

SITUACION DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN EL PERÚ, PERIODO 1996-2010

Manuel Martín Ego Aguirre Madrid¹, Carlos Enrique Orihuela Romero²

Fecha de recepción: 13-12-13

Fecha de aceptación: 19-03-14

Resumen

El objetivo del presente estudio es analizar la situación de la industria del petróleo en el Perú, en el periodo 1996 – 2010, con el fin de identificar si las políticas implementadas en el sector petrolero peruano, han sido adecuadas. La importancia del trabajo radica en que de acuerdo a la legislación vigente, el desarrollo de la industria de hidrocarburos en el Perú depende directamente de la inversión de capitales privados, por lo que es importante evaluar si las políticas de promoción de inversión y el marco legal vigente, han tenido resultados satisfactorios en la gestión del recurso en el país. Para realizar el análisis se evaluaron, independientemente y por medio de paneles de datos, dos zonas petroleras del país: el noroeste y la selva. Mediante el análisis de la producción en ambas zonas, se identificaron los principales factores de producción que influyen en el costo total de producción de petróleo en *boca de pozo*. En base a estos factores, se determinaron las correspondientes funciones de costo total de producción petrolera, y se evaluó el comportamiento de

los costos medios y costos marginales a lo largo del periodo de estudio. Los resultados sugieren que a pesar que la mayoría de yacimientos de petróleo en el Perú vienen produciendo desde hace muchos años, aún presentan posibilidades de mejorar sus niveles de producción, en función a adecuadas políticas de promoción de las inversiones.

Palabras clave: Petróleo, Perú, Costo de producción, Economías de escala

Clasificación JEL: Q32

Abstract

The objective of the present study is to analyze the situation of the oil industry in Peru, during 1996-2010, in order to identify whether the policies implemented in the Peruvian oil sector in this period have been adequate. The importance of the work is that according to the current Peruvian legislation, the development of the industry of hydrocarbons directly depends on private capital invest-

1 Máster en Economía de los Recursos Naturales y el Ambiente (UNALM-Perú). Coordinador de permisos en BPZ Exploración & Producción. Dirección postal: Morro Solar 1352 – Las Gardenias, Surco, Perú. Teléfono: (511) 7080808 anexo: 1204; e-mail: manueleam@hotmail.com

2 Máster en Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente (Universidad de Concepción – Chile). Docente e investigador de la UNALM-Perú. Dirección postal: Jr. Pirandello 105, Dpto. 102 San Borja, Perú. Teléfono: (511) 6147800 anexo: 239; e-mail: corihuela@lamolina.edu.pe

ment, so it is important to assess whether policies for investment promotion and the existing legal framework have had satisfactory results in the management of resources in the country. For the analysis there were independently evaluated, through panel data, two oil zones of the country: the Northwest and the jungle. Analysis of production in both areas identified the main production factors that influence the total cost of production of oil at the wellhead. Based on these factors, the corresponding total cost of oil production functions were determined, and evaluated the behavior of costs means and marginal throughout the study period costs. Results suggests that despite that most Peruvian oil fields are producing for many years, they still have possibilities of improving their levels of production, based on appropriate policies for the promotion of investments.

Keywords: Petroleum, Peru, Cost of production, Economies of scale

JEL classification: Q32

1. REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Etapas en la producción de petróleo

El petróleo es un combustible fósil, que constituye actualmente la principal materia prima para la generación de energía en el mundo. La desigualdad en la localización geográfica de grandes reservas de petróleo en el planeta y

la magnitud de las inversiones que se requieren para producirlo, han determinado que la oferta mundial se encuentre concentrada en pocos países y bajo el control de consorcios transnacionales (OSINERGMIN, 2005).

De acuerdo con el US “Environmental Protection Agency” (2000), el proceso de la industria extractiva de petróleo y gas puede ser clasificado en cuatro etapas principales: exploración, desarrollo de pozos, producción y abandono del campo. La exploración involucra la evaluación de formaciones de roca asociadas con los depósitos de petróleo y gas, e incluye también la prospección geofísica y perforación de pozos exploratorios. La evaluación geológica de estos depósitos permite determinar si es recomendable la explotación del yacimiento mediante la perforación de pozos (Ego Aguirre, 1993).

Una vez que se ha ubicado un campo económicamente recuperable, comienza la perforación de desarrollo del campo, mediante la construcción de uno o más pozos adicionales, confirmando el hallazgo de hidrocarburos e instalando las facilidades para la producción del mismo. En caso que esta etapa no sea productiva, se produce el abandono del campo (EPA, 2000).

La producción de petróleo es el proceso de extraer los hidrocarburos del subsuelo y separar la mezcla de líquidos, gases y sólidos, con el fin de vender el petróleo y gas. Para este proceso se emplean uno o más pozos. Terminada la producción de petróleo del campo se produce el abandono del área con el retiro de las instalaciones.

Durante la vida útil del campo, respecto a producción de petróleo, éste pasa por tres etapas: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria. La recuperación primaria es la primera etapa en la producción de hidrocarburos; en ella la presión del reservorio es suficiente para extraer el petróleo. Posteriormente, a medida que disminuye la presión, se instalan equipos de levantamiento artificial, como bombas de diversos tipos, equipos de "gas lift" y, ocasionalmente, la estimulación del reservorio. La producción primaria normalmente alcanza a menos del 25% del petróleo in situ.

La recuperación secundaria mejora la producción de petróleo, mediante el aumento de la presión del reservorio, por medio de la mejora del empuje de agua, producto de la inyección de ésta en los niveles inferiores del reservorio, o incrementando la presión de gas a través de la inyección de gas en los niveles superiores de la estructura geológica. Por otro lado, la recuperación terciaria, a diferencia de las dos anteriores, involucra la inyección de materiales no usuales en el reservorio, para movilizar el petróleo y gas y ser extraído posteriormente con este producto. Algunos ejemplos incluyen recuperación termal, inyección miscible, recuperación por microbios, etc. Actualmente no existen campos de recuperación terciaria en el Perú.

De acuerdo a la información de las memorias de hidrocarburos del Perú (1990-2010), tanto en el noroeste como en la selva, se cuenta con campos en recuperación primaria y secundaria. Así mismo, se continúa con la perforación de pozos para el desarrollo de los diferentes

yacimientos.

