



**La Organización Económica de la Industria de
Hidrocarburos en el Perú: el Segmento
Upstream del Sector Petrolero**

Documento de Trabajo N° 8

Oficina de Estudios Económicos

OSINERG

Enero del 2005



Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

OSINERG

La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: el Segmento Upstream del Sector Petrolero

Documento de Trabajo N° 8, preparado por la Oficina de Estudios Económicos.

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente.

Elaborado por Arturo Vásquez Cordano.

Colaboradores: Jorge Villar (GFH – OSINERG).

Primera versión: Diciembre de 2003.

Versión Final: Enero del 2005.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERG

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar

Lima, Perú

Tel. (511) 219-3400, anexo 1054

Fax (511) 219-3413

<http://www.osinerg.gob.pe/investigacion>

Correo electrónico: avasquez@osinerg.gob.pe, vasquez.al@pucp.edu.pe

Clasificación JEL: F01, L11, L23, L71.





Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos
Documento de Trabajo N° 8

**La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú:
el Segmento *Upstream* del Sector Petrolero¹**

Resumen

El presente documento tiene como propósito realizar un análisis de la organización económica del segmento *upstream* de la industria del petróleo desde la perspectiva de la organización industrial, tomando como caso de aplicación la industria peruana. Para ello, en la primera parte del documento se explican las cualidades que presenta el petróleo como bien de consumo masivo, así como se realiza una presentación de la conformación del mercado mundial del petróleo y de los principales agentes que participan en su comercialización.

Asimismo, se hace un análisis de las características técnico-económicas de las distintas fases que conforman el proceso de producción dentro de la industria petrolera: exploración, desarrollo de nuevas reservas y explotación (producción de crudo), así como el transporte hacia los mercados relevantes. El propósito de esta sección es analizar cuáles son los elementos que otorgan las particularidades que hacen a la industria del petróleo diferente a otras industrias

¹. Se agradece los valiosos comentarios y observaciones de Aurelio Ochoa y Jorge Villar a la versión preliminar de este documento. También se agradece la asistencia de Mately Jordan, Fritza Cabrera, Gustavo Leyva, Ara Ausejo y Carolina Lenkey durante las distintas fases de desarrollo del documento. Asimismo, debe manifestarse que el documento se ha beneficiado de los comentarios de Raúl García y Raúl Pérez-Reyes, profesionales de la Oficina de Estudios Económicos. Las opiniones vertidas en este documento son de responsabilidad exclusiva del autor y no reflejan necesariamente la posición del OSINERG. Los errores u omisiones son de responsabilidad del autor. Remitir comentarios y sugerencias a avasquez@osinerg.gob.pe o vasquez.al@pucp.edu.pe.





(incluso a las relacionadas con la extracción de recursos naturales) y qué problemas de orden económico pueden afectar el desarrollo de este sector en el Perú.

En la segunda parte del documento se lleva a cabo un análisis de la organización de las actividades petroleras en el Perú presentando las principales características de cada fase del sector, la conformación de los mercados relevantes a los cuales se destina la producción, y los efectos que tienen sus actividades sobre la economía nacional. Luego, se realiza una discusión respecto a los aspectos tributarios y el aprovechamiento de la renta petrolera derivada de la explotación comercial del crudo en el Perú. Finalmente, se presentan los aspectos relevantes de la problemática del sector que comprometen al Organismo Supervisor.



TABLA DE CONTENIDO

1. El Mercado Internacional del Petróleo Crudo.....	7
1.1. Características del Producto.....	7
1.2. La Oferta Mundial.....	11
1.2.1. Los Marcadores Internacionales.....	18
1.2.2. Volúmenes de Producción y Reservas Mundiales.....	19
1.3. La Demanda Mundial.....	25
2. Organización Económica de la Industria: Características Técnico – Económicas de las actividades del Segmento <i>Upstream</i>	33
2.1. Exploración	34
2.1.1. Métodos de Exploración.....	37
2.1.2. Riesgo e Incertidumbre en la actividad de Exploración.....	39
2.1.3. Externalidades y Economías de Aprendizaje en la Exploración Petrolera.....	42
2.1.4. Condiciones de Entrada en la fase de Exploración	45
2.2. Explotación	49
2.2.1. Algunos Principios Físicos de la Explotación Petrolera	49
2.2.2. Desarrollo de la Operación y Explotación de Petróleo	54
2.2.3. Modelo Económico de Producción de Petróleo	55
2.2.3. Estructura de Costos en la Producción Petrolera	61
2.2.4. Costos crecientes y la entrada de nuevos productores	67
2.2.5. El problema de la inversión en las etapas de exploración y explotación	69
2.3. La Fase de Transporte	74
2.3.1. Características económicas de la actividad de transporte	76
2.3.2. Problemas económicos asociados al transporte de petróleo	79
2.4. Síntesis	82
3. Organización de las actividades petroleras en el Perú	83
3.1. Producción Nacional de Petróleo Crudo: Revisión Histórica.....	83
3.2. Descripción de la situación de la Industria Nacional de Petróleo: Nivel de Reservas.....	86
3.3. Exploración	93
3.4. Explotación	99
3.5. Inversiones en Exploración y Explotación en el Perú	107
3.5.1. Factores Institucionales	109
3.5.2. Factores Políticos	112
3.5.3. El Riesgo País.....	113
3.5.4. El Factor Geológico	114
3.5.5. El Precio Internacional del Petróleo.....	115
3.6. Facilidades de Transporte: Oleoducto Nor-Peruano.....	116
3.7. Mercados Relevantes para la producción de Petróleo	119

3.7.1. Refinación	120
3.7.2. Exportaciones e Importaciones al Mercado Mundial.....	122
3.8. Relevancia del sector petrolero en la economía peruana	128
3.8.1. Evolución del sector en relación al PBI	128
3.8.2. Sector Externo	130
3.8.3. Recaudación Fiscal.....	132
4. Tributación y Renta Petrolera.....	134
4.1. Tipos de tributos aplicados sobre la Renta Petrolera	135
4.1.1. Pagos por Licencias.....	135
4.1.2. Impuesto a la Renta	136
4.1.3. Regalías	137
4.2. Administración de la Renta Petrolera en el Perú	138
4.2.1. Modalidades de Contratación en el Perú.....	139
4.2.1.1. Contratos de Servicio	139
4.2.1.2. Contratos de Licencia.....	140
4.2.2. Fuentes de generación de las Rentas Estatales: Mecanismos Tributarios	141
4.2.2.1. Regalías Petroleras	141
4.2.2.2. Impuesto a la Renta	146
4.3. Distribución de la Renta Petrolera	146
4.3.1. Instituciones Sectoriales y Organismos Fiscalizadores.....	147
4.3.2. Gobiernos Regionales y Locales	148
4.3.3. Tesoro Público.....	149
4.3.4. Comité de Administración de Recursos para Capacitación (CAREC)	149
4.4. Canon Petrolero.....	153
5. Funciones del OSINERG ligadas a la supervisión de las actividades en el Upstream.....	157
5.1. Instituciones Públicas ligadas a la Fiscalización en el sector de Hidrocarburos.....	158
5.2. Supervisión de las actividades en el Segmento <i>Upstream</i>	160
5.3. Alcances de la Fiscalización	164
5.4. Problemática de los Pasivos Ambientales.....	167
6. Conclusiones y Comentarios Finales.....	170
7. Referencias Bibliográficas.....	183
8. Anexo: Traducciones	187



La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: el Segmento *Upstream* del Sector Petrolero

Arturo Vásquez Cordano

1. El Mercado Internacional del Petróleo Crudo

Antes de iniciar la discusión sobre el mercado internacional del petróleo, es necesario llevar a cabo una descripción previa de las cualidades de este producto como su carácter de *commodity* y el papel que cumple como una fuente importante de energía de consumo masivo, lo cual permitirá entender de mejor manera por qué es en este mercado donde se determinan variables importantes para países deficitarios de petróleo tales como los precios de referencia internacionales del crudo y las cantidades ofrecidas por los países productores.

La relevancia de comprender cómo opera este mercado radica en el hecho que son los precios internacionales del petróleo los que determinan la rentabilidad de los proyectos de exploración y explotación, así como aquellos destinados a crear facilidades de transporte dentro de la industria petrolera. Por lo tanto, el comportamiento del mercado internacional puede afectar la estructura industrial doméstica del segmento *upstream* y su desempeño en aquellos países tomadores de precios como el Perú.

1.1. Características del Producto

El petróleo crudo es un fluido mineral no metálico cuyo color varía entre ámbar y negro, el cual constituye una mezcla de compuestos denominados





hidrocarburos². Dichos compuestos están constituidos por átomos de carbono e hidrógeno y a la vez por pequeñas proporciones de otros compuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales que se encuentran de forma natural en depósitos de roca sedimentaria³. El origen del petróleo es una fuente de debate, siendo el enfoque orgánico aquel de mayor aceptación⁴. De acuerdo a este enfoque, el origen del petróleo se halla en la materia orgánica (proveniente de organismos vivientes que habitaron la Tierra hace millones de años) depositada en el fondo de antiguos mares o lagunas, parte de la cual fue arrastrada junto con otros materiales sólidos por los ríos.

Con el paso del tiempo, esta materia orgánica se descompuso y se fue asentando en niveles profundos de la Tierra gracias a los sedimentos que la fueron cubriendo (fenómeno de *soterramiento*). La ausencia de aire, la alta presión y la elevada temperatura en el subsuelo, así como la combinación de procesos físicos y químicos, posibilitaron la formación del petróleo líquido y del gas natural en los estratos sedimentarios de la corteza terrestre.

En la naturaleza, el petróleo se localiza generalmente en trampas subterráneas estructurales y en áreas ocupadas antiguamente por lagos y ríos que formaron luego cuencas sedimentarias. Las formas más comunes de alojamiento para el petróleo son las trampas formadas por capas de roca porosa recubiertas por estratos de roca impermeable, las cuales se ubican en los pliegues anticlinales

² Es posible encontrar hidrocarburos en el estado sólido, líquido y gaseoso de manera natural. Por ejemplo, en el estado sólido se encuentran las breas y los bitúmenes, en el estado líquidos se encuentran el petróleo y los líquidos de gas natural, y en el estado gaseoso el gas natural (metano).

³ El nombre del petróleo proviene de dos raíces latinas: *petra* (piedra) y *oleum* (aceite). Esta denominación se debe a que se trata de un fluido que se encuentra aprisionado entre las piedras. Etimológicamente, la palabra petróleo significa *aceite de piedra*.

⁴ Otro enfoque de menor aceptación es el inorgánico, el cual postula que los hidrocarburos se forman a partir de las combinaciones químicas producidas desde la formación de la Tierra y el Sistema Solar. Esta teoría sostiene que los residuos orgánicos de animales y plantas no pudieron probablemente ser suficientes para formar toda la cantidad de petróleo que existe en la Tierra.



de la corteza terrestre conformando una barrera natural al escape del petróleo a la superficie. Generalmente, el petróleo se encuentra asociado a otros elementos como el gas natural y el agua. Los compuestos químicos que constituyen el petróleo son diversos y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo se evaporan principalmente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular).

Las curvas de destilación TBP (del inglés “*true boiling point*”, temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de estos productos a través de su separación directa. Por ejemplo, mientras que a partir del crudo del Golfo de México se obtiene un rendimiento volumétrico directo de 26% de gasolina, el rendimiento que se obtiene de la mezcla de crudos de la selva peruana es de aproximadamente sólo 15.7%.

De otro lado, la industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su gravedad API (parámetro internacional que diferencia las calidades del crudo según su viscosidad elaborado por el Instituto Americano del Petróleo)⁵. Una clasificación de los diferentes tipos de petróleo puede apreciarse en el Cuadro N° 1.1.

Adicionalmente a la característica de la gravedad API, es importante medir el contenido de azufre del petróleo crudo. Mientras menos azufre tenga el petróleo es mejor, puesto que el azufre es un residuo contaminante en la combustión. Por ello, los crudos con bajo porcentaje de azufre (menos de 0.5%) se

⁵. La fórmula de la gravedad API es la siguiente: $API^{\circ} = (141.5/GE) - 131.5$, donde GE es la gravedad específica que viene a ser el peso de un volumen de un compuesto dividido entre el peso del mismo volumen de agua. Si se observa la fórmula, se puede notar que el agua posee un gravedad específica de 1 y su gravedad API es de 10°. Cuanto mayor sea este indicador, el peso del compuesto será menor. Véase Leffler (2000).

denominan crudos dulces, mientras que los de alto contenido de azufre (más de 1%) se conocen como crudos ácidos. Debe destacarse que el petróleo en su estado natural tiene poco uso práctico. Los hidrocarburos que lo conforman deben ser separados y procesados para obtener productos con valor agregado. En este sentido, el petróleo constituye la materia prima fundamental para producir una serie de derivados a través de un proceso de destilación que se lleva a cabo en las refinerías petroleras.

Cuadro N° 1.1
Tipos de Petróleo según su viscosidad

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

La dinámica en la comercialización del petróleo crudo se explica porque posee las características de un bien *commodity*. Un bien de este tipo es aquel que es susceptible de ser transado fluidamente en el mercado internacional, cuyas características están estandarizadas y cuyos precios se fijan conforme al comportamiento de la oferta y la demanda en dicho mercado. Por otro lado, este combustible puede ser almacenado y no cuenta con sustitutos cercanos en el corto y mediano plazo, aunque existen otros combustibles que en el largo plazo pueden constituirse en fuentes alternativas debido al avance de la tecnología (tales como el gas natural, la energía solar, la energía nuclear, la energía geotérmica, entre otros.).



1.2. La Oferta Mundial⁶

Las reservas de petróleo se hallan repartidas de un modo muy desigual a escala mundial. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) comprende a once de los países con mayor producción de petróleo del mundo, constituyéndose en la principal fuente de oferta global del crudo. Dichos países son: Argelia, Libia, Nigeria, Indonesia, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela. Entre todos, representan más del 40% de la oferta mundial de petróleo y poseen cerca del 80% de las reservas conocidas de crudo.

Según un estudio realizado para el caso de la industria energética de la Unión Europea, la disponibilidad de la OPEP para aumentar su producción se justifica no sólo por su significativo nivel de recursos, sino también por el bajo nivel de costos de producción que posee, el mismo que es muy ventajoso respecto a los demás productores, incluso probablemente en un escenario de reducción sostenida de precios⁷ (Comisión Europea; 2001).

Según algunos estudios (Hanesson; 1998, Adelman; 1993), el comportamiento de la OPEP en el mercado mundial del petróleo es el de un agente dominante (líder) que establece precios a través de la fijación de las cuotas de producción de petróleo de sus miembros. En este contexto, los países no afiliados a la OPEP (seguidores) fijan sus precios sobre la base de los movimientos de la cuota exportable de esta entidad, constituyéndose en una franja de productores competitivos.

⁶. No es el propósito de este documento discutir los detalles sobre la conformación de la oferta mundial de petróleo. Para mayores precisiones puede consultarse Ruiz (2003).

⁷. El coste promedio de producción de la OPEP es a la fecha del orden de US\$ 2 por barril.





Sin embargo, bajo este escenario la OPEP no tendría incentivos para fijar precios excesivos dado que la presencia del resto de países productores en el mercado mundial o la amenaza de entrada de nuevos productores induce al cartel a no establecer precios muy por encima de sus costos marginales (asumiendo que los costos de entrada son bajos). Existen tres razones económicas que explicarían la existencia de un agente dominante en el mercado mundial del petróleo:

- En primer lugar, la OPEP posee costos de producción menores que aquellos países productores no asociados. Ello puede explicarse por tres razones: a) la OPEP sería más eficiente en la producción que sus rivales mediante la implementación de mejores prácticas de gestión, el uso de una mejor tecnología de extracción, el gran tamaño de las reservas de sus países miembros, y las condiciones geológicas favorables para la explotación; b) la experiencia ganada por la OPEP durante los años de explotación comercial habría generado ventajas de costos importantes frente a nuevos competidores (mejor curva de aprendizaje); c) la existencia de importantes costos hundidos asociados a la producción de petróleo que constituyen barreras a la entrada para los nuevos entrantes y el aprovechamiento de las economías de escala en la producción de crudo⁸.
- En segundo lugar, la OPEP posee en promedio una canasta de crudos que es superior en términos de calidad (viscosidad y grado de acidez) al resto de productores no asociados a la Organización, lo cual en un contexto de diferenciación de productos implica que el precio de venta

⁸. Sin embargo, debe destacarse que las ventajas competitivas que posee la OPEP no son ajenas para los grandes productores como los Estados Unidos y Rusia donde existe una larga tradición en la explotación petrolera.





del crudo de la OPEP sea en promedio mayor que el del resto de países.

- Por último, los países que conforman la OPEP se comportarían colectivamente como un cartel dominante, coordinando sus actividades para maximizar la captación de la renta petrolera mundial como un monopolista multiplanta. A través del manejo de las cuotas de producción de sus miembros, el cartel adquiere cierto poder de mercado que se ve limitado por la presencia del resto de productores⁹.

En este contexto, la franja de productores competitivos internacionales no asociados está sujeta al liderazgo de la OPEP, por lo cual sus integrantes son tomadores del precio internacional inducido por el cartel (en otras palabras, actúan como seguidores del líder dominante).



Sin embargo, estos países ejercen una presión competitiva sobre el cartel que limita su poder de mercado¹⁰, dado que si la OPEP redujera mucho su cuota de producción para elevar el precio internacional y obtener una mayor renta petrolera, los países no asociados incrementarían su producción debido al mayor precio, obteniendo como resultado una menor reducción en la producción y una menor elevación del precio internacional.



Por ello, la OPEP buscaría maximizar sus rentas teniendo en cuenta las acciones del resto de países productores cuando establece sus cuotas de producción, aunque el cartel no puede evitar que los países no asociados

⁹. Véase Carlton y Perloff (1994) para una discusión sobre las características de una industria con una empresa dominante que enfrenta la competencia de una franja de empresas competitivas.

¹⁰. La capacidad de la OPEP de ejercer su poder de mercado a nivel internacional dependerá en el largo plazo del número de nuevos productores que pueden entrar al mercado, cuál es su estructura de costos en comparación con el cartel, y cuán rápido estos productos pueden entrar al mercado.



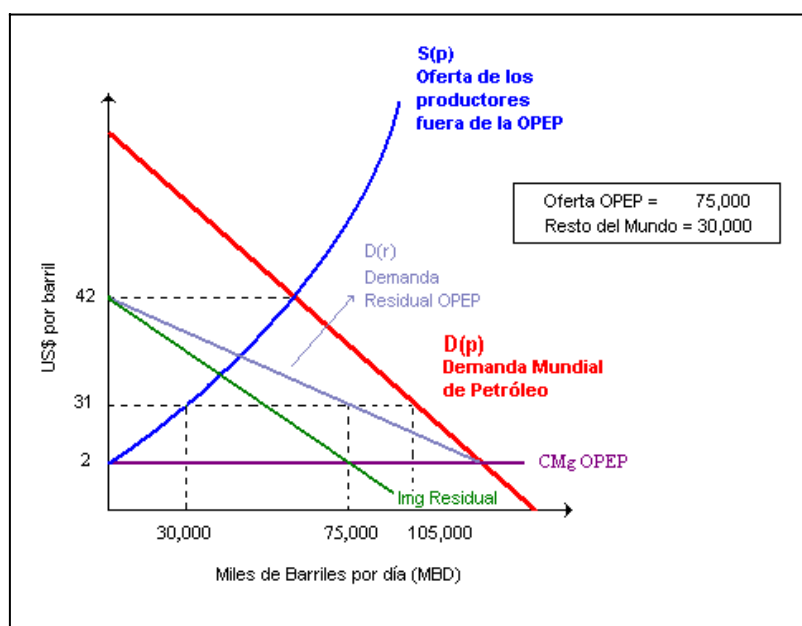
vendan tanto petróleo como ellos puedan colocar al precio internacional inducido por la OPEP. No obstante, los países no alineados no producen suficiente crudo para satisfacer la demanda mundial por lo que dejan una demanda residual. Así, la OPEP se encuentra en una posición monopólica con respecto a este segmento de la demanda.

Mediante el control de la cantidad de crudo inyectado al mercado (a través de la fijación de sus cuotas de producción), la OPEP puede determinar los precios como si siguiera el comportamiento maximizador de beneficios de un monopolista multiplanta igualando los ingresos marginales obtenidos de la demanda mundial residual que enfrenta y sus costos marginales.

Con ello, el cartel determina qué cantidad de crudo se producirá a nivel mundial y el precio al que se cotizará. De esta manera, implícitamente se determina la máxima participación en la producción mundial de la OPEP, así como de los países no asociados. En el Gráfico N° 1.1 se presenta una ilustración de cómo se define el equilibrio en el mercado mundial en un contexto estático y con un cartel dominante para un caso hipotético.

En el gráfico se aprecia, en primer término, la curva de demanda mundial del petróleo $D(p)$ y la curva de oferta de la franja competitiva de los países productores no pertenecientes a la OPEP que se define como la suma horizontal de las curvas de oferta individuales de aquellos países, esto es $S(p) = nq_f(p)$ donde n es el número de países productores no OPEP y q_f es la oferta de petróleo de cada uno de estos países.

Gráfico N° 1.1
Equilibrio en el Mercado Mundial con un Cartel Dominante



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

El conjunto de productores no asociados que participan en el mercado mundial limita la posición de dominio de la OPEP y la porción de la demanda internacional que puede satisfacer. Ello determina que el cartel enfrente una curva de demanda residual DR^{11} .

El precio de equilibrio en este contexto se define por la proyección del punto de intersección de la curva de ingreso marginal residual (*Img Residual*) y la de costo marginal (*CMg OPEP*) sobre la curva de demanda residual. En el ejemplo hipotético del Gráfico N° 1.1 se determina un precio de US\$ 31 por barril,

¹¹. La demanda residual es la diferencia horizontal entre la curva de demanda del mercado y la curva de oferta de la franja de empresas competitivas, es decir $DR = D(p) - S(p)$.



siendo el mercado abastecido con 30 millones de barriles diarios (MMBD) por el conjunto de países productores no asociados y con 75 MMBD por la OPEP.

A pesar que se califica a la OPEP como un cártel poco homogéneo¹² con la influencia predominante de algunos países en las decisiones adoptadas en los últimos años (Arabia Saudita, Venezuela, Irán y Kuwait), las fuerzas de cohesión del grupo ante las presiones de los países demandantes aún son las dominantes.

Por este motivo, es el avance tecnológico el que constituirá el principal peligro para la OPEP, lo cual se traduce básicamente en el desarrollo de nuevas técnicas de producción en zonas poco accesibles que permitirán abaratar los costos de explotación, así como el desarrollo de nuevos combustibles sustitutos y de tecnologías asociadas a los mismos (principalmente en el sector transporte).

Los precios del crudo se determinan en los mercados internacionales, aunque la OPEP ejerce una influencia importante en su fijación como se ha podido observar de la discusión anterior. Existen tres grandes mercados mundiales donde se negocian los contratos de compra y venta de petróleo: *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), *The International Petroleum Exchange de London* (IPE), y *The Singapore International Monetary Exchange* (SIMEX). El precio promedio a nivel mundial se calcula en función de una canasta de 7 crudos: El Sahara-Blend de Argelia, Minas de Indonesia, Bonny Light de

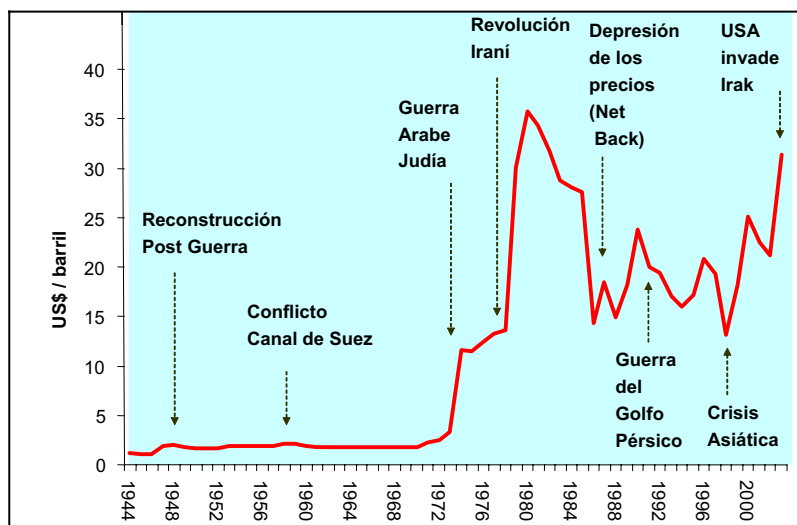
¹². Algunos de los países miembros son partidarios de una maximización de los precios a corto plazo porque tienen escasas reservas, una gran capacidad de absorción de los ingresos del petróleo y un alto grado de aprovechamiento de la capacidad de producción. Entre ellos deben destacarse: Argelia, Venezuela e Irán. Mientras tanto, otros países miembros como Arabia Saudita y algunos productores del Golfo Pérsico que cuentan con grandes reservas prefieren moderar los precios a más largo plazo con el fin de evitar la penetración de energías de sustitución y preservar el lugar del petróleo en el panorama energético mundial a mediano y largo plazo, así como sus cuotas en el mercado. (Comisión Europea; 2001: 39).



Nigeria, Arabian Light de Arabia Saudita, Dubai de Emiratos Arabes Unidos, Tia Juana Light de Venezuela y el del Istmo de México.

Debido a la globalización del mercado mundial del petróleo, no sólo la influencia de la OPEP determina los movimientos de las cotizaciones. Los hechos que afectan el comercio internacional del petróleo y su disponibilidad inmediata, es decir las restricciones en la oferta, constituyen fuentes de incertidumbre para el mercado que generan una elevada volatilidad en los precios y que también afectan los precios mundiales, provocando alzas abruptas que pueden alterar los patrones de consumo principalmente en los países importadores de petróleo (véase el Gráfico N° 1.2).

Gráfico N° 1.2
Conflictos Políticos y Precio Internacional del Petróleo



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos- OSINERG.

Entre los hechos más saltantes pueden destacarse: los conflictos políticos, las crisis económicas, las guerras internacionales, los atentados terroristas, entre



otros. Por ejemplo, en el Gráfico N° 1.2 puede apreciarse la asociación entre los conflictos políticos, militares, y económicos con las subidas y bajadas del precio internacional del petróleo a lo largo de los últimos 60 años¹³.

1.2.1. Los Marcadores Internacionales

En relación a los precios internacionales, la importancia de las canastas de crudos *West Texas Intermediate* (WTI) y Brent como marcadores de referencia no radica en el volumen físico del conjunto de crudos que las conforman ni de su comercio (el cual es un tanto marginal respecto del total mundial), sino en que el mercado les ha asignado una función de referente de valor para las negociaciones del resto de tipos de crudo puesto que, además de las condiciones mencionadas anteriormente, el WTI y el Brent reúnen requisitos de calidad óptimos tanto en grados API como en su contenido de azufre. Asimismo, el volumen de barriles que se negocia diariamente en los mercados de futuros o a través de contratos adelantados para el WTI y el Brent supera la producción mundial diaria de petróleo.

Cabe observar que la canasta WTI no se comercializa en los mercados internacionales, sino solamente en el mercado de Estados Unidos compitiendo frente a las importaciones y constituyéndose en el precio de referencia para el voluminoso comercio de petróleo al interior de la economía estadounidense. Igualmente, el WTI sirve como marcador de referencia para todos los tipos de crudo comercializados en el continente americano. Por su parte, la canasta Brent sí se llega a negociar y a transportar en las principales plazas petroleras del mundo. Por sistema Brent se conoce a un conjunto de 19 campos de

¹³. En 1973 se produjo el llamado “Primer Gran Shock Petrolero” durante el cual los precios del petróleo casi se cuadruplicaron ocasionando efectos bastante diversos para los distintos agentes que operaban en ese mercado. Esta alza de precios fue decretada por la OPEP y estaba dirigida a recuperar parte de la renta petrolera que hasta ese entonces pasaba a manos de las empresas transnacionales y de los gobiernos de los países industrializados. Este hecho estremeció las estructuras productivas y económicas de la mayoría de países, especialmente los del Tercer Mundo.





explotación petrolera, de los cuales se extrae crudo que es enviado vía oleoductos hacia la terminal de Sullom Voe, ubicado en las islas Shetland en la región de Escocia (Reino Unido). Este marcador sirve como referente a todos los crudos producidos y comercializados en Europa, Rusia y África.

El mercado *spot* WTI se fragmenta en dos sub-mercados: un centro de actividad se encuentra en la localidad de Cushing - Oklahoma donde se negocian contratos de entrega inmediata con otros de tipo *forward*, e incluso con contratos de futuros. En esa localidad se encuentra una importante infraestructura de oleoductos y de servicios relacionados con el transporte de productos petrolíferos, a través de la cual se realiza la eventual entrega física comprometida en los contratos de futuros.

El otro centro de actividad importante se encuentra en Midland - Texas, desde donde pueden hacerse embarques de petróleo tanto hacia Cushing como a la costa del Golfo de México, en donde se hallan varios puertos que son puntos de embarque establecidos en los contratos de entrega inmediata. Existen otros mercados que tienen menor importancia relativa a nivel mundial, pero que son utilizados para la fijación de precios en mercados regionales como el Dubai (Golfo Pérsico)¹⁴, el Tapis (Malasia) y el Minas (Indonesia). Sin embargo, estas cotizaciones *spots* están asociadas a la evolución del conjunto del mercado petrolero, por lo que se vinculan e interrelacionan con las tendencias de las canastas de crudos más importantes como el WTI y el Brent.

1.2.2. Volúmenes de Producción y Reservas Mundiales

Respecto a la producción fuera de la OPEP, las regiones como el Mar del Norte, la Cuenca Caribeña y Rusia tienen una importante participación,

¹⁴. El crudo de Dubai (Emiratos Árabes Unidos) es el referente para Asia y Oceanía. Su cotización se efectúa en el mercado SIMEX de Singapur.





representando en conjunto el 34% de las exportaciones totales a nivel mundial en el año 2003. En contraste, en la década de 1970 fue Norte América la región que dominó la producción de este grupo. Durante la década de 1980 los yacimientos del Mar del Norte y de México fueron los más representativos, y mucha de la nueva producción en la década de 1990 ha proveniendo de los países en desarrollo de Latinoamérica, del Oeste de África, de los países de Medio Oriente no pertenecientes a la OPEP, y de China.

Hasta 1989, la antigua Unión Soviética era todavía el primer productor mundial de petróleo con una cuota superior a los 11 millones de barriles por día. A la fecha se conoce que las reservas confirmadas de petróleo de la cuenca del Mar Caspio¹⁵ (25 mil millones de barriles) son de orden similar a las del Mar del Norte o Estados Unidos, y se estima que la producción de dichas zonas podría duplicarse en el curso de los próximos 20 años, pasando de 7.8 millones de barriles por día en el año 2003 a 14 millones de barriles por día en el año 2020.

Por otro lado, las reservas petroleras europeas siguen siendo muy reducidas (los nuevos países miembros de la Unión Europea cuentan aún con menores reservas), a pesar de los notables progresos realizados para reducir los costos de exploración y explotación (por ejemplo, los costos de extracción de la producción europea a la fecha se sitúan en torno a US\$ 7 y 11 el barril, frente a US\$ 1 y 3 en el Medio Oriente¹⁶). La Unión Europea produce, gracias a la explotación del Mar del Norte (sobre todo la parte de Reino Unido), cerca de 1,160 millones de barriles de petróleo anuales, es decir, apenas el 4.4% de la producción mundial. Sin embargo, se estima que las reservas comunitarias pueden agotarse en unos 8 ó 10 años, suponiendo que no variará el nivel de

¹⁵. Por la cuenca sedimentaria del Mar Caspio se extienden los yacimientos de hidrocarburos del sur de Rusia, el Cáucaso, Asia Central e Irán.

¹⁶. Comisión Europea (2001: 19).





consumo ni el progreso tecnológico (Comisión Europea; 2001). En este sentido, cabe prever un rápido descenso del uso de recursos energéticos fósiles en esta región.

A lo largo de las dos décadas pasadas, el incremento de la producción procedente del grupo no perteneciente a la OPEP ha tenido como contrapartida el descenso de la participación de la OPEP en la oferta mundial, la cual ha descendido de 52% en 1973 a 44% a la fecha. Esto se explica porque luego del alza inicial de los precios del petróleo en 1973, se produjeron importantes cambios en la estructura energética mundial y nuevos descubrimientos de reservas en países fuera de la OPEP.

Por ello, cobró especial importancia la exploración y explotación de nuevas áreas petroleras, lo cual determinó el surgimiento de otros productores - exportadores, que gradualmente fueron desplazando a la OPEP de sus mercados tradicionales. Las nuevas tecnologías de exploración y explotación, los agresivos programas de reducción de costos por industria y las facilidades fiscales otorgadas por los gobiernos contribuyeron a consolidar la perspectiva de crecimiento de la producción de los países productores fuera de la OPEP¹⁷.

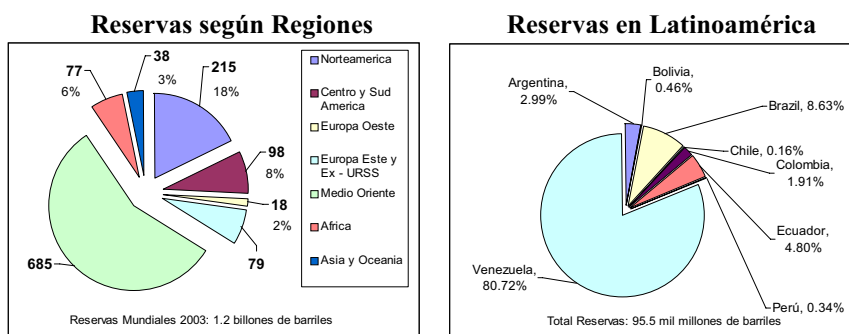
Según estimaciones de la *US. Energy Information Agency* (EIA), a fines del año 2003 existían reservas probadas aproximadas de 1.2 billones de barriles de petróleo distribuidas de manera dispersa en el planeta (véase el Gráfico N° 1.3). Si se observa el volumen de reservas por regiones, puede notarse que el Medio Oriente posee la mayor cantidad de reservas (56%) En segundo lugar se

¹⁷. De acuerdo a Odell (1994), entre 1973 y 1985 la producción de petróleo fuera de la OPEP se incrementó en casi 52% bajo el estímulo que representaban los altos precios del crudo, mientras que la producción de la OPEP se redujo casi a la mitad en igual período, sobre todo durante la primera mitad de los años 80, como resultado de los esfuerzos llevados a cabo por la Organización para estabilizar el mercado y mantener el control del mismo.



encuentra Norteamérica (18%), siguiendo el resto de regiones con participaciones mucho menores. A nivel latinoamericano (excepto México) existen reservas probadas aproximadas por 96.6 mil millones de barriles, siendo Venezuela el país que ocupa el primer lugar con 80.72% de las reservas, siguiendo en orden de prioridad Brasil (8.63%) y Ecuador (4.80%). Perú posee reservas marginales en comparación con el resto de países de la región (0.34%).

Gráfico N° 1.3
Reservas Mundiales de Petróleo según área geográfica



Fuente: US. Energy Information Agency.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

De otro lado, en el Cuadro N° 1.2 se presentan los volúmenes de las transacciones realizadas entre los bloques de países exportadores e importadores de petróleo a nivel mundial. Como se puede observar, las cantidades comerciadas de petróleo en el año 2001 fueron significativas, hecho que denota la existencia de un tráfico muy activo de este producto entre continentes¹⁸.

¹⁸. Las numerosas transacciones efectuadas de este producto son factibles gracias a las mejores condiciones sobre las que se realiza su transporte, ya sea mediante las flotas mercantes de barcos tanque o a través de extensas líneas de ductos.

Cuadro N° 1.2
Volúmenes de Exportaciones e Importaciones entre los principales agentes del comercio mundial de petróleo

Comercio Mundial del Petróleo: 2001
(Millones de Barriles por día)

Región Exportadora	Región Importadora							Total de Exportaciones
	Industrializada			No Industrializada			Total	
	Norte América	Europa Oeste	Asia	Círculo del Pacífico	China	Resto del Mundo		
OPEP								
Golfo Pérsico	2.9	2.7	4.1	4.8	0.9	1.5	7.2	16.9
Norte de África	0.4	2.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	2.6
África Oeste	0.9	0.6	0.0	0.7	0.0	0.1	0.8	2.2
América del Sur	1.8	0.2	0.2	0.1	0.0	0.3	0.4	2.6
Asia	0.1	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.2	0.7
Total OPEP	6.1	5.5	4.6	6.0	0.9	1.9	8.8	24.9
No - OPEP								
Mar del Norte	0.6	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2
Cuenca Caribeña	0.6	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.8
Antigua Unión Soviética	0.2	3.6	0.3	0.2	0.0	0.1	0.3	4.5
Otros No-OPEP	5.5	3.6	1.2	3.7	1.1	5.7	10.5	20.8
Total No-OPEP	6.9	11.8	1.6	4.0	1.1	5.8	11.0	31.4
Total de importaciones	13.0	17.3	6.2	10.0	2.0	7.8	19.7	56.3

Continúa...

Cuadro N° 1.2
Volúmenes de Exportaciones e Importaciones entre los principales agentes del comercio mundial de petróleo

Comercio Mundial del Petróleo: Proyecciones al 2025
(Millones de Barriles por día)

Región Exportadora	Región Importadora										Total de Exportaciones
	Industrializada					No Industrializada					
	Norte América	Europa Oeste	Asia	Total	Círculo del Pacífico	China	Resto del Mundo	Total			
OPEP	5.8	4.5	5.9	16.3	9.4	5.7	4.9	20.1	36.4		
Golfo Pérsico	0.5	3.1	0.1	3.6	0.8	0.3	0.5	1.6	5.3		
Norte de África	1.6	1.1	0.3	2.9	1.9	0.5	0.2	2.6	5.6		
África Oeste	3.9	0.1	0.4	4.3	0.1	0.0	0.4	0.6	4.9		
América del Sur	0.1	0.0	0.3	0.4	1.5	0.1	0.2	1.9	2.3		
Asia	11.9	8.8	6.9	27.6	13.8	6.6	6.3	26.8	54.4		
Total OPEP											
No - OPEP	0.7	3.4	0.0	4.2	0.3	0.0	0.2	0.5	4.7		
Mar del Norte	1.6	0.5	0.2	2.3	0.6	0.0	0.8	1.4	3.7		
Lavabo Caribeño	0.5	4.7	0.6	5.7	0.7	1.7	1.5	3.8	9.6		
Antigua Unión Soviética	6.8	3.0	0.4	10.1	4.2	0.3	2.5	6.9	17.1		
Otros No-OPEP	9.5	11.6	1.2	22.3	5.7	2.0	5.0	12.7	35.0		
Total No-OPEP											
Total de importaciones	21.4	20.4	8.1	49.9	19.5	8.6	11.4	39.5	89.4		

Fuente: 2001, Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division. 2025: EIA, Office of Integrated Analysis and Forecasting, IEO-2004 World Model Run IEO-2003.B25 (2004).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.



Según un estudio de proyección del mercado mundial de crudo *The International Energy Outlook* (EIA; 2004), la oferta exportable de la OPEP crecería sostenidamente desde 24.9 millones de barriles diarios en el año 2001, hasta alcanzar los 54.4 millones de barriles diarios en el año 2025.

La ausencia de políticas energéticas sostenidas y el desarrollo de nuevos sustitutos del petróleo en sólo pocos países hacen prever que la dependencia energética respecto a la producción de la OPEP se seguirá acentuando, más aún en los países en vías de desarrollo.

Según el mismo estudio, la oferta global de crudo proyectado para el año 2025 excederá en 41 millones de barriles diarios a la producción promedio de la primera década de este siglo. Sin embargo, se espera que sólo el 39% proceda del grupo de productores fuera de la OPEP.



1.3. La Demanda Mundial



Durante las tres últimas décadas se sucedieron profundos cambios en los patrones de consumo mundial de energía y petróleo, los cuales se produjeron principalmente por las alteraciones en el ritmo de crecimiento de las economías a nivel mundial y por los cambios registrados en los precios de estos productos.

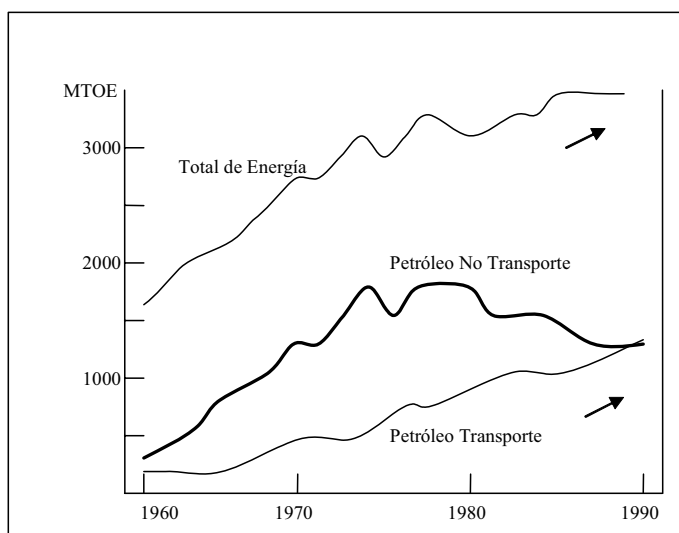
Un estudio realizado para el caso de los países de la OECD (Dargay y Gately; 1994) con relación al tema del impacto de las variaciones de precios sobre la demanda de crudo demuestra que los cambios observados en la trayectoria de la demanda de petróleo en el período 1960 - 1990, se refleja básicamente en la demanda proveniente de actividades distintas al transporte.

