberán ser consideradas dentro de los bienes a ser entregados al Estado a la terminación del mismo, de no estar dispuesto de manera diferente en el mismo Contrato.

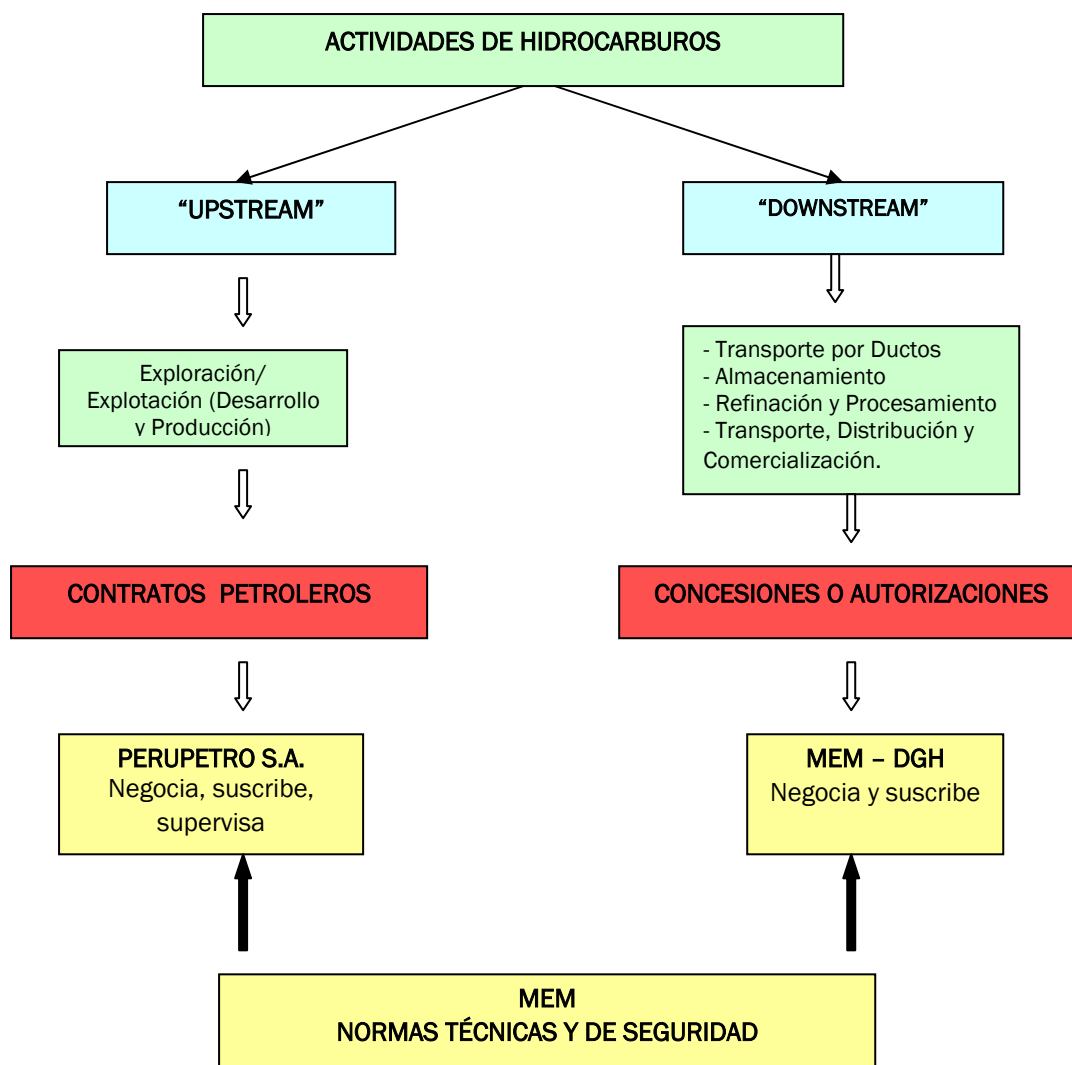
La entrega al Estado de los bienes se efectúa en razón a que estas actividades tienen plazos contractuales o causales de terminación definidos y una vez concluidos los contratos respectivos, estas requieren continuar, ya sea como consecuencia de existir reservas de hidrocarburos por extraer (Contratos Petroleros), o de ser un servicio público que deberá continuarse brindando (Contratos de Concesión).

4.5 Marco Legal de las actividades, autorizaciones para operar, reversión de las instalaciones.

El marco legal ya fue descrito en 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 y los instrumentos legales para operar se ciñen al tipo de actividad a llevarse a cabo ya sean actividades hidrocarburíferas del “Up Stream” que requieren Contrato Petrolero (Licencia, Servicios u otros), a ser suscritos con PERUPETRO S.A. o de “Down Stream” como transporte de Hidrocarburos por Ductos y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, que requieren de un Contrato de Concesión a ser suscrito con la Dirección General de Hidrocarburos –DGH, y las demás actividades que deben ser autorizadas por la DGH en la forma de “Constancia de Registro en Hidrocarburos”. Sin embargo, todas y cada una de las actividades mencionadas requieren en su diseño, construcción y operación, de los informes técnicos y de la fiscalización de OSINERGMIN. En adición a lo anterior, deben de contar con autorizaciones de los Gobiernos Locales (Municipalidades) definidas en las “Licencias” (de Construcción y Funcionamiento).

Debe puntualizarse que las infraestructuras de las Actividades de Hidrocarburos para ser diseñadas y construidas deben contar con un Estudio Ambiental aprobado, previa información (audiencias públicas) a la población del entorno involucrada directa e indirectamente. Estos Estudios Ambientales van desde las categorías de Estudios de Impacto Ambiental (EIA), Estudios de Impacto Ambiental Semi Detallado (EIASd), Plan de Manejo Ambiental (PMA), hasta Declaración de Impacto Ambiental (DIA); siendo los de mayor alcance y elaboración los EIAs.

Gráfico 3. Actividades de Hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

4.6 Actividades no reguladas

Según lo mencionado en el punto 4.4 no existe en el Perú Actividad de Hidrocarburos que no esté normada o regulada por un dispositivo legal del Estado.

5. INSTITUCIONES Y ORGANISMOS – ORGANIZACIÓN, FUNCIONES E INTERRELACIONES

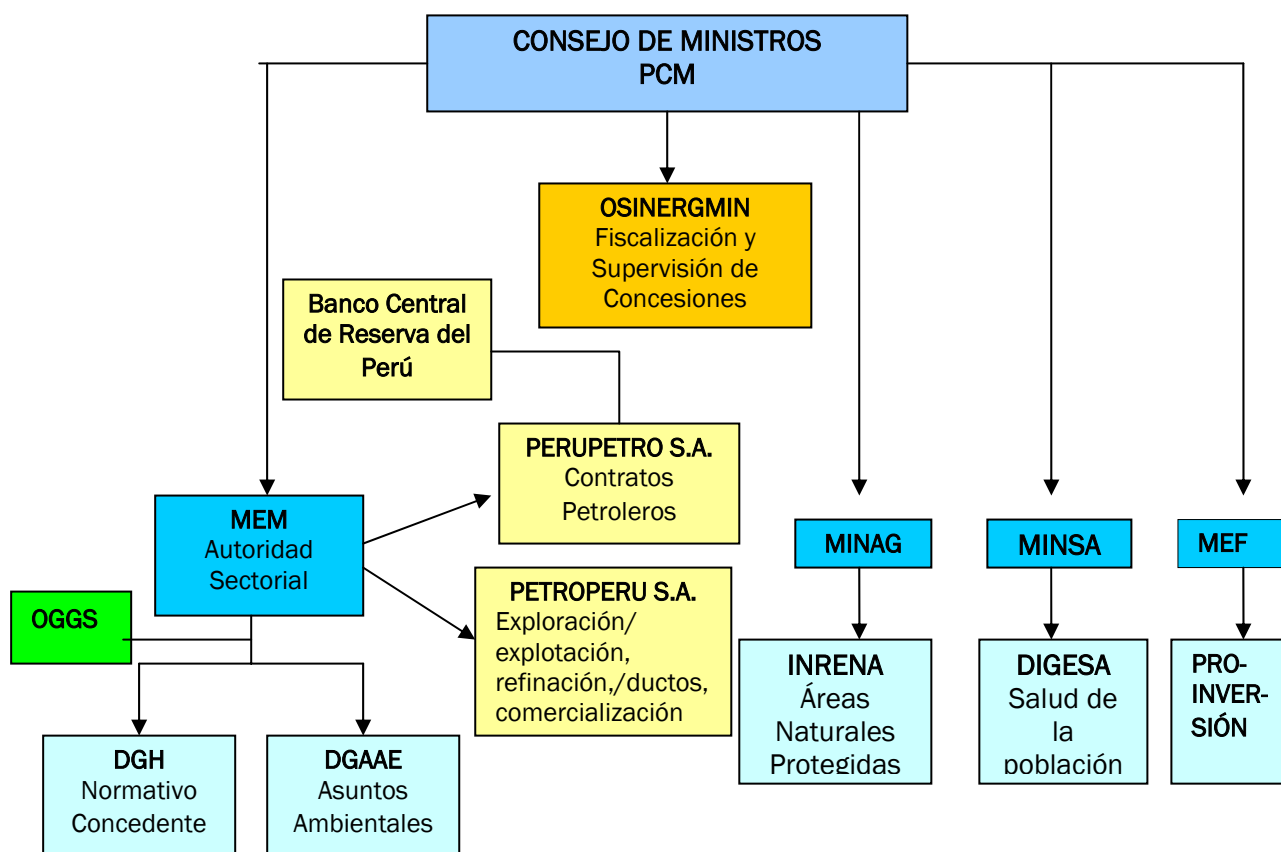
Si bien en lo que corresponde a las Actividades de Hidrocarburos el Ministerio de Energía y Minas es el ente rector, existen otros organismos de un nivel superior al MEM, así como del mismo nivel, e incluso de nivel inferior, que tienen injerencia en el desarrollo de la Industria Petrolera, de su normativa, de su fiscalización y sobre todo de los

aspectos socio ambientales que deben respetarse. EL Gráfico 4 muestra en forma resumida los principales organismos estatales que de una u otra manera intervienen dentro del desarrollo de la Industria Petrolera Peruana.

5.1 Presidencia del Consejo de Ministros (PCM)

Es el organismo del cual dependen funcionalmente los Ministerios y desde luego el de Energía y Minas. A su vez, dependen también los organismos reguladores y fiscalizadores y dentro de ellos el OSINERGMIN. Esta dependencia directa del OSINERGMIN de la PCM le da la posibilidad de revertir o anular una situación, acción o propuesta que genere el MEM.

Gráfico 4. Principales Organismos del Estado que intervienen en el Desarrollo de la Industria Petrolera en el Perú.

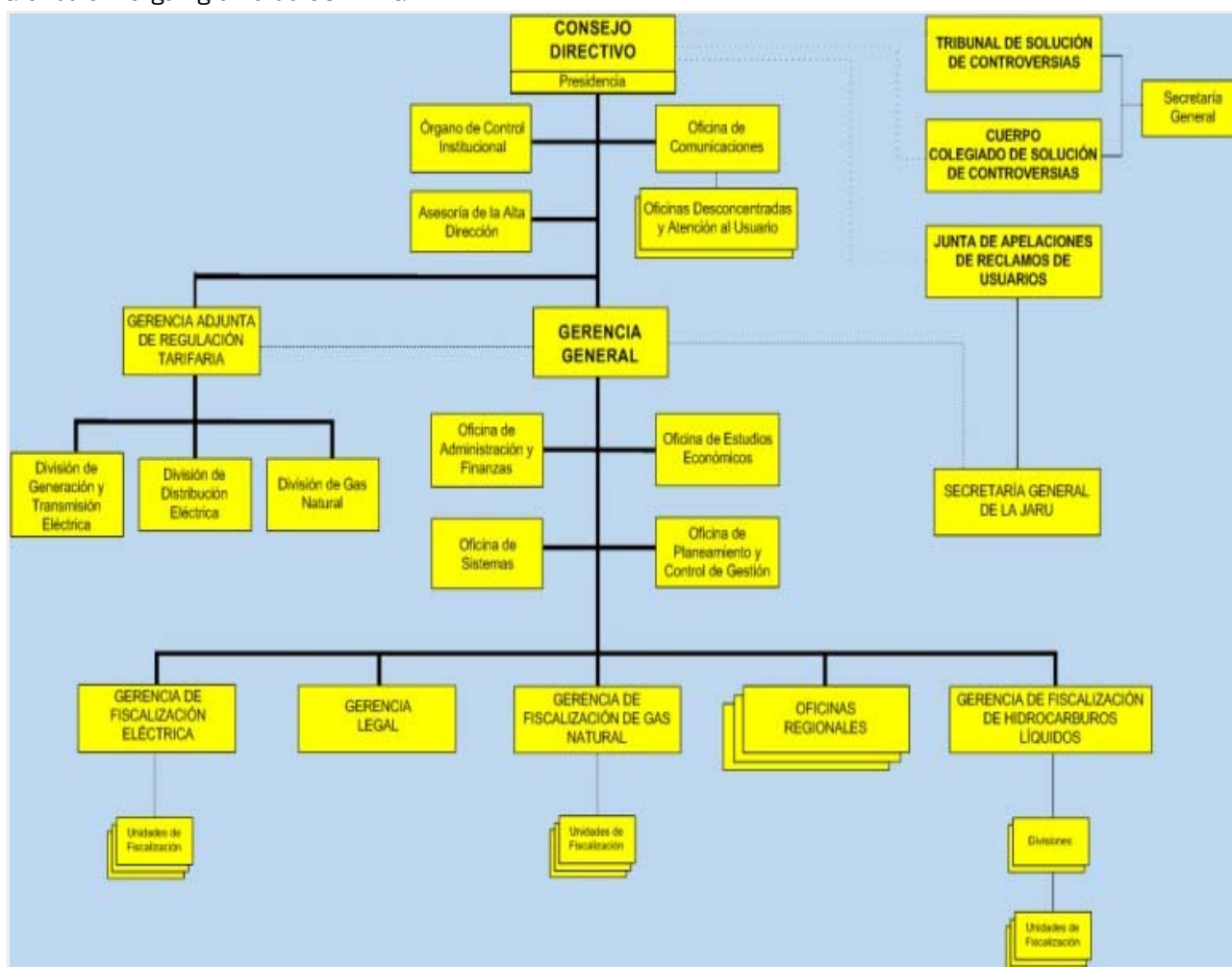


5.1.1 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

El OSINERG es el organismo creado por la Ley N° 26734 y encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las funciones legales y técnicas relacionadas con los Subsectores de Electricidad e Hidrocarburos, así como del cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente, en el desarrollo de dichas actividades. Mediante Ley No. 28964 del 24 de enero de 2007 se transfieren competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras al OSINERG, convirtiéndose en OSINERGMIN. (Gráfico 5).

Es también el organismo encargado de revisar las tarifas que le presentan los Concesionarios de los servicios de transporte de hidrocarburos por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos y darles su aprobación, de ser el caso, en razón a que son actividades de naturaleza monopólica. Mayor detalle en el punto 6.3, Contratos de Concesión.

Gráfico 5. Organigrama de OSINERGMIN



Fuente: OSINERGMIN

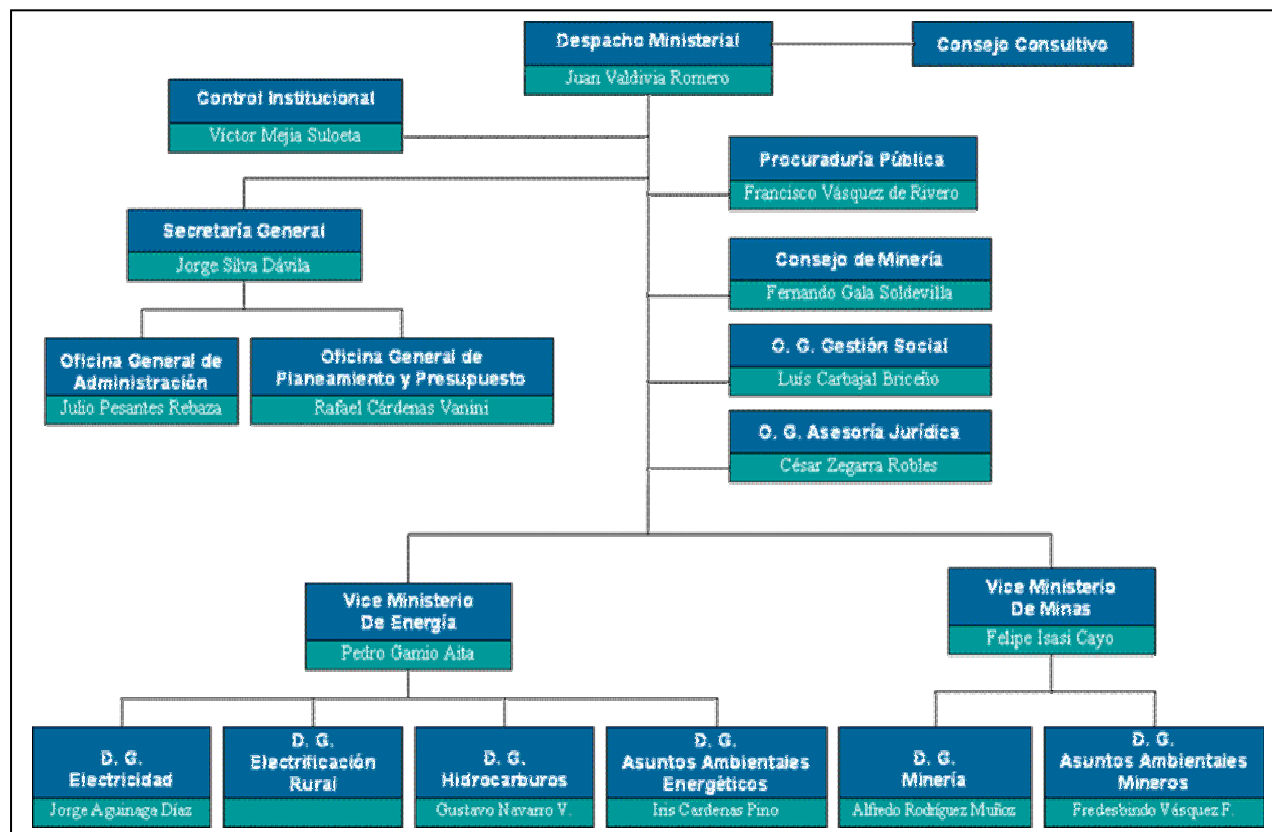
5.2 Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Es un organismo público integrante del Poder Ejecutivo, con personería jurídica de derecho público y ente rector del Sector Energía y Minas. Depende funcional y administrativamente de la Presidencia del Consejo de Ministros. Tiene por finalidad promover el desarrollo integral y sostenible de las actividades minero – energéticas normando y/o supervisando, según sea el caso, el cumplimiento de las políticas de alcance nacional.

En el Sector Energía y Minas desarrollan actividades los organismos públicos descentralizados y privados, las empresas públicas y privadas y las personas naturales dedicadas a la exploración, explotación, refinación y procesamiento, así como transporte, distribución y comercialización de los recursos energéticos (electricidad e hidrocarburos) y mineros. La Ley N° 26221, en su artículo 3° determina que el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes. Conjuntamente con el OSINERGMIN, está encargado de velar por el cumplimiento de la Ley mencionada.

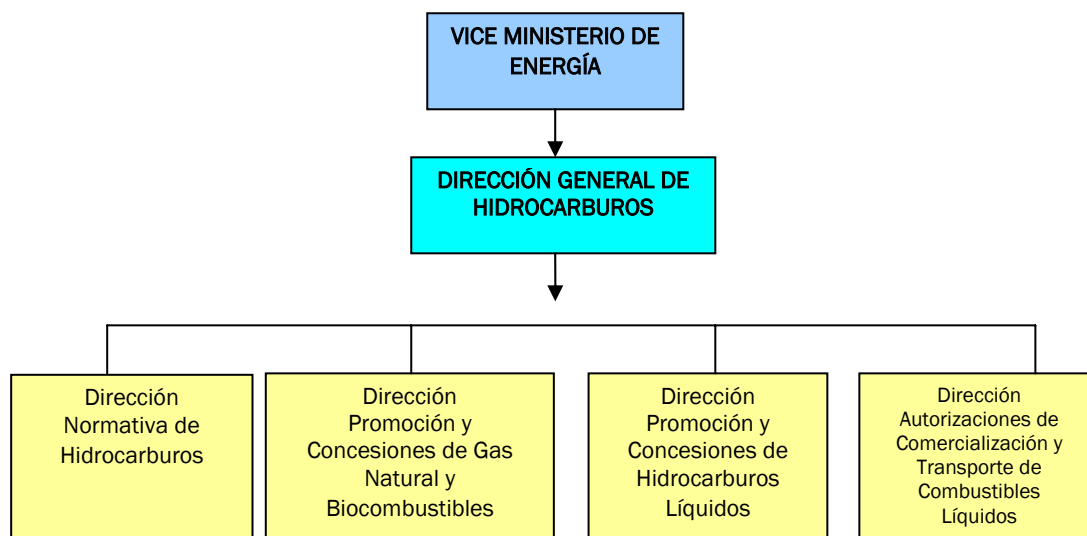
En el Gráfico 6 se presenta la estructura orgánico-funcional del MEM en vigencia, la cual fue aprobada mediante Decreto Supremo N° 031-07-EM publicada en el Diario Oficial El Peruano, el 26 de Junio de 2007.

Gráfico 6. Organigrama del Ministerio de Energía y Minas



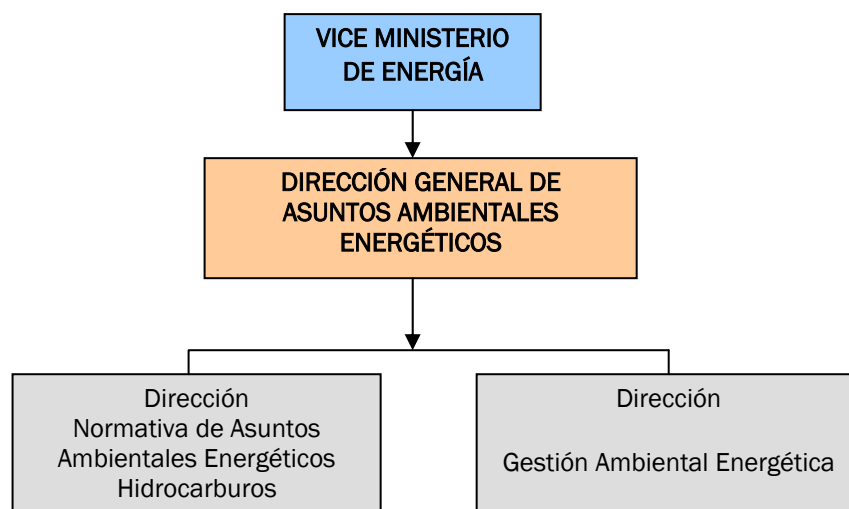
5.2.1 Dirección General de Hidrocarburos (DGH).- Es el órgano técnico-normativo encargado de proponer y evaluar la política y el marco legal del Subsector Hidrocarburos en concordancia con las políticas de desarrollo sectorial y nacional. Promueve las inversiones y las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos y ejerce el rol concedente a nombre del Estado para las actividades de hidrocarburos, según le corresponda. Es también la encargada de elaborar y evaluar el Plan Referencial de Hidrocarburos así como el Plan de Desarrollo de Hidrocarburos y de participar en la elaboración del Plan de Desarrollo Energético, en coordinación con las otras Direcciones Generales del Sector Energía. Participa en la formulación del Balance Energético Nacional. Las funciones y atribuciones de la DGH se ven en detalle, en: www.minem.gob.pe/ministerio/dgh.asp.

Gráfico 7. Organigrama de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM



5.2.2 Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).- La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos es el órgano técnico normativo encargado de proponer la política de conservación y protección del medio ambiente para el desarrollo sostenible de las actividades energéticas, en concordancia con las políticas de desarrollo sostenible sectorial y nacional. Están entre sus funciones formular, proponer y aprobar, cuando corresponda, las normas técnicas y legales relacionadas, normar la evaluación de los estudios ambientales de las actividades del Sector Energía; analizar y emitir opinión sobre las denuncias por trasgresión de la normatividad ambiental y establecer las medidas preventivas y correctivas necesarias para el control de dichos impactos; califica y autoriza a instituciones públicas y privadas para que elaboren estudios ambientales sobre el impacto de las actividades energéticas; evalúa y aprueba los estudios ambientales y sociales que se presenten al Ministerio de Energía y Minas referidos al Sector Energía, entre otras. Las funciones y atribuciones de la DGAAE en detalle pueden encontrarse en: www.minem.gob.pe/ministerio/dgae.asp.

Gráfico 8. Organigrama de la DGAAE



5.2.3 PERUPETRO S.A.

Es la Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En representación del Estado negocia, celebra, y supervisa los Contratos Petroleros, así como los Convenios de Evaluación Técnica. Así mismo comercializa, a través de terceros y bajo los principios del libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo Contrato de Servicios.

Actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa, de acuerdo a los objetivos, políticas y estrategias que apruebe el Ministerio de Energía y Minas. Fue creada por la Ley N° 26221, e inició sus actividades el 18 de noviembre de 1993. Está sujeta a la fiscalización posterior y por resultados de la Contraloría General de la República, y opera bajo el régimen tributario común de las empresas privadas. Por Ley N° 27170 del 09.09.99, PERUPETRO S.A. pasa a estar bajo el ámbito de FONAFE, empresa adscrita al Sector de Economía y Finanzas, encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado.

5.2.4 PETROPERU S.A.

Petróleos del Perú S.A. Se crea por Decreto Ley 17753 el 24 de julio de 1969 y se rige por su Ley Orgánica aprobada el 4 de marzo de 1981 mediante Decreto Legislativo N° 43, modificada por la Ley 26224 el 23 de agosto de 1993, Ley 24948 (Ley de la Actividad Empresarial del Estado del 2 de diciembre de 1988), modificada por la Ley 27170 (Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado del 8 de septiembre de 1999). Las Normas que rigen la actividad económica, financiera y laboral de la empresa, así como la relación con los diversos niveles de gobierno y regímenes administrativos son varias, entre las cuales destacan:

El actual Estatuto Social de PETROPERÚ aprobado mediante DS 024-2002-EM el 21 de agosto de 2002 fija como su objetivo, llevar a cabo actividades de hidrocarburos según lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. En el ejercicio de su labor, PETROPERU S.A. actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa y de acuerdo con los objetivos, políticas y estrategias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Además, puede realizar y celebrar toda clase de actos y contratos y regirse en sus operaciones de comercio exterior por los usos y costumbres del comercio internacional y por las normas del derecho internacional y la industria de hidrocarburos generalmente aceptadas.

La Ley N° 28244 (02.06.04) ha autorizado a PETROPERÚ para negociar Contratos con PERUPETRO S.A. en exploración y explotación de operaciones o servicios petroleros, con lo cual PETROPERÚ puede ejercer el rol de Contratista, rol que le había sido prohibido por la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos. Actualmente se encuentra fuera del ámbito de FONAFE.

5.3 Banco Central de Reserva del Perú

Es el conductor de la Política Monetaria cuya misión principal es preservar la estabilidad monetaria, que incluye estabilidad de precios, control de la inflación, regular la cantidad de dinero, entre otros. Es una persona jurídica de derecho público, con autonomía y su finalidad es la de preservar la estabilidad monetaria. Sus funciones son regular la moneda y el crédito del sistema financiero, administrando las reservas internacionales a su cargo y las demás que señala su Ley Orgánica.

Interviene en los Contratos Petroleros en representación del Estado, garantizando que el Contratista goce del régimen cambiario vigente en la fecha de suscripción del Contrato y en consecuencia, tenga derecho a la disponibilidad, libre tenencia, uso y disposición interna y externa de moneda extranjera, así como la libre convertibilidad de moneda nacional a moneda extranjera en el mercado cambiario de oferta y demanda.