Según Carrillo (2006), la estrategia de desarrollo de los diferentes campos, depende de la ingeniería de reservorios, donde se realiza un análisis (estático y dinámico) de gran cantidad de datos, de diferentes fuentes. Tal análisis se realiza por medio de la evaluación del comportamiento de producción de cada pozo, y del modelamiento del campo mediante el empleo de simuladores especializados. Este nivel de detalle escapa del tema de nuestro análisis, dado que en este caso el mismo se realiza a nivel macro, integrando la información de todo el Perú.

Del análisis global de la literatura y de la información disponible, se infiere que, para el Perú, la variación de la producción de petróleo e hidrocarburos líquidos dependería de la producción de los pozos activos, de la existencia de pozos inyectoros y de los pozos de desarrollo perforados en cada año de análisis, existiendo diferencias en la producción en el noroeste y la selva.

1.2. La producción de petróleo en el Perú

Como se conoce hoy en día, la industria del petróleo en el país, comienza cuatro años después de la perforación del primer pozo a nivel mundial, que fue realizada por el Coronel Drake en Pensilvania, 1859. En el Perú, el Ing. Prentice perforó el primer pozo petrolero en Zorritos, el 2 de noviembre de 1863, encontrando petróleo a 24 metros de profundidad, con una calidad de 35 grados API. Este

pozo marca el inicio de los descubrimientos de petróleo en el subsuelo del noroeste peruano, que a la fecha alcanza una cifra cercana a los 2,000 millones de barriles.

En la selva, los trabajos de exploración petrolera se inician en 1920, pero no es sino hasta 1939 que la compañía "Ganzo Azul" descubre el campo de Aguas Calientes, con unos 30 millones de barriles de reservas probadas, y cuya producción inicial se transportaba en barcas y se exportaba a Manaus, en Brasil, dado que el volumen del yacimiento no justificaba la construcción de un oleoducto.

En 1953 se licitan las áreas del zócalo continental, realizándose las perforaciones iniciales en busca de hidrocarburos desde el litoral y de buques especiales; luego la producción comenzó en 1961 con los descubrimientos de petróleo frente a las costas de Talara, que al año 2011 alcanzan los 500 millones de barriles.

El descubrimiento, por parte de Petroperú, de los Yacimientos Corrientes, Capirona y Pava-yacu, así como los descubrimientos de OXY en la frontera con el Ecuador, han acumulado una producción de alrededor de 1,000 millones de barriles de petróleo.

En la selva sur del país, la empresa anglo-holandesa "Shell" descubrió, en 1984, los yacimientos de gas (y condensados) de Camisea (Cashiriari y San Martín) del actual Lote 88, cuya producción se inició el año 2004. Así mismo, en 1998 se produjo el descubrimiento de Pagoreni, habiendo alcanzado reservas de hidrocarburos líquidos de unos 3,000 millo-

nes de barriles al 2011.

Adelman (1995) indica que no existen stocks fijos de minerales sino un flujo incierto entre inventarios de minerales o reservas probadas, siendo estas reservas de minerales activos de riesgo. En este sentido es importante mencionar que existe potencial de descubrimiento de reservas adicionales, tanto en la selva del Perú como en el mar (mediante la exploración en aguas profundas) así como en el zócalo al sur de Piura; zonas que tienen poca actividad de exploración por hidrocarburos. Sin embargo, los volúmenes de inversión requeridos, así como las consideraciones ambientales y sociales, presentarían una barrera potencial a nuevos descubrimientos.

Hasta el año 1980 la producción de petróleo mantuvo un incremento progresivo, alcanzando, en dicho año, un máximo de 195,493 barriles diarios. Sin embargo, la crisis económica de los años 80, la privatización de Petroperú a inicios de los 90 y la caída del precio internacional del petróleo, a fines de dicha década, motivaron un descenso progresivo de la producción, hasta el año 2004, en que comienza la producción comercial del yacimiento de Camisea (condensados – hidrocarburos líquidos). Coincidentemente por la misma época, aumentó también la actividad en el noroeste del Perú, mediante la perforación de pozos, como consecuencia del incremento del precio internacional del petróleo y de un nuevo marco legal.

Hasta 1996 la producción de petróleo en el Perú consistía solamente de petróleo crudo de diversas calidades. A partir de ese año se

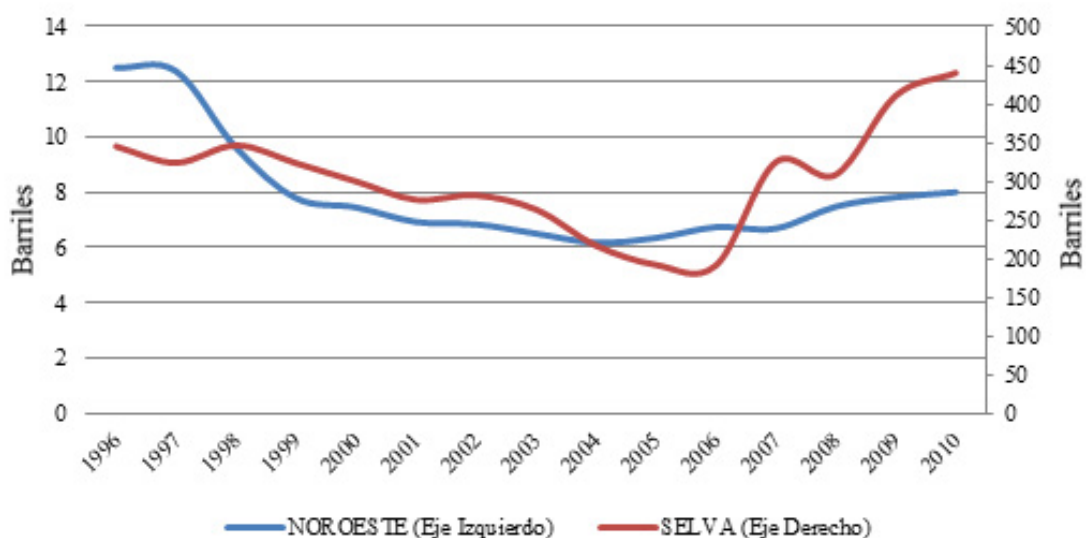
inicia la producción de hidrocarburos líquidos (condensados) del yacimiento Aguaytia (en la selva central), la misma que se incrementa con el inicio de la producción de Camisea en el 2004. Para el año 2012 la producción de condensados fue mayor al 40% de la producción total de hidrocarburos líquidos (petróleo y condensados).