El estudio encuentra que en la etapa previa al primer *shock* petrolero en 1973, la demanda total de petróleo creció rápidamente (etapa en la que el petróleo



reemplazó al carbón en la matriz energética mundial), perdió dinamismo a mediados de dicha década, y declinó ostensiblemente¹⁹ después del segundo *shock* petrolero de 1979 (cuando el crudo destinado a actividades distintas al transporte fue parcial y progresivamente reemplazado por el gas natural, el carbón y la energía nuclear). En contraste, la demanda de petróleo destinada al sector transporte continuó creciendo consistentemente a lo largo del período, a pesar de los *shocks* de precios ocurridos (véase Gráfico N° 1.4).

Gráfico N° 1.4
Total de Demanda de Energía y Petróleo en países de la
OECD: 1960-1990



MTOE: Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo.
Fuente: Dargay y Gately (1994).

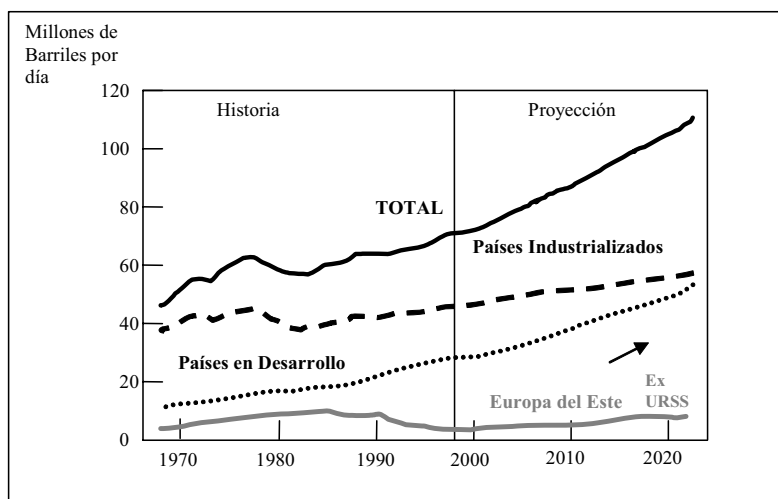
Además del incremento en los precios, la reducción del crecimiento de la demanda, tanto de energía como de petróleo después de 1973, se debió también

¹⁹. Según la EIA, la demanda de petróleo en los países altamente industrializados se redujo en más de un 3% en el período 1979 - 1985, después de crecer a un ritmo promedio anual de 7.5% en 1966 - 1973 y de 0.5% en 1973 - 1979.

al bajo crecimiento económico de aquellos años. El crecimiento promedio anual de la economía mundial (en promedio 5% antes de 1973) se redujo a la mitad después de esta fecha. Dargay y Gately (1994) señalan en su estudio la existencia de una elasticidad-ingreso unitaria de la demanda de petróleo en los países industrializados, mostrando con ello que el crecimiento de la demanda de energía posee un comportamiento similar al crecimiento del ingreso de estos países en el período analizado (1970–1991).

De otro lado, según las proyecciones realizadas por la US EIA se espera que para el año 2020 la demanda mundial de petróleo se incremente a tasas crecientes en los países industrializados y en vías de desarrollo (véase el Gráfico N° 1.5).

Gráfico N° 1.5
Proyecciones de la Demanda Mundial de Petróleo



Fuente: US. Energy Information Agency.



Este aumento acelerado de la demanda podría poner en riesgo el abastecimiento de petróleo a nivel internacional, generando una presión constante para la subida de las cotizaciones del crudo y para la búsqueda de nuevas reservas. En el caso de los países en vías de desarrollo, el alza de los precios del petróleo como producto de los shocks internacionales tuvo un impacto sumamente negativo puesto que, dadas las características de las tecnologías a las cuales tenían acceso, les fue difícil adoptar las medidas de ahorro y conservación de petróleo a gran escala adoptadas por los países industrializados.

En la medida de sus posibilidades, éstos procedieron a la explotación de sus reservas y, en algunos casos, al desarrollo de otras fuentes energéticas. Estos programas fueron financiados en gran parte con préstamos externos los que determinaron posteriormente los elevados niveles de endeudamiento de estas economías en la década de 1980.



Para el grupo de países menos desarrollados, fue en la década de 1980 donde se presentaron mayores variaciones en su patrón de consumo de petróleo (el cual constituía alrededor de la quinta parte del consumo global). En promedio, la tasa de crecimiento del consumo en dicho período fue de 37%, resultado evidentemente superior al 5% en promedio registrado por la demanda global de este producto.



La región del Medio Oriente no perteneciente a la OPEP fue la que registró un mayor incremento del consumo de crudo (78%), seguida por Asia (49%), África (44%) y Latinoamérica (7%)²⁰. En todos los casos, la demanda de petróleo para su uso en el sector transporte se incrementó sostenidamente.

²⁰. Sin embargo, estos incrementos no se dieron simultáneamente: África y el Medio Oriente No – OPEP registraron un mayor incremento de su demanda a inicios de la década cuando los precios del producto eran bastante altos, mientras que en América Latina y Asia este incremento se registró hacia finales de la década cuando los precios habían bajado.





En el caso particular de África, el incremento de su consumo se explica por el desarrollo de su industria petroquímica y de generación eléctrica. En la zona del Medio Oriente no perteneciente a la OPEP y Latinoamérica, fue el aumento del stock de vehículos y el desarrollo del sector urbano lo que impulsó su demanda de petróleo. Por último, en Asia la demanda de crudo estuvo guiada por el desarrollo de su sector urbano y sobre todo por el crecimiento de algunas de sus economías, las que permitieron los cambios en los patrones de consumo (Dahl y Erdogan; 1994).

A fines del año 2003, la demanda mundial de petróleo se concentró básicamente en Norte América, Europa Oeste (representada por la Unión Europea), los países industrializados de Asia, así como en el Círculo del Pacífico y China. Estas agrupaciones importan a la fecha alrededor de 56 millones de barriles por día (MMBD), siendo el 64% de las importaciones realizadas por las regiones industrializadas.

Norte América ha registrado los mayores niveles de demanda de petróleo (aproximadamente 15 MMBD de los cuales 9.2 MMBD son importados), la cual proviene básicamente del sector transporte (66%). Se espera que la participación de Norte América en el consumo mundial de crudo presente cambios significativos de acuerdo a las proyecciones de EIA (2004), debido a la aparición de fuentes de energía alternativas.

Por su parte, la Unión Europea es un actor importante dentro del mercado internacional de productos energéticos, constituyéndose en el segundo consumidor y el primer importador mundial de energía. Asimismo, absorbe el 19% del petróleo consumido en el mundo e importa cerca de 9.7 millones de barriles por día. Su industria ha progresado en el campo del ahorro energético





debido a las grandes inversiones en modernización de maquinaria en la década de 1990.

Las políticas energéticas de la Unión Europea han buscado reducir la dependencia del petróleo (que representa el 16% del consumo energético total de la industria) y diversificar el consumo a favor del gas natural y la electricidad. Sin embargo, la transición de las economías europeas hacia una sociedad de servicios es un hecho que en los últimos años ha estimulado el consumo de petróleo en los sectores residencial y de transporte (el 98% del mercado del transporte depende del petróleo lo que equivale al 67% de la demanda final de crudo de la Unión). Ello contribuye a que la dependencia energética de la Unión Europea siga aumentando, pues la producción comunitaria es cada vez más insuficiente para cubrir sus necesidades energéticas (Comunidad Europea; 2001).



La principal fuente de energía de la cual depende la Unión es el petróleo, el cual representa el 41% del consumo energético total, seguido por el gas natural que representa un 22% del consumo total. Un 16% del consumo de energía es satisfecho con combustibles sólidos (carbón, lignito, y turba), un 15% se satisface con la energía nuclear y sólo un 6% con energías renovables.



Según proyecciones realizadas para esta región, en un horizonte de 30 años el balance energético de la Unión Europea seguiría descansando sobre los combustibles fósiles de no aplicarse una adecuada estrategia energética. Este escenario se agrava si se considera el ritmo de crecimiento de la producción observable a la fecha, puesto que los yacimientos de gas y petróleo del Mar del Norte, principales abastecedores de la región, probablemente se verán agotados hacia el final de dicho período (Comisión Europea; 2001).





En este contexto, la Comisión Europea ha iniciado una serie de estudios y debates sobre el tema con el fin de delinear e implementar de la mejor manera una estrategia energética basada en la seguridad del abastecimiento de la región. Dicha seguridad no pretende sólo maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia, tareas complejas a corto plazo, sino también reducir los riesgos derivados de esta última. El objetivo es garantizar, para el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía, la disponibilidad física y continua de los productos energéticos en el mercado, a un precio accesible a todos los consumidores.

De acuerdo a la Comisión Europea (2001), se ha encontrado que existe un límite al margen de maniobra que puede tener la UE sobre la oferta (aspecto en el que se tendría que avanzar para ampliar la gama de recursos energéticos internos, así como en llevar a cabo una política de seguridad de los suministros externos). La ausencia de un consenso político a favor de una política energética comunitaria limita aún más las posibilidades de intervención por este lado²¹.

Por su parte, los países industrializados de Asia y Oceanía tienen una importante participación dentro de la demanda global de crudo siendo Japón, China, Australia y Nueva Zelanda los principales consumidores. Cabe señalar que a pesar de la disminución de la demanda de crudo registrada en Japón a lo largo de los últimos cuatro años como consecuencia de la recesión que afectó a su economía (especialmente por parte de las grandes industrias y las empresas eléctricas), la predominancia del petróleo en el sector energético de este país no se ha visto alterada.

²¹. Sólo una política de orientación de la demanda puede sentar las bases de una auténtica política de seguridad en el abastecimiento. En este sentido, se considera como prioridad en la estrategia energética de la UE controlar el crecimiento de la demanda, lo cual implica cambiar las tendencias en materia de uso de la energía en los sectores de transporte y construcción.





Según EIA (2004), la demanda mundial esperada para el año 2025 alcanzaría los 123 millones de barriles por día. El mayor incremento de la demanda por este producto (en promedio, 3.9% anual) provendría de los países asiáticos que se encuentran en proceso de desarrollo, encabezados principalmente por China.

Dicho estudio estima que, en términos absolutos, la mayor demanda de petróleo procederá de las regiones de Norte América (12.2 millones de barriles por día) y de los países en vías de desarrollo de Asia (15 millones de barriles por día); mientras que el menor crecimiento se proyecta para Europa Oeste, en donde la tasa de crecimiento poblacional es baja, y donde el transporte y la infraestructura de uso final se encuentran en un estado de mayor madurez. Sin embargo, el uso significativo del petróleo en el sector transporte en esta región determina que este combustible continuará siendo una importante fuente de energía.



Por otro lado, la tasa esperada de crecimiento económico promedio mundial, principal fuente de incremento de la demanda de petróleo, será de 3.1% por año (teniendo a China e India como importantes actores, con tasas de crecimiento de 6.2% y 5.2%, respectivamente). Como resultado se espera que la participación de los países en desarrollo en la demanda de petróleo se incremente de 36% en el 2001 a 43% en el 2025 con el correspondiente descenso de la participación de los países industrializados, cuya demanda por petróleo decrecería de 57% en el 2001, a 50% en el 2025.



Cabe resaltar que alrededor del 75% del incremento del consumo de petróleo se explicaría por su mayor demanda en el sector transporte, especialmente en los países en desarrollo que a la fecha poseen una baja proporción de combustible en su matriz energética (EIA; 2004).





Una vez presentados los aspectos y particularidades más destacables del mercado internacional del petróleo, queda claro que las fuerzas económicas y los intereses de los grupos de poder que guían los patrones de comercio y las cotizaciones internacionales pueden tener consecuencias de gran magnitud en el desarrollo de las industrias petroleras domésticas (principalmente en países que son importadores netos de petróleo) y en la estructura productiva nacional.

En el siguiente capítulo se realiza un análisis sobre cómo la industria petrolera en el segmento *upstream* se organiza en función de las características técnicas y económicas de sus diferentes fases productivas. La síntesis de este análisis junto con el realizado para el mercado mundial permitirá entender los principales rasgos que caracterizan a la industria petrolera en el Perú.

2. Organización Económica de la Industria: Características Técnico – Económicas de las actividades del Segmento *Upstream*



Las actividades comprendidas en el segmento *upstream* de la industria de hidrocarburos están relacionadas con la ubicación de nuevos yacimientos petrolíferos²² y la extracción del producto para transportarlo mediante oleoductos, ferrocarriles o buques tanque al mercado mundial de crudo o en su defecto a las refinerías domésticas donde el petróleo es procesado industrialmente para producir derivados de alto valor comercial.

En otras palabras, el segmento *upstream* comprende las actividades de exploración, explotación (fases productivas de la industria) y el transporte del petróleo hasta su entrega a las fuentes relevantes de demanda como son las refinerías y el mercado externo.

²². Un campo petrolero es un área que produce petróleo o asociados. Puede abarcar uno o más yacimientos e incluye también los pozos y equipos de producción que están dentro del área.



Las compañías petroleras usualmente producen tanto petróleo como gas natural dado que ambos pueden encontrarse asociados en un yacimiento. Las actividades de exploración y explotación son relevantes para hallar nuevas reservas de hidrocarburos que permitan incrementar racionalmente la producción de los recursos no renovables y reducir la dependencia de un país a las importaciones de crudo. En las siguientes secciones se explicarán las características técnico – económicas de las actividades en este segmento de la industria. Posteriormente, se analizará la situación del sector y las particularidades de este segmento industrial en el caso peruano.

2.1. Exploración

La exploración petrolera constituye un segmento competitivo, el cual se encuentra influido por una serie de particularidades en su estructura económica que por lo general no son ampliamente conocidas. Esta etapa de la industria es diferente de las fases de explotación de yacimientos, transporte y refinación, debido a que estos segmentos de la industria son dominados por grandes empresas petroleras estatales o transnacionales integradas. Una serie de factores como las economías de escala y las ventajas de costos que implica la integración vertical en aquellos segmentos dejan relativamente poco espacio para la participación de empresas pequeñas o independientes.

En contraste, la exploración petrolera se caracteriza porque en ella participan una gran número de empresas de todo tipo (compañías independientes de las firmas transnacionales, empresas de pequeña escala, empresas subsidiarias de grandes corporaciones, etc). Por tanto, las desventajas de la pequeña escala y las barreras a la entrada que evitan que las compañías independientes y no integradas participen en otras fases de la industria están ausentes en la exploración petrolera.



La actividad de exploración es intensiva en capital y tecnología de punta, y demanda fuertes inversiones en capital específico cuya rentabilidad está sujeta a diversos riesgos asociados a la localización y el tamaño de las reservas, así como a los precios internacionales del crudo.

Las inversiones realizadas en esta fase no constituyen costos hundidos²³ dado que los equipos necesarios para llevar a cabo la exploración²⁴ pueden trasladarse de una zona a otra lo cual permite la búsqueda de petróleo en diferentes áreas, o pueden destinarse a otros usos alternativos si se deja la actividad. Sin embargo, la entrada no está libre de fricciones debido a la fuerte inversión inicial que se requiere y los altos riesgos asociados a la actividad.

La principal fuente de incertidumbre radica en el hecho que no se conoce con exactitud si se encontrará o no petróleo en una zona explorada ni tampoco si las cantidades halladas serán aceptables en términos comerciales en el caso de un hallazgo. Además, de encontrarse algún pozo explotable, existe el riesgo asociado a las variaciones de los precios internacionales, lo cual puede determinar que no se justifiquen las inversiones para su explotación si es que los precios en el mercado mundial no permiten cubrir los costos de producción.

La actividad de exploración puede ser llevada a cabo tanto por grandes compañías transnacionales y empresas estatales, como por pequeñas empresas

²³. Puede definirse como costos hundidos aquellos costos en los que incurre una empresa que son irre recuperables si es que la firma deja de operar. Generalmente, estos costos están asociados a la realización de inversiones en activos específicos para operar sólo en una industria (como por ejemplo, las redes de transmisión de energía en la industria eléctrica), por lo cual no son recuperables para su uso en otro giro de negocio. Véase para mayores detalles Besanko y Braeutigam (2002).

²⁴. Los diversos métodos de exploración petrolera se describirán más adelante.





independientes²⁵. Estas empresas pueden empezar a realizar sus actividades en una zona donde existen reservas probadas de petróleo, en áreas lejanas dentro de una misma cuenca geológica donde se presume existe petróleo, o en lugares remotos que no cuentan con una historia previa de descubrimientos petroleros. Sin embargo, antes de llevar a cabo las operaciones en un lote la empresa primero debe comprarlo o arrendarlo.

En general, una empresa petrolera pequeña arrienda un lote de exploración sin realizar un estudio geológico preliminar si es que en la zona se ha descubierto petróleo alguna vez. En el caso de una empresa grande con importantes contratos de exploración, a menudo ocurre que el propietario del lote (generalmente el Estado) le otorga el permiso para realizar estudios preliminares de exploración bajo el compromiso de arrendamiento del lote por parte de la empresa, si es que se obtienen resultados exitosos en los estudios.



Típicamente, la compañía se compromete a pagar al propietario del lote bajo un contrato de licencia un monto fijo por acre o hectárea utilizado en la exploración, así como una renta anual hasta que el primer pozo es perforado. Los contratos de exploración en la industria usualmente son suscritos a plazo fijo por períodos que abarcan entre 5 y 10 años. De encontrarse petróleo, los contratos generalmente tienen una cláusula de extensión del arriendo mientras dure la explotación.



Además, estos contratos establecen también que el propietario del lote recibirá una regalía por todo el petróleo extraído. Una vez suscrito el contrato, la

²⁵. De acuerdo a McKie (1960), una gran compañía petrolera es aquella que produce petróleo en más de dos zonas petroleras y que está integrada en al menos dos componentes de la industria. Una pequeña empresa petrolera es aquella que presenta una reducida escala de operaciones, no está integrada con otros segmentos de la industria y sólo explora o produce petróleo en una sola zona petrolera.





compañía puede empezar a realizar los estudios geológicos y geofísicos para identificar las áreas donde probablemente se halla el petróleo.

2.1.1. Métodos de Exploración

La exploración petrolera requiere el uso de diversos métodos para incrementar las posibilidades de descubrir nuevos yacimientos²⁶. El uso de la Geología es una práctica común en esta fase dado que busca determinar las regiones donde es posible que se encuentre petróleo a través de la identificación de los estratos rocosos, el trazado de la historia geológica de un terreno, el estudio de los pliegues en la superficie y la configuración topográfica. Para ello, realizan un análisis físico y químico de muestras.

Por otra parte, existen los Métodos Geofísicos, los cuales son complementarios a los estudios geológicos. Estos métodos analizan los substratos rocosos de la superficie a través del uso de diversas técnicas. La más común es la Exploración Sísmica que consiste en el uso de cargas de explosivos en una superficie donde se presume existe un yacimiento con el propósito de medir con precisión la reflexión de las ondas de sonido en los estratos subterráneos que son captadas a través de geófonos sensibles. Mediante el uso de equipos costosos y sofisticados, los geofísicos interpretan las grabaciones del sonido

²⁶. Uhler (1976) aplica el análisis económico a la exploración petrolera tomando como caso de estudio la zona de Alberta en Canadá. En su estudio, se desarrolló un análisis de la función del proceso de producción correspondiente al descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. Dicha función busca recoger los siguientes aspectos: a) los efectos de la acumulación de conocimientos geológicos, b) los efectos del eventual agotamiento de las reservas descubiertas, y c) la tendencia de las grandes reservas a ser encontradas en etapas tempranas del desarrollo de una región. El modelo de producción estocástica pretende analizar el vínculo existente entre el esfuerzo exploratorio (que incluye el monto de dinero invertido, el riesgo asumido y el grado de acumulación de conocimientos geológicos) y el descubrimiento de reservas adicionales, siendo la variable endógena el total de reservas descubiertas.





para luego elaborar mapas de las cuencas sedimentarias que permiten localizar aquellas trampas donde probablemente se encuentra el petróleo²⁷.

La Gravimetría es un método muy importante en la búsqueda de depósitos minerales y reservas petroleras²⁸. Este método aprovecha las diferencias de la gravedad en distintos sectores de la superficie dado que los cuerpos mineralizados pueden aumentar la gravedad en una región determinada (las rocas de mayor densidad aumentan la aceleración de la gravedad). Para llevar a cabo los estudios de gravimetría se utiliza el gravímetro, equipo que puede medir diferencias muy finas en la gravedad.

Otro método de exploración es la Magnetometría, que consiste en la medición de las pequeñas diferencias en la densidad de las rocas subterráneas a través del uso de magnetómetros, los cuales miden las diferencias en la carga electromagnética de las rocas enterradas bajo la superficie. El empleo de este método es menos costoso dado que no requiere el uso de equipos costosos y complejos. Generalmente es utilizado en recorridos aéreos de la zona donde se presume la existencia de reservas petroleras.

En general, la aplicación de las metodologías de exploración en los campos con probables reservas de petróleo requiere que las empresas involucradas en este negocio realicen inversiones específicas en la actividad para la adquisición y mantenimiento de los equipos exploratorios de alta tecnología o para la captación de profesionales y consultores de alta especialización. Como se ha mencionado anteriormente, la naturaleza de estas inversiones es de carácter no hundido debido a que es posible trasladar y reutilizar los equipos para la

²⁷. Estos mapas son similares a radiografías en dos o tres dimensiones del subsuelo.

²⁸. Las reservas petroleras en términos geológicos se conocen como “estructuras petroleras”.





exploración en otras zonas geográficas²⁹. En contraste, la perforación de pozos exploratorios implica la presencia de costos hundidos puesto que están asociados al uso de equipos específicos como castillos, columnas de perforación, brocas, forros de conducto, etc.

Adicionalmente, los gastos incurridos en la contratación de licencias y permisos en los campos de exploración generan también costos hundidos para las empresas debido a que son irrecuperables, independientemente de que se encuentren o no reservas de petróleo.

2.1.2. Riesgo e Incertidumbre en la actividad de Exploración

Una empresa no necesariamente empieza a perforar en determinada zona una vez que ya posee un contrato de licencia. Si los estudios exploratorios preliminares se muestran poco satisfactorios, la empresa puede abandonar la exploración de la zona asumiendo la pérdida del monto invertido en obtener la licencia. Este hecho indica que el riesgo asociado a las fluctuaciones de los precios del crudo a nivel internacional que enfrentan las inversiones (tanto de las pequeñas como de las grandes empresas, así como la incertidumbre asociada a la factibilidad de encontrar nuevos yacimientos) tendrá influencia sobre las decisiones de las empresas exploradoras.

El riesgo y la incertidumbre³⁰ asociados a la falta de información sobre la localización, distribución y el tamaño de los yacimientos en el espacio

²⁹. No obstante, en el largo plazo estos equipos pueden volverse obsoletos si es que los precios internacionales o las innovaciones tecnológicas en el uso eficiente de la energía no favorecen el consumo del petróleo y sus derivados.

³⁰. El riesgo puede ser definido como una situación en donde un agente es capaz de predecir la probabilidad de ocurrencia de un evento utilizando un mecanismo conocido. En cambio, la incertidumbre se define como un estado en donde el agente no es capaz de predecir la probabilidad de ocurrencia de un evento, dado que no conoce el mecanismo generador de los eventos. Véase Georgescu-Roegen (1954).





geográfico, así como la rentabilidad obtenible (que depende de los precios en el mercado internacional) por la explotación de las reservas son factores que influyen en las decisiones de exploración en una zona determinada³¹.

El desarrollo de la actividad estaría sujeto a la incertidumbre extrema si la distribución de los pozos petroleros en el espacio fuera totalmente aleatoria, por lo cual no sería factible saber el tamaño del yacimiento y su localización³². Inicialmente, las empresas exploradoras no tienen conocimiento pleno sobre cómo están distribuidos los pozos en una zona. Pero luego de algunos años explorando la zona de interés, estas empresas pueden llegar a tener mayor certidumbre sobre la ubicación de las reservas e inferir en cierta medida el volumen de las mismas (McKie; 1960).

De esta manera, mayores inversiones en la fase exploratoria determinan que el grado de incertidumbre (sobre la localización y el tamaño del yacimiento) se reduzca. En esta nueva coyuntura, las empresas enfrentan una situación riesgosa³³ en la cual es posible predecir la probabilidad de los hallazgos de nuevos yacimientos, así como estimar la magnitud de las reservas factibles.

³¹. De acuerdo a Newendorp y Schuyler (2000), existen diferentes fuentes de riesgo asociados a las actividades de exploración entre los cuales destacan: las variaciones en los precios del petróleo, las fluctuaciones de la economía, la posibilidad de no encontrar fuentes petrolíferas suficientes que hagan rentable la explotación del pozo, los cambios en el clima que pueden obstaculizar las operaciones o incluso dañar las instalaciones comprometidas en la exploración, la falta de información sobre la ubicación exacta y el tamaño de los yacimientos, entre otros.

³². Se conoce este problema en la literatura como: *Incomplete Understanding* (comprensión incompleta). Al respecto, Newendorp y Schuyler comentan lo siguiente: “we cannot explicitly describe the process that generates a distribution of petroleum accumulations. This is a handicap to us because it means that we will probably never be able to develop an exact probabilistic model (equation) to serve as an analog to the exploration process” (2000: 331). Véase el Anexo para consultar la traducción de la cita.

³³. El riesgo puede resultar positivo si es posible que la empresa encuentre reservas petroleras cuya explotación cubra los costos asociados a esta actividad y genere una renta que retribuya a los inversionistas. El riesgo negativo se presenta si no es factible encontrar un yacimiento que cumpla con las condiciones anteriormente mencionadas.





En este contexto, la única ventaja que tienen las empresas grandes respecto a las pequeñas es que las primeras (debido a su tamaño, a la diversificación de sus operaciones a nivel internacional y su acceso a significativos recursos financieros) pueden soportar las pérdidas ante el fracaso de un proyecto exploratorio sin que ello signifique su quiebra automática. Las empresas pequeñas, en cambio, no pueden asumir muchos riesgos en esta fase debido al poco capital y a las escasas fuentes de financiamiento a las que pueden acceder.

A pesar que las compañías grandes pueden tener acceso a mejor información sobre los prospectos de yacimientos petrolíferos, ellas no pueden identificar los mejores candidatos simplemente invirtiendo más en los trabajos exploratorios dado el elevado nivel de incertidumbre sobre la localización exacta de los reservorios. En algunos casos, las empresas pequeñas pueden tener mejor información debido a que tienen un mayor contacto con las empresas subcontratistas o consultoras que realizan los trabajos de sísmica, gravimetría o investigación geológica.

Este hecho determina que se generen las condiciones para que las grandes compañías establezcan contratos de riesgos compartidos o *joint ventures*³⁴ con las pequeñas empresas (siendo posible también que se establezca este tipo de acuerdos entre empresas independientes) con el objeto de establecer convenios de cooperación para compartir riesgos, reducir pérdidas e incrementar la tasa de descubrimiento de nuevos yacimientos. Estos contratos pueden adoptar diversas formas pero en general reflejan una compleja asignación de los beneficios esperados y de los riesgos que enfrentan los operadores.

³⁴. Martin (1993) señala la existencia de diversos motivos para que un grupo de empresas decida establecer un *joint venture*: 1) aprovechamiento de las economías de escala y de ámbito, 2) diversificación de riesgos, 3) superación de las barreras a la entrada a nuevos mercados, 4) acceso a información y conocimientos específicos de una industria, 5) fortalecimiento de la posición corporativa cuando se desea entrar a un mercado extranjero, 6) superación de las ineficiencias en el mercado de factores.





2.1.3. Externalidades y Economías de Aprendizaje en la Exploración Petrolera

Otra característica relevante de la actividad exploratoria es que las inversiones ejecutadas para su puesta en marcha pueden tener un impacto sobre el incremento de las reservas petrolíferas³⁵ a través del proceso que conlleva el descubrimiento de nuevos yacimientos.

Las actividades de búsqueda de hidrocarburos pueden demorar varios años desde el inicio de la exploración geológica y geofísica, pasando por la perforación, hasta la determinación de la factibilidad de la explotación comercial de las reservas o el rechazo del proyecto. Sin embargo, la acumulación de inversiones en exploración genera un incremento de los conocimientos sobre la localización de las reservas y su tamaño, lo cual hace que se mejore el perfil productivo de los yacimientos³⁶.



³⁵. Con respecto a la definición de las reservas de petróleo, se utilizan aquellas propuestas y aprobadas por la SPE (*Society of Petroleum Engineers*) y el WPC (*World Petroleum Congress*) aceptadas por casi todos los países del mundo. De acuerdo al grado de incertidumbre, las reservas pueden clasificarse en tres tipos. Las Reservas Posibles son aquellas no probadas y que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que tienen menor probabilidad de ser recuperables que las reservas probables. Las Reservas Probables son cantidades de hidrocarburos estimadas sobre la base de la información geológica y de ingeniería obtenida mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de su existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación. Las Reservas Probadas de petróleo son cantidades estimadas en base a informaciones geológicas y de ingeniería obtenidas mediante métodos confiables que demuestran, con razonable certeza, que pueden ser comercialmente recuperables. En un campo petrolero pueden existir reservas probadas, probables y posibles, pero resulta incorrecto sumar estas cantidades entre sí porque se estaría sumando diferentes grados de incertidumbre respecto a estas reservas. Una definición adicional de interés es el concepto de Recurso: tanto el WPC como la SPE coinciden en definirlo como aquella cantidad de petróleo que se encuentra originalmente en el subsuelo, considerándose a las reservas como el sub-conjunto recuperable comercialmente. Véase Cáceres (2003).

³⁶. Como sostiene Adelman: "Hence the great bulk of exploration at any given time takes place in the old petroleum provinces; and a discovery today may in part be due to expenditures undertaken decades ago [...] Yet some part of those earlier apparently unrelated expenditures were part of the total exploration cost of finding this particular deposit; the old and new outlays are joint costs of obtaining the final output of new reserves" (1962: 4). Véase el Anexo para consultar la traducción de la cita.





En otras palabras, la acumulación de conocimientos genera externalidades positivas³⁷ sobre la producción, la cual incrementa la productividad de las empresas petroleras debido a que en este contexto les es posible explotar la información que ha sido acumulada por una serie de proyectos previos de exploración (exitosos o fallidos), reduciendo de esta manera su exposición al riesgo.

El principal argumento para explicar este resultado es que las empresas, al aumentar sus inversiones en exploración, aprenden simultáneamente cómo buscar petróleo de manera más eficiente (efecto *learning by doing*³⁸). Esta situación puede provocar que la experiencia ganada por una empresa a través del aprendizaje en la exploración de una zona petrolera permita aumentar la productividad y la tasa de éxito de descubrimiento de reservas del resto de las otras empresas que participan en la industria a través de la transferencia externa y difusión de los conocimientos entre ellas (efecto *spillover*)³⁹.

Los efectos de la inversión en exploración pueden resumirse en lo que se conoce como la Curva de Experiencia, la cual representa una relación entre los costos medios de exploración y el volumen de pozos perforados acumulados. Como puede verse en el Gráfico N° 2.1, a medida que se incrementa la exploración mediante la perforación de un mayor número de pozos a través del

³⁷. Una externalidad debe entenderse como una situación por la cual las acciones de un agente económico afectan directamente el bienestar de otros, de una manera que no se refleja en las transacciones de mercado mediante el sistema de precios. Es decir, es el efecto que tienen las acciones de un agente sobre otros sin que medie compensación alguna a través de mecanismos de mercado.

³⁸. A este efecto también se le conoce como *economías de experiencia* las cuales hacen referencia a las ventajas de costos que una empresa puede ganar como resultado de la experiencia acumulada a través de un largo período de tiempo.

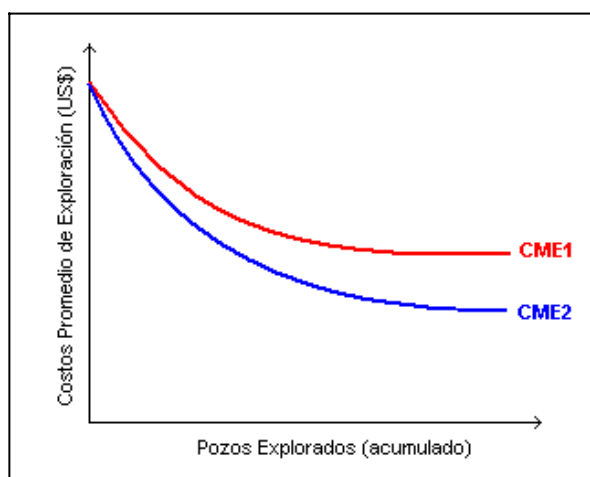
³⁹. El concepto de economías de experiencia y del efecto “aprender haciendo” (*learning by doing*) fueron introducidos por Arrow (1962) en la literatura sobre crecimiento económico.



tiempo, los costos asociados para la empresa 1 (CME_1) empiezan a reducirse⁴⁰, debido al aumento de su conocimiento sobre las características del yacimiento y la composición de las reservas, así como la experiencia para llevar a cabo sus actividades.

Del gráfico anterior se deduce que si una segunda empresa entra a explorar, se beneficiará del conocimiento acumulado de la primera empresa sobre las características del campo o los yacimientos, por lo cual sus costos de exploración pueden reducirse en mayor proporción (CME_2)⁴¹.

Gráfico N° 2.1
Curvas de Experiencia en la Exploración Petrolera



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

⁴⁰. Una típica relación entre los costos medios de exploración (CME) y el número acumulado de pozos exploratorios (N) es $CME = AN^\beta$. “A” representa el costo medio de perforar el primer pozo y “ β ” es la elasticidad de aprendizaje que indica el cambio porcentual en el costo medio de exploración ante un incremento de 1% en el volumen acumulado de pozos perforados.

⁴¹. De acuerdo a Uhler (1976), el efecto de la acumulación de conocimientos geológicos (que puede ser aproximado mediante el metraje exploratorio acumulado por unidad de área) sobre la función de producción tiene distintos efectos: cuando se realiza un nivel de esfuerzo (de acuerdo a la mayor acumulación de conocimientos), el promedio de descubrimientos por período se incrementa alcanzando un valor máximo y luego comienza a descender.



En resumen, las actividades de exploración llevadas a cabo tanto por grandes compañías como por empresas independientes de menor escala, son en parte competitivas y en parte complementarias debido a la incertidumbre y el riesgo inherente a las actividades que las mismas deben enfrentar. Esto determina que se produzcan arreglos contractuales de carácter pro-cooperativo que prevalecen entre las empresas exploradoras, lo cual determina patrones de competencia de tipo simbiótico en donde los operadores (inducidos por la necesidad de compartir riesgos para minimizar pérdidas significativas ante fracasos en la exploración) se ven obligados a encarar proyectos de manera conjunta con otras empresas interesadas en llevar adelante planes de exploración, sobre todo en zonas donde no ha existido experiencia previa de descubrimientos de yacimientos de alto valor comercial o en áreas remotas.

Por otra parte, las inversiones en exploración generan economías de aprendizaje a los operadores de la industria dado que la información acumulada sobre los estudios exploratorios y la perforación de nuevos pozos reduce la incertidumbre sobre la localización y rentabilidad de las reservas, generando ahorros de costos a los operadores de la industria mediante el aprovechamiento de la transferencia externa de conocimientos.

2.1.4. Condiciones de Entrada en la fase de Exploración

En general, muchas compañías que realizan actividades de exploración petrolera en el segmento *upstream* originalmente ingresaron a la industria gracias a que en algún momento tuvieron éxito en proyectos pequeños de elevado riesgo. En este sentido, son pocas las empresas individuales que pueden comenzar a realizar actividades con los recursos suficientes para ejecutar extensos programas de exploración y perforación en una zona determinada debido a la incertidumbre asociada a la rentabilidad de las inversiones en esta fase.





Estos éxitos fortuitos en proyectos de perforación de pozos de pequeña envergadura se producen en un contexto donde se establecen contratos de riesgo compartido (*joint ventures*) entre operadores asociados a las grandes empresas transnacionales u operadores independientes.

Adicionalmente, existen otras formas de entrar a la actividad de exploración para los empresarios que no cuentan con grandes recursos. En primer lugar, una nueva empresa exploradora puede formarse con parte del personal experimentado (geólogos, geofísicos o ingenieros petroleros) de una empresa ya establecida que deciden independizarse. En general, estas nuevas empresas empiezan brindando servicios complementarios o de asistencia técnica a firmas que ya se encontraban operando en el sector.

En segundo lugar, puede darse el caso que los propios abastecedores de equipos de perforación decidan entrar al negocio de la exploración formando sus propias compañías ya que pueden aprovechar los contactos y las líneas de crédito ganadas con los fabricantes. Generalmente, estos operadores independientes se dedican a la perforación de los pozos asociándose con empresas consultoras especializadas en la exploración geológica y geofísica para que ellas se encarguen de la localización de los probables reservorios de petróleo.

En tercer lugar, existe la figura del corretaje (*brokerage*) en donde una serie de empresas intermediarias se encargan de facilitar el acercamiento entre empresarios o inversionistas dispuestos a asumir riesgos mediante *joint ventures* en proyectos de búsqueda de nuevos pozos petroleros en zonas poco exploradas o en áreas donde ya se han descubierto anteriormente yacimientos, a cambio de comisiones que pueden variar según el tipo de contrato y el tipo de cliente.





Como en el caso de otros sectores, tanto el grado de concentración como el tamaño de las barreras a la entrada son elementos que determinan el grado de competencia en la fase de exploración. Como se ha discutido anteriormente, la concentración es baja cuando es medida en términos de la participación de las empresas en el total de pozos explorados, pero puede ser distinta si se mide en términos del número de contratos de licencia obtenidos.

En general, las grandes compañías no tienen capacidad de controlar la oferta de las facilidades de exploración (insumos esenciales como los equipos geofísicos, entre otros) ni restringir el acceso de empresas pequeñas a la actividad, aunque puede darse el caso que aquellas tengan cierta posición dominante sobre áreas donde ya poseen una licencia de exploración exclusiva limitando (e incluso eliminando) la participación de otros operadores interesados en realizar estudios preliminares (McKie; 1960).



Sin embargo, las empresas independientes de menor escala pueden aún tener un amplio margen para entrar en la actividad dado que aquellas pueden operar en zonas donde las ventajas relativas de las empresas grandes (sean estatales o transnacionales) son débiles. Ellas pueden sacar provecho de su reducido tamaño para operar de manera flexible llevando a cabo estudios intensivos en un espacio reducido, trasladando rápidamente los equipos de exploración y perforación en el terreno y subcontratando mano de obra local gracias a su mayor contacto con la población en la zona de sus operaciones.



Debido a su escala, estas empresas tienden a concentrarse en áreas reducidas, lo cual les lleva a alcanzar un grado de especialización considerable en el estudio de estos terrenos obteniendo mayor conocimiento sobre la potencialidad productiva de la zona.



Estos factores, junto con la gran cantidad de prospectos petrolíferos potencialmente rentables (aunque riesgosos), determinan que existan fuertes presiones competitivas en la fase exploratoria de la industria y que la entrada sólo esté limitada por las inversiones iniciales en los equipos exploratorios y por las condiciones de acceso a las licencias de exploración que otorga el Estado.

De otro lado, la incertidumbre asociada al tamaño y ubicación de los reservorios, así como a la rentabilidad de las reservas, limita la posibilidad que las grandes empresas posean poder monopólico en la fase de exploración gracias a las economías de escala, las ventajas de costos por la integración vertical y el mayor acceso a fuentes de financiamiento. En un contexto de poca información, mayores inversiones en estudios exploratorios y en perforación, así como una mayor concentración de contratos de licencia en determinados lotes, no garantiza que se obtenga una gran cantidad de pozos que sean factibles de explotar y cuya producción esperada sea económicamente rentable.

Bajo esta situación de incertidumbre, es posible que la competencia entre las empresas crezca dado que aquellas se ven inducidas a establecer *joint ventures* o acuerdos similares para compartir riesgos y reducir su exposición a grandes pérdidas económicas si es que fracasa la exploración en una zona. De esta manera, es poco probable que en la fase de exploración existan empresas con posición dominante y más bien es esperable que haya competencia efectiva entre las grandes compañías, las pequeñas empresas y los consorcios empresariales de tipo *joint venture*.

No obstante, la existencia de competencia en este segmento no implica que los precios del petróleo reflejen una asignación de recursos eficiente en el largo



plazo. Evaluar esta materia implicaría investigar otras cuestiones que van más allá de esta discusión.

Lo que puede sostenerse es que en la fase de exploración no existen barreras artificiales a la entrada que impidan el ajuste óptimo de la tasa de nuevos descubrimientos de reservas con relación a la demanda en el largo plazo. La incertidumbre ayuda a explicar por qué las grandes empresas no poseen una posición dominante en las actividades de exploración como sí la tienen en otras fases de la industria.

2.2. Explotación

Una vez realizada la perforación⁴² exploratoria exitosa de pozos en un yacimiento petrolífero y la evaluación de la factibilidad económica de su producción, se procede a la explotación que consiste en la extracción del petróleo para transportarlo a los mercados relevantes (refinación y exportaciones al mercado mundial). En esta sección se hace un análisis de los aspectos técnicos y económicos que caracterizan a este segmento de una industria petrolera típica.