5.4 Ministerio de Salud. Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA)

5.4.1 DIGESA

Es el órgano técnico normativo en los aspectos relacionados al saneamiento básico, salud alimentaria, zoonosis y protección del ambiente. Norma y evalúa el Proceso de Salud en el Sector. Concerta el apoyo y articulación para el

cumplimiento de sus normas con los Organismos que apoyan o tienen responsabilidades en el control del ambiente. Del mismo modo, coordina el marco técnico normativo con los Institutos Especializados, Organismos Públicos de Salud, y con la Comunidad Científica Nacional e Internacional.

Por ser el órgano técnico normativo en los aspectos relacionados al saneamiento básico, salud alimentaria, zoonosis y protección del ambiente es que interviene en forma coordinada con la DGAAE en la elaboración de directivas o normas que protejan la salud de las poblaciones del entorno de un proyecto de hidrocarburos. Ej. Los límites máximos permisibles de determinados elementos en el agua potable, suelo, aire, etc.

5.5 Ministerio de Agricultura, Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA)

5.5.1 INRENA

Es un Organismo Público Descentralizado del Ministerio de Agricultura, creado por Decreto Ley N° 25902 el 27 de noviembre de 1992, para realizar las acciones necesarias para el aprovechamiento sostenible de los recursos renovables, cautelar la conservación de la gestión sostenible del medio ambiente rural y la biodiversidad silvestre. Como autoridad nacional, debe realizar su trabajo en estrecha relación con los gobiernos regionales y locales, sociedad civil organizada e instituciones públicas y privadas”.

Este organismo es el primero que determina y/o autoriza si un área es posible de ser contratada para llevar a cabo Actividades de Hidrocarburos, mediante la definición de las Áreas Naturales Protegidas y su categoría. Debe guardar estrecha coordinación con PERUPETRO S.A., sobre todo para la contratación de Lotes.

5.6 Ministerio de Economía y Finanzas, FONAFE y PROINVERSIÓN

5.6.1 El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE es una empresa de Derecho Público adscrita al Sector Economía y Finanzas, creada por la Ley No. 27170, encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado. Al momento de su creación, FONAFE asumió las funciones de la desaparecida Oficina de Instituciones y Organismos del Estado –OIOE.

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 9° del Reglamento de la Ley No. 27170, aprobado mediante Decreto Supremo No. 072-2000-EF y modificado mediante Decreto Supremo No. 115-2004-EF, FONAFE cuenta con un Directorio conformado por seis miembros, todos ellos Ministros de Estado de los siguientes sectores: Economía y Finanzas; Transportes y Comunicaciones; Vivienda, Construcción y Saneamiento; Energía y Minas; el Ministro a cuyo sector esté adscrito PROINVERSIÓN; y, Presidencia del Consejo de Ministros. Sin embargo, dado que PROINVERSIÓN se encuentra adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas, en la práctica el Directorio de FONAFE está compuesto por cinco Ministros de Estado, quienes tienen entre sus facultades principales, las siguientes:

- a) Ejercer la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas (creadas o por crearse), en las que participa el Estado y administrar los recursos provenientes de dicha titularidad.
- b) Aprobar el presupuesto consolidado de las empresas en las que FONAFE tiene participación mayoritaria, en el marco de las normas presupuestales correspondientes.
- c) Aprobar las normas de gestión en dichas empresas.
- d) Designar a los representantes ante la Junta General de Accionistas de las empresas en las que tiene participación mayoritaria.

Bajo el ámbito de FONAFE se encuentran únicamente las empresas que cuentan con participación mayoritaria del Estado, sea que dichas empresas se encuentren activas o en proceso de liquidación. Asimismo, se encuentran bajo su ámbito las empresas que le han sido entregadas por encargo. Bajo su ámbito se encuentra PERUPETRO S.A., PETROPERÚ fue excluida.

5.6.2 PROINVERSIÓN

Es la Agencia del Gobierno dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas, encargada de la promoción de la inversión y de las privatizaciones. Tiene como Misión “Promover la inversión no dependiente del Estado Peruano a

cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población. Su Consejo Directivo está conformado de la siguiente manera:

- Presidente del Consejo de Ministros, quien lo preside;
- Ministro de Economía y Finanzas;
- Ministro de Transporte y Comunicaciones;
- Ministro de Energía y Minas;
- Ministro de Vivienda, Construcción y Saneamiento;
- Ministro de la Producción;
- Ministro de Comercio, Exterior y Turismo;
- Ministro de Agricultura.

Este consejo al estar conformado por ministros, permite definir una prioridad a los proyectos generalmente de alcance nacional que resulten de importancia para el país y que tengan un impacto significativo en la economía y por ende, en lo social. Tal fue el caso de los concursos que se llevaron a cabo para otorgar: El Contrato para la Explotación del Lote 88 y la Concesión para los Ductos de Líquidos y Gas Natural del Proyecto Camisea. Actualmente esta llevando a cabo los concursos públicos para el otorgamiento de los Gasoductos Regionales – Zona Centro, Concesión Poliducto Pisco Lurín y Gasoductos Regionales – Zona Norte.

5.7 Interrelaciones

El Ministerio de Energía y Minas (Sector Energía y Minas), es el ente Rector de las Actividades de Hidrocarburos. Sus Direcciones Generales de Hidrocarburos y de Asuntos Ambientales Energéticos son los organismos encargados de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las normas pertinentes, en sus diferentes niveles.

Las Empresas estatales PERUPETRO S.A. (Contratación Petrolera) y PETROPERÚ S.A. (Empresa Petrolera), pertenecen al Sector Energía y Minas y por lo tanto, actúan de acuerdo a la política por éste impartida.

El OSINERGMIN, si bien es un organismo que depende de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), tiene como función la fiscalización de toda las Actividades relacionadas con el Sector Energía y Minas (Energía: Hidrocarburos y Electricidad), así como la supervisión de los Contratos de Concesión que suscriba la DGH. Interviene en la aprobación del diseño, construcción y operación de la infraestructura necesaria de las Actividades de Hidrocarburos, a través de sus Informes Técnicos Favorables (ITF).

El MEM debe coordinar sus acciones con otros organismos como el BCR, INRENA, DIGESA y PROINVERSIÓN, que si bien pertenecen a otros sectores, están facultados por ley para otorgar autorizaciones que competen a su ámbito de acción, relacionadas con la contratación petrolera. Por ejemplo, con el BCR coordina la Garantía del Estado para el régimen cambiario y la disponibilidad de divisas para los Contratistas; con el INRENA, la autorización para llevar a cabo Actividades de Hidrocarburos en Áreas Naturales Protegidas, como: Reservas Indígenas, Parques Nacionales, Santuarios, etc. Con DIGESA, asuntos ambientales y de salud de las poblaciones impactadas directa o indirectamente por la Industria Petrolera y con PROINVERSION, asuntos referentes a la promoción y licitación para la contratación petrolera.

El Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) es el organismo rector de la política ambiental nacional. Tiene la finalidad de planificar, promover, coordinar, controlar y velar por el ambiente y el patrimonio natural de la nación. Constituye un organismo público descentralizado adscrito al ámbito de la presidencia del Consejo de Ministros y por tanto se relaciona y coordina directamente con todos los sectores.

La Dirección de Arqueología, órgano dependiente de la Dirección de Patrimonio Histórico Colonial y Republicano del Instituto Nacional de Cultura – INC, está encargado de la identificación, registro y estudio del Patrimonio Arqueológico Inmueble integrante del Patrimonio Cultural de la Nación, así como de su preservación, conservación, puesta en valor y uso social. Entre sus funciones, está la de expedir el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos – CIRA. El CIRA es exigido por el INC como requisito previo al movimiento de tierras. Este documento es de carácter indefinido y certifica la ausencia de sitios arqueológicos de la superficie, para la autorización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

6. CONTRATOS, CONVENIOS Y CONCESIONES PETROLERAS: ORGANISMOS COMPETENTES, CARACTERÍSTICAS. MODELOS CONTRACTUALES, REGALÍAS Y RETRIBUCIONES.

La función referente a los Contratos Petroleros la desempeña PERUPETRO S.A. por mandato de la Ley N° 26221 que en su artículo 6°, inciso b) dice: “Negociar, celebrar, y supervisar, en su calidad de Contratante, por la facultad que le confiere el Estado Peruano en virtud de la presente Ley, los Contratos que esta establece; así como los convenios de evaluación técnica.”. Así mismo, en los Capítulos Segundo, Tercero, Cuarto y Quinto del Título II de la Ley 26221 se le dan las respectivas directivas a PERUPETRO S.A. Los principales contratos se resumen en:

- Contratos Petroleros
- Convenios de Evaluación Técnica
- Contratos de Concesión

6.1 Contratos Petroleros

Son instrumentos legales administrados por PERUPETRO S.A., que otorgan el derecho a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, debidamente calificadas, a suscribir Contratos de Exploración y Explotación o Explotación de Hidrocarburos. Las principales características contenidas en la Ley No. 26221, que definen el Contrato Petrolero Peruano se muestran a continuación. Los Contratos Petroleros pueden ser:

- De Licencia
- De Servicios
- Otras modalidades
- **Contrato de Licencia:** PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos, al Contratista, quien debe pagar una Regalía al Estado.
- **Contrato de Servicios:** En esta modalidad el Contratista recibe una Retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.
- **Otras modalidades de contratación** pueden celebrarse previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.

6.1.1 Características de los Contratos Petroleros

- Los Contratos Petroleros pueden celebrarse, a criterio del Contratante, previa negociación directa o por convocatoria.
- Los Contratos autorizan al Contratista durante el plazo del Contrato a realizar operaciones de exploración y explotación de Hidrocarburos, incluyendo las de recuperación secundaria y mejorada.
- La extensión y delimitación del área inicial del Contrato es determinada en función al potencial hidrocarburífero, zona geográfica, programa mínimo garantizado y área en que efectivamente se realizarán las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, o ambas.
- Los Contratos contemplan dos fases: la de exploración y la de explotación, salvo que el Contrato sea sólo de explotación.
- Los plazos de los Contratos son de hasta 7 años para la fase de exploración, pudiéndose en casos excepcionales extenderse otros 3 años; y para la fase de explotación y para el caso de petróleo crudo, de hasta 30 años incluyéndose los años de exploración. Tratándose de gas natural no asociado y de gas natural no asociado y condensados, hasta completar 40 años. En adición a estos plazos puede contemplarse un periodo de retención de hasta 10 años, cuando un descubrimiento de Hidrocarburos no resulta comercial por razones de transporte y hasta que ello resulte factible.

- El área del Contrato se reducirá (suelta de áreas) conforme las Partes lo acuerden, hasta llegar a una superficie bajo la cual se encuentren los horizontes productores más un área circundante de seguridad técnica.
- Los diversos periodos de exploración de los Contratos deben tener un programa de trabajo mínimo obligatorio, el cual debe estar garantizado con una fianza cuyo monto será fijado por el Contratante.
- El Contratista debe proporcionar a su riesgo todos los recursos técnicos y económicos – financieros, que se requieran para la ejecución de los Contratos, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todas las inversiones, costos y gastos en que incurra.
- El Contratista es responsable del transporte de los Hidrocarburos producidos desde su área de Contrato hasta el lugar donde las Partes lo acuerden.
- El Contratista de acuerdo con el Contratante proveerá los recursos y los medios necesarios para una efectiva transferencia de tecnología y capacitación del personal del Subsector Hidrocarburos.
- La explotación y la recuperación económica de las reservas de Hidrocarburos se llevarán a cabo de acuerdo a los principios técnicos y económicos generalmente aceptados y en uso por la industria internacional de Hidrocarburos, sin perjuicio del cumplimiento de las normas de protección del medio ambiente.
- El Contratista está obligado a mantener permanentemente informado a PERUPETRO S.A. con respecto a sus operaciones. Todos los estudios, informaciones y datos, procesados y no procesados, obtenidos por los Contratistas y subcontratistas, serán entregados a PERUPETRO S.A.
- El Contratista tiene la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato y puede exportarlos libre de todo tributo.
- El Contratista tiene derecho a utilizar en sus operaciones los Hidrocarburos producidos en el área del Contrato, sin costo alguno.
- En caso de emergencia nacional declarada por Ley, en virtud de la cual el Estado deba adquirir hidrocarburos de los productores locales, ésta se efectuará a precios internacionales de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecerá en cada Contrato.
- El gas natural que no es utilizado en las operaciones puede ser comercializado, reinyectado al reservorio, o ambos, por el Contratista. Si el gas no es utilizado según lo antes descrito, puede ser quemado previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas.
- En los Contratos de Licencia, los Contratistas pagan una regalía en función a la producción de Hidrocarburos provenientes del área que operan. EL Contratista puede pagar la Regalía en efectivo de acuerdo con mecanismos de valorización y pagos que se establecen en cada Contrato, teniendo en cuenta que los Hidrocarburos Líquidos deben ser valorizados tomando como base los precios internacionales, y el gas natural, tomando como base los precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso. La Regalía es considerada como gasto.
- En los Contratos de Servicio, la retribución se determina en función a la producción fiscalizada de Hidrocarburos y se paga conforme se acuerde.
- Los Contratistas están sujetos al régimen tributario común del impuesto a la renta, a las normas específicas que se establecen en la Ley 26221 y se rigen por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del Contrato.
- Los Contratistas que realizan actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en más de un área de Contrato, y que además desarrollen otras actividades relacionadas con petróleo, gas natural y condensados y actividades energéticas conexas a las de Hidrocarburos, deben determinar los

resultados de cada ejercicio en forma independiente por cada área de Contrato y por cada actividad para los efectos del cálculo del impuesto a la renta.

Si en uno o más de los Contratos o actividades se generasen pérdidas arrastrables, éstas serán compensadas por la utilidad generada por otro u otros Contratos o actividades.

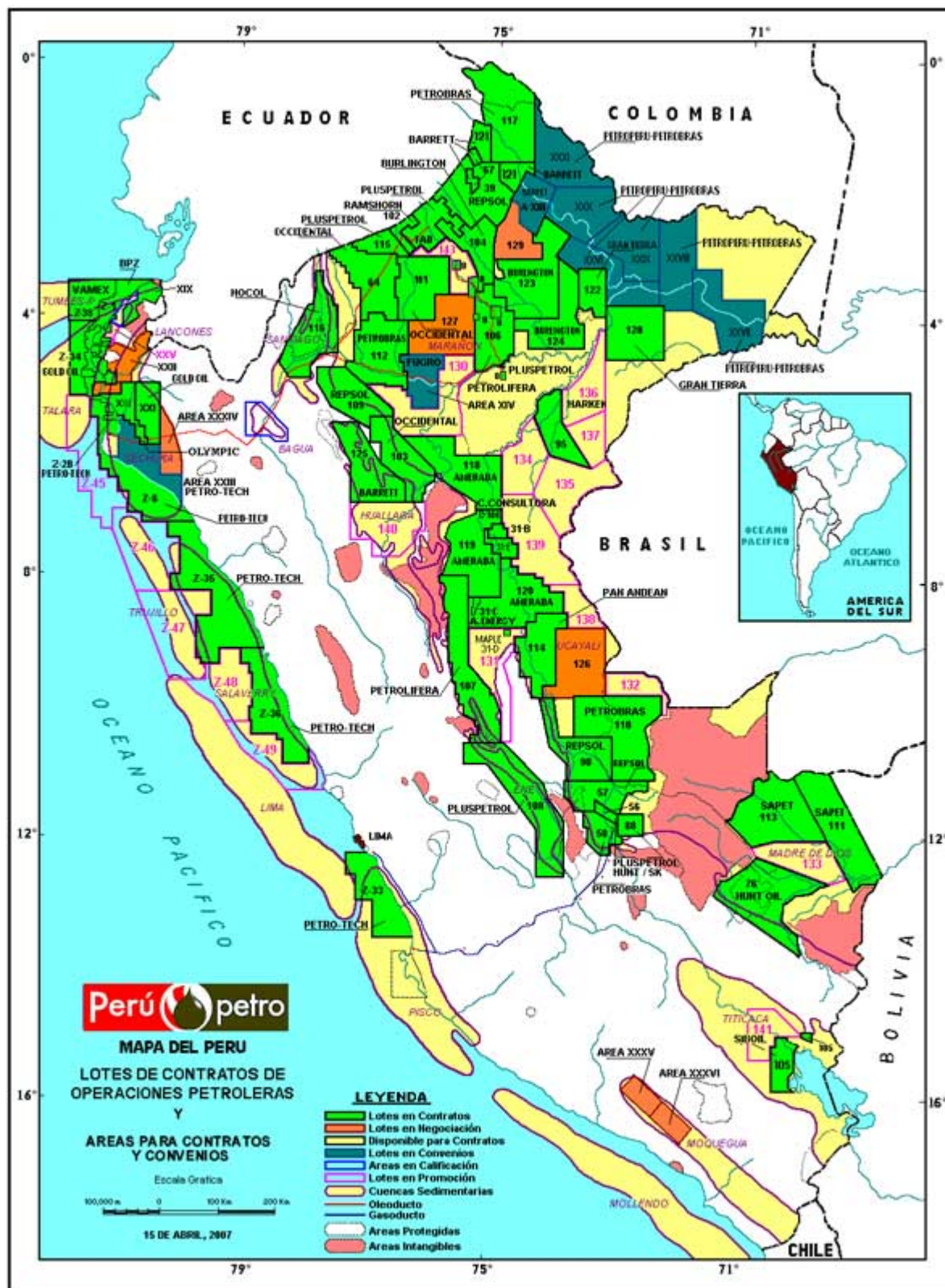
Las inversiones realizadas en un área de Contrato en la que no se hubiere llegado a una etapa de extracción comercial, serán acumuladas al mismo tipo de inversiones efectuadas en otra área de Contrato en la que sí se haya llegado a dicha etapa y el total se amortizará mediante el método elegido sea en base a unidad de producción o mediante amortización lineal, durante un periodo no menor de 5 años.

En el Contrato se fijará el método de amortización a ser utilizado por el Contratista, el cual no puede ser variado.

- Los Contratistas podrán importar temporalmente y por un periodo de 2 años, bienes destinados a sus actividades con suspensión a los tributos a la importación. Esta importación temporal puede ser prorrogada por periodos de un año hasta por dos veces.
- El Estado garantiza a los Contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de la celebración del contrato, permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo.
- El Contratista puede llevar su contabilidad en moneda extranjera, de acuerdo con las prácticas contables aceptadas en el Perú.
- El Banco Central de Reserva del Perú, en representación del Estado, garantiza al Contratista, sea nacional o extranjero, la disponibilidad de divisas que le corresponden, de acuerdo a la presente ley y a lo establecido en los contratos.
- En los contratos se puede establecer que las diferencias técnicas que surjan entre las Partes sean sometidas al Comité Técnico de Conciliación, en los términos que estimen pertinentes.
- El Arbitraje internacional en los Contratos de Licencia y de Servicios y en cualquier otra modalidad de contratación, procederá en cualquier caso.
- El Contrato termina automáticamente y sin previo requisito, en los casos siguientes:
 - a) Al vencimiento del plazo contractual.
 - b) Por acuerdo entre las Partes
 - c) Por mandato inapelable del Poder Judicial o Tribunal Arbitral
 - d) Por las causales que las Partes acuerden en el Contrato.
 - e) Al término de la fase de exploración, sin que el Contratista haya hecho declaración del descubrimiento comercial y no esté vigente un periodo de retención.
- A la terminación del Contrato, pasa a propiedad del Estado, a título gratuito, a menos que éste no lo requiera, los inmuebles, las instalaciones de energía, los campamentos, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción que permitan la continuación de las operaciones.
- El Contratista está obligado a realizar las acciones que determina el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos.

Un Modelo de Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos puede encontrarse en www.PERUPETRO S.A..com.pe/legal04-s.asp

Gráfico 9. Mapa de Distribución de Lotes en el Perú



El Cuadro 5 presenta un listado de los Contratos de Exploración, que estuvieron vigentes al 11 de junio del 2007, los cuales suman un área total de 37 470 071,9 de hectáreas, distribuidas en 45 lotes, bajo la modalidad de Contratos de Licencia.

Cuadro 5. Contratos de Exploración al 11.06.07

COMPAÑÍAS	LOTE	UBICACIÓN	FECHA SUSCRIPCIÓN	ÁREA (Has.)
Occidental Petrolera/Amerada Hess/Talismán	64	Selva Norte	07.12.95	953 790,8
Repsol/Burlington	39	Selva Norte	09.09.99	886 820,3
Maple Production	31-E	Selva Central	06.03.01	141 003,4
BPZ Energy	Z - 1	Zócalo	30.11.01	299 273,1
Petrotech	Z -6	Zócalo	20.02.02	981 503,0
Repsol/Burlington	90	Selva Sur	10.12.03	880 670,5
BPZ Energy	XIX	Noroeste	12.12.03	191 441,2
Repsol/Burlington	57	Selva Sur	27.01.04	611 067,8
Consultora de Petróleo	100	Selva Central	26.03.04	7 700,0
Occidental Petrolera/Amerada Hess/Talismán	101	Selva Norte	02.04.04	744 434,5
Occidental Petrolera	103	Selva Central	09.08.04	870 896,2
Petrotech	Z -33	Zócalo	01.09.04	849 566,6
Harken	95	Selva Norte	07.04.05	515 731,1
Burlington	104	Selva Norte	28.04.05	1 092 132,2
Petrobras Energía	58	Selva Central	12.07.05	340 133,7
Petrolífera Petroleum	106	Selva Norte	12.07.05	809 777,1
Petrolífera Petroleum	107	Selva Norte	01.09.05	1 267 674,6
Petrotech	Z -35	Zócalo	20.09.05	1 550 001,1
Sapet	111	Selva Sur	07.12.05	1 516 324,5
Sapet	113	Selva Sur	07.12.05	1 231 353,7
Petrobras Energía	110	Selva Sur	13.12.05	1 483 104,9
Petrobras Energía	112	Selva Norte	13.12.05	1 080 675,5
Pluspetrol	108	Selva Sur	13.12.05	1 241 676,0
Pluspetrol	115	Selva Norte	13.12.05	241 226,7
Ramsshorn/Shona Energy/Andean Oil and Gas	102	Selva Norte	13.12.05	126 676,1
Siboil	105	Sierra Sur	13.12.05	443 213,2
Repsol	109	Selva Norte	16.12.05	899 754,9
Hunt Oil	76	Selva Sur	02.05.06	1 434 059,9
Amerada Hess	118	Selva Central	04.05.06	988 023,2
Amerada Hess	120	Selva Central	04.05.06	975 023,0
Gold Oil del Perú S.A.C.	XXI	Noroeste	04.05.06	303 331,2
Amerada Hess	119	Selva Central	04.05.06	960 490,0
Petrobras Energía Perú	117	Selva Norte	16.05.06	1 368 525,1
Petrotech	Z- 36	Zócalo	14.07.06	999 995,4
Barrett	121	Selva Norte	14.07.06	351 933,2
Pan Andean, Consultora de Petróleo	114	Selva Central	14.07.06	770 727,6
Burlington Resources Perú	124	Selva Norte	29.09.06	991 078,5
Burlington Resources Perú	123	Selva Norte	29.09.06	1 256 259,3
Grantierra	122	Selva Norte	03.11.06	492 766,1
Barrett	125	Selva Norte	12.12.06	950 927,9
Grantierra	128	Selva Norte	12.12.06	897 750,0

Hocol	116	Selva Norte	12.12.06	853 381,7
Gold Oil Perú S.A.C (50%) / Plectrum (50%)	Z 34	Zócalo	08.03.07	371 339,2
Vietnam American Exploration company (100%)	Z 38	Zócalo	12.04.07	487 545,5
Burlington Resources Perú (100%)	129	Selva Norte	24.05.07	472 433,7
TOTAL	45			37 470 071,9

Fuente: Estadística Petrolera 2007, PERUPETRO S.A..

* Todos son Contratos de Licencia,

El Cuadro 6 presenta un listado de los Contratos de Explotación, que estuvieron vigentes al 11 de junio del 2007, los cuales suman un área total de 1 723 709,8 hectáreas, distribuidas en 19 lotes, 5 corresponden a Contratos de Servicios y el resto a Contratos de Licencia.

Cuadro 6. Contratos de Explotación al 11.06.07

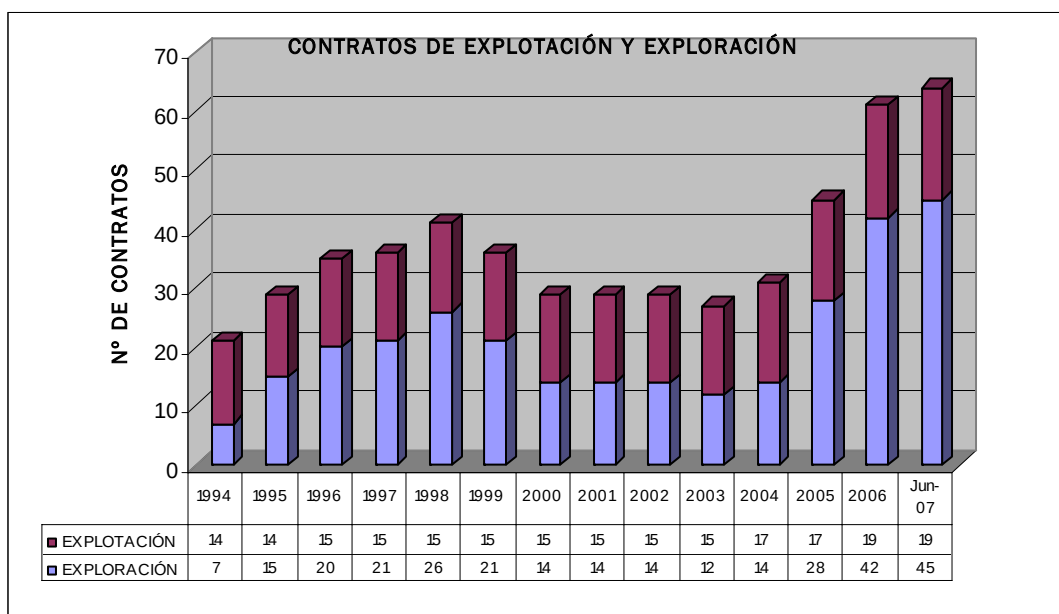
COMPAÑÍAS	LOTE	UBICACIÓN	FECHA SUSCRIPCIÓN	ÁREA (Has.)
Pluspetrol Norte	1-AB	Selva Norte	22.03.86	497 027,3
GMP *	I	Noroeste	27.12.91	6 943,3
Río Bravo	IV	Noroeste	04.03.93	30 722,0
Mercantile Perú Oil & Gas	III	Noroeste	05.03.93	35 793,9
Unipetro *	IX	Noroeste	17.06.93	1 554,1
GMP *	V	Noroeste	08.10.93	9 026,0
Sapet	VII/VI	Noroeste	22.10.93	34 444,8
Petrotech *	Z -2 B	Zócalo Norte	16.11.93	199 865,2
The Maple Gas	31 B y 31 D	Selva Central	30.03.94	71 050,0
Aguaytía Energy	31 C	Selva Central	30.03.94	16 630,0
Petrobras Energía	10	Noroeste	20.05.94	46 952,3
Pluspetrol Norte/Knock/SK Corp/Daewoo	8	Selva Norte	20.05.94	182 348,2
Barrett	67	Selva Norte	13.12.95	101 931,7
Petrolera Monterrico	III	Noroeste	05.01.96	7 707,4
Petrolera Monterrico	XV	Noroeste	26.05.98	9 999,7
Pluspetrol/Hunt/SK/Tecpetrol/Sonatrach/Repsol	88	Selva Sur	09.12.00	143 500,0
Olimpic Perú Inc.	XIII	Noroeste	30.05.04	263 357,8
Pluspetrol/Hunt/SK/Tecpetrol/Sonatrach/Repsol	56	Selva Sur	07.09.04	58 500
Petrolera Monterrico	XXI	Noroeste	19.01.06	6 356,0
TOTAL	19			1 723 709,8

* Contratos de Servicios, el resto son Contratos de Licencia.