Los yacimientos en el noroeste peruano se ubican en las cuencas Talara y Tumbes-Progreso, con formaciones productivas del periodo terciario y reservorios de baja porosidad, así como con petróleo ligero de mejores condiciones para su venta en el mercado. En la selva, los yacimientos están ubicados en las cuencas Marañón y Ucayali, con formaciones productivas del periodo cretáceo. Estos reservorios son de alta porosidad y contienen petróleo pesado en la selva norte (cuenca Marañón), mientras que en la parte sur (cuenca Ucayali), se ubican los yacimientos de Camisea que producen de condensados de alta calidad.

Estas diferencias se evidencian en la estructura productiva de petróleo en cada región. El noroeste requiere de muchos pozos activos para obtener menores niveles de producción de hidrocarburos, siendo el promedio de producción de petróleo de 8 barriles diarios por pozo, en el año 2010. En el caso de la selva, una menor cantidad de pozos produjo mayor cantidad de petróleo, con un promedio de 440 barriles/día por pozo, para el mismo año.

En cuanto a la producción diaria de petróleo e hidrocarburos líquidos, se muestra una tendencia creciente desde el año 2004, tanto en el noroeste como en la selva. Esto indicaría que existe potencial de incrementar la producción de petróleo mediante la inversión directa (en esta actividad) en los lotes operativos. La Figura 1 ilustra tanto este incremento en producción e indirectamente evidencia las diferencias en las características productivas de ambas regiones.

Figura 1. Producción promedio diaria de petróleo por pozo Periodo 1996 - 2010



Fuente: Perupetro (<http://www.perupetro.com.pe>) / Minem (<http://www.minem.gob.pe>)

Desde el año 2003 existe un incremento de reservas, probadas y probables, tanto de petróleo crudo como de hidrocarburos líquidos, lo que implicaría que para el caso peruano, a pesar de una historia de muchos años de producción de petróleo, aún no se evidencia el agotamiento del recurso. El incremento de la actividad petrolera de los últimos años, motivados por los elevados precios del petróleo, ha permitido revertir la tendencia negativa tanto en producción como en reservas.

A pesar del relativamente reciente incremento en la producción de petróleo en el Perú, éste resulta insuficiente para satisfacer la demanda interna, por lo que se hace necesaria la importación de crudo (OSINERGMIN, 2005). La entrada en operación del yacimiento de Camisea ha provocado una modificación en la estructura productiva de la industria de hidrocarburos del Perú, con un incremento de la producción de combustibles líquidos, el aumento de las reservas probadas y el inicio de la exportación de gas natural, con la puesta en operación de la planta, de LNG, en "Pampa Melchorita" el año 2010.

Desde 1993, el Estado no está invirtiendo directamente en la explotación de recursos naturales, debido a un nuevo marco legal, en el cual el rol del Estado es de promotor de inversiones. Como consecuencia de ello, en el sector hidrocarburos el Estado concesiona lotes petroleros para que capitales privados realicen inversiones de riesgo en el desarrollo de la industria. Para fines de atracción de inversión de riesgo, el Perú compite con el resto de países, por lo que requiere contar con un marco legal adecuado, además de otros

incentivos que promuevan la inversión en hidrocarburos.

Las oportunidades de crecimiento de la industria se enfrentan a un acceso limitado de inversionistas, así como a consideraciones ambientales, y de ubicación de prospectos, cada vez más complejas. En el periodo de análisis, la tendencia creciente de los precios del petróleo en el mundo ha sido favorable a la inversión en hidrocarburos en el país. Este factor sumado a un nuevo marco legal, ha motivado que entre los años 2004 y 2008 se incrementaran los contratos de licencia en un 160%, pasando de 31 contratos el 2004 a 83 contratos en abril de 2008. Sin embargo, este breve análisis no evalúa la eficiencia de las políticas de promoción de inversiones, implementada por el Estado, en función del área de los lotes petroleros versus compromisos de inversión.

1.3. Economías de escala en la industria del petróleo

En teoría, la producción de petróleo presenta una fase inicial de comportamientos de escala decreciente y posteriormente, por agotamiento de los pozos, se pasa a una segunda etapa de rendimientos crecientes, debido a la inversión en tecnologías de recuperación secundaria, perforación de pozos adicionales, agotamiento de las reservas y a la necesidad de utilizar progresivamente métodos de recuperación (secundaria o terciaria) para mantener la producción (OSINERGMIN, 2005).

En los tramos de costos medios decrecientes

que determinan las economías de escala, se considera que en éstos influye la presencia de costos hundidos en la explotación. Esta reducción del costo medio de producción, sumada a concentraciones de producción por empresa y a la existencia de barreras de entrada, es una de las condiciones necesarias para probar la evidencia de la existencia de un monopolio natural. Esto ocurre cuando para un determinado nivel de producción, el costo total incurrido por una empresa es menor que la suma de los costos totales de dos o más empresas.

El aporte de este trabajo consiste en la construcción de la función de costo total de producción de petróleo, en boca de pozo, para el noroeste y para la selva del Perú. Tal función de costo se realiza después de la identificación de los factores de producción que influyen principalmente en el costo total de producción de petróleo. En base a estas funciones de costo, se determina si hay evidencias de economías de escala en el periodo 1996-2010 en el Perú.³

2. MÉTODOS

2.1. Metodología

En la literatura revisada, Gao (1999) y Hartley (2004) utilizan un modelo translog para determinar una función de costo de producción en base a costos de exploración, costos de desarrollo y costos operativos para Arabia Saudita, pero expresan dificultad en obtener

³ La elección de este periodo se debe a la disponibilidad de información proporcionada por PERUPETRO, entidad que fue creada en la década de los 90.

información adecuada, por ello realizan su análisis mediante algunos supuestos utilizando información del U.S. Energy Information Agency (EIA) para sus cálculos.

Para estimar la función de costo total de la producción de petróleo en el Perú, y dado que no existen estudios en el Perú que presenten información sobre funciones de costo total de producción de petróleo (OSINERGMIN, 2005), se ha tomado como referencia otros estudios similares (Chermak, 1992), así como la teoría econométrica (Greene, 2002). En el modelo propuesto, se considera una función de costo para una firma mono productora que utiliza k insumos mediante la siguiente expresión:

$$\ln CT = \beta + \beta_q \ln q + \beta_{qq} (\ln q)^2 + \sum_{i=1}^k \beta_i \ln \omega_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \beta_{ij} \ln \omega_i \ln \omega_j + \sum_{i=1}^k \beta_{qi} \ln q \ln \omega_i \quad (1)$$

En este caso ; CT es el costo total; q es la producción del sector hidrocarburos; y son los precios de los factores y son los parámetros a estimar.

$$\text{Sujeto a: } \sum_{i=1}^k \beta_i = 1 \quad (2)$$

La expresión (1) es una función de costo translog. Esta función es útil porque permite evaluar el modelo con elasticidades variables y permite acotar los datos a valores positivos, descartándose así errores en la correlación, al considerar datos de producción y costos irreales menores a cero. Estas consideraciones son necesarias para evaluar las economías de escala y la forma de la curva de costos. La función translog es usada para especificar

la función de costo de corto plazo (Lazkano, 2008). Sin embargo, una correcta estimación requiere de un número grande de observaciones, para evitar problemas estadísticos, como sobre parametrización que trae como consecuencia gran cantidad de restricciones. Para nuestro caso, las limitaciones en cuanto a la cantidad de datos no permiten realizar un análisis de este tipo.