2.2.1. Algunos Principios Físicos de la Explotación Petrolera

Dado que los yacimientos petrolíferos⁴³ se encuentran a muchos metros debajo de la superficie, la presión en los reservorios es mucho más elevada que la presión atmosférica, por lo cual la perforación (que permite conectar los

⁴². El equipamiento típico de perforación de un pozo consiste en un castillo o torre de perforación, una columna de perforar o broca, tanques para almacenar el lodo de perforación, equipo de bombeo de circulación, sistemas de control de reventones, detectores de gases, instrumentos electrónicos de control, entre otros.

⁴³. Las características físicas de los yacimientos dependen de la porosidad de las rocas del reservorio y su permeabilidad, la presión y la saturación de los hidrocarburos contenidos.





estratos sedimentarios productivos con la superficie) puede generar que los hidrocarburos contenidos escapen a la superficie con alta presión y sin control alguno.

Por ello, la perforación de un pozo⁴⁴ requiere la implementación de medidas extremas de seguridad a boca de pozo (válvulas, castillo, bombas de circulación, control de reventones, etc.) que prevengan que el petróleo fugue de manera incontrolada a la superficie generando la contaminación de la zona o incendios.

La utilización del flujo natural de presión en el reservorio determina cómo el petróleo es producido en la mayoría de los casos⁴⁵. No obstante, a medida que los hidrocarburos son extraídos del yacimiento, la presión puede empezar a caer reduciendo la tasa de extracción del petróleo por lo cual es necesario utilizar otras formas de impulsión más eficientes⁴⁶.

Básicamente, la idea para elevar la presión en el reservorio es llenar con algún elemento los estratos porosos de los cuales se ha extraído el crudo.

⁴⁴. Las etapas de perforación de un pozo son las siguientes: desmalezado y limpieza del terreno, instalación del equipo, establecimiento de la boca de pozo en la superficie, la perforación misma del pozo, la colocación de forros a lo largo del conducto, la introducción del tubo de producción y la instalación del cabezal contenedor a boca de pozo (o árbol de navidad). Para la perforación se requiere lo que se conoce como el “lodo de perforación”, el cual es un fluido que consiste en agua con arcilla y otros aditivos que permite arrastrar los sólidos producto de la perforación a la superficie, lubricar la broca, dar sustento a las paredes del conducto de perforación formando una cubierta impermeable y evitar con su peso que los hidrocarburos sujetos a la presión del reservorio salgan a la superficie.

⁴⁵. Para extraer el petróleo se requiere una suficiente presión que lo haga fluir a la superficie. Esta presión se consigue de manera natural o artificial mediante bombeo mecánico o hidráulico, bombas centrífugas, inyección de agua, gas, anhídrido carbónico, vapor, compuestos químicos disueltos en agua, etc. Estos últimos procedimientos se conocen como métodos de “recuperación asistida”.

⁴⁶. Generalmente para suplir la falta de energía que se necesita para extraer el petróleo se utilizan sistemas de bombeo basados en el uso de bombas reciprocantes, rotativas o centrífugas, bombeo hidráulico e hidrosomergible.



Dependiendo del elemento utilizado es posible distinguir tres maneras de impulsar el petróleo a boca de pozo:

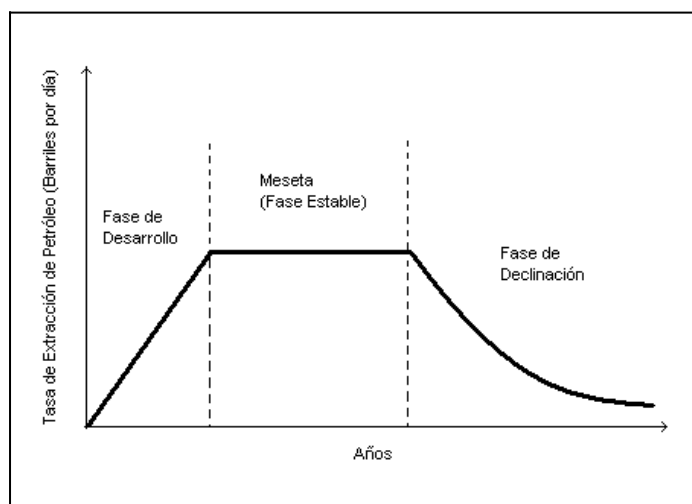
- Impulsión por gas disuelto: generalmente en un reservorio el petróleo se encuentra asociado con hidrocarburos livianos como el gas natural, el cual se halla en estado líquido bajo alta presión. A medida que la extracción aumenta y la presión cae en el reservorio, el gas natural se expande aumentando la presión necesaria para que se impulse el petróleo a la superficie.
- Impulsión por capa de gas: algunas veces el gas natural asociado se encuentra en la parte superior de un reservorio debajo de la roca sólida evitando que el petróleo se filtre a estratos superiores de la superficie. A medida que el crudo es extraído de la parte baja del reservorio, el gas se expande y con ello se impulsa el petróleo hacia la columna de extracción.
- Impulsión por agua: usualmente debajo del petróleo, en el fondo del reservorio, se encuentran depósitos de agua subterránea. A medida que el petróleo es extraído, el agua se escurre dentro del reservorio y rellena los poros en las rocas que contienen petróleo. El agua puede elevar la presión del reservorio impulsando el crudo a la superficie. Sin embargo, para maximizar la recuperación del petróleo es necesario controlar la tasa a la cual la presión cae para evitar que el agua cubra la parte superior del reservorio y deje el petróleo atrapado en las partes bajas donde es menos accesible.

El perfil típico de la producción de petróleo en un reservorio es mostrado en el Gráfico N° 2.2. En un inicio, la producción se incrementa a medida que se

ponen en operación nuevos pozos en el yacimiento (fase de desarrollo), pero luego de que un gran número de pozos son perforados, la producción alcanza una meseta donde la tasa de extracción se mantiene estable hasta que aproximadamente la mitad de las reservas del yacimiento son recuperadas (fase estable).

Finalmente, la tasa de producción empieza a caer hasta que el yacimiento es discontinuado cuando el valor de la producción no cubre los costos operativos (fase de declinación). En esta etapa, puede ser económicamente rentable poner fuera de operación el yacimiento.

Gráfico N° 2.2
Fases de la producción física de un reservorio petrolero



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Existen al menos dos razones que explican el por qué la tasa de extracción empieza a declinar. En primer lugar, a medida que la recuperación del petróleo aumenta, la presión en el reservorio comienza a reducirse. Ésta disminuye



gradualmente con el paso del tiempo hasta que deja de ser económicamente factible extraer crudo. Dicho proceso sucede a menudo en los casos que el petróleo es extraído mediante impulsión por gas disuelto. En segundo lugar, a la medida que el agua subterránea empieza a ascender a las capas superiores del reservorio, ésta se combina con el petróleo provocando que del pozo empiece a surgir una mezcla de petróleo y agua.

Conforme la producción de petróleo va en declive, es posible reinyectar artificialmente en el reservorio el agua o el gas natural que se deriva de la extracción para incrementar la presión, lo cual posibilita extender el período de producción rentable del pozo. Este procedimiento es usualmente llamado recuperación secundaria. Por otro lado, los métodos para mejorar la producción en el reservorio tal como la inyección de químicos, gas carbónico, nitrógeno, etc. son conocidos como procesos de recuperación terciaria. A veces estos procedimientos demandan el bombeo de petróleo hacia el reservorio si es que desde el presión resulta ser muy baja.

En síntesis, la tasa a la cual disminuye la producción de petróleo en un reservorio está determinada por factores físicos como el tamaño de las reservas, la viscosidad del petróleo, la porosidad y la permeabilidad de las rocas donde éste se encuentra depositado, la tasa a la cual la presión en el yacimiento disminuye, la tasa a la cual el agua subterránea empieza a emerger a los estratos superiores del reservorio, entre otros. Sin embargo, estos factores no son conocidos con certidumbre ni antes ni después de iniciada la explotación del yacimiento, lo cual demanda que las empresas petroleras mantengan equipos técnicos que constantemente realicen evaluaciones sobre la producción y la cantidad de reservas (Hannesson; 1998).





Es posible modelar algunos aspectos de la declinación de la producción de crudo matemáticamente. A este cometido están dedicadas las áreas de ingeniería de reservorios en las compañías petroleras, las cuales realizan estudios respecto a los patrones de desarrollo de la producción de crudo para planificar cómo organizar la perforación de pozos, dónde hacerlo, entre otros aspectos.

2.2.2. Desarrollo de la Operación y Explotación de Petróleo

Por lo general, se suelen clasificar los costos de producción del petróleo de acuerdo a la fase operativa a la que corresponden. Por ello, existen costos de exploración, desarrollo y explotación. La exploración y desarrollo son una fuente generadora de nuevas reservas (un producto intermedio) mientras que la extracción convierte estos activos en el producto final (petróleo crudo)⁴⁷.

Los costos de exploración se generan esencialmente por las actividades de investigación y búsqueda de nuevas reservas e incluyen ítems como los gastos en trabajos geofísicos y geológicos, recorridos aéreos, perforación exploratoria, gastos por la contratación de licencias, etc. Una vez que se ha encontrado el petróleo, se procede a evaluar el valor económico del reservorio antes de iniciar su desarrollo para lo cual es necesario conocer su tamaño aproximado y qué tan costoso es extraer el crudo. Ello se verá determinado por la facilidad o dificultad de la perforación en el yacimiento, el espesor de los estratos productivos, la porosidad y la permeabilidad de las formaciones rocosas, entre otros factores⁴⁸.

⁴⁷. De acuerdo a una revisión hecha por Adelman (1962) para varias empresas en Estados Unidos, en promedio, dos tercios de los costos de producción de petróleo se derivan de las actividades de exploración y desarrollo.

⁴⁸. De acuerdo a Adelman (1970), la exploración y desarrollo de un nuevo campo puede tardar entre 3 y 10 años, dependiendo de cuán extensa sea la zona estudiada, así como las características del terreno y los sub-estratos rocosos del subsuelo.



Para evaluar la rentabilidad del desarrollo de nuevas reservas se hace uso del análisis económico de la explotación petrolera, el cual se basa en el estudio de la extracción de recursos no renovables⁴⁹. El problema económico para una empresa petrolera radica en determinar en primer lugar, el tiempo de extracción óptimo que permite sostener una producción rentable antes del agotamiento de las reservas, lo cual depende del precio internacional (en el contexto de una economía pequeña), los costos de exploración y de extracción, así como de la tasa de descuento.

En segundo lugar, las empresas petroleras deben elegir la capacidad de extracción mínima para rentabilizar la producción del crudo. En este contexto, el petróleo debe ser extraído a una tasa que permita maximizar el valor presente neto del flujo de caja del proyecto (Adelman; 1990). Para ilustrar estos resultados se presenta a continuación un sencillo modelo de explotación petrolera.

2.2.3. Modelo Económico de Producción de Petróleo

Tal como se ha mencionado anteriormente, existen dos decisiones económicas importantes en la producción petrolera que pueden definir la configuración industrial en la fase de explotación: cuánto invertir en capacidad de extracción y cuándo terminar la producción. La elección de la capacidad de producción (determinada por el número de pozos perforados, los equipos de extracción, entre otros) define la tasa de extracción en la meseta de producción (fase estable) y la tasa de declinación de la actividad, lo cual se constituye en un problema de elección dinámica de la senda óptima de producción de crudo. Para analizar este problema, es necesario definir las siguientes variables:

⁴⁹. Hotelling (1931) es quien introduce este problema por primera vez en el campo de la economía.

- Q_o Tasa de producción petrolera
- k Tasa de declinación de la producción
- c_1 costo de operación
- c_2 costo de abandono y desmantelamiento
- C costo por unidad de capacidad productiva
- r Tasa de Descuento
- T Tiempo de operación del proyecto

Asumiendo que la extracción de crudo declina con el paso del tiempo y que existen costos de desmantelamiento de las instalaciones, el problema de las empresas en la industria se puede expresar mediante un sencillo modelo de flujo de caja en tiempo continuo donde el objetivo es maximizar el valor presente neto (Hanesson; 1998):

$$\underset{(T, Q_o)}{\text{Max}} (VPN) = \underbrace{-CQ_o}_{\text{Inversión en Capacidad Extractiva}} + \underbrace{\int_0^T Q_o (pe^{-kt} - c_1) e^{-rt} dt}_{\text{Ingresos por la explotación de crudo}} - \underbrace{c_2 Q_o e^{-rT}}_{\text{Costos de desmantelamiento de la infraestructura}} \quad (2.1)$$

integrando por partes se obtiene que ello es equivalente a:

$$\underset{(T, Q_o)}{\text{Max}} (VPN) = -Q_o (C + c_2 Q_o e^{-rT}) + \frac{pQ_o (1 - e^{-(k+r)T})}{(k+r)} - c_1 Q_o \frac{(1 - e^{-rT})}{r}$$

Para hallar el tiempo óptimo de explotación, se toma la condición de primer orden respecto a T:

$$\frac{\partial VPN}{\partial T} = Q_o [pe^{-kT} - c_1 + rc_2]e^{-rT} = 0$$

despejando y tomando logaritmos se obtiene que:

$$T^* = \frac{\left[\ln \left(\frac{p}{c_1 - rc_2} \right) \right]}{k} \quad (2.2)$$

Como puede observarse en la ecuación (2.2), el tiempo óptimo durante el cual las empresas de la industria explotarán los yacimientos petroleros depende positivamente de la cotización del crudo p dado que a mayor precio se eleva la rentabilidad de la actividad al generarse un mayor valor de los ingresos durante la operación. Este mayor rendimiento hace atractivo a las empresas prolongar por más tiempo la explotación comercial de las reservas de petróleo en un país, siempre y cuando ellas perciban que la elevación del precio se mantendrá en el mediano o largo plazo.

En segundo lugar, el efecto del costo de desmantelamiento y/o abandono c_2 (ajustado por la tasa de descuento) es prolongar el período de producción comercial dado que puede ser mucho más costoso detener las actividades y desmontar la infraestructura instalada que seguir produciendo a pérdida por algún tiempo más en un contexto donde las cotizaciones del crudo no permiten obtener un retorno suficiente.

Este resultado tiene el efecto particular de incrementar la cantidad total de petróleo extraída por la industria. De esta manera, puede ser más conveniente posponer el incurrir en los costos de abandono de la actividad o detener la



actividad extractiva hasta que el mercado haga rentable los yacimientos fuera de producción⁵⁰.

En tercer lugar, el costo de producción por barril c_1 reduce el tiempo en que la industria operará los yacimientos. Por ello, es esperable que en aquellas regiones donde los costos de extracción sean mayores el tiempo óptimo de operación sea menor. Finalmente, la tasa de declinación promedio de la producción k tiene un efecto adverso sobre el tiempo de producción puesto que afecta la vida productiva de los pozos que se encuentran operando en una cuenca. De otro lado, para obtener la inversión en capacidad óptima de explotación se toma la condición de primer orden para la variable Q_o :

$$\frac{\partial VPN}{\partial Q_o} = -C - 2c_2Q_o e^{-rT} - p(1 - e^{-(k+r)T}) - c_1 \left(\frac{1 - e^{-rT}}{r} \right) = 0$$



despejando la expresión y reemplazando T^* se obtiene que:



$$Q_o^* = \frac{(p - C)}{2c_2} e^{rT^*} - p e^{-kT^*} - \frac{c_1}{r} \quad (2.3)$$

Para evaluar el efecto de la tasa de interés r sobre el nivel óptimo de inversión de la industria se puede diferenciar la ecuación (2.3):

⁵⁰. Si existe una probabilidad suficientemente grande de que los precios sean mayores en el futuro cercano, existe una ganancia esperada para continuar produciendo a pérdida por algún tiempo dado que sería posible tomar ventaja de precios mayores después. El valor presente neto del beneficio esperado de continuar produciendo representa el valor de opción de mantener la extracción. Por ejemplo, asumiendo un contexto de dos períodos y que el precio del crudo p en el segundo es incierto, se define s como la probabilidad de que las cotizaciones sean mayores $p_1 > p$ y $(1-s)$ la probabilidad de que sean menores $p_2 < p$. Teniendo esto presente, el valor de opción será $O = V_1 + sV_2(p_1) + (1-s)V_2(p_2)$. La existencia del valor de opción provoca que sea económicamente factible seguir produciendo crudo con pérdidas operativas en el corto plazo.





$$\frac{dQ_o}{dr} = \frac{(p-C)}{2c_2} T^* e^{rT^*} + \frac{1}{r^2} \quad (2.4)$$

Puede observarse que la tasa de interés tiene un efecto ambiguo sobre la inversión dado que un incremento de esta variable puede reducirla o aumentarla. La razón de porqué sucede esto es que un incremento de la tasa de interés tiene dos efectos contrapuestos. De un lado, reduce el valor presente de la producción futura haciendo menos atractivo invertir en los campos en desarrollo. Por otro lado, una mayor tasa de interés hace que los ingresos en el futuro cercano sean más valiosos que los ingresos en periodos muy lejanos, por lo cual es conveniente acelerar la producción ejecutando mayores inversiones en capacidad extractiva.

De la resolución de este modelo se deduce que en el mediano y largo plazo, el desarrollo petrolero puede verse afectado por el precio internacional del crudo si es que éste no llega a cubrir los costos fijos y operativos (primer componente de la ecuación 2.4), lo cual induciría a que se paralicen las obras al menos hasta que los precios se recuperen y permitan una explotación rentable de los recursos⁵¹.

En el corto plazo, las variaciones transitorias de los precios no tendrían efectos sobre las actividades de producción debido a que es posible sostener una capacidad de almacenamiento de crudo apropiada que permita mantener inventarios durante las crisis de precios (Adelman; 1970), o dado que las empresas pueden tomar en cuenta el valor de opción de mantener pérdidas operativas en el presente para aprovechar mejores cotizaciones en el futuro.

⁵¹. Como sostienen Adelman: "an operating oil or gas well will not shut down until the price has fallen so low that it is clearly below current extractive operating cost, which may be a large or only a minor fraction of total production costs (including exploration and development) needed to reproduce the capacity – i.e. the reserve" (1962: 8). Véase el Anexo para consultar la traducción de la cita.





Por otro lado, una cuestión clave es que existe una relación incierta entre los costos de explotación y los beneficios de los proyectos, dado que no se tiene certidumbre sobre el tamaño exacto de reservas y sobre la evolución de los precios internacionales. Esto tiene dos implicancias. En primer término, el costo de explotar un pozo no puede ser adscrito al esfuerzo único de una sola empresa, sino a la combinación del esfuerzo de todas las empresas que operan en la zona. Por ello, el costo de un proyecto exitoso o fallido forma parte de una inversión común que permite a las empresas establecidas o a las entrantes reducir sus costos a medida que explotan de mejor manera la información acumulada sobre la factibilidad de las reservas, tal como ha sido mencionado en la Sección 2.1.3.

En segundo término, mientras que en otras industrias es posible predecir con precisión cómo crece la capacidad productiva en relación a la inversión en activos fijos, en la industria petrolera esto es imposible dado que no existe correlato entre el monto invertido en desarrollo y el tamaño de las reservas explotables (dado que éstas pueden ser despreciables o considerablemente grandes). De aquí se deduce, y quizás sea el factor más importante sobre la economía de la producción petrolera, que el incremento de la capacidad de producción (las reservas) contiene un importante componente aleatorio.

Por ello, hay un marcado contraste entre el crecimiento de la oferta y la demanda. La demanda crece en respuesta al crecimiento poblacional, al incremento del ingreso per-cápita, y a los requerimientos de combustibles de las familias y empresas, la cual tiende a cambiar de manera lenta y con una tendencia estable. En cambio, la oferta doméstica presenta un comportamiento más errático y poco predecible, marcada por una serie de shocks que se producen en el mercado mundial.





Sin embargo, a medida que la industria petrolera crece, mediante la ejecución de mayores inversiones en exploración y explotación, el componente aleatorio en torno a la capacidad productiva tiende a reducirse dado que se atenúa el riesgo de fracaso al incrementarse la información sobre el valor de las reservas disponibles y su factibilidad de explotación rentable.

De esta manera, al reducirse la aleatoriedad de los descubrimientos, disminuyen los déficits y superávits de petróleo, estabilizándose el suministro del mercado. De otra parte, mayores inversiones en exploración y desarrollo permiten estabilizar o incrementar el monto de reservas y evitar que se produzca el fenómeno de la *atrición*, el cual provoca la contracción de las reservas por el agotamiento de los yacimientos (Adelman; 1966).

En resumen, la exploración y desarrollo son la fuente de nuevas reservas petroleras, las cuales estabilizan la producción a través del tiempo. El período dentro del cual la inversión petrolera genera una producción rentable es incierto, aunque a mayor información estadística acumulada sobre las características del yacimiento, la incertidumbre sobre la duración de este período se reduce. Por ello, la relación entre la inversión y el rendimiento de la producción petrolera sólo puede ser definida en términos estadísticos a través del estudio de muchos campos petroleros y a lo largo de los años.

2.2.3. Estructura de Costos en la Producción Petrolera

Con el transcurso del tiempo y bajo ciertas condiciones de conocimiento dadas, la producción petrolera enfrenta costos crecientes debido al agotamiento de las reservas y a la necesidad de utilizar progresivamente métodos de recuperación secundaria o terciaria para mantener la producción.





No obstante, para escalas de producción iniciales, la estructura de costos de la industria presenta tramos de costos decrecientes que determinan la presencia de economías de escala. Si el tamaño de mercado no es lo suficientemente grande, es probable que existan pocas empresas encargadas de la producción, lo cual determinaría que la configuración de la industria sea concentrada.

Otro elemento que puede generar este tipo de estructura es la presencia de costos hundidos en la explotación, que se generan por la realización previa de grandes inversiones en activos altamente específicos para la perforación y extracción del crudo que no son recuperables. Por ello, en la etapa inicial de la producción de crudo los costos marginales de extracción son muy reducidos (algunas veces son casi nulos) y los costos medios tienden a decrecer para un amplio rango de la producción.

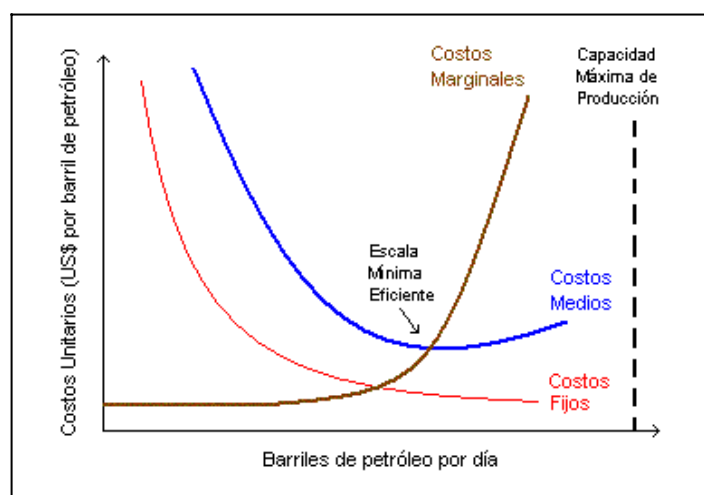
Sin embargo, luego de superada la fase inicial de desarrollo de la producción petrolera en un yacimiento, los costos operativos de extracción tienden a incrementarse para las empresas debido a que les resulta necesario aumentar, en primer lugar, los gastos en recuperación secundaria o terciaria ante la caída en la presión en el reservorio y el agotamiento de las reservas y, en segundo lugar, los gastos en perforación de nuevos pozos para elevar la tasa de extracción con el objeto de mantener constante la producción.

Por estas razones, el costo medio por barril de petróleo extraído tiende a crecer a lo largo del tiempo una vez superada determinada escala de producción (Adelman; 1962). La estructura de costos de un yacimiento típico se muestra en el Gráfico N° 2.3, el cual sólo muestra las formas generales de las funciones de costo fijo, medio y marginal (los valores particulares son diferentes para cada tipo de campo petrolero).



Tal como se ha descrito, un aspecto importante de esta estructura de costos es que a lo largo de la vida productiva de los pozos, y asumiendo que se aplican las mejores prácticas de ingeniería, los costos marginales por barril extraído decrecen para las escalas iniciales de producción. No obstante, a medida que ésta se incrementa, los costos se tornan rápidamente crecientes adoptando la clásica forma de “U”.

Gráfico N° 2.3
Estructura de Costos de la Explotación de un yacimiento petrolero



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

De esta manera, la industria petrolera presenta costos que son crecientes conforme aumenta la producción, lo cual contrasta con la hipótesis que la industria petrolera presenta costos decrecientes a lo largo de toda la escala de producción. De cumplirse dicha hipótesis, la industria presentaría economías de escala a lo largo de todo el rango de oportunidades de producción, hecho que determinaría que la curva de costos medios sea totalmente decreciente. Esta configuración definiría la presencia de un monopolio natural en la producción de petróleo (Adelman; 1962: 11-13).



Al respecto, cabe señalar que una configuración monopólica es técnica y físicamente imposible dado que el petróleo se halla localizado en depósitos subterráneos de tamaño limitado, cuyos costos de recuperación se incrementan a medida que se va alcanzando la capacidad máxima de extracción o se agota el reservorio, por lo cual no es posible alcanzar reducciones de costos con el aumento de la producción.

Por ello, si los costos marginales de extracción superan el precio de mercado, la producción debería detenerse para evitar las pérdidas ocasionadas por la operación de los pozos (Adelman; 1966). En este contexto, la decisión de producir o no más petróleo en un campo no depende del tamaño del reservorio ni del punto de agotamiento de las reservas, sino de la rentabilidad económica del proyecto de explotación, la misma que está en función de la tasa de descuento, los costos de producción por barril y del precio del petróleo a boca de pozo⁵² como se ha descrito en la sección anterior.

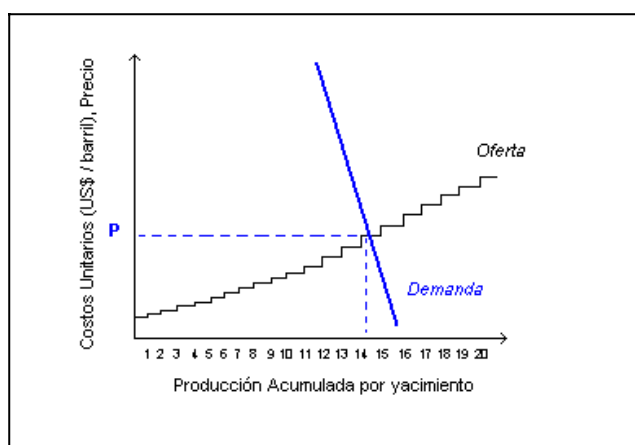
Es posible esbozar la curva de oferta de corto plazo de la industria petrolera si se realiza la suma de las curvas de costos marginales para el total de los campos petrolíferos disponibles (véase el Gráfico N° 2.4). En general, la curva de oferta de la industria presenta una pendiente positiva en respuesta al hecho que conforme la producción se incrementa, se registran costos crecientes debido a

⁵². Este resultado para la industria petrolera contrasta con lo que argumentaba Hotelling (1931) sobre el inconveniente que causa la existencia limitada de recursos naturales (minerales, petróleo, gas, etc.) al provocar que el precio de estos recursos se incremente en función de la tasa de descuento a lo largo del tiempo (conforme se van agotando), bajo el supuesto que la cantidad fija del recurso es explotada entre o dos o más períodos limitados. Como sostiene Adelman: “The total mineral in the earth is an irrelevant non-binding constraint. If expected finding-development costs exceed the expected net revenues, investment dries up, and the industry disappears. Whatever is left in the ground is unknown, probably unknowable, but surely unimportant: a geological fact of no economic interest [...] If ultimate [petroleum] production is determined by future costs and prices, the estimated resource cannot be the starting point for estimating costs and prices [...] [Therefore] the fixed-stock assumption is both wrong and superfluous” (1993: 220). Véase además Pierce (1996) para una presentación de los problemas que surgen en el análisis económico de las actividades extractivas. Véase el Anexo para consultar la traducción de la cita.



que es necesario poner en servicio pozos cuya operación es más costosa. Es decir, a medida que se requiere más petróleo para satisfacer la demanda, se tiende a poner en operación unidades productivas más ineficientes que elevan los costos de producción en la industria⁵³.

Gráfico N° 2.4
Esquema de oferta y demanda petrolera en el corto plazo



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

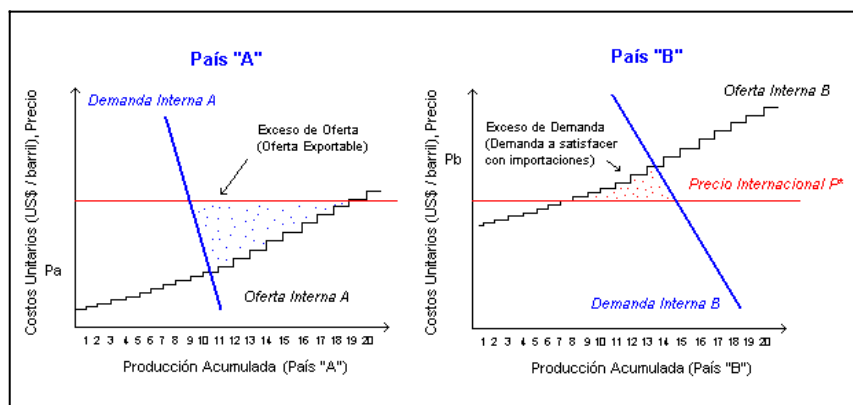
En autarquía, la demanda está compuesta por los requerimientos de las refinerías internas de un país. Debido a que a la fecha no existen sustitutos directos del petróleo que sean económicamente viables como fuente alternativa de generación masiva de energía, es esperable que la demanda sea inelástica al precio por lo cual la curva de demanda presentará una pendiente muy

⁵³. En general, una parte importante del volumen producido es extraído incurriendo en pérdidas, a pesar que en el agregado la industria puede presentar un rendimiento favorable. Esto se debe al hecho mencionado que a escalas mayores de producción entran en servicio pozos con costos de operación mayores. En este contexto, los primeros pozos que entren a producir serán aquellos cuya operación sea la menos costosa, mientras que los últimos serán aquellos con los mayores costos operativos. Para que los pozos más ineficientes entren a producir será necesario que el precio internacional del crudo sea lo suficientemente alto para soportar estos mayores costos y permitan actividades de exploración adicionales. De esta manera, el desarrollo de nuevos pozos también se produce en un contexto de costos crecientes.

pronunciada tal como se observa en el Gráfico N° 2.4 (Adelman; 1970). La apertura de una economía al mercado mundial juega un rol clave en la determinación de los precios del crudo dentro de un país.

En el caso de un país pequeño, éste es un tomador de precios⁵⁴ en el mercado internacional por lo que el precio de equilibrio no será determinado por las condiciones de oferta y demanda sino por el precio internacional, el cual determinará que países son exportadores o importadores netos. Por ejemplo, cómo puede observarse en el Gráfico N° 2.5, la industria petrolera del país "A" posee una capacidad de producción que presenta ventajas de costos respecto al país "B", en el cual se requieren mayores costos fijos iniciales por barril extraído.

Gráfico N° 2.5
Precio Internacional y definición de los países exportadores e importadores



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

⁵⁴. Los precios internos del crudo pueden fijarse en función del precio internacional a través, por ejemplo, de contratos de explotación indexados a la evolución de los marcadores internacionales como el WTI o el Brent.

En condiciones de autarquía, la industria del país “A” requeriría poner en funcionamiento para satisfacer su demanda sólo 10 campos petroleros a un precio “Pa” US\$/barril, mientras que en el país “B”, debido a las ineficiencias presentes en su configuración industrial, tendrían que operar 15 campos petroleros al precio de “Pb” US\$/barril. Debido a que $P_a < P_b$, el costo del petróleo en el país “A” sería más barato respecto al “B”. Sin embargo, cuando las economías se incorporan al mercado mundial, el precio internacional determina que se genere un exceso de producción en el país “A”, el cual puede ser exportado a otros países. Para la industria “A” será rentable operar 4 yacimientos adicionales (19 en total). En cambio, en el país “B”, el precio internacional determina que sea ineficiente operar más de 7 yacimientos.

2.2.4. Costos crecientes y la entrada de nuevos productores

En general, una parte importante del volumen de petróleo producido en un yacimiento es extraído incurriendo en pérdidas, a pesar que en el agregado la industria puede presentar un rendimiento favorable. Esto se debe al hecho antes mencionado de que a mayores escalas de producción entran en servicio pozos con costos de operación mayores (es decir, los primeros pozos que entren a producir serán aquellos cuya operación sea la menos costosa, mientras que los últimos serán aquellos con los mayores costos operativos). Para que los pozos más ineficientes entren a producir será necesario que el precio internacional del crudo sea lo suficientemente alto para soportar los mayores costos y permitir actividades de exploración adicionales.

De esta manera, el desarrollo de nuevos yacimientos se produce en un contexto de costos crecientes, por lo cual las fuentes de petróleo más baratas desplazarán a las más caras. El precio sirve como mecanismo de arbitraje entre los yacimientos más costosos y más baratos de operar. Pero, si por alguna razón el precio no permite discriminar entre yacimientos caros y baratos (como por



ejemplo cuando el Estado establece controles de precios), es posible que en un mismo contexto operen ambos tipos de yacimientos generándose una sobrecapacidad en la producción, así como incentivos para que los productores oferten menos crudo a un precio reducido con el objetivo de obtener mayores utilidades.

Bajo este escenario, la entrada de nuevos operadores en la explotación de nuevos yacimientos está influida por diversos factores. En primer lugar, el nivel de largo plazo del precio internacional afecta la rentabilidad de las inversiones por su impacto directo sobre los flujos de caja de los proyectos de exploración y explotación (cuyo horizonte de desarrollo en promedio se extiende entre 10 y 20 años) al ser una fuente de volatilidad e incertidumbre. En segundo lugar, el progreso tecnológico puede incrementar la eficiencia de los métodos de exploración y de las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, generando ahorros de costos que pueden reducir las barreras de entrada a la industria.

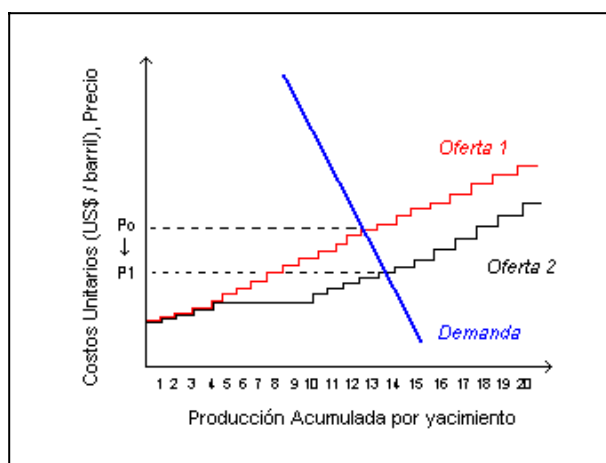
Como puede apreciarse en el Gráfico N° 2.6, la entrada en servicio de nuevos yacimientos que presentan costos de operación menores desplaza a aquellos que generan mayores costos. Por ejemplo, en el gráfico se aprecia cómo la entrada en operación de cinco nuevos yacimientos con similares costos al quinto provoca que la curva de oferta tienda a ser más plana⁵⁵, lo cual hace que la operación del onceavo al quinceavo yacimiento ya no sea rentable en la situación anterior a la entrada de estas empresas (Oferta 1). Así, el efecto de la entrada de nuevas empresas explotadoras provocaría que aumente la

⁵⁵. En el largo plazo, la puesta en operación de nuevos yacimientos puede determinar que la curva de oferta de petróleo sea totalmente elástica al precio, lo que implica que esta curva sea totalmente horizontal. No obstante, el cambio en la estructura de oferta no se produciría sin fricciones puesto que, en primer lugar, las empresas no tienen certeza sobre el hallazgo de nuevos reservorios. En segundo lugar, éstas no tienen certidumbre sobre la rentabilidad de sus inversiones en desarrollo dado que no pueden predecir si es que los esfuerzos de exploración y explotación rendirán grandes ganancias. Esta relativa aleatoriedad en los resultados determina que la respuesta de la industria ante variaciones en los precios sea muy rígida en el corto plazo.



producción, bajen los precios (en una economía cerrada) y se incrementen los beneficios en función del tamaño de mercado.

Gráfico N° 2.6
Efecto del desarrollo de grandes reservas petroleras de bajo costo



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

2.2.5. El problema de la inversión en las etapas de exploración y explotación

Otro problema que puede afectar a la industria petrolera, principalmente en países en vías de desarrollo, es la falta de inversiones en exploración y desarrollo de nuevas reservas en las diversas regiones de un país con potencial petrolero, hecho que estaría asociado a la merma sostenida de la producción de petróleo y con el deterioro de la balanza comercial de hidrocarburos de un país ante la insuficiencia de la industria doméstica para satisfacer una creciente demanda nacional.

La teoría de la inversión como un opción real propuesta por Dixit y Pindyck (1994) se constituye en un marco analítico adecuado para comprender el por



qué las inversiones en el segmento *upstream* tenderían a concentrarse sólo en algunos periodos, no produciéndose de manera sostenida a lo largo del tiempo⁵⁶.

Esta teoría sostiene que una explicación a las limitaciones de los enfoques anteriores que tratan de dar cuenta del comportamiento de la inversión⁵⁷, se halla en la concepción del criterio del valor presente neto (VPN)⁵⁸ de los proyectos de inversión.

Bajo este enfoque se asumía que el inversionista decide invertir en determinado proyecto sí el VPN es positivo. No obstante, si se considera que la inversión comparte características con los activos financieros más comunes como la irreversibilidad de la decisión de invertir (debido a la especificidad de los activos y los costos hundidos asociados), la presencia de riesgo (debido a que existen diferentes probabilidades para la obtención de beneficios futuros), y la posibilidad de diferir la decisión u opción de invertir, entonces es conveniente modificar la regla de decisión del VPN añadiendo el valor que puede obtener la espera a que el riesgo sea despejado parcial o totalmente.

⁵⁶. Doms y Dunne (1993) encontraron evidencia para el caso norteamericano de que la inversión de las empresas tiende a concentrarse en determinados periodos. Este rasgo otorga a esta variable su naturaleza altamente discreta en el corto plazo con una tendencia a concentrarse en ciertos periodos de tiempo, principalmente al comienzo de las operaciones de las empresas o en desplazamientos del ciclo de vida de sus productos. Este hecho estilizado de la inversión ya había sido mencionado por J. M. Keynes en 1936.

⁵⁷. Existen otras teorías que tratan de explicar los determinantes de la inversión como aquellas propuestas por Jorgenson (1963) y Tobin (1969). Sin embargo, en términos empíricos ambos enfoques no han sido satisfactorios para predecir el comportamiento de la inversión. Para mayores detalles véase Gallardo, García y Pérez-Reyes (2004).

⁵⁸. El proceso de decisión de invertir bajo este criterio asume que: a) los beneficios, la tasa de descuento, la vida útil del proyecto y los costos de inversión son conocidos asumiendo certidumbre total; b) el costo de oportunidad del capital es cero por lo que el inversionista compara la tasa interna de retorno respecto de cero; c) el inversionista tiene dos opciones, invierte o no invierte en el proyecto; y d) no existe el problema de la irreversibilidad de los activos físicos por lo que la empresa puede desinstalar y recuperar el capital no depreciado.





De esta manera, esta teoría predice que existe una disyuntiva (*trade-off*) entre las ganancias de empezar una actividad petrolera y las ganancias de obtener mayor información posponiendo la decisión de inversión. Otra predicción es que cuando los aspectos que generan riesgo se resuelven, se producen las decisiones de inversión, hecho que es consistente con el rasgo discontinuo de la inversión en el corto plazo (*lumpy investment*). Estos resultados guardan mayor consistencia con la evidencia empírica, lo cual ha hecho que esta teoría goce de mayor aceptación en los últimos tiempos para explicar el comportamiento de la inversión.

En otras palabras, cuando una decisión de inversión es irreversible y genera pagos inciertos en el futuro, puede ser más conveniente para el inversionista que el riesgo relativo se reduzca en los períodos futuros que ejecutar las inversiones en el período corriente, a pesar de que el VPN puede ser positivo.



La decisión de no invertir hoy debido a un mayor valor esperado del VPN en períodos posteriores hace que la inversión se postergue para el futuro. Sin embargo este hecho no implica un compromiso de inversión en períodos posteriores por lo que se constituye en sólo una “opción” de inversión. De esta manera, la teoría de la inversión como una opción predice la realización y concentración de las inversiones en un período corto de tiempo cuando se produce una importante reducción del riesgo.



En general, las teorías de la inversión no han logrado explicar completamente el comportamiento empírico de esta variable. No obstante, es posible señalar los elementos que probablemente explican el comportamiento de la inversión en el segmento *upstream* de la industria petrolera en base a lo discutido anteriormente. Los elementos más importantes son los siguientes:



- Los problemas de irreversibilidad de la inversión debido a la especificidad de activos y la existencia de costos hundidos provoca que las decisiones de inversión se posterguen o no se realicen.
- Los períodos de mantenimiento de la infraestructura y los equipos de exploración y explotación pueden retrasar el ajuste hacia el nivel de capital deseado retardando las inversiones.
- La presencia de restricciones crediticias por problemas de asimetría informativa (que encarecen el costo de capital) en las economías en desarrollo pueden retrasar o disuadir a las empresas en el sector petrolero de su decisión de inversión.
- Los *shocks* externos a las empresas, asociados a la variabilidad del precio internacional del crudo o a factores políticos de carácter interno, pueden inducirlos a ajustar la vida útil del stock de capital adquirido en el pasado, desplazando decisiones de inversión para el futuro y utilizando máquinas asociadas a tecnologías “obsoletas” pero cuyo valor económico residual no es cero. Esto hace que se revisen y/o posterguen las decisiones de inversión.
- La presencia de un limitado aprendizaje empresarial e inacción asociados a la presencia de asimetrías de información e interacción en las decisiones de inversión hace que estas actúen mediante un mecanismo por medio del cual aquella empresa petrolera que invierte



revela información al resto de firmas en el mercado o a potenciales entrantes⁵⁹.