Fuente: Estadística Petrolera 2007, PERUPETRO S.A..

El Gráfico 10 presenta el resumen del número de Contratos de Exploración y Explotación vigentes en el periodo 2000 – Junio de 2007.

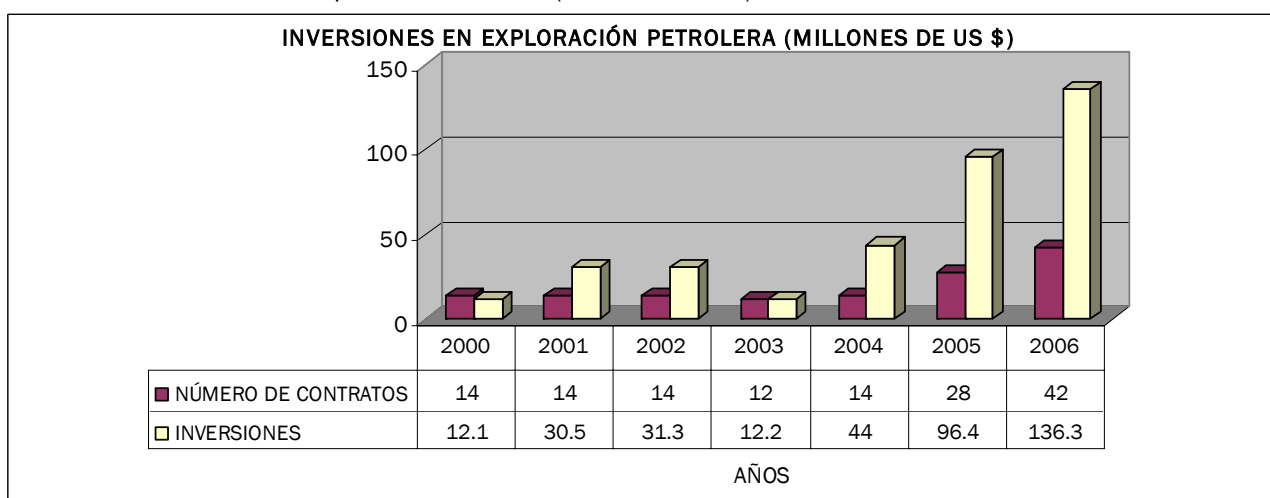
Gráfico 10. Contratos de Explotación y Exploración a Junio de 2007



Fuente Estadística Petrolera 2007, PERUPETRO S.A.

El Gráfico 11 muestra las inversiones anuales realizadas por las empresas Contratistas en Exploración. Claramente puede apreciarse que el incremento del número de contratos se refleja también en las inversiones realizadas.

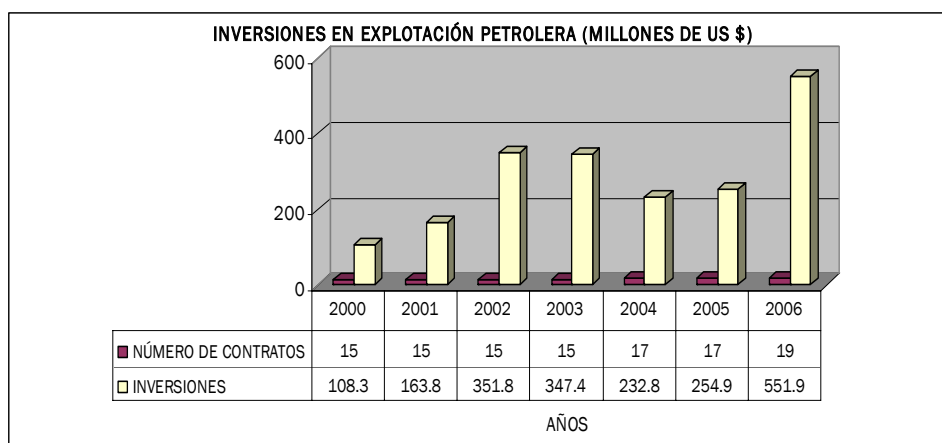
Gráfico 11. Inversiones en Exploración Petrolera (Millones de US\$)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de PERUPETRO S.A..

En el Gráfico 12 se muestran las inversiones anuales en Explotación, realizadas por las empresas Contratistas. Del mismo modo que en lo sucedido en los Contratos de Exploración, puede apreciarse el sustancial incremento del número de contratos y por lo tanto de las inversiones realizadas, principalmente en el periodo 2002-2006, relacionadas con el Proyecto Camisea.

Gráfico 12. Inversiones Anuales en Explotación Petrolera (Millones de US\$) Años 2000-2006



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de PERUPETRO S.A.

El monto total de las inversiones para los 61 lotes asciende a la suma de US\$ 2 373,7 millones, repartidos en el periodo 2000 – 2006, de los cuales, US\$ 362,8 millones corresponden a Exploración y US\$ 2 010,9 millones a Explotación.

6.1.2 Regalías en los Contratos de Licencia y Retribución en los Contratos de Servicios

La generación de la Renta Petrolera tomando solamente lo recaudado en las Actividades de “Up Stream” se obtiene a partir de las siguientes fuentes:

- Regalías,
- Retribución y Participación
- Impuesto a la Renta,
- Capacitación
- Apoyo Social.

Regalías.- Es el pago que efectúa el Contratista al Estado, por los hidrocarburos extraídos y que son de su libre disponibilidad. Según la Ley Orgánica de Hidrocarburos y el Decreto Supremo N° 049-93.EM, Reglamento para la aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros y su modificatoria el D.S. N° 017-03-EM, la determinación de la Regalías se realiza bajo las siguientes metodologías:

- Del Factor “R”, por la cual se calcula la Regalía en función al coeficiente denominado Factor “R”, el mismo que se calcula según la relación:

$$R = X/Y$$
 Donde: X es igual a los ingresos acumulados
 Y es igual a los egresos acumulados.

Los ingresos y los egresos a considerarse serán los efectuados a partir de la fecha de Suscripción del Contrato y se registrarán en US\$ (Dólares de los Estados Unidos de América); siendo los porcentajes mínimos de Regalías a aplicarse los siguientes:

<u>Factor “R”</u>	<u>Porcentaje (%) de Regalía Mínimo</u>
De 0,0 a menos de 1,0	15
De 1,0 a menos de 1,5	20
De 1,5 a menos de 2,0	25
Para 2,0 ó más	35

- Producción Acumulada por Yacimiento con ajuste de Precio, la Regalía se fija para cada yacimiento en base a su producción acumulada y está sujeta a un ajuste de precios de acuerdo al precio promedio ponderado por barril. La condición para su aplicación es que debe reflejar resultados económicos equivalentes a los que se obtendrían con la aplicación del Factor “R”.

- Por Escalas de Producción (D.S. N° 017-03-EM), que se aplica de acuerdo a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos en una determinada Área de Contrato. Los niveles de la Producción Fiscalizada y los Porcentajes para calcular la regalía son los siguientes:

<u>Niveles de Producción Fiscalizada del Lote</u>	<u>Regalías en Porcentaje (%)</u>
(En MBPDC)	
Menos de 5	5
De 5 a 100	5 a 20
Más de 100	20

Para el rango de Producción Fiscalizada entre 5 y 100 000 barriles por día calendario (MBPDC), a los 5 000 BPDC le corresponde una Regalía del 5%. Para producciones intermedias se aplica la interpolación.

- Por Resultado Económico – REE, que se aplica de acuerdo a la siguiente relación:
RRE = Regalía Fija + Regalía Variable

$$\text{Regalía Variable \%t} = ((X_{t-1} - Y_{t-1} / X_{t-1}) * (1 - 1 / (1 + \text{Factor } R_{t-1} - \text{Factor R Base})))$$

Donde:

X: Ingresos Acumulados,

Y: Egresos Acumulados,

X_{t-1}: Ingresos del periodo anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la “Regalía variable %t,

Y_{t-1}: Egresos del periodo anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la “Regalía variable %t,

Factor R: es X/Y

Factor R_{t-1}: es el Factor R, calculado considerando ingresos y egresos acumulados hasta incluir los correspondientes X_{t-1} Y_{t-1}.

Para la determinación de la Regalía se establecen los parámetros siguientes:

- La Regalía Fija es igual a 5%,
- El Factor “R” Base es igual a 1,15,
- La Regalía Variable se aplica a partir de que el Factor R_{t-1} alcanza el valor de 1,15,
- La Regalía Variable se aplica en el rango de: 0 menor Regalía Variable menor 20%,
- Se calculará la Regalía Variable con la información disponible sobre los Ingresos y Egresos del año anterior.

Retribución y Participación.- Se ha mencionado que en los Contratos de Servicios, el Estado le paga al Contratista una Retribución por cada barril extraído. Posteriormente el Estado a través de PERUPETRO S.A., comercializa estos hidrocarburos y del producto de su venta, las Regiones donde se encuentra el recurso, tienen derecho a una Participación que se distribuye en función a los porcentajes del Canon que establece la Ley para los Gobiernos Regionales y Locales así como otras instituciones.

Los Contratos de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos fijan porcentajes máximos de Retribuciones que deberá pagar PERUPETRO S.A. a las empresas productoras por la producción obtenida. Estos porcentajes obedecerán a la siguiente Cuadro:

<u>Factor “R”</u>	<u>Porcentaje (%) de Retribución Máximo</u>
De 0,0 a menos de 1,0	83
De 1,0 a menos de 1,5	79
De 1,5 a menos de 2,0	76
Para 2,0 ó más	66

Impuesto a la Renta.- La tasa del Impuesto a la Renta en el Perú es del 30%. En el año 2002 fue modificada y reducida al 20%, pero luego se volvió al 30%. Para el año 2001, se estableció que la tasa podía disminuir en 10 puntos porcentuales si se realizan reinversión de utilidades. Adicionalmente, existe el Impuesto Mínimo a la renta que es de 1,5% de los activos netos. El pago del Impuesto a la Renta resulta del que sea mayor entre el cálculo contable y el impuesto mínimo.

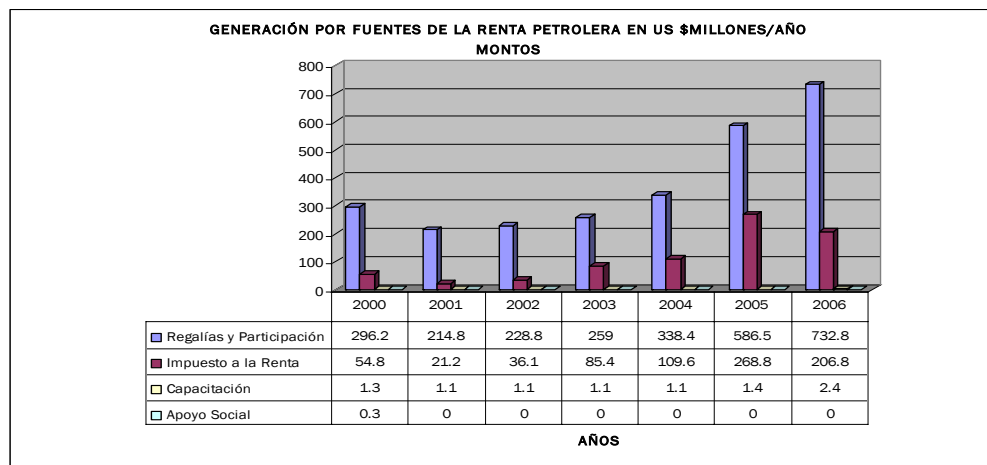
Capacitación.- En los Contratos Petroleros (Licencia y Servicios) se establecen pagos para la capacitación de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 26221, que dispone: “Los Contratistas proveerán los

recursos y los medios que acuerden con el Contratante para una efectiva transferencia de tecnología y capacitación del personal del Subsector Hidrocarburos que designe el Ministerio de Energía y Minas". Este fondo es administrado por el Comité de Administración de Recursos para capacitación (CAREC).

Apoyo Social.- El que es otorgado a través de acuerdos o convenios entre las Empresas Petroleras y las Comunidades de su entorno. Sobre el particular, en los últimos años se han creado diversos organismos cuya función es la de normar, aplicar y supervisar la gestión social del Estado y de las Empresas. En lo que respecta al Estado esta gestión está dirigida fundamentalmente a la captación, distribución y utilización del dinero proveniente de la explotación de los recursos naturales (Renta Petrolera). Por parte de las empresas, está orientada a los compromisos asumidos con las comunidades de su entorno en sus Planes de Relaciones comunitarias, herramienta que define su accionar para la atención de necesidades de las poblaciones colindantes a su desarrollo industrial. Este plan es fiscalizable por parte del OSINERGMIN puesto que forma parte del Estudio de Impacto Ambiental. Sin embargo es necesario reforzar la normativa a fin de que, sin que se constituya en un reemplazante del Estado, la Empresa muestre la voluntad de trabajar con Responsabilidad Social acorde con la rentabilidad económica de la que goza.

Si bien, dentro de las Regiones donde se desarrolla la industria petrolera se nota claramente una participación de las empresas, manifestada en infraestructura para la atención de la salud a través de postas médicas, hospitales, así como del apoyo con salones comunales, arreglo de carreteras y de puentes, entre otros; los montos involucrados en este apoyo no son del todo conocidos, debido a la reserva que tienen las empresas sobre este tema. Los Montos generados como Renta Petrolera por sus diversas fuentes se presentan en la Gráfico 13.

Gráfico 13. Generación por fuentes de la Renta Petrolera en US \$ millones/Año



Fuente: Elaboración propia, a partir de información de PERUPETRO S.A..

*No Disponible

La **Renta Petrolera** total percibida en el periodo 2000-2006 fue de US\$ 3 450 millones, notándose que la mayor recaudación fue por Regalías y Participación. En el año 2000 se recibió en total US\$ 352,6 millones llegando a recaudarse en el 2006 US\$ 942,0 millones, es decir casi tres veces más como resultado de las políticas nacionales y las campañas de promoción de las inversiones en el Sector Petrolero.

RENTA PETROLERA 2000-2006	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL : 3 449,0	352,6	237,1	266,0	346,5	449,1	856,7	942,0

Las políticas y la promoción antes mencionadas ocasionaron la materialización de la explotación de los yacimientos de Camisea, a lo que se tiene que agregar la realidad de la suscripción de un nuevo Contrato (Camisea II) que permitirá duplicar la producción de Hidrocarburos Líquidos y de Gas Natural de esta área, por lo tanto doblar los ingresos por la Renta Petrolera (probablemente a partir del 2010), para beneficio de las comunidades del entorno de las actividades y de la población peruana en general, puesto que es muy probable que se pueda alcanzar la situación de país autoabastecedor y con un margen exportable, principalmente de gas natural, lo que redundará también en un menor precio de los combustibles.

Aun cuando el panorama descrito es positivo, existe cierta oposición para la suscripción y puesta en operación de los Contratos. Ésta proviene de algunas comunidades indígenas y de ONGs radicales que las azuzan ante la posibilidad de que se generen impactos socio-ambientales negativos, pero la ocurrencia de estos impactos es cada vez menor debido a que las normas son más exigentes y la tecnología está evolucionando rápidamente para evitarlos. Negar que puedan ocurrir impactos negativos no sería serio, van a ocurrir, pero lo que se pretende es que éstos sean mínimos y de presentarse, sean subsanados con una rápida y oportuna remediación, desde luego esto en lo que concierne a la parte ambiental. En lo social se tiene que poner en una balanza qué conviene más a las comunidades indígenas: a) seguir en la postergación por incapacidad del Gobierno Nacional para atender sus necesidades o b) variar en algo su modo de vida, pero contando con ingresos propios que permitan el desarrollo de la comunidad y con ello alcanzar un mejor nivel de vida y porque no, mantener su patrón cultural

Con respecto a los ingresos por la Renta Petrolera y la posibilidad de mejorarlos, ésta existe, y como el Perú es un país soberano y dueño de sus recursos naturales puede en cualquier momento renegociar los Contratos e incluso llegar a cancelarlos, desde luego teniendo las suficientes razones para ello. La historia a nivel mundial nos enseña que es común y sin ir a extremos, renegociar o anular contratos petroleros cuando ello atenta contra los intereses de un país. ¿con precios por encima de los US\$ 80 el barril no creen que es necesario?

6.2 Convenios de Evaluación Técnica (CET).- Son instrumentos legales administrados por PERUPETRO S.A. que otorgan el derecho a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, debidamente calificadas, a suscribir Convenios para llevar a cabo estudios de evaluación sobre la posibilidad de cierta área de contener Hidrocarburos y con ello poder decidir sobre la posterior suscripción de un Contrato, incluyendo toda o parte del área comprendida en el CET. Pueden también proporcionar información adicional con el propósito de que un área sea promocionada, en cuyo caso se denomina: Convenio de Evaluación para la Promoción y por último, los Convenios de Valor Agregado que permiten entre otros, reprocesar y actualizar una información sísmica con el fin de revalorizar un área.

El compromiso de la empresa petrolera es llevar a cabo las actividades del Convenio en los plazos señalados y presentar un informe sobre las actividades realizadas, así como entregar la información obtenida y sus resultados. Por lo general su duración es de dos (2) años que pueden ser prorrogados hasta por 2 años más. Al 31 de diciembre del 2006 estaban vigentes 11 Convenios de Evaluación Técnica, de los cuales 7 corresponden a Convenios de Evaluación Técnica, 2 a Convenios de Evaluación para Promoción y 2 a Convenios de Valor Agregado.

6.3 Contrato de Concesión.- Es un Instrumento legal administrado por la Dirección General de Hidrocarburos, que otorga el derecho a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, a construir, operar y mantener ductos para el transporte de hidrocarburos y de sus productos derivados, así como para la distribución de gas natural por red de ductos (servicio público), en el entendido de que estas actividades son de naturaleza monopólica y por lo tanto deben tener tarifas reguladas.

En la Cuadro 7 se presentan las principales características de los Contratos de Concesión descritas en el Decreto Supremo No. 041-99-EM, que aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos) y, el Decreto Supremo 042-99-EM, que aprueba el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Cuadro 7. Principales Características de los Contratos de Concesión

Características	Transporte de Hidrocarburos por Ductos	Distribución de Gas Natural por Red de Ductos
Plazo	No mayor de 60 años, incluyendo la prórroga, ni menor de 20 años.	No mayor de 60 años, incluyendo la prórroga, ni menor de 20 años
Otorgamiento de la Concesión	a) Por licitación o concurso público b) Por solicitud de Parte.	En exclusividad. a) Por licitación o concurso público y b) Por solicitud de Parte.
Garantía de fiel cumplimiento de ejecución de las obras	Monto equivalente al 5% del presupuesto de las obras.	Monto equivalente al 1% de la inversión estimada del proyecto.
Tarifas	Tarifas Básicas reguladas y fijadas por acuerdo de partes. Deben cubrir la amortización del capital, el costo de operación y el mantenimiento. Son reajustables	Tarifas básicas reguladas y fijadas por acuerdo de partes, que deberán proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio.

Pérdida parcial o total y deterioro de los Hidrocarburos	Responsabilidad del Contratista	El Gas Natural suministrado a los consumidores deberá corregirse a condiciones estándar de presión y temperatura.
Cesión total o parcial del Contrato	Puede cederse previa opinión favorable de la DGH	Puede cederse previa opinión favorable de la DGH
Terminación de la Concesión	a) Vencimiento del plazo del Contrato b) Declaración de caducidad c) Aceptación de la renuncia a la Concesión d) Otras causas según Contrato.	a) Vencimiento del plazo del Contrato b) Declaración de caducidad c) Aceptación de la renuncia a la Concesión d) Otras causas según Contrato.
Bienes de la Concesión por transferencia, devolución o terminación.	Se debe devolver al Estado Peruano los bienes de la Concesión, libres de toda carga y gravamen y en buenas condiciones operativas	Se debe devolver al Estado Peruano los bienes de la Concesión, libres de toda carga y gravamen y en buenas condiciones operativas
Caducidad de la Concesión	a) No ejecución de obras o estudios b) Dejar de operar el sistema de transporte por 876 horas en un año sin causa justificada c) No cumplimiento de dar servicio en plazos prescritos d) No poner en operación el sistema de transporte en el plazo contractualmente acordado e) Por causales de caducidad f) Por quiebra, disolución o liquidación del concesionario g) Cesión o transferencia sin previa aprobación de la DGH. h) Imposición de multas durante un año con un monto que supere el 10% de sus ingresos anuales.	a) No ejecución de obras o estudios b) Dejar de operar el sistema de transporte por 876 horas en un año sin causa justificada c) No cumplimiento de dar servicio en plazos prescritos d) No poner en operación el sistema de transporte en el plazo contractualmente acordado e) Por causales de caducidad f) Por quiebra, disolución o liquidación del concesionario g) Cesión o transferencia sin previa aprobación de la DGH. h) Imposición de multas durante un año con un monto que supere el 10% de sus ingresos anuales.
Acceso abierto	Obligación de permitir el acceso no discriminatorio a solicitantes, siempre que sea técnicamente viable.	La Concesión en un área determinada es exclusiva. Las áreas que no sean atendidas en el plazo de 12 años, pueden ser dadas a terceros.
Respuesta a solicitud de servicio	Dentro de los 30 días de recibida.	
Uso de Bienes públicos y de terceros	Se tiene derecho de usos y servidumbres y expropiación de terrenos	Se tiene derecho de usos y servidumbres y expropiación de terrenos

A la fecha se encuentran vigentes 2 Contratos de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y 1 Contrato de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos:

- El Contrato de Concesión del Oleoducto Nor Peruano.- Suscrito entre el Estado Peruano (DGH) y PETROPERÚ (Concesionario). Este ducto transporta el petróleo que se produce en la zona Noreste del país (Departamento de Loreto) hacia la Costa Norte (Departamento de Piura), a lo largo de 800 km.
- El Contrato de Concesión para el Sistema de Transporte del Gas Natural y los Condensados, de la zona de Camisea – Selva Central (Departamento de Cusco) hasta Lurín (Departamento de Lima – 600 Km.) en el caso del Gas Natural y, de Camisea hacia Pisco (Departamento de Ica – 450 Km.) en el caso de los Condensados.
- Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, circunscrita al área de Lima Metropolitana.

Con relación al aprovechamiento del Gas de Camisea, están en proyectos 3 Gasoductos, todos ramales del Ducto principal de Camisea a Pisco. Los objetivos de estos 3 gasoductos son:

- Gasoducto que parte del Ducto principal de Camisea hacia Cañete (Departamento de Lima) para poner en la Costa 600 millones de pies³/día de gas natural, para ser exportados a la Costa Pacífica de México y EEUU de Norteamérica.
- En el caso de los otros 2 gasoductos tienen como objetivo abastecer de gas natural a las regiones Centro y Sur del país.

7. EMPRESAS ESTATALES – ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

7.1. PERUPETRO S.A. S.A.

7.1.1 Organización, Funciones y Reglamentos

La Visión de PERUPETRO S.A. es ser la Empresa del Estado Peruano que gracias a su gestión logra convertir al Perú en un país exportador neto de hidrocarburos, y su Misión es la de posicionarlo como país atractivo para la inversión y el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Las normas legales que rigen su actuación como empresa estatal, además de las citadas en el Numeral 4 del presente informe, pueden encontrarse en detalle en: www.PERUPETRO S.A..com.pe/downloads/Marco_legal.pdf.

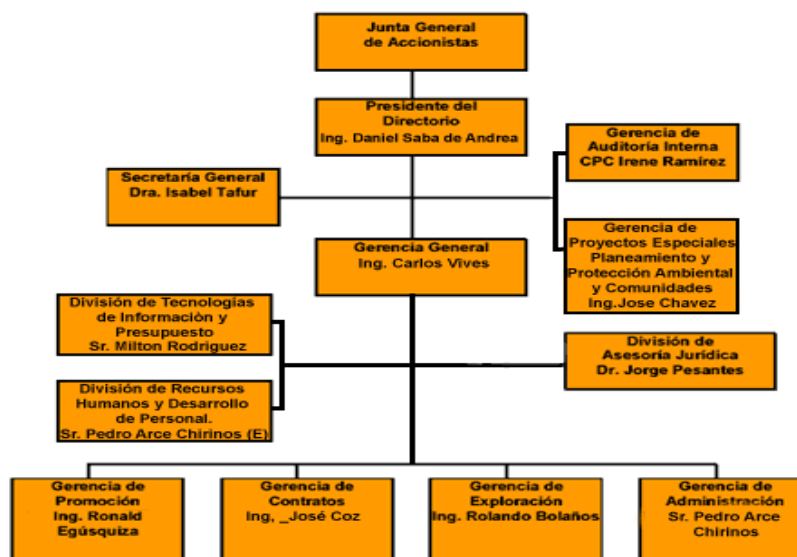
Los Objetivos Estratégicos de PERUPETRO S.A. están definidos en el Plan Estratégico de la empresa 2004 –2008 y apuntan a cumplir la Misión y alcanzar la Visión definidos en dicho Plan. Los Objetivos Estratégicos se encuentran alineados a los Objetivos Estratégicos de FONAFE y los del Sector.

Organización y funciones.- La principal función de PERUPETRO S.A. es la de promover, negociar, suscribir y supervisar los Contratos Petroleros. Para ello debe mantener actualizado un Banco de Datos sobre la información referente a la exploración y explotación de Hidrocarburos. Es el receptor de los ingresos que generan los Contratos Petroleros y asume el pago que corresponde por concepto de canon, sobrecanon y participación en la Renta Petrolera. Ver funciones de PERUPETRO S.A. en detalle en: www.PERUPETRO S.A..com.pe/downloads/leyorganica dehidrocarburos.doc.

La política organizacional de PERUPETRO S.A. S.A. le compete a su Junta General de Accionistas. Esta Junta está integrada por 3 miembros en representación del Estado, designados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, y en la misma se designa a su Presidente. A su vez, el Directorio de PERUPETRO S.A. que es el órgano que dirige y controla la política de la empresa, está integrado por 5 miembros, 3 en representación del Ministerio de Energía y Minas y 2 del Ministerio de Economía y Finanzas. El Presidente es designado por Resolución Suprema. En el Gráfico 14 se presenta el organigrama de los principales cargos.

La Distribución de Personal de PERUPETRO S.A. según categorías muestra que desde 1999 a la fecha se han mantenido 6 funcionarios en la Alta Dirección, entre 37 y 44 profesionales, 8 secretarías y 5 empleados, haciendo un total de 62 empleados en promedio por año. Adicional a ello cuenta con personal contratado por servicios personales y destacados estudiantes universitarios (practicantes), que elevan a 100 las personas que laboran en PETROPERÚ.

Gráfico 14. Organigrama General de PERUPETRO S.A.



7.1.2 Evaluación de la gestión. Indicadores operativos y financieros de PERUPETRO S.A.

En los últimos años el Perú ha logrado un gran prestigio a nivel Internacional al crear un sólido y competitivo esquema contractual en hidrocarburos, así como por haber mantenido un Marco Legal transparente, de seguridad jurídica y estabilidad tributaria que representa su mayor fortaleza en este aspecto.

El Perú ha tenido varios picos de contratación petrolera, uno de ellos es el de 1993, que es cuando se aprueba el marco legal (Ley N° 26221) y se crea PERUPETRO S.A., consiguiéndose de inmediato la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, que motivaron el regreso de la Cía. Shell (consorcio con Mobil Oil), para explotar los yacimientos de Camisea, con el resultado de que se confirmaron las reservas de gas natural, pero que terminó en una nueva frustración al retirarse nuevamente, pero esta vez el consorcio.

Las recientes innovaciones del esquema contractual, sobre la base de los lineamientos del marco legal y contractual definidos en la Ley N 26221 (1993) y Decreto Supremo N 049-93-EM, datan del año 2003 (Decreto Supremo N 017-03-EM), cuando se aprueban los nuevos Modelos de Contrato y de Regalías. Sobre esta base se ha realizado una agresiva estrategia y campaña de promoción que ha logrado colocar al Perú en la mira de las empresas Petroleras, como país con potencial para la inversión de riesgo en la búsqueda de hidrocarburos.