La expresión (2) es una restricción que corresponde a la propiedad de homogeneidad de grado uno en el precio de los insumos. Para este caso la suma de las elasticidades precio-costo de los insumos debe ser uno, lo que quiere decir que, en la medida que todos los precios de los insumos aumenten en una misma proporción, el costo total deberá aumentar también en esa misma escala.

Debido a que se dispone de información de las zonas noroeste y selva para el periodo comprendido entre los años 1996 al 2010, se plantea la estimación de un panel de datos balanceados. Asimismo, dadas las características de la información recibida, se está considerando la función de producción de petróleo en boca de pozo, por lo que no se toma en cuenta los costos administrativos, financieros, regalías ni depreciación y amortización⁴. Debido a las limitaciones de información, se ha simplificado la función de costos de corto plazo, reduciéndose a una función de costos tipo Cobb-Douglas que se representa de la forma siguiente:

4 En el presente estudio no se considera depreciación ni amortización para la producción en boca de pozo porque la información entregada por PERUPETRO se encuentra agregada, no discriminándose las actividades por cuestiones de confidencialidad. Sin embargo, estos valores no afectarían los resultados en el modelo propuesto.

$$CT = aQ^b w^c r^d \quad (3)$$

Donde a, b, c y d son constantes, Q es la producción, w y r son los precios de los factores. Aplicando logaritmos y considerando el caso para empresas mono productoras, económicamente la función se reduce de la siguiente manera:

$$\ln CT_{it} = \beta + \beta_q \ln q_{it} + \sum_{j=1}^k \beta_j \ln \omega_{j,it} + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

Donde los subíndices i y t corresponden a las zonas (noroeste y selva) y al periodo de tiempo (1996-2010) analizados, respectivamente. La principal ventaja de la expresión (4) es tener una mayor cantidad de información, en comparación con estimaciones de series temporales. Asimismo, se evitan principalmente problemas de multi-colinealidad y sobre-parametrización existentes en (1), que ocasionarían problemas de inferencia estadística. Las limitaciones de esta simplificación radican en que no será posible determinar la existencia, o no, de economías de escala porque esta simplificación asume elasticidades constantes.

Usando la expresión (2) y considerando que existen 3 categorías de precios de factores, se debe cumplir que:

$$\sum_{j=1}^3 \beta_j = 1 \quad (5)$$

Las variables y parámetros que se utilizan en la especificación (4) dada la restricción (5) son:

CT_{it} = Costo total operativo (en US\$ de 1994).

Esta información ha sido proporcionada por PERUPETRO, ordenada en dos series de tiempo, una para el noroeste y la otra para la selva.

q_{it} = Producción de petróleo en barriles. Esta información ha sido obtenida de las memorias de hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, ordenada en dos series de tiempo, una para el noroeste y la otra para la selva, y agrupando la información de hidrocarburos líquidos (petróleo y condensados).

ω_{1it} = Precio del factor de alquiler de equipos para producción primaria, con el fin de evaluar el efecto de los pozos de desarrollo perforados en el año en la función de costo. Esta información ha sido obtenida de la serie de la Environmental Investigation Agency (**EIA**), teniendo en consideración las diferencias para el caso del noroeste y la selva; normalizada a 1994⁵.

ω_{2it} = Precio del factor de las operaciones de recuperación primaria de petróleo, con el fin de evaluar el efecto de los pozos productores activos en la función de costo. Esta información ha sido obtenida de la serie de la **EIA** y teniendo en consideración las diferencias para el caso del noroeste y la selva; normalizada a 1994.

ω_{3it} = Precio del factor de equipos e instalaciones para pozos inyectoros, con el fin de evaluar el efecto de los pozos inyectoros en la función de costo. Esta información ha sido obtenida de la serie de la **EIA** y teniendo en consideración las diferencias para el caso del

noroeste y la selva; normalizada a 1994.

β = Intercepto.

β_q = Elasticidad costo total – producto.

β_1 = Elasticidad costo total – precio de alquiler de equipos para producción primaria.

β_2 = Elasticidad costo total – precio de las operaciones de recuperación primaria de petróleo.

β_3 = Elasticidad costo total – precio de equipos y facilidades para pozos inyectoros.

ε_t = Término de Error

La función de costo total de producción de petróleo, en boca de pozo, debería tener signo positivo en cada una de las variables consideradas. Sin embargo, se pueden presentar situaciones particulares como las encontradas en el presente estudio, donde los procesos extractivos requieren de esfuerzos adicionales, lo que se evidenciaría porque algunos de los factores tendrían signo negativo. En este caso particular, en la expresión (4) los términos constantes deberían tener signos positivos, excepto , el cual no es un factor de producción por si mismo, sino que es un factor que permite mejorar las condiciones del reservorio, por ser producto de la inyección de fluidos en el mismo lo que mejora las condiciones del reservorio impactando de modo positivo en la producción de los pozos relacionados a .

5 Se entiende por normalizar a la acción de tipificar una base de datos, es decir ajustar los datos semejantes a un tipo o norma común en este caso, se realizó el ajuste a 1994.

En caso de determinarse disminución de costo medio con el aumento de la producción, es necesario realizar un análisis del Índice de Herfindahl para evaluar la concentración de la producción y la tendencia a la formación de monopolios en el periodo de estudio. Este índice se basa en la metodología siguiente:

$$H_j = \sum_{i=1}^I s_{ij}^2 \quad (6)$$

Donde H_j representa la suma de los cuadrados de la fracción de mercado que tiene una firma i en la industria j para un año dado. En el presente caso se analiza la concentración de la producción. Un valor alto indica una concentración del mercado en un pequeño número de firmas o falta de competencia en el mercado.