Finalmente, debe mencionarse que en países en desarrollo con sistemas institucionales débiles los inversionistas en la industria petrolera requieren evaluar el problema del oportunismo político⁶⁰, el cual puede ser explicado por la inconsistencia en el tiempo de las políticas de inversión que promueve el Estado, puesto que los gobiernos pueden encontrar racional fomentar cierto tipo de inversiones que no son óptimas una vez que se han realizado.

La aparición del oportunismo político es relevante cuando la inversión (como en el caso de la industria petrolera) es de carácter altamente específica y hundida, lo cual genera un problema de credibilidad en la inversión (Levy y Spiller; 1995). De esta manera, la evaluación del riesgo político por parte de los inversionistas en economías emergentes es muy sensible a problemas asociados a la resolución de conflictos vía mecanismos administrativos o judiciales, o la promulgación de normas legalmente cuestionables.

Por ello, estos aspectos sugieren que en economías en desarrollo son relevantes los esfuerzos macroeconómicos destinados a reducir la probabilidad de desequilibrios fiscales y/o monetarios, el manejo apropiado de los conflictos sociales, y el uso de mecanismos como los contratos de estabilidad jurídica y los procedimientos de resolución de conflictos vía consejos arbitrales a fin de ganar mayor credibilidad en la promoción de inversiones en el sector petrolero.

⁵⁹. Existen otros problemas en la industria petrolera que afectan las decisiones de inversión como la imperfecta divisibilidad de los activos, la presencia de externalidades negativas como la contaminación ambiental y la presencia de economías de escala en la producción.

⁶⁰. Al ser el petróleo un bien de consumo masivo y al estar la industria que lo produce sujeta a supervisión y fiscalización, ésta se encuentra sujeta al riesgo de politización derivado de conductas oportunistas por parte del gobierno y expuesta a diferentes grupos de interés (oportunismo de terceros).





Parte de los problemas pueden deberse también a la magnitud de la discrecionalidad que tienen los organismos supervisores sectoriales para ejecutar las normas. Si a este factor se le suma un diseño institucional que no proporcione la suficiente autonomía a estos organismos, se pueden generar condiciones para aumentar la percepción del riesgo regulatorio por parte de los inversionistas petroleros.

2.3. La Fase de Transporte

Una vez extraído el petróleo del yacimiento a la boca del pozo, éste es conducido por una línea de flujo de crudo hacia una batería de producción, la cual constituye un conjunto de facilidades donde se reciben, miden, segregan, tratan, acumulan y bombean los fluidos provenientes de un grupo de pozos⁶¹.

En estas instalaciones, el petróleo es separado de sus componentes asociados (como el gas natural - que puede ser reinyectado al yacimiento para elevar la presión -, agua salina etc.) y depositado en una batería de tanques de almacenamiento primario. El petróleo crudo (que es el producto final de la fase *upstream* de la industria) es bombeado posteriormente desde los tanques de almacenamiento hasta una estación de recolección de petróleo donde se recolecta la producción proveniente de varias baterías, para su posterior inyección al ducto de transporte (oleoducto). En el Gráfico N° 2.7 se presenta el diagrama de la producción y transporte de petróleo en un campo típico.

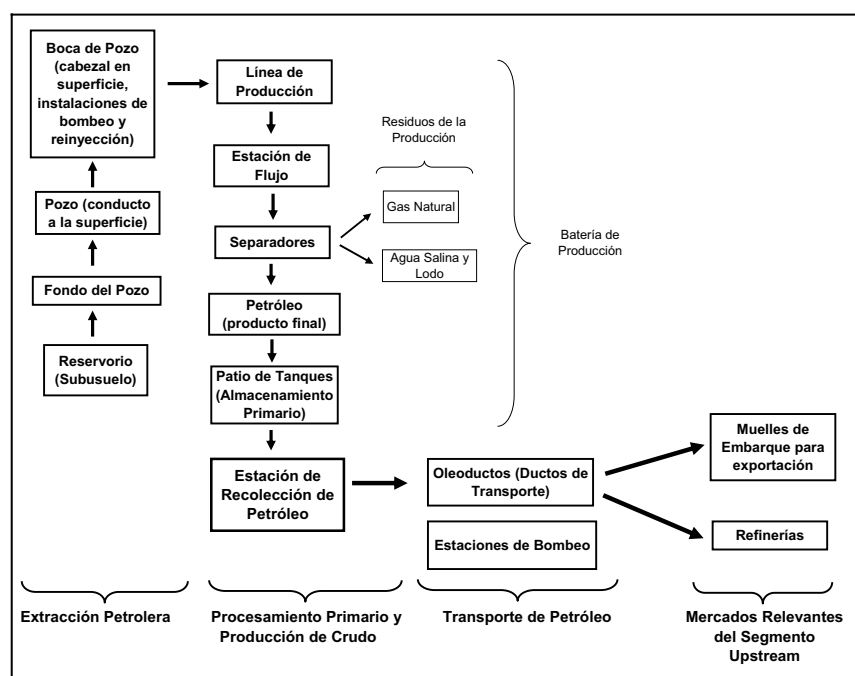
El petróleo dentro del oleoducto es impulsado mediante bombas centrífugas, reciprocantes o turbinas a lo largo de su recorrido, lo cual se realiza en las estaciones de bombeo mediante compresores de alta potencia. Un problema físico que enfrenta el transporte a través de ductos es que la presión a la que es

⁶¹. Sus componentes son: manifold, separadores, tanques, bombas de transferencias, pozas, compresores y generadores.



impulsado el crudo varía de acuerdo a la altitud sobre la cual pasa su recorrido y a la viscosidad del petróleo inyectado. Este hecho puede generar la elevación de los costos de transporte a través de zonas de elevada altitud o de accidentada geografía.

Gráfico N° 2.7
Esquema de la Producción y Transporte del Petróleo



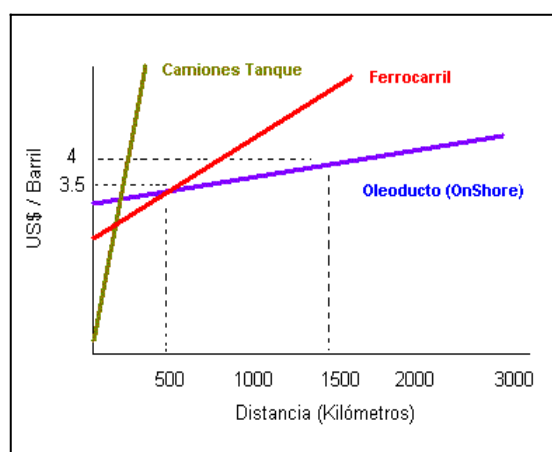
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Finalmente, el petróleo es extraído del oleoducto y derivado, mediante el uso de ductos secundarios, hacia las refinerías domésticas o hacia los terminales marítimos donde éste es dispuesto para su exportación. Descrito el proceso de transporte, a continuación se pasa a analizar sus características técnico - económicas.

2.3.1. Características económicas de la actividad de transporte

La construcción de los ductos de transporte requiere la realización de grandes inversiones de carácter irreversible e irrecuperable debido a que no pueden cambiarse a otros usos o trasladarse de lugar si es que la empresa transportadora abandona la actividad. Estas inversiones específicas en las facilidades de transporte se convierten en costos hundidos, los cuales crean una asimetría esencial entre una empresa que ya está establecida y las que no lo están, dado que dichos costos actúan como barreras a la entrada que impiden el ingreso de nuevos operadores y permite a las empresas ya establecidas disfrutar de cierto poder de mercado. Como puede observarse en el Gráfico N° 2.8, las ventajas en costos de la construcción de un oleoducto respecto a otras tecnologías de transporte son significativas a medida que la escala de petróleo transportado se incrementa por kilómetro de distancia.

Gráfico N° 2.8
Costos de Transporte de Petróleo según tecnologías



Fuente: Hanesson (1998).



Sin embargo, se requiere invertir inicialmente en mayores costos fijos en relación a otros sistemas de transporte alternativos. Esto significa que no resultaría eficiente transportar crudo a cortas distancias mediante ductos debido a que no pueden alcanzarse las economías de escala suficientes siendo preferible el empleo de otras tecnologías como el uso del ferrocarril o camiones tanque.

Dada la estructura de red de estos sistemas de aprovisionamiento de crudo, la coordinación de los flujos de petróleo entre los productores a lo largo de las redes posee una importancia crítica para su uso eficiente. La interconexión de campos petroleros dispersos en el espacio a la red de transporte implica que los beneficios de las inversiones hechas en un punto de la red dependan de forma significativa del flujo bombeado de petróleo al día y de la capacidad de transporte en otros puntos de la red.

Otro rasgo característico en esta fase de la industria es la presencia de economías de escala⁶² asociadas a la construcción⁶³ y al empleo de las redes de transporte de petróleo. Debido a los grandes costos hundidos y los reducidos costos marginales de operación para interconectar a más campos de explotación adicionales, la existencia de economías de escala resulta significativa respecto al tamaño de mercado. Por otra parte, la presencia de economías de densidad⁶⁴,

⁶². Las economías de escala aparecen cuando el costo medio de transportar crudo declinan a medida que la capacidad instalada es utilizada para un rango relevante de producción determinado por la demanda.

⁶³. La duplicación de la infraestructura de transporte por parte de nuevos entrantes resultaría ineficiente por la duplicación de los costos hundidos. En este contexto, la operación de una sola firma monopólica en la industria sería más eficiente.

⁶⁴. Las economías de densidad se presentan cuando el costo fijo o hundido para la construcción de los ductos se reparte entre una mayor cantidad de empresas productoras de petróleo, reduciendo el costo de transporte por empresa conectada. Por este tipo de economías pueden surgir subsidios cruzados desde las empresas que inyectan mayor cantidad de petróleo, hacia las empresas con menor inyección por día.





debido a la concentración de los ductos en la zona donde se encuentran los campos petrolíferos, es también importante en esta fase.

En la medida que para el manejo de ciertos tramos de los ductos existan operadores dominantes, aparecerán problemas de acceso ante la posibilidad de que esta infraestructura (principalmente en el ámbito local) se convierta en una facilidad esencial para transportar el petróleo a los mercados relevantes. En este sentido, el control de los ductos y la dificultad de asignar costos comunes en estas industrias⁶⁵ generan al menos tres problemas:

- La asignación de costos comunes podría provocar la existencia de algún tipo de subsidio cruzado que resulte inconsistente con políticas de desintegración vertical y acceso abierto a otros operadores.
- El acceso abierto a la red de transporte trae a colación el problema de las mezclas de distintos tipos de petróleo (entre pesados y ligeros, dependiendo del tipo de yacimiento). Dada la diferencia en la calidad de petróleo inyectada a boca de ducto en los campos de explotación y la que se deriva fuera del ducto para el abastecimiento de los clientes finales⁶⁶, se hace necesario implementar sistemas de compensaciones entre productores, así como de estandarización de crudos. Por ello, el acceso abierto a estas facilidades esenciales constituye un desafío para

⁶⁵. Véase Vásquez Cordano (2002) para una breve explicación de esta problemática aplicada a las industrias de servicios públicos.

⁶⁶. Un sistema de compensaciones debería estar basado en variables como el grado API, el contenido de azufre del crudo, la distancia a los mercados relevantes, el valor comercial del producto, entre otros.



los productores independientes que desean llevar su petróleo a los mercados relevantes⁶⁷.

- La asignación de estos costos concede una ventaja estratégica a la firma que controla la red de transporte, lo cual puede ser aprovechado por ésta para impedir o disminuir el acceso a aquellas firmas entrantes por medio de la aplicación de diferentes prácticas anticompetitivas.

La presencia de economías de escala (en una industria donde sólo se produce y transporta petróleo crudo) y la existencia de costos hundidos significativos determinan que este segmento tenga características de monopolio natural, lo cual genera diversas disyuntivas. Por un lado, dado un nivel de esfuerzo en la reducción de costos, es eficiente que una misma empresa sea la proveedora del servicio de transporte debido a que los costos de operación son minimizados al aprovecharse las economías de escala. No obstante, la provisión monopólica del servicio de transporte es consistente con la generación de poder de mercado en este segmento, hecho que constituye una fuente para la existencia de ineficiencias en la asignación y un nivel subóptimo de esfuerzo en la reducción de costos y provisión de la calidad en el servicio.

2.3.2. Problemas económicos asociados al transporte de petróleo

El transporte del crudo ha sido un tema que ha provocado controversias desde el inicio del desarrollo de la industria petrolera en el siglo XIX. Montague (1906) señalaba que antes de la existencia de los oleoductos en Estados Unidos, el sistema de transporte de petróleo por vía férrea (la única manera de transportar el crudo) se desarrollaba de manera caótica debido a la

⁶⁷. Sin embargo, las empresas petroleras buscan minimizar este problema estableciendo cláusulas específicas sobre las compensaciones que se deben aplicar en los contratos de transporte. Usualmente, los concesionarios de los oleoductos establecen tarifas o cargos de transporte y controla las calidades de los crudos bombeados antes de su comercialización.



discriminación de precios y los cárteles que conformaban las empresas ferroviarias. Esto generaba que el costo de transporte representara un alto porcentaje del costo total del petróleo que era trasladado directamente al consumidor. Los problemas referentes al transporte por ferrocarril radicaban en el hecho que las empresas dominantes tenían cierto favoritismo en la oferta de servicios hacia ciertas firmas subsidiarias, rechazando a otros compradores.

El inicio de la construcción de ductos durante la primera década del siglo XX introdujo cierta competencia en el segmento de transporte que redujo las tarifas pero trajo el problema del acceso de las empresas explotadoras a las facilidades de transporte. Los ductos en diversas regiones desplazaron al ferrocarril determinando así que éste perdiera su predominio en el mercado. El transporte vía ductos muestra condiciones ampliamente diferentes a las que se presentan por el uso de ferrocarriles. Una de las dificultades que presenta es que el transporte de petróleo por este medio es limitado por la dimensión del ducto.

Por otro lado, el volumen de producción de petróleo es indeterminado, por lo cual si no se llega a utilizar la capacidad máxima del ducto, se puede comprometer la amortización de las inversiones (hundidas) realizadas para su construcción y la obtención de un retorno razonable que compense el riesgo asumido. Las ventajas del uso de los oleoductos sobre los ferrocarriles provienen de la factibilidad del transporte del crudo a gran escala, la extensión de los ductos secundarios hacia los mismos yacimientos, y la ubicación estratégica de las refinerías cerca de los centros de consumo.

Uno de los principales problemas de esta fase de la industria es la ausencia de competencia dentro de este segmento, lo cual se ve reflejado en el control de la infraestructura en un grupo muy reducido de grandes compañías que ejercen hegemonía no sólo por medio del uso casi exclusivo de los ductos para el





transporte del crudo que ellos mismos producen sino también a través de la fijación de tarifas y precios a los productores (extendiéndose el poder de mercado en la fase de transporte a la fase de producción). Este núcleo de grandes compañías obtiene un retorno lucrativo por el capital invertido, perjudicando la actividad de las empresas independientes que quedan al margen del proceso productivo⁶⁸.

El control que tienen las grandes empresas (privadas o estatales dependiendo del país) viene dado en gran parte por su condición de propietario de los ductos y por operar de forma verticalmente integrada dentro de la industria (producción, transporte, refinación, comercialización). Ante la ausencia de competencia en la fase de transporte, las empresas productoras pueden ver restringido su acceso a los ductos para movilizar su producción por medio de la imposición de requisitos discriminatorios para obtener el derecho de uso (por ejemplo, la obligación de inyectar determinada cantidad de barriles por día y contar con facilidades de almacenamiento para garantizar la inyección de esa cantidad).

Por otro lado, la colusión entre estas empresas resulta muy difícil por la complejidad de contar con similares puntos de destino (refinerías o terminales marítimos). En este contexto, a las empresas extractoras no les queda otra opción que vender sus productos en el pozo, a precios que los principales compradores integrados les imponen. Así, estas empresas independientes se encuentran en situación de desventaja y se pueden ver forzadas a aceptar el precio y tarifa que las empresas establecen para el petróleo que producen.

Debe destacarse, para finalizar, que la construcción y operación de los ductos de transporte generan una serie de externalidades negativas sobre el medio

⁶⁸. Prewitt (1942) ya señalaba la presencia de estos problemas en la industria petrolera norteamericana en la década de 1940.





ambiente y el medio social, puesto que la infraestructura instalada altera el entorno ecológico y natural del espacio geográfico donde se localiza, ocasionando problemas de contaminación (ante fugas de petróleo en los ductos), depredación de la naturaleza y alteración del entorno social de las comunidades humanas adyacentes. Similares efectos se derivan de las actividades de perforación y explotación.

2.4. Síntesis

Como se ha podido observar a lo largo de este capítulo, los aspectos técnico-económicos que caracterizan a las actividades comprometidas en el segmento *upstream* son condicionantes del tipo de estructura industrial que la producción petrolera puede adoptar en diferentes países.

En este sentido, la existencia de fallas de mercado (como por ejemplo la carencia de información perfecta sobre la localización de las reservas, la presencia de economías externas en diversas fases de la producción, el riesgo asociado a la volatilidad de los precios externos), la estructura particular de costos asociada a la producción petrolera (que determina la presencia de economías de escala en segmento relevantes de la producción), los problemas asociados al transporte vía ductos, las características institucionales de un país y el grado de intervención estatal pueden definir el grado de concentración industrial, el tamaño de las barreras a la entrada, y las condiciones de competencia en el sector.

Teniendo en cuenta los aspectos que caracterizan la actividad petrolera, en las siguientes secciones se pasa a estudiar cómo es que está organizada la industria petrolera en el Perú en sus diferentes etapas: exploración, explotación y transporte. Luego, se analizarán los principales efectos que las actividades de producción y transporte de petróleo tienen sobre la economía peruana.





3. Organización de las actividades petroleras en el Perú

3.1. Producción Nacional de Petróleo Crudo: Revisión Histórica

Una revisión histórica de la producción nacional del petróleo permite constatar los motivos por los cuales el Perú se perfiló, al inicio del desarrollo de esta actividad en el mundo, como uno de los principales productores en este campo⁶⁹.

Sin embargo, el inicio de la explotación industrial petrolera se dio el 2 de Noviembre de 1863, fecha en que se llevó a cabo la perforación del primer pozo de petróleo en el país⁷⁰ denominado Zorritos 1X, el cual estuvo ubicado en la localidad del mismo nombre en el departamento de Tumbes. Este hecho constituyó también el inicio de la industria petrolera en América Latina, pues anteriormente no se había ejecutado perforación alguna con este fin en la región⁷¹. A partir de este acontecimiento, la evolución de las reservas halladas en territorio peruano comenzó a desarrollarse de manera importante y hasta el año 1980 por lo menos mantuvo una tendencia creciente (véase el Gráfico N° 3.1).

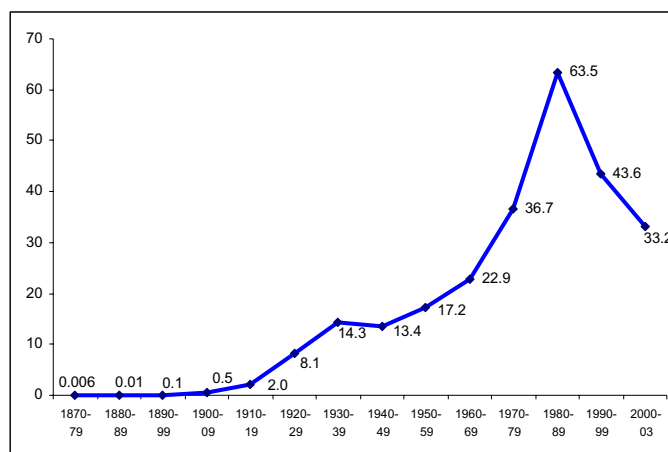
⁶⁹. Según diversos cronistas, la historia petrolera en el Perú se inició desde épocas remotas en las cuales los peruanos recogían la brea (denominada *cope* en lengua nativa) que emanaba de resumideros ubicados en la costa noroeste del Perú para utilizarla como agente calorífico e iluminante. Sus testimonios permiten conocer que las antiguas civilizaciones empleaban estos hidrocarburos en sus ceremonias religiosas. Ya en el siglo XVII durante la Colonia, en la zona de la Brea - Pariñas los pobladores calentaban el petróleo en vasijas de barro con el propósito de utilizar los residuos como impermeabilizante para los barcos españoles.

⁷⁰. Diego de Lama y asociados fue la empresa que ejecutó esta obra, constituyéndose en la primera empresa dedicada a esta actividad en el país. Para el año 1900 la industria nacional de crudo contaba con 18 empresas y 67 pozos perforados, los cuales llegaron a ser 6,211 en el año 1950. La participación de empresas trasnacionales como la London Pacific y la Internacional Petroleum Company fue importante en la etapa inicial de desarrollo de la industria petrolera peruana.

⁷¹. La primera perforación de un pozo petrolífero en el mundo se llevó a cabo en el año 1859 en Pensilvania, Estados Unidos.



Gráfico N° 3.1
Evolución de la Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo en el Perú: 1870-2003* (Millones de barriles MMBIs)



* Promedio por décadas. Fuente: INEI, DGH-MINEM.
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

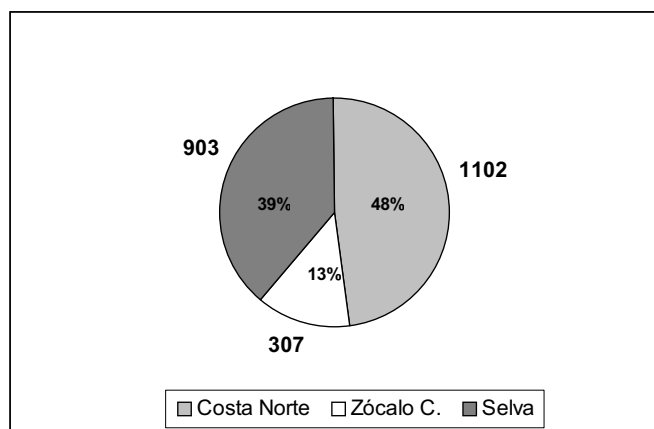
A lo largo de su historia, la industria peruana de crudo ha logrado producir aproximadamente 2,300 millones de barriles de petróleo, de los cuales, el 80% ha sido desarrollado en la zona continental (*onshore*) y el resto en el zócalo continental (*offshore*) (véase el Cuadro N° 3.1 y el Gráfico N° 3.2).

Cuadro N° 3.1
Producción Histórica Acumulada de Petróleo en el Perú, 2003

Zona	Inicio de las actividades	N° de pozos perforados	N° de pozos abandonados	% de pozos abandonados	Producción Acum. (MMBLS)	% de producción histórica
Costa Norte	1863	11,956	8,062	90.14%	1,102	47.66%
Zócalo	1955	1,377	541	6.05%	307	13.28%
Selva	1939	604	309	3.45%	903	39.05%
Sierra	1906	32	32	0.36%	0.3	0.01%
Totales		13,969	8,944	100.00%	2,312	100.00%

Fuente: INEI, MINEM, Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 3.2
Producción acumulada histórica por zonas:
Año de inicio de operaciones - 2003 (MMBIs)



Fuente: DGH-MINEM.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

Dicha producción se ha localizado específicamente en las zonas de la costa norte, el zócalo continental de la provincia de Talara (departamento de Piura), la zona de Zorritos (departamento de Tumbes) y la selva norte (departamento de Loreto)⁷², siendo la primera aquella zona donde se ha concentrado en mayor medida la producción nacional acumulada. Sin embargo, es preciso señalar que a la fecha la Selva constituye la principal zona de producción, concentrando más de la mitad de la producción fiscalizada de petróleo. El desarrollo de las actividades en cada una de estas zonas se inició en distintas épocas. Tal como ha sido mencionado anteriormente, las exploraciones en la región de la Costa Norte fueron las primeras que se desarrollaron en el país, siendo llevadas a cabo a partir del año 1863 en el departamento de Tumbes. Por su parte, las

⁷². Debe señalarse que en el año 1875 se llevó a cabo la perforación del primer pozo en la zona de la Sierra (específicamente en el área de Pirín-Pusi perteneciente a la localidad de Corocoro en el departamento de Puno a orillas del Lago Titicaca, donde se concentraba la producción de esta zona). Dicha actividad comenzó a desarrollarse verdaderamente en el año 1906. Sin embargo, el nivel de producción procedente de esta región a lo largo de la historia de la industria nacional de crudo ha sido poco significativo, representando en el acumulado sólo el 0.01% del total.



actividades exploratorias en el zócalo continental fueron iniciadas en el año 1955 por la compañía Belco Petroleum Corp. con la perforación del Pozo L3X1.

La Amazonía recibió las primeras inversiones exploratorias en el año 1939, cuando la empresa Mobil descubrió el campo de Aguas Caliente en la cuenca del río Ucayali. Posteriormente, en la década de 1970 se iniciaron los primeros estudios exploratorios en la cuenca del Marañón, lo que condujo al descubrimiento de petróleo por parte de PETROPERU el 16 de noviembre de 1970 en el pozo Corrientes X-1 (ubicado en la zona de Trompeteros, a orillas del Río Corrientes). Dieciséis compañías acompañaron a esta empresa en dicho esfuerzo, logrando éxito sólo las empresas PETROPERU y Occidental Petroleum Corp.

Para facilitar el transporte del crudo a los mercados relevantes, a comienzos de la década de 1970 se inició la construcción del Oleoducto Nor Peruano, el cual fue inaugurado el 24 de mayo de 1977. En aquella época esta vía de transporte para el petróleo peruano fue considerada -luego del Oleoducto de Alaska- la obra de ingeniería más compleja de su género en el mundo, en razón a los retos que se tuvo que asumir para su construcción debido a la complejidad de la topografía que la ruta del mismo requería para transportar el crudo desde la selva hacia la costa pasando por la Cordillera de los Andes. Hasta el año 2003 este oleoducto ha transportado aproximadamente 868 millones de barriles⁷³.

3.2. Descripción de la situación de la Industria Nacional de Petróleo: Nivel de Reservas

A partir de la explotación del primer pozo de petróleo en 1863, la industria petrolera peruana comenzó a desarrollarse con mucho éxito. Sin embargo, la

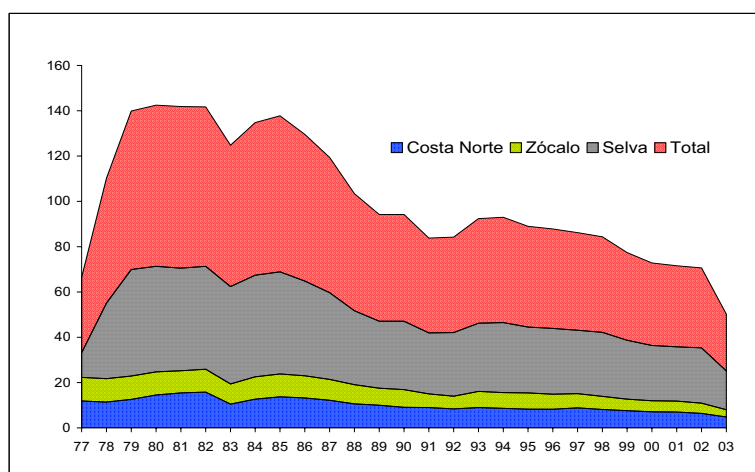
⁷³. Este punto será tratado con mayor detalle en la Sección 3.6.



sostenida producción registrada hasta la década de 1980 se vio afectada por diversos factores, entre ellos: i) el inicio de una etapa de disminución permanente del nivel de reservas, ii) los resultados poco exitosos obtenidos en las exploraciones realizadas, iii) el menor número de inversiones en exploración, y iv) la escasa posibilidad de desarrollar economías de escala por el modo disperso en que se encuentran ubicados los lotes de exploración. Debido a estos factores, el Perú ha experimentado desde fines de la década de 1980 un proceso de agotamiento de sus reservas probadas de petróleo.

En efecto, la producción de petróleo ha decrecido desde aproximadamente 140 MBIs/d (miles de barriles diarios) en 1981, a 91 MBIs/d al cierre del año 2003. En el Gráfico N° 3.3 se observa que esta disminución de la producción se ha registrado tanto en la costa norte y en el zócalo continental, como en la selva.

Gráfico N° 3.3
Evolución de la Producción Anual Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos por zonas: 1977 – 2003 (MMBIs)



Fuente: DGH-MINEM. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

A partir de la década de 1980, el nivel de reservas petroleras en el Perú comenzó a descender. Así, después de haber alcanzado el volumen máximo histórico de reservas en el año 1981 con un promedio de 835 MMBls, se registró un declive que redujo las reservas a 399 MMBls a fines del año 2001 (véase Cuadro N° 3.2).

Cuadro N° 3.2
Reservas probadas de petróleo (en MBLs)

Años	Costa Norte	Zocalo	Selva Norte	Selva Central	Selva Sur	Sierra Sur	Areas no asignadas	Total país
1992	90.995	83.987	186.090	1.492	0.000	0.000	0.000	362.564
1993	58.131	85.008	202.935	1.224	0.000	0.000	11.330	358.628
1994	70.859	77.158	233.276	1.796	0.000	0.000	7.350	390.439
1995	74.207	74.966	215.475	1.441	0.000	0.000	0.000	366.089
1996	76.217	65.287	197.371	1.391	0.000	0.000	0.000	340.266
1997	74.831	65.849	181.305	1.536	0.000	0.000	0.000	323.521
1998	144.454	66.807	143.085	1.399	0.000	0.000	0.000	355.745
1999	131.977	50.253	126.187	1.347	0.000	0.000	0.000	309.764
2000	143.787	51.107	127.267	1.232	0.000	0.000	0.000	323.393
2001	138.864	69.504	190.077	1.115	0.000	0.000	0.000	399.560

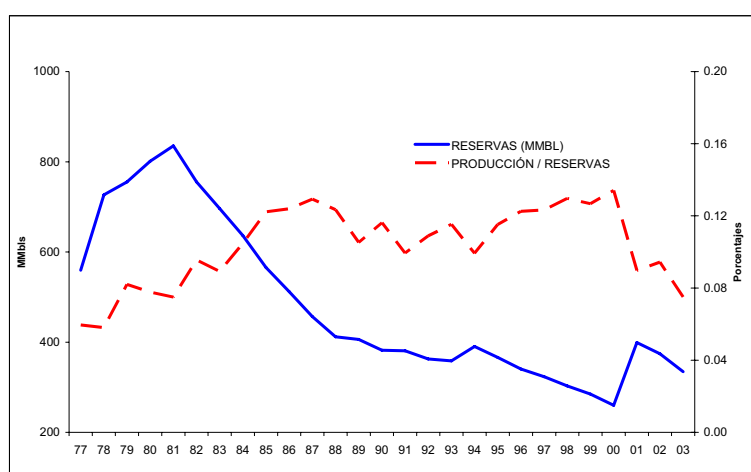
Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2002. Ministerio de Energía y Minas.

En este contexto, la adopción de una estrategia energética, específicamente aquella destinada al sector hidrocarburos, se constituye en una gran necesidad. Según el Anuario Estadístico del Ministerio de Energía y Minas (MINEM; 2003), hacia finales del año 2002 los hidrocarburos representaron el 59.2% del balance de energía primaria del Perú, porcentaje explicado básicamente por el consumo de petróleo, que participa con poco más del 70%. Ello pone en evidencia la fuerte dependencia del país respecto al oportuno abastecimiento de este producto⁷⁴ y a la vez, la importancia de esbozar políticas adecuadas para incrementar las reservas existentes. En el Perú el margen de acción de una política energética por el lado de la oferta es bastante reducido, dadas las

⁷⁴. La producción de petróleo en el Perú genera el 44.1% de la energía primaria producida, el gas natural representa el 15.1%, mientras que el resto de fuentes de energía (bagazo, leña, hidroenergía, energía solar, carbón mineral, entre otros) constituyen el 40.8% (MINEM; 2001).

limitadas reservas (desarrolladas y esperadas) con que cuenta el país. Como se observa en el Gráfico N° 3.4, el nivel de reservas probadas de petróleo en el Perú ha venido decreciendo sostenidamente en las últimas tres décadas.

Gráfico N° 3.4
Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo: 1977 – 2002



Fuente: DGH-MINEM.

A Diciembre del año 2003, el número estimado de reservas probadas fue de 352.5 millones de barriles (MMBL) y, a juzgar de las proyecciones realizadas respecto a la evolución de este indicador en los próximos 10 años, no se estiman cambios importantes en esta tendencia (véase el Cuadro N° 3.3).

El panorama se torna pesimista cuando se observa la tendencia creciente del ratio Producción / Reservas en el país, el cual es un indicador de la velocidad de agotamiento de las reservas de petróleo. Se supone que a medida que transcurren los años el crecimiento de la producción debería ir de la mano de un incremento relativo de las reservas, lo cual implicaría una tendencia a la baja de este ratio. Sin embargo, a lo largo de las últimas tres décadas se ha observado lo contrario en el caso del mercado de crudo nacional. Ello significa que el nivel



de agotamiento de las reservas de crudo en el país se estaría incrementando a tasas crecientes.

Cuadro N° 3.3
Pronóstico de la Producción diaria y Reservas de Petróleo:
2005 – 2012

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pozos a perforar	6	11	11	10	10	10	10	10
Reservas probadas por descubrir (MMBL)	100	100	100	100	100	100	100	100
Acumulado de reservas probadas	100	200	300	400	500	600	700	800
Pronóstico de producción diaria (MBPD)	85.1	103.8	113.5	116.6	127	139.1	150.3	161.4

MMBL: Millones de barriles. MBPD: Miles de barriles.

Fuente: DGH-MINEM. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos.

Por otro lado, las posibilidades de intervención de una política energética nacional destinada a atenuar la fuerte dependencia externa de petróleo por el lado de la demanda son pocas debido a una serie de factores, algunos de carácter estructural. Entre estos factores destacan, en primer lugar, el escaso desarrollo de fuentes energéticas alternativas al petróleo en el interior del país. En segundo lugar, debe destacarse el alto grado de requerimiento de crudo por parte del sector transporte⁷⁵, hecho que difícilmente podría alterarse a corto plazo⁷⁶. En tercer lugar, los instrumentos fiscales de orientación de la demanda como los impuestos a los combustibles fósiles están dirigidos a ser una fuente de recaudación más que a constituirse en un factor de desincentivo al consumo

⁷⁵. De acuerdo al Ministerio de Transportes y Comunicaciones en el año 2003 el parque automotor del Perú estuvo conformado por 1'284,808 unidades aproximadamente. Alrededor del 65% de esta flota utiliza gasolina como combustible, mientras que el 35% restante utiliza Diesel 2, ambos productos derivados del petróleo. El desarrollo de una nueva generación de vehículos eléctricos e híbridos, así como medidas a favor de la entrada de carburantes de sustitución (biocarburantes, gas natural de automoción, hidrógeno) son tareas difíciles a corto plazo debido a las fuertes inversiones de adaptación del parque automotriz a las nuevas tecnologías.

⁷⁶. Con el Proyecto Camisea se pretende promover el reemplazo de los combustibles derivados del crudo por aquellos basados en gas natural, ya sea en la forma de gas licuado de petróleo ó gas natural comprimido. Sin embargo, en base a la evidencia empírica se estima que ello tomaría algunos años en concretarse. Véase García y Vásquez (2004) para mayores detalles.





de estos productos⁷⁷. Por último, la complejidad que representa un cambio en el patrón de consumo de crudo en un país con pocas alternativas de sustitución, escasos recursos, y carente de adecuadas políticas de ahorro energético.

Respecto a este último punto, es preciso señalar que el mercado energético peruano carece de una política energética debidamente orientada, en el sentido que las medidas implementadas para generar ahorros de energía tienden a basarse en actividades dirigidas tan sólo a evitar restricciones en el fluido eléctrico.

El Perú comenzó a desarrollar programas de ahorro de energía desde 1973. Sin embargo, las actividades de estos programas se desarrollaron en intervalos poco frecuentes y no se sostuvieron en el tiempo porque fueron desalentadas por la fuerte subvención que tanto las tarifas eléctricas como los combustibles tuvieron durante las décadas de 1970 y 1980. En efecto, durante estas décadas la intervención estatal y el proteccionismo originaron serias distorsiones en el mercado interno, particularmente en el sector energía, el cual gozaba de altos niveles de subvención⁷⁸. Ello permitía que los consumidores no pagaran el precio real de este insumo.

En 1985 fue creado el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA), entidad que desde esa fecha realiza esfuerzos por promover el

⁷⁷. Dado el descalce fiscal que atraviesa la economía peruana, y las perspectivas de la necesidad futura de estos recursos fiscales, prescindir de esta fuente de recaudación se torna complejo. En este sentido, la promoción del Estado para el desarrollo de fuentes alternativas al petróleo o que permitan la reducción progresiva de su consumo es un objetivo que la política energética peruana debería alcanzar.

⁷⁸. "A comienzos de la década de 1980, la tarifa promedio de energía eléctrica era de 4,43 centavos de dólar/kWh, y el costo medio era de 4,47; en 1989 la tarifa promedio era de 1,88 frente a un costo medio de 5,10 centavos. Algo similar sucedía con la canasta de combustibles, cuyo precio medio era de 12 centavos y sus costos operativos bordeaban los 38 centavos". ("Política Energética de Inversión Extranjera". Exposición del Ministro de Energía y Minas, Fernando Sánchez A., CADE 1990).





uso racional y eficiente de todas las fuentes de energía en el país, y la conservación del ambiente. Posteriormente, a fines de 1994, el Ministerio de Energía y Minas creó el Proyecto para el Ahorro de Energía (PAE) en vista que se carecía de los márgenes de reservas de electricidad suficientes para sostener la reactivación del aparato productivo a comienzos de la década de 1990, el crecimiento del índice de electrificación que se venía produciendo desde 1993 y los pronósticos de temporadas secas para los próximos años que sin duda afectarían al sistema hidroeléctrico⁷⁹.

En conjunto, las medidas comprendidas en los programas y campañas de ahorro energético nacional llevados a cabo hasta el año 2003, reflejan un hecho importante: la estrategia que predomina en el mercado local se basa en la formación de una nueva conciencia y cultura de uso racional de las formas de energía a nivel de todos los sectores que conforman la sociedad peruana.

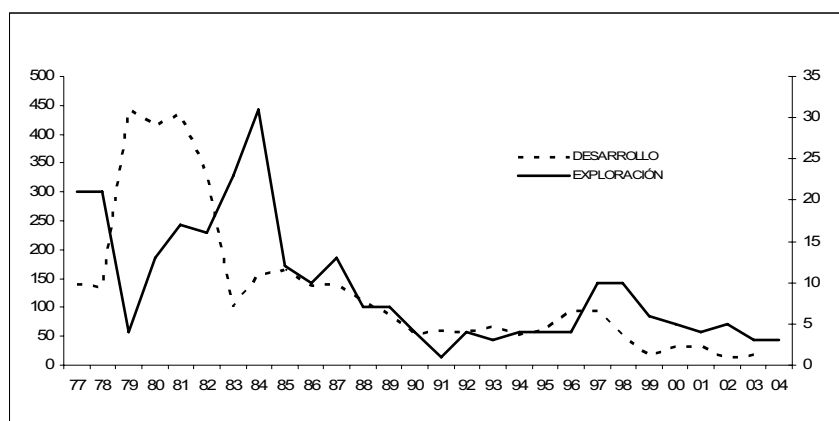
Sin embargo, al parecer el objetivo de dicha estrategia sería principalmente prevenir o evitar cortes de fluido eléctrico y asegurar el oportuno abastecimiento del servicio, mas no promover el desarrollo de nuevas fuentes de energía o desarrollar las ya existentes. El petróleo es una de estas fuentes existentes pero, tal como se puede observar en el Gráfico N° 3.5, la cantidad de pozos desarrollados y explorados es cada vez menor⁸⁰.

⁷⁹. Desde el año 1996 se ha llevado a cabo una campaña de ahorro de energía en la que se ha promovido i) la modificación de los hábitos de consumo, en especial aquel asociado a las "horas punta" con relación a la utilización de la iluminación y otros artefactos electrodomésticos, ii) el hecho de apagar todos los focos innecesariamente encendidos en casa, y iii) la introducción de focos ahorradores en el sector residencial y comercial. El objetivo principal de la campaña ha sido evitar que se produjeran racionamientos en el Sistema Interconectado Nacional (Programa para la Conservación de la Energía del MINEM).

⁸⁰. Debe destacarse que desde hace más de 30 años que no se encuentra un yacimiento petrolero que pase de la etapa de exploración a la de explotación. Los últimos descubrimientos de considerable magnitud se produjeron en el año 1971 en los lotes 8 y 1-AB. Por otro lado, en el caso del desarrollo de los yacimientos maduros de la costa norte, la estrategia de dividir en varios lotes pequeños los yacimientos de Talara ha traído como consecuencia la suscripción de contratos con



Gráfico N° 3.5
Evolución de los pozos explorados: 1977 – 2004



Fuente: DGH-MINEM.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Por el lado del fomento de la oferta, los trabajos exploratorios que se llevan a cabo en el país son pocos y a la vez no existen mayores avances en las técnicas de explotación y desarrollo de esta actividad. Por el lado de la racionalización de su consumo, las medidas tomadas en los programas energéticos han sido escasas por lo que los estudios de factibilidad e implementación de proyectos de energías renovables (solar, geotérmica, eólica, minicentrales hidráulicas y biomasa) son de reducida presencia a nivel local.