El año 2005 representa un nuevo episodio de mejora sustancial de la actividad exploratoria en el país, un relanzamiento de la misma y una apertura de nuevas posibilidades para futuros descubrimientos de Gas Natural y Petróleo. Es así, que durante el año 2005⁴ se firmaron 15 nuevos Contratos de Exploración, superando lo realizado en años anteriores. Al finalizar el año se logró tener 45 Contratos vigentes, 28 exploratorios y 17 en explotación. Número de Contratos superior al obtenido en todos los años anteriores. A esa fecha, el 31,4% de la superficie de las cuencas sedimentarias disponibles del país se encontraba bajo contratos de exploración o explotación, con una superficie total de 23,0 millones de hectáreas. En el año 2006 se logró contar con 61 Contratos Petroleros, de los cuales 19 están en fase de Explotación (Producción) y 42 en Exploración, con una inversión en este mismo año de US\$ 688,2 millones y un ingreso para el Estado por concepto de Regalías y Participación, Impuesto a la Renta, Capacitación y Apoyo Social, de US\$ 942 millones.

⁴ MEMORIA PERUPETRO S.A. S.A. -2005, Acuerdo de Directorio No. 069-2006.

La Gestión de PERUPETRO S.A. S.A. debe medirse por la eficiencia en el cumplimiento de sus funciones establecidas por la ley respecto de la Promoción, Negociación, Contratación, Gestión de la Data Técnica, Supervisión, Administración de los Recursos; y, muy especialmente, por los resultados obtenidos en la contratación petrolera y en función a ello se considera que está cumpliendo a cabalidad con lo esperado.

PERUPETRO S.A., actuando por mandato del Estado como Agente Recaudador de las Regalías y pagos que efectúan los Contratistas que se encuentran en la fase de explotación, ha cumplido a cabalidad con las transferencias para el pago del Canon y las que corresponden al Tesoro. En cumplimiento de la Ley no tiene ni puede tener utilidades económicas. Las Regalías de los Contratos de Licencia y la producción de los Hidrocarburos que recibe en los Contratos de Servicios y luego vende, son resultado de la producción fiscalizada que se mide en uno o varios Puntos de Fiscalización y que se fijan en cada contrato, para ello PERUPETRO S.A. tiene presencia permanente en estos puntos de control a través de su propio personal o de la contratación del servicio. Esta acción es una de las principales responsabilidades que tiene PERUPETRO S.A., pues de ella dependen los ingresos que percibe el Estado Peruano y por lo tanto la participación de las comunidades.

La política de relaciones que lleva a cabo con las Comunidades y Organizaciones Nativas, realizando Talleres y reuniones para información y capacitación - en coordinación con la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos y con otras entidades del Estado, antes que el Contratista dé inicio a cualquier trabajo exploratorio, viene dando excelentes resultados. Estas actividades tienen por finalidad poner en conocimiento de las comunidades del entorno directo e indirecto las Actividades de Hidrocarburos a llevarse a cabo, así como las compensaciones e indemnizaciones a que tienen derecho y los beneficios que podrían alcanzar.

Es importante resaltar el avance significativo en la gestión, sistematización y valor agregado de la información geológica, geofísica y de ingeniería de petróleo que conforman el Banco de Datos de PERUPETRO S.A., herramienta básica que permite a posibles inversionistas estudiar a priori las diferentes áreas, el marco legal y las condiciones contractuales que rigen la contratación petrolera. La gestión social de PERUPETRO S.A., en el año 2005, ha sido auditada por la Sociedad Weis & Asociados S.C. Auditores, Asesores y Consultores; designada por la Contraloría General de la República. Los Estados Financieros Auditados forman parte de la Memoria.



Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía



Cuadro 8. INDICADORES DE GESTION DE PERUPETRO S.A. Alineados a los Objetivos Estratégicos de la Empresa				
INDICADORES	Unid.Medida	2004	2005	Var (%)
Producción en Contratos de Servicios y licencia:	Volumen			
- Crudo	B	34,448,011	40,622,578	18%
- Gas	MPC	30,355,679	53,567,118	76%
Ventas en Contratos de Servicios de:	Volumen			
- Crudo	B	4,328,695	4,352,580	1%
- Gas	MPC	4,870,550	4,662,050	-4%
Compra en Contratos de Servicios de:	Volumen			
- Crudo	B	4,328,695	4,352,580	1%
- Gas	MPC	4,870,550	4,662,050	-4%
Participación en el Mercado	%	100	100	0%
Rentabilidad Patrimonial - ROE (Utilidad / Patrimonio)	%	0	0	
Rentabilidad Operativa - ROA (Utilidad Operativo / Activo)	%	419.52	375.52	-10%
Activos / Patrimonio	%	7,140.75	13,386.65	87%
Liquidez Corriente (Activo Cte / Pasivo Cte)	%	98.68	97.57	-1%
Rotación Ctas por Cobrar (Ventas / C. Cobrar / 365)	Días	0.08	0.06	-22%
Gastos Administrativos / Ventas netas	%	0.46	0.27	-41%
DATA FINANCIERA (en Nuevos Soles)				
INDICADORES		2004	2005	Var (%)
Balance				
Activos		136,153,876	255,245,386	87%
Caja Bancos + valores negociables		27,070,498	55,840,291	106%
Pasivos		134,247,160	253,338,669	89%
Patrimonio Neto		1,906,716	1,906,716	0%
Estado de Resultados				
Ingresos Brutos		1,668,759,159	2,657,016,789	59%
Resultado Operativo		578,839,589	965,695,840	67%
Resultado Neto		-	-	-
Presupuesto				
Ingresos Operativos		1,669,214,114	2,671,394,200	60%
Egresos Operativos		1,668,979,204	2,671,014,598	60%
Gastos de Personal		8,930,116	8,681,545	-3%
Gastos de Capital		234,910	379,602	62%
Otros				
Obligaciones Pensionarias		-	-	-
Deuda de Mediano y Largo Plazo		-	-	-
CARTERA DE INVERSIONES - FBK (En Nuevos Soles) Alineados a los Objetivos Estratégicos de la Empresa				
INVERSIONES		2004	2005	Var (%)
1. Redes y/o Líneas				
2. Obras de afianzamiento				
3. Equipamiento Operativo (Generación, Distribución, Trasmisión, Medición, Control, etc.)				
4. Construcción y/o remodelación unidades y sedes operativas				
5. Sistemas de Información, Comunicación y Control		212,219	331,135	56%
6. Equipamiento Administrativo		22,691		-100%
7. Construcción y/o remodelación unidades administrativas		0	48,467	0%
8. Estudios				
9. Vehiculos motorizados				
10. Otros				
TOTAL		234,910	379,602	62%
FUENTES DE FINANCIAMIENTO DE CARTERA DE INVERSIONES - FBK (En Nuevos Soles)				
FUENTES DE FINANCIAMIENTO		2004	2005	Var (%)
1. Recursos Propios		234,910	379,602	62%
TOTAL		234,910	379,602	62%

En el Cuadro 8 se presentan los indicadores de Gestión de PERUPETRO S.A. y se efectúa una comparación de los resultados de los años 2004 y 2005, apreciándose que el 2005 supera ampliamente al 2004 fundamentalmente en lo referente a la producción de Crudo y de Gas Natural, como consecuencia de que el 2005 se tienen los yacimientos de Camisea en plena explotación y que en el 2004 sólo fueron contabilizados para estos efectos, 4 meses y medio (inicio de producción en agosto 2004). En adición a ello se suma el hecho que en el 2005 se produce una nueva subida en los precios internacionales de los hidrocarburos. Los tipos de cambio utilizados son para el año 2004 de S/ 3,41 por US\$ y para el año 2005 de S/ 3,60 por US\$.

7.1.3 Ventajas y desventajas de PERUPETRO S.A.

Ventajas.- La creación de PERUPETRO obedeció a la necesidad de contar con un organismo que no dependiera de las regulaciones a las que están sujetas las dependencias públicas, por eso es que se le da el carácter de empresa estatal de derecho privado que actúa con autonomía económica, financiera y administrativa, y que cuenta con personal calificado, con un régimen salarial similar al de las empresas privadas. Sus recursos económicos le permiten llevar a cabo campañas a nivel internacional, de promoción de áreas con posibilidades hidrocarburíferas, así como para capacitar permanentemente a su personal y también al de otras dependencias del Estado del Subsector Hidrocarburos.

El objetivo trazado con estos requisitos satisfechos se dio como tal y hoy en día se puede afirmar que PERUPETRO ha cumplido y está cumpliendo con lo que se esperaba de esta empresa. Esta autonomía de acción de la que goza le permite mantenerse competitiva en el mercado internacional de contratación petrolera. Sin embargo, no sólo fue necesario crear a PERUPETRO sino también dotar a la actividad petrolera de un adecuado marco legal que otorga a los inversionistas seguridades económicas y financieras, así como estabilidad jurídica.

La aceptación de esta realidad contractual la dieron las empresas a través de los Contratos Petroleros que, a junio del presente ya sumaban 64, de los cuales 45 corresponden a Contratos de Exploración, y 19 a Contratos de Explotación, número jamás alcanzado con anterioridad.

La reducción del aparato burocrático estatal es otra de las ventajas, que en el caso de PETROPERÚ durante el monopolio petrolero estatal llegó a tener 11 500 trabajadores en planilla, actualmente si se suman los trabajadores de PERUPETRO S.A. y PETROPERÚ, la cifra está en el orden de los 1 800 trabajadores.

Desventajas.- Los Hidrocarburos es un tema por demás estratégico en cualquier país, ya sea que lo tengan en volúmenes importantes o carezcan de ellos, en razón a ello es un tema que se maneja al más alto nivel en los respectivos gobiernos y por lo tanto, dependiendo del gobernante de turno, puede responder directamente a la máxima autoridad del país, dejando de lado la autoridad de los Ministerios u organismos bajo los cuales se encuentran regulados; ello ocasiona una descoordinación entre organismos que velan por la actividad petrolera. En el caso del Perú, PERUPETRO S.A. debería responder y coordinar en todos sus aspectos con la autoridad del Sector que es el Ministerio de Energía y Minas; sin embargo, existen ocasiones por lo antedicho que esto no se está acatando, lo cual distrae esfuerzos que deberían sumarse para lograr un objetivo común.

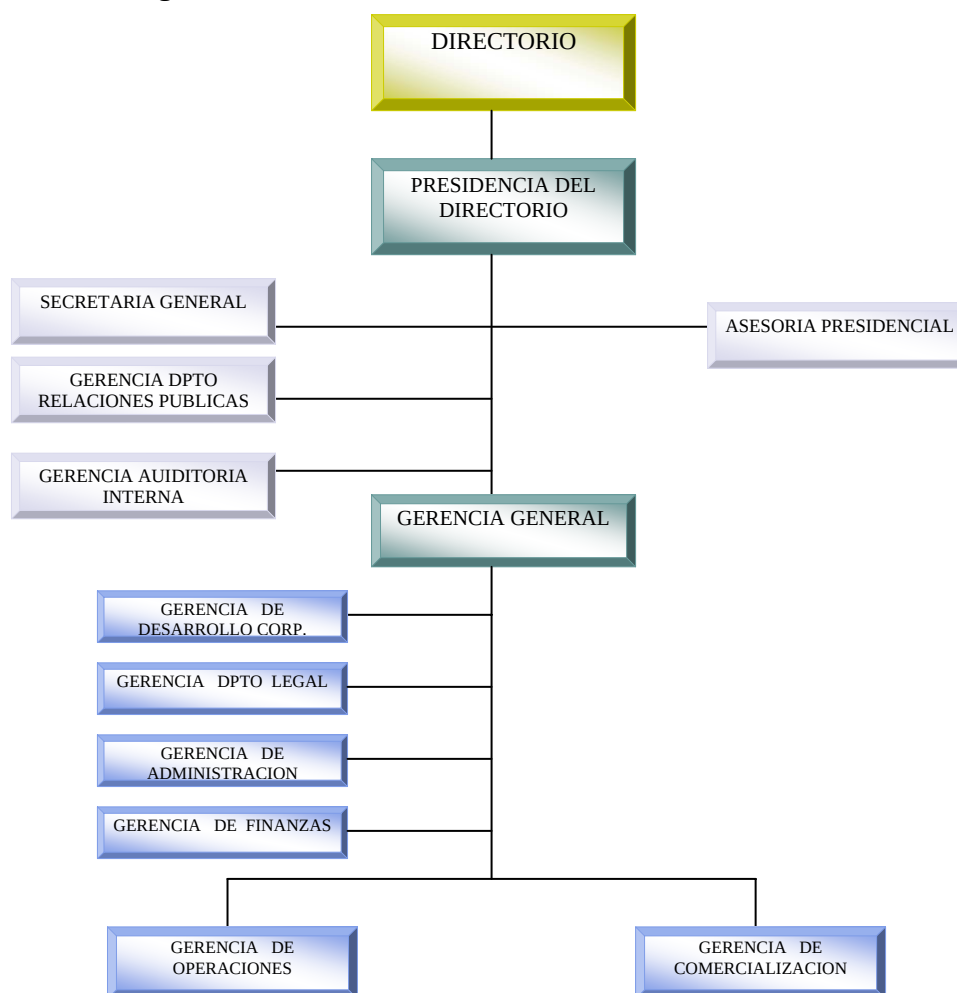
7.2 PETROPERÚ S.A.

Empresa Estatal del Sector Energía y Minas, íntegramente de propiedad del Estado con domicilio en la ciudad de Lima, facultada para establecer centros de operación, agencias, sucursales, filiales y/o subsidiarias en cualquier lugar de la República del Perú y/o del extranjero, de acuerdo con las normas de su Estatuto Social. Puede igualmente adquirir acciones y/o participaciones en otras empresas.

7.2.1 Organización, Funciones y Reglamentos

La gestión de PETROPERU S.A. se realiza bajo el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221 del 19 de agosto de 1993 y sus modificatorias. El Congreso de la República, mediante Ley N° 28244 del 2 de junio de 2004, excluyó a PETROPERU S.A. del proceso de privatización y restituye su participación en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Gráfico 15. Estructura Orgánica de PETROPERÚ S.A.



El 23 de julio del año 2006, el Congreso de la Republica promulgó la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de la empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. la cual tiene por objetivo brindar una mayor autonomía a la empresa en el desarrollo de sus actividades, excluyéndola del ámbito del FONAFE, de las normas y reglamentos del Sistema de Inversión Publica (SNIP); así mismo, dinamiza sus procesos de adquisiciones y contrataciones en coordinación con el Consejo Superior de CONSUCODE.

La citada Ley 28840 en sus artículos 10 y 11, dispone la conformación de la Junta General de Accionistas, la cual está Presidida por el Ministro de Energía y Minas e integrada por cuatro (4) miembros designados en representación del Estado mediante Decreto Supremo; del mismo modo, dispone la conformación del Directorio de PETROPERU S.A., por 6 miembros, los cuales son designados de la forma siguiente: a) Cinco (05) directores con experiencia y capacidad profesional designados por la Junta General de Accionistas, siendo uno de ellos designado como Presidente del Directorio y quien ejerce su labor a tiempo completo; b) Un (1) Director designado por los

trabajadores de la Empresa en elección universal, directa y secreta, supervisada por la Oficina Nacional de Procesos Electorales ONPE.

Los directores a que hace referencia el literal a) son designados por un período de tres (3) años renovables. En el caso del director representante de los trabajadores, su elección es por un período de dos (2) años. Los directores pueden ser removidos por la Junta General de Accionistas en caso de incumplimiento de los objetivos anuales o falta grave. Como sucede cada año, en cada ejercicio fiscal se promulgan leyes que determinan como y bajo que condiciones se debe aplicar el respectivo presupuesto, es así que la Ley N° 28927, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2007 publicada el 12 de diciembre de 2006, así como la Ley N° 28928, Ley de Endeudamiento del Sector Público para el Año Fiscal 2007, publicada el 12 de diciembre del 2006, se aplican a la gestión de PETROPERÚ.

La Visión de PETROPERÚ S.A. en su Plan Estratégico es consolidar su posición de liderazgo en el mercado de hidrocarburos del país e internacionalizar sus productos; y su Misión es la de satisfacer las necesidades energéticas de sus clientes, con productos y servicios de excelente calidad, contribuyendo con el desarrollo nacional. El Objeto Social de PETROPERÚ es llevar a cabo actividades de acuerdo con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos siendo el Giro del negocio el que se muestra en el Cuadro 9.

Cuadro 9. Giro del Negocio de PETROPERÚ

ACTIVIDAD	INFRAESTRUCTURA
Transporte de Petróleo	• Oleoducto Nor Peruano • Oleoducto Ramal Norte • Flota marítima y fluvial contratada
Refinación de Petróleo	• Refinería Talara • Refinería Conchán • Refinería Iquitos • Refinería El Milagro • Refinería Pucallpa (en alquiler)
Comercialización de productos derivados de petróleo	• Plantas de Venta propias • Capacidad de almacenamiento contratada en Terminales y Plantas de Venta operados por privados • Red de estaciones de servicio afiliadas
Exploración y/o explotación, y operaciones de servicios petroleros	• No se ha concretado ningún Contrato Petrolero a la fecha.

Fuente: Petroperú S.A.

7.2.2 Evaluación de la gestión. Indicadores operativos y financieros de PETROPERU S.A.

PETROPERÚ S.A. ha logrado posicionarse como la empresa más importante del país. Además de generar significativos dividendos a los accionistas, en este caso el Estado Peruano, contribuye de manera directa al desarrollo de la industria nacional y a la generación de puestos de trabajo, constituyéndose como la empresa de mayor influencia en la economía peruana. Sus ingresos totales registrados en el 2004 ascendieron a S/. 7,3 miles de millones (US\$. 2,14 miles de millones). Esta cifra de negocios es el resultado de la participación de la empresa en el mercado interno de combustibles y la internacionalización de sus productos y representa el 3,3 por ciento del PBI alcanzado el 2004.

Las actividades que desarrolla PETROPERÚ S.A. involucran a un significativo número de empresas proveedoras de bienes y servicios. Asimismo, la empresa compra la mayor parte de la producción petrolera nacional. Durante el 2004 realizó compras por S/. 2 895 millones (US\$ 849 millones), impulsando PETROPERÚ S.A. la actividad productiva de diversas industrias nacionales, promueve la competitividad empresarial, fomenta el desarrollo de la pequeña empresa y la microempresa, genera oportunidades de trabajo directo e indirecto, dinamiza la economía del país y contribuye a mejorar el poder adquisitivo de las personas que ofrecen sus productos y servicios a lo largo de todo el territorio nacional. (Ver Cuadro 10).

Cuadro 10. Compras de PETROPERÚ S.A. a proveedores nacionales.

Compras de PETROPERÚ a proveedores nacionales (Expresado en millones de nuevos soles)					
	2000	2001	2002	2003	2004
Bienes y servicios	746	692	689	665	597
Petróleo y productos	2 791	2 045	1 879	1 660	2 298
Total	3 537	2 737	2 568	2 325	2 895

Fuente: PETROPERÚ. Cifras ajustadas al 2004.

Tipos de cambio de S/. por US\$: año 2000 S/. 3,49; 2001 S/. 3,51; 2002 S/. 3,52; 2003 S/. 3,53; 2004 S/. 3,41.

Transferencias al Tesoro Público. En el año 2004, el mayor nivel de producción de las refinerías de PETROPERÚ S.A., como consecuencia de una mayor participación en el mercado nacional, derivó en el incremento del volumen de compras de petróleo. Asimismo, el aumento del precio internacional del petróleo y derivados explica el mayor valor económico de las adquisiciones de PETROPERÚ S.A., a su vez se ha consolidado como el principal contribuyente de ingresos corrientes. Este mismo año transfirió 3 185 millones de nuevos soles al Tesoro Público, lo que representa más del 10% del total de los ingresos corrientes registrados por el Estado por concepto de impuestos y en el 2005 S/. 3 274,9 millones

Generación de empleo.- Las operaciones que realiza PETROPERÚ S.A. demandan el empleo directo de 1 695 trabajadores en todo el país; además, requieren la contratación de bienes y servicios de proveedores nacionales. Por lo tanto, se estima una creación de 4 820 puestos de trabajo indirecto en todo el territorio nacional.

Abastecimiento de la demanda nacional de combustibles.- PETROPERÚ S.A. abastece el 53%, destacándose que desde sus inicios esta empresa suministra de combustibles a las diversas regiones del país, inclusive a los lugares más alejados y de difícil acceso, con productos de calidad y a precios competitivos. Existe una tácita repartición del mercado con REPSOL, puesto que principalmente esta empresa copa el mercado de Lima y PETROPERÚ S.A. del interior del país, cumpliendo de esta manera una función social. En el transcurso del 2004 PETROPERÚ S.A. incrementó su participación en el mercado de 51% en enero a 53% en diciembre, destacando su participación en los sectores económicos más relevantes del país: pesca, industria, minería, comercio, electricidad, agricultura, transporte y servicios, entre otros. En el área de especialidades, destacó su liderazgo en el mercado nacional de asfaltos, donde debido a su calidad alcanzó el 73% de participación. En el año 2004 PETROPERÚ S.A. puso en marcha nuevas estrategias de comercialización con el propósito de incrementar los niveles de venta en el mercado nacional e internacional, generando divisas para el país mediante las exportaciones, mejorando significativamente el volumen exportado de productos derivados del petróleo, alcanzando un nuevo récord de S/. 736 millones en el año 2004.

Situación Financiera de PETROPERÚ S.A. en el Año 2005⁵.- Estado de Ganancias y Pérdidas 2005.

Durante el año 2005, la empresa logró incrementar sus utilidades netas en 35%, sumando S/. 245 millones de que resulta el mayor valor obtenido en los últimos 5 años. (Cuadro 11).

⁵ PETROPERÚ. Memoria Anual 2005.

Cuadro11. Estado de Ganancias y Pérdidas 2001-2005 (millones de nuevos soles)

	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos totales	5 238,6	4 664,1	5 093,9	6 117,8	7 595,7
Costo de ventas	(4 478,7)	(4 065,1)	(4 538,3)	(5 389,2)	(6 659,6)
Gastos de venta y administración	(324,5)	(322,5)	(293,7)	(277,3)	(278,5)
Utilidad operativa	435,4	276,5	261,8	451,3	657,6
Otros ingresos (egresos)	(238,8)	(119,5)	(209,7)	(137,9)	(247,6)
Participación de los trabajadores	(24,6)	(17,6)	(11,3)	(35,5)	(44,6)
Impuesto a la Renta	(66,6)	(42,9)	(27,5)	(95,7)	(120,4)
Utilidad (pérdida) neta	105,4	96,5	13,3	182,2	245,0

Tipos de cambio de S/. por US\$: año 2001 S/. 3,51; 2002 S/. 3,52; 2003 S/. 3,48; 2004 S/. 3,41; 2005 S/. 3,30

El importante incremento de la utilidad operativa se atribuye a la mejora del margen en el negocio de refinación, derivado del fortalecimiento de los precios relativos de los productos respecto a los del petróleo crudo. También, los costos de importación del petróleo se redujeron en US\$ 50 millones por la aplicación de los créditos generados bajo el régimen de reposición de mercadería de franquicia.

En contraparte, la rentabilidad del negocio de transporte de petróleo crudo por oleoductos disminuyó debido al menor volumen transportado y al desajuste de las tarifas de transporte respecto al incremento del precio del petróleo. Si bien el Oleoducto Norperuano tiene una capacidad de transporte de 200 000 BDC, sólo está transportando un promedio de 42 000 BDC.

De otro lado, el neto de otros ingresos y gastos financieros y extraordinarios aumentó por las mayores contingencias relacionadas por procesos judiciales laborales y aduaneros y por el aumento de los gastos financieros y bancarios. Por el contrario, la provisión anual para el fondo de pensiones se redujo en S/. 48 millones, como consecuencia de las modificaciones al régimen pensionario.

Balance General (2001-2005).- El Balance General del 2005 refleja un capital de trabajo de S/. 634 millones, es decir un crecimiento de 31% respecto al 2004. El Cuadro 12 muestra que el Activo corriente registra como consecuencia de una mayor valorización de existencias por el aumento del precio del petróleo y el aumento de facilidades crediticias a los clientes. El Pasivo No Corriente muestra una significativa disminución debido al ajuste de la reserva actuarial de pensiones y por la amortización de la deuda con el Ministerio de Economía y Finanzas por concepto de honras de aval. El incremento del Patrimonio Neto es debido fundamentalmente a la Utilidad Neta del Ejercicio de S/. 245 millones.

Cuadro 12. Balance General de PETROPERÚ S.A. (2001-2005)

Balance general (millones de nuevos soles)

	2001	2002	2003	2004	2005
Activo corriente	778,2	1 025,5	1 248,4	1 458,8	1 577,3
Activo no corriente	895,3	849,5	863,8	817,1	778,7
Total activo	1 673,5	1 875,0	2 112,2	2 275,9	2 356,0
Pasivo corriente	762,8	842,6	967,7	974,5	943,7
Pasivo no corriente	822,9	866,6	885,2	840,6	817,3
Total pasivo	1 585,7	1 709,2	1 852,9	1 815,1	1 761,0
Patrimonio neto	87,8	165,8	259,3	460,8	595,0
Total pasivo y patrimonio neto	1 673,5	1 875,0	2 112,2	2 275,9	2 356,0

Cifras ajustadas al 2004. Ejercicio 2005 en valores corrientes.

Tipo de cambio S/. por US\$: año 2001 S/. 3,51; 2002 S/. 3,52; 2003 S/. 3,48; 2004 S/. 3,41; 2005 S/. 3,30

Indicadores Financieros (2001-2005).- La Rentabilidad Económica Operativa sobre los Activos (ROA) y la Rentabilidad Financiera Neta del Patrimonio o Rentabilidad del Accionista (ROE) presentan un crecimiento significativo en el 2005 con respecto al 2004, como consecuencia de las utilidades obtenidas. Los Ratios de la Liquidez indican que la empresa cuenta con suficientes recursos para atender las obligaciones en el corto plazo. La mejora en el Índice de Endeudamiento Patrimonial, que representa el compromiso de los recursos propios con relación a las deudas de corto y largo plazo, muestra una disminución de las obligaciones con terceros como producto del fortalecimiento económico de PETROPERÚ S.A. (Cuadro 13)

Cuadro 13. Indicadores Financieros (2001- 2005)

Indicador	Unidad	2001	2002	2003	2004	2005
Rentabilidad						
Rentabilidad económica (ROA)	%	26,0	14,7	12,4	19,8	27,9
Rentabilidad financiera (ROE)	%	120,1	58,2	5,1	39,5	41,2
Liquidez						
Liquidez general	S/.	1,05	1,22	1,29	1,33	1,67
Prueba ácida	S/.	0,42	0,53	0,52	0,57	0,71
Solvencia						
Endeudamiento patrimonial	cantidad de veces	18,06	10,31	7,15	3,93	2,96

Tipo de cambio S/. por US\$: año 2001 S/. 3,51; 2002 S/. 3,52; 2003 S/. 3,48; 2004 S/. 3,41; 2005 S/. 3,30

Situación de PETROPERÚ S.A. en el año 2006

Como avance de los resultados económicos financieros de PETROPERÚ S.A. para el 2006, se puede mencionar que obtuvo un superávit económico de S/. 158 millones, menor en S/. 17 millones al resultado registrado en 2005 debido a los mayores precios de compra que aumentaron en 11% en promedio, y a la disminución de las ventas internas, dado que la cadena de grifos Mobil que habitualmente se abastecía de PETROPERÚ S.A. dejó de hacerlo, también se debió a la mayor competencia interna con importadores.