Escogido el mejor modelo de costos totales de producción de petróleo, periodo 1996-2010, se evalúan las economías de escala. Las cuales se definen como el incremento relativo de los costos totales resultantes de un incremento proporcional en la producción. Según Christensen y Greene (1976), éstas están determinadas como la unidad menos la elasticidad costo total – producto:

$$SCE = 1 - \frac{\partial \ln CT}{\partial \ln q} \quad (7)$$

Para el modelo propuesto, $SCE=1-\beta_q$. Si SCE es mayor que cero, existen economías de escala; si es menor que cero, existen diseconomías de escala. Mientras que si $SCE=0$, no existen ni economías ni diseconomías de escala, y se presentan costos constantes a es-

cala, donde el incremento en el producto es igual al incremento en los costos.

2.2. Análisis de Datos

La investigación realizada es de carácter exploratorio, basada en el análisis de la información histórica de producción de petróleo en el país, de 1996 al 2010, con frecuencia anual, la misma que se encuentra disponible en las memorias de hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Así mismo, la información financiera fue solicitada a PERUPETRO, al amparo de la Ley N° 27806- Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública- y fue proporcionada en US\$, en series de tiempo independientes para el noroeste y la selva del Perú (por cuestiones de confidencialidad de la información con las compañías operadoras en los contratos de licencia). De esta forma, la información agregada permite realizar un análisis paralelo considerando el mayor detalle posible.

La información del costo operativo total de producción (CT), en US\$, fue obtenida de la información de costos de la industria del petróleo, proporcionada por PERUPETRO S.A. Posteriormente fue transformada a US\$ de 1994, usando como deflactor el IPC del combustible (1994=100), el cual fue obtenido del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). La información de los costos unitarios de los factores de producción, proviene de la Energy Investigation Agency (www.eia.gov), entidad que ha realizado un análisis detallado de los mismos, mediante la revisión en detalle de los factores individuales, presentándolos en series de tiempo, transformadas a US\$

1976, para las diferentes regiones de los Estados Unidos de América.

Los precios unitarios de los factores productivos, si bien han sido calculados para el caso de Estados Unidos (dado que no se cuenta con datos nacionales), han sido utilizados considerando que los factores de producción son manejados por un grupo pequeño de compañías de servicio que trabajan a nivel mundial, con listas de precios de servicios equivalentes. Por ello es factible utilizarlos, en este caso, de la manera siguiente: para el noroeste se utilizaron los valores correspondientes a la costa oeste de los Estados Unidos, por su similitud tanto en edad geológica como cercanía al mar; para la selva se utilizaron los valores de la zona central de los Estados Unidos, dada la similitud de sus características geológicas y de ubicación geográfica.

Para el análisis, la información fue organizada en paneles de datos balanceados, es decir con todas sus observaciones, para luego introducirla en el software Eviews, y procesarla empleando técnicas de análisis econométrico. Se determinó también la consistencia de la muestra y realizó las pruebas correspondientes. Posteriormente, mediante análisis microeconómico, se determinaron las economías de escala del sector en el periodo de estudio.

Antes de proceder con las estimaciones pertinentes para el sector hidrocarburos, se realizaron pruebas de normalidad para cada una de las variables a utilizar, con el fin de determinar la inferencia estadística sobre los parámetros estimados. Los resultados indicaron que todas las variables se distribuyen de

manera normal, que son aproximadamente simétricas y de forma mesocúrtica.

Asimismo, se construyó la matriz de correlación entre las variables explicativas. Los resultados muestran que el grado de correlación entre los precios de los factores es alto (superior a 0.5). Lo anterior justifica aún más el hecho de que la elección del mejor modelo, debe contener como variable de regresión a la producción y, a lo más, dos precios de los factores, a fin de evitar distorsiones en los resultados de tipo inferencia estadística y de signos esperados.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para escoger el mejor modelo de la función de costo total de producción, para el periodo 1996-2010, se compararon siete estimaciones siguiendo la forma funcional de una función de costo de producción tipo Cobb-Douglas, definida en la especificación general (4) sujeta a la restricción (5), teniendo en cuenta la información de las zonas noroeste y selva. Los determinantes fundamentales fueron los criterios Akaike y Schwarz, así como los signos y los valores de las elasticidades precio-costo. El resultado del análisis se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Comparación de modelos para la mejor especificación de costos

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
β	-5.84** (0.00)	-3.67 (0.26)	-15.47* (0.00)	-7.61* (0.00)	8.09** (0.02)	-9.16* (0.00)	-9.97* (0.00)
β_q	1.08* (0.00)	0.94* (0.00)	1.68* (0.00)	1.20* (0.00)	1.56* (0.00)	1.48* (0.00)	1.70* (0.00)
β_1	-0.61 (0.29)	-1.67* (0.00)	2.42* (0.00)	-	-0.18 (0.49)	-	-0.26*** (0.08)
β_2	2.24* (0.00)	2.67* (0.00)	-	1.85* (0.00)	-	0.28 (0.38)	-
β_3	-0.63* (0.00)	-	-1.42* (0.00)	-0.85* (0.00)	-	-	-
\bar{R}^2	0.92	0.78	0.77	0.91	0.73	0.73	0.83
Prob. F	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Akaike	0.18	0.90	1.09	0.16	1.13	1.12	0.76
Schwarz	0.38	1.04	1.24	0.30	1.27	1.26	0.91

Nota: Los valores en paréntesis representan los valores probabilísticos (P-value)

(*) Significativa al 1%; (**) Significativa al 5%; (***) Significativa al 10%

En la elección del “mejor” modelo, se consideró los criterios para la elección de la especificación más correcta, de acuerdo al orden siguiente: (i) signos esperados de los coeficientes; (ii) significancia individual y grupal de las variables de regresión; (iii) criterio Akaike y Schwarz más bajo y (iv) mejor bondad de ajuste del modelo.

La información de la estimación nos permite analizar varios modelos para escoger la especificación más adecuada, según la expresión general (4). Los resultados indican que los modelos 1 y 2 se deben descartar, dado que no tienen el signo correcto en el coeficiente a pesar de tener (ambos) una bondad de ajuste adecuada. De la misma forma se descartan los modelos 5, 6 y 7 pues los coeficientes relacionados a los precios de los factores no son significativos, y en algunos casos no tienen el signo esperado.