3.3. Exploración

Para la exploración de hidrocarburos el Perú cuenta con diversas áreas que se encuentran ubicadas en 18 cuencas sedimentarias con una extensión total de 81

empresas pequeñas cuyo capital es reducido para invertir en nuevas exploraciones o explotar con nuevas tecnologías los yacimientos marginales.



millones de hectáreas⁸¹. Las cuencas sedimentarias más importantes son las de Sechura, Talara, Tumbes, Marañón, Ucayali, Madre de Dios y Huallaga, tal como se muestra en el Gráfico N° 3.5. Sobre estas cuencas se vienen realizando trabajos de exploración y explotación constantes por parte de diversos contratistas.

Las áreas que cuentan con poca información geológica y geofísica y que no cuentan con facilidades logísticas que pudieran definir potenciales áreas de descubrimiento comercial comprenden en algunos casos los bordes de las *cuencas tradicionales* y el resto de las *cuencas no tradicionales*. Estas áreas son usualmente conocidas en la industria petrolera como *áreas de frontera*⁸².

Como se ha mencionado, el poco éxito en la actividad exploratoria ha afectado también al desempeño de la producción petrolera. La información proporcionada por el MINEM (2003) señala que el número promedio anual de pozos de exploración durante la década de 1990 fue de 5, mientras que el promedio anual de pozos en desarrollo en el mismo período fue de 60. Tal como se muestra en el Gráfico N° 3.4, el número de pozos explorados y desarrollados se tornó cada vez menor⁸³ mostrando un franco decrecimiento en los últimos años.

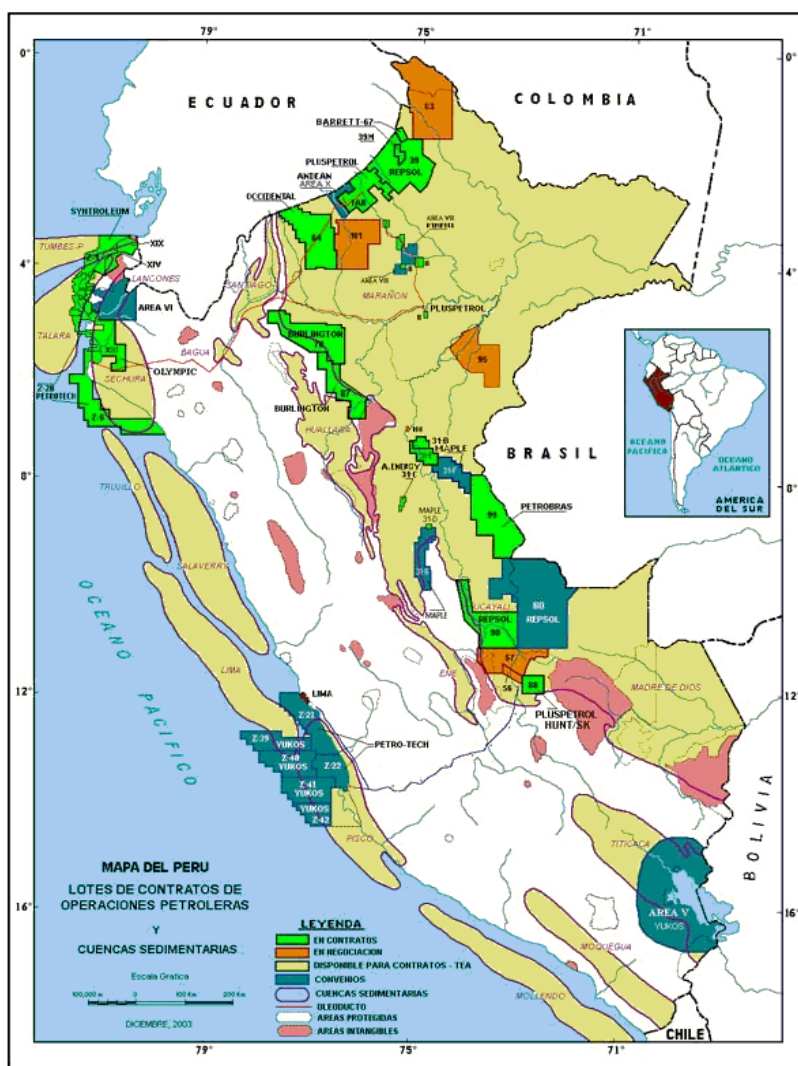
⁸¹. Política de Convenios para la Evaluación Técnica y Otros Convenios. Página Web de Perupetro. <http://www.perupetro.com.pe>.

⁸². Las áreas de frontera no son consideradas como objetivo de exploración si es que no se ha conseguido probar que contengan un sistema petrolífero conformado por: roca generadora, roca sello, roca reservorio, trampa estructural, estratigráfica o combinada, niveles de madurez orgánica suficientes para generar hidrocarburos, sincronía de los anteriores elementos u oportunidad de la trampa para capturar los hidrocarburos generados.

⁸³. La mayoría de dichas exploraciones se ha venido realizando en la selva norte. Sin embargo, se estima que la selva sur, región menos explorada, cuenta con un alto potencial de hidrocarburos de baja densidad. Por su parte, las estimaciones del Plan Referencial de Hidrocarburos (2001) del MINEM proyectan un descubrimiento de 800 millones de barriles de petróleo en el período 2001 – 2010, lo cual permitiría incrementar la producción a 168 mil barriles por día al final de este período.



Gráfico N° 3.6
Lotés de Contratos Petroleros y Cuencas Sedimentarias



Fuente: PERUPETRO.

Así, de los 42 pozos explorados desde 1995 hasta el año 2001 ninguno presentó resultados de significativa relevancia, pese a que ello demandó una inversión de



US\$ 852 millones. En este sentido, el último descubrimiento fue el de Chambira, registrado en el año 1989⁸⁴ en la zona de influencia del Lote 8. Por otro lado, se estima que en la mayor parte de los casos en que se ha encontrado petróleo éste ha sido de alta densidad (o “pesado”). Como se ha descrito anteriormente, la refinación de este tipo de crudo implica el empleo de procesos de procesamiento más sofisticados y de mayores costos.

El riesgo geológico del país puede incrementarse por los escasos logros en el hallazgo de nuevos yacimientos económicamente viables (principalmente en la selva), provocando el deterioro de su atractivo como plaza de exploraciones⁸⁵. Esto podría inducir a que los inversionistas petroleros escojan países vecinos como Ecuador y Colombia, que cuentan con mayores reservas probadas en comparación al Perú, como plazas para realizar actividades de exploración y explotación. Adicionalmente, a los resultados negativos obtenidos en la actividad exploratoria durante los últimos 25 años se suma la escasa inversión que se destina a la misma, hechos que en conjunto han determinado que no se haya tenido un significativo desempeño, configurando de esta manera la tendencia decreciente del nivel de producción nacional.

Sin embargo, existen áreas con potencial petrolero relativamente inexploradas, como la zona sur de la selva, las cuales han concitado la atención de algunas empresas como Repsol y Petrobras. A Marzo del 2004, el número de empresas que participan en la actividad exploratoria de la industria de crudo en el Perú es de 17 mientras que el número de contratos de exploración asciende a 12, todos suscritos bajo la modalidad de Licencia (véase el Cuadro N° 3.4).

⁸⁴. Banco Mundial (1999: 18).

⁸⁵. Además, en el mercado mundial se conoce la tendencia de las grandes empresas petroleras a la inversión en exploración y explotación en zonas donde es factible encontrar reservas comerciales superiores a las 400 millones de barriles de petróleo. Véase la nota 86.



**Cuadro N° 3.4
Relación de Contratos de Exploración Vigentes a Marzo del 2004**

N°	Compañía	Lote	Ubicación	Fecha de Suscripción	Área de Contrato (Ha)	Tipo de Contrato	Inversión estimada (MM US\$)	
							Cumplida	Pendiente Total
1	Occidental Exploradora del Perú, LTD., Suc. Del Perú (50%), Burlington Resources Perú Limited, Suc. Peruana (25%), Repsol Exploración Perú, Suc.del Perú (25%)	64	Selva Norte	07/12/1995 26/10/1999 10/05/2001	953,790.80	Licencia	0.30	44.00 44.30
2	Barrett Resources (Perú) Corporation, Suc. del Perú (100%)	67	Selva Norte	13/12/1995 26/02/1998 24/01/2000 23/04/2001	572,134.04	Licencia	21.6	0 21.6
3	Olympic Perú, INC., Suc. del Perú (100%)	XIII	Nor-Oeste	01/04/2003 30/05/1996	376,200.00	Licencia	7.65	4.55 12.20
4	GMP S.A. (100%)	XIV	Nor-Oeste	12/11/1998 15/11/2002	102,707.11	Licencia	0.7	0.8 1.5
5	Repsol Exploración Peru, Suc.del Perú (76.15%) Burlington Resources Perú Limited, Suc.Peruana (23.85%)	90	Selva Sur	10/09/1998 23/07/1999 22/10/1999 30/04/2001 17/07/2002 05/12/2002	1'125,656.00	Licencia	0.00	55.00 55.00

Continúa...

**Cuadro N° 3.4
Relación de Contratos de Exploración Vigentes a Marzo del 2004**

N°	Compañía	Lote	Ubicación	Fecha de Suscripción	Área de Contrato (Ha)	Tipo de Contrato	Inversión estimada (MM US\$)	
							Cumplida	Pendiente Total
6	Repsol Exploración Perú, Suc. del Perú (100%)	39	Selva Norte	09/09/1999 23/04/2001 23/01/2003 29/05/2003 27/11/2003	420,870.97	Licencia	10.00	14.00 24.00
7	Burlington Resources Peru Limited, Suc. Peruana (70%), Advantage Resources Selva, LLC., Suc. Peruana (30%)	87	Selva Norte	25/02/2000 12/01/2001 23/04/2001 03/12/2002	499,372.03	Licencia	3.00	26.00 29.00
8	Maple Production del Perú, Suc. Peruana (100%)	31-E	Selva Central	06/03/2001 11/02/2003	141,003.36	Licencia	1.50	1.00 2.50
9	BPZ Energy Inc.Suc. Peruana (100%)	XIX	Nor-Oeste	02/10/2001 12/12/2002	1'153,055.42	Licencia	0.00	5.00 5.00
10	Syntroleum Peru Holdings Limited, Suc.del Perú (95%) BPZ Energy INC., Suc.del Perú (5%)	Z-1	Zócalo	30/11/2001 23/01/2003	299,273.11	Licencia	2.50	26.00 28.50
11	Petro-Tech Peruana S.A. (100%)	Z-6	Zócalo	20/03/2002	1'063,528.99	Licencia	0.54	19.00 19.54
12	Burlington Resources Peru Limited, Suc. Peruana (100%)	70	Selva Norte	04/12/2002	898,168.85	Licencia	0.50	32.70 33.20

Fuente: PERUPETRO. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En el caso peruano, las etapas de exploración y explotación requieren de inversiones de largo plazo cuyos contratos contemplan períodos entre 7 y 15 años. Estos períodos sirven para que el contratista ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración/explotación en el área del contrato, recibiendo posteriormente una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos.

En la suscripción de dichos contratos se estima una inversión mínima por el plazo de la licencia, en donde el monto de inversión depende del área contractual asignada a explorar/explotar. En el Perú, los montos comprometidos en los contratos exploratorios fluctúan entre 1.5 y 55 millones de dólares, siendo el más significativo el contrato de licencia del Lote 90 entre el Estado Peruano y el consorcio formado por las empresas Repsol Exploración del Perú y la Burlington Resources Peru Limited.

3.4. Explotación

En el Perú, las labores de explotación se llevan a cabo en la Selva y Costa Norte, así como en el Zócalo Continental. En ambas regiones, la mayor producción proviene de la zona norte. Puede observarse en el Cuadro N° 3.5 la relación de contratistas involucrados con la producción de petróleo, así como los compromisos de inversión pactados.

Como puede notarse, en esta fase participan empresas de diferentes nacionalidades: EE.UU. (Mercantile, Unipetro, Río Bravo, Petrotech, Maple Corp. y Duke Energy), Argentina (Pluspetrol), Brasil (Petrobras), China (China National Petroleum Corporation que participa en la empresa SAPET y en consorcio con Pluspetrol), Corea del Sur (SK Corp., Korea National Oil Corp. y Daewoo International Corporation que participan en consorcio con Pluspetrol), y Perú (Graña y Montero Petrolera, Petrolera Monterrico, y Olímpic).

**Cuadro N° 3.5
Relación de Contratos Vigentes de Explotación a Marzo del 2004**

N°	Compañía	Lote	Ubicación	Fecha de Suscripción	Área de Contrato (Ha)	Tipo de Contrato	Inversión estimada (MM US\$)		
							Cumplida	Pendiente Total	
1	Pluspetrol Norte S.A. (55%) China National Petroleum Corporation (45%)	I-AB	Selva Norte	22/03/1986	497,027.33	Licencia	88.5	15	103.5
				12/12/1991					
				01/06/1996					
				08/05/2000					
				01/06/2001					
06/01/2003									
14/01/2004									
2	G.M.P. S.A. (100%)	I	Nor-Oeste	27/12/1991	6,943.25	Servicios	6.79	1.76	8.55
				11/06/1993					
				31/07/1995					
				13/08/1998					
17/06/2002									
3	Cía. Petrolera Río Bravo S.A. (100%)	IV	Nor-Oeste	04/03/1993	30,721.98	Licencia	5.60	5.00	10.60
				18/08/1995					
				28/06/2001					
				27/11/2003					
4	Mercantile Peru Oil & Gas (100%)	III	Nor-Oeste	05/03/1993	35,793.85	Licencia	24.08	4.72	28.80
				19/12/1995					
				26/11/1997					
				28/06/2001					
5	Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A. (100%)	IX	Nor-Oeste	17/06/1993	1,554.13	Servicios	2.50	0.00	2.50
6	G.M.P. S.A. (100%)	V	Nor-Oeste	08/10/1993	9,026.00	Servicios	2.40	2.00	4.40
7	Sapet Development Peru INC., Suc.del Perú (100%)	VII / VI	Nor-Oeste	22/10/1993	34,501.52	Licencia	51.71	4.50	56.21
				21/02/1996					
				01/05/2000					
				16/06/2003					

Continúa...

Cuadro N° 3.5
Relación de Contratos Vigentes de Explotación a Marzo del 2004

N°	Compañía	Lote	Ubicación	Fecha de Suscripción	Área de Contrato (Ha)	Tipo de Contrato	Inversión estimada (MM US\$)		
							Cumplida	Pendiente Total	
8	Petro -Tech Peruana S.A. (100%)	Z-2B	Zócalo Norte	16/11/93	199,865.22	Operaciones (Especie)	50.00	0.00	50.00
9	The Maple Gas Co. del Perú, Suc. Peruana (100%)	31-B - 31-D	Selva Central	30/03/1994	62,500.00 (B) 8,550.00 (D)	Licencia	3.05	0.00	3.05
10	Aguaytia Energy del Perú SRLtda. (100%)	31-C	Selva Central	30/03/1994 25/07/1996 10/09/1999 20/07/2001	16,630.00	Licencia	130.00	0.00	130.00
11	Petrobras Energía Perú S.A. (100%)	X	Not-Oeste	20/05/1994 17/10/1996 17/12/1996 08/05/2002 16/07/2001	46,952.34	Licencia	30.00	0.00	30.00
12	Pluspetrol Norte S.A. (33%) China National Petroleum Corporation (27%) Korea National Oil Corp. Suc. Peruana (20%) Daewoo International Corporation, Suc. Peruana (11 2/3%) SK Corporation (8 1/3%)	8	Selva Norte	20/05/1994 22/07/1996 18/12/2002 14/05/2003 14/01/2004	182,348.21	Licencia	38.20	0.00	38.20
13	Petrolera Monterrico S.A. (100%)	II	Not-Oeste	05/01/1996 01/10/1997 03/11/1999	7,707.42	Licencia	8.55	0.00	8.55
14	Petrolera Monterrico S.A. (100%)	XV	Not-Oeste	26/05/1998 25/02/2000	9,999.72	Licencia	3.70	0.00	3.70

Fuente: PERUPETRO. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

No obstante, no se aprecia la participación de grandes empresas petroleras transnacionales como Shell, Exxon, Mobil o British Petroleum Co., lo cual podría deberse a la política de inversiones que tienen estas empresas a nivel global y a los niveles mínimos de reservas que requieren explotar para cubrir sus costos operativos y cumplir con sus estándares de calidad⁸⁶. Los resultados exploratorios negativos de los últimos 25 años, el reducido tamaño de las reservas por yacimiento, así como la fragilidad institucional que enfrenta el país son factores que inducirían a estos grandes inversionistas a no participar en la producción petrolera en el Perú, de acuerdo a lo mencionado en la Sección 2.2.5.

Los resultados en términos de producción tampoco han sido alentadores. En primer término, se ha observado una tendencia declinante en la producción de crudo en los principales yacimientos (Lote 8, 1-AB y Z2-B) debido al agotamiento de las reservas, las prácticas operativas de extracción y la falta de inversiones. En el caso de la selva norte, la extracción petrolera en los últimos años se ha caracterizado por generar mayores concentraciones de aguas de producción y una menor fracción de petróleo.

La manera utilizada para extraer el petróleo a boca de pozo en la selva es la de Impulsión por Agua, lo cual determina que aumente la probabilidad de obtener una mayor proporción de este elemento a partir de la extracción. Un problema adicional es el mayor costo que implica la aplicación de esta forma de extracción, ya que una vez obtenido el producto, debe ser tratado en una planta de procesamiento para la separación de sus dos componentes. Estos resultados constituirían una señal del agotamiento de las reservas en los yacimientos

⁸⁶. Según cifras de la *Energy Information Agency*, las empresas petroleras grandes en EE.UU. invierte en la explotación de yacimientos con reservas probadas superiores a los 400 millones de barriles.



implicados, o en su defecto, de los problemas con las técnicas de extracción de crudos.

De otro lado, tradicionalmente en la costa norte la extracción de crudo se ha llevado a cabo bajo la forma de Impulsión por Gas Disuelto mediante el uso de sistemas de bombeo. Sin embargo, en los últimos tiempos los contratistas han utilizado métodos de recuperación secundaria (reinyección de agua, por ejemplo), lo cual en opinión de los expertos no ha generado los resultados esperados, ocasionando en algunos casos muchos problemas debido al desvío del curso de los cuerpos de petróleo de la localización de los pozos por las fallas geológicas de los substratos rocosos, generándose significativas pérdidas en el sector al menguar la producción.

La reducida inversión en nuevas tecnologías de extracción en esta actividad sería otro factor que puede estar contribuyendo a los limitados resultados obtenidos. A Marzo del año 2004, son 15 los Contratos de Explotación suscritos entre empresas de distintas nacionalidades y PERUPETRO (representante del Estado).

Tal como se observa en el Cuadro N° 3.6, hacia el mes de Diciembre del año 2003 la producción de crudo proveniente de esta zona constituyó el 67.9% del total, hecho que denota su clara superioridad dentro de la fase de producción de la actividad petrolera del país. En la costa norte y en el zócalo continental se concentran el resto de la producción (19.3% y 12.8% respectivamente).



Cuadro N° 3.6
Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos: 2002-2003
(Bls/d: Barriles por Día)

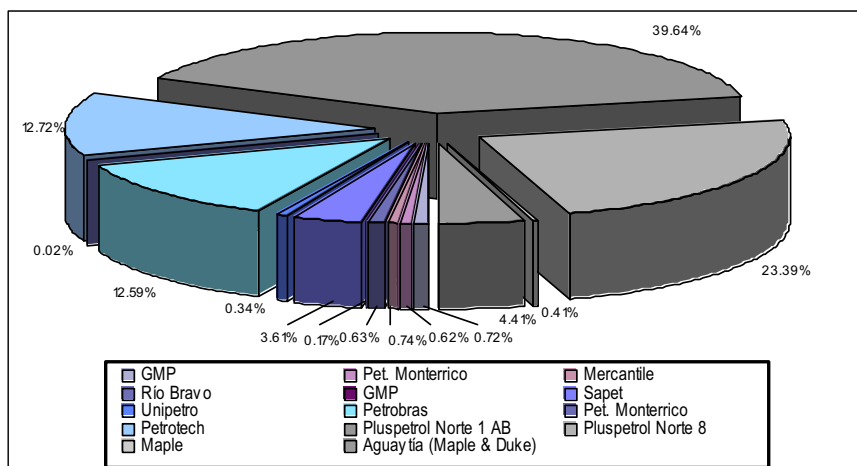
Zona	Lote	Contratista	Lugar de Procedencia	Producción		Bls/d Promedio		% de la Prod. a nivel país		
				2002	2003	2002	2003	2002	2003	
Costa	I	GMP	Perú	229,300	238,697	628.2	654.0	0.65%	0.04%	
	II	Pet. Monterrico	Perú	230,200	206,176	630.7	564.9	0.65%	0.04%	
	III	Mercantile	EE. UU	229,500	246,609	628.8	675.6	0.65%	0.05%	
	IV	Río Bravo	EE. UU	201,500	210,777	552.1	577.5	0.57%	0.04%	
	V	GMP	Perú	57,200	56,000	156.7	153.4	0.16%	0.01%	
	VI / VII	Sapet	China	1,264,400	1,203,047	3,464.1	3,296.0	3.58%	0.22%	
	IX	Unipetro	Perú	115,500	112,796	316.4	309.0	0.33%	0.02%	
	X	Petrobras	Brasil	4,104,600	4,197,870	11,245.5	11,501.0	11.61%	0.77%	
	XV	Pet. Monterrico	Perú	10,300	8,045	28.2	22.0	0.03%	0.00%	
			Sub-Total	6,442,500	6,480,017	17,650.7	17,753.5	18.22%	1.19%	
	Zócalo	Z 2B	Petrotech	EE. UU	4,526,200	4,238,266	12,400.5	11,611.7	12.80%	0.78%
	Selva	1 AB	Pluspetrol Norte 1 AB	Argentina	13,665,800	13,211,827	37,440.5	36,196.8	38.65%	2.42%
		8	Pluspetrol Norte 8	Argentina	9,075,300	7,796,794	24,863.8	21,361.1	25.67%	1.43%
		31 B / D	Maple	EE. UU	152,400	135,752	417.5	371.9	0.43%	0.02%
		31 C	Aguaytía (Maple & Duke)	EE. UU	1,493,400	1,469,981	4,091.5	4,027.3	4.22%	0.27%
		Sub-Total	24,386,900	22,614,354	66,813.4	61,957.1	68.98%	4.15%		
		Total País	35,355,600	33,332,637	96,864.7	91,322.3	100.00%	6.12%		

* La producción de petróleo para el año 2002 y 2003 fue de 92,355 y 86,923 Bls/d respectivamente. La producción de Maple y Aguaytía consiste en líquidos de gas natural (gasolinas naturales, butano y propano principalmente). A la fecha el Proyecto Camisea esta produciendo en promedio aproximadamente 27,000 Bls/d de estos líquidos.

Fuente: Anuarios Estadísticos de Hidrocarburos. DGH- MINEM. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En el Gráfico N° 3.7 se observa que la compañía argentina Pluspetrol destaca por concentrar la mayor parte de la producción. En efecto, esta empresa concentró el 64.3% del total producido durante el año 2002 y el 63.02% del total producido en el año 2003, resultados que se explican por la importante producción derivada de los yacimientos que opera (véase también el Cuadro N° 3.6).

Gráfico N° 3.7
Producción de Petróleo, agregada por Compañías: 2003



Fuente: DGH-MINEM. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En efecto, Pluspetrol posee licencia para la explotación del Lote 8 y el Lote 1-AB (ambos ubicados en la cuenca del Marañón, en la selva peruana) cuyas producciones son en promedio de 25 MBls/d y 37 MBls/d respectivamente. Cabe mencionar que la participación de Pluspetrol se incrementó durante el año 2001, tras reemplazar en la explotación del Lote 1-AB a la empresa norteamericana Occidental Petroleum Company que en dicho año abandonó sus labores de explotación en el país. Asimismo, es importante señalar que en Diciembre del 2003 la empresa petrolera estatal China National Petroleum



Corporation ingresó al mercado petrolífero, asumiendo el 45% del total del accionariado con que participa Pluspetrol en la producción de ambos lotes.

Las compañías que ocupan lugares importantes en la producción nacional de crudo después de Pluspetrol son las estadounidenses Petrotech (compañía que opera en el zócalo continental de la provincia de Talara) y el consorcio brasilero Petrobras. Ambas intervienen con una participación de 13%.

A nivel sudamericano, la ubicación del Perú en el ranking de países productores de petróleo se ha visto afectada a lo largo de las últimas décadas. Así, mientras en el año 1980 el Perú superaba la producción de Brasil, Colombia, Chile y Bolivia, en el año 2000 sólo logró superar a los dos últimos países (ver Cuadro N° 3.7). Se espera que la producción y reservas de petróleo retomen la senda de crecimiento en la medida en que continúe mejorando la percepción de estabilidad política en el país y el Estado continúe con su política de promoción de inversiones en el sector petrolero, hecho que ayudaría a impulsar la actividad exploratoria.

Cuadro N° 3.7
Producción de Petróleo en el Perú y Países Limítrofes
(Miles de m³)

1980		1990		2000	
Ecuador	11,963	Brasil	36,588	Brasil	73,532
Perú	11,343	Colombia	25,504	Colombia	39,837
Brasil	10,562	Ecuador	16,607	Ecuador	23,272
Colombia	7,304	Perú	7,480	Perú	5,564
Chile	1,933	Bolivia	1,214	Bolivia	1,884
Bolivia	1,325	Chile	1,138	Chile	327

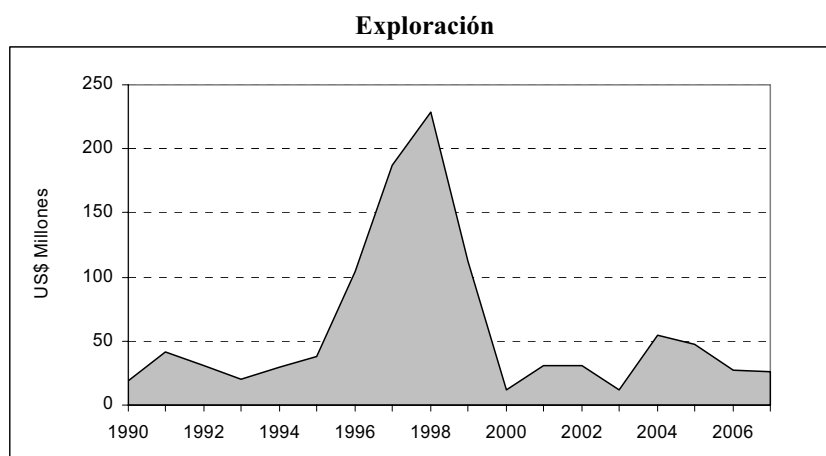
Fuente: Anuario Estadístico de la CEPAL.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.



3.5. Inversiones en Exploración y Explotación en el Perú

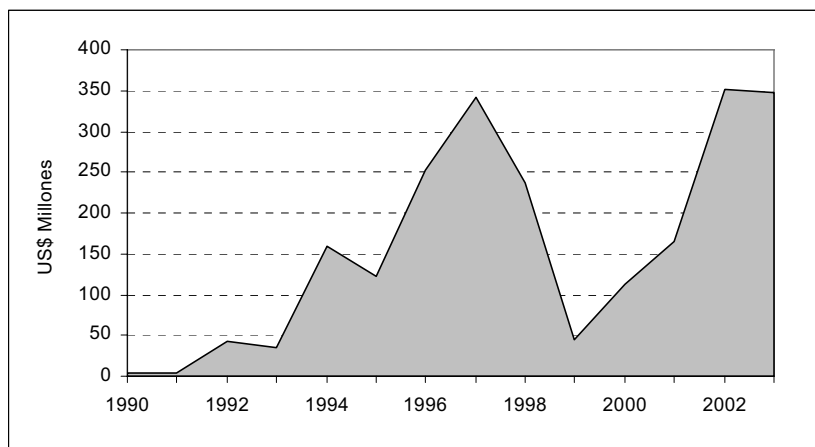
Como se ha mencionado en la Sección 2.2.5, un hecho estilizado observable respecto al comportamiento de las inversiones es su carácter discreto en el corto plazo, concentrándose solamente en algunos períodos de la vida de las empresas. Este hecho particular es observable en los flujos de inversiones dirigidos a la actividad petrolera en el Perú. En el Gráfico N° 3.8 se presenta la evolución de los flujos de inversión tanto en exploración y explotación en el Perú durante los últimos años. En el caso de las actividades de exploración, se observa que durante los primeros años de la década de 1990, las inversiones fueron escasas debido posiblemente a la carencia de un marco promotor y normativo adecuado del sector y a los efectos de la crisis macroeconómica de la década de 1980 (asociada al problema de la deuda externa latinoamericana y la hiperinflación)⁸⁷.

Gráfico N° 3.8
Flujos de Inversiones en Exploración y Explotación
Petrolera en el Perú



⁸⁷. El lector puede consultar el artículo de Díaz-Alejandro, Krugman y Sachs (1984) para discusión extensa sobre esta problemática.

Explotación



Fuente: PROINVERSION, MINEM.

Luego, a partir de 1994 las inversiones en explotación y exploración crecen anualmente hasta el año 1998, fecha a partir de la cual se observa una abrupta reducción. Este comportamiento encuentra sustento en el hecho que en el año 1993 se promulga la Ley Orgánica de Hidrocarburos que establece la determinación de precios en un contexto de libre mercado, y un marco jurídico de promoción de inversiones, en un contexto donde el Estado inicia la privatización del sector que estaba bajo el control de la empresa estatal PETROPERU⁸⁸.

La paralización del proceso de reformas en el sector hidrocarburos, los problemas de credibilidad política, los reclamos sociales y la falta de acuerdo

⁸⁸. La primera fase de las privatizaciones se dio entre los años 1992 a 1994, donde se privatizó la cadena de grifos de PETROPERU, la empresa SOLGAS, los campos de explotación marginales de la costa norte, así como las empresas Transoceánica y PETROMAR. Durante este período se cerraron las plantas de fertilizantes y de negro humo. La segunda fase se produjo entre el año 1995 hasta 1999 en donde se privatizaron los principales lotes de explotación de petróleo (Lote 8, 1AB y X), la refinería de La Pampilla, la planta de lubricantes (PETROLUBE), la empresa EEPSA, así como los terminales marítimos.



con la comunidades nativas de la selva, el incremento de la corrupción durante la década de 1990, y el deterioro de la posición de Latinoamérica como plaza de inversiones luego de las crisis asiática y rusa podrían haber generado la reducción de las inversiones desde 1999⁸⁹.

3.5.1. Factores Institucionales

En el caso peruano, las inversiones en el segmento *upstream* se han visto afectadas por la debilidad de las instituciones que rigen el sector y la ineficiencia del proceso burocrático para la concesión de licencias de exploración y/o explotación. La ejecución de los trámites legales y burocráticos en el país puede demorar varios meses en realizarse, lo cual genera sobrecostos administrativos a los inversionistas. En el peor de los casos, los litigios entre las empresas y el Estado pueden demorar mucho tiempo en resolverse generando mayor incertidumbre para los inversionistas⁹⁰.

El MINEM y PERUPETRO han buscado implementar medidas con el objeto de reducir el riesgo asociado a los factores institucionales. En este sentido, durante la década pasada se han puesto en práctica diversas medidas que han buscado incrementar el número de operadores en esta actividad.

Sin embargo, dadas las condiciones poco competitivas del Perú como plaza de inversiones, se requiere de mayores incentivos que incrementen su atractivo a la vista de potenciales inversionistas. En virtud a esta necesidad, el Estado ha

⁸⁹. Estos resultados son consistentes con la caracterización de Dooms y Dunne (1993) quienes, como se ha mencionado anteriormente, encuentran que la inversión se concentra en algunos períodos y con el enfoque de la inversión como una opción, ya que en ese período se fueron resolviendo una serie de incertidumbres relacionadas a problemas políticos, el tratamiento del capital extranjero, la estabilidad macroeconómica, entre otros.

⁹⁰. De acuerdo a Molliganski y Bielchowsky (2001) el grado de no cumplimiento de las reformas económicas en el sector podría ser una fuente generadora de mayor riesgo para los inversionistas, los cuales posiblemente no invertirán en países con reformas incompletas o con reformas contradictorias en su implementación.





incorporado recientemente al Modelo de Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos de PERUPETRO (que se extiende a los Contratos Vigentes) ciertos beneficios para la exploración de hidrocarburos, entre ellos:

- La flexibilización del Programa Mínimo de Trabajo Exploratorio, el mismo que se puede establecer en Unidades de Trabajo Exploratorio (UTE), mediante el cual el Contratista tiene la libertad de establecer los trabajos propiamente dichos que permitan el cumplimiento del número de UTEs acordadas para cada período.
- Fianzas del orden del 25% del estimado de la inversión por período.
- La ampliación de la fase de exploración, de siete a diez años.
- La incorporación de períodos de re-evaluación luego de la perforación de “pozos exploratorios no exitosos” a fin de estudiar e integrar los resultados de la exploración antes de adquirir compromisos relativos a una nueva etapa exploratoria.
- La exoneración del Impuesto General a las Ventas (17%), del Impuesto a la Promoción Municipal (2%) y de cualquier otro impuesto que afecte a las actividades de exploración petrolera por un período de cinco años (2002 – 2006)⁹¹.

⁹¹. Este beneficio tiene sustento en la Ley N° 27624 (08/01/2002) “Ley que Dispone la Devolución del Impuesto General de a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal para la Exploración de Hidrocarburos” y la Ley N° 27662 (08/02/2002) “Ley que modifica las Leyes N°. 27623 y 27624” mediante las cuales se dispone la devolución del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal en los sectores minería e hidrocarburos respectivamente.





- Descuento del 30% sobre el porcentajes de la regalía a los descubrimientos comerciales que se produzcan dentro de los primeros cuatro años efectivos de exploración (no obstante, luego de aplicado el descuento la regalía no puede ser menor a 13.8%).
- El establecimiento de una política de transferencia de información a costo cero, es decir, la posibilidad de licencia de uso de la información técnica sin costo para el inversionista con el único compromiso de abonar el monto correspondiente por los medios de transferencia, así como por los de transporte y/o envío.
- Convenios de Estabilidad Tributaria para el pago del Impuesto a la Renta⁹².

Los objetivos de estos beneficios son: i) incentivar y promover la contratación, las inversiones y las actividades para la exploración y explotación de hidrocarburos, ii) lograr que descubrimientos menores de petróleo que no sean viables económicamente con la estructura impositiva vigente, puedan serlo con la aplicación del descuento referido, iii) mejorar los niveles de rentabilidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú. El Estado espera que con estas disposiciones se proporcionen mayores incentivos a los inversionistas en la fase de exploración y explotación petrolera en el Perú.

Finalmente, la presencia de grupos de interés vinculados a los inversionistas influye sobre las decisiones del gobierno para favorecer a determinados agentes. En algunos casos, estos grupos se encuentran asociados directamente

⁹². Beneficio sustentado en la Ley N° 27909 (08/01/2003) “Ley Referida a los Alcances del Impuesto a la Renta en los Convenios o Contratos que otorgan Estabilidad Tributaria”. El soporte legal de estas normas es la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 y el D.S N° 032-95-EM, Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.





con el gobierno, ejerciendo presión a fin de inclinar las políticas del sector a favor de sus representados y en desmedro de los intereses de la sociedad.

Este hecho trae como consecuencia que los costos de entrada sean más elevados y que los potenciales inversionistas no asociados a estos grupos se abstengan de invertir frente a la poca claridad de las reglas de juego y frente a un gobierno influenciado por los grupos de presión.

3.5.2. Factores Políticos

Otro factor relevante que influye en las decisiones de inversión en el sector es la inestabilidad política del país. Los problemas políticos (corrupción, polarización de la sociedad, rentismo, revueltas sociales, etc.) afectan la estabilidad de largo plazo de la economía desincentivando las inversiones en el sector.



A pesar de las acciones implementadas durante la década pasada con el fin de promover el incremento de la inversión extranjera y del esfuerzo por mantener un trato equitativo para los inversionistas, la inestabilidad política existente en el Perú en los últimos años puede haber determinado que la confianza de los potenciales inversores petroleros internacionales se haya debilitado.



Evidencia de esta problemática se halla en el hecho que desde la década de 1990 los principales contratos de exploración y explotación que el Estado suscribió fueron con empresas petroleras medianas o pequeñas antes que con empresas grandes de clase mundial (como Mobil, Exxon, Chevron, Shell, etc), las cuales sí se encuentran en la capacidad de realizar exploraciones y proyectos de recuperación de petróleo en yacimientos maduros de manera más agresiva y sostenida.





El proceso de promoción de inversiones en el sector entre 1992 y 1994 sólo logró atraer a inversionistas medianos y pequeños que estaban dispuestos a enfrentar grandes riesgos. Desde esa época el nivel de confianza por parte de las empresas grandes ha sido reducido, en especial tras el retiro del consorcio Shell-Mobil del yacimiento de gas natural de Camisea⁹³.

3.5.3. El Riesgo País

El riesgo país constituye otro factor que puede afectar las decisiones de inversión. Este último componente se encuentra asociado usualmente con la diferencia entre las tasas de interés local y extranjera. Según Arellano (2004), dicho diferencial es explicado básicamente por tres factores: a) riesgo de liquidez del sistema financiero, b) riesgo de *default* (no pago de la deuda), y c) la variación del tipo de cambio (nominal y esperado). El riesgo país afecta la tasa de descuento con la cual se evalúan los proyectos de inversión. La combinación de una adecuada política fiscal y monetaria es un factor que reduce los riesgos mencionados, atenuando la prima por riesgo asignado al país y al sector específico.

En el sector hidrocarburos, las empresas que operan en el segmento *upstream* son penalizadas por la prima de riesgo país en sus operaciones de financiamiento tanto interno como externo. Si se dieran condiciones de inestabilidad económica (quiebre en la cadena de pagos, crisis bancaria, volatilidad cambiaria, manejo inapropiado del déficit fiscal, entre otros), la percepción de riesgo país por parte de los inversionistas se incrementaría, haciendo menos rentable los proyectos de exploración y/o explotación al incrementarse el costo de la deuda y la tasa de descuento.

⁹³. Véase en García y Vásquez (2004) una discusión sobre este particular.



3.5.4. El Factor Geológico

De acuerdo a lo señalado en la Sección 2.1.2, el factor geológico constituye una característica inherente a la producción de hidrocarburos que hace a la actividad altamente riesgosa para los inversionistas debido a la localización aleatoria y dispersa de las reservas, la complejidad de la geografía peruana, entre otros factores explicados anteriormente.

Por ejemplo, en el caso de la selva se tiene que la poca resistencia de los suelos, la densa vegetación y la elevada humedad elevan los costos de exploración respecto a zonas más accesibles como la costa norte. Los impactos ambientales en ecosistemas frágiles o vírgenes derivados de las actividades de exploración y/o explotación (asociados al desbrozado, nivelación de terrenos, la apertura de trochas en zonas abruptas, transporte de los equipos de exploración y perforación, etc) hacen más complicado el panorama para la actividad haciendo más riesgosas las inversiones.

De otro lado, durante los últimos años las actividades de exploración se han visto desestimuladas como consecuencia de los pocos hallazgos producidos. Por ejemplo, en 1990 las reservas probadas ascendieron aproximadamente a 400 millones de barriles mientras que en el año 2003 las reservas fueron calculadas en un poco más de 300 millones. Este resultado negativo estaría generando incentivos adicionales para que las grandes empresas petroleras no inviertan en el Perú debido a su pobre historial de hallazgos y dediquen sus esfuerzos de exploración en otros países donde se presume la existencia de mayores reservas probadas o con menores dificultades geológicas⁹⁴.

⁹⁴. Debe recordarse que la percepción de riesgo geológico puede reducirse mediante estrategias que faciliten la inversión (*joint ventures*, facilidades tributarias, políticas sectoriales de promoción, entre otros).



3.5.5. El Precio Internacional del Petróleo

Finalmente, como ya se ha comentado en la Sección 2.2., el precio internacional del petróleo es un factor importante que determina la rentabilidad de los proyectos de exploración y/o explotación a nivel global. La elevada volatilidad de esta variable observada en años recientes puede ser percibida por los inversionistas como una fuente de riesgo en sus decisiones de inversión en aquellas zonas de producción marginal o áreas periféricas a las grandes zonas productoras⁹⁵.

En base a las proyecciones de la *Energy Information Agency* y la *British Petroleum Company*, las cotizaciones internacionales del crudo tenderán a elevarse de manera errática en el largo plazo debido principalmente a que no se han descubierto nuevos yacimientos de gran tamaño que incrementen la oferta mundial y por el crecimiento acelerado de la demanda mundial.

Otro factor que alteraría los precios internacionales es el hecho que las reservas petroleras con costos de extracción reducidos se vienen agotando más rápidamente, lo cual implica que en el futuro se explotarán reservas en zonas con costos de producción más elevados (cuencas petroleras en mar abierto, yacimientos en áreas selváticas abruptas o en los cascos polares, etc).