En el Cuadro 14 se presenta el Programa de Inversiones de PETROPERÚ S.A. para el año 2007 en el cual es fácil apreciar que está dirigido a modernizar sus refinerías, las mismas que están en una etapa crítica por las distintas postergaciones que vienen sufriendo los procesos de adjudicación, incluso de los estudios preliminares, que no le permitirán cumplir con las reglamentaciones ambientales vigentes, salvo que la puesta en vigencia de las mismas se postergue.

Cuadro 14. Programa de Inversiones de PETROPERÚ S.A.

PETROPERU S.A.
PROGRAMA DE INVERSIONES
Miles de Nuevos Soles

PROGRAMA DE INVERSIONES					
	IV TRIM 2006	I TRIM 2007	II TRIM 2007	Al II TRIM 2007	PRSP Al II TRIM 2007
PROYECTOS DE INVERSION	635	867	658	1,525	4,042
Modernización de la Refinería Talara	233	41	236	277	3,894
Reemplazo de tanques 293 y 294 - Ref. Talara	9	3	8	11	0
Construcción de Tanques - Ref. Iquitos	8	0	0	0	0
Mejoras de Flexibilidad Operativa - Ref. Iquitos	0	0	6	6	0
Construcción tanque y compra de equipo laboratorio - Refinería Conchán	3	20	51	54	20
Despacho marítimo de asfaltos - Ref. Talara	1	0	45	45	128
Mejoras en Unidades de proceso - Ref. Talara	0	819	313	1,132	0
Instalación de 10 EE.SS Gas natural vehicular	0	0	0	0	0

INVERSION CORRIENTE	33,913	10,912	11,244	22,156	32,436
Adecuación a Reglamentos - Ley 26221	4,451	3,751	995	4,746	7,628
Reemplazo de maquinaria y equipos	11,204	5,857	8,128	13,985	16,788
Seguridad y equipos contra incendio	553	68	862	930	1,273
Mantenimiento General	12,800	17	754	771	433
Sistemas y equipos de computo	1,833	992	(78)	914	942
Mejoras en plantas de ventas	298	(3)	0	(3)	0
Administración	2,774	230	583	813	5,371
TOTAL	34,548	11,778	11,902	23,681	36,478

Tipo de cambio S/. por US %: año 2006 3,28; 2007 3,14

7.2.3 Ventajas y Desventajas de PETROPERÚ S.A.- Gran parte de la información presentada líneas arriba tiene como fuente la empresa PETROPERÚ S.A., por lo que ésta refleja el punto de vista de la propia empresa, sin embargo, el verdadero rol de PETROPERÚ S.A. es el abastecimiento al mercado interno de los combustibles derivados de los hidrocarburos (53% del mercado), es el de regulador, y en gran medida, sus precios están condicionados a la política del gobierno de amortiguar las subidas, la misma que muchas veces colisiona con los intereses de esta empresa y con los de la empresa privada (47% del mercado). Ello ha tenido que aplicarse como consecuencia de que la privatización no logró la existencia de cuando menos 3 actores en lo que respecta a refinación, importación de productos y comercialización, para que pudiera existir una real y efectiva competencia. Tiene como Desventaja, las ataduras hacia el manejo estatal, que le quitan agilidad en su operación.

Dentro de esta tónica y con el fin de no grabar al usuario final con las subidas excesivas de los precios de los combustibles, se creó en septiembre del 2004 (Decreto de Urgencia N 010-2004) el Fondo para la Estabilización

de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo, como fondo intangible, inembargable e intransferible, destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus derivados, se traslade a los consumidores. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen a los precios de los Productos, dependiendo de si los Precios de paridad de importación de los combustibles se encuentren por encima o por debajo de la Banda de precios objetivo para cada uno de los productos.

Cuando los precios sobrepasan el límite superior de la Banda, el gobierno se encarga de este excedente a manera de compensación para las empresas, esperando que cuando los precios bajen por debajo del límite mínimo de la banda el Estado pudiera resarcirse de lo aportado. Sin embargo, si bien con sus alzas y bajas, la tendencia de los precios internacionales ha sido hacia el alza, ello le ha ocasionado al Estado un desembolso que está en el orden de los US\$ 110 millones para los últimos tres años. Esta modalidad de compensación está siendo revisada por no haberse cumplido la esencia original que era la de que existieran compensaciones de aumentos de precios con su disminución, de manera de equilibrar el aporte del Estado. En otras palabras el Estado Peruano viene subsidiando a los combustibles.

7.3 Otros tipos de empresas:

7.3.1 Empresas de inversión gubernamental: con participación de capital estatal más del 50 %

En la actualidad no existen este tipo de empresas en el país.

7.3.2 Empresas financiadas por el gobierno: menos del 50 % de propiedad gubernamental

En la actualidad no existen este tipo de empresas en el país.

7.3.3 Subsidiarias de las Empresas de Inversión Gubernamental.

En la actualidad no existe este tipo de empresas en el Perú.

8. EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO – FUNCIONES Y ANALISIS DE DESEMPEÑO. ORGANISMO QUE LAS AGRUPA

8.1 Empresas representativas y actividades que realizan.

8.1.1 Actividades de “Up Stream”.- Son 3 las empresas representativas: el Grupo PLUSPETROL, PETROBRAS y PETROTECH, que en su conjunto producen el 91% de la producción nacional de Hidrocarburos Líquidos, que fue de 42,2 millones de barriles en el año 2006.

En lo que respecta al gas natural son 3 las empresas representativas: el Grupo PLUSPETROL, AGUAYTÍA y PETROTECH, que en su conjunto producen el 84% de la producción nacional, que alcanzó los 68 564 millones de pies cúbicos en el año 2006.

De las 4 empresas mencionadas en los 2 párrafos anteriores la de mayor relevancia es el Grupo Pluspetrol, principalmente Pluspetrol Camisea, sobre la cual se dan a continuación mayores detalles en cuanto a su gestión y situación económico-financiera. Así mismo se presenta la de Aguaytía Energy del Perú.

GRUPO PLUSPETROL.- Pluspetrol Camisea S.A., una subsidiaria de Pluspetrol Resources Corporation domiciliada en Islas Caimán, se constituyó en el Perú el 01 de junio de 2005 en virtud del acuerdo de escisión de la Junta General de Accionistas de Pluspetrol Perú Corporation S.A. de fecha 13 de abril de 2005. Las actividades de la Compañía comprenden la explotación y venta de gas y líquidos de gas provenientes del Lote 88 y del Lote 56 próximo a entrar en producción. Ambos Lotes son contiguos y se encuentran en el área de Camisea, Provincia de Echarate, Departamento del Cusco.

La Compañía, en virtud de un contrato de licencia suscrito en años anteriores por Pluspetrol Perú Corporation S.A., participa del 25% del Contrato para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88. Este Contrato se celebró junto con otras empresas petroleras y PERUPETRO S.A., el 9 de diciembre de 2000 con el objeto de explotar y producir hidrocarburos. El plazo para la explotación de petróleo es de 30 años y el

plazo para la fase de explotación de gas natural no asociado y de condensados es de 40 años. Las actividades desarrolladas al amparo del Contrato de Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 tienen garantizada la estabilidad tributaria, la cambiaria y demás, establecidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos No.26221.

Su participación en la producción nacional de Hidrocarburos Líquidos correspondiente al año 2006 alcanzó el 30% y si a ello le sumamos el 39% que alcanzó la producción de petróleo de Pluspetrol Norte, se tiene que el Grupo Pluspetrol es responsable del 69% (29,1 millones de barriles) y en gas natural del 44% (27 628 millones de pies cúbicos).

Estados Financieros al 31 de Diciembre del 2006⁶

Tal como se puede apreciar en el cuadro de indicadores de gestión, la Utilidad Neta de Pluspetrol Camisea es superior al 30%, respaldado por los favorables niveles de precios que se registraron en el año 2006 para los productos comercializados. La rentabilidad sobre el Patrimonio es de 38%, así mismo se observa un 25% de rentabilidad sobre activos. En los Cuadros 15 y 16 se presentan los Principales Indicadores y las Principales Cifras.

Cuadro 15. Principales Indicadores (Base Estados Financieros Auditados – US\$ miles)

Año Fiscal al 31 de diciembre	2006
Índices de Rentabilidad:	
Rentabilidad sobre Ventas	33%
Rentabilidad sobre patrimonio	38%
Rentabilidad sobre Activos (x)	25%
Índice de Gestión:	
EBITDA (US\$ miles)	96,281
Margen Bruto	50%
Margen Operativo	48%

(x) Utilidad de Operación / Activo Total

Cuadro 16. Principales Cifras (Base Estados Financieros Auditados – US\$ miles)

Año Fiscal al 31 diciembre	2006	2005	2004
Ingresos	189,195	161,204	45,016
Utilidad Operativa	90,222	75,195	12,200
Utilidad Neta	63,079	53,087	770
Caja-Bancos e inversiones a corto plazo	173,963	18,759	4,757
Total Activos	364,219	209,823	195,928
Deuda a corto y largo plazo	151,598	1,806	2,349
Patrimonio del Accionista	166,349	103,270	50,183

Balance General.- Como resultado de las actividades de pluspetrol Camisea, al 31 de diciembre de 2006, los activos totales se incrementaron en 74%, los pasivos se incrementaron en 86% y el patrimonio aumentó en 61%, en comparación con las cifras presentadas al 31 de diciembre de 2005. Cuadro 17.

El aumento en los activos se explica básicamente por un incremento en efectivo y equivalentes de efectivo que pasó de US \$19 millones al 31 de diciembre de 2005 a US \$ 174 millones al 31 de diciembre del 2006 producto de la colocación de Bonos Corporativos Pluspetrol Camisea S.A del 1er. Programa de Instrumentos representativos de deuda durante el último trimestre del ejercicio. Dicho aumento se vio compensado en parte por la disminución de las cuentas por cobrar comerciales que pasaron de US \$ 8 millones a US \$ 5 millones respectivamente.

⁶ Pluspetrol Camisea S.A.- Memoria Anual 2006. Análisis y Discusión de la Gerencia de Pluspetrol Camisa S.A.

Actualmente, los activos de la compañía están compuestos en un 54% por activos corrientes (19% al 31 de diciembre de 2005) y 46% de activos fijos (81% al 31 de diciembre de 2005).

El comportamiento de los pasivos esta explicado en su mayoría por el aumento de la deuda a largo plazo producto de la colocación de Bonos Corporativos. Dicho aumento se vio compensado en parte por la cancelación de la deuda a largo plazo con empresas vinculadas, la cual al 31 de diciembre de 2005 ascendió a US \$ 71 millones. Los pasivos están compuestos por 13% de pasivos corrientes (15% al 31 de diciembre de 2005) y 87% de pasivos no corrientes (85% al 31 de diciembre de 2005). La cuenta del patrimonio aumentó en 61%, explicado por un aumento en la cuenta de resultados acumulados, gracias a los resultados obtenidos durante el ejercicio 2006, los cuales ascendieron a US\$ 63 millones.

Cuadro17. Balance General (Base: Estados Financieros Auditados – US \$ miles)

Año Fiscal al 31 diciembre	2006	2005	2004
Total Activo Corriente	197,740	36,774	19,709
Total Activo No Corriente	166,479	171,049	176,219
Total Activos	364,219	209,823	195,928
Total Pasivo Corriente	25,504	16,084	8,561
Total Pasivo No Corriente	172,366	90,469	137,184
Total Pasivo	197,870	106,563	145,745
Capital	50,183	50,183	50,183
Reserva Legal	5,309	5,309	-
Utilidades Retenidas	110,857	47,778	-
Total Patrimonio	166,349	103,270	50,183

Estado de ganancias y pérdidas.- La utilidad neta obtenida por la compañía durante el ejercicio del 2006 fue 19% mayor a la mostrada durante el ejercicio del 2005, ascendiendo a US \$ 63 millones (US\$ 53 al 31 de diciembre del 2005), importe que equivale al 33% de las ventas, las mismas que ascendieron a US\$ 189 millones, 17% mayor a las mostradas durante el ejercicio del 2005. Los costos de ventas se mantuvieron en el orden del 50% de las ventas netas y los gastos operacionales se mantuvieron en aproximadamente 3% sobre la misma base de cálculo. Cuadro 18.

Cuadro 18. Ganancias y Pérdidas (Base Estados Financieros Auditados – US \$ miles)

Año Fiscal al 31 diciembre	2006	2005	2004
Ingresos	189,195	161,204	45,016
Costo de Ventas	(93,891)	(82,171)	(25,895)
Utilidad Bruta	95,304	79,033	19,121
Utilidad Operativa	90,222	75,195	12,200
Utilidad antes de Impuestos	89,846	69,307	11,800
Utilidad Neta	63,079	53,087	770

Base Estados Financieros Auditados – en US \$ miles

PETROTECH PERUANA S.A.- Se constituyó el 21 de julio de 1993 en el Estado de Delaware, Estados Unidos. Inició sus operaciones el 1 de enero de 1994 como empresa se dedica a la exploración y explotación petrolera en la costa norte del Perú, para lo cual firmó un contrato de servicios petroleros en el lote Z-2B con la empresa estatal PETROPERÚ S.A., posteriormente reemplazada por PERUPETRO S.A. En lo que se refiere a líquidos de hidrocarburos, a jul 07 produjo el 11% (4,6 millones de barriles) de la producción anual nacional, y en gas natural 10% (6 166 millones de pies cúbicos). No cotiza en Bolsa, no se tiene información.

PETROBRAS.- Actúa en Perú a través de Petrobras Energía. La Empresa tiene derechos de Exploración y Explotación de petróleo y gas natural en dos bloques en Perú: el Lote X y el Lote 57. Las principales operaciones se concentran en el Lote X, que se encuentra en producción, mientras que en el Lote 57 Petrobras desarrolla actividades exploratorias como operadora. La participación de la Compañía en la producción en el territorio peruano corresponde actualmente a cerca de 13 mil barriles de petróleo equivalente por día. En lo que se refiere

a líquidos de hidrocarburos produce el 11% (4,6 millones de barriles) de la producción anual nacional. No cotiza en Bolsa, no se tiene información.

AGUAYTÍA ENERGY⁷. Desde mayo del 2001, Aguaytia Energy del Perú S.R.L. se ha dividido en tres (3) empresas comercialmente independientes, en función de las distintas operaciones que realizan en los tres rubros importantes de su actividad comercial: a) AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L.- Empresa dedicada a las operaciones vinculadas específicamente con actividad comercial del gas natural y sus derivados. Incluye la explotación, producción, acondicionamiento, separación, fraccionamiento, transporte y comercialización del gas natural y sus derivados; b) TERMOSELVA S.R.L.- Empresa dedicada a las operaciones vinculadas específicamente con la actividad comercial de generación de electricidad, la cual emplea como combustible el gas seco producido por Aguaytía Energy del Perú S.R.L., c) ETESELVA S.R.L.- Empresa dedicada a las operaciones vinculadas específicamente con la actividad comercial de transmisión de electricidad, la cual incluye un tramo actualmente declarado como parte del sistema principal de transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Estas tres empresas constituyen al Grupo Energético Aguaytía, las cuales desarrollan de manera independiente la actividad comercial del Proyecto Integral de Aguaytía.- El campo de gas natural de Aguaytía está ubicado en la localidad de Curimán, Provincia de Padre Abad, departamento de Ucayali aproximadamente a 75 km al oeste de la ciudad de Pucallpa, 77 Km al noreste de la ciudad de Aguaytía y a 475 km al noreste de Lima. La operación comercial de Aguaytia Energy del Perú S.R.L. comenzó en Julio de 1998 con reservas posibles de gas natural rico estimadas en 440 billones de pies cúbicos. Producción de Gas Natural: 70 MMPCSD, Procesamiento de Gas Natural con condensados: 65 MMPCSD de Gas Natural Seco y 4 400 barriles/día de Líquidos de Gas Natural barriles/día de GLP y, 3 000 barriles/día de Gasolina Natural, Transporte de Gas Natural Seco, GLP y Gasolina Natural.

⁷www.aguaytia.com/i_energy01.htm

Cuadro 19. Resumen Financiero. Aguaytía Energy del Perú

Resumen Financiero - Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y subsidiarias

(Cifras en miles de Dólares)

Tipo de Cambio Soles / USD a final del período	3.168	3.259	3.196	3.43	3.282	3.463	3.514
	Jun-07	Jun-06	Dic-06	Dic-05	Dic-04	Dic-03	Dic-02
Indicadores Financieros							
EBITDA/Intereses Pagados(X)	10.46	5.70	8.92	8.98	8.56	3.52	4.51
(EBITDA-Inv. en Act. Fijo)/Intereses Pagados(X)	10.16	4.65	8.22	8.29	7.95	3.48	4.15
Deuda Financiera Total/EBITDA (X)	1.44	2.80	1.48	1.43	1.60	2.14	2.28
Deuda Financiera Neta/EBITDA (X)	1.04	2.20	1.13	1.17	1.23	1.82	2.07
Deuda Financiera Total/Capitalización (%)	25.5%	29.4%	26.4%	29.7%	31.3%	34.2%	37.2%
Resultados							
Ventas Netas	52,302	45,681	120,050	119,551	96,558	80,409	72,093
%Cambio	14.5%	-15.7%	0.4%	23.8%	20.1%	11.5%	7.0%
EBITDA	19,432	11,731	40,409	45,917	44,738	38,681	37,375
Margen EBITDA (%)	37.2%	25.7%	33.7%	38.4%	46.3%	48.1%	51.8%
Depreciación y Amortización	6,020	4,821	12,981	11,664	13,512	11,562	11,853
EBIT	13,412	6,910	27,428	34,253	31,226	27,119	25,522
Intereses Pagados	(1,857)	(2,057)	(4,531)	(5,116)	(5,229)	(10,980)	(8,293)
Costo de Financiamiento Estimado (%)*	6.4%	6.3%	7.2%	7.6%	6.8%	13.1%	9.3%
Utilidad Neta	8,390	3,159	15,762	21,379	17,267	14,555	22,539
Retorno sobre Patrimonio Promedio(%)	10.2%	4.0%	9.7%	13.7%	10.9%	9.6%	16.9%
Flujo de Caja							
Flujo de Caja Operativo	14,909	5,561	28,679	32,844	33,734	30,453	34,484
Variación del Capital de Trabajo	3,329	802	(12,187)	(5,315)	(3,981)	(34,129)	(14,029)
Flujo de Caja Operativo Neto	18,238	6,363	16,692	27,529	29,753	(3,676)	20,455
Inversión en Activos Fijos	(574)	(2,162)	(3,186)	(3,487)	(3,146)	(418)	(2,993)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	(574)	(2,162)	(3,186)	(3,487)	(3,146)	(418)	(2,993)
Otras Inversiones, Neto	(77)	(89)	-	-	-	7,050	(7,871)
Variación Neta de Deuda	(4,932)	(1,188)	(5,944)	(5,785)	(11,245)	1,204	(7,455)
Variación Neta de Capital	-	-	-	-	-	-	-
Pago de Dividendos	(11,618)	(699)	(5,206)	(22,823)	(19,249)	-	-
Otros Financiamientos, Neto	-	-	-	-	-	-	-
Variación Neta de Caja y Valores Líquidos	1,037	2,225	2,356	(4,566)	(3,887)	4,160	2,136
Flujo de Caja Disponible**	20,330	8,314	20,505	31,999	32,382	(6,846)	12,060
Balance							
Caja e Inversiones Corrientes	15,336	14,117	14,188	11,832	16,398	12,285	8,125
Activos Totales	235,357	252,446	239,317	241,820	249,004	267,472	273,210
Deuda Corto Plazo	11,266	9,865	10,539	7,867	9,435	10,621	12,903
Deuda Largo Plazo	44,581	55,846	49,131	57,747	61,964	72,023	72,442
Obligaciones Financieras Fuera de Balance†	-	-	-	-	-	-	-
Deuda Financiera Total‡	55,847	65,711	59,670	65,614	71,399	82,644	85,345
Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)	162,804	157,938	166,034	155,478	156,922	158,903	144,348
Capitalización	218,651	223,649	225,704	221,092	228,321	241,547	229,693
Liquidez							
Deuda Corto Plazo/Deuda Financiera Total	20.2%	15.0%	17.7%	12.0%	13.2%	12.9%	15.1%
Caja e Inversiones Corrientes/Deuda Corto Plazo(X)	1.36	1.43	1.35	1.50	1.74	1.16	0.63
EBITDA/(Deuda Corto Plazo + Gastos Financieros)(X)	2.59	1.68	2.68	3.54	3.05	1.79	1.76
Otros							
Producción de Energía (GWh)	509.2	455.1	1148.0	1291.1	1130.3	834.8	745.2
Producción de Barriles (bbls)	549,340	617,931	1,216,385	1,350,225	1,428,065	1,469,790	1,493,371
Precio del Petróleo WTI (US\$/baril)	61.5	66.8	66.0	56.5	41.2	31.1	26.2
Vencimientos de Deuda Largo Plazo (a junio 2007)							
Vencimientos (US\$ mill.)			2007	2008	2009	2010	2011
			8,273	8,273	8,273	8,273	22,099

*Costo de Financiamiento Estimado = Intereses Pagados / Deuda Financiera Total Promedio. **Flujo de Caja Libre=EBITDA-Intereses Pagados-Variación en Capital de Trabajo - Inv. en Activos Fijos. †Incluye arrendamientos operacionales multiplicado por ocho, y otros tipos de obligaciones con características de deuda financiera.

‡Deuda Financiera Total incluye Obligaciones Financieras Fuera de Balance. Capitalización = Deuda Financiera Total + Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)

EBITDA=Resultado de Operación + Depreciación y Amortización. Las cifras a diciembre de cada año son cifras auditadas.

8.1.2 Actividades de Downstream

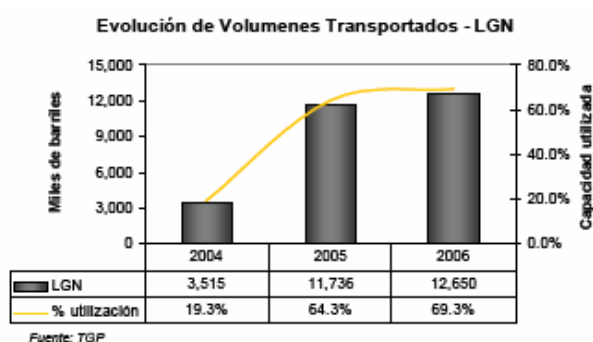
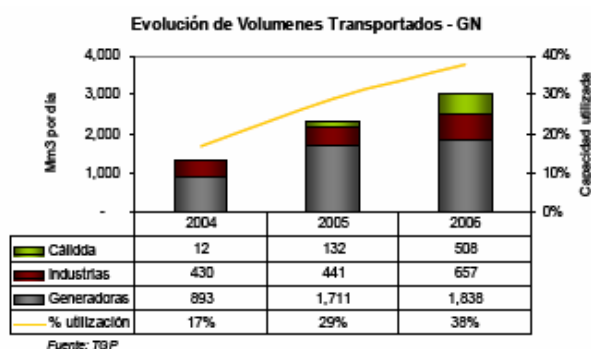
Destacan las actividades relacionadas con el Transporte de Hidrocarburos por Ductos, Refinación, Plantas de Fraccionamiento, Plantas de Almacenamiento, Distribución y Estaciones de Servicio y que tienen mayor representatividad en el país.

Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

En el marco del proceso de Promoción a la Inversión Privada, dirigido por el Estado Peruano, luego de una licitación pública internacional, a Transportadora de Gas del Perú (TgP) se le adjudicó la concesión del segmento de transporte de gas del Proyecto Camisea. En mérito a este proceso, se firmaron los Contratos de Concesión con el Estado Peruano para la construcción y operación de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural en diciembre del año 2000. TgP es una empresa peruana, cuyos accionistas son: TECGAS NV, Hunt Oil, Sonatrach, Pluspetrol, SK Corporation, Suez-Tractebel y Graña y Montero. A su vez, TECGAS NV actúa como Operador Estratégico Calificado dentro del marco de los contratos BOOT.

Desde enero de 2002 hasta agosto del 2004 se construyeron los dos ductos para transportar gas natural y líquidos de gas desde Camisea, en la selva del Cusco, hasta la costa del Pacífico. El ducto de los líquidos recorre 560 kilómetros, desde los yacimientos de Camisea hasta la planta de fraccionamiento en Pisco. El ducto de gas natural recorre 732 kilómetros (Cuadro 20), desde Camisea hasta el City Gate en Lurín, desde donde el gas es distribuido en Lima y Callao. Durante el 2006 se transportaron 1 097 000 Mm³ (3 003 Mm³/día), lo que representó el 37,9 % de la capacidad actual. En lo que va del 2007 el gasoducto está transportando un promedio de 160 MMPCD y 35 MBD. Con respecto a los líquidos, el volumen transportado durante el 2006 ascendió a 12,7 millones de barriles, equivalente al 69,3 % de la capacidad instalada. Gráficos 16 y 17.

Gráficos 16 y 17.



Cuadro 20. Características de los Ductos

	Ducto Gas Natural	Ducto Líquidos de Gas Natural
Ruta	Camisea – City Gate (Lurín, Lima)	Camisea – Playa Lobería (Pisco, Ica)
Longitud	732 Km	560 Km
Diámetro	32, 24 y 18 pulgadas	14 y 10 pulgadas
Capacidad:		
Inicial	280 MMPCD	50 MBPD
Hasta	314 MMPCD	70 MBPD

OSINERGIMIM, según Resolución N 075-2006- OS/CD, fijó las tarifas para el periodo comprendido entre 1 de mayo del 2006 y el 30 de abril del 2008, en las cifras que se muestran a continuación (Cuadro 21):

Cuadro 21. Tarifas de Transporte de Gas Natural. MMC (mil metros cúbicos). OSINERGMIN.

Tipo	US\$ por MMC
Tarifa Base	33,07
Tarifa Regulada	41,42

El Contrato de Concesión tiene una garantía de pago para el gas natural GRP (Garantía de la Red Principal) que garantiza a la empresa ingresos anuales por US \$ 124 millones aproximadamente (2/3 del total de los ingresos), el cual se calcula en función a una tarifa base y a un volumen garantizado de transporte independientemente de su demanda real. En el Cuadro 22 se detalla el Resumen Financiero de TGP.

Cuadro 22.

Resumen Financiero - Transportadora de Gas del Perú

(Cifra en millones de US\$ a Dic 31, 2006)

	Dic-06	Dic-05	Dic-04	Dic-03
Indicadores Financieros				
EBITDA/Gastos Financieros Deuda Senior(X)	2.5	3.5	4.7	-
EBITDA/Gastos Financieros Totales(X)	1.6	2.0	1.8	-
(EBITDA-Inv. en Act. Fijo) / Gastos Financieros D. Senior(X)	1.5	3.3	-2.7	-
Deuda Financiera Senior / EBITDA (X)	4.5	3.8	11.0	0.0
Deuda Financiera Total / EBITDA (X)	5.5	4.6	15.7	757.2
Deuda Financiera Neta / EBITDA (X)	4.7	3.9	14.5	717.8
Deuda Financiera Senior / Capitalización (%)	58.5%	59.9%	52.1%	-
Deuda Financiera Total / Capitalización (%)	72.1%	72.4%	74.4%	68.2%
Resultados				
Ventas Netas	181,472	179,670	64,339	-
%Cambio	1.0%	179.3%	-	-
EBITDA*	102,726	122,013	35,589	595
Margen EBITDA (%)	56.6%	67.9%	55.3%	-
Depreciación y Amortización	29,174	27,132	10,796	595
EBIT	73,552	94,881	24,793	-
Gastos Financieros Deuda Senior	(41,533)	(34,587)	(7,535)	-
Gastos Financieros Totales **	(65,153)	(59,750)	(19,569)	-
Costo de Financiamiento Estimado (%)***	7.3%	6.2%	1.5%	-
Utilidad Neta	4,467	23,959	10,424	-
Retorno sobre Patrimonio Promedio(%)	2.0%	11.8%	5.2%	-
Flujo de Caja				
Flujo de Caja Operativo	56,987	74,834	16,114	595
Variación del Capital de Trabajo	(9,537)	(16,351)	(31,989)	(11,350)
Flujo de Caja Operativo Neto	47,450	58,483	(15,875)	(10,755)
Inversión en Activos Fijos	(39,039)	(7,615)	(55,998)	(18,339)
Otras Inversiones, Neto	(990)	-	(10,864)	-
Variación Neta de Deuda	(14,395)	997	391,281	-
Variación Neta de Capital	-	-	-	-
Pago de Dividendos	-	-	-	185
Otros Financiamientos, Neto	-	(74,802)	(287,671)	42,060
Variación Neta de Caja y Valores Liquidos	(6,973)	(22,947)	20,875	13,151
Flujo de Caja Disponible****	95,684	132,634	(44,862)	-
Balance				
Caja e Inversiones Corrientes	88,257	95,230	44,285	23,411
Activos Totales	939,006	920,916	902,575	803,892
Deuda Corto Plazo	20,939	18,051	5,469	-
Deuda Largo Plazo	440,304	449,792	385,813	-
Deuda Subordinada	106,929	97,434	167,421	450,681
Deuda Financiera Total‡	568,172	565,277	558,703	450,681
Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)	220,262	215,795	191,837	209,926
Capitalización	788,434	781,073	750,539	660,606
Liquidez				
Deuda Corto Plazo/Deuda Financiera Total	3.7%	3.2%	1.0%	n.d.
Caja e Inversiones Corrientes/Deuda Corto Plazo(X)	4.2	5.3	8.1	n.d.
EBITDA/(Deuda Corto Plazo + Gastos Financieros)(X)	4.9	6.8	6.5	n.d.