Al determinarse un problema de multicoli-

nealidad (por la alta correlación entre factores) se procedió a eliminarla utilizando como máximo el precio de dos factores. De esta forma se realizó la comparación final entre los modelos 3 y 4, escogiéndose este último dado que tiene los criterios Akaike y Schwarz más bajos (0.16 y 0.30 respectivamente), y una bondad de ajuste mucho mejor. El modelo escogido (modelo 4) no considera la influencia de los pozos perforados para el cálculo de la función de costo total de producción, la cual se expresa de la siguiente manera:⁶

$$\ln CT_{it} = -7.61 + 1.20 \ln q_{it} + 1.85 \ln \omega_{2it} - 0.85 \ln \omega_{3it} + \varepsilon_{it} \quad (8)$$

La expresión 8 no es más que una estimación de tipo datos agrupados (pooled). Sin embargo, para obtener el modelo final, fue necesario realizar el análisis del mejor mode-

6 Es importante mencionar que los modelos 3, 5 y 7 no son representativos de la producción de petróleo dado que la misma necesita de la existencia de pozos. El modelo econométrico es consistente por tanto con las condiciones de producción.

lo, calculando la función de costos mediante efectos fijos, aleatorios, y datos agrupados. Posteriormente se realizó la comparación mediante el test de Wald. No se pudo estimar, en esta oportunidad, el modelo con efectos

aleatorios, ya que el número de unidades transversales (zona noroeste y selva) es menor al número de variables regresoras (Tabla 2).

Tabla 2. Estimación de datos agrupados y Efectos fijos con y sin tendencia de la función de costos

	Estimación Datos Agrupados		Estimación Efectos fijos	
	Con Tendencia	Sin Tendencia	Con Tendencia	Sin Tendencia
β	-9.01* (0.00)	-7.61* (0.00)	-0.83* (0.00)	0.82* (0.00)
θ	-	-	0.57* (0.00)	0.54* (0.00)
β_q	1.29* (0.00)	1.20* (0.00)	0.78* (0.00)	0.67* (0.00)
β_2	1.60* (0.00)	1.85* (0.00)	1.29* (0.00)	1.65* (0.00)
β_3	-0.60* (0.00)	-0.85* (0.00)	-0.29* (0.00)	-0.65* (0.00)
δ	-0.03 (0.29)	-	-0.04 (0.14)	-
\bar{R}^2	0.91	0.91	0.94	0.94
Prob. F	0.00	0.00	0.00	0.00
Akaike	0.22	0.16	0.06	0.08
Schwarz	0.42	0.30	0.18	0.10

Nota: Los valores en paréntesis representan los valores probabilísticos (P-value)

(*) Significativa al 1%; (**) Significativa al 5%; (***) Significativas al 10%

Estimaciones fueron corregidas de Heteroscedasticidad y Autocorrelación.

También se realizó un análisis comparativo incluyendo una tendencia δ como un indicador de cambio tecnológico, tanto para las estimaciones de datos agrupados como la de efectos fijos. Teóricamente, δ indica el impacto que, en promedio, tiene el cambio tecnológico en la función de costos. El signo esperado debe ser negativo, puesto que se espera que el avance tecnológico disminuya los costos totales para un nivel de producción y precios dados.

Para el caso de la estimación de efectos fijos (con y sin tendencia), se utilizó el método de Mínimos Cuadrados con Variables Dummy (MCVD), representada en este caso por que identifica la zona de la selva y el coeficiente β captura la zona noroeste.

Los resultados de la Tabla 2 sugieren que no existe un cambio técnico δ , ya que no es estadísticamente significativo en las estimaciones pooled y en efectos fijos, a pesar que tiene el

signo negativo esperado. Por lo tanto, se descarta aquellas estimaciones (datos agrupados y efectos fijos) que incorporen el cambio tecnológico δ .

A pesar que por el criterio Akaike y Schwarz la estimación del modelo de efectos fijos sin tendencia es la mejor, ya que tiene los valores más bajos (0.08 y 0.10 respectivamente), fue necesario utilizar el test de Wald, el cual evalúa si grupalmente los coeficientes de la dummy θ y de la dummy β , son estadísticamente significativos. De ser así, el mejor modelo sería el que corresponde a la estimación de efectos fijos sin tendencia; caso contrario, la estimación escogida será la estimación pooled sin tendencia. Los resultados se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Test de Wald a la estimación de efectos fijos sin tendencias

Prueba estadística	Valor	Probabilidad
F-estadístico	10.57	0.00
Chi-cuadrado	21.15	0.00

Los resultados indican que los coeficientes

θ y β son estadísticamente significativos ya que la probabilidad del estadístico F o χ^2 son menores a 0,05. Por lo tanto, la función de costo total de producción de petróleo es representada a través de una estimación panel de efectos fijos. La denominación "efectos fijos" parte del supuesto que existe diferencias en los costos totales operativos de las zonas noroeste y selva. Asimismo, en términos econométricos, también hace referencia que existe heterogeneidad no observada que esta correlacionada con las variables regresoras. Esta heterogeneidad no observada, hace que se tenga entonces una ecuación para cada zona y en la cual solo cambia el intercepto. Las ecuaciones son las siguientes:

Zona Noroeste:

$$\ln CT_{it} = 0.82 + 0.67 \ln q_{it} + 1.65 \ln \omega_{2it} - 0.65 \ln \omega_{3it} + \varepsilon_{it} \quad (9)$$

Zona Selva:

$$\ln CT_{it} = 1.36 + 0.67 \ln q_{it} + 1.65 \ln \omega_{2it} - 0.65 \ln \omega_{3it} + \varepsilon_{it} \quad (10)$$