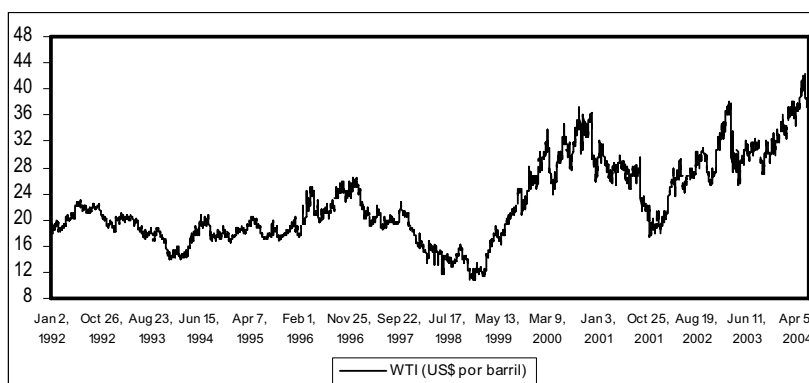
En los últimos años el precio internacional del petróleo ha presentado un comportamiento muy volátil, tal como se muestra en el Gráfico N° 3.9, donde se aprecia la marcada variabilidad de las cotizaciones del crudo WTI que fluctuaron entre los US\$ 25 y US\$ 42 por barril durante el período comprendido entre 1992 y los primeros meses del 2004.

⁹⁵. Como se ha mencionado en la Sección 2.2, la volatilidad de los precios internacionales del crudo puede ser un factor disuasivo para realizar inversiones en el segmento *upstream* debido a que se afecta la rentabilidad de los proyectos de exploración y explotación.



Dicha volatilidad puede haber afectado a la industria petrolera nacional en el sentido que puede haber restringido mayores inversiones en exploración o explotación ocasionando la disminución de la producción, dado que las empresas en un contexto de precios volátiles y elevados preferirían invertir en países con grandes reservas petroleras probables y bajos costos marginales de extracción (como en el caso de Medio Oriente donde los costos operativos por barril ascienden a US\$ 2 frente al caso peruano donde el precio asciende aproximadamente a US\$ 6 y 11).

Gráfico N° 3.9
Evolución del Precio Internacional del Petróleo, WTI: 1992-2004



Fuente: US. EIA.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

3.6. Facilidades de Transporte: Oleoducto Nor-Peruano

La construcción del Oleoducto Nor-Peruano se realizó con la finalidad de transportar el petróleo crudo que se explotaba en la selva norte hacia la costa peruana para su refinación o en su defecto a los puertos de embarque para su posterior venta al exterior.



Antes de su construcción, el crudo se transportaba en barcazas a través de los ríos. Sin embargo, este medio fluvial era muy costoso y sólo se daba abasto para transportar un promedio de 5 MBls/d, cantidad que resultaba insuficiente para satisfacer la demanda diaria interna.

En este contexto, a comienzos de la década de 1979 surgió la necesidad de realizar importaciones (40 MBls/d aproximadamente) para abastecer a las refinerías. Por ello, la construcción del oleoducto fue importante no sólo por su utilidad como medio de transporte (razón por la que posee el carácter de facilidad esencial dentro de la producción de petróleo en el Perú), sino también por el hecho que su construcción posibilitó el autoabastecimiento nacional de combustible con el consiguiente ahorro de divisas para el Perú.

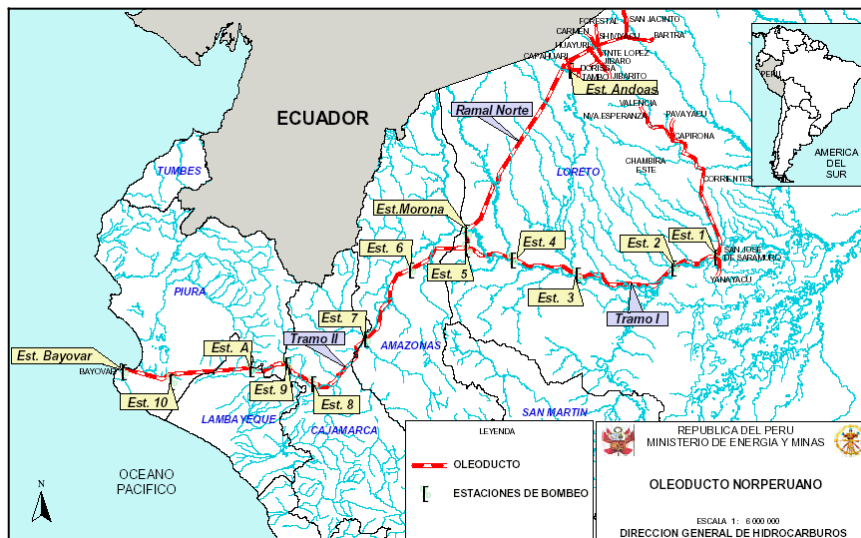
En 1972 se iniciaron los estudios de campo y en 1974 se suscribió el acuerdo para la construcción del oleoducto. La ejecución de esta obra tomó 30 meses y requirió una inversión de US\$ 671 millones, monto que fue financiado por Japón, Alemania, Estados Unidos, Gran Bretaña, la ex-Unión Soviética y Argentina. En 1977 se concluyeron las obras del oleoducto con lo cual se comenzó el transporte del petróleo producido en la selva norte hacia la costa, específicamente a la zona de Bayóvar en el departamento de Piura.

La longitud del Oleoducto Nor-Peruano es de 856 Km. Su trayecto se inicia en el Río Marañón en la localidad de San José de Saramuro (departamento de Loreto) y termina en el puerto de Bayóvar (Piura). Debido al incremento de la producción de petróleo en el Lote 1-AB y a las limitaciones que se tenía para transportarla, en 1976 se adicionó el ramal norte, el cual comenzó a operar en 1978. Este ramal se extiende desde la Estación Andoas hasta la Estación N° 5, alcanzando una longitud de 252 kilómetros (véase el Gráfico N° 3.9).



El Oleoducto consiste en una tubería de 36 y 24 pulgadas⁹⁶ de diámetro que conduce el petróleo crudo hasta el muelle del puerto de Bayóvar, pasando antes por un sistema de medición de caudal a turbina con capacidad para 100 MBIs/d. Este ducto se divide en dos tramos: el Primer Tramo, puede bombear en promedio 70 MBIs/d y puede incrementar su capacidad hasta 200 MBIs/d; el Segundo Tramo cuenta con una capacidad de bombeo promedio 200 MBIs/d, la cual puede llegar hasta 500 MBIs/d. Por su parte, el Ramal Norte (de 252 Km) posee una capacidad de bombeo de hasta 105 MBIs/d.

Gráfico N° 3.9
Mapa del Oleoducto Nor-Peruano



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Una vez que el petróleo llega a los tanques de almacenamiento en Bayovar, la carga del petróleo a los buques tanque se realiza a través de cuatro brazos de carga de accionamiento hidráulico a control remoto que se encuentran en el

⁹⁶ El oleoducto tiene un diámetro de 36 pulgadas a lo largo de 549 kilómetros y 24 pulgadas a través de 307 kilómetros.

muelle⁹⁷. Cada brazo de carga tiene 16 pulgadas de diámetro y posee una capacidad de operación de 25 MBls/hora, llegando a operar 100 MBls/hora como velocidad máxima de carga de petróleo⁹⁸. Operaciones Oleoducto, Unidad de Negocios de PETROPERU S.A. posee a la fecha la administración de la infraestructura de transporte.

Es preciso señalar que, en función al interés del Estado peruano de hacer más rentable la operación del oleoducto, se tienen en agenda proyectos destinados a incrementar la utilización del mismo a través de la conexión de los pozos de petróleo procedentes de la región Oriente de Ecuador para su transporte de su producto hacia el puerto de Bayóvar.

Una vez descritos los componentes relacionados a la industria de petróleo en el segmento *upstream*, es necesario identificar cuáles son los mercados relevantes para el petróleo crudo, con el objeto de delimitar el rango de alcance de las operaciones de la industria a nivel doméstico.

3.7. Mercados Relevantes para la producción de Petróleo

De acuerdo a diversas investigaciones⁹⁹ sobre la industria petrolera, los mercados relevantes¹⁰⁰ para el petróleo producido dentro de la fase *upstream* de la industria de petróleo son dos: las exportaciones al mercado internacional del petróleo y el conjunto de refinerías locales como base de procesamiento del

⁹⁷. El muelle, construido sobre pilotes de acero hincados en el fondo marino, tiene 113 m. de largo desde la orilla y 500 m. entre sus extremos en forma de "T".

⁹⁸. Es necesario señalar que en el Puerto de Bayóvar pueden acoderar buques tanques de hasta 250 mil toneladas (MT) de peso muerto.

⁹⁹. Véase por ejemplo Adelman (1993), Pierce (1996) y Hannesson (1998).

¹⁰⁰. Por mercado relevante se entiende como el conjunto de bienes a los cuales pertenece un producto de una industria y el área geográfica donde se distribuye. Identificar el mercado relevante de un producto es un primer paso para evaluar el poder de mercado que existe en una industria.



producto abastecido dentro de un país. Ambos componentes constituyen las fuentes de demanda de toda la producción de crudo en un país. Un problema con aquellos países deficitarios es que su producción doméstica no satisface su creciente demanda, lo cual hace necesaria la importación de diversos tipos de petróleo. A continuación se presentan los mercados relevantes de la industria petrolera peruana.

3.7.1. Refinación¹⁰¹

Una parte importante de la demanda del petróleo crudo que es producido a nivel nacional es destinada a la actividad de refinación. Dicha actividad permite que este combustible, a través de una serie de procesos mecánicos y químicos, sea transformado en productos de consumo final como el gas licuado de petróleo (GLP), el diesel, las gasolinas y el resto de combustibles. La refinación es una actividad que involucra fuertes inversiones hundidas e importantes economías de escala, lo que puede restringir la inversión en nuevos activos de refinación ante un crecimiento de la demanda.

En el Perú esta actividad se encuentra concentrada principalmente en dos refinerías: Refinería La Pampilla, operada por el consorcio RELAPASA¹⁰² (donde el accionista mayoritario es la empresa Repsol – YPF) y la Refinería de Talara, operada por la empresa estatal PETROPERU. Esta empresa opera también las refinerías de Iquitos (Loreto), Conchán (Lima) y El Milagro (Amazonas). Las dos primeras refinerías mencionadas procesaron alrededor del 85% del combustible refinado en el Perú durante el año 2003. Una tercera empresa, aunque de tamaño menor, es la empresa Maple Corp. quien opera la

¹⁰¹. La explicación de las características económicas de la refinación de combustibles escapa a los objetivos de este documento, pero será un tema a tratarse en un próximo documento.

¹⁰². REFIPESA (Refinadores del Perú S.A.), cuyo nombre comercial es RELAPASA, es un consorcio conformado por: Repsol S.A. de España (46%), YPF S.A. de Argentina (26%), Mobil Oil del Perú S.A. (10%), Graña y Montero S.A. del Perú (5%), Wiese Inversiones Financieras S.A. del Perú (3%) y The Privatisation Fund United de las Islas Gran Cayman (10%) (INDECOPI; 1999).





refinería de Pucallpa (Ucayali) de propiedad de PETROPERU bajo la modalidad de concesión y abastece básicamente a la demanda local de la región. Parte de la producción de refinados, en particular los combustibles residuales, son exportados mientras que el resto de la producción es destinada principalmente al mercado local.

A fines del año 2003 las cargas de refinación ascendieron a 142,980 barriles de petróleo crudo por día en las refinerías del país. Refinería La Pampilla procesó el 49 % de este crudo, Refinería Talara el 39 %, Refinería Iquitos el 6 %, Refinería Conchán el 3 %, y el resto de las refinerías el 1.5 %. De acuerdo al MINEM (2003), el 43.3 % del crudo total procesado fue crudo nacional ONO, Maynas y Loreto. El restante 56.7 % fue crudo importado procedente principalmente de Ecuador, Nigeria, Colombia y Argentina. Volúmenes menores adicionales provinieron (en orden de importancia) de Trinidad y Tobago, Venezuela y México.

Como puede observarse, la actividad de refinación en el caso de la industria peruana de petróleo se halla altamente concentrada. Sin embargo, debido a los diferentes patrones de operación de las refinerías se pueden observar diferencias menos marcadas en la participación de mercado por tipo de combustible.

Por otro lado, se realizan importaciones de algunos combustibles derivados cuya demanda local supera la capacidad de oferta de la industria, entre los cuales destacan el diesel¹⁰³. Asimismo, se realizan exportaciones de combustibles excedentarios (residuales). RELAPASA importa básicamente petróleo crudo para posteriormente refinarlo, mientras que PETROPERU

¹⁰³. Con la entrada en operación del Proyecto Camisea, la importación de GLP ha disminuido dramáticamente dado que se producen en promedio aproximadamente 10,000 barriles de GLP. Véase García y Vásquez (2004) para mayores detalles.



importa petróleo pero también diesel 2 para satisfacer a sus clientes. Contrariamente, PETROPERU importa una gran cantidad de diesel 2 ya procesado (6.7 millones de barriles en el 2002 que representa el 30% de la oferta nacional), para comercializarlo en el mercado local. Debido a este hecho, el análisis sobre el nivel de concentración en el mercado local debe hacerse considerando las importaciones que realizan casi exclusivamente las empresas refinadoras, lo cual modifica su participación respecto al indicador de producción.

3.7.2. Exportaciones e Importaciones al Mercado Mundial

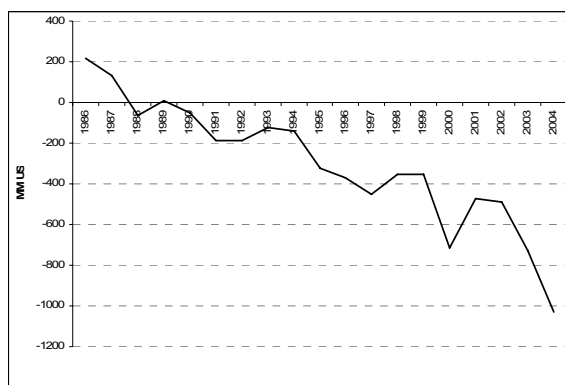
La dependencia de las importaciones que ha caracterizado a la industria petrolera en el Perú en las últimas décadas comenzó a hacerse evidente poco antes del “Primer Shock Petrolero” del año 1973. A partir de mediados de la década de 1980, la producción nacional de crudo comenzó a decrecer de forma sostenida, hecho que se debió al agotamiento de las reservas, la reducción en el número de descubrimientos de nuevos yacimientos y el incremento de los niveles de consumo interno de combustibles derivados como la gasolina y el diesel 2 (principalmente en el sector transporte).

En este contexto, fue necesario incrementar la importación de combustibles y petróleo, lo cual determinó que la balanza comercial del petróleo se vuelva deficitaria¹⁰⁴. Como se puede apreciar en el Gráfico N° 3.10 y el Gráfico N° 3.11, a lo largo de la década pasada, la balanza comercial de hidrocarburos en el Perú ha sido deficitaria. La tendencia de la evolución de las exportaciones e

¹⁰⁴. La comparación de la evolución de las exportaciones / importaciones durante dos decenios distintos (1964-73 y 1986-95), permite apreciar el diferente comportamiento que ambos indicadores fueron mostrando con el transcurso de los años. En este sentido, mientras que en el decenio 1964-73, el volumen anual de exportaciones era en promedio de 1.99 MMBls (millones de barriles) y el de importaciones, de 4.90 MMBls, durante el decenio 1986-1995, el volumen de exportaciones descendió y el de importaciones se incrementó: en el primer caso el monto aproximado era de los 0.11 MMBls y en el segundo caso alrededor de 8.09 MMBls).

importaciones presenta un 'quiebre' o cambio a partir del año 1994.

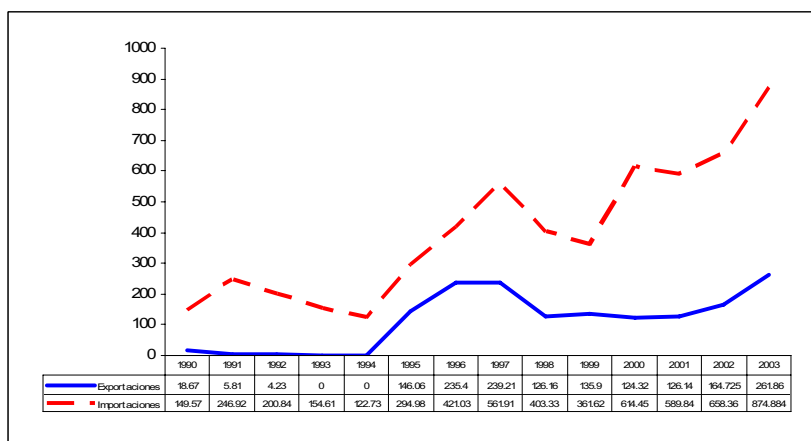
Gráfico N° 3.10
Balanza Comercial de Hidrocarburos



Fuente: DGH – MINEM.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 3.11
Evolución de las Exportaciones – Importaciones del Petróleo en el Perú:
1990 – 2003 (en US\$ Millones)



MMBLS: Millones de Barriles. Fuente: DGH – MINEM.

En los años previos a 1994, las exportaciones de crudo nacional eran poco



significativas, lo cual obedecía a la reducción de las reservas y la falta de inversión del monopolio integrado estatal, en manos de la empresa PETROPERU. La política estatal de ese período, orientada al abastecimiento interno del mercado nacional, determinaba que no se produjeran ventas de crudo al exterior.

Este escenario cambió a partir de las reformas y privatizaciones llevadas a cabo desde inicios de la década pasada en el sector petrolero. Éstas determinaron la reestructuración del mercado energético por lo que, al igual que en el sector eléctrico, se promovió la inversión y modernización del sector¹⁰⁵. En este sentido, el monopolio que estaba anteriormente en manos de la empresa estatal PETROPERU comenzó a ser transferido paulatinamente al sector privado.

Sin embargo, ante la insuficiente oferta de este producto, la ejecución de importaciones se hizo necesaria, generando un déficit comercial cada vez más creciente que aún permanece a la fecha. En efecto, en el año 2004 se estima que el déficit en la balanza comercial del sector hidrocarburos fue US\$ 1028.6 millones¹⁰⁶. Uno de los operadores privados más importantes que ingresó al segmento *downstream* del mercado nacional de hidrocarburos en el año 1996 fue la transnacional española Repsol - YPF (RELAPASA), la cual adquirió la refinería La Pampilla. La política comercial de Repsol se ha orientado principalmente a realizar importaciones de crudo no sólo de tipo liviano (necesario para la producción de derivados ligeros como las gasolinas de alto valor comercial), sino también de tipo pesado.

¹⁰⁵. El tema del proceso de reformas estructurales al interior de la industria nacional de hidrocarburos escapa a los objetivos de este documento. El lector puede revisar Campodónico (1998; 2004) para mayores detalles sobre el particular.

¹⁰⁶. En el Perú se importa petróleo más barato exonerado de impuestos pero con mayor contenido de azufre, lo cual lo hace más contaminante por su grado de acidez. No es rentable para las empresas importar petróleo menos ácido puesto que se encuentra gravado con un arancel de 15%.





Dicha política podría obedecer a razones de eficiencia y ahorro en costos de transporte. La lejanía de su planta refinadora (ubicada en la ciudad de Lima) de la fuente de provisión (la costa norte y la selva) y la existencia de vínculos estrechos con proveedores extranjeros particulares son dos factores importantes que determinan el creciente incremento del nivel de importaciones de crudo que se viene observando en los últimos años.

Bajo este escenario, el incremento de las exportaciones (principalmente de crudo pesado por parte de Pluspetrol Norte) en los últimos años puede haberse producido debido a que la refinería La Pampilla recibe un monto importante de cargas de crudo proveniente de las importaciones que realiza RELAPASA de Ecuador, lo cual genera que parte del crudo producido en la selva no sea absorbido por esta refinería¹⁰⁷. Así, los excedentes de petróleo han venido siendo exportados a países como los Estados Unidos o Chile que demandan crudo pesado para la producción de combustibles residuales (destinado principalmente a la generación térmica), asfaltos, breas, o con el objeto de realizar mezclas con petróleos de tipo liviano.

De acuerdo a ADEX, el petróleo¹⁰⁸ ocupó el octavo lugar en el ranking de los 50 principales productos exportados durante el año 2003. La suma transada ascendió a US\$ FOB 261.8 millones con lo cual este producto logró una participación de 2.15% del total de exportaciones¹⁰⁹. Respecto a los países de

¹⁰⁷. Además de esta situación, Pluspetrol Norte tiene compromisos de venta de petróleo al extranjero a precios posiblemente ya pactados, lo cual ha motivado las exportaciones de crudo al exterior.

¹⁰⁸. El petróleo está comprendido en la clasificación de la Comunidad Andina de Naciones en el rubro de "Aceites Crudos de Petróleo o de Mineral Bituminoso, cuyo número de partida es el 2709000000.

¹⁰⁹. Por otro lado, se debe mencionar que los productos derivados del petróleo, específicamente en los rubros "Fuel Oils", "Gasolinas sin tetraetilo de plomo con un índice de antidetonante inferior ó igual a 84", "Residual 6" y "Carburoreactores", ocuparon los puestos 11, 18, 22 y 25 de dicho ranking.



destino de las exportaciones de crudo, se tiene que las mismas tuvieron como punto de destino a tres países de la región (Estados Unidos, Chile y El Salvador. Véase el Cuadro N° 3.8).

Cuadro N° 3.8
Exportaciones e Importaciones de Aceites Crudos de Petróleo

Exportaciones							
Ord.	País	2002			2003		
		FOB US\$	Barriles	%Part.	FOB US\$	Barriles	%Part.
1	Chile	76,211,981	4,221,445	46.27	158,918,756	7,263,789	60.69
2	Estados Unidos	80,545,859	3,902,851	48.9	95,309,012	3,800,514	36.40
3	Islas Vírgenes				7,632,613	394,536	2.91
4	Argentina				130	1.52464	0.00
5	Venezuela				40	0.08063	0.00
6	Brasil				11	0.08063	0.00
7	El Salvador	7,967,822	422,975	4.84			
Total Exportaciones		164,725,662	8,547,274	100.00	261,860,561	11,458,841	100.00

Importaciones							
Ord.	País	2002			2003		
		CIF US\$	Barriles	%Part.	CIF US\$	Barriles	%Part.
1	Ecuador	329,914,654	14,795,669	50.11	537,559,430	20,434,930	64.54
2	Nigeria	131,934,497	4,853,330	20.04	156,156,803	4,839,694	15.29
3	Colombia	81,026,391	3,144,427	12.31	88,865,687	3,143,248	9.93
4	Venezuela	22,686,328	1,130,371	3.45	43,966,358	1,496,440	4.73
5	Brasil				22,912,929	932,360	2.94
6	Bahamas				12,717,139	398,046	1.26
7	Argentina	92,798,853	3,584,121	14.10	12,705,824	415,920	1.31
8	Estados Unidos				205	0.04398	0.00
Total Importaciones		658,360,723	27,507,917	100.00	874,884,376	31,660,638	100.00

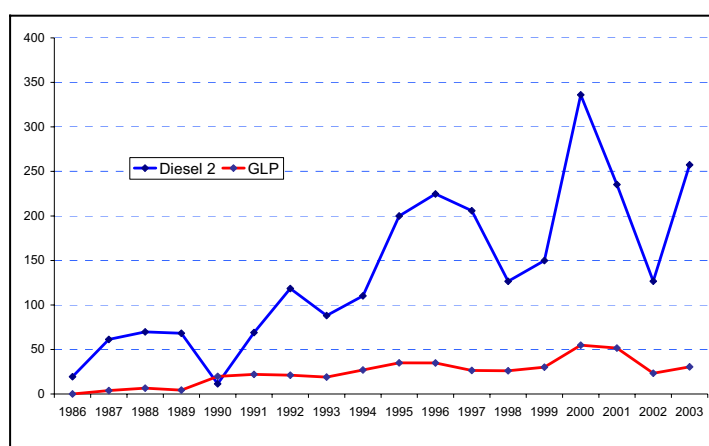
Fuente: ADEX. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Por el lado de las importaciones, en el año 2003 el petróleo crudo ocupó el primer lugar dentro del ranking de los principales 50 productos importados. El valor de compra realizada de este producto en el exterior ascendió a la suma de US\$ CIF 874.8 millones participando con ello de un 9% del total de importaciones ejecutadas. Se debe mencionar que los principales países de origen de dichas importaciones pertenecieron en su mayoría a la región de

Latinoamérica. Adicionalmente, alrededor de la quinta parte de este tipo de transacción provino de un país miembro de la OPEP, Nigeria.

Otros productos derivados del petróleo que se importan en el Perú son el diesel 2 y el gas licuado de petróleo dado que las refinерías domésticas no pueden satisfacer la creciente demanda residencial y comercial que hay en el país (véase el Gráfico N° 3.12). Sin embargo, este escenario ha cambiado con la plena operación del proyecto Camisea debido a que se producen mayores cantidades de GLP derivada de los líquidos de gas natural extraídos (véase García y Vásquez; 2004).

Gráfico N° 3.12
Evolución de las Importaciones de Diesel 2 y GLP: 1990 – 2003*



* Millones de Barriles. Fuente: DGH – MINEM.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

En el caso del diesel 2, PETROPERU es la empresa que realiza mayores importaciones de este producto (aproximadamente 200,000 barriles mensuales). En el caso del GLP, el 46% de la demanda interna era satisfecha con importaciones, siendo las empresas importadoras más relevantes Solgas –



Repsol y Zeta Gas. Estas importaciones se realizaban al nivel de componentes como el butano y el propano realizándose la mezcla en sus propias instalaciones. Las importaciones en el año 2001 tuvieron su origen en Venezuela (38%), Chile (13%), Australia (9%) y Argentina (8%). Con la operación del Proyecto Camisea, las importaciones se han reducido dramáticamente porque el mercado doméstico logra abastecerse con el GLP derivado del fraccionamiento de los líquidos de gas natural.

Luego de haber presentado la situación en la que se encuentran las distintas fases del segmento *upstream* de la industria petrolera en el Perú y sus principales características, se pasa a discutir la relevancia e impacto del sector en la economía peruana.

3.8. Relevancia del sector petrolero en la economía peruana



3.8.1. Evolución del sector en relación al PBI

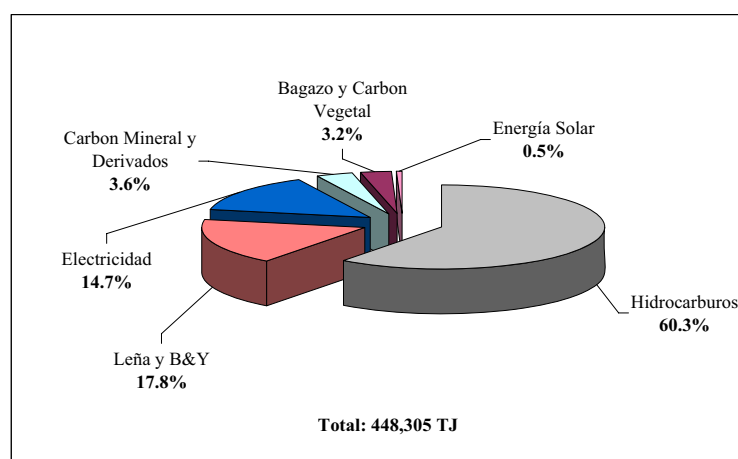


El Sector Hidrocarburos es relevante en el desempeño de la economía peruana, pues constituye la principal fuente de energía del país. Tal como ha sido mencionado anteriormente, los hidrocarburos representaron hacia finales del año 2002, el 59.2% del balance de energía primaria del Perú, porcentaje explicado por el petróleo que participa con poco más del 70%.

De otro lado, este sub-sector posee un 60.3% de participación en el consumo de energía total como se puede apreciar en el Gráfico N° 3.13. Para tener una idea más clara de la relevancia del sector hidrocarburos dentro de la economía peruana se presentarán a continuación de manera breve diversos indicadores generales asociados a la reciente evolución del sector.



Gráfico N° 3.13
Consumo de Energía: Principales Fuentes Energéticas



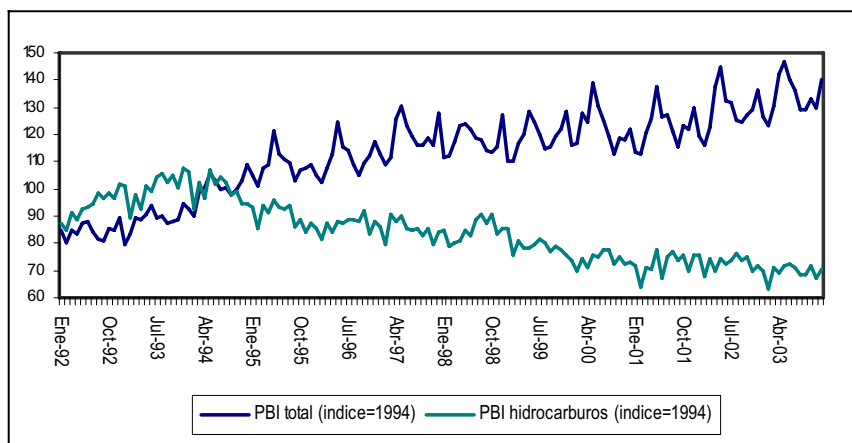
TJ: Terajules. Fuente: Oficina Técnica de Energía: OTERG – MINEM, 2001.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En términos de actividad económica, el PBI del sector de hidrocarburos ha mostrado una tendencia decreciente que se inicia a partir del año 1994 y que se prolonga hasta el 2003. Este comportamiento difiere claramente del mostrado por el PBI total de la economía. De hecho, ambas series empiezan a disociarse a partir de 1994.

Ello tiene su explicación en la reducción de la producción observada en las actividades de extracción de petróleo y gas como correlato de la disminución que las reservas probadas de petróleo vienen experimentando desde la década de 1980 y de la menor inversión en el sector (ver Gráfico N° 3.14 y Cuadro N° 3.9). Sin embargo, con la operación del proyecto Camisea se espera que esta situación sea revertida en el mediano plazo.



Gráfico N° 3.14
Evolución del PBI total y del sector de Hidrocarburos 1992-2003
(1994=100):



Fuente: Página Web del Banco Central de Reserva del Perú: www.bcrp.gob.pe.



Cuadro N° 3.9
Producto Bruto Interno Sector Hidrocarburos: 1994 – 2003
(Millones de Nuevos Soles*)



	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Extracción de Petróleo y Refinación de Petróleo	825	746	717	703	701	652	609	597	600
PBI TOTAL Economía	98,577	107,039	109,709	117,214	116,453	117,507	120,825	121,132	127,007

* Valores a precios constantes de 1994. Fuente: Compendio Estadístico 2003. INEI.
 Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

3.8.2. Sector Externo

Como se ha mencionado en la Sección 3.7.2, se observa que el sector hidrocarburos afecta negativamente a la Balanza Comercial. A lo largo de la década de 1990, el déficit del sector ha representado porcentajes fuertemente variables del déficit comercial total. Por ejemplo, en 1994 representó tan sólo el 13% (el mínimo de la década de 1990), mientras que en el año 1991 había



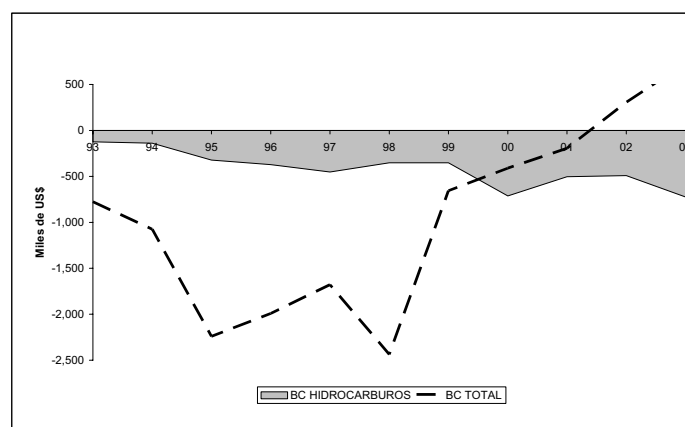
alcanzado su máxima participación representando el 91% del déficit comercial total. Cabe señalar que tanto la balanza comercial total como la de hidrocarburos han sido negativas durante toda la década, a excepción del año 1990 cuando la primera tuvo un superávit de US\$ 399,000. En la Cuadro N° 3.10 y en el Gráfico N° 3.15 se muestra que en la década pasada la brecha externa del sector hidrocarburos se fue acrecentando hasta alcanzar en el año 2003 los US\$ 723 millones.

Cuadro N° 3.10
Comercio Exterior de Hidrocarburos
(en US\$ millones)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Exportación	267	348	381	251	239	380	402	471	663
Importación	590	720	833	603	591	1 093	906	963	1 386
Saldo	- 323	- 372	- 452	- 352	- 352	- 713	- 504	- 492	- 723

Fuente: Compendio Estadístico INEI – 2003.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 3.15
Balanza Comercial Total vs. Balanza Comercial Hidrocarburos: 1990-2002



Fuente: DGH-MINEM.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG



El Perú es un país deficitario de petróleo crudo. Para cubrir dicho déficit de abastecimiento interno, las refinerías importan crudo, fundamentalmente de países como Ecuador, Venezuela, Colombia y Nigeria. Como se ha señalado anteriormente, estas importaciones han representado alrededor del 43% del total del crudo procesado en las refinerías durante el período 1999-2002, explicando de este modo el deterioro experimentado por la brecha externa de hidrocarburos durante esos años.

3.8.3. Recaudación Fiscal

Finalmente, cabe señalar que este sector tiene un impacto considerable en la recaudación fiscal. Por ejemplo, para el año 2000 entre impuestos directos e indirectos el sector aportó el 13% de los ingresos corrientes del Gobierno Central, porcentaje equivalente a US\$ 1106 millones¹¹⁰.

De este monto, el rubro que ostenta la mayor participación es el Impuesto Selectivo al Consumo con un total de US\$ 606 millones (véase el Cuadro N° 3.11). Por su parte, las actividades vinculadas al sector *upstream* de la industria de hidrocarburos aportan al fisco un monto total de US\$ 163 millones, el cual representa aproximadamente el 20% del aporte total del sector.

Además de los impuestos directos e indirectos, el Tesoro Público percibe ingresos por concepto de regalías aplicadas a las actividades de explotación petrolera. La empresa estatal PERUPETRO (que entre sus funciones se encarga de distribuir las regalías y otros conceptos en los agentes receptores dispuestos por las normas legales pertinentes)¹¹¹ se encarga de realizar las transferencias de los saldos de las regalías al Tesoro. Por ejemplo, según cifras del año 2000,

¹¹⁰. COMEX, Negocios Internacionales. Setiembre 2001.

¹¹¹. Más adelante se vuelve a este punto, específicamente en la sección que discute la distribución de la renta petrolera en el Perú.



el fisco recaudó un monto de aproximadamente de US\$ 265 millones por este concepto.

Cuadro N° 3.11
Recaudación de impuestos relacionados al sector de
hidrocarburos*(Millones de US\$)

Concepto	Monto
Impuesto General a las Ventas	
Hidrocarburos	141.1
Refinación de petróleo	53.9
Impuesto a la Renta - 3ra categoría	
Hidrocarburos	22.6
Refinación de petróleo	17.7
Impuesto Selectivo al Consumo	
Combustibles (interno)	441.0
Combustibles (importación)	165.0
Otro Ingresos	
Regalías Petroleras	265.6
Total	1106.9

Fuente: COMEX. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.
 * Corresponde al año fiscal 2000.

En síntesis, el segmento *upstream* de la industria petrolera tiene una influencia importante en la economía peruana como fuente generadora de energía que da soporte a la actividad económica, así como de ingresos fiscales para el Estado derivados de la renta económica que genera la explotación del petróleo. Debido a este último punto, en la siguiente sección se pasa a discutir el papel del sector en la generación de rentas económicas y el rol del Estado en su administración.

4. Tributación y Renta Petrolera

La producción de petróleo típicamente genera una renta, es decir, beneficios extraordinarios por encima de los gastos necesarios para cubrir los costos de producción. Por ejemplo, durante los últimos meses del año 2004 el precio del crudo en el mercado internacional ha bordeado los US\$ 45, mientras que los costos de extracción por barril ascendieron a US\$ 10 y a US\$ 2 en la Cuenca del Mar del Norte y en Medio Oriente respectivamente. Estas diferencias permiten observar que la renta petrolera bruta es considerable.

Un factor que puede explicar el por qué de este fenómeno es el hecho que un monto importante de estos beneficios son utilizados por las compañías petroleras para cubrir los altos costos en los que incurren para ejecutar y amortizar proyectos de exploración en diversas partes del mundo, debido al alto riesgo asumido en esta fase (lo que se traduce en una elevada probabilidad de fracaso en el hallazgo de nuevos yacimientos) y el fuerte componente hundido de las inversiones.

Los gobiernos en los países productores de petróleo usualmente tratan de obtener una participación importante en el usufructo de la renta petrolera a través de la aplicación de impuestos especiales o regalías. Existen diversas razones legales y prácticas para el cobro de estos tributos. En primer lugar, al localizarse los yacimientos petrolíferos debajo de terrenos que son de propiedad pública, el Estado legalmente tiene la potestad de aprovechar el beneficio producto de la explotación de los recursos naturales en nombre de sus ciudadanos. El pago de impuestos y regalías puede ser visto como una compensación que los explotadores de una reserva petrolera pagan al Estado por el usufructo de recursos de propiedad pública. En segundo lugar, una razón práctica del cobro de regalías u otro tipo de tributos sobre la renta petrolera es

la necesidad estatal de recursos frescos para financiar el gasto público o el déficit fiscal (Hansson; 1998).

4.1. Tipos de tributos aplicados sobre la Renta Petrolera

Históricamente se han aplicado en el mundo tres tipos de impuestos a la extracción petrolera: tasas por las licencias de exploración y explotación, regalías e impuesto a la renta. Se pasa a explicar cada uno de estos instrumentos a continuación.

4.1.1. Pagos por Licencias

Existe un primer tipo de contratos de licencia donde se establece la obligación que las empresas beneficiarias efectúen un pago fijo al Estado por el uso del área geográfica donde se realizarán las actividades exploratorias. Generalmente en la licitación, los postores de la licencia establecen el pago de una cantidad determinada de dinero por unidad de superficie (hectáreas, acres, etc), lo cual determina el criterio de selección en la subasta, además de una renta anual fija hasta que se pasa a la etapa de explotación (de resultar exitosos los estudios exploratorios), fase en donde se establecen otro tipo de impuestos (regalías e impuesto a la renta)¹¹².

Otras formas de contratos establecen que las compañías petroleras tienen la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área concesionada, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para su desarrollo. Una vez iniciada la producción, los operadores

¹¹². En el Perú, el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos se transfieren a las empresas que se adjudican las concesiones al celebrarse los contratos de licencia. (Art 8° y 10° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, N° 26221).

tienen todo el derecho a la producción pagando regalías al Estado en función de la producción fiscalizada.

4.1.2. Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta (IR) se aplica sobre la utilidad contable antes de impuestos (deducida de la depreciación) de las empresas petroleras. Debido al concepto por el que se aplica, este gravamen puede afectar directamente la rentabilidad de los proyectos petroleros ocasionando que algunos de ellos, dependiendo de la tasa impositiva, no sean lucrativos por los altos costos de inversión inicial involucrados en las actividades de exploración y explotación.

Para ilustrar este hecho, considérese el caso de un proyecto petrolero que requiere una inversión de K , que genera beneficios esperados netos de los costos operativos B_t , que está sujeto a una tasa de descuento de r y que enfrenta una tasa impositiva “ q ” en un plazo de ejecución de T años. El valor actual neto de los flujos de caja generados por el proyecto descontado el impuesto se puede expresar como sigue:

$$VAN = -K + \frac{\sum_{t=1}^T \left[B_t - q \left(B_t - \frac{K}{T} \right) \right]}{(1+r)^t}$$

donde K/T es el monto de amortización del capital anual obtenido por el método de la línea recta. Supóngase que el proyecto tienen un VAN nulo para una tasa q^* por lo que:

$$-K + \sum_{t=1}^T \frac{B_t}{(1+r)^t} = -q^* \left[\sum_{t=1}^T \frac{B_t}{(1+r)^t} - \frac{K}{T} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} \right]$$

De esta manera si se modificara la tasa q^* a q' donde a $q' > q^*$ el proyecto dejaría de ser rentable a pesar que puede generar beneficios antes de impuestos debido a que el VAN del flujo de amortizaciones es menor que la inversión inicial K puesto que $\sum_{t=1}^T (1+r)^{-t} < T$. Es por ello que el Estado se ve en la necesidad de otorga determinadas facilidades a los inversionistas como convenios de estabilidad tributaria o crédito fiscal durante un número determinado de años para garantizar la amortización de las inversiones y una rentabilidad mínima por el desarrollo de las actividades.

4.1.3. Regalías

Las regalías son impuestos que se aplican a los ingresos brutos de las actividades de extracción petrolera, cuyo uso es bastante generalizado alrededor del mundo. Estos gravámenes constituyen el instrumento impositivo tradicional de la actividad petrolera, pero dado que se aplican a los ingresos brutos pueden hacer menos atractiva la explotación de los campos ya existentes o incluso desincentivar la entrada de nuevos inversionistas, si las tasas aplicables son muy elevadas.

Para el Estado, las regalías tienen el atractivo de asegurar un flujo de ingresos permanente aunque los montos anuales pueden variar dependiendo del precio internacional del crudo y de la etapa de desarrollo en la que se encuentran los campos petroleros.

Al igual que en el caso del Impuesto a la Renta, el Estado puede diferir el pago de las regalías para garantizar a las empresas amortizar un componente importante de sus inversiones durante un período prudencial desde el inicio de la explotación o establecer esquemas de regalías diferenciados dependiendo del nivel de producción fiscalizado.