Vencimientos de Deuda Largo Plazo (a diciembre 31, 2006)

Año (miles de US\$)	2008	2,009	2010	2011	2012	2013...
Vencimientos	18,707	20,454	22,365	24,456	26,745	247,699

*EBITDA=Resultado de Operación + Depreciación y Amortización **Incluye Intereses de deuda con accionistas e Intereses por la GRP

***Costo de Financiamiento Estimado = Intereses Pagados / Deuda Financiera Total Promedio.

****Flujo de Caja Disponible=EBITDA-Intereses Pagados-Variación en Capital de Trabajo-Inv. en Activos Fijos.

‡Deuda Financiera Total Incluye Obligaciones Financieras Fuera de Balance. Capitalización = Deuda Financiera Total + Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)

Refinación

En el Perú existen siete Refinerías de Petróleo, una de las cuales (Shiviyacu, Selva Norte) es para uso interno de las operaciones de la compañía Pluspetrol. Mediante las otras seis se abastece gran parte de la demanda de combustibles del país. Estas refinerías procesan crudos nacionales e importados, tal como se muestra en el Gráfico. Cinco de estas refinerías son propiedad de PETROPERÚ S.A. y opera 4 de ellas (Talara, Conchán, Iquitos y El Milagro), la otra (Pucallpa) es operada por la compañía Maple. La Sexta refinería que es la de mayor capacidad de procesamiento es de propiedad y es operada por REPSOL (La Pampilla). Actualmente la Refinería La Pampilla-REPSOL, es una planta que ha sido modernizada y cuenta con una planta desulfurizadora y en términos generales cumple con los requerimientos ambientales del país. Caso contrario sucede con la Refinería de Talara, la misma que como ya se ha mencionado, pertenece al Estado, a través de PETROPERÚ S.A. y aún no puede ser modernizada por los obstáculos que le presenta la administración pública. A la fecha, se han dictado dispositivos especiales para agilizar los trámites y lograr la ansiada modernización. En el Gráfico 18 se presentan las capacidades de Cargas Totales de las Refinerías en el país.

La capacidad de carga de las refinerías del país es de 197 000 BPD, de los cuales REPSOL (La Pampilla) puede procesar 102 000 BPD, Pucallpa (Maple) 3 300 BPD y el resto de la capacidad le corresponde a las refinerías de PETROPERÚ S.A. (Cuadro 23). En el Gráfico 18 se muestran las cargas totales procesadas en las refinerías del país, notándose que las de mayor capacidad son La Pampilla y Talara, en ese orden. En el Gráfico 19 se muestra la producción total de estas refinerías para el año 2006. En el Cuadro 24 se tiene la producción y la demanda de los diferentes productos, notándose que en el año 2006 la demanda superó notoriamente a la producción al contrario de lo sucedido en el 2005. Lo cual significa una mayor importación de productos en vez de crudo para el 2006.

Cuadros 23 y 24

Capacidad Instalada de Refinación		
Refinería	Capacidad (BPD)	Porcentaje
Refinerías de Petroperú		
Talara	62,000	31.47%
Conchán	15,500	7.87%
Iquitos	10,500	5.33%
El Milagro	1,700	0.86%
Pucallpa*	3,300	1.68%
Refinerías Privadas		
Shiviyacu**	2,000	1.02%
La Pampilla	102,000	51.78%
TOTAL	197,000	100.00%

*Arrendada a Maple Gas Corporation

Fuente: MINEM

** De propiedad de Pluspetrol y destinada para su autoconsumo.

MBLS	Producción y Demanda			
	Producción		Demanda	
	2006	2005	2006	2005
Gasolinas	5,660	7,455	7,229	7,182
Kerosene	785	985	646	1,632
Turbo	2,694	3,727	1,944	710
Diesel	12,764	18,468	21,457	21,386
Petróleo Industrial	11,343	14,717	7,193	8,502
Otros	2,060	2,754	1,617	1,784
Total	36,308	48,117	40,086	41,198

Fuente: Minem

En el 2006, en cuanto a la participación de mercado, RELAPASA produjo el 46,4% de la oferta local mientras que el resto fue cubierto por PETROPERÚ S.A. El precio de comercialización de los productos se da en función de los precios internacionales los cuales son el resultado de la demanda y oferta.

Cuadro 25. Estructura de Precios de los Combustibles al 31 de Diciembre del año 2006

COMBUSTIBLES	Precio Petroperú Ex-Refinería	IMPUESTOS			Precio Ex-Planta Con Impuestos	Margen Comercial (1)	Precio Al Público (*)
		Al Rodaje (8%)	Selectivo Consumo (2)	General Ventas (19%)			
Gas Lic. de Pet. GLP (**)	1.78	-	-	0.34	2.11	1.16	3.27
Gasolina 97 Oct.SP	7.03	0.56	3.15	2.04	12.78	2.27	15.05
Gasolina 95 Oct.SP	6.86	0.55	2.92	1.96	12.29	2.08	14.37
Gasolina 90 Oct.SP	6.14	0.49	2.66	1.77	11.06	1.01	12.07
Gasolina 84 Oct.	5.19	0.42	2.05	1.45	9.11	1.22	10.33
Kerosene	6.44	-	2.11	1.62	10.17	1.41	11.58
Diesel N° 2	6.47	-	1.54	1.52	9.54	0.71	10.25
Pet. Residual N° 6	4.09	-	-	0.78	4.87	-	-
Pet. Residual 500	3.92	-	-	0.74	4.66	-	-

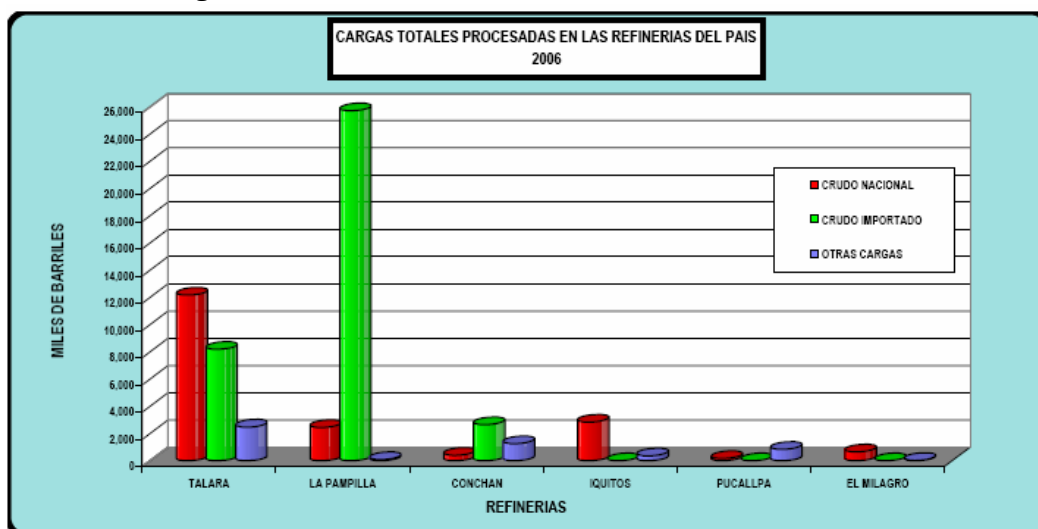
Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos, 2006, DGH - MINEM.

(1) Margen Comercial Libre, Valores estimados.

(2) Montos Fijos

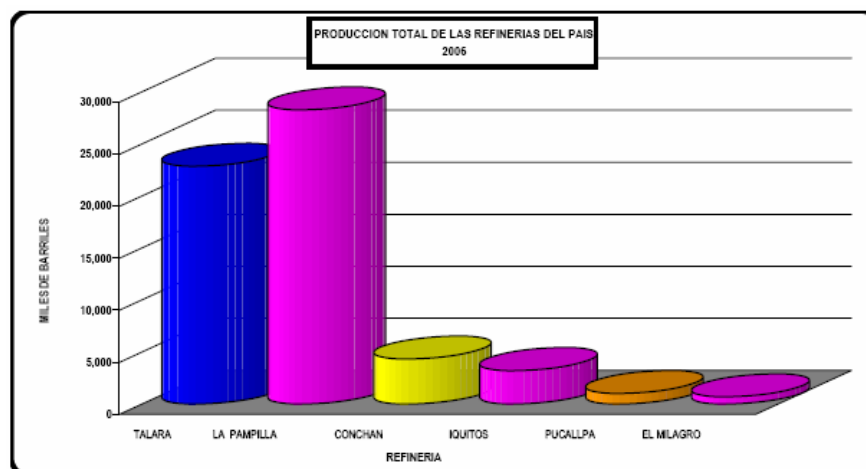
(*) Fuente: INEI

Gráfico 18. Cargas Totales Procesadas en las Refinerías del País.



Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2006, DGH-MEM.

Gráfico 19. Producción Total de las Refinerías del País. Año 2006.



Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2006, DGH-MEM

- **Refinería de La Pampilla S.A. – RELAPASA**

El grupo Repsol YPF tiene presencia en el Down Stream del Perú, con la Refinería La Pampilla, a través del consorcio de inversionistas Refinadores del Perú S.A. Este consorcio tiene el 60% del capital social, y está conformado por: Repsol Perú BV con el 42,792%; YPF S.A. con el 25,552%; Perú Privatization & Development Fund Limited con el 14,400%; Mobil Oil del Perú con el 9,242%; IGM Refinería S.A., con el 5,000%; y, Wiese Inversiones con el 3,015%. Posteriormente, se incorporaron en el accionariado otros grupos empresariales, a través de Privatization & Development Fund Limited, adquiriendo el 7,20% de las acciones; y trabajadores y ex trabajadores de Petroperú S.A., quienes adquirieron el 1,565%.

La Refinería La Pampilla Inició sus Operaciones el 17 de Diciembre de 1967, construida y operada por PETROPERÚ, está Ubicada en la carretera a Ventanilla km. 25, Distrito de Ventanilla, Provincia del Callao, Departamento de Lima. La Capacidad de procesamiento (Destilación Primaria es de 102 000 BPD, Destilación al Vacío 60 BPD) y su Capacidad de Almacenamiento es: Crudo 2 248 000 BLS y Productos 2 621 000 BLS.

RELAPASA es la más grande refinería del mercado peruano con el 53,9% de la capacidad total de refinación. Al cierre del 2006, participó con el 44% de la producción de combustibles líquidos en el país. Es operada por el Grupo REPSOL YPF, uno de los grupos de petróleo y gas más importantes a nivel mundial.

Repsol se encuentra expuesta a la injerencia del Estado, quien debido a presiones sociales, frecuentemente no traslada la volatilidad del precio internacional del crudo en sus productos, afectando de esta forma los márgenes de comercialización de la empresa y limitando su capacidad de autofinanciamiento. Si bien dicho riesgo se encuentra mitigado con la creación del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles derivados del Petróleo en diciembre del 2004, este depende de los fondos que finalmente el Estado le destine, por lo que brinda una solución parcial más no definitiva.

En el 2006, la producción total de la refinería alcanzó los 28,3 millones de barriles de productos (77 MBPD), 5% inferior respecto al 2005, debido a la reducción del margen de refinación nacional que hizo poco atractiva una mayor carga a la planta.

Cuadro 26. Resumen Financiero RELAPASA. (Miles de US\$)

Tipo de cambio soles/US\$ a final del periodo	3.183	3.357	3.196	3.430	3.282	3.463	3.514	3.440
	Mar-07	Mar-06	Dic-06	Dic-05	Dic-04	Dic-03	Dic-02	Dic-01
Indicadores Financieros								
EBITDA/Intereses Pagados(X)	12.10	34.51	5.66	15.68	3.42	8.24	15.79	28.98
(EBITDA-Inv. en Act. Fijo)/Intereses Pagados(X)	11.23	33.32	4.57	15.18	-1.53	-5.84	1.07	-0.03
Deuda Financiera Total/EBITDA (X)	2.39	1.15	3.36	1.11	11.62	5.91	2.59	0.75
Deuda Financiera Neta/EBITDA (X)	2.37	0.65	3.25	1.10	11.00	5.85	2.55	0.73
Deuda Financiera Total/Capitalización (%)	55.8%	35.7%	48.4%	41.3%	53.7%	50.4%	42.2%	25.7%
Resultados								
Ventas Netas	596,881	524,480	2,376,476	2,240,513	1,851,531	1,583,837	1,341,375	1,184,947
%Cambio	13.8%	-76.6%	6.1%	21.0%	16.9%	18.1%	13.2%	5.0%
EBITDA	34,947	33,375	69,756	168,517	19,495	31,867	52,465	84,267
Margen EBITDA (%)	5.9%	6.4%	2.9%	7.5%	1.1%	2.0%	3.9%	7.1%
Depreciación y Amortización	6,151	6,113	24,584	23,169	20,682	19,555	16,252	12,202
EBIT	28,796	27,262	45,172	145,348	(1,187)	12,312	36,213	72,065
Intereses Pagados*	2,888	967	12,318	10,749	5,708	3,868	3,323	2,908
Costo de Financiamiento Estimado (%)*	4.1%	2.3%	5.8%	5.2%	2.8%	2.4%	3.3%	4.3%
Utilidad Neta	14,661	15,711	23,565	89,600	87	5,814	20,841	41,973
Retorno sobre Patrimonio Promedio(%)	22.8%	23.1%	9.1%	38.8%	0.0%	3.1%	11.3%	23.9%
Flujo de Caja								
Flujo de Caja Operativo	20,908	20,742	38,533	123,594	26,451	31,225	41,040	62,465
Variación del Capital de Trabajo	(67,588)	5,971	(1,814)	(89,292)	(15,686)	(18,333)	(28,536)	37,789
Flujo de Caja Operativo Neto	(46,680)	26,713	36,719	34,302	10,765	12,892	12,503	100,254
Inversión en Activos Fijos	(2,511)	(1,156)	(13,413)	(5,302)	(26,222)	(54,464)	(48,906)	(84,361)
Variación Neta de Deuda	99,894	39,174	46,879	(38,827)	27,897	50,286	73,954	(8,679)
Pago de Dividendos	0	0	(40,338)	(4)	(218)	(9,302)	(37,024)	(8,467)
Variación Neta de Caja y Valores Líquidos	50,703	64,731	29,847	(9,831)	10,223	(588)	528	(1,253)
Flujo de Caja Disponible**	(38,040)	37,223	42,211	63,174	(30,121)	(44,798)	(28,300)	34,787
Balance								
Caja e Inversiones Corrientes	2,336	67,117	7,633	2,386	12,209	1,883	2,435	1,945
Activos Totales	819,497	763,275	658,027	606,186	581,050	488,978	437,974	374,291
Deuda Corto Plazo	282,326	106,295	182,663	140,304	193,566	188,316	136,016	63,323
Deuda Largo Plazo	51,926	47,657	51,926	47,406	33,033	0	0	0
Deuda Financiera Total†	334,252	153,952	234,589	187,710	226,599	188,316	136,016	63,323
Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)	264,418	277,406	249,757	266,530	195,437	185,139	186,087	182,822
Capitalización	598,670	431,358	484,346	454,240	422,036	373,456	322,103	246,144
Liquidez								
Deuda Corto Plazo/Deuda Financiera Total	84.5%	69.0%	77.9%	74.7%	85.4%	100.0%	100.0%	100.0%
Caja e Inversiones Corrientes/Deuda Corto Plazo(X)	0.01	0.63	0.04	0.02	0.06	0.01	0.02	0.03
EBITDA/(Deuda Corto Plazo + Gastos Financieros)(X)	0.49	1.24	0.36	1.12	0.10	0.17	0.38	1.27
Otros Índices								
Días de inventarios	53.1	60.8	32.3	36.6	36.2	29.0	27.5	32.6
Período promedio de cobro	19.9	14.8	19.9	16.3	12.7	13.3	18.8	13.9
Cotización promedio WTI (US\$/barril)	58.1	63.3	66.0	56.3	41.5	31.1	26.2	26.0

Vencimientos de Deuda Largo Plazo (al 31 diciembre 2006)

Año	2008	2005	2010	2011
Vencimientos (miles US\$)	20,481	20,481	5,482	5,482

*Costo de Financiamiento Estimado = Intereses Pagados / Deuda Financiera Total Promedio.

**Flujo de Caja Libre=EBITDA-Intereses Pagados-Variación en Capital de Trabajo

***A la fecha no registra deuda de largo plazo.

Capitalización = Deuda Financiera Total + Patrimonio (Incl. Participación Minoritaria)

EBITDA=Resultado de Operación + Depreciación y Amortización

n.d. = No disponible

* No incluye los gastos por diferencia en cambio

Fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural - Plantas

- Pluspetrol Perú Corporation S.A.**

Propietario: Consorcio conformado por PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.; HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C. Sucursal del Perú; SK Corporation Sucursal Peruana; SONATRACH PERU CORPORATION S.A.C., TECPETROL DEL

PERU S.A.C. Inició sus operaciones en Septiembre de 2004. Está ubicada en la Playa Loberías, distrito de Paracas, provincia de Pisco, departamento de Ica.

Establecimiento: Planta de Fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural Componente On-Shore.

Capacidad de Procesamiento:

01 Torre Depropanizadora y

01 Torre Debutanizadora 350 000 m³/h (es la capacidad para ambas unidades de procesamiento)

01 Unidad de Destilación Primaria 25 000 BPD

Capacidad de Almacenamiento:

Propano 30 000 m³

Butano 15 000 m³

Nafta 440 000 BLS

Diesel 75 000 BLS

En adición se tienen 3 plantas procesadoras de menor capacidad 2 en el noroeste del país (Procesadora de Gas Pariñas S.A.C. y Graña y Montero S.A.), 1 en Selva Central (Aguaytía Energy)

Abastecimiento - Plantas

- **Terminal Callao:** Ubicado en la Av. Néstor Gambeta N° 1265, Puerto del Callao, Provincia Constitucional del Callao, departamento de Lima, operada por Vopak Serlipa S.A., almacena y despacha GLP, gasolinas, diesel, kerosene, turbo A-1, petróleo industrial 6 y productos químicos. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara y Conchan y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 1 206 000 barriles.
- **Terminal Mollendo:** Ubicada en la calle Apurímac N° 401, Puerto de Mollendo, departamento de Arequipa; operada por Consorcio Terminales-GMT, almacena y despacha gasolinas, diesel, kerosene, turbo A-1, petróleo industrial 500 y asfaltos. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara y La Pampilla y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 556 320 barriles.
- **Terminal Eten:** Ubicada en el Puerto de Eten, Distrito Puerto Eten, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque; operada por Consorcio Terminales-GMT, almacena y despacha gasolinas, diesel, kerosene, turbo A-1 y petróleo industrial 500. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara y La Pampilla y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 409 421 barriles.
- **Terminal Pisco:** Ubicado en el Puerto de Pisco, distrito de San Andrés, departamento de Ica; operada por Consorcio Terminales-GMT, almacena y despacha gasolinas, diesel, kerosene, turbo A-1, petróleo industrial 6 y petróleo industrial 500. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara y La Pampilla y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 376 597 barriles.
- **Terminal Chimbote:** Ubicada en la Av. Brea y Pariñas km. 421, Puerto de Chimbote, distrito de Chimbote, departamento de Ancash; operada por Consorcio Terminales-GMT, almacena y despacha gasolinas, diesel, kerosene y petróleo industrial 500. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara, La Pampilla y Conchan y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 329 808 barriles.
- **Terminal Salaverry:** Ubicada en el Puerto de Salaverry, distrito de Salaverry, provincia de Trujillo, departamento de La Libertad; operada por Consorcio Terminales-GMT, almacena y despacha gasolinas, diesel, kerosene y petróleo industrial 6. Se abastece por buques tanque desde las Refinerías Talara, La Pampilla y Conchan y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 274 484 barriles.

Existen otras Plantas de Ventas en el país cuya capacidad de almacenamiento es menor a las ya señaladas y sirven para abastecer la demanda local.

Comercialización

La satisfacción de la demanda de combustibles derivados de los hidrocarburos a la población de un país depende de la red que disponga para la distribución y venta hasta el consumidor final. En el caso del Perú ello está relativamente implementado en la Región Andina y mejor aun en la Región Costeña, pero donde si es problemático el abastecimiento es en la Selva, donde solamente las ciudades y las poblaciones de su entorno tienen un abastecimiento normal y el resto no tiene facilidades para acceder a los combustibles y si este llega lo hace con precios prohibitivos que no están al alcance del usuario común y corriente.

En el siguiente Cuadro 27 se muestra en números las actividades y la infraestructura distribuida a lo largo del Perú, que permiten en caso de ser necesario el envasado, así como distribución y comercialización de los combustibles, con excepción del gas natural, que por el momento está limitado a Lima Metropolitana.

Cuadro 27. Registros de Hidrocarburos: Empresas Comercializadoras

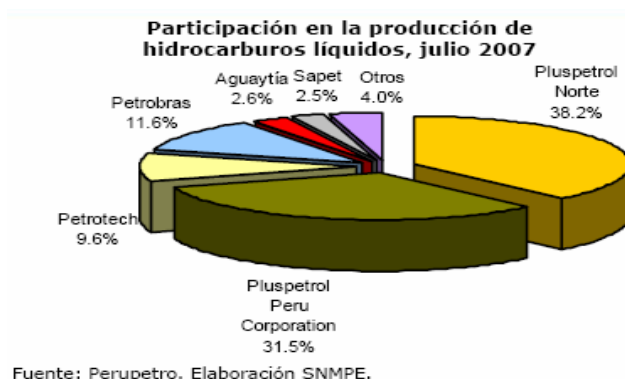
Rubro	30 jun 07	31 jul 07
Plantas de Abastecimiento de combustibles líquidos	47	47
Transportistas de combustibles líquidos	4 758	4 807
Consumidores Directos de combustibles líquidos	1 621	1 633
Distribuidores Mayoristas de combustibles líquidos	17	17
Distribuidores Minoristas de combustibles líquidos	332	351
Grifos y Estaciones de Servicio	3 494	3 500
Plantas Envasadoras de GLP	102	103
Importador de GLP	9	9
Gasocentros	21	22
Consumidor directo de GLP	596	618
Transp. de GLP a granel	319	322
Transporte de GLP en cilindros	1 910	1 853
Distribuidor de GLP a granel	24	26
Distribuidor de GLP en cilindros	286	353
Locales de venta de GLP	2 221	2 259
Plantas de abastecimiento de GLP	7	7
Plantas de Lubricantes	6	6
Número de Registros Total País	15 770	15 933

Fuente: DGH, MEM 2007.

8.2 Participación y significado en la producción de hidrocarburos de los diversos actores, año 2007

Si bien anteriormente se ha mencionado que la estructura de participación de las empresas privadas en la producción de Hidrocarburos Líquidos para el año 2006 fue de 69% para el Grupo Pluspetrol y de 11% para PETROBRAS y PETROTECH. En julio del 2007 los porcentajes fueron los siguientes: el grupo Pluspetrol participó con el 69,7% de la producción nacional, PETROBRAS lo hizo con el 11,6%, y por PETROTECH con 9,6%, así mismo Aguaytia Energy del Perú S.A. y Sapet Development Perú contribuyeron con 2,6% y 2,5% del total respectivamente.

Gráfico 20. Participación en la producción de Hidrocarburos Líquidos, Julio 2007.

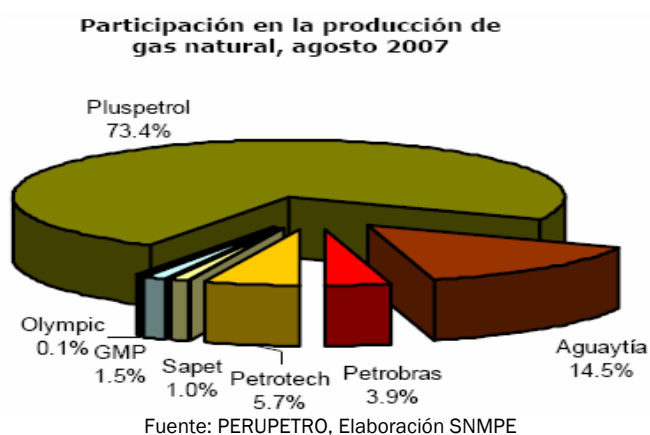


La producción acumulada en los primeros siete meses del año 2007 es de 24 716 miles de barriles, monto superior en 1,91% a los registrado para el mismo período del 2006; así se tiene que la producción de Hidrocarburos Líquidos ha evolucionado positivamente en los últimos 3 años, debido a la producción derivada del yacimiento de Camisea.

En Agosto del 2007 se logró una producción de 9 558 millones de pies cúbicos de gas natural (308,3 millones de pies cúbicos por día), cantidad superior en 35,70% a los 7 043 millones de pies cúbicos obtenidos en el mismo mes del 2006. La mayor producción registrada en agosto 2007 corresponde a Pluspetrol Perú Corporation S.A. con 7 011 millones de pies cúbicos en el Lote 88 (Camisea) que equivale al 73,4% de la producción de gas natural en este mes. Aguaytia Energy del Perú S.A. es el segundo productor a nivel nacional con 1 382 millones de pies cúbicos que equivale al 14,5% en este mismo mes.

Petrotech Peruana S.A. (Operador del Lote Z-2B) participó con el 5,7% mientras que Petrobras Energía Perú S.A. (Operador del Lote X) con el 3,9% de la producción nacional.

Gráfico 21



SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA⁸ (SNMPE)

Es una organización empresarial constituida como una Asociación Civil sin fines de lucro, que agremia a las personas jurídicas vinculadas a la actividad minera, petrolera y eléctrica. La Sociedad está inscrita en la Ficha 061 del Libro de Asociaciones del Registro de Personas Jurídicas de Lima.

⁸ www.snmpe.org.pe/qsomos.htm

La Sociedad tiene como fines principales: fomentar el desarrollo de las actividades minera, petrolera y energética y promover el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, prestando especial atención a la conservación del medio ambiente y el desarrollo social, dentro de un respeto pleno a la legislación vigente, y buscando medios para hacerla cada vez más competitiva.

Para lograr tales fines, las empresas asociadas asumen el compromiso de participar en las actividades institucionales prestando el concurso de sus ejecutivos, técnicos y especialistas; aportar los recursos económicos necesarios para ejecutar las acciones y programas que el Consejo Directivo apruebe; y observar en el desarrollo de sus actividades las normas incluidas en el Código de Conducta.