Figura 2. Costo marginal y Costo medio de producción zona noroeste

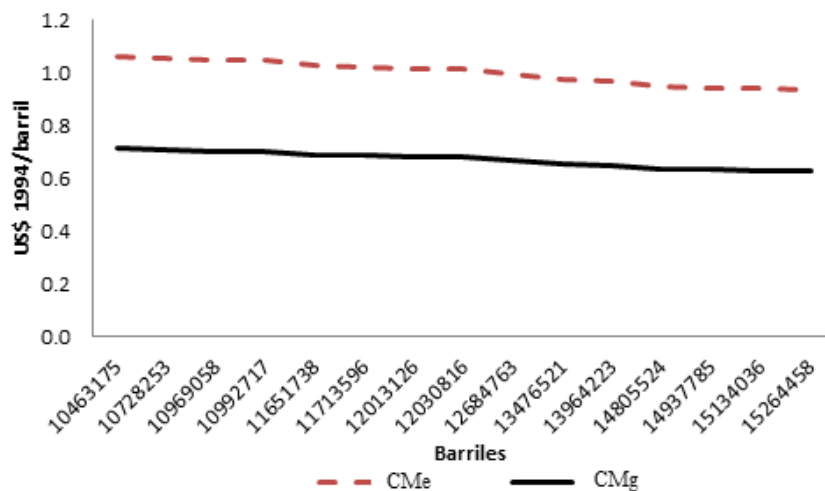


Figura 3. Costo marginal y Costo medio de producción zona selva

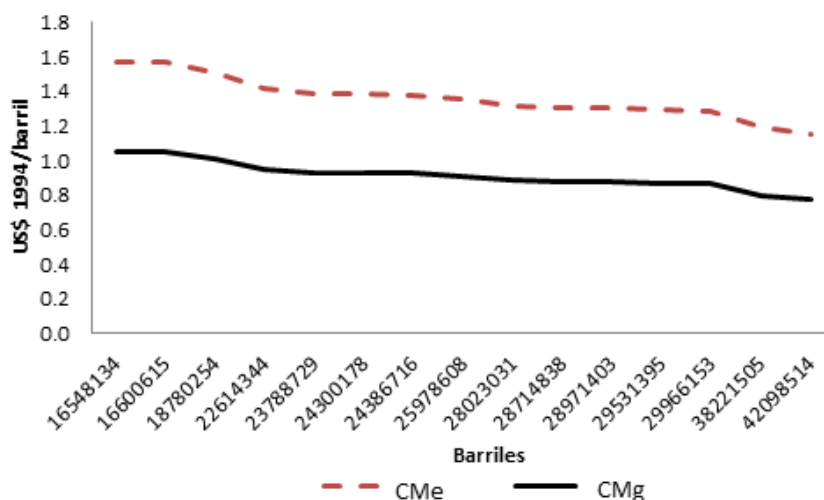


Tabla 4. Análisis de Economía de Escala (SCE) para las funciones de costos por zona

Zona	Expresión	SCE	Resultado
Noroeste	7 (efectos fijos)	1-0.67=0.33	Indicios de Economías de escala
Selva	8 (efectos fijos)	1-0.67=0.33	Indicios de Economías de escala

Según las expresiones (9) y (10), se obtiene el costo marginal (CMg) y medio (CMe) en US\$/barril, año 1994, lo cual se muestra en las Figuras 2 y 3 respectivamente.

Un hallazgo interesante es la existencia sostenida de costos medios y costos marginales decrecientes durante el periodo 1996-2010. Al respecto, OSINERGMIN (2005) considera que la producción de petróleo presenta una fase inicial de comportamientos de escala decreciente y posteriormente por el agotamiento de los pozos, se pasa a una segunda etapa de rendimientos crecientes, debido a la inversión en tecnologías de recuperación secundaria, perforación de pozos adicionales, etc.⁷

⁷ Sobre el mismo tema, Adelman (2004) sostiene que el conocimiento sobre un campo, disminuye los costos medios, y permite poner en producción nuevos yacimientos y abre la posibilidad de nuevos descubrimientos. De igual forma, las nuevas tecnologías disminuyen el costo de extracción y consecuentemente permiten colocar nuevos campos dentro de

Finalmente, luego de determinar el mejor modelo para la función de costo total de producción de petróleo en las zonas noroeste y selva, se realizó el análisis sobre las economías de escala (SCE) de estas zonas (a partir de los resultados expuestos en la Tabla 4).

Además del análisis del comportamiento de las curvas de costos medios y costos marginales, se realizó el cálculo del índice de Herfindahl, para el periodo 1990 a 2010, utilizando la información de producción de las memorias de hidrocarburos. Es importante destacar que la concentración de la producción, por lote, disminuye en el tiempo, bajando de 0.30 en 1990 a 0.17 en 2010. Esta disminución

las reservas de petróleo. Estos criterios, ligados al incremento de la producción y de reservas en el periodo analizado, indicarían que no se encuentran evidencias de agotamiento del petróleo para este periodo, lo cual sería interesante comprobar en una investigación posterior.

del índice de concentración indicaría que la producción se está distribuyendo en un área geográfica más amplia a nivel nacional.

Cuando se analiza el Índice de Herfindahl por empresas, se evidencia el efecto de la privatización de Petroperú en los años 90, al presentarse un comportamiento inicial decreciente de 0.35 en 1990, cuando operaba Petroperú, pasando a 0.25 luego de la privatización de los lotes de esta empresa, en 1999. A partir de ese año, se nota el inicio de un periodo sostenido de aumento del valor de este índice, debido al incremento de la participación de PLUSPETROL en el Lote 8 (Ex Petroperú), también por la compra del Lote 1ABa OXY en el 2001, además del inicio de producción de Camisea en los lotes 88 (el 2004) y 56 (el 2008). Actualmente la producción de esta empresa peruana constituye el 71% de la producción de petróleo del país.

Esta concentración de producción en un operador podría crear condiciones de monopolio que es conveniente analizar con mayor detalle para tener en cuenta en el desarrollo de políticas de inversiones, puesto que la teoría económica indica que el monopolio resulta ineficiente (Varian, 2007).

4. CONCLUSIONES

- El resultado del estudio sugiere que aun cuando la industria de hidrocarburos en el Perú tiene una historia de más de un siglo, aún presenta posibilidades de mejorar sus niveles de producción, en función a adecuadas políticas de promoción de las

inversiones.

- En el caso del Perú, las inversiones en la industria de hidrocarburos han permitido incorporar producción y reservas nuevas en un área geográfica más amplia a nivel nacional.
- La inversión en hidrocarburos ha motivado un mayor rendimiento en la producción, tanto en el noroeste como en la selva peruana; encontrándose costos decrecientes en la extracción de petróleo en boca de pozo, para el periodo 1996-2010, también en ambas regiones.
- El incremento de la actividad petrolera de los últimos años, se encuentra en línea con la tendencia creciente de los precios del petróleo a nivel internacional.
- Existe concentración de producción de petróleo en un operador, lo que crea condiciones de monopolio que sería conveniente analizar con mayor detalle para mejorar las políticas de inversiones, puesto que la teoría económica indica que el monopolio resulta ineficiente bajo determinadas circunstancias. En tal sentido, en el presente estudio no se ha analizado la eficiencia de la política de promoción de inversiones del Estado en relación al tamaño de lotes versus compromisos de inversión.

5. RECOMENDACIONES

- Se debe continuar con la política de pro-

moción de inversiones en hidrocarburos con el fin de obtener capitales de riesgo que permitan descubrir nuevas reservas de hidrocarburos.

- Realizar un análisis de la concentración de producción de petróleo y posibles monopolios, así como de su impacto en la competitividad del sector petrolero peruano, con el fin de identificar ineficiencias en el mercado, como producto de las políticas de inversión vigentes.
- Realizar un análisis del tamaño de lotes petroleros versus compromisos de inversión, con el fin de determinar eficiencia en la inversión por lote para mejorar las políticas de promoción y atraer más capitales de riesgo, que puedan continuar con el incremento de producción y reservas de petróleo.
- Realizar un análisis sobre el impacto de las regulaciones ambientales, sobre todo en la forma como éstas influyen en la demora de iniciar la actividad en nuevos yacimientos, dado que constituiría una externalidad que puede afectar el proceso de inversiones, al generar incertidumbres en los procesos de toma de decisiones.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adelman M.A, 1988, Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum, MIT Energy Lab Working Paper, MIT-EL 88-002WP, 46p.

-----, 1991, User Cost in Oil Production, Resources and Energy 13 (1991), 217-240.

Besanko, David & Braeutigam, Ronald, 2006, Microeconomics, John Wiley & Sons, Inc. Second edition, 706p. ISBN: 0-47145769-8.

Black, Geoffrey & LaFrance, Jeffrey, 1998, Is Hotelling Rule Relevant to Domestic Oil Production?, Journal of Environmental Economics and Management 36, 149-169.

Carrillo, Lucio, 2006, Apuntes de Clase – Ingeniería de Reservorio, Universidad Nacional de Ingeniería, 220p.

Chermak, Janie & Patrik, Robert, 1995, A Well-Based Cost Function and the Economics of Exhaustible Resources: The Case of Natural Gas, Journal of Environmental Economics and Management 28, 174-189.

Deustua, José, 2011, Guano, Salitre, Minería y Petróleo en la Economía Peruana, 1820 – 1930, Compendio de Historia Económica del Perú, Tomo IV, 165-238.

Ego Aguirre, Manuel, 1993, Prospección Geológica por Hidrocarburos en el Grupo Salina (Eoceno Inferior) del Area Sur Este de Peña

Negra Costafuera, Universidad Nacional de Ingeniería, 52p.

-----, 2013, Economías de Escala del Sector Petrolero Peruano, Periodo 1996 – 2010, Universidad Nacional Agraria La Molina, 35p.

Energy Investigation Agency: <http://www.eia.gov>

Environmental Protection Agency, 2000, Profile of the Oil and Gas Extraction Industry, EPA Office of Compliance Sector Notebook Project, 165p.

Gao, Weiyu, 1999, Essays on Parametric and Nonparametric Modeling and Estimation with Applications to Energy Economics, PhD Thesis, Rice University, 147p.

Greene, William H., 2002, Econometric Analysis, Prentice-Hall, 802p.

Hartley, Peter, 2006, Optimal Dynamic Production Policy: The Case of a Large Oil Field in Saudi Arabia, Rice University, 30p.

Hashen, Nawar et al. Industry Concentration and the Cross-section of Stock Returns: Evidence from the UK, Department of International Business and Economics School of business, University of Greenwich, London, http://mpr.ub.uni-muenchen.de/28440/1/Working_Paper_Nawar.pdf

Hotelling, Harold, 1931, The Economics of Exhaustible Resources, The Journal of Political Economy, Volume 39, Issue 2, (Apr. 1931),

137-175.

Krautkraemer, Jeffrey A., 2005, Economics of Natural Resource Scarcity: The State of Debate, Resources for the Future, April 2005, Discussion Paper 05-14, 45p.

Lazkano, I., 2008, "Cost Structure and Capacity Utilization in Multi-product Industries: An Application to the Basque Trawl Industry".

Manco Zaconetti, Jorge Eusebio, 2002, Privatización e Hidrocarburos: mito y realidad Perú 1991-2002, Fondo editorial de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 404p.

McCray, Arthur, 1975, Petroleum Evaluation and Economic Decisions. Prentice-Hall Inc. 448p. ISBN 0-13-662213-6.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM): <http://www.minem.gob.pe>

Ministerio del Ambiente (MINAM): <http://www.minam.gob.pe>

Orihuela Romero, Carlos, 2008, Sostenibilidad e Ingreso del Sector Hidrocarburos Peruano, Informe Final, Consorcio de Investigación Económica y Social & Universidad Nacional Agraria La Molina, 39p.

Ortiz, Álvaro, 1993, Microeconomía de la Producción y el Costo, Universidad nacional Agraria La Molina, 250p.

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

OSINERGMIN: Glosario de términos de hidrocarburos. <http://www.osinerg.gob.pe:8888/SPH/html/glosario/default.htm>

OSINERGMIN, 2005, La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: el Segmento Upstream del Sector Petrolero, Oficina de Estudios Económicos, Documento de Trabajo 8, Enero 2005, 188p.

Pearce, David W & Turner, R. Kerry, 1991, Economics of Natural Resources and the Environment; The Johns Hopkins University Press, 373p ISBN 0-8018-3987-4

Perupetro: <http://www.perupetro.com.pe>

Ricardo, David, 1821, On Principles of Political Economy and Taxation, Batoche Books, Kitchener.

Saba, Daniel, 2009, Oil and Gas in Peru: Past, Present and Future. Perupetro, Mimeo- presentación a inversionistas en Rio de Janeiro.

Sickles, Robin & Hartley, Peter, 2001, A Model of Optimal Dynamic Oil Extraction: Evidence From a Large Middle Eastern Field; Journal of Productivity Analysis, 15, 59-71.

Slade, Margareth & Thille, Henry Whiter Hottelling: Test of the Theory of Exhaustible Resources http://faculty.arts.ubc.ca/mslade/Hottelling_rev.pdf.

Tietenberg, Tom, 2006, Environmental and Natural Resource Economics. Pearson Education Inc. 653p ISBN 0-321-30504-3.

Universidad Nacional Agraria La Molina: Reglamento de Tesis.

Unipetro, 2005, 1000 Años de Petróleo en el Perú, Universidad Nacional de Ingeniería, 68p.

Varian, Hal, 2007, Microeconomía Intermedia, Un Enfoque Actual, Antoni Bosch Editor, S.A, 778p. ISBN-13:978-8495348272.

Wells, Benjamin H., 1995, The Impact of Environmental Regulations on U.S. Petroleum Production, Department of Economics of Amherst College, Bachelor of Arts Thesis, 102p.

Zimmerman Zavala, Augusto, 1968, La historia secreta del petróleo, Editorial Gráfica Labor, 197p.