4.2. Administración de la Renta Petrolera en el Perú

Como se ha mencionado, el Estado capta una porción de la renta petrolera con el objeto de distribuirla hacia diversos fines que redunden en beneficio de la población (infraestructura de servicios públicos, salud, educación, programas sociales, entre otros). Sin embargo, dado que el petróleo es un recurso natural no renovable, es necesario que el Estado establezca una administración adecuada de los fondos, con el objeto de capitalizar la extracción de este recurso en proyectos que permitan mejorar la capacidad productiva de la economía y los estándares de vida de la población no sólo en el corto plazo, sino también en el largo plazo.

De acuerdo a la experiencia internacional, los países productores han llevado a cabo este objetivo a través de la transferencia de recursos directos con cargo a los fondos estatales generados por los tributos sobre la renta petrolera hacia las regiones donde se encuentran los yacimientos (lo que se conoce como Canon Petrolero), mediante la creación de fondos de inversión pública¹¹³ destinados a la provisión de servicios públicos (como electricidad, transporte, etc), proyectos de educación (inversión en capital humano) y de asistencia social (en zonas desfavorecidas).

En el Perú existen esquemas especiales por medio de los cuales la riqueza que capta el Estado de la extracción petrolera es redistribuida entre los diferentes agentes ligados al sector. En esta sección se discutirá sobre los mecanismos de captación y distribución de los recursos fiscales de la actividad petrolera en el Perú. Sin embargo, antes es necesario describir cómo es que se establecen las relaciones contractuales entre los operadores del sector y el Estado, así como

¹¹³. Ha habido experiencia interesante respecto a la conformación de fondos de inversión pública con recursos provenientes de la renta petrolera en el caso del Estado de Alaska en EE.UU, la provincia de Alberta en Canadá y Kuwait. Véase Hannesson (1998).



conocer las instituciones relacionadas, con el objeto de tener una comprensión de cómo se viene administrando la renta petrolera en el país.

4.2.1. Modalidades de Contratación en el Perú

Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú pueden realizarse a través de dos mecanismos contractuales que involucran a la empresa privada como contratista y a PERUPETRO¹¹⁴ como empresa contratante en representación del Estado. Los tipos de contratos son los siguientes:

4.2.1.1. Contratos de Servicio

De acuerdo al inciso b) del artículo 10° del capítulo segundo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221), las actividades de exploración en el Perú pueden ser desarrolladas por empresas privadas, previa suscripción de un Contrato de Servicios entre el contratista y PERUPETRO (entidad que representa al Estado), y su correspondiente aprobación posterior mediante Decreto Supremo suscrito por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), así como el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

En virtud de este tipo de contrato, la empresa privada le ofrece un servicio a PERUPETRO que consiste en la entrega de la producción de barriles que

¹¹⁴. Es una empresa estatal de derecho privado, encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país. En representación del Estado, negocia, celebra y supervisa los contratos en materia de hidrocarburos, así como los Convenios de Evaluación Técnica. Asimismo, comercializa, a través de terceros y bajo los principios del libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato en la modalidad de servicios. PERUPETRO actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa, de acuerdo a los objetivos, políticas y estrategias que aprueba el Ministerio de Energía y Minas. Fue creada por Ley N° 26221 “Ley Orgánica de Hidrocarburos”, bajo la denominación de PERUPETRO S.A. e inicia sus actividades el 18 de noviembre de 1993. Está sujeta a la fiscalización por resultados de la Contraloría General de la República y del sector Energía y Minas, y opera bajo el régimen tributario común de las empresas privadas.



obtiene en el área del contrato, por la cual recibe de parte de la empresa estatal una tarifa unitaria calculada sobre la base de precios internacionales. Con esta tarifa, la compañía contratista deber ser capaz de cubrir sus costos de inversiones, el costo de los servicios prestados, así como generar utilidades luego de haber pagado el monto correspondiente del impuesto a la renta. Bajo esta modalidad de contrato, PERUPETRO es propietario de la totalidad de la producción obtenida por la empresa contratista, y por tanto se encarga de su comercialización.

4.2.1.2. Contratos de Licencia

Según este tipo de contrato, la empresa privada asume los riesgos involucrados al desarrollo de las actividades de exploración, desarrollo y explotación de hidrocarburos. A diferencia del primer tipo de contrato, el contratista una vez iniciada la producción tiene derecho sobre toda la producción del área del contrato y paga una regalía en efectivo a PERUPETRO. Esta regalía es calculada sobre la base de los volúmenes fiscalizados, los precios internacionales del petróleo y los porcentajes ofrecidos y convenidos en el contrato.

Asimismo, se debe señalar que en el marco de la actividad petrolera peruana existen los denominados Convenios de Evaluación Técnica y otros tipos de convenios relacionados a estudios y evaluaciones geológicas y geofísicas para exploración y explotación de hidrocarburos, así como trabajos de promoción los cuales son suscritos entre PERUPETRO y la empresa contratista. Mediante dichos convenios, la empresa realiza trabajos y/o estudios integrales geológico-geofísicos en áreas con escasa información, con la finalidad de tomar decisiones en función de las evaluaciones realizadas que pueden derivar en la suscripción de un Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de



Hidrocarburos. Conforme se desprende de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, estos convenios no requieren de aprobación por Decreto Supremo

4.2.2. Fuentes de generación de las Rentas Estatales: Mecanismos Tributarios

La suscripción de los contratos de exploración y explotación entre el Estado y los inversionistas implica el uso de distintos dispositivos tributarios mediante los cuales el Estado percibe los recursos derivados de la producción petrolera. En el Perú se vienen aplicando los siguientes impuestos.

4.2.2.1. Regalías Petroleras

La regalía es un porcentaje variable del valor bruto de la producción fiscalizada de hidrocarburos que la empresa contratista paga a PERUPETRO cuando el contrato de explotación del recurso se ha hecho bajo la modalidad de licencia. De acuerdo al Cuadro N° 4.1 se desprende que las regalías que PERUPETRO recibe constituyen la fuente de generación de la renta estatal más importante. Por ello, el tratamiento de las regalías constituye un factor relevante de cara a la búsqueda de mayores inversiones en el sector.

En este sentido, regalías bajas y transparentes constituyen incentivos para la promoción de la inversión en exploración con el objetivo final de lograr descubrimientos comerciales y con ello, aumentar la producción de hidrocarburos en el territorio nacional. Con el fin de ofrecer mayores alternativas contractuales a los inversionistas, el Estado Peruano aprobó en el mes de Mayo del 2003 el Decreto Supremo N° 017-2003-EM que permite acceder a un nuevo esquema de regalías en el que se adicionan metodologías de cálculo en los Contratos de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.



Cuadro N° 4.1
Fuentes de Generación de Rentas Petroleras (en US\$ millones)

Renta	1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002	
	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%	US\$ MM	%
Regalías y participación	159.18	99.3	196.44	92.2	154.89	90.7	101.28	90.6	165.78	83.7	265.61	81.8	190.49	89.6	223.04	88.2
CAREC	0.85	0.5	1.20	0.6	1.56	0.9	1.84	1.6	1.51	0.8	1.31	0.4	1.11	0.5	1.12	0.4
Apoyo Social	nd	nd	0.36	0.2	1.05	0.6	0.25	0.2	0.36	0.2	0.26	0.1	nd	nd	nd	nd
Imp. a la Renta	0.27	0.2	15.11	7.1	13.18	7.7	8.47	7.6	30.40	15.3	57.42	17.7	21.02	9.9	28.83	11.4
Total	160.30	100.0	213.11	100.0	170.68	100.0	111.84	100.0	198.05	100.0	324.60	100.0	212.62	100.0	252.99	100.0

Fuente: OLADE (2003). Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Bajo este nuevo contexto, al momento de efectuar la declaración de descubrimiento comercial de hidrocarburos, el contratista puede optar por la aplicación de una de las dos metodologías para el cálculo de las regalías establecidas en los subacápites 8.3.1 y 8.3.2 del Modelo de Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos establecido por PERUPETRO, luego de lo cual no podrá efectuar cambio de metodología durante el resto de la vigencia del contrato. Dichas metodologías son:

- Metodología por Escalas de Producción: aplicada en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos de acuerdo a los siguientes rangos¹¹⁵:

Niveles de Producción Fiscalizada del Lote (MBDC)	Regalía en Porcentaje (%)
< 5	5
5 - 100	5 - 20
> 100	20

Este esquema es el más simple ya que el porcentaje de regalías es conocido por la empresa toda vez que tiene bajo su control el planeamiento de la producción para un periodo de tiempo determinado. De algún modo, este esquema le permite a la empresa operar en un contexto de certidumbre.

- Metodología por Resultado Económico: aplicada de acuerdo a la siguiente relación:

¹¹⁵. Para una producción fiscalizada que se encuentre dentro del rango desde 5 MBDC hasta 100 MBDC, se aplica el porcentaje de regalía resultante del cálculo efectuado por el método de interpolación lineal.

$$R = R_F + R_V$$

$$R_V = \left[\frac{X_{t-1} - Y_{t-1}}{X_{t-1}} \right] \cdot \left[1 - \left(\frac{1}{1 + (r_{t-1} - FB)} \right) \right] \cdot 100$$

Donde:

R_F : es la regalía fija, establecida en 5% por DS. N° 017-2003-EM.

R_V : es la regalía variable, definida como porcentaje.

FB : es el Factor Base “r”, establecido en 1.15 por DS. N° 017-2003-EM.

La Regalía Variable se aplica siempre que: $r_{t-1} \geq 1.15$, y cuando ésta se encuentre en el rango de:

$$0\% < \text{Regalía Variable} < 20\%$$

X_{t-1} : Ingresos correspondientes al período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la Regalía Variable. Comprenden los conceptos aplicables al Factor r_{t-1} .

Y_{t-1} : Egresos correspondientes al período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la Regalía Variable. Comprenden los conceptos aplicables al Factor r_{t-1} .

r_{t-1} : Es el cociente entre los ingresos y egresos acumulados desde la fecha de suscripción hasta el periodo t-1 (también conocido como Factor “r”).



Bajo este esquema, el cálculo del porcentaje de la regalía variable se efectúa dos veces al año: una en el mes de Enero con información de ingresos y egresos de Enero a Diciembre del año calendario anterior, y otra en el mes de Julio con información de Julio del año calendario anterior a Junio del año calendario corriente. El monto de la regalía se calcula para cada período de valorización (referido a cada quincena de un mes calendario).

El pago respectivo se efectúa en dólares a más tardar el segundo día útil después de finalizada la quincena correspondiente. El volumen de los hidrocarburos fiscalizados de cada quincena está sustentado por las boletas de fiscalización que PERUPETRO cumple con entregar al contratista en señal de conformidad.

La lógica detrás de la fórmula que determina el porcentaje de regalía variable es la siguiente: el primer factor de la multiplicación debe ser entendido como una medida de rentabilidad sobre los ingresos en base a la cual se determinará el porcentaje de regalía en función del ratio ingresos a egresos que la empresa obtiene producto de su gestión. Si el ratio del período previo es el mismo que el valor asignado al factor “r” base, la regalía total será igual únicamente a la regalía fija establecida en 5%.

A medida que la empresa vaya reportando ratios por encima del definido como base (1.15), ésta pagará un porcentaje cada vez mayor de regalía variable y por lo tanto de regalía total. El factor base igual a 1.15 debe ser entendido como el nivel de rentabilidad a ingresos (15%) que como mínimo debe reportar la empresa para exonerarla del pago de la regalía variable. Cabe anotar que bajo esta metodología, la empresa contratista tiene la discreción para determinar el porcentaje de regalía variable que estará dispuesta a pagar ya que tiene entero conocimiento de sus ingresos y egresos.



4.2.2.2. Impuesto a la Renta

La tasa de Impuesto a la Renta en el Perú es treinta por ciento (30%). Adicionalmente, existe el Impuesto Mínimo a la Renta que es 1.5% de los activos netos. El pago del Impuesto a la Renta resulta del mayor valor entre el cálculo contable y el impuesto mínimo. El cobro de este impuesto es realizado por el Tesoro Público a través de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT). Con el ánimo de ofrecer incentivos a la inversión en actividades de exploración y explotación, se establecieron criterios de estabilidad tributaria en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221).

En virtud de este concepto, el Estado garantiza a los contratistas que los regímenes tributarios vigentes a la fecha de celebración del contrato permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo. Por su parte, el Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria de la mencionada ley¹¹⁶, precisa que la garantía de estabilidad tributaria alcanza a las actividades en las que se incluyen los ingresos provenientes de la venta o exportación del petróleo extraído en el caso del Contrato de Licencia o la retribución del servicio prestado en el caso de Contrato de Servicios. Cabe anotar que el organismo encargado de velar por el cumplimiento de la garantía de estabilidad tributaria es el Ministerio de Economía y Finanzas.

4.3. Distribución de la Renta Petrolera

En el Perú existen una serie de instituciones vinculadas (en mayor o menor grado) al manejo de las rentas generadas a partir de la explotación petrolera. Las empresas que celebran contratos de explotación con PERUPETRO son los agentes que hacen posible en forma directa la generación de la renta, la cual es posteriormente recaudada en forma de Regalías y de Impuesto a la Renta por

¹¹⁶ Artículo N° 2 del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (DS. N° 32-95-EF).

PERUPETRO y la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), respectivamente. En la Cuadro N° 4.2 se muestran a los principales agentes involucrados en las actividades de hidrocarburos.

Cuadro N° 4.2
Principales agentes ligados a las actividades de hidrocarburos

Entidad	Finalidad
1. Empresas Privadas (Nacionales y Extranjeras)	Encargadas de la exploración y explotación de hidrocarburos.
2. Entidades del Estado	
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS	Ente que fija las políticas del sector de hidrocarburos en el Perú.
Dirección General de Hidrocarburos (DGH)	Entidad encargada de normar y promover las inversiones en el sector hidrocarburos.
Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA)	Entidad encargada de velar por la preservación del ambiente por la explotación de hidrocarburos.
PERUPETRO	Entidad encargada de realizar, firmar y supervisar los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.
OSINERG	Entidad encargada de supervisar y fiscalizar las actividades hidrocarburíferas en el país.
TESORO PÚBLICO	Entidad del Ministerio de Economía y Finanzas, encargada de la recaudación fiscal.
CAREC (Comité de Administración de Recursos para Capacitación)	Entidad encargada de promover la capacitación e investigación en las actividades de hidrocarburos.

Elaboración Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

De acuerdo a lo establecido por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, PERUPETRO es la institución encargada de transferir los recursos obtenidos por la explotación de hidrocarburos. Los agentes sobre los cuales la renta petrolera es distribuida son los que se mencionan a continuación.

4.3.1. Instituciones Sectoriales y Organismos Fiscalizadores

En este grupo se encuentran las instituciones que se encargan de supervisar y fiscalizar las actividades ligadas al segmento *upstream* del sector hidrocarburos. En el Cuadro N° 4.3 se muestran los porcentajes sobre el monto total de regalías y retribuciones que son asignados a cada una de éstas instituciones para cumplir con sus funciones en el sector hidrocarburos.

Cuadro N° 4.3
Participación de los institutos públicos en la asignación de recursos
derivados de la actividad petrolera

Institución	Monto
PERUPETRO	Máximo 1.5% de las regalías y retribuciones, y venta de información técnica
OSINERG	Máximo 0.75% de las regalías y retribuciones.
Ministerio de Energía y Minas	Máximo 0.75% de las regalías y retribuciones.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

4.3.2. Gobiernos Regionales y Locales

Estas entidades reciben parte de los recursos generados a partir de la explotación petrolera en forma de Canon y Sobrecanon¹¹⁷. La distribución de los recursos provenientes del canon de acuerdo a la modificación de la Ley del Canon (Ley N° 28077 del 25/09/03) sigue los siguientes parámetros:

Cuadro N°4.4
Distribución del Canon

Distribución del Canon	
Municipalidad Distrital donde se ubica el recurso	10.00%
Municipalidad provincial donde se ubica el recurso (no incluye al distrito)	25.00%
Otras Municipalidades del Departamento donde se ubica la producción (no incluye los anteriores)	40.00%
Gobierno Regional	25.00%

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

¹¹⁷. De acuerdo al artículo N° 1 de la Ley N° 27506: “El canon es la participación efectiva y adecuada de la que gozan los gobiernos regionales y locales del total de los ingresos y rentas obtenidos por el Estado por la explotación económica de los recursos naturales”.

4.3.3. Tesoro Público

PERUPETRO, luego de distribuir los fondos de Regalías y Participación a las instituciones públicas, y el Canon y Sobre canon a los Gobiernos Regionales y Locales, destina los saldos al Tesoro Público, que a su vez capta directamente los montos por concepto del Impuesto a la Renta que pagan las empresas contratistas.

4.3.4. Comité de Administración de Recursos para Capacitación (CAREC)

Los recursos que recibe el CAREC son destinados a programas o proyectos de investigación y capacitación en el sector hidrocarburos, en el que participan estudiantes, profesionales y dirigentes nativos ligados a la actividad petrolera en el Perú. El Cuadro N° 4.5 muestra que de acuerdo a las cifras del año 2002, el mayor receptor de los recursos fiscales provenientes de la actividad de extracción petrolera ha sido el Tesoro Público con una participación de 56% (suma de regalías e impuesto a la renta), seguido del Canon y Sobre canon con 41%.

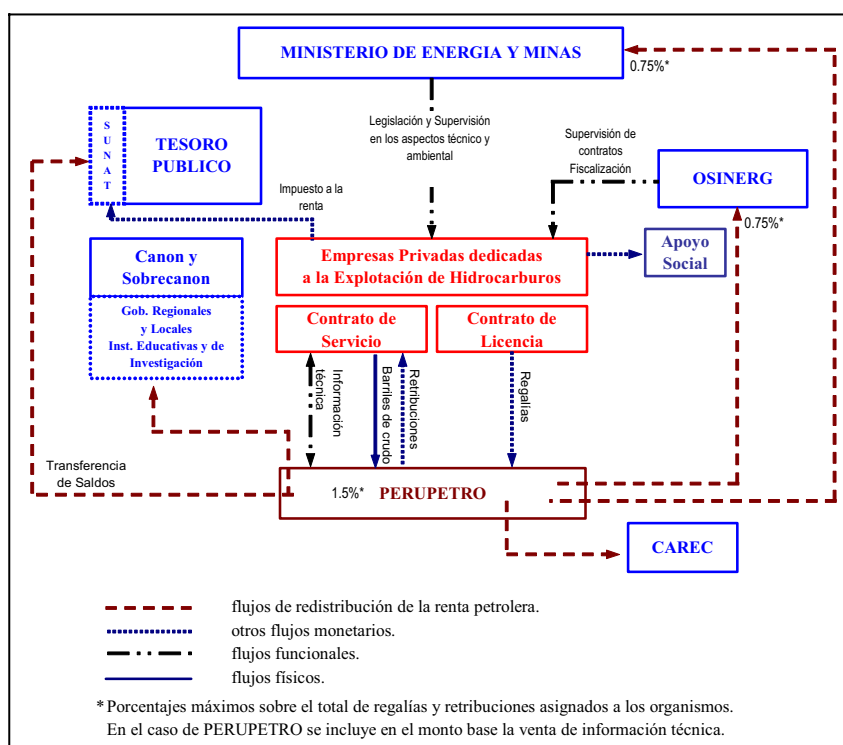
Por su parte los organismos supervisores recibieron el 1.4%, y para fines de capacitación e investigación se destinó el 3.3%, porcentaje que reúne a los fondos destinados a las universidades, institutos de investigación y al CAREC. Respecto a los fondos asignados a las comunidades nativas, para el año en cuestión no se cuenta con información global ni detallada. Sin embargo, los porcentajes en años anteriores revelan que las participaciones se encuentran en niveles poco significativos y que ésta se ha encontrado estancada a partir de la mitad de la década de 1990. El Gráfico N° 4.1 muestra en detalle los flujos de distribución de la renta petrolera que se conforman en torno a los agentes receptores de dicha renta mencionados líneas arriba y las empresas de explotación que la generan. La descripción del flujograma es la siguiente:

Cuadro N° 4.5
Distribución de la Renta Petrolera por Instituciones (en US\$ millones)

Instituciones	1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		Total acum.
	%		%		%		%		%		%		%		%		
REGALIAS Y PARTICIPACION	159.18	99.3	196.44	92.2	158.35	90.9	101.28	90.6	165.78	83.7	265.60	81.8	190.48	89.6	223.04	88.2	1460.15
Gobierno Central	81.88	51.1	99.95	46.9	71.88	41.3	49.69	44.4	90.90	45.9	149.08	45.9	88.57	45.0	119.21	47.1	758.25
Tesoro Público	78.62	49.0	96.07	45.1	64.96	37.3	45.48	40.7	85.18	43.0	140.66	43.3	88.57	41.7	112.30	44.4	711.84
Petrominero	3.26	2.0	3.88	1.8	3.46	2.0	2.11	1.9	2.86	1.4	4.24	1.3	3.51	1.7	3.47	1.4	26.79
Ministerio de Energía y Minas					1.73	1.0	1.05	0.9	1.43	0.7	2.09	0.6	1.79	0.8	1.72	0.7	9.81
Osinerg					1.73	1.0	1.05	0.9	1.43	0.7	2.09	0.6	1.79	0.8	1.72	0.7	9.81
Canon Petrolero	77.30	48.2	96.49	45.3	86.47	49.6	51.59	46.1	74.88	37.8	116.52	35.9	94.82	44.6	103.83	41.0	701.90
Departamentos Productores	70.47	44.0	88.56	41.6	78.49	45.1	46.47	41.6	68.81	34.7	107.39	33.1	87.39	41.1	96.57	38.2	644.15
Gobierno Regional	37.43	23.3	46.99	22.0	41.76	24.0	24.77	22.1	36.50	18.4	56.93	17.5	46.32	21.8	51.07	20.2	341.77
Gobierno Municipal	28.19	17.6	35.43	16.6	31.40	18.0	18.59	16.6	27.52	13.9	42.96	13.2	34.95	16.4	38.63	15.3	257.67
Universidades	3.52	2.2	4.43	2.1	3.92	2.3	2.32	2.1	3.44	1.7	5.36	1.7	4.37	2.1	4.83	1.9	32.19
Instituto Peruano de la Amazonia	1.33	0.8	1.71	0.8	1.41	0.8	0.79	0.7	1.35	0.7	2.14	0.7	1.75	0.8	2.04	0.8	12.52
Departamentos No Productores	6.83	4.3	7.93	3.7	7.98	4.6	5.12	4.6	6.07	3.1	9.13	2.8	7.43	3.5	7.26	2.9	57.75
Gobierno Regional	3.60	2.2	4.32	2.0	4.33	2.5	2.79	2.5	3.30	1.7	4.95	1.5	4.02	1.9	3.93	1.6	31.24
Gobierno Municipal	2.90	1.8	3.22	1.5	3.26	1.9	2.08	1.9	2.47	1.2	3.73	1.1	3.05	1.4	2.97	1.2	23.68
Universidades	0.33	0.2	0.39	0.2	0.39	0.2	0.25	0.2	0.30	0.2	0.45	0.1	0.36	0.2	0.36	0.1	2.83
INGRESOS DIRECTOS COMUNIDADES			0.37	0.2	1.05	0.6	0.25	0.2	0.36	0.2	0.26	0.1					2.29
Convenios con Contratistas					0.47	0.3	0.04	0.0	0.02	0.0	0.05	0.0					0.58
Compensación					0.03	0.0	0.04	0.0	0.22	0.1	0.06	0.0					0.35
Indemnización					0.34	0.2	0.44	0.3	0.07	0.1	0.06	0.0					0.94
Instituto Peruano de la Amazonia					0.03	0.0	0.11	0.1	0.06	0.0	0.12	0.0					0.42
CAREC	0.85	0.5	1.20	0.6	1.61	0.9	1.84	1.6	1.51	0.8	1.31	0.4	1.11	0.5	1.12	0.4	10.55
IMP. A LA RENTA	0.27	0.2	15.11	7.1	13.18	7.6	8.47	7.6	30.40	15.3	57.52	17.7	21.02	9.9	28.83	11.4	174.80
TOTAL	160.30	100.0	213.12	100.0	174.19	100.0	111.84	100.0	198.05	100.0	324.69	100.0	212.61	100.0	252.99	100.0	1647.79

Fuente: OLADE (2003). Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 4.1
Flujograma de la Generación y Distribución de la Renta Petrolera



Fuente: OLADE (2003). Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

- Las empresas privadas que explotan el petróleo pagan regalías a PERUPETRO si suscriben contratos de licencia, mientras que entregan la totalidad de la producción si suscriben contratos de servicios recibiendo un pago en contraprestación (retribución), el cual está basado en una tarifa unitaria (por barril) calculada sobre la base de precios internacionales. Realizan aportes al CAREC y también destina parte de sus ingresos al Apoyo Social orientado a las comunidades indígenas.

- En el caso de los contratos de servicios, PERUPETRO paga por los servicios de producción a la empresa contratista en función de los siguientes parámetros:

Cuadro N° 4.6
Pago de la retribución en función del factor “R”

Factor R	Porcentaje máximo de Retribución
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 o más	66%

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Asimismo, recibe el pago por regalías que efectúan las empresas privadas de explotación con las cuales ha suscrito un contrato de licencia. Finalmente, se encarga de redistribuir los recursos fiscales a los siguientes agentes: al Ministerio de Energía y Minas, al OSINERG, a los gobiernos regionales y locales mediante la transferencia del Canon y Sobrecanon. El saldo es transferido al Tesoro Público. De otro lado, existe un flujo de información técnica que PERUPETRO mantiene con las empresas privadas.

- El OSINERG recibe por concepto de aportes de las empresas petroleras recursos para llevar a cabo sus funciones de supervisión y fiscalización en el sector hidrocarburos.
- El Canon y Sobrecanon son distribuidos a los gobiernos regionales y locales, así como a las instituciones educativas y de investigación de acuerdo a los dispositivos legales vigentes.



- El Ministerio de Energía y Minas es el ente encargado de la legislación y supervisión de los temas relacionados al sector hidrocarburos en los aspectos técnico y ambiental.
- El Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la SUNAT, es el encargado de recibir en forma directa los pagos por concepto del Impuesto a la Renta que efectúan las empresas contratistas y las transferencias de los saldos que hace PERUPETRO.

4.4. Canon Petrolero

La transferencia del Canon tiene por finalidad generar mayores rentas en beneficio de las regiones en las cuales se ubican los recursos petroleros y las reservas marginales de hidrocarburos. En el Perú, la Ley N° 27506 “Ley del Canon”, es el dispositivo legal que determina los recursos naturales cuya explotación genera Canon y regula en forma general su distribución a favor de los gobiernos locales (municipalidades) y regionales, centros poblados y comunidades nativas en cuya área de influencia se hallan dichos recursos.

En relación al Canon Petrolero, la Ley establece que este concepto se compone por dos asignaciones: una asignación sobre el valor de la producción de 10% al Canon y otra de 2.5% al Sobrecanon. El Cuadro N° 4.7 muestra los parámetros en base a los cuales se realiza la distribución del Canon, así como la evolución de los montos asignados a cada agente en los últimos años. Respecto a la distribución de los recursos entre los gobiernos locales (municipalidades), existen inconvenientes relacionados a la unificación de criterios metodológicos de asignación.



Cuadro N° 4.7
Transferencia por Canon y Sobrecanon
(Miles de Nuevos Soles)

	%	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*	Total Acumulado
LORETO (D. Ley N° 21678)													
Gobierno Regional	52.0%	4,246.41	39,053.01	41,648.30	58,963.54	52,124.38	30,907.52	60,374.99	97,656.09	78,780.30	92,506.61	82,972.77	639,233.91
Universidad Nac. Amazonia	5.0%	408.31	3,785.10	4,004.64	5,689.57	5,011.96	2,971.88	5,805.29	9,390.01	7,575.03	8,894.87	7,978.15	61,464.80
Instituto Peruano Amazonia	3.0%	244.99	2,253.06	2,402.79	3,401.74	3,007.18	1,783.13	3,483.17	5,634.00	4,545.02	5,336.92	4,786.89	36,878.88
Concejos Municipales	40.0%	3,266.47	30,040.78	32,037.16	45,366.57	40,095.68	23,775.01	46,442.30	75,120.07	60,600.57	71,158.93	63,825.20	491,718.39
Total		8,166.17	75,101.95	80,092.89	113,391.42	100,239.20	59,437.54	116,105.74	187,800.17	151,500.57	177,897.33	159,563.01	1,229,295.98
UCAYALI (Ley N° 23350)													
Gobierno Regional	52.0%	1,061.80	9,783.25	10,412.08	14,740.88	13,031.10	9,413.22	19,322.22	32,111.90	27,342.22	31,949.75	29,622.40	198,770.63
Universidad Nac. de Ucayali	5.0%	102.08	938.77	1,001.16	1,417.39	1,252.99	905.12	1,857.91	3,087.68	2,629.06	3,072.09	2,848.31	19,112.56
Instituto Peruano Amazonia	3.0%	61.25	563.26	600.70	850.44	751.79	543.07	1,114.74	1,852.61	1,577.44	1,843.25	1,708.98	11,487.54
Concejos Municipales	40.0%	816.62	7,510.19	8,009.29	11,339.14	10,023.92	7,240.94	14,863.24	24,701.46	21,032.48	24,376.73	22,786.46	152,900.48
Total		2,041.54	18,775.49	20,023.22	28,347.86	25,059.80	18,102.35	37,158.11	61,753.65	52,881.20	61,441.83	56,966.16	382,251.21
PIURA (Ley N° 23630)													
Gobierno Regional	55.0%	3,158.77	28,922.27	32,524.54	42,921.91	46,319.14	32,849.57	45,012.36	69,124.79	56,464.24	55,306.78	18,834.01	431,438.37
Universidad Nacional	5.0%	287.16	2,629.30	2,956.78	3,901.99	4,210.83	2,986.32	4,092.03	6,284.07	5,133.11	5,027.89	4,708.50	42,217.99
Institutos Tecnológicos	5.0%												4,708.50
Concejos Municipales	40.0%	2,297.29	21,034.38	23,654.21	31,215.93	33,686.65	23,890.60	32,736.26	50,272.58	41,064.90	40,223.11	65,919.03	365,994.93
Total		5,743.22	52,595.94	59,135.53	78,039.83	84,216.61	59,726.49	81,840.65	125,681.44	102,662.26	100,557.78	94,170.04	844,359.79

Continúa...

Cuadro N° 4.7
Transferencia por Canon y Sobrecanon
(Miles de Nuevos Soles)

	%	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*	Total
TUMBES (Ley N° 23871)													
Gobierno Regional	55,0%	789,69	7.230,57	8.131,14	10.730,48	11.579,78	8.212,39	11.253,09	17.281,20	14.116,06	13.826,70	4.708,50	107.859,60
Universidad Nacional	5,0%	71,79	657,32	739,19	975,50	1.052,71	746,58	1.023,01	1.571,02	1.283,28	1.256,97	1.177,13	10.554,50
Institutos Tecnológicos	5,0%											1.177,13	1.177,13
Concejos Municipales	40,0%	574,32	5.258,59	5.913,55	7.903,98	8.421,66	5.972,65	8.184,07	12.568,14	10.266,23	10.055,78	16.479,76	91.498,73
Total		1.435,80	13.146,49	14.783,88	19.599,96	21.054,15	14.931,62	20.460,17	31.420,36	25.665,56	25.139,45	23.542,51	211.089,95
PTO. INCA HUANUCO (Provincia)													
Concejos Municipales	100,0%	17,35	171,34	211,61	210,47	283,15	168,52	246,43	453,41	416,30	399,86	344,36	2.922,81
Total		17,35	171,34	211,61	210,47	283,15	168,52	246,43	453,41	416,30	399,86	344,36	2.922,81
TOTAL CANON SI:		17.404,09	159.781,20	174.247,14	239.699,53	230.852,92	152.366,52	255.811,10	407.105,02	332.825,90	365.436,24	334.586,07	2.669.919,75

Fuente: PERUPETRO, Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.

Por un lado, el porcentaje de participación sobre los recursos del Canon debería estar en función de la localización del centro de explotación de modo que los distritos y provincias donde se ubique la producción reciban un beneficio de manera directa y concreta. De otra parte, los criterios demográficos en base a los cuales se establecen los porcentajes de asignación requieren ser revisados y redefinidos considerando una gama de criterios como los de población, pobreza, infraestructura, contaminación ambiental y necesidades básicas. A la fecha, en los departamentos del país (excepto en Piura y Tumbes) el criterio que rige únicamente es el de densidad poblacional, lo cual puede perjudicar en muchos casos a las zonas productoras ya que se caracterizan usualmente por ser zonas rurales con amplios territorios y escasa población.

En el año 2003, con el ánimo de corregir algunas limitaciones de la Ley de Canon, se emitió una norma modificatoria que dentro del ámbito del Canon petrolero se centra en dos aspectos¹¹⁸. El primero de ellos se refiere a la introducción de criterios adicionales al poblacional para realizar la distribución de los recursos del Canon, entre ellos, criterios de pobreza, infraestructura y necesidades básicas. Asimismo, se modifican los porcentajes de asignación del modo indicado en el Cuadro N° 4.7 de manera que las zonas donde se produce la extracción del petróleo resulten ser beneficiadas directamente. Con respecto al particular, existen dos criterios que deberían ser balanceado:

- No sólo basta establecer porcentajes de asignación, sino establecer los más apropiados de cara a una mejor distribución de los recursos del Canon en función de una gama de criterios más o menos representativos de la condición social y económica del sector en cuestión. En este sentido, las zonas donde se realiza la extracción del

¹¹⁸. Ley N° 28077 del 25/09/2003.

petróleo deberían recibir un porcentaje mayor de participación al que es reconocido por la norma modificatoria.

- En segundo lugar, se debe tener en cuenta que la fragilidad institucional de los gobiernos locales también constituye un factor gravitante de ponderación que llevaría a cuestionar su capacidad de gestión de una manera eficiente y transparente. De ello se deduce que la asignación de los recursos del Canon es un tema complejo que va más allá de una mera asignación de porcentajes.

El segundo aspecto precisa la utilización de los recursos obtenidos por los gobiernos regionales y locales por concepto de Canon. La modificatoria de la norma establece que estos recursos deberán ser utilizados exclusivamente para el financiamiento de proyectos u obras de infraestructura de impacto regional y local, respectivamente.

Asimismo, en virtud de la modificación, los gobiernos regionales deberán entregar el 20% del total percibido por Canon a las universidades situadas en las zonas donde se explota el recurso, porcentaje que está destinado a la inversión en investigación científica y tecnológica de impacto regional. En este contexto, deberían ser definidos lineamientos tendientes a dotar de una base analítica y técnica a las decisiones de gastos de inversión, de modo que se desarrollen mecanismos de gestión más eficientes y transparentes.

5. Funciones del OSINERG ligadas a la supervisión de las actividades en el *Upstream*

El rol del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) en las actividades del sector *upstream* de la industria de hidrocarburos está circunscrito a la fiscalización y supervisión de las mismas en los aspectos

legales, técnicos, de seguridad y medio ambientales. Esta función se encuentra establecida en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y precisada en la Ley Marco de los Organismos Reguladores (Ley N° 27332). El OSINERG ejecuta estas funciones a través de la Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos. Además del OSINERG, existen otros organismos comprometidos con el desarrollo de las empresas que operan en el sector, así como con tareas conexas o de soporte. A continuación se muestran éstos organismos y sus respectivas funciones.

5.1. Instituciones Públicas ligadas a la Fiscalización en el sector de Hidrocarburos

- Ministerio de Energía y Minas (MINEM): organismo que tiene competencia normativa en los aspectos vinculados a la política general del sector. La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es la dependencia especializada en temas de hidrocarburos dentro de este ministerio. Por su parte, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) tiene bajo su responsabilidad aprobar la normatividad relacionada al medio ambiente, así como los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), los Programas de Adecuación Medio Ambiental (PAMA), entre otros.
- PERUPETRO: institución que tiene a su cargo la suscripción y posterior supervisión de los contratos de exploración y explotación en el segmento *upstream* de la industria de hidrocarburos. Asimismo, PERUPETRO es el organismo estatal encargado de recibir el pago por regalías que efectúan las empresas contratistas cuando se ha suscrito un contrato de licencia para la exploración y explotación de los hidrocarburos. Por otro lado, en el flujo de la renta petrolera dicho organismo es el responsable de su distribución entre los agentes

contemplados en las normas vigentes, como se ha señalado anteriormente.

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG): La Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos (GFH) tiene por misión supervisar y fiscalizar las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones y operaciones de los contratistas en el *segmento upstream*, así como el cumplimiento de las normas de protección del medio ambiente. Por otro lado, tiene la responsabilidad de supervisar el permanente y oportuno cumplimiento de los compromisos de inversión y demás obligaciones derivadas del proceso de promoción de la inversión privada, de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.
- Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Es el organismo que tiene la función de atender y resolver los asuntos que contravengan a las buenas prácticas competitivas.

Cuadro N° 5.1
Funciones de las Instituciones

Funciones	Organismos
Normativa	MINEM
Contratante – Supervisor	PERUPETRO
Concedente	MINEM
Supervisor, Fiscalizador y Sancionador	OSINERG
Protección de la Competencia	INDECOPI

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

5.2. Supervisión de las actividades en el Segmento *Upstream*

De acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley Marco de los Organismos Reguladores, el OSINERG goza de las facultades de fiscalización y supervisión, así como de la capacidad de emitir normas y reglamentos de relevancia para el ámbito de su competencia circunscrita a las actividades de hidrocarburos en el país.

Es necesario precisar que la función normativa se limita a aquellos aspectos legales y técnicos que surgen en el ejercicio de sus funciones de fiscalización y supervisión. Así, el organismo encargado de normar aspectos ligados a la política general del sector es el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos. Asimismo, la función de emitir normas relacionadas al medio ambiente recae sobre la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos en representación del mencionado Ministerio, quedándole al OSINERG la tarea de verificar el cumplimiento de lo dispuesto en dichas normas.

La función supervisora permite al OSINERG verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas o contractuales por parte de las entidades supervisadas, así como verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el propio Organismo Supervisor. Por su parte, la función normativa hace referencia a la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y en materia de su competencia, los reglamentos y normas de interés de las empresas supervisadas y de sus usuarios. Cabe recordar que la ejecución de la función normativa adquiere sentido sólo cuando sirve para el desenvolvimiento efectivo del OSINERG en sus funciones fiscalizadora, sancionadora y de supervisión.

En virtud de su función fiscalizadora y sancionadora, el OSINERG tiene la facultad de imponer multas y sanciones a las entidades que desarrollan

actividades ligadas a su ámbito de competencia por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas previstas en los contratos de concesión, así como aquellas que se encuentran incorporadas en las disposiciones normativas emitidas por el OSINERG y por el MINEM.

El OSINERG viene supervisando y fiscalizando las actividades de la industria petrolera en el segmento *upstream* desde fines de la década de 1990 (Octubre del 1998). En particular, se viene realizando la supervisión de las actividades de explotación y exploración, así como la supervisión del impacto de las actividades sobre el medio ambiente y el medio social. Además, supervisa el cumplimiento de los estudios de impacto ambiental e impacto social aprobados por el MINEM. De otro lado, supervisa y fiscaliza el cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad en las facilidades que comprometen las actividades de exploración y explotación, el oleoducto nor-peruano y sus instalaciones complementarias (véase el Cuadro N° 5.2).

Cuadro N° 5.2
Funciones del OSINERG respecto a la Supervisión y Fiscalización
en el Segmento *Upstream*

Supervisora	Fiscalizadora – Sancionadora
Medio ambiente	Impactos Ambientales
Medio Social	Incumplimiento de compromisos Medio Social
Normativa Técnica	Incumplimientos a la Normativa Técnica.
Seguridad	Accidentes Seguridad.

Fuente: Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.



Para efectuar estas labores, el OSINERG cuenta con un equipo de profesionales y técnicos agrupados en las Unidades de Exploración – Explotación, Medio Ambiente, Post-Privatización, así como de Terminales, Transportes, Procesos y Ductos, las cuales se encargan de llevar a cabo estas funciones dentro de la Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos.

En un principio, la función sancionadora no estuvo consignada en forma expresa dentro de las funciones que le fueron encargadas al OSINERG en su Ley de Creación. Sin embargo, con el ánimo de fortalecer su función fiscalizadora, el Ministerio de Energía y Minas a través de la Resolución N° 176-99-EM, aprobó la primera escala de multas y sanciones que contenía la tipificación, aunque no de una manera detallada y sistematizada, de las infracciones vinculadas al incumplimiento de las normas de seguridad y de medio ambiente. Más tarde, en el año 2000, la función sancionadora fue introducida como complemento a la función fiscalizadora en la Ley Marco de los Organismos Reguladores.

Sin embargo, la poca precisión de la primera escala de multas y sanciones no permitió cumplir adecuadamente el rol sancionador del OSINERG. La poca claridad y orden de las tipificaciones de infracciones impedía que el proceso sancionador se lleve a cabo con agilidad, particularmente en los aspectos de seguridad y medio ambiente por ser temas delicados y por involucrar un gran universo de peculiaridades.