La Sociedad tiene como misión operar en el marco de la legislación vigente en el país, trabajar para contribuir con el desarrollo sostenible del país y apoyar al Estado en lo que se refiere a la promoción de la imagen del Perú como un país que cuenta con un amplio potencial en las áreas minera, hidrocarburífera y eléctrica.

Promueve entre sus asociados:

1. La difusión entre inversionistas nacionales e internacionales de la legislación peruana vigente, respecto de cuyos alcances la Sociedad mantendrá permanentemente informados, tanto a las empresas asociadas, como a terceros.
2. El interés por tomar un mejor conocimiento de las necesidades y expectativas de las poblaciones y comunidades ubicadas en las áreas de influencia de las empresas. En este sentido, la Sociedad promoverá la búsqueda de mecanismos adecuados que permitan dinamizar la producción y economía regionales, así como capacitar recursos humanos locales.
3. Los principios del desarrollo sostenible, es decir, la necesidad de generar un desarrollo mediante procesos tecnológicos y productivos que no estén reñidos con el entorno y que, en forma permanente, busquen el bienestar socioeconómico de la Nación dentro del marco establecido en la legislación peruana y en los compromisos internacionales asumidos por el Perú.
4. El cumplimiento cabal de las normas y obligaciones ambientales y de seguridad asumidas por las empresas.
5. La adopción de modernos sistemas de gestión en seguridad, salud y medio ambiente, con el fin de garantizar el desarrollo de sus operaciones en un entorno favorable para el trabajador y, en general, para toda la comunidad.
6. El interés por evaluar y fomentar el desarrollo de encadenamientos productivos, así como el desarrollo de industrias que puedan ofrecer valor agregado a los productos minero-energéticos.
7. La importancia de crear empleo productivo adecuadamente remunerado y enmarcado en la legislación laboral vigente

Empresas Asociadas: 18

Barrett Resources (Perú) L.L.C., Sucursal del Perú
BPZ Energy Inc., Sucursal Perú
Burlington Resources Perú Ltd., Sucursal Peruana
Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A.C.
Graña y Montero Petrolera S.A.
Hunt Oil Company of Peru L.L.C, Sucursal del Perú
Mobil Oil del Perú S.R.L.
Occidental Petrolera del Perú Inc., Sucursal del Perú
Perú LNG S.R.L.
Peruana de Combustibles S.A.
Petrobras Energía Perú S.A.
Petro-Tech Peruana S.A.
Pluspetrol Perú Corporation S.A.
Refinería La Pampilla S.A.
Repsol Exploración Perú, Sucursal Perú
The Maple Gas Corporation del Perú
Transportadora de Gas del Perú S.A.
Vopak Perú S.A.

8.3 Indicadores Financieros, Inversiones

Dada la modalidad empresarial que tiene el Perú en materia de Hidrocarburos, se ha considerado conveniente incluir los índices operativos y financieros en cada una de las empresas estatales, así como de las principales empresas privadas que llevan a cabo Actividades de Hidrocarburos, tanto en Up Stream como en el Down Stream.

8.4 Renta Petrolera, su distribución y utilización

8.4.1 Distribución

Se puede apreciar en el Cuadro 18 que los Departamentos de Amazonas y Cajamarca, sindicados dentro de los Más Pobres del país, no reciben monto alguno y tampoco el departamento de Lambayeque (Pobre), departamentos que son atravesados por el Oleoducto Norperuano (ONP); ello debido a no existir una Norma que lo exija, como sí sucede en el caso de los Ductos de Camisea a la Costa.

Los departamentos de Loreto y Piura son productores y reciben Canon, pero no por ser atravesados por el ONP. Lo que si es lamentable y de alguna forma debe remediarse es que en el caso del ONP han habido varios derrames, el último en mayo del 2006, pero sus efectos (impactos) han sido mediatizados y no ha habido mayor reclamo por parte de las comunidades y por lo tanto las indemnizaciones han sido mínimas fundamentalmente en los últimos años.

Cuadro 28. Distribución del Canon y Sobre Canon (Petrolero, Gas Natural y FOCAM) en Millones de US\$.

DISTRIBUCIÓN DEL CANON Y SOBRECANON (PETRÓLEO, GAS NATURAL Y FOCAM)										
Millones de US\$										
DEPARTAMENTO	2000 CANON	2001 CANON	2002 CANON	2003 CANON	2004 CANON	2005 CANON	2005 FOCAM	2006 CANON	2006 FOCAM	TOTAL
AMAZONAS										
AYACUCHO							2,0		2,4	4,4
CAJAMARCA										
CUSCO					25,6	95,8		120,7		242,1
HUANCAVELICA							1,3		1,7	3,0
HUÁNUCO	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2		0,2		1,0
ICA							1,2		1,3	2,5
LAMBAYEQUE										
LIMA							1,1		1,4	2,5
LORETO	53,8	43,2	50,5	54,3	56,2	74,9		86,7		418,6
PIURA	36,0	29,2	28,6	32,6	40,5	61,5		78,9		307,4
TUMBES	9,0	7,3	7,1	8,2	10,1	15,4		19,7		76,8
UCAYALI	17,7	15,0	17,4	19,6	21,9	28,6		31,7	0,7	153,5
TOTAL	116,6	94,8	103,7	114,8	154,5	276,4	5,6	337,9	7,5	1 211,8

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de PERUPETRO S.A. y de la Secretaría de Descentralización de la PCM.

8.4.2 Utilización de la Renta Petrolera, periodo 2000-2006.

Normas para la utilización de los recursos del Canon, Sobre canon y Regalías – CSCR.- De acuerdo a la Ley del Canon, Ley N° 27506 y sus modificatorias, el destino de los recursos del Canon Forestal, Canon Hidroenergético, Canon Pesquero, Derechos de Pesca, Canon Minero y Canon Gasífero, de acuerdo a ley, es exclusivamente para el financiamiento o cofinanciamiento de proyectos u obras de infraestructura de impacto regional y local. Los

gobiernos locales y regionales pueden utilizar hasta un 20% de los recursos para el mantenimiento de la infraestructura generada por los proyectos, y los gastos generados por los procesos de selección para la ejecución de proyectos de inversión pública. Esto puede ser contabilizado como gasto corriente. Asimismo, de dicho porcentaje se podrán destinar hasta un 5% para financiar la elaboración de perfiles correspondientes a los proyectos de inversión pública, los mismos que deben estar enmarcados en los planes de desarrollo concertados que correspondan.

Mediante la recientemente aprobada Ley No 28802 -que modifica la Ley del SNIP- se otorga mayor autonomía a los gobiernos regionales y locales para la elaboración y evaluación de sus proyectos, sin establecer límites en los montos, siempre y cuando se encuentren en el marco de sus competencias y funciones. Esta norma, cuestionada por el Ministerio de Economía, todavía no es aplicable debido a que su reglamento está en elaboración.

Los recursos provenientes del Canon y Sobre canon Petrolero se destinan exclusivamente para el financiamiento o cofinanciamiento de proyectos u obras de infraestructura de impacto regional y local. En el caso de Piura y Tumbes, hasta un 20% en gastos de mantenimiento (se contabiliza en gastos corrientes). Los recursos del FOCAM se destinan al financiamiento de Proyectos de Inversión Productiva-PIP, mantenimiento de la infraestructura económica y social existente, formulación de estudios de preinversión y otros, capacitación y asistencia técnica, y preservación del medio ambiente y la ecología (contabilizados en gastos de inversión). Adicionalmente, mediante la Ley 28654 se establece que los Gobiernos Regionales pueden utilizar la fuente de CSCR, para el pago de deudas contraídas por financiamiento de proyectos de inversión pública, autorizados por la Dirección Nacional de Endeudamiento Público.

Los recursos que por concepto de CSCR reciben las Universidades deben ser para invertirlos en proyectos de investigación y tecnología (entendidos como obras en infraestructura y equipamientos, prohibiendo el pago de planillas, remuneraciones o similares). En cuanto a los recursos del FOCAM, las Universidades deben invertir estos fondos en proyectos de investigación científica y tecnológica, privilegiando el tema de la biodiversidad.

Destino de Uso de los recursos del Canon, Sobre canon y Regalías⁹ (CSCR) .- Para 2006, los gobiernos regionales en su conjunto (los 26 pliegos que están conformados por 25 Gobiernos Regionales (GR) y la Municipalidad Metropolitana de Lima), dispusieron de un Presupuesto Institucional Modificado (PIM) de S/. 10 268 millones, del cual solo el 9% (S/. 960 millones) correspondía a CSCR. Un 93% de estos recursos se destinaron a gastos de capital, 6% a gastos corrientes y 1% a gastos financieros. En el rubro de gastos de capital se han destinado S/. 802 millones para proyectos de inversión pública (carreteras, hospitales, colegios, entre otras obras), S/. 80 millones se destinaron a las transferencias que realizan los GR a las universidades públicas de la región mediante otros gastos de capital, y S/. 6,5 millones se destinaron a fomentar programas para los pequeños productores mediante inversiones financieras.

Los 1 833 Gobiernos Locales (GL) del país han triplicado el monto de las transferencias que reciben del Gobierno Nacional (de S/. 690 millones en 2002 a S/. 2 015 millones en 2006), fundamentalmente por efecto del incremento del CSCR. Revisando la estructura de gastos de los GL, el 60% corresponde a gastos de capital (construcción de carreteras, canales de riego, aulas, postas médicas, etc.) y 40% a gastos corrientes. Esto revela que la proporción del gasto de capital en los GL es mayor en comparación con el Gobierno Nacional y los GR. Sin embargo, al primer semestre de 2006, las transferencias llegaron a S/. 2 444 millones, de los cuales el CSCR representa 43%. En la fuente CSCR los recursos se han duplicado, si se compara el primer semestre de 2006 respecto al de 2005 (el monto pasó de S/. 511 millones a S/. 1,041 millones).

En cuanto a las Universidades Nacionales y los montos que les son transferidos, éstos están siendo a discreción de los Gobiernos Regionales, lo sustenta el hecho de que los cálculos efectuados no siempre coinciden con los montos realmente asignados, pues no existe una normatividad que regule la transferencia del Canon. Con frecuencia este accionar se presenta a la comunidad como si fuera una concesión del Presidente Regional y no una obligación establecida por ley.

Finalmente, respecto al tema de transparencia del uso del Canon en las universidades, no se puede conocer el destino de estos recursos (salvo el Canon Petrolero), debido a que contablemente las universidades registran el

⁹ Vigilancia de las Industrias Extractivas. Reporte Nacional N° 4. Perú 2006. Grupo Propuesta Ciudadana- Sistema Vigila Perú.

gasto del Canon como donaciones y transferencias, limitando la vigilancia social sobre el uso de estos recursos por la propia comunidad universitaria y las sociedades regionales.

Según Vigila Perú y tomando información del CND y el MEF, 9 departamentos relacionados con actividades petroleras, al primer semestre del 2006, tenían disponible un total de S/.471,8 millones, de éstos, el 9,13 % correspondían a las regalías mineras y el 90,87% a la Renta Petrolera, en la cual no se habían incluido las transferencias que los Gobiernos Regionales le hicieron a los Institutos Tecnológicos. Debe recalcar una vez más, que el departamento de Loreto clasificado como Muy Pobre, tenía disponible S/. 97,7 millones. EL Cusco tenía disponible S 116,8 millones, de los cuales S/. 69,3 millones correspondían a la Renta Petrolera que comenzaron a percibirla a partir de agosto de 2004. Con esto se confirma la escasa capacidad de gasto en los Gobiernos Regionales y Locales y el hecho de que el SNIP dificulta aun más este proceso.

Iniciativa para la Transparencia de la Renta de las Industrias Extractivas (EITI)

Esta iniciativa busca precisamente transparentar los pagos que realizan las empresas extractivas al Estado, así como la distribución y uso que este hace de dichos recursos. Para ello, el gobierno debe asegurar dentro de esta iniciativa, la participación de las principales empresas del sector minero, petrolero y gasífero, así como de las organizaciones de la sociedad civil y del Estado relacionadas. Con la ratificación de los principios de esta iniciativa por parte de representantes del Gobierno del Perú, de la sociedad civil y de las industrias extractivas, el 11 de diciembre de 2006, se instaló la Comisión de Trabajo creada por el Decreto Supremo N° 027-2006-EM.

Esta Comisión tiene el encargo de ejecutar el Plan de Acción para la implementación de la EITI. Su primera tarea es la de producir un informe que reconcilie los pagos e ingresos que hacen las industrias extractivas a todas las instancias del gobierno. El Plan de acción también contempla la realización de reportes que muestren el destino de estos recursos a nivel regional y local. Finalmente, es importante señalar que no existen dispositivos legales para realizar análisis de impacto económico, social y/o ambiental del uso de estas rentas en el país. Algunos entes gubernamentales y/o privados lo hicieron, tal el caso del Informe del PNUD (2002) “Estudio del uso del Canon Petrolero en 2 departamentos (Piura y Tumbes)”. A pesar de que sus criterios y metodología han sido variados, deberían tomarse como base para incluir este aspecto en la legislación.

8.5 Ventajas y desventajas de la presencia de las empresas privadas.

En las décadas de los 70's y 80's se vivió la mejor época de la vida de PETROPERÚ S.A., casi con excepción del Up Stream, la empresa monopolizó todas las Actividades de Hidrocarburos, siguiendo una tendencia mundial de la estatización de la industria petrolera. Ello coincidió con un régimen militar autoritario que para ese entonces había tomado el gobierno, acompañado de una disciplina vertical conveniente para poner en práctica la reforma que se planteó. Si a ello se le agrega que en sus inicios la osadía militar coincidió con la obtención de buenos resultados exploratorios se presentó un escenario en lo que todo “caminaba sobre ruedas”. Pero, en la medida en que se comenzaron a dar fracasos exploratorios, que continuaron después de la era militar, y el dinero para las inversiones en exploración comenzó a faltar y la producción a decrecer, y por cuestiones meramente políticas se postergaba el “sinceramiento” de los precios de los hidrocarburos, se tuvo como resultado que la situación económico-financiera de PETROPERÚ S.A. comenzó a hacerse crítica, más aún cuando la dependencia del abastecimiento de hidrocarburos del exterior se fue incrementando y los precios del petróleo con su tendencia alcista continuaban.

Los principios de la década de los 90's no dejó otra alternativa que la de abrir las puertas a la inversión privada, iniciándose con ello la privatización de PETROPERÚ S.A., en la que se permitía la intervención del capital privado en todas las Actividades de Hidrocarburos, salvo la Contratación Petrolera. Si bien la privatización de PETROPERÚ S.A. no se concretó en su totalidad por razones políticas en un principio y por la necesidad de tener un elemento regulador de precios con posterioridad, la presencia del capital privado ha permitido desarrollar Camisea y con ello mejorar la situación deficitaria de hidrocarburos que tenía el país, mejorar sustancialmente la infraestructura y por ende los servicios hasta el nivel de usuario final. Así mismo, desarrollar nuevas etapas de actividad exploratoria que han permitido el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo en el noreste (crudo pesado) y en noroeste-zócalo continental (crudo liviano), así como gas natural en el zócalo continental cuyas reservas están en evaluación.

En el aspecto de refinación, la Refinería La Pampilla (Repsol) está hoy en día modernizándose y adaptándose a las regulaciones ambientales, sin embargo la Refinería de Talara (Estatul) todavía y después de 4 años sigue tratando de elaborar el estudio de factibilidad.

Con la realidad de Camisea se está poniendo al servicio del país un combustible que sólo era conocido en las zonas petroleras y en forma bastante restringida. Con el gas natural de Camisea se tiene una nueva opción energética de menor costo y ambientalmente mucho menos contaminante, con el agregado de que su explotación le está aportando a las comunidades de su entorno una participación sustancial en la Renta Petrolera que genera, y que en gran medida está siendo distribuida a poblaciones calificadas como muy pobres o pobres, las mismas que a través de su historia han sido postergada por los diferentes gobiernos de turno por razones económicas.

La desventaja de la privatización de PETROPERÚ S.A. y la intervención del capital privado en las actividades de Hidrocarburos, requirió el sinceramiento de los precios de los combustibles tomando como referencia los precios del mercado internacional y con ello, un fuerte golpe para el bolsillo de la población, puesto que los subsidios que otorgaba PETROPERÚ de manera soslayada dejaron de ser tales. Otra desventaja es que se tiene que actuar con gran control para evitar su tendencia monopolística.

9. ESTADÍSTICAS DE LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS

9.1 Participación de las Empresas del Estado y Privadas en Actividades Energéticas

Actividad	Empresa Estatal %	Empresa Privada %
Electricidad		
Generación: Capacidad	34	66
Producción	40	60
Transmisión	00	100
Distribución	54	46
Hidrocarburos		
Exploración-Explotación	00	100
Refinación: Capacidad	47	53
Producción	52	48
Mercado Interno	53	47

Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad, 2005, DGE - MEM

9.2 Cuadro Comparativo de los principales índices de gestión de las empresas públicas y privadas

ACTIVIDAD/ ÍNDICE DE GESTIÓN	EMPRESAS ESTATALES		PRINCIPALES EMPRESAS PRIVADAS					
	PERUPETRO	PETROPERÚ	GRUPO PLUSPETROL	PETROTECH	PETROBRAS	AGUAYTÍA ENERGY PERÚ	REPSOL/YPF	TgP
Contratación Petrolera¹⁰	Promociona, negocia, suscribe y supervisa los Contratos Petroleros	No	No	No	No	No	No	No
Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos	No	La Ley N° 28244 del 2 de junio de 2004, restituye su participación en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. - No tiene ningún contrato suscrito	Al 11.06.07: ¹¹ 2 Contratos Exploración 4 Contratos Explotación	Al 11.06.07: 4 Contratos Exploración 1 Contrato Explotación	Al 11.06.07: 4 Contratos en Exploración 1 Contrato en Explotación	Al 11.06.07: 1 Contrato Explotación	Al 11.06.07: 4 Contratos Exploración 2 Contratos Explotación ¹²	No
Porcentaje de producción de Hidrocarburos, a nivel país	No	No	A jul. 2007, 69,7 % de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos y 73,4 % del gas natural	A jul. 2007, 9,6 % de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos y 5,7 % del gas natural	A jul. 2007, 11,6 % de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos y 3,9 % del gas natural	A jul. 2007, 2,6 % de la producción Nacional de hidrocarburos líquidos y 14,5 % del gas natural	Su producción está dentro de la producción de Pluspetrol como integrante del Consorcio en Camisea	No
Refinación y Comercialización al usuario final	No	5 refinerías son propiedad de PETROPERÚ y opera 4 de ellas (Talara, Conchán, Iquitos y El Milagro), la otra (Pucallpa) es	Tiene una refinería para sus propias operaciones	No	No	No	1 Refinería	No

¹⁰ Función inherente al Estado

¹¹ Pluspetrol opera los Lotes pero los Contratos se han suscrito con Consorcios

¹² Repsol forma parte del Consorcio de 2 lotes que opera Pluspetrol

		operada por la compañía Maple. - Producción de refinados respecto a la producción nacional: 53% - Captación del mercado interno: 53%					- Producción de refinados respecto a la producción nacional: 47% - Captación del mercado interno: 47%	
Transporte de Hidrocarburos por Ductos	No	Propietario y operador del Oleoducto Nor Peruano (ONP) y del Ramal Norte. Transporta (Set. 2007) un promedio de 42 000 BDC de crudo.	No	No	No	No	No	En consorcio, propietario de los ductos de Camisea a la Costa Central, los cuales opera. Transporta (Set. 2007) 160 MMPCD de gas natural y 35 MBD de condensados.
Rentabilidad Patrimonial - ROE (Utilidad / Patrimonio) %	Año 2005 0	Año 2005 41,2	Año 2006 38,0	N.D.	N.D.	Año 2006 9,7	N.D.	Año 2006 2,0
Rentabilidad Operativa - ROA (Utilidad Operativo / Activo) %	Año 2005 375,2	Año 2005 27,9	Año 2006 25,0	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Total Activos	Año 2005 Mill. S/. 255,2	Año 2005 Mill. S/. 2 356,0	Año 2006 Mill. US \$ 364,2	N.D.	N.D.	Año 2006 Mill. US \$. 239,3	N.D.	Año 2006 Mill. US \$. 939,0
Total Pasivos	Año 2005 Mill. S/. 253,3	Año 2005 Mill. S/. 1 761,0	Año 2006 Mill. US \$. 197,8	N.D.	N.D.	Año 2006 Mill. US \$. 78,3	N.D.	Año 2006 Mill. US \$. 718,7
Patrimonio Neto	Año 2005 Mill S/. 1,9	Año 2005 Mill. S/. 595,0	Año 2006 Mill. US \$ 166,3	N.D.	N.D.	Año 2006 Mill. US \$ 166,0	N.D.	Año 2006 Mill. US \$. 220,3

N.D = No Disponible.

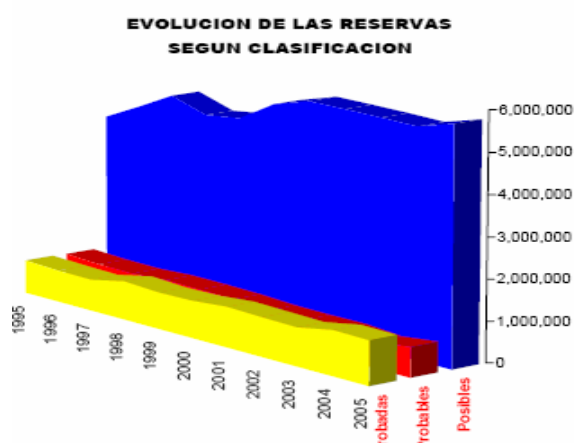
Tipo de Cambio en el 2005 fue de S/. 3,3 por 1 US \$.

9.3 Reservas de Hidrocarburos Líquidos (1995-2005) (miles de barriles)

RESERVAS PROBADAS

	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1995	75,322	76,786	216,541	21,761	0	0	417,700	808,110
1996	77,072	67,487	197,371	14,591	417,000	0	0	773,521
1997	74,831	65,849	181,305	19,425	417,000	0	0	758,410
1998	144,454	66,807	143,085	16,517	0	0	566,520	937,383
1999	131,977	50,253	126,187	15,662	0	0	566,521	890,600
2000	143,787	51,107	127,267	16,938	566,521	0	0	905,620
2001	138,864	69,504	190,077	14,410	566,521	0	0	979,376
2002	121,813	67,812	183,314	13,431	566,521	0	0	952,891
2003	107,398	69,754	174,056	11,824	566,521	0	0	929,553
2004	123,560	72,545	181,830	10,454	708,914	0	0	1,097,303
2005	121,220	78,126	181,154	10,088	687,670	0	0	1,078,258

Evolución de las Reservas según clasificación (1995-2005)

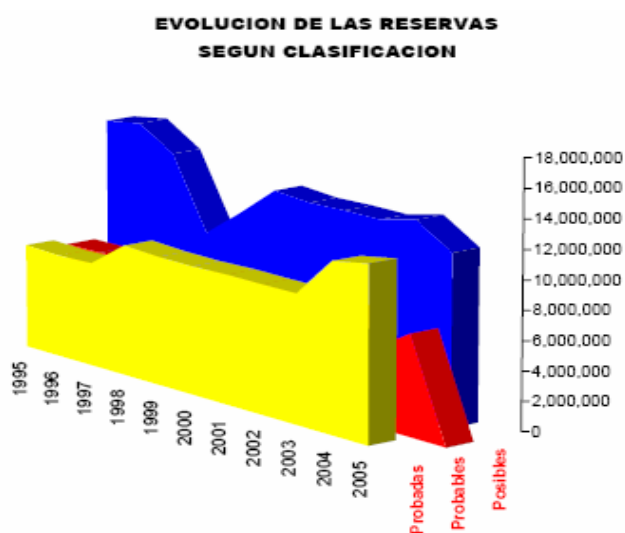


9.4 Reservas de Gas Natural (Periodo 1995-2005)

RESERVAS PROBADAS

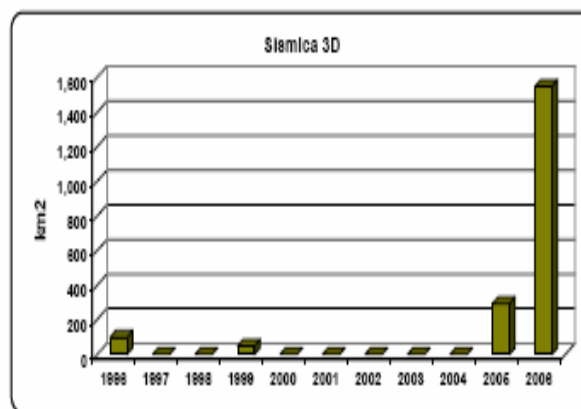
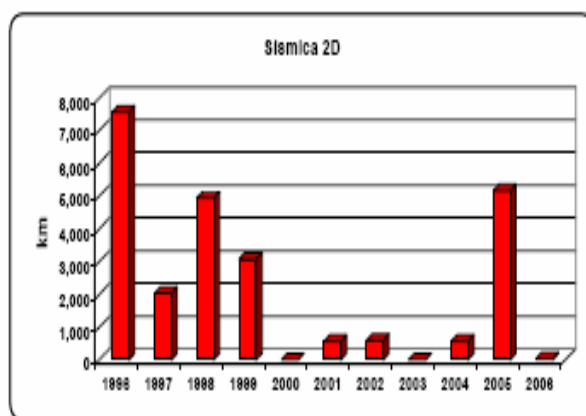
	COSTA NORTE	ZOCALO	SELVA NORTE	SELVA CENTRAL	SELVA SUR	SIERRA SUR	AREAS NO ASIGNADAS	TOTAL PAIS
1995	69,555	202,290	26,681	255,660	0	0	6,470,000	7,024,186
1996	53,788	181,914	0	222,600	6,470,000	0	0	6,928,302
1997	56,300	170,700	0	301,800	6,470,000	0	0	6,998,800
1998	243,300	171,800	0	296,100	0	0	8,108,200	8,819,400
1999	158,900	136,800	0	289,800	0	0	8,108,100	8,693,600
2000	151,100	111,600	0	284,100	8,108,100	0	0	8,654,900
2001	167,100	173,000	0	276,300	8,108,100	0	0	8,724,500
2002	159,720	182,400	0	265,000	8,108,100	0	0	8,715,220
2003	186,817	174,500	0	252,700	8,108,000	0	0	8,722,017
2004	200,308	179,000	0	237,500	10,871,900	0	0	11,488,708
2005	212,960	293,700	0	221,000	11,200,000	0	0	11,927,660

Evolución de las Reservas de Gas Natural según clasificación (1995-2005)



9.5 Exploración

Sísmica 2D y 3D registradas en Áreas de Exploración (1997-2006)



Pozos Exploratorios perforados (1997-2006)

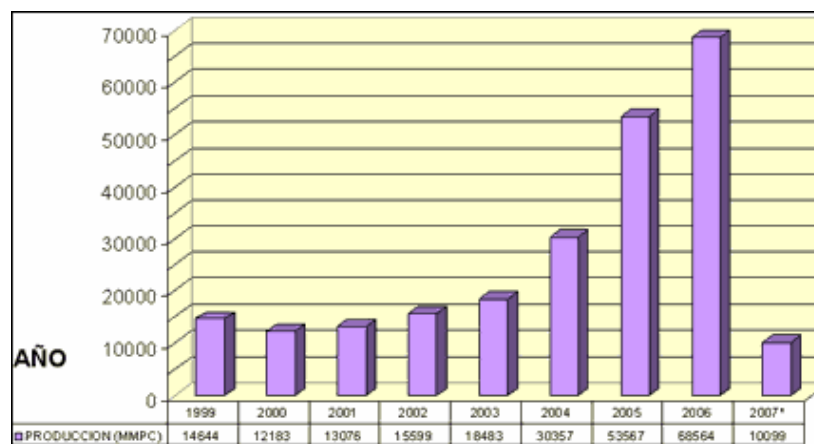


Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos. DGH-MEM. Año 200

9.6 Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos, 1997-2006 (Miles de Barriles)

ZONA	DEPARTAMENTO	COMPAÑIA	LOTE/AREA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
COSTA NORTE	PIURA	CAVELCAS	I										
		GMP	I	258.9	230.0	262.4	272.2	240.6	229.4	238.7	234.6	276.1	282.942
		PET. MONTECRICO	II	340.9	261.9	277.2	274.1	246.4	230.2	206.2	193.7	203.6	209.461
		MERCANTILE	III	537.0	350.9	312.2	262.3	232.1	229.6	246.6	239.3	317.6	333.069
		RIO BRAVO	IV	208.0	177.2	193.8	202.9	196.7	201.9	210.7	226.3	305.2	414.081
		GMP	V	62.8	52.8	56.7	57.6	53.3	57.2	56.0	50.8	49.6	47.079
		PETROPERU	VI										
		SAPET	VI	1,328.4	1,151.2	1,087.7							
		SAPET	VII	633.7	483.0	547.6	1,492.0	1,557.2	1,264.4	1,203.0	1,323.3	1,214.8	1,113.818
		UNIPETRO	IX	153.2	134.2	130.7	123.1	128.9	115.6	112.8	113.1	105.2	101.690
		PETROPERU	NOR OESTE										
		PEREZ COMPANC /											
		PETROBRAS (1)	X	5,288.6	4,874.3	4,679.5	4,455.2	4,206.2	4,104.7	4,207.9	4,144.2	4,590.8	4,648.288
		OXY-BRIDAS	XI										
		OLYMPIC	XIII										1.0
	PET. MONTECRICO	XV					12.5	10.3	8.0	7.6	7.1	6.998	
	TUMBES	GMP	XIV (2)					0.6					
TOTAL COSTA				8,811.500	7,725.500	7,537.553	7,139.409	6,873.887	6,442.849	6,489.987	6,533.003	7,071.074	7,157.819
ZOCALO NORTE	PIURA (3)	PETROTECH	Z-2B	6,322.6	5,750.9	5,147.2	4,873.7	4,777.3	4,526.2	4,238.3	3,930.2	3,921.6	4,555.777
TOTAL ZOCALO				6,322.6	5,750.9	5,147.2	4,873.7	4,777.3	4,526.2	4,238.3	3,930.2	3,921.6	4,555.777
SELVA NORTE	LORETO	OCCIDENTAL	1-AB	18,071.2	17,593.0	14,772.1	4,638.0						
		PLUSPETROL	1-AB				8,725.1	12,918.8	13,665.8	13,211.8	11,576.6	10,020.3	10,219.175
		PETROPERU	SELVA NORTE										
		PLUSPETROL	8	9,741.2	10,173.0	9,788.9	9,330.9	9,260.9	9,075.3	7,796.6	7,080.9	6,382.3	6,207.286
SELVA CENTRAL	LORETO/HUANUCO	PETROPERU	SELVA CENTRAL										
		LORETO/HUANUCO	MAPLE	31 B / D	210.7	174.7	174.8	184.3	162.3	152.2	135.7	122.3	145.5
	LORETO	MAPLE	31-E (5)								0.5		
	UCAYALI	AGUAYTIA	31 C (4)		774.2	1,242.7	1,421.9	1,447.1	1,493.4	1,470.0	1,428.4	1,350.9	1,213.770
SELVA SUR	CUZCO	PLUSPETROL	88								3,776.2	11,731.2	12,659.101
TOTAL SELVA				28,023.0	28,714.9	25,978.5	24,300.2	23,788.7	24,386.7	22,614.3	23,984.8	29,629.9	30,473.5
TOTAL PAIS				43,157.1	42,191.3	38,663.3	36,313.3	35,439.9	35,355.8	33,342.6	34,448.0	40,622.6	42,187.1
TOTAL PAIS - PETROLEO				43,157.2	41,417.1	37,420.6	34,891.4	33,992.8	33,862.3	31,872.6	29,243.4	27,540.9	28,314.2
TOTAL PAIS -LGN				0.0	774.2	1,242.7	1,421.9	1,447.1	1,493.4	1,470.0	5,204.6	13,081.7	13,872.9

9.7 Producción Fiscalizada de Gas Natural (1997- Marzo 2007)



* A Marzo de 2007

9.8 Transporte. Volumen de Crudo transportado por el Oleoducto Nor Peruano en MBDC (2001-2005)

Transporte de petróleo crudo (MB/DC)

Tramo	2001	2002	2003	2004	2005
Andoas-Estación N° 5	35,6	37,7	36,4	31,9	27,2
Estación N° 1-Estación N° 5	20,0	20,6	17,1	14,0	12,1
Estación N° 5-Bayóvar	55,6	58,0	53,4	45,5	39,4

Fuente: PETROPERÚ. Memoria Anual 2005.



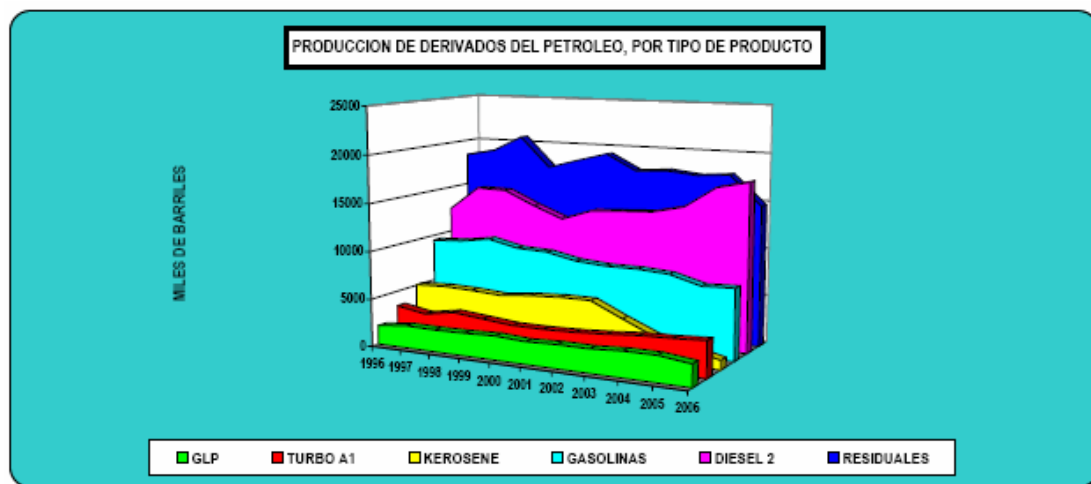
Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía

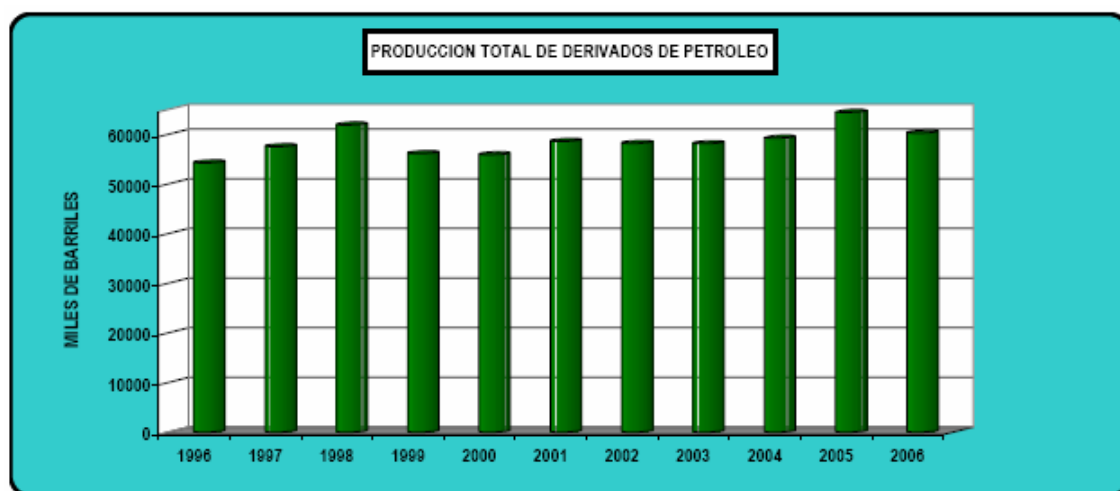


UNIVERSITY OF
CALGARY

9.9 Refinación.- Producción de Derivados del Petróleo, por tipo de producto (Miles de Barriles)



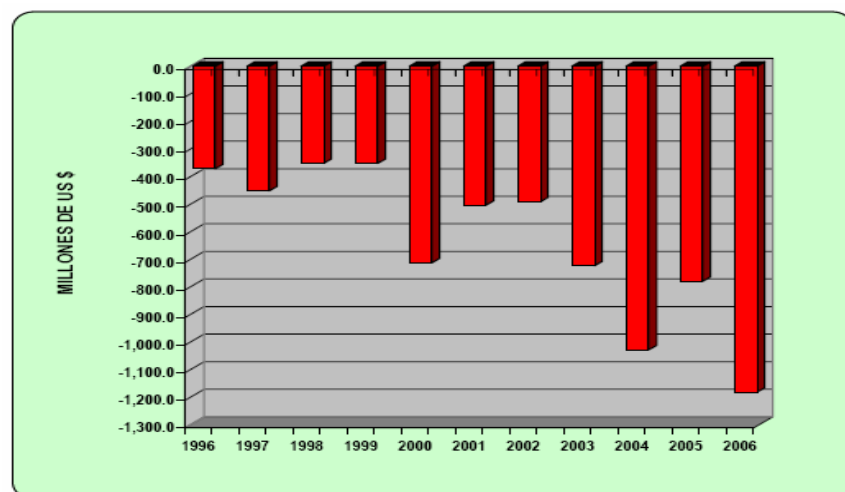
Producción Total de Derivados de Petróleo (1996-2006) en Miles de Barriles.



AÑO	SALDO		EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
	MILES DE US \$	MILES DE BLS.	MILES DE US \$	MILES DE BLS.	MILES DE US \$	MILES DE BLS.
1996	-372,160.8	-10,781.9	347,984.2	20,315.4	720,145.0	31,097.3
1997	-451,505.9	-14,771.3	381,383.6	25,027.4	832,889.5	39,798.7
1998	-352,507.9	-17,182.9	250,794.5	27,126.9	603,302.4	44,309.8
1999	-352,562.6	-13,790.7	238,612.4	17,413.6	591,175.0	31,204.3
2000	-713,198.7	-20,520.8	380,306.5	14,946.9	1,093,505.2	35,467.7
2001	-503,841.0	-16,585.4	402,473.6	20,251.1	906,314.6	36,836.6
2002	-491,929.7	-16,894.7	471,073.7	20,856.7	963,003.4	37,751.3
2003	-723,815.6	-19,919.4	662,644.1	24,637.9	1,386,459.7	44,557.3
2004	-1,028,751.2	-21,978.5	685,696.6	21,881.1	1,714,447.8	43,859.6
2005	-779,785.7	-15,070.2	1,488,065.2	28,542.7	2,267,850.9	43,612.9
2006	-1,181,889.9	-18,437.2	1,602,694.4	25,874.6	2,784,584.4	44,311.8

Fuente: MEM, DGH

Balanza Comercial de Hidrocarburos (1996-2006)



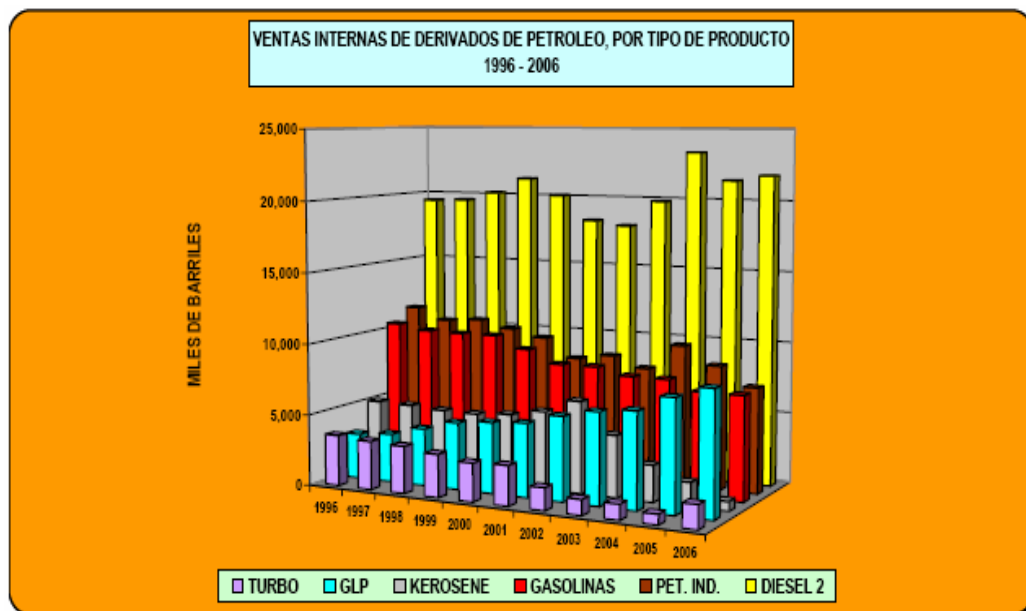
Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía



UNIVERSITY OF
CALGARY

9.11 Ventas Internas de Derivados de Petróleo, por tipo de producto (1996-2006). Las ventas en el mercado interno alcanzan los 134 000 BPD y están distribuidas por productos según se muestra en el Gráfico 28.



Estructura de precios de los combustibles incluyendo los impuestos que le son aplicados.

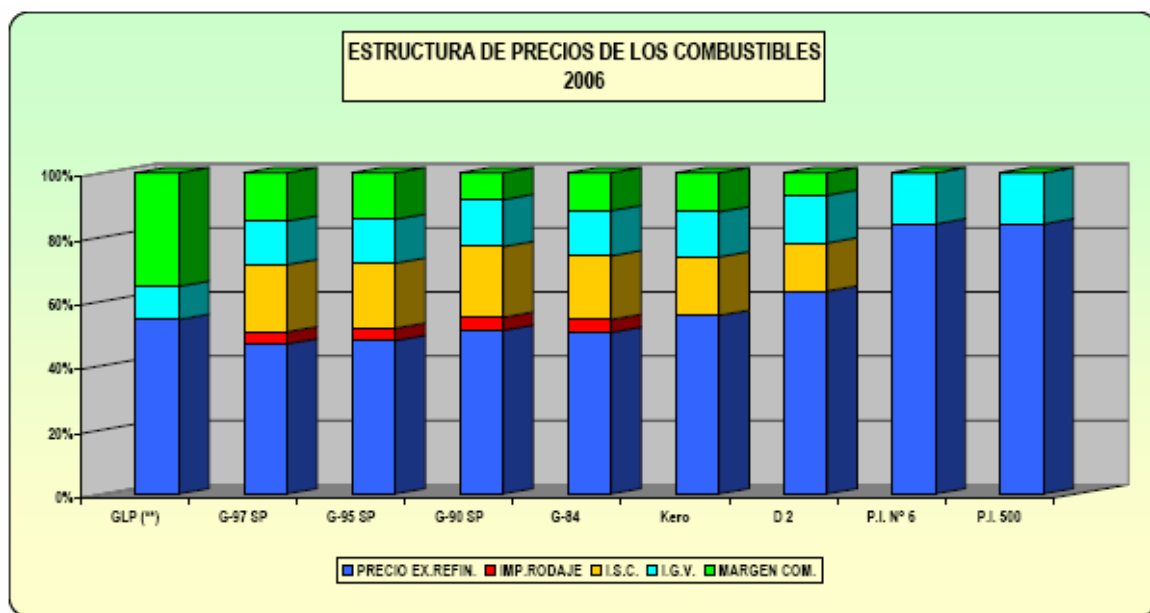


Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía



UNIVERSITY OF
CALGARY



PRECIOS EXPRESADOS EN NUEVOS SOLES POR GALÓN

1.- Los márgenes comerciales son libres, sus valores son estimados (DGH). Incluye el I.G.V. sobre el margen.

(2) El Impuesto Selectivo al Consumo, por medio del D.S.N° 025-97-EF, publicado el 12 de Marzo de 1997, establece montos fijos para cada tipo de combustible. El 17 de Agosto del 2004 mediante D.S. N° 112-2004-EF, se modifican el ISC del kerosene, Diesel 2 y GLP. Mediante D.S.N° 099-2005-EF, de fecha 1 de Agosto del 2005 se modifican los valores del ISC aplicable a gasolinas para motores y gasoils. El 10 de Setiembre de 2005 mediante D.S. N° 115-2005-EF, modifican Impuesto Selectivo al Consumo aplicable a gasolinas para motores, kerosene, carburedores y gasoils. El 13 de Abril de 2006 mediante D.S. N° 044-2006-EF, modifican ISC aplicable a gasolinas para motores. Mediante D.S. N° 051-2006-EF, modifican el ISC aplicable a las gasolinas para motores, kerosene y gasoil. El 14 de agosto de 2006 mediante D.S. N° 135-2006-EF se modifican el ISC aplicable a los bienes contenidos en el Nuevo Apéndice III del TUO de la Ley General a las Ventas e ISC (gasolinas motor, gasoil y kerosene).

(*) Fuente: INEI

(**) Precio expresado en soles por kilogramos.

10. LECCIONES APRENDIDAS, COMENTARIOS Y SUGERENCIAS

1. En ningún caso se debe descartar la intervención del capital privado en todas y/o cada una de las Actividades de Hidrocarburos de un país, ya sea total o parcialmente. Lo que debe tenerse presente es que los contratos a ser negociados y suscritos deben ser justos y equitativos para las partes y tener como base, reglas claras y estables y un ente fiscalizador que cumpla a cabalidad con su función, aunque lo de la estabilidad es relativo dado que, tomando como ejemplo un Contrato Petrolero, éste se firma para que tenga vigencia por un periodo bastante largo 20, 30 ó 40 años, cuando ni siquiera los mismos que lo suscriben consideran que en ese periodo van a permanecer inalterables los supuestos sobre los cuales se negoció. Son varios los factores que intervienen y algunos de ellos son sumamente volátiles, como el caso de los precios de los hidrocarburos, volatilidad que no sólo responde a razones de mercado, sino que éste a su vez, está supeditado a factores políticos, sociales, religiosos, étnicos, ambientales, etc.

Lo racional es dialogar con las empresas sobre la necesidad de los cambios y la oportunidad de llevarlos a cabo, lo cual no significa que el Estado no pueda imponer sus condiciones sobre todo cuando éstas atentan contra los intereses del país. A fin de cuentas, los países son soberanos para renovar o cancelar contratos, siempre que las causas que lo motivan sean justas, la historia a nivel mundial avala esta posición.

Los Estados y las empresas son concientes que deben llevarse a cabo modificaciones a las normas por razones técnicas, ambientales, sociales, etc., y también con la finalidad de mantener la competitividad de un país en el mercado de capitales.

En el caso del Perú, si bien la privatización tal y cual fue concebida no pudo ser aplicada, su puesta en práctica parcial ha sido positiva, principalmente en lo referente a las actividades del Up Stream, con las cuales se logró incrementar las reservas tanto de Hidrocarburos Líquidos como de gas natural; se construyeron ductos para líquidos y gas natural poniéndolos, sobre todo este último, al servicio de la población; se actualizó la refinería de La Pampilla, se mejoraron las plantas de almacenamiento o de ventas, se crearon redes de distribución a nivel del consumidor final con un adecuado servicio y se mejoraron y aplicaron los factores y normas de seguridad y ambientales.

Pero para ello se tuvo que pagar un precio que fue: el “sinceramiento” de los precios de los combustibles. Acción que fue tomada en el momento oportuno y con el consentimiento de la población, por las circunstancias políticas de ese momento y por las esperanzas de cambio que la población tenía sobre el nuevo gobierno (agosto de 1990).

2. Las empresas petroleras estatales en el caso peruano sufren mucha injerencia en su administración por parte del Estado y muchas veces su gestión, debe responder a lo que puede representar para el gobierno de turno si la acción o directiva a tomarse puede hacer subir o bajar ante la población, su aceptación o popularidad, o peor aún, si puede o no generar votos más o votos menos, en el caso de periodo de elecciones, es decir caer en lo que en política se le conoce como populismo.

3. Lo primero que se debe observar en una empresa petrolera estatal, independiente de si lleva a cabo todas las actividades de hidrocarburos o alguna de ellas, es mantener el recurso humano calificado; para ello es necesario ofrecerles un desarrollo profesional y jerárquico, que no esté condicionado a los gobiernos de turno, así como asignarle a su personal una retribución acorde con lo vigente en la industria y una capacitación permanente.

En el caso de tener producción y áreas con posibilidades de contener hidrocarburos la empresa estatal debe mantener un programa de exploración que permita aumentar las reservas o cuando menos reemplazar las que son extraídas.

Las 2 consideraciones anteriores se puntualizan en la medida en que, y tomando como ejemplo lo sucedido en el Perú, donde si bien existen normas para designar a los ejecutivos de las empresas y por determinado tiempo programado para que trasvase los periodos de gobierno, cuando suceden los cambios gubernamentales, se olvidan de tales normas y se cambian a los funcionarios. Así mismo, cuando la empresa estatal PETROPERÚ tenía problemas para cubrir el presupuesto, la acción inmediata tomada fue la de optar por cortar los rubros de capacitación y exploración, lo cual fue un grave error puesto que, se estaba dejando de lado el futuro de la empresa.

4. En términos generales el Estado es un empresario deficiente y sus errores pueden ser soslayados cuando su producción le permite darse el lujo de cometerlos, incluso llevando a cabo excesos que pasan desapercibidos. Un ejemplo son los subsidios a los combustibles, que una vez otorgados se torna casi imposible eliminarlos, así la realidad petrolera del país sea diferente. Fue lo que sucedió en el Perú a comienzos de la década de los 70's, cuando el gobierno militar rebajó en “un acto patriótico” de S/. 10 a S/.0,09 el galón de gasolina de 84 octanos. Luego (1978), como el Perú se convirtió en un exportador de crudo, situación que duró hasta 1989, fue imposible aumentarlo a pesar de que el país pasó a ser un importador parcial para satisfacer su demanda interna, con el adicional de que los precios se comenzaron a disparar, causándole un grave daño a la economía del país. No fue sino hasta comienzos de la década de los 90's, que se pudo sincerar los precios de los combustibles.

En el caso de la Refinación si bien PETROPERU esta jugando el importante papel de regulador de precios de los combustibles, necesita con urgencia actualizar sus refinerías pero ello le es muy difícil por lo tanto se tiene que ver la manera de agilizar los procedimientos para que pueda llevar a cabo su cometido. Muchas veces factores económicos o políticos no le dan a estos aspectos la prioridad del caso y es mas con el criterio de hacerlos más transparentes y económicos los hacen mas engorrosos. Caso contrario es lo que sucede con las operadas por empresas privadas como la Refinería La Pampilla que ha sido y sigue siendo actualizada.

5. La privatización de las actividades de hidrocarburos debe estar aparejada de un marco legal y práctico que permita una real y efectiva competencia. En caso ello no ocurra la intervención del Estado a través de una empresa o un organismo *ad hoc* debe llevarse a cabo a fin de impedir el abuso de posición dominante o el monopolio de las empresas privadas, es decir en defensa del consumidor.

6. En el caso del Perú las empresas estatales no deben llevar a cabo actividades de exploración con alto riesgo, puesto que el costo es muy alto y los resultados negativos no solo afectan la economía de las empresas sino también la del país. Cuando una empresa decide dedicarse a las actividades de exploración/exploración las actividades de exploración son fundamentales para mantener las reservas. Ahora bien, en el caso peruano es imposible que la empresa estatal pueda llevar a cabo programas sostenidos de exploración - la historia lo ha demostrado, por lo tanto lo deben llevar a cabo las empresas privadas, pero como estas consideran la exploración como inherente a la explotación es necesario contratarles las 2 actividades. Los Contratos Petroleros entre el Estado y las empresas privadas serán tan beneficiosos para este, en la medida en que se tenga las reglas claras y estables. Además de contar con un buen un buen organismo negociador/supervisor y fiscalizador. PETROPERU debería continuar con su papel de regulador del precio de los combustibles pero sin caer en excesos.

7. En el caso de la Contratación Petrolera, las reglas de un país no deben ser fijas sino que se deben acomodar a lo se requiere para que permitan su competitividad en el mercado de inversiones. Ello no se contrapone con la estabilidad de las mismas puesto que este concepto es relativo, dado que se debe aplicar con pleno conocimiento y en conversaciones con la industria. Como se ha mencionado anteriormente, es imposible que un contrato que se suscribe por 30 o 40 años permanezca tal y cual fue suscrito, incluso las empresas privadas son concientes de ello. Lo normal es que los Contratos se acomoden a los cambios de la industria, siempre dentro de la regla de que sea justo para las partes.

8. Con respecto a las comunidades del entorno de las Actividades de Hidrocarburos, si bien existe una distribución de la Renta Petrolera esta debe ser legislada hasta el nivel de las comunidades. Ocurre que como la distribución esta normada hasta el nivel de los Gobiernos Locales (Regiones y Municipios), las comunidades están a su disposición para que estas autoridades les den lo que buenamente consideran que debe ser. Ello ha originado muchos conflictos y es la razón por la cual rechazan las Actividades de Hidrocarburos. Solo aprecian los impactos negativos sin ningún o muy poco beneficio.

Dentro de esta tónica se debe incidir en informar a las comunidades sobre las actividades de hidrocarburos a llevarse a cabo dentro de su ámbito, y no solo de sus obligaciones para con estas sino fundamentalmente de sus derechos y de los beneficios que le van a traer.

9. Los beneficios que se les otorgan a las comunidades teniendo en consideración la ubicación del recurso dentro de su territorio deben ser motivo de una legislación previamente analizada, estudiada y propuesta para su aprobación. No deben responder a inquietudes políticas de última hora y menos ante reclamos de la comunidad involucrada, por más razón que la asista. Estas decisiones de ahora solo producen obligaciones que no responden a una realidad. Adicional a ello no solo deben

corresponderle a la región o distrito en el cual se encuentra el recurso sino que debe separarse un fondo para aquellas regiones o municipios menos favorecidos en recursos naturales.

11. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- 1) MAYORGA, E. y TOUZETT, P. Perú, 1999. Reforma y Privatización en el Sector Hidrocarburos. ESMAP, Banco Mundial. Informe 216/99Sp, Julio 1999.
 - 2) Ministerio de Energía y Minas - MEM. Anuarios Estadísticos de Hidrocarburos de la DGH, 2000 – 2006.
 - 3) Ministerio de Energía y Minas – Gestión Institucional. (<http://www.mem.gob.pe>)
 - 4) MEM – OGPP, 2005. Balance de Energía.
 - 5) MEM – DGE. Plan Referencial de Electricidad 2006 – 2015.
 - 6) Banco Central de Reserva del Perú – BCRP. Memoria Anual 2006.
 - 7) Grupo Propuesta Ciudadana - Sistema Vigila Perú. Vigilancia de las Industrias Extractivas. Reporte Nacional N° 4 Perú 2006.
 - 8) PERUPETRO S.A. Estadísticas Años 2005 – 2007. ([http:// www.perupetro.gob.pe](http://www.perupetro.gob.pe))
 - 9) Presidencia del Consejo de Ministros – PCM, Secretaría de Descentralización, 2007. (<http://www.pcm.gob.pe>)
 - 10) Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía y Minería - OSINERGMIN, 2007 (<http://www.osinergmin.gob.pe>)
 - 11) Fondo Nacional de Financiamiento de las Actividades del Estado – FONAFE, 2007. (<http://www.fonafe.gob.pe>)
 - 12) PROINVERSIÓN, 2007. (<http://www.proinversión.gob.pe>)
 - 13) PETROPERU S.A.(<http://www.petroperu.gob.pe>).
- APOYO & ASOCIADOS, 2007. Asociados a Fitch Ratings, Project Finance.



Canadian International
Development Agency

olade
Organización Latinoamericana de Energía



UNIVERSITY OF
CALGARY