Además, el rol sancionador del OSINERG se vio limitado debido a un problema en la interpretación de la Ley N° 27444 “Ley del Procedimiento Administrativo General”, según el cual el Organismo no estaba facultado para emitir sanciones y aplicar multas. Este problema se prolongó hasta la emisión de la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional en el año 2002 (Ley



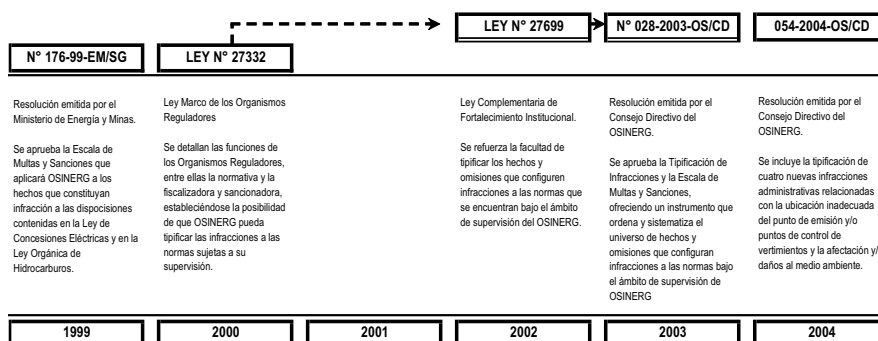


N° 27699), cuyo contenido faculta al OSINERG para realizar la tipificación de los hechos u omisiones que configuran infracciones en su ámbito de supervisión.

Posteriormente, esta norma deviene en la emisión de la Resolución N° 028-2003-OS/CD en virtud de la cual se da la aprobación a la Tipificación de Infracciones y a la Escala de Multas y Sanciones que configuran un marco mucho más ordenado y detallado de los hechos que son sujeto de sanción en los aspectos de operación, seguridad y medio ambiente. Recientemente, el OSINERG modificó la resolución antes mencionada para incluir nuevas infracciones en materia de medio ambiente que no se encontraban tipificadas (véase el Cuadro N° 5.3).

Como se ha mencionado anteriormente, el OSINERG lleva a cabo su rol fiscalizador y sancionador de las actividades ligadas al sector *upstream* a través de sus unidades de fiscalización especializadas. La Unidad de Exploración - Explotación tiene a su cargo la fiscalización de las actividades ligadas a las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Cuadro N° 5.3
Normatividad asociada al rol sancionador del OSINERG



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.



En forma concreta, esta área a través de sus fiscalizadores realiza visitas *in situ* en las mismas zonas donde se encuentran operando las empresas contratistas y con base a la información recopilada realizan observaciones sobre las condiciones de seguridad en el área de trabajo y cuidado del medio ambiente.

A pesar de haber tenido continuidad en la detección de observaciones, el área recién empezó a emitir Informes Técnicos de Sanción a fines del año 2002 debido a las limitaciones mencionadas anteriormente, parte de las cuales se encuentran aún en procedimiento de sanción para culminar en la imposición de multas.

En el segmento *upstream*, la Unidad de Transportes, Terminales, Procesamiento y Ductos, tiene a su cargo la fiscalización del operador del Oleoducto Nor - Peruano. La principal infracción que ha sido observada es el derrame de petróleo, cuyos casos se han concentrado entre los años 1999 y 2000, deviniendo la totalidad de ellos en la imposición efectiva de multas.

5.3. Alcances de la Fiscalización

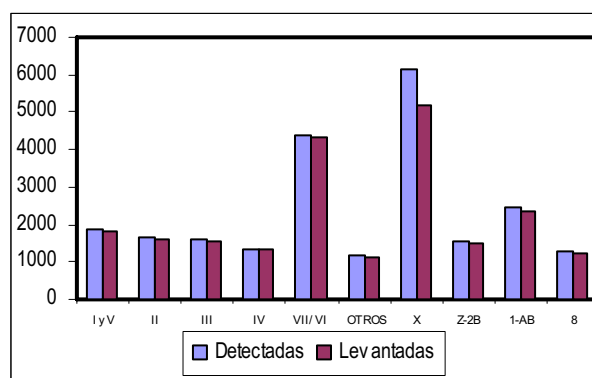
En cumplimiento de sus funciones orientadas a supervisar aspectos técnicos en la ejecución de la actividad de explotación de hidrocarburos por parte de las empresas contratistas, el OSINERG ha venido realizando observaciones de carácter técnico que buscan mejorar las condiciones de calidad y seguridad de las operaciones petroleras, y para el medio ambiente.

Esta tarea es realizada en todos los lotes de explotación distribuidos en el territorio nacional. Después de haber constatado las fallas técnicas a partir de las observaciones realizadas, aquellas pueden ser levantadas por los contratistas o quedar pendientes de levantamiento en un período posterior en un plazo

determinado. Cumplido el plazo, se inicia un procedimiento administrativo sancionador.

En el Gráfico N° 5.1 se presenta un resumen de los resultados en materia de supervisión, el cual muestra la evolución de las observaciones detectadas y levantadas. Se observa que a Diciembre del 2003, la brecha entre las observaciones detectadas y las efectivamente levantadas es mínima para la mayoría de los lotes de explotación, lo que da cuenta del esfuerzo del OSINERG y de las empresas por el cumplimiento de la normatividad vigente.

Gráfico N° 5.1
Observaciones en campos de explotación según lotes petroleros
Acumulado: Oct-1998-Dic-2003

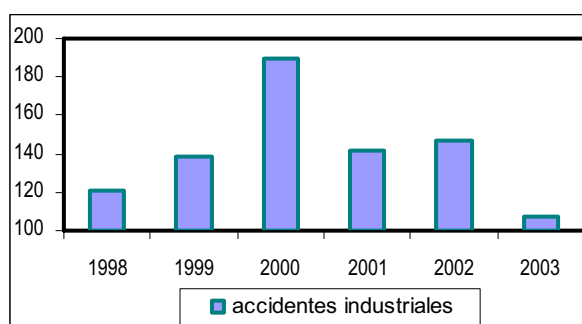


Fuente: Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.

El desempeño del OSINERG en materia de fiscalización también puede ser observado a partir del análisis de diferentes casos de accidentes y derrames que pueden ocurrir en la zona de exploración y explotación donde operan las empresas contratistas.

El Gráfico N° 5.2 muestra la evolución de los accidentes industriales, derrames e incendios ocurridos en los diversos lotes donde se vienen realizando actividades de exploración y explotación del petróleo. Como puede observarse, se ha producido una reducción de los accidentes industriales. De un número máximo de 190 de accidentes reportados en el año 2000 éstos llegaron a fines del 2003 a 107. En estos casos, se evalúan las ocurrencias, se exige que las empresas adopten medidas correctivas y se formulan los requerimientos a las mismas para evitar que continúen ocurriendo accidentes con las mismas causas.

Gráfico N° 5.2
Evolución del número de accidentes industriales



Fuente: Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.

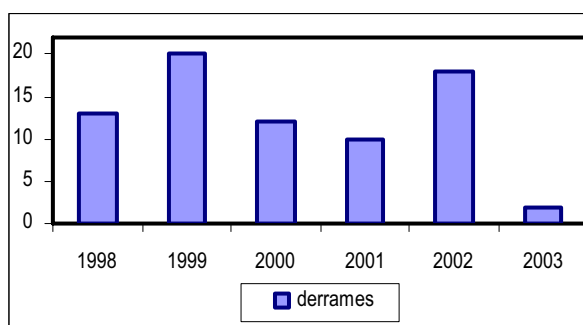
Las labores de fiscalización también han permitido reducir los casos de derrames e incendios ocurridos en las zonas de exploración y explotación. En los gráficos N° 5.3 y 5.4 se muestran la cantidad de ocurrencias de este tipo de incidentes.

De acuerdo a las investigaciones realizadas en cada ocurrencia se evalúa la gravedad del caso, las medidas correctivas para evitar que situaciones similares se repitan y se determina si ha habido incumplimientos a las normas. A partir



de los resultados de este proceso, se decide si es razonable iniciar un proceso administrativo sancionador.

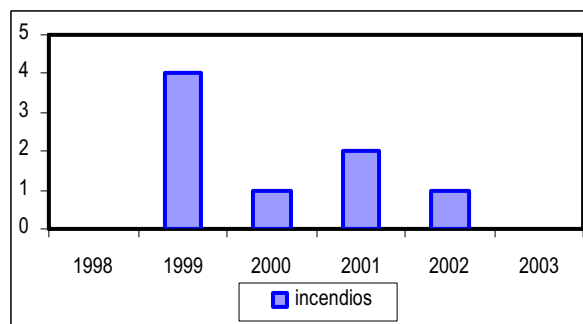
Gráfico N° 5.3
Evolución del número de derrames



Fuente: Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.



Gráfico N° 5.4
Evolución del número de incendios



Fuente: Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos – OSINERG.



5.4. Problemática de los Pasivos Ambientales

Para finalizar, es necesario comentar los aspectos pendientes respecto a los pasivos ambientales en el sector petrolero y su relación con las labores del



OSINERG. Antes de la emisión de la Ley Orgánica de Hidrocarburos no existían reglamentos explícitos que trataran los temas relacionados a la conservación del medio ambiente, surgidos a partir del desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta omisión legal determinó que muchos de los pozos e instalaciones, luego de finalizadas las tareas de exploración y explotación no fueran debidamente abandonados. A la fecha, algunos de estos pozos constituyen un peligro para las poblaciones adyacentes a ellos, así como constituyen una fuente de contaminación del medio ambiente (en el Cuadro N° 3.1 se presenta el número de pozos abandonados a nivel nacional).

Con el tiempo, estos pozos e instalaciones abandonados de forma inapropiada han generado un flujo constante de sustancias tóxicas y contaminantes que han puesto en peligro al ecosistema colindante y en consecuencia han comprometido la salud y la calidad de vida de la población aledaña a las áreas afectadas. Esta situación se ha venido agravando producto del crecimiento poblacional y del proceso de urbanización, determinando que la población del lugar tenga que convivir con la precaria situación de éstos pozos. De esta manera, el carácter temporal del daño y la responsabilidad jurídica no definida en la normatividad vigente son elementos que determinan que los pozos abandonados se constituyan en pasivos ambientales¹¹⁹.

Sin embargo, la capacidad real de conminar a las empresas a resolver los problemas asociados a los pasivos ambientales por parte del OSINERG es de difícil aplicación. Los principales factores son básicamente dos. Por un lado,

¹¹⁹. Cuando el agente causante del deterioro ambiental no logra ser identificado, los daños son considerados como pasivos ambientales, los cuales como correlato de lo anterior han sido descuidados con el transcurrir de los años en materia de remediación ambiental. A la fecha existen más de 8000 pozos abandonados.

está la difícil tarea que implica asignar responsabilidades directas¹²⁰, y la poca disposición a internalizar los costos asociados que ello conlleva. De otro lado, la valoración de los daños causados genera una complicación adicional.

El cálculo monetario de los pasivos ambientales es difícil, lo cual sucede por dos razones. Primero, porque los ecosistemas y su interacción con la sociedad se caracterizan por un nivel alto de complejidad. La segunda razón es que la expresión de los daños ambientales en términos monetarios requiere la utilización de técnicas de valoración económica ambiental para estimar los valores que subyacen a la vida humana, los ecosistemas y la biodiversidad, y la identidad cultural.

La valorización de los daños ambientales¹²¹ es un tema tan importante como lo es el de la identificación de los responsables del daño. Al respecto, es probable que la discusión acerca de la responsabilidad de los daños que involucra al Estado y las empresas de explotación de petróleo que operaron en los lotes distribuidos en el territorio nacional sea estéril si no se cuenta previamente con estudios técnicos de valoración ambiental. Existen dos factores adicionales que hacen del pasivo ambiental un tema crítico: la cantidad de pozos sellados inadecuadamente y la dispersión de los mismos. Ambos factores configuran una traba potencial a cualquier intento orientado a supervisar de manera adecuada el cierre de estas fuentes de contaminación o a promover la explotación marginal de los lotes donde se encuentran localizados los pozos abandonados¹²².

¹²⁰. En otras palabras, mientras que la responsabilidad moral del daño está bien identificada, no sucede lo mismo con la responsabilidad jurídica en el marco legal vigente a la fecha.

¹²¹. El tema de la valorización económica de los daños ambientales en el sector hidrocarburos escapa a los objetivos de este documento pero será discutida en otro documento.

¹²². Cabe precisar que la dispersión de los pozos es un problema general a la actividad petrolera lo que determina que sea difícil para la empresa contratista desarrollar economías de escala, lo que reduce el atractivo por desarrollar actividades de exploración y explotación en el país.



La solución a este problema ambiental que debería reconocer el sellado adecuado de los pozos, la toma de acciones concretas tendientes a minimizar el riesgo de contaminación de la población, así como los desembolsos de dinero orientados a la indemnización pasa por la necesidad ineludible de identificar a los responsables directos de los daños causados, así como de desarrollar metodologías de valoración de elementos ambientales que pudieran ser afectados a consecuencia del desarrollo de dicha actividad económica.

Para ello, es necesaria la coordinación interinstitucional de los organismos públicos comprometidos en la industria petrolera como OSINERG, PETROPERU, PERUPETRO, MINEM, etc. con la finalidad de elaborar una agenda de trabajo que contenga lineamientos consensuados de solución en el mediano y largo plazo de esta problemática¹²³.

6. Conclusiones y Comentarios Finales

El petróleo es un combustible fósil, el cual se constituye a la fecha en la principal materia prima para la generación de energía en el mundo. A partir de su destilación y procesamiento se obtienen una serie de derivados de alto valor comercial que tienen una creciente demanda a nivel internacional en los sectores industrial y de transporte, así como en el segmento residencial (para generación de calor e iluminación).

La dinámica en la comercialización, tanto de estos derivados como del petróleo, se explica porque una de las principales cualidades de este último es la de ser considerado como un bien *commodity*. Un bien de este tipo es aquel que es susceptible de ser transado fluidamente en el mercado internacional, cuyas

¹²³. Sin embargo, a la fecha está en debate un Proyecto de Ley sobre Pasivos Ambientales del Sector Hidrocarburos en el Congreso de la República, en el cual se plantea una solución definitiva del caso dando prioridad de intervención al Estado para resolver el problema.





características están estandarizadas y cuyos precios se fijan conforme al movimiento de la oferta y la demanda de dicho mercado. Por otro lado, este combustible puede ser almacenado y no cuenta con sustitutos cercanos en el corto y mediano plazo.

Las grandes oportunidades de negocios y la alta rentabilidad que la industria del petróleo genera para los inversionistas han provocado que grandes grupos económicos participen en el mercado mundial de este producto. La desigualdad en la localización geográfica de las grandes reservas de petróleo en el globo y la magnitud de las inversiones que se requiere para producir el combustible ha ocasionado que la oferta mundial se halle concentrada en pocos países y bajo el control de consorcios transnacionales, lo cual ha generado problemas de competencia (mediante la aparición de cárteles internacionales) y de seguridad en el abastecimiento de este producto.



Fruto de este contexto se han producido una serie de “shocks” por el lado de la oferta que han remecido el mercado mundial del petróleo en las últimas décadas (generalmente asociados a guerras internacionales cuyo motivo principal ha sido el control de las fuentes de producción del petróleo), los cuales han generado una serie de restricciones en el abastecimiento a los mercados de mayor demanda mundial (como las crisis de 1973, 1981, 1991 y 2003) y han provocado incrementos dramáticos en los precios del crudo. Este hecho desencadenó, principalmente en los países importadores, severas crisis económicas y desequilibrios fiscales de considerable magnitud.



Los volúmenes de las transacciones realizadas entre los bloques de países exportadores e importadores de petróleo a nivel mundial son bastante significativos, hecho que denota la existencia de un tráfico bastante activo de





este producto y confirma la categoría de bien *commodity* que se le ha asignado a este producto.

Las reservas de petróleo se hallan repartidas de un modo muy desigual a escala mundial. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) comprende a once de los países con la mayor producción de petróleo del mundo, constituyéndose de esta manera en la principal fuente de oferta global de crudo. Dichos países acaparan más del 40% de la oferta mundial de petróleo y poseen cerca del 80% de las reservas conocidas de crudo.

Respecto a la producción fuera de la OPEP, regiones como el Mar del Norte, la Cuenca Caribeña y la Antigua Unión Soviética tienen una importante participación, representando en conjunto el 34% de las exportaciones totales a nivel mundial. A lo largo de las dos décadas pasadas, el incremento de la producción procedente de este grupo ha tenido como contrapartida el descenso de la participación de la OPEP en la oferta mundial, la cual ha descendido de 52% en 1973 a 44% a la fecha. Esto se explica porque luego del alza inicial de los precios del petróleo en 1973, se produjeron importantes cambios en la estructura energética mundial.

En efecto, la exploración y explotación de nuevas áreas petroleras determinó el surgimiento de otros productores-exportadores que gradualmente fueron desplazando a la OPEP de sus mercados tradicionales. A pesar de ello, la ausencia de políticas energéticas en el grupo No-OPEP y el desarrollo de nuevos sustitutos del petróleo en pocos países hacen prever que la dependencia energética respecto a la producción de la OPEP se seguirá acentuando, más aún en los países en vías de desarrollo.





A la fecha, la demanda mundial de petróleo se concentra básicamente en América del Norte, Europa Oeste (representada por la Unión Europea) y los países desarrollados de Asia, en cuanto a regiones industrializadas; y en el Círculo del Pacífico y China, en cuanto a zonas menos industrializadas. Ambas agrupaciones importan alrededor de 56 millones de barriles por día, siendo el 64% realizado por el primer grupo.

Según EIA (2004), la demanda esperada para el año 2025 alcanzará aproximadamente los 123 millones de barriles por día. El mayor incremento de la demanda por este producto (en promedio, 3.3% por año) provendría de los países asiáticos que se encuentran en proceso de desarrollo, encabezados principalmente por China. Asimismo, se estima que en términos absolutos la mayor demanda de petróleo procederá de las regiones de América del Norte y de los países en vía de desarrollo de Asia; mientras que el menor crecimiento se proyecta para Europa Oeste.



La estructura de la industria del petróleo tradicionalmente ha sido separada en dos segmentos claramente diferenciados: el segmento *upstream* que comprende las fases de exploración, explotación y transporte, y el segmento *downstream* que compromete las actividades de refinación, almacenamiento de combustibles, comercialización mayorista, transporte y comercialización minorista.

Teniendo en cuenta criterios metodológicos de investigación, el análisis de esta industria requiere el estudio por separado de estos dos segmentos debido a la complejidad de la estructura industrial, la gran cantidad de agentes participantes y las particularidades que caracterizan a cada fase de la industria. Por ello, en este documento inicial se ha realizado un análisis de las características económicas del segmento *upstream* de la industria del petróleo, desde la



perspectiva de la organización industrial, tomando como caso de aplicación la industria peruana.

Los mercados relevantes del segmento *upstream* del sector petrolero son: las exportaciones al mercado mundial del petróleo y las refinerías locales que son la principal fuente de abastecimiento de combustibles derivados dentro de un país. Estos constituyen las fuentes de demanda de toda la producción de crudo en un país. Un problema con aquellos países deficitarios es que su producción doméstica no satisface su creciente demanda, lo cual hace necesario la importación de diversos tipos de petróleo.

Respecto a la estructura industrial del segmento *upstream*, ésta se divide en tres segmentos: exploración, explotación y transporte. La exploración petrolera se caracteriza porque en ella participan un gran número de empresas de todo tipo (compañías independientes de las firmas transnacionales, empresas de pequeña escala, empresas subsidiarias de grandes corporaciones, etc). Las desventajas provocadas por la existencia de economías de escala y de barreras a la entrada que evitan a las compañías independientes y no integradas participar en otras fases de la industria están ausentes en la exploración petrolera.

La actividad de exploración es intensiva en capital y tecnología de punta, y demanda fuertes inversiones en capital específico cuya rentabilidad está sujeta a diversos riesgos asociados a la localización y el tamaño de las reservas, así como a los precios internacionales del crudo. Las inversiones realizadas en esta fase no constituyen costos hundidos dado que los equipos necesarios para llevar a cabo la exploración pueden trasladarse de una zona a otra, lo cual permite la búsqueda de petróleo en diferentes áreas. Sin embargo, la entrada no está libre de fricciones debido a la fuerte inversión inicial de carácter específica y a los altos riesgos asociados a la actividad.



La principal fuente de incertidumbre radica en el hecho que no se conoce con exactitud si se encontrará o no petróleo en una zona explorada en volúmenes comercialmente aceptables. Además, de encontrarse algún pozo explotable, existe el riesgo asociado a las variaciones de los precios internacionales, lo cual puede determinar que no se justifiquen las inversiones para su explotación si es que los precios en el mercado mundial no permiten cubrir los costos de producción.

La existencia de incertidumbre respecto a la rentabilidad de las inversiones en exploración y las asimetrías de información entre los operadores evita que algunos de ellos aprovechen sus ventajas de costos y las economías de escala para ganar poder de mercado en esta actividad. A su turno, la existencia de bajas barreras a la entrada determina que el perfil de este segmento sea más competitivo respecto a otras fases de la industria.



Un aspecto relevante de la actividad exploratoria es que la acumulación de conocimientos sobre las características y cualidades de los campos explorados, que son producto de las inversiones en investigación geofísica y geológica, generan economías externas (de aprendizaje) que benefician a los nuevos entrantes y les permiten ahorrar costos significativos para llevar a cabo su actividad.



El principal argumento para explicar este resultado es que las empresas, al aumentar sus inversiones en exploración, aprenden simultáneamente cómo buscar petróleo de manera más eficiente (efecto *learning by doing*). Esta situación puede provocar que la experiencia ganada por una empresa a través del aprendizaje en la exploración de una zona petrolera permita aumentar la productividad y la tasa de éxito de descubrimiento de reservas de otras





empresas que participan en la industria a través de la transferencia externa y difusión de conocimientos entre ellas (efecto *spillover*).

La explotación petrolera es un segmento que presenta básicamente una estructura de costos crecientes. Luego de superada la fase inicial de desarrollo de la producción petrolera en la que se registran costos operativos de extracción decrecientes, los costos comienzan a ser crecientes debido, en primer lugar, a la necesidad de las empresas de aumentar los gastos en recuperación secundaria o terciaria ante la caída en la presión de los reservorios y el agotamiento de las reservas y, en segundo lugar, los gastos en perforación de nuevos pozos para elevar la tasa de extracción con el objeto de mantener constante la producción. Por estas razones, una vez superada una determinada escala de producción, los costos medios por barril de petróleo extraído tienden a crecer a lo largo del tiempo.



La producción de petróleo está caracterizada por la existencia de segmentos de monopolio natural debido a las economías de escala y a la existencia de costos hundidos significativos que derivan de la inversión en activos específicos (facilidades de explotación a boca de pozo así como baterías de producción). Sin embargo, debido a la estructura de costos crecientes en la producción, si la industria sobrepasa un nivel mínimo eficiente, las economías de escala pueden agotarse haciendo posible la entrada de otros operadores más eficientes.



Las barreras a la entrada en este segmento no son solamente ocasionadas por cuestiones de carácter económico sino también por aspectos de orden legal, ya que la obtención de un contrato de licencia de explotación permite al operador gozar de cierto poder de mercado en el campo de explotación licitado.



La curva de oferta de la industria petrolera presenta una pendiente positiva en respuesta al hecho que conforme la producción se incrementa ésta empieza a presentar costos marginales crecientes debido a que es necesario poner en producción pozos cuya operación es más costosa. En otras palabras, a medida que se requiere más petróleo para satisfacer la demanda, se pondrán en operación unidades productivas más ineficientes que elevarán los costos de producción en la industria.

Por otro lado, la entrada de nuevos operadores en la explotación de nuevos yacimientos está afectada por diversos factores. En primer lugar, el nivel de largo plazo del precio internacional afecta la rentabilidad de las inversiones por su impacto directo sobre los flujos de caja de los proyectos de exploración y explotación (cuyo horizonte de desarrollo en promedio se extiende entre 10 y 20 años) al ser una fuente de volatilidad e incertidumbre. En segundo lugar, el progreso tecnológico puede incrementar la eficiencia de los métodos de exploración y de las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, generando ahorros de costos que pueden reducir las barreras de entrada a la industria.

Respecto a la actividad de transporte, la construcción de los ductos requiere la realización de grandes inversiones de carácter irreversible e irrecuperable, debido a que no pueden convertirse a otros usos o trasladarse de lugar si es que la empresa transportadora abandona la actividad. Estas inversiones específicas en las facilidades de transporte se convierten en costos hundidos, los cuales crean una asimetría esencial entre una empresa que ya está establecida y las que no lo están, dado que dichos costos actúan como barreras a la entrada que impiden el ingreso de nuevos operadores y permite a las empresas ya establecidas disfrutar de cierto poder de mercado.



El transporte de petróleo vía ductos presenta diversas fuentes de competencia intermodal, por ejemplo el transporte por buques tanque, mega-cargueros, camiones cisterna, barcazas, etc. La utilización de estos medios alternativos dependerá de los costos de transporte del crudo (asociados a la distancia de los mercados relevantes), las condiciones geográficas del terreno y los costos de inversión en cada uno de los sistemas.

La presencia de economías de escala (en una industria donde sólo se produce y transporta petróleo crudo) y la existencia de costos hundidos significativos determinan que este segmento tenga características de monopolio natural, lo cual genera diversas disyuntivas. Por un lado, dado un nivel de esfuerzo en la reducción de costos, es eficiente que una misma empresa sea la proveedora del servicio de transporte debido a que los costos de operación son minimizados al aprovecharse las economías de escala. No obstante, la provisión monopólica del servicio de transporte es consistente con la generación de poder de mercado en este segmento, hecho que se constituye en una fuente para la existencia de ineficiencias en la asignación y un nivel subóptimo de esfuerzo en la reducción de costos y provisión de la calidad en el servicio.

Es bajo esta estructura industrial compleja, asociada a diversas fallas de mercado, que opera el sector petrolero peruano. Sin embargo, debido a que existe una capacidad de producción insuficiente para satisfacer su demanda interna, se hace necesaria la realización de importaciones de crudo, lo cual hace que el mercado doméstico de combustibles y la economía en su conjunto estén sujetos a la volatilidad de las cotizaciones internacionales en el mercado mundial y a los “shocks” externos que afectan estas variables.

En este sentido, como se ha discutido en el Capítulo 3, las limitaciones para incrementar el número de reservas y el nivel de producción, las condiciones técnico-económicas del proceso productivo y la vinculación del mercado





interno con el mercado mundial, exponen a la economía peruana a abruptas fluctuaciones, a una severa volatilidad de los precios, y a “shocks” exógenos de carácter político asociados a los problemas de abastecimiento y control de las reservas petroleras en diversas partes del planeta.

La producción de la industria petrolera peruana a lo largo de su historia ha sido reducida (2,300 millones de barriles) en comparación a lo producido en otras latitudes. Las zonas productoras están localizadas principalmente en la costa norte y la selva. La producción petrolera ha venido menguando en los últimos años debido al agotamiento de las reservas, el escaso éxito en las exploraciones, la disminución de las inversiones, la dispersión de las zonas productoras, entre otros factores.

De otro lado, la explotación de los yacimientos se concentra básicamente en la zona norte del país donde participan diversas empresas de distintas nacionalidades (en su mayoría pequeñas). Sin embargo, no se aprecia la participación de grandes empresas petroleras transnacionales, lo cual puede deberse a la política de inversiones que tienen estas empresas a nivel global y a los niveles mínimos de reservas que requieren explotar para amortizar sus costos y cumplir con sus estándares de operación y calidad. El reducido tamaño de las reservas por lote y la fragilidad institucional que enfrenta el país serían factores que inducirán a los grandes inversionistas a no participar en la exploración y explotación petrolera.

Las contribuciones recientes a la teoría de la inversión pueden explicar por qué existen problemas que se produzcan las inversiones en exploración y explotación petrolera en el Perú, pues muestran que la existencia de condiciones rentables para la inversión no necesariamente garantiza que aquella se producirá. Si existen condiciones relevantes de incertidumbre sobre eventos futuros, sería óptimo para las empresas postergar la inversión. Ello determina





que esta variable siga un patrón discreto concentrándose sólo en algunos períodos de tiempo.

La evolución de la industria petrolera peruana en la década pasada es consistente con este enfoque. Las privatizaciones provocaron flujos iniciales de inversiones significativos en un contexto en el que se resolvieron una serie de incertidumbres relacionadas a la estabilidad política y el tratamiento del capital extranjero. Una serie de factores pueden alterar los flujos de inversiones como los factores institucionales, políticos, el riesgo país, el factor geológico y las variaciones del precio internacional del petróleo.

La producción petrolera peruana se destina básicamente a satisfacer la demanda interna mediante el procesamiento del crudo en las refinerías internas. En el Perú esta actividad se encuentra concentrada prácticamente en dos refinerías: Refinería La Pampilla, operada por el consorcio RELAPASA y la Refinería de Talara, operada por la empresa estatal PETROPERU. Esta empresa opera también las refinerías de Iquitos (Loreto) y el Milagro (Amazonas) y la refinería de Conchán (Lima). Las dos primeras refinerías procesaron alrededor del 85% del combustible refinado en el Perú durante el año 2002. Una tercera empresa, aunque de menor tamaño, es la empresa Maple Corp. quien opera la refinería de Pucallpa (Ucayali) bajo la modalidad de concesión y abastece básicamente a la demanda local de la región selva.

El Perú es un país importador neto de petróleo. La producción doméstica no alcanza para satisfacer la creciente demanda de combustibles derivados. El déficit en la balanza comercial de hidrocarburos es muy grande (aproximadamente US\$ 700 millones). En los últimos tiempos, las exportaciones de crudo han sido realizadas principalmente por la compañía Pluspetrol Norte de Argentina que explota los yacimientos de la selva norte.





Básicamente se exporta crudo pesado a mercados como el de Estados Unidos y Chile donde se requiere este tipo de producto para la realización de la mezcla óptima de crudos que necesitan las refinerías o para la producción de combustibles residuales que se demandan en la generación térmica de electricidad. De otro lado, las importaciones de crudo son realizadas por la transnacional Repsol–YPF y la empresa estatal PETROPERU, las cuales compran el petróleo de países como Ecuador, Colombia, Argentina, Venezuela y Nigeria.

La producción petrolera típicamente genera una renta, o sea beneficios extraordinarios considerables por encima de los costos de operación. Generalmente los gobiernos buscan obtener una participación importante en la apropiación de la renta petrolera por medio de la aplicación de impuestos especiales y las regalías con el objeto de financiar el gasto público o el déficit fiscal. En el Perú, la renta petrolera es administrada por una serie de instituciones con objetivos diversos. Los recursos provenientes de la renta petrolera se destinan a soportar las actividades de supervisión y fiscalización en el sector, financiar el Canon para los gobiernos regionales y locales, financiar programas de investigación y desarrollo, entre otros objetivos.

Con respecto a la supervisión y fiscalización del sector, el OSINERG viene realizando estas funciones en la industria petrolera sobre la base del marco institucional vigente en el sector hidrocarburos, las cuales están referidas básicamente a la supervisión de las condiciones técnicas de operación, de seguridad, de medio ambiente, así como de otros compromisos asumidos por los concesionarios previamente aprobados por el MINEM.

Debe señalarse que el desarrollo futuro de la industria del petróleo exigirá un esfuerzo de las entidades involucradas para crear la normatividad adecuada que permita aprovechar todo su potencial con las condiciones de seguridad y



calidad requeridas. En este sentido, es necesario que se formen grupos de trabajo en los aspectos referidos a la supervisión de los nuevos proyectos en el sector y a los problemas ambientales asociados a las actividades de la industria como los pasivos ambientales, emisiones de gas natural (venteos), vertimientos de aguas de producción, entre otros.

Para finalizar, es necesario mencionar que la entrada en operación del proyecto gasífero de Camisea ha provocado una modificación en la estructura de la industria de hidrocarburos en el Perú, que ha generado el incremento de la producción de combustibles líquidos, el aumento de las reservas probadas de hidrocarburos y la reconfiguración industrial en el sector hidrocarburos.¹²⁴ El desarrollo de la industria del gas natural y la sustitución en el uso de diferentes combustibles líquidos en el sector eléctrico, industrial y residencial, provocará que la necesidad de invertir en exploración petrolera sea menos apremiante y que el gas natural vaya ganando participación en la matriz energética peruana. Esta situación se reforzaría con el dinamismo esperado en la búsqueda de nuevas reservas de gas natural, lo cual producirá un mayor desarrollo de esta industria.

A su vez, el procesamiento de líquidos de gas natural provenientes del yacimiento de Camisea ha reducido las importaciones de combustibles (como el GLP y en menor medida el Diesel 2). Adicionalmente, el gas natural incursionaría en segmentos como el transporte a través de gas natural Vehicular (GNV), la generación térmica (a través de centrales de ciclo simple y combinado), y el consumo de gas a nivel residencial, comercial e industrial. Todos estos efectos tendrán como consecuencia que la demanda de petróleo no crezca en las magnitudes observadas en la década de 1990, reduciéndose la presión sobre la deficitaria Balanza Comercial de Hidrocarburos. Sin embargo,

¹²⁴. Puede consultarse Espinoza (2000), así como García y Vásquez (2004) para mayores detalles sobre la Industria del Gas Natural en el Perú.



se debe realizar un permanente monitoreo de estas variables y la evolución en el sector ya que el Perú está todavía lejos de ser un país autosuficiente en materia energética.

7. Referencias Bibliográficas

Adelman, M. (1993). "Modelling World Oil Supply". *Energy Journal*. 14 (special issue in memory of David O. Wood).

Adelman, M. (1990). "Mineral Depletion with Special Reference to Petroleum". *Review of Economics and Statistics*. 72: 1-10.

Adelman M. (1970). "Economics of Exploration for Petroleum and Other Minerals". *Geoexploration*. 8: 131-150.

Adelman, M. (1966). "Crude Oil Production Costs". *Petroleum Economist*. 33: 177-179.

Adelman, M. (1962). "Petroleum Production Costs in General". *Journal of Industrial Economics*. 10: 3-14.

Arellano, C. (2004). *Default Risk, the Real Exchange Rate and Income Fluctuations in Emerging Economies*. Duke University. Mimeo.

Arrow, K. (1962). "The Economic Implications of Learning by Doing". *Review of Economic Studies*. 29: 155-173.

Banco Mundial (1999). *Peru: Reform and Privatization in the Hydrocarbon Sector*. Energy Sector Management Assistance Program. Mimeo.

Besanko, D. y R. Braeutigam (2002). *Microeconomics: an integrated approach*. New York: John Wiley & Sons.

Cáceres, L. (2002). *El Gas Natural*. Callao: Aceros Arequipa.

Campodónico, H (2004). "Reformas e Inversión en la Industria de Hidrocarburos en América Latina". *Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78*. CEPAL.

Campodónico, H (1998). "Las Reformas Energéticas y el uso eficiente de la Energía en el Perú". *Serie Medio Ambiente y Desarrollo N° 12*. CEPAL.





Carlton, D. y J. Perloff (1994). *Modern Industrial Organization*. New Cork: Harper Collins Collage Publishers.

Comisión Europea (2001). *Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*. Bruselas: Unión Europea.

Dahl, C. y M. Erdogan (1994). "Oil Demand in the Developing World: Lessons from the 1980s applied to the 1990s". *Energy Journal*. Special Issue, The Changing World Petroleum Market: 69-85.

Dargay, J. y D. Gately (1994). "Oil Demand in Industrialized Countries". *Energy Journal*. Special Issue, The Changing World Petroleum Market: 39-67.

Diaz-Alejandro, C.; P. Krugman y J. Sachs (1984). "Latin America Debt: I don't think we are in Kansas anymore". *Brooking Papers of Economic Activity*. 1984-02: 335-403.

Dixit, A. y R. Pindyck (1994). *Investment under Uncertainty*. Ney Yersey: Princeton University Press.

Doms, M y T Dunne (1993). *An investigation into Capital and Labor Adjustment at the Plant Level*. Center for Economic Studies, Census Bureau. Mimeo.

Energy Information Agency (2004). *Internacional Energy Outlook*.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>

Frankel, P. (1953) "Integration in the Oil Industry". *The Journal of Industrial Economics*. 1: 202-211.

García, R. y A. Vásquez Cordano (2004). *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gallardo, J. García, R y R. Pérez-Reyes (2004). Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano. Documento de Trabajo N° 3. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Georgescu-Roegen, N. (1954). "Choice, Expectations and Measurability". *Quartely Journal of Economics*. 68: 503-534.

Hannesson, R. (1998). *Petroleum Economics: Issues and strategies of Oil and Natural Gas production*. London: Quorum Books.





Hotelling, H. (1931). "The Economics of Exhaustible Resources". *Journal of Political Economy*. 39: 137-175.

INDECOPI (1999). *Situación y Perspectivas de la Competencia en el Mercado de Combustibles*. Informe de Competencia. Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia.

Jorgenson, D. (1963). "Capital Theory and Investment Behavior". *American Economic Review*. 53: 247-259.

Leffler, W. (2000). *Petroleum Refining in Nontechnical Language*. 3th Edition. Tulsa: PennWell.

Levy, B. y P. Spiller (1994). *Regulations, Institutions and Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.

Martin, S. (1993). *Advanced Industrial Economics*. Massachusetts: Blackwell Publisher.

McKie, J. (1960). "Market Structure and Uncertainty in Oil and Gas Exploration". *Quarterly Journal of Economics*. 74: 543 – 571.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2003). Anuario Estadístico de Hidrocarburos. <http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/publicaciones/anuario2002>.

MINISTERIOS DE ENERGIA Y MINAS (2001). *Plan Referencial de Hidrocarburos*. Mimeo.

Moguillansky, G., y R. Bielschowsky (2001). *Investment and Economic Reform in Latin America*. Santiago de Chile: CEPAL.

Montague, G. (1907). "The Transportation Phase of the Oil Industry". *Journal of Political Economy*. 15: 449-469.

Newendorp, P. y J. Schuyler (2000). *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. 2th Edition. Aurora: Planning Press.

Odell, P. (1994). "World Oil Resources, Reserves and Production". *Energy Journal*. Special Issue, The Changing World Petroleum Market: 89-114.

OLADE (2003). *Estudio sobre la Distribución de la Renta Petrolera en el Perú*. Programa Energía, Ambiente y Población.





Pierce, W. (1996). *Economics of the Energy Industries*. 2th Edition. Westport: Praeger.

Prewitt, R. (1942). "The Operation and Regulation of Crude Oil and Gasoline Pipe Lines". *Quarterly Journal of Economics*. 56: 177-211.

Ruiz, A. (2003). "Tendencias Recientes del Mercado Internacional del Petróleo". *Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 69*. CEPAL.

Tobin, J. (1969). "A General Equilibrium Approach to Monetary Theory". *Brookings Papers on Economic Activity*. 1981: 67-140.

Uhler, R. (1976). "The Costs and Supply in Petroleum Exploration: The Case of Alberta". *Canadian Journal of Economics*. 9: 72-90.

Vásquez Cordano, A. (2002). "Las Características Técnico-Económicas de las Industrias de Servicios Públicos". *Econodémica*. 1: 135-151.

Williamson, H. y R. Andreano (1961). "Integration and Competition in the Oil Industry: A Review Article". *Journal of Political Economy*. 69: 381-385.



8. Anexo: Traducciones

32. Se conoce este problema en la literatura como: *Incomplete Understanding* (comprensión incompleta). Al respecto Newendorp y Schuyler comentan lo siguiente: “no podemos describir explícitamente el proceso que genera la distribución de las acumulaciones de petróleo. Esta es una desventaja para nosotros porque significa que probablemente nunca seremos capaces de desarrollar un modelo probabilístico exacto (ecuación) que sirva como análogo al proceso de exploración” (2000: 331) (la traducción es propia).

36. Como sostiene Adelman: “De ahí, la mayor parte de exploraciones en cualquier periodo tiene lugar en las ‘viejas’ áreas petroleras; y un descubrimiento hoy puede deberse, en parte, a gastos llevados a cabo décadas atrás [...] A pesar que alguna parte de esos gastos iniciales aparentemente no relacionados fueron parte del costo total de exploración de este depósito en particular, los antiguos y nuevos desembolsos son costos conjuntos para obtener el resultado final de nuevas reservas” (1962: 4). (la traducción es propia).

51. Como sostiene Adelman: “un pozo operativo de gas o petróleo no se cerrará hasta que el precio haya caído tan bajo que se encuentre debajo del costo de operación extractiva, el cual puede ser grande o sólo una fracción menor del costo total de producción (incluyendo exploración y desarrollo) requerido para reproducir la capacidad, i.e. la reserva” (1962:8) (la traducción es propia).

52. Este resultado para la industria petrolera contrasta con lo que argumentaba Hotelling (1931) sobre el inconveniente que causa la existencia limitada de recursos naturales (minerales, petróleo, gas, etc.) al provocar que el precio de estos recursos se incremente en función de la tasa de descuento a lo largo del tiempo (conforme se van agotando), bajo el supuesto que la cantidad fija del recurso es explotada entre dos o más períodos limitados. Como sostiene Adelman: “El mineral total en la tierra es una restricción no ceñida irrelevante. Si los costos esperados de la búsqueda y desarrollo exceden a los ingresos netos esperados, la inversión termina y la industria desaparece. Lo que sea que quede en el suelo es desconocido, probablemente inescrutable, pero seguramente sin importancia: una realidad geológica de ningún interés económico [...] Si la producción final [de petróleo] está determinada por costos y precios futuros, el recurso estimado no puede ser el punto de partida para estimar costos y precios [...] [Por lo tanto] el supuesto de existencia fijas es erróneo y superfluo” (1993:220). Véase además Pierce (1996) para una presentación de los problemas que surgen en el análisis económico de las actividades extractivas (la traducción es propia).

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos - 2005.**

Equipo de Trabajo

José Gallardo Ku Gerente de Estudios Económicos.

Especialistas:

Raúl Pérez-Reyes Espejo Economista Principal.

Raúl García Carpio Especialista en Regulación Económica.
Sector Eléctrico.

Arturo Vásquez Cordano Especialista en Organización Industrial.
Sector Hidrocarburos.

Luis Bendezú Medina Especialista en Econometría.

Lennin Quiso Cordova Especialista en Supervisión. Sector Eléctrico.

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida