

PETRÓLEO

Boletín Estadístico del Sector de Hidrocarburos
Observatorio de Energía y Minas (OEM)

al día



Petróleo al día

Boletín Estadístico del Sector de Hidrocarburos

N° 3, junio 2016 Quito,
Ecuador

Observatorio de Energía y Minas (OEM)
Centro de Investigaciones Económicas y Empresariales (CIEE)
Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA)
Universidad de Las Américas (UDLA)

El Boletín "Petróleo al día" es una publicación del Observatorio de Energía y Minas de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA), de la Universidad de Las Américas (UDLA) en Quito, Ecuador. Nace con el objetivo de ampliar los recursos de información disponible para equipos docentes, de investigación y público en general, que apuntan a realizar análisis en torno a cuestiones relacionadas con el sector hidrocarburífero del Ecuador. Publicado de manera trimestral, se alimenta de artículos y datos que permitan tener una visión ampliada de la historia de la industria y el panorama actual.

Rector de la UDLA: Carlos Larreátegui
Director de Petróleo al día: Bernardo Creamer Guillén
Editora de Petróleo al día: Susana Herrero
Corrección de estilo: María Gabriela Borja

CONSEJO EDITORIAL

René Ortiz (Exsecretario General de la OPEP y Exministro de Energía y Minas del Ecuador); César Robalino (Exministro de Finanzas del Ecuador); Fernando Santos (Exministro de Energía y Minas del Ecuador); Jaime Carrera (Secretario Técnico del Observatorio de Política Fiscal); Vicente Albornoz (Decano de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA), de la Universidad de Las Américas-UDLA)

Los artículos que se publican en el Boletín "Petróleo al día" son responsabilidad de sus autores y no muestran la opinión ni posición de la revista.

© UDLA - Universidad de Las Américas
Boletín trimestral (diciembre-marzo-junio-septiembre)

Diseño y diagramación: Camaleón Diseño Visual - www.camaleon.com
Revisado por pares
Tiraje: 100 ejemplares
Imprenta: V&M Gráficas

Av. de los Granados E12-41 y Colimes esq., Quito, Ecuador - EC170125 <http://www.udla.edu.ec/>
(+593)(2) 3981000 / (+593)(2) 3970000
Para más información, envíos, suscripción o pedidos, dirigirse a oem.ciee@udla.edu.ec



Índice

Convocatoria para artículos de este número	5
Presentación.....	7
Artículos de investigación.....	9
El precio del petróleo.....	9
<i>Bernardo Creamer y Rafaela Becerra</i>	
Introducción.....	10
Aspectos económicos de la demanda de petróleo.....	11
Evolución del mercado del Petróleo.....	13
Índice de tablas estadísticas	
Tablas de resumen.....	34
Estadísticas anuales.....	35
Estadísticas mensuales.....	36
Referencias de tablas.....	37
Convocatoria para artículos del Boletín “Petróleo al día” Número 4.....	48

Convocatoria para artículos de este número

El Boletín “Petróleo al día” del Observatorio de Energía y Minas es una publicación de economía, que pertenece a la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA) de la Universidad de Las Américas (UDLA) en Quito, Ecuador.

En su tercera convocatoria, el Boletín “Petróleo al día” prevé su publicación en junio del 2016 e invita a la presentación de documentos que cumplan con las siguientes características:

- Los documentos enviados deben atender a los formatos generales y específicos indicados en la Política Editorial, así como en las Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”.
- En cuanto a la recepción y decisión de publicar o modificar los documentos recibidos, estos seguirán lo dispuesto por la Política Editorial.
- De manera general, se priorizarán los documentos propios del autor e inéditos, no publicados con anterioridad, que no estén pendientes de revisión y publicación en otras revistas.
- Los temas que se priorizan en la convocatoria son aquellos relacionados con el sector hidrocarburífero nacional e internacional. Los documentos se apegarán a la siguiente extensión en caracteres con espacios:
 - Artículo de investigación: De 15,000 a 30,000
 - Ensayo: De 8,000 a 15,000
 - Análisis coyuntural: De 3,000 a 8,000

La fecha de recepción de trabajos se cerrará el 15 de mayo del 2016. Para más información, dirigirse a oem.ciee@udla.edu.ec

Política Editorial del Boletín “Petróleo al día”

El Boletín “Petróleo al día” es una publicación de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Universidad de Las Américas, en Quito, Ecuador, que se publica trimestralmente.

Enlace:

<http://www.observatorioenergiayminas.com/petroleoaldia.html>

La estructura del Boletín incluye: artículos de investigación, ensayos y análisis coyunturales. Para recibir los correspondientes documentos, el Observatorio de Energía y Minas publicará una convocatoria para su recepción. De manera general, se dispone de al menos un mes para la recepción. En la convocatoria se especifica la temática en torno de la cual se espera recibir los documentos.

El proceso para aceptación y publicación sigue tres pasos. (1) Una vez recibidos los documentos, se analiza si cumplen con las especificaciones indicadas en el documento de Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”. De ser así, se considerarán como recibidos y se informará al autor. (2) El Consejo Editorial examinará si el documento corresponde con el tema propuesto por el Boletín, así como la adecuación del texto y del estilo. De ser así, se informará al autor de que el documento ha sido recibido positivamente. (3) Se inicia entonces un Proceso de Revisión por Pares, en el que un profesional con un perfil académico similar o superior valorará si el documento es (a) publicable, (b) publicable con modificaciones menores, (c) publicable con modificaciones mayores, o (d) no publicable.



La calificación y las observaciones serán informadas al autor, en cualquier caso. Las modificaciones recomendadas por el evaluador deberán ser incorporadas por el autor. Para más información o aclaraciones, dirigirse a oem.ciee@udla.edu.ec

Normas de publicación del Boletín “Petróleo al día”

Para la publicación en el Boletín “Petróleo al día”, deben cumplirse las siguientes indicaciones:

- El título del documento debe tener menos de 12 palabras.
- El tipo de letra de todo el documento es Arial de 12 puntos, con un interlineado de 1.5, con márgenes justificados de tres centímetros por cada lado, en una hoja tamaño A4.
- Las siglas deben indicar qué expresan, exclusivamente la primera vez que son utilizadas.
- El número de página se sitúa al final de la página a la derecha, en letra 10.
- Las tablas y figuras serán remitidas también en un documento en Excel. Estarán acompañadas de su título y su fuente dentro de la misma página. Se debe indicar en el título de la figura o tabla el período que comprende, el lugar, etc. Por ejemplo: Tabla 1. Indicadores de peso en Ecuador (1999-2000). Las figuras y tablas deben estar actualizadas y deben estar referidas; es decir, no debe insertarse en el artículo una figura o tabla y no hacerse referencia expresa a ella, que sustente por qué ha sido incluida en el documento.
- Se cita siguiendo el estilo UDLA-APA (cf. Manual de publicaciones de APA, tercera edición en español de la sexta edición en inglés, resumidas en el enlace <http://www.observatorioenergiaminas.com/apaudla.html>).
- El autor deberá incluir una sección de referencias al final del artículo.
- Las notas a pie a letra 10 se utilizarán solo cuando sean estrictamente necesarias, no superiores en cualquier caso a las cinco líneas.

Revisión por pares del Boletín “Petróleo al día”

Una vez que el Consejo Editorial del Boletín “Petróleo al día” haya considerado un documento recibido positivamente, es decir, que cumple con los requisitos expuestos en las Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”, enviará dicho texto a un evaluador quien lo analizará para determinar si es: (a) publicable, (b) publicable con modificaciones menores, (c) publicable con modificaciones mayores, o (d) no publicable.

El Consejo Editorial es la instancia que, sobre la base de la Hoja de Vida de cada evaluador, seleccionará a quien cuente con mayor experiencia para el proceso de revisión de un documento concreto. El autor será informado de la conclusión del evaluador. De no estar conforme, se le asignará un nuevo revisor. La decisión de este último deberá ser acatada por todas las partes, sin derecho a réplica formal.



Presentación

En el país existen diversas fuentes de información de acceso público acerca del sector de energía y minas, y si bien la información disponible es relevante, en muchas instancias no es abundante o no está organizada de una manera adecuada para el uso público. Debido a que el sector petrolero es importante en la economía ecuatoriana, es de interés para los investigadores y académicos que desean incursionar en áreas de investigación del sector hidrocarburífero, poder acceder a las cifras destacadas del sector.

El presente boletín reúne información clave sobre indicadores de producción y precios. Pretende aportar con información relevante sobre el desarrollo del sector petrolero en el Ecuador, para que pueda ser utilizada por investigadores, académicos, e informe a la sociedad con artículos y notas de interés general. El objetivo último es la difusión de la información histórica del petróleo en el Ecuador, recopilada de fuentes oficiales y privadas.

El precio del petróleo

Bernardo Creamer Guillén
g.creamer@udlanet.ec

Doctor en Economía Agrícola y Aplicada, por la Universidad de Minnesota (2012). Máster en Computación y Ciencias de la Información con especialización en Tecnología y Desarrollo, por la Universidad de Minnesota. Especialización en Políticas Públicas, por el Instituto Humphrey de la Universidad de Minnesota. Máster en Dirección de Empresas con especialización en Dirección de Proyectos, por la Universidad Politécnica Nacional. Máster en Ingeniería Estructural en la Universidad de Osaka. Ingeniero Civil por la Escuela Politécnica del Ejército. Profesor investigador de la Universidad de Las Américas.

Rafaela Becerra Robalino
rbecerra@udlanet.ec

Asistente de Investigación del Observatorio de Energía y Minas (OEM)

Fecha de recepción: 15 de mayo del 2016 / Fecha de aceptación: 28 de junio del 2016

RESUMEN

En el último año y medio el mundo ha visto una fuerte caída en los precios del petróleo como secuela de la terminación del más reciente boom petrolero. Las rentas petroleras representaron en los países menos desarrollados el 10.6% del PIB en 2013. En Ecuador, la renta petrolera representó el 16.1% y el 13.7% del PIB de los años 2013 y 2014, respectivamente. Las fluctuaciones de precios del petróleo afectan negativamente a las economías de países en desarrollo, pues están menos preparadas para afrontar shocks en los precios energéticos. La asignación de precios al crudo es un proceso complejo, y existen diversos sistemas de precios. Estudios recientes incorporan en el análisis de los precios esperados del petróleo no solo los eventos localizados en las regiones productoras, sino también aspectos ligados a los mercados y a la demanda del petróleo. Este artículo tiene como propósito analizar los distintos sistemas utilizados para la asignación de precios del petróleo.

Palabras clave: precio del crudo, marcas referenciales, sistema de precios, asignación de precios.

ABSTRACT

In the past year the world has seen a sharp drop in oil prices as an aftershock of the most recent oil boom. In less developed countries oil revenues accounted for 10.6% of GDP in 2013. In Ecuador, the revenues from oil production accounted for 16.1% and 13.7% of GDP in 2013 and 2014 respectively. Fluctuations in oil prices negatively affect economies of developing countries, because they are less prepared to deal with shocks in energy prices. The crude pricing is a complex process, and there are various pricing systems. Recent studies incorporated into the analysis of expected oil prices not only disruptive events located in the producing regions, but also aspects linked to markets and oil demand. This article aims to analyze the various systems used for the allocation of oil prices.

Keywords: oil price, benchmarks, price system, pricing.

Introducción

En el último año y medio el mundo ha visto una fuerte caída en los precios del petróleo como secuela de la terminación del más reciente boom petrolero, el cual se dio en la primera década del siglo XXI, entre los años 2008 y 2013. El efecto del precio del petróleo en la economía mundial es significativo, ya que este sector tiene fuerte presencia en las rentas de áreas importantes del planeta. Adicionalmente, las fluctuaciones de precios del petróleo afectan negativamente a las economías en desarrolladas, pues están menos preparadas para afrontar shocks en los precios energéticos. El Fondo Monetario Internacional, en su Informe Económico Mundial de abril de 2012, concluye que una subida de precios del petróleo en 2013 significaría un freno al crecimiento mundial, lo que implica que las naciones o grupos humanos que más se podrían beneficiar del incremento del precio del petróleo (Ecuador entre ellos) son menores en cuantía que los afectados por esta subida.

Esta industria, desde su nacimiento, ha ido evolucionando de manera explosiva, tanto en la tecnología que la rodea y hace posible su extracción, procesamiento y distribución, como en los aspectos económicos que determinan su producción y comercialización. Todo esto dentro de un marco geopolítico que ha pretendido, en algún momento, explicar la historia de la explotación petrolera como una competencia entre los países más desarrollados que buscaban aprovechar este recurso a costos muy bajos y los países que poseían este preciado recurso y lo utilizaban para poder igualar las condiciones de juego en el mercado mundial (Yergin, 1992). En el otro lado de la balanza existe la visión del uso indebido de los recursos petroleros como arma “petropolítica” que, de acuerdo a Friedman (2006), puede ser detectable en eventos históricos y marca una relación inversa entre el precio del petróleo y las libertades políticas de las naciones productoras.

La asignación de precios a este bien básico o *commodity* no es menos compleja que su historia y ha sido alterada de acuerdo a los cambios y exigencias del mercado, donde se han creado diversos sistemas de precios a lo largo de la historia que facilitaron la comercialización del crudo. La asignación de precios ha constituido un proceso evolutivo que comienza con un mercado dominado por unos pocos monopolios, para más tarde convertirse en un oligopolio, hasta finalmente evolucionar en un mercado con mayor grado de competitividad.

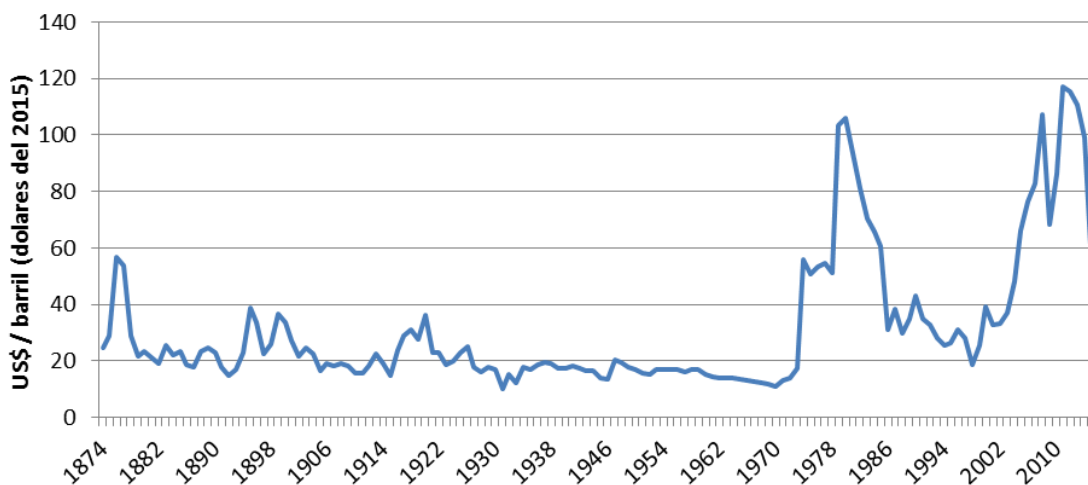


Figura 1. Evolución de los precios del petróleo. Adaptada de British Petroleum (BP), 2016

La historia de la industria petrolera ha sido marcada por la ambición de gobiernos, organizaciones y empresas que han tratado de suprimir las fuerzas de mercado controlándolo y evitando que haya una libre comercialización. Las distancias tecnológicas entre las naciones más desarrolladas y los países productores menos desarrollados, han sido un factor determinante en la industria petrolera desde el inicio y ha determinado el poder de acceso y de mercado a este bien. En la Figura 1 se puede apreciar la evolución del precio del petróleo entre 1874 y 2015. Como se aprecia, la historia del petróleo ha sido un tanto agitada en los últimos 30 años.

Este artículo tiene como propósito explicar los distintos sistemas utilizados para la asignación de precios; señalar el origen de las marcas referenciales, cuál es su importancia y por qué hay distorsiones en las mismas.

Aspectos económicos de la demanda de petróleo

El análisis de los precios del petróleo es de sumo interés, tanto para políticos y líderes con capacidad de decisión, como para empresarios y analistas financieros, ya que las fuentes de energía están fuertemente imbricadas en la economía moderna y sus efectos se hacen sentir en todos los rincones geográficos y tecnológicos del mundo moderno. Más aun, no se puede ver, en un futuro cercano, el deslindamiento de esta dependencia de la actividad humana del petróleo y sus derivados como fuente fundamental de energía.

Para ilustrar la importancia del petróleo en la economía de regiones claves, en la Figura 2 se muestra la evolución de la renta petrolera como porcentaje del PIB entre 1970 y 2014, para algunas regiones.

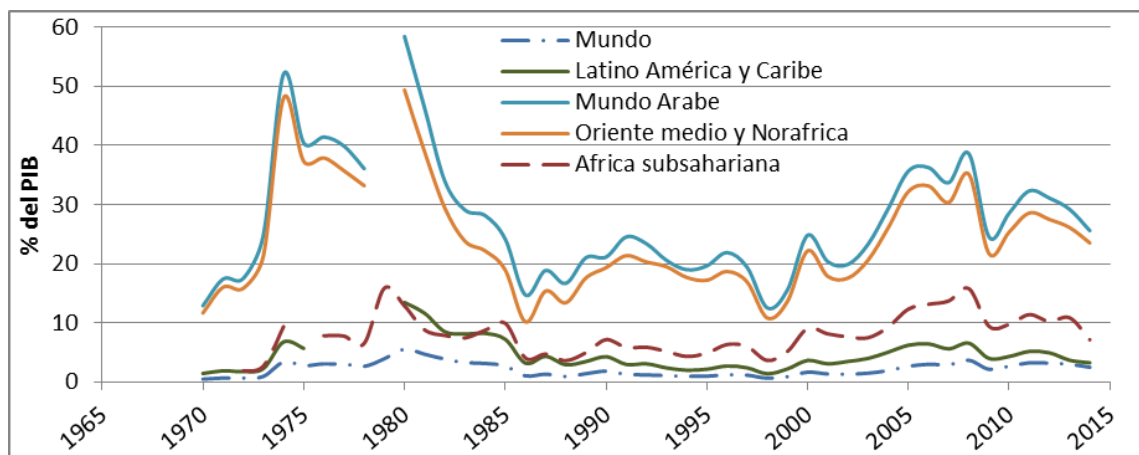


Figura 2. Renta petrolera como porcentaje del PIB. Adaptada de Banco Mundial, 2016

De acuerdo al Banco Mundial, en los países de ingreso medio y bajo¹, las rentas petroleras representaron un 3.1% en el 2014, y en los países menos desarrollados² representó el 10.6% del PIB en 2013. En Ecuador, de acuerdo a la misma fuente, representó el 16.1% y el 13.7% del PIB de los años 2013 y 2014, respectivamente. Los países de la OECD y ciertas naciones en vías de desarrollo, como el este y sudeste asiáticos, perciben menos presencia de las rentas petroleras en sus economías. Sin embargo y a pesar de no ser productores, a estos países les afecta grandemente los shocks en los precios del petróleo, como quedó demostrado por ejemplo en la crisis del embargo petrolero árabe en 1973, cuando hubo

¹ LMIC de acuerdo a las NN.UU.

² LDC en la clasificación de las NN.UU.

complicaciones sociales en Estados Unidos y otros países europeos. Aunque las causas a estos shocks eran atribuidas en su momento a cortes de producción, y por tanto a discontinuidades en la oferta, debidos a razones políticas o por motivos difíciles de predecir, actualmente hay autores que sostienen que estos shocks son atribuibles a fluctuaciones en la demanda energética, vinculados a ciclos de negocios globales que explican las variaciones de consumo (Baumeister, 2016). En esta misma línea, los tomadores de decisiones y estudiosos del comportamiento de la industria petrolera, han progresado en su esfuerzo por incorporar en la planificación y toma de decisiones los precios esperados del petróleo, ya que estos tendrán una incidencia directa sobre el costo de transporte, energía y alimentos, entre otros.

Estudios recientes refuerzan esta idea y concluyen que los precios del petróleo no dependen tanto de los eventos localizados en las regiones productoras, es decir, que afectan a la oferta del bien, sino que están ligados a la demanda del petróleo (Kilian, 2006). Es decir, los shocks que afectan a los precios del petróleo tienen una causalidad directa en la percepción de los mercados y la demanda de petróleo que ésta percepción genera, combinada con factores socioeconómicos de los países consumidores de petróleo, las condiciones macroeconómicas generales, y los ciclos de negocios globales.

Es interesante revisar brevemente el comportamiento detectado de la demanda petrolera. Algunos estudios sitúan la elasticidad precio/demanda para la gasolina en un rango entre 0.21 y 0.34 en valor absoluto (Hamilton, 2009), determinando que sea inelástica y rigidizando la respuesta de los consumidores. Esto quiere decir que, a pesar de que el precio de la gasolina aumente en un 100% por ejemplo, los consumidores solo disminuirán el consumo en un valor entre el 21% y el 34%, es decir mucho más bajo proporcionalmente. Esta situación puede describir, por ejemplo, la realidad que viven muchos habitantes de las grandes ciudades norteamericanas que habitan en los suburbios y necesitan viajar a diario grandes distancias para ir a sus sitios de trabajo. Contrastando varios estudios se concluye que esta elasticidad de precio demanda de la gasolina puede variar en el tiempo de acuerdo a las circunstancias socioeconómicas del momento. Es así que, por ejemplo, el rango de elasticidad precio demanda mencionado anteriormente, fue determinado para el período 1975-1980, mientras que para el periodo 2001-2006 se hizo más inelástico: 0.034-0.077, seguramente como consecuencia de varios años de precios bajos que incentivaron más el esquema de suburbios dormitorio alejados de las urbes y lugares de trabajo. La elasticidad precio demanda del petróleo es menor que la de la gasolina³, debido al hecho de que el petróleo tiene menos sustitutos que la gasolina, y puede ser empleado exitosamente en un sinnúmero de industrias manufactureras y de producción.

Adicionalmente, en la consideración de los precios del petróleo, los planificadores y analistas financieros deberán considerar la ruta esperada que seguirán los precios, que inciden directamente sobre la decisión de invertir en proyectos, o seguir determinadas estrategias de desarrollo. Así mismo, la elasticidad de ingreso demanda de la energía es bastante menor que la unidad, lo cual implica que en sociedades más ricas, la intensidad de rendimiento o eficiencia del uso de la energía es mayor, y la sociedad espera gastar una menor proporción de su presupuesto en energía.

³ Algunos autores ubican la elasticidad precio demanda del petróleo en la mitad de la elasticidad de la gasolina. Hamilton (2009) cita resultados que la ubican entre 0,04 y 0,10 en valor absoluto, con variaciones para diferentes épocas.

Evolución del mercado del Petróleo

Desde que el 27 de agosto de 1859 Edwin Laurentine Drake, conocido como el Coronel, perforara un pozo petrolero en Titusville, Estados Unidos, y extrajera exitosamente 35 barriles de petróleo por día de una profundidad de 69 pies, con un nuevo método basado en el utilizado en minas de sal (Dickey, 1959), comenzó la carrera por desarrollar nuevas tecnologías extractivas. Se había iniciado la extracción masiva de crudo, que hasta ese entonces no se explotaba en cantidades significativas, y se abrían las puertas a una nueva industria. En 1870, John Davidson Rockefeller crea la *Standard Oil*⁴, y al poco tiempo adquiere el control del 50% de las refinerías americanas y el 90% de la refinación y transporte de Estados Unidos en un intento de tomar control de la producción petrolera.

Con el descubrimiento de más yacimientos hacia 1886 y la consecuente caída de los costos de producción, Rockefeller, que hasta ese momento centró sus actividades en transporte y refinación, incursiona en la producción. Para 1890 monopolizaba la industria petrolera en Estados Unidos y operaba ya a nivel internacional. En 1901, con el descubrimiento de yacimientos en Texas, nacen dos compañías, restando control a la Standard llamadas: *Gulf Oil Corporation*, y la *Texaco Oil Corporation* (Pinedo, 2005).

Al otro lado del océano Atlántico, la empresa denominada en 1897 *Shell Transport and Trading Company* por los hermanos Samuel, revolucionó el transporte de petróleo con una flota de vapores. La *Shell* une esfuerzos con una empresa petrolera holandesa, la *Royal Dutch Petroleum*, dando origen a la *Royal Dutch Shell* en 1907 (Shell, 2016).

Tras 35 años de esfuerzo sin resultado, en 1908 William Knox Darcy, con el apoyo del gobierno de Inglaterra, logra extraer crudo de Irán, país que le concesionó la exclusividad para explorar y explotar crudo en su territorio. En 1913 forma la *Anglo-Persian Oil Company*, la cual es renombrada *British Petroleum* en 1954.

La Corte Suprema comienza a estructurar una ley anti-monopolio “*Sherman Anti-trust Law*”, que pretendía facilitar el libre comercio y producción. Esta ley se expide el 2 de julio de 1890 y toma forma en 1911 cuando se aplica para ordenar la separación de *Standard Oil* en sus filiales (U.S. Department of Justice, 2004). Al inicio del proceso legal, la *Standard Oil Company* estaba compuesta por 34 filiales, de las cuales solo 6 lograron prosperar en los años 20, como se detalla a continuación:

1. *Standard Oil of New Jersey*: pasa a ser *Esso* en 1926 y en 1972 *Exxon Corporation*. En noviembre de 1999 se unen *Exxon* y *Mobil*, y conforman *ExxonMobil Corporation* (ExxonMobil, 2016).
2. *Standard Oil of New York (Socony)*, en 1931 se fusionó con *Vacuum Oil* nombrándose *Socony-Vacuum*. En 1955 cambia de nombre a *Socony Mobil Oil Company*, y para 1963 renueva su nombre comercial a *Mobil* (ExxonMobil, 2016).
3. *Standard Oil Co. (California)*: se convierte en *Standard Oil Co. of California* o *Socal* en 1926, y en 1977 pasa a ser *Chevron U.S.A. Inc.* Para 2005 se cambia su denominación a *Chevron Corporation*. En octubre de 2000 se fusiona con *Texaco*

⁴ Siete años más tarde sería llamada *Standard Oil of New Jersey*

dando origen a *ChevronTexaco Corp.* Desde 2005 mantiene el nombre de *Chevron Corp.* (Chevron, 2016).

4. *Standard Oil of Ohio*: en 1930 adquiere el nombre comercial de *Sohio*. En 1987 es adquirida por *British Petroleum* (British Petroleum, 2016).
5. *Standard Oil of Indiana*, formada por *Transportation Co.* y *Continental Co.*, en 1929 se unen con *Marland Oil* formando *Continental Oil Company (Conoco)*. En agosto del 2002 se fusiona con la compañía *Phillips* conformando *ConocoPhillips Corporation* (ConocoPhillips, 2016).
6. *Atlantic Petroleum Storage Company*: nace en 1866, 100 años más tarde se fusiona con *Richfield Oil Company of California*, con el nombre de *Atlantic Richfield Company* o ARCO (ARCO, 1998).

En 1928, luego de firmados dos acuerdos, la *Anglo-Persian Oil Company*, bajo el mando de Sir John Cadman, busca un acuerdo internacional reuniendo a *Standard Oil of New Jersey* y la *Royal Dutch Company*, llegando a un acuerdo nombrado As-Is, o conocido como *Achnacarry Agreement* por el castillo escocés donde se estableció la jornada (Ferrier y Bamberg, 1994). Este acuerdo estableció principios para limitar la sobreproducción, reducir la competencia y congelar participaciones de mercado, y según Fattouh (2011)⁵, marcó el origen de los precios referenciales, debido a que se logró persuadir a los países productores a seguir estas regulaciones y proyectar la demanda en base a precios actuales. Al poco tiempo, 17 empresas estadounidenses deciden crear la *Export Petroleum Association*, la cual permitió que puedan realizar en territorio internacional lo que la ley *Anti-trust* no les permitía, así, los esfuerzos por “cartelizar” la industria se incrementaban. Tras varios intentos fallidos, para 1930 se reformula la alianza del tratado As-Is, incorporando nuevos adeptos y una vez más se generaron varios problemas con el tratado. Sólo para 1934, llega a adquirir mayor importancia pues, como consecuencia de la Gran Depresión, los problemas de volatilidad de precios y sobreproducción se acrecientan, siendo imperativo que las partes lleguen a un acuerdo (Yeboah, 2015).

La situación de Estados Unidos se torna complicada tras soportar una fuerte crisis y enfrentarse nuevamente a una guerra. La demanda interna era cubierta por la producción local, pero no podía cubrir la demanda de sus aliados. Ante esta necesidad entabla diálogos y estrecha las relaciones con América Latina. Venezuela descubre el poder de negociación que le otorgaban sus grandes reservas de petróleo, siendo el primer país en demandar un incremento de su participación en las ganancias de las compañías que operaban en su territorio. En 1943 impone una reforma petrolera con la que gana soberanía nacional y aumenta sus regalías, además, impulsa el pago de un impuesto a la renta. Esta reforma obligaba a las empresas a no sólo extraer el crudo, sino a refinar un porcentaje del mismo en Venezuela, lo que incrementaba sus ganancias (Rivas, 1995).

En 1950 las empresas pioneras de la industria petrolera habían monopolizado todas sus fases. Este grupo de empresas, denominado “*las Siete Hermanas*”, estaba conformado por: *Standard Oil of New Jersey (Exxon Corporation)*, *Standard Oil Company of New York (Mobil Oil Corporation)*, *Texaco*, *Standard Oil Company of California (Chevron)*, *Gulf Oil Corporation*, *Anglo-Persian Company (British Petroleum)* y *Royal Deutch Shell Petroleum Company*.

⁵ Esta sección toma muchos contenidos del trabajo de B. Fattouh (2011).

Las exportaciones de crudo de Estados Unidos caen tras la Segunda Guerra Mundial como se aprecia en la Figura 3, y el Medio Oriente gana importancia en el panorama internacional. Las grandes compañías estadounidenses buscan nuevos mercados llegando a tener concesiones en Kuwait, Irán y otros países del Medio Oriente. Como se puede ver en la Figura 4, estas compañías compartían participaciones importantes en las principales empresas productoras a nivel mundial, sobre todo en el Medio Oriente. Como consecuencia del control que poseían sobre la producción, determinaban unilateralmente el precio (Kubursi, 1984), influyendo en los países anfitriones, que se transformaron en naciones dependientes de estas exportaciones y tornándose vulnerables.

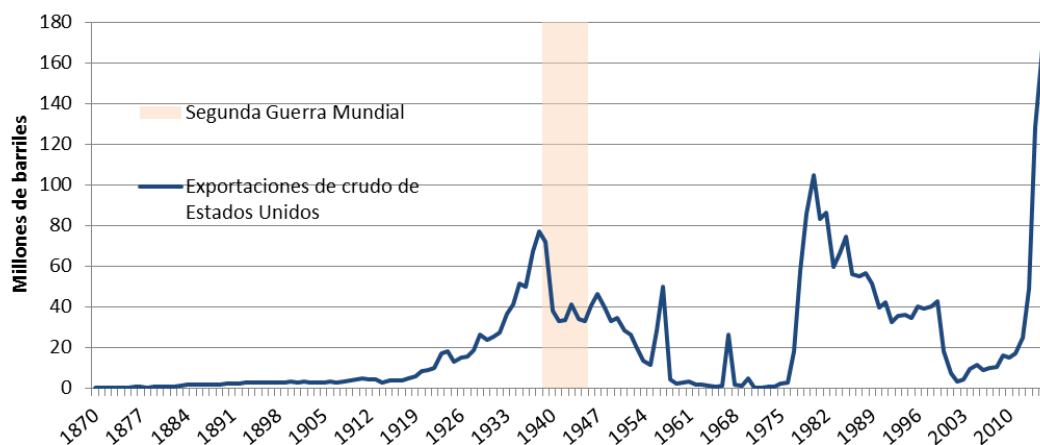


Figura 3. Exportaciones de crudo de Estados Unidos. Adaptada de Energy Information Administration (EIA), 2016

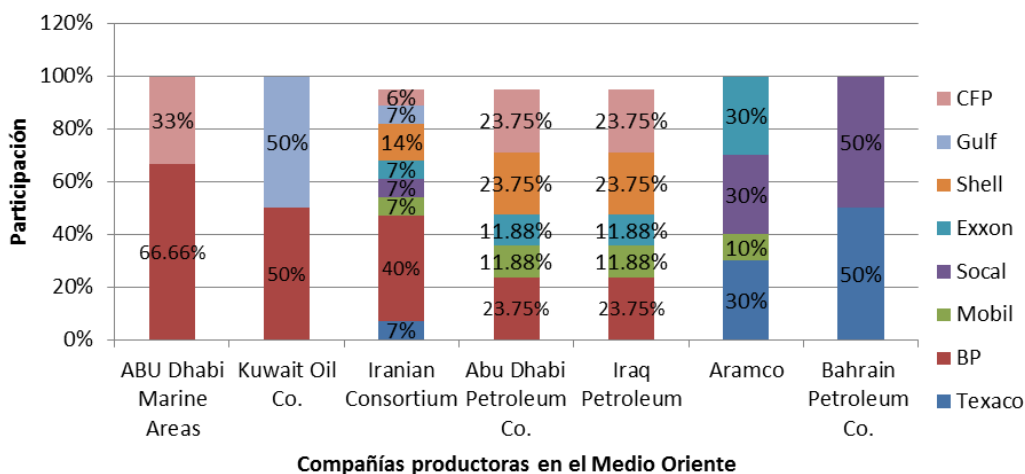


Figura 4. Participación de empresas privadas en producción en el Medio Oriente ^{a/}. Adaptada de *Multinational Hearing Part 5* citado en Sampson, 1975

a/ Incluye a la compañía francesa CFP o *Compagnie Francaise Des Pétroles*

El 90% de la producción fuera de los Estados Unidos y la Unión Soviética, estaba controlada por estas empresas. Los gobiernos actuaban como observadores de su operación, más no intervenían. A cambio, recibían regalías e ingresos por impuestos por permitir que operaran en sus territorios. Estas regalías y el impuesto a la ganancia se calculaban en base al precio *posteado*. Mabro (1984, p.6), define este precio como “precio que un vendedor o un comprador hace público en una forma convencional, lo que avisa que está preparado para aceptar u ofrecer esa suma de dinero por un barril”.

Se utilizaba el precio *posteado* ya que las transacciones *spot* eran escasas y mal reportadas. Por otro lado, los precios de contratos no se publicaban pues eran acuerdos entre compañías grandes o entre terceras partes y compañías grandes, por

lo que la información era mantenida como secreto comercial. Los países exportadores no utilizaban tampoco precios de contratos porque conocían que estos eran menores (Mabro, 1984).

La fórmula utilizada se componía de cuatro variables: el precio publicado (P), el costo de producción (C), el porcentaje sobre las ganancias (s) y la tasa de regalías (r).

$$T1=(P-C)s+Pr-Pr$$

(Mabro, 1984)

Las regalías pagadas por las empresas en régimen de concesión, se establecieron en contra de este impuesto. Por tanto, el ingreso para el gobierno anfitrión era el pago del impuesto entendido como porcentaje de las ganancias de la compañía. El precio *posteado* no respondía a las fuerzas de mercado, pues este precio dependía de las negociaciones entre compañías, por lo que era controlado por un solo lado del mercado.

Estas empresas lograron una integración vertical, realizando actividades de *upstream* (exploración, perforación y extracción) y de *downstream* (refinamiento y comercialización). Además, se integraron horizontalmente, pues poseían participación conjunta en actividades petroleras en Medio Oriente y Venezuela. Un ejemplo claro, es la creación de la *Arabian American Oil Company (Aramco)* en 1948, por las compañías *Texaco*, *Exxon*, *Socal* y *Mobil*, a través de la cual lograron acceder a nuevos mercados, vendiendo petróleo a bajo costo a Europa, Japón y más tarde a Estados Unidos (Leonard, 2006, p.1213).

En el año 1950, siguiendo el ejemplo de Venezuela, todos los países productores de petróleo habían negociado acuerdos para repartir las ganancias, teniendo las compañías que renunciar al 50% de sus utilidades (Leonard, 2006, p.1213).

Las grandes compañías que dominaban el panorama industrial petrolero se ven afectadas por el ingreso de nuevos participantes independientes que forzaron los precios a la baja. Estados Unidos, para proteger a sus productores, impone cuotas a la importación, por lo cual, las compañías debieron bajar aún más sus precios en un intento por competir en otros mercados.

A fines de la década de los 50, los precios tendían a la baja, llegando el declive a fines de los 60 a valores no vistos desde 1931. Del 10 al 14 de septiembre de 1960, Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela se reúnen en Bagdad, dónde establecen la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, con el propósito de lograr mejores condiciones para los países productores. A la organización, más tarde, se unirían: Qatar (1961); Indonesia (1962); Libia (1962); Emiratos Árabes Unidos (1967); Argelia (1969); Nigeria (1971); Ecuador (1973); Angola (2007) y Gabón (1975–1994) (OPEP, 2016).

En 1964, el sistema de precios se transforma cuando la OPEP llega a un acuerdo para que las regalías que las compañías debían pagar a los gobiernos, sean tratadas como un costo al calcular el impuesto y pagadas adicionalmente al impuesto. Dado que se mantenía el acuerdo de 50/50, $s=0.5$

$$T2= (P-C-Pr)s+Pr$$

(Mabro, 1984)

El poder ganado de los gobiernos, tras el establecimiento de la OPEP, ponía en

riesgo el precio *posteado* manejado por el oligopolio, ya que al desear tasas de impuesto más altas, las empresas debían subir los precios. Así, el determinante ya no era el precio sino la tasa de impuesto.

En la década de los 70, la balanza de poder se torna hacia los países miembros de la OPEP, los mismos que controlaban la oferta al hacer crecer sustancialmente su producción. A finales del año 1970, la producción de 10 países de la OPEP, constituía el 50% de la producción mundial, como se puede ver en la Figura 5. Las compañías independientes resultaban más vulnerables ante la OPEP, pues su alcance era menor; manejaban contados territorios, por lo que se volvían dependientes de los mismos. En septiembre de 1973, Occidental accede a la demanda del gobierno de Libia de incrementar el impuesto y hacerlo retroactivo a 1965. Este hecho pautó el ejemplo para otros gobiernos, generando la necesidad de llegar a un acuerdo. En 1973, los países árabes se tornan en contra de Estados Unidos por el apoyo que prestó a Israel en la guerra con Arabia Saudita y establecen un embargo comercial, un recorte progresivo de la producción y un incremento del precio de Arabian Light de US\$3.65 a US\$5.12, llegando el precio de crudo al final del embargo en 1974, a US\$12 por barril (Leonard, 2006). Este fue el inicio de la transformación de la OPEP, asumiendo un rol protagónico en el establecimiento de precios. Mabro (1984) se refiere al origen de este nuevo sistema de precios, como producto de un “cartel”, que quiso jugar con el mercado, lo cual, en contra de su voluntad, ayudó al nacimiento de un nuevo “cartel”. En esta frase se resumiría los sistemas de precios utilizados hasta 1973.

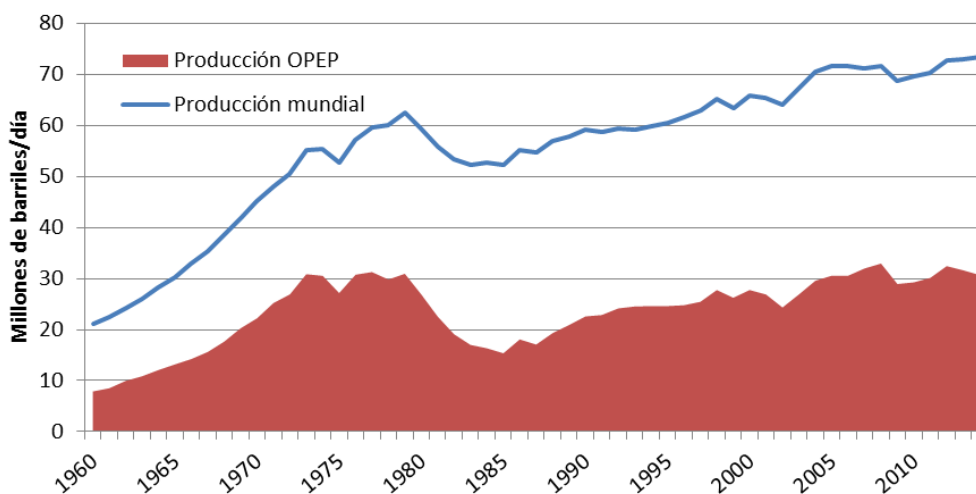


Figura 5. Producción de la OPEP frente a la producción mundial (1960-2015). Adaptada de OPEP, 2016.

En 1974, Kuwait se opone a un acuerdo firmado en 1972 que les otorgaba a los miembros de la OPEP una participación inicial de 25% de las ganancias, y exigió una participación del 60%. Incluso llegó a pedir la nacionalización total de sus recursos; enseguida le sucedió Qatar, Iraq, Irán y Venezuela. Dos años más tarde, se completaría la nacionalización cuando *Aramco* decidió vender sus activos a Arabia Saudita (Maldonado, 2005).

La participación en las ganancias generó un nuevo concepto de precio: precio de venta oficial (OSP por sus siglas en inglés). Este era el publicado por los gobiernos de países productores para la venta a terceras partes. Estos no pudieron manejar la comercialización, por lo que se generó la recompra. De este modo, en este periodo existían tres precios que nunca coincidían por asimetrías de información y falta de transparencia: el precio *posteado*, el OSP, y el de recompra.

En marzo de 1978, luego de sufrir un segundo shock por la Revolución Islámica y la salida del Shah en Irán, la OPEP decidió subir los precios del crudo a US\$14.54, y permitir que se aumenten cargos al precio base, otorgando por primera vez un margen variable al precio.

La participación de las utilidades y la nacionalización de los recursos, hizo que las compañías no puedan continuar con las actividades de *downstream*, concentrándose en las de *upstream*. El flujo de crudo era manejado entonces por los gobiernos lo que provocó un cambio en las participaciones en la industria. Las siete hermanas se convierten en otros compradores más, que competían con nuevos compradores que aparecían en el mercado. La transparencia y transaccionalidad aumentaron, por lo cual los precios spot ganaron importancia como referentes. Las empresas tenían contratos a largo plazo que eran establecidos con el precio oficial de la OPEP. Estos contratos permitían que las compañías puedan capturar el diferencial entre precios spot y precios oficiales. La existencia de una gran cantidad de compradores ayudo a que los países pudieran elegir libremente al comprador, terminando así con el régimen de contratos a largo plazo, y entregando el crudo al mejor postor.

A comienzos de los 80, la industria petrolera dio un giro económico cuando países no pertenecientes a la OPEP comienzan a extraer petróleo y a generar una sobreproducción a nivel mundial. La oferta de estos países incrementó del 33% del total de la OPEP en 1970 a ser el 73% de la misma en 1981. Nuevas e importantes producciones petroleras se desarrollaron en México, los países del Mar del Norte y en la Unión Soviética, que, como se puede ver en la Figura 6, cambiaron el balance mundial de producción petrolera de manera definitiva. Esto tuvo dos consecuencias claras: al no ser estas nuevas regiones productoras miembros de la OPEP, los precios eran establecidos independientemente, lo que causo un incremento de competencia en el mercado mundial. En este período, el ingreso de nuevos productores y su gran aporte de crudo que se incorpora al mercado, genera un incremento de oferta mucho mayor al de la demanda, lo que causó una tendencia generalizada a la baja del precio del petróleo.

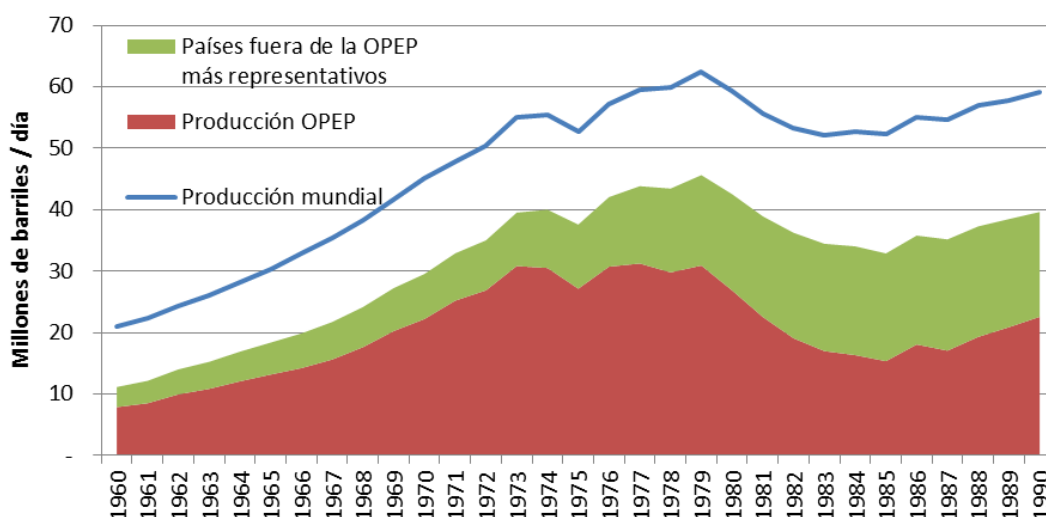


Figura 6. Incremento de la producción de países no miembros de la OPEP para 1980. Adaptado de OPEP, 2016
a/ Países fuera de la OPEP más representativos incluyen México, Dinamarca, Francia, Alemania, Noruega, Reino Unido, Azerbaiyán, Kazakstán, Rusia.

Los precios con descuento del *Arabian Light* comenzaron a predominar y Arabia Saudita perdía participación de mercado. A mediados de 1985, debido a las pérdidas reportadas de ganancias, la pérdida de participación de mercado y por

presión interna de grupos políticos influyentes que ya no estaban de acuerdo con las políticas de la OPEP, Arabia Saudita deja de proteger los precios de la OPEP y adopta un sistema de precios llamado *netback*. Este sistema permitía que haya un margen de ganancia garantizado, debido a que el precio dependía del precio de los productos derivados del petróleo. La intención fue aumentar el volumen de exportaciones, y recuperar participación en el mercado de Europa y Estados Unidos. Luego de unos meses, hubo un colapso del precio como consecuencia de la sobre oferta. De esta crisis de precios surgió el sistema de precios basado en el mercado. El uso de marcas referenciales o *benchmarks* toma fuerza después de que termina el sistema administrado de precios de la OPEP y se liberaliza el mercado, es cuando los países intensifican el uso de los precios referenciales para la construcción de sus fórmulas de precio, pese a que desde la década de los 70 eran usados por la OPEP. Este sistema fue adoptado primeramente por la Compañía Nacional De Petróleo Mexicana (PEMEX). El sistema de fórmulas de precios vincula un precio de referencia con el precio al que el país productor podría vender su petróleo. Inicialmente, los crudos de referencia fueron el *spot Alaska North Slope* o ANS, *Dated Brent*, Dubái y Omán.

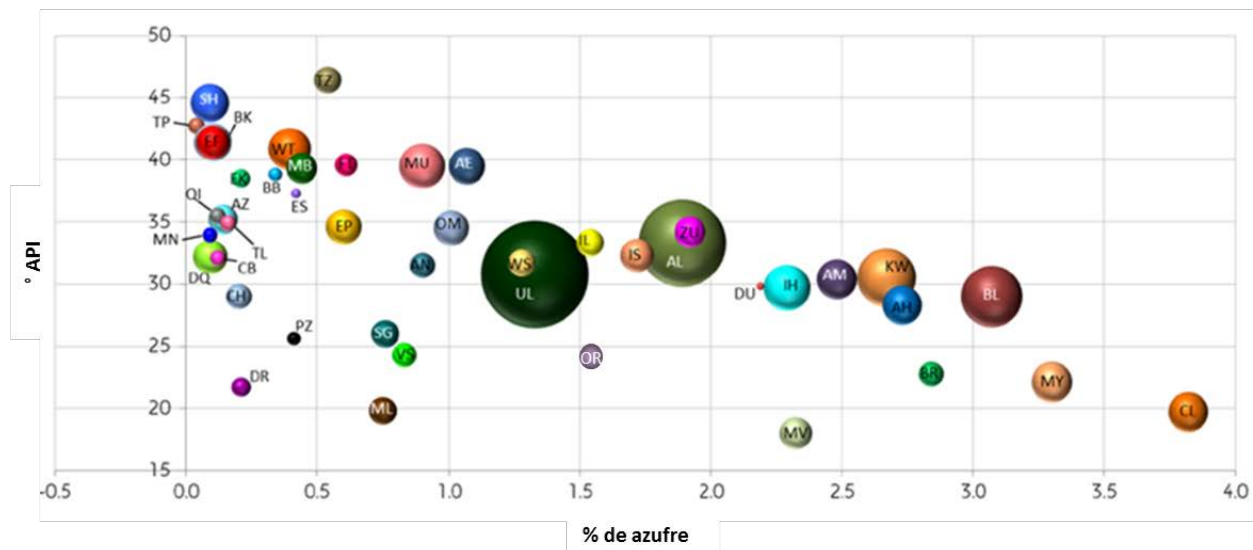
A partir de 1988, el sistema de precios relacionados con el mercado se convierte en el principal método para la asignación de precios. Uno de los detonantes de este nuevo sistema de precios fue la innovación tecnológica que permitió crear una estructura de mercados interconectados, en dónde las transacciones eran inmediatas y los participantes diversos y numerosos. Este sistema se basa en una fórmula que asigna un precio a cada crudo, el cual se deriva de un precio referencial con un descuento o prima. Este diferencial es establecido por cada país exportador y varía a lo largo del tiempo, pues depende de diversos factores, algunos de los cuales se describen a continuación:

1. Calidad del crudo

La calidad se mide por la densidad del crudo y la cantidad de azufre contenida. Una densidad más baja y una cantidad de material sulfuroso reducida se asocian a una calidad mayor. Mientras más baja es la densidad, el crudo adquiere el adjetivo de *light* o liviano. Por otro lado, un crudo más denso se considera *heavy* o pesado, que es menos fácil de refinar y el que brinda menor valor agregado. A nivel internacional, un método ampliamente difundido para medir la densidad es el creado por el *American Petroleum Institute*, basado en los grados API, que relaciona la densidad del petróleo con la del agua, ajustando las condiciones para que sean similares. Un resultado de 10 refleja que el crudo es más liviano que el agua, por el contrario, un crudo con un grado API menor a 10, sería más denso que el agua y se asentaría en un medio acuoso. Así, mientras el número de grados otorgados a un tipo de crudo es más alto, menor es la densidad y por ende la calidad del mismo.

Adicionalmente, al hablar de la calidad del crudo se hace referencia al porcentaje de azufre que contiene. Si este supera el 0.5% se lo denomina *sour* o ácido; en caso contrario, de ser menor al 0.5% el material sulfuroso, adquiere el nombre de *sweet* o dulce. De acuerdo a técnicos del Centro de Tecnología de Repsol (Dazango, 2011), una empresa elegirá la calidad de crudo que se ajuste al destino de sus productos finales y la infraestructura de refinación que maneje.

A continuación, se muestran los crudos más importantes a nivel mundial, clasificados por su grado API y cantidad de azufre, y la producción por región de acuerdo a la calidad del crudo.



CB (Cabinda)	Angola	VS (Vasconia)	Colombia	TZ (Tengiz)	Kazakstán
PZ (Pazflor)	Angola	DU (Dubái)	Emiratos Árabes Unidos	KW (Kuwait)	Kuwait
AL (Arab Light)	Arabia Saudita	MU (Murban)	Emiratos Árabes Unidos	ES (Es Sider)	Libia
AM (Arab Medium)	Arabia Saudita	ZU (Upper Zakum)	Emiratos Árabes Unidos	TP (Tapis)	Malasia
AE (Arab Extra Light)	Arabia Saudita	WT (West Texas Intermediate)	Estados Unidos	IS (Isthmus)	México
AH (Arab Heavy)	Arabia Saudita	AN (Alaska North Slope)	Estados Unidos	MY (Maya)	México
SH (Saharan)	Argelia	WS (West Texas Sour)	Estados Unidos	QI (Qua Iboe)	Nigeria
AZ (Azeri Light)	Azerbaijan	BK (Bakken Blend)	Estados Unidos	TL (Troll)	Noruega
ML (Marlim)	Brasil	EF (Eagle Ford)	Estados Unidos	OM (Omán)	Omán
BR (Bow River)	Canadá	DR (Duri)	Indonesia	BB (Brent Blend)	Reino Unido
MB (Mixed Blend S.)	Canadá	MN (Minas)	Indonesia	FT (Forties)	Reino Unido
CL (Cold Lake)	Canadá	IL (Irán Light)	Irán	EK (Ekofisk)	Reino Unido y Noruega
SG (Shengli)	China	IH (Irán Heavy)	Irán	UL (Urals)	Rusia
DQ (Daqing)	China	BL (Basrah Light)	Iraq	EP (Espo)	Rusia
CH (Changqing)	China	OR (Oriente)	Ecuador	MV (Merrey)	Venezuela

Figura 7. Principales tipos de crudo: calidad y volumen de producción a 2014^{a/}. Adaptado de Eni Norge, 2015

a/ = 500 mil barriles/ día

- Producción no asignada
- Pesado y ácido
- Pesado y medio ácido
- Pesado y dulce
- Medio ligero y ácido
- Medio ligero y medio ácido
- Medio ligero y dulce
- Ligero y ácido
- Ligero y medio ácido
- Ligero y dulce
- Ultra ligero

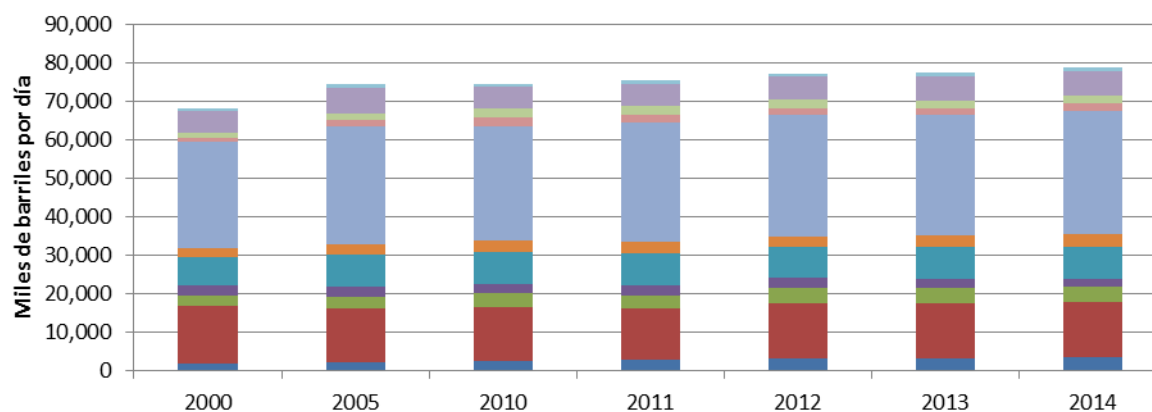


Figura 8. Producción de crudo mundial clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

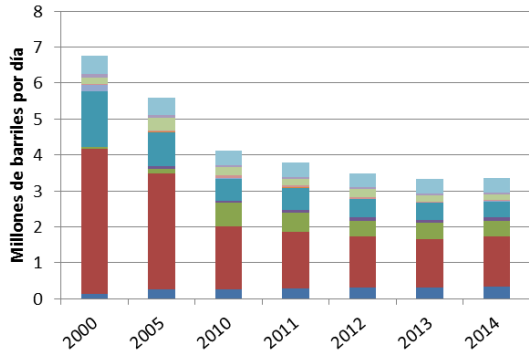


Figura 9. Producción de crudo de Europa clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

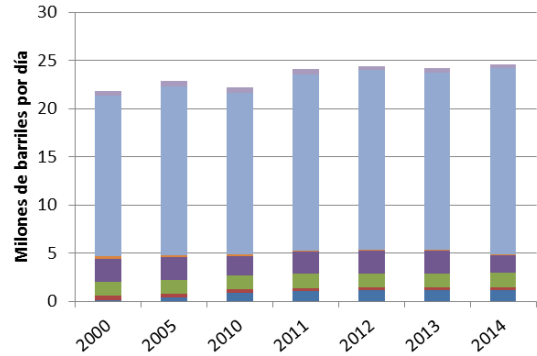


Figura 10. Producción de crudo de Medio Oriente clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

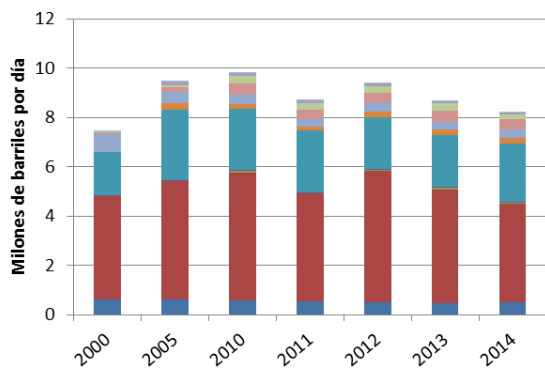


Figura 11. Producción de crudo de África clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

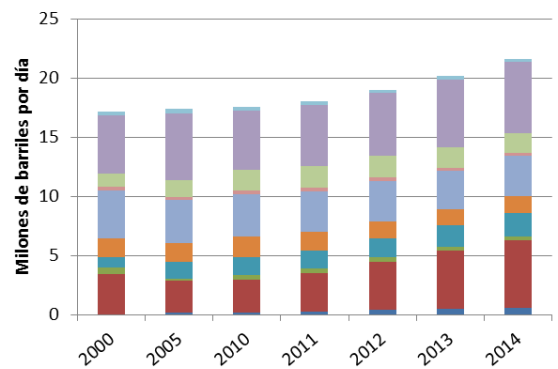


Figura 12. Producción de crudo de América clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

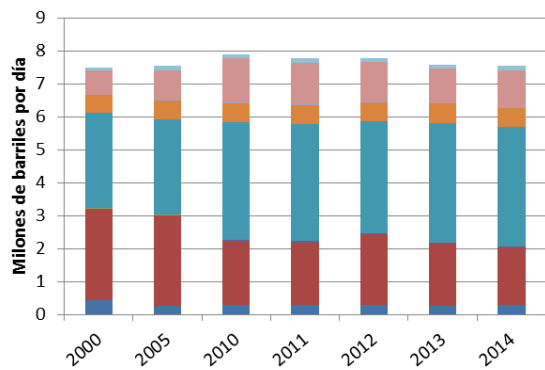


Figura 13. Producción de crudo de Asia Pacífico clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

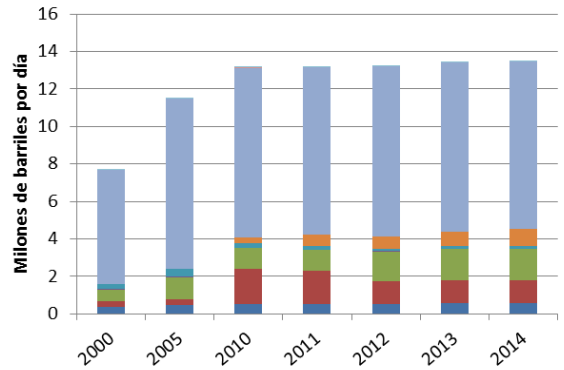


Figura 14. Producción de crudo de Rusia y Asia Central clasificada por calidad. Adaptada de Eni Norge, 2015

2. Localización del crudo

Por otro lado, la locación resulta ser un factor importante en el precio del crudo, pues el costo de transporte puede ser un factor determinante en el costo del petróleo, convirtiéndose la distancia a la fuente en un argumento importante para el incremento de la demanda de ciertos tipos de crudo.

3. Precios referenciales

A pesar de que existan abundantes tipos de crudo y que cada contrato de compra sea afectado por condiciones particulares, el precio de la mayor parte de crudos está vinculado a precios de referencia primarios, fijándose así cada crudo a un valor con prima o descuento en base a ciertos factores por sobre un precio referencial.

Las marcas referenciales principales para la industria petrolera que brindan actualmente una idea al mercado del valor del commodity son: *Dated Brent*, WTI, *Argus Sour Crude Price Index (ASCI)* y Dubái/Omán.

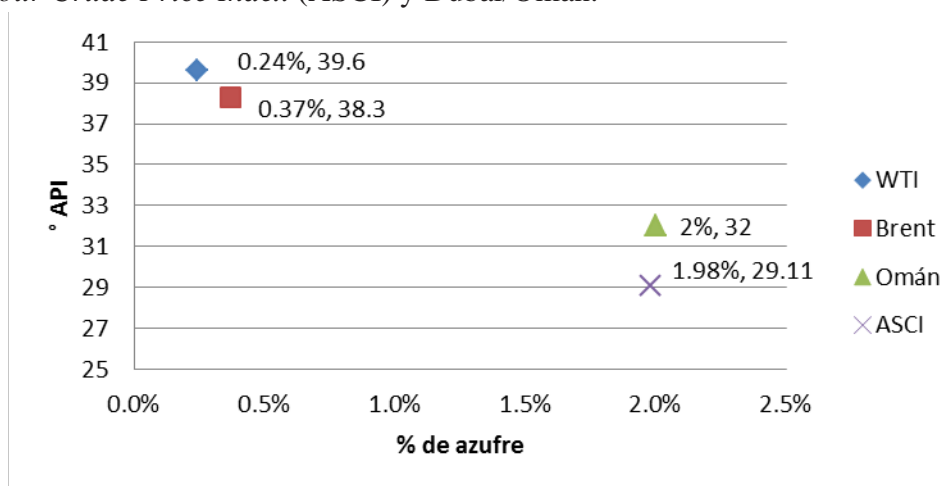


Figura 15. Principales marcas referenciales de crudo clasificadas por calidad. Adaptada de Argus y EIA, 2016

Los países pueden utilizar varias marcas referenciales dependiendo del destino de la importación. Por ejemplo, Iraq usa el *Brent* para sus exportaciones a Europa, una combinación de Omán y Dubái para las exportaciones a Asia y usaba el WTI para sus exportaciones a Estados Unidos.

El precio puede basarse en referenciales físicos como el *Dated Brent* o en índices basados en el mercado de derivados financieros como el *Brent Weighted Averaged BWAE*, que se calcula a partir de precios del mercado futuro del *Brent*. Los precios derivados del mercado futuro pueden ser observables en tiempo real, mientras que los referenciales físicos involucran precios que deben ser discernidos por agencias de información. Estas marcas referenciales pueden variar de acuerdo a la fuente de la información y la metodología que tome cada agencia.

La importancia de los precios referenciales radica en que mientras más robusta es una marca referencial, puede ser utilizada por una amplia gama de tipos de crudo y en un área geográfica extendida. A su vez, permite un mejor manejo de los diferenciales entre precios del crudo y un mercado spot más transparente y confiable. Consecuentemente, esta liquidez produce un incremento de productos derivados para controlar el riesgo (Argus, 2016).

Brent

El crudo *Brent* es extraído del Mar del Norte. De acuerdo a *British Petroleum* (2016), asume un rol protagónico pues es probablemente el crudo más negociado a nivel mundial, proporcionando una referencia para dos tercios de los suministros de petróleo crudo comercializado a nivel internacional, cuyo precio está vinculado directa o indirectamente.

Tabla 1

Características clave por las que el Brent se convirtió en una marca referencial

Localización	Localizado geográficamente cerca de las refinerías de Europa y Estados Unidos.
Transporte	Es extraído del mar por lo que el transporte es menos oneroso.
Régimen impositivo	La introducción de regulaciones impositivas en el Mar del Norte fomentó la comercialización del crudo en el mercado spot, por lo cual se volvió un mercado activo.
Régimen legal y regulatorio	Existe un régimen jurídico sólido y está controlado por el Reino Unido.
Compradores y vendedores	Existen varios productores por lo que la producción no se encuentra monopolizada. Los compradores son diversos.
Concentración de infraestructura	El grado de concentración de la infraestructura de envío es alto.

Adaptado de Fattouh (2011, p.36)

La marca referencial *Dated Brent* ha cambiado en varias ocasiones a lo largo de estos 36 años. Inicialmente, el crudo al que la marca hacía referencia era *Brent*. En 1980, Platts publicaba este precio que reflejaba el valor del crudo a ser entregado en 7 a 15 días de la fecha de publicación. Luego de que la producción del *Brent* entre en declive, la marca referencial presentó algunas distorsiones y condujo a que se desconecte del mercado. Para contrarrestar esto, se genera la marca referencial *Brent Blend*, que unía al *Brent* con el *Ninia*. En el 2002, esta agencia de información añade dos crudos más a la definición de la marca *Brent*, el *Forties* del Reino Unido y el *Oseberg* de Noruega, denominándola BFO o *Brent-Forties-Oseberg*. En este mismo año se cambia el intervalo futuro que consideraba el precio, convirtiendo a la marca referencial como el reflejo de un crudo a ser entregado entre 10 a 21 días de la fecha de publicación. Con la continua caída de la producción, se incluye el *Ekofish* como parte de la marca, renombrándola BFOE. En 2012, nuevamente amplía el período considerado en la evaluación entre 10 a 25 días. En 2015, una vez más se altera la metodología, por lo que el precio publicado que sirve como referencia a nivel mundial, mostraría el precio del crudo que será entregado en un plazo de entre 10 días y un mes luego de la publicación. (Platts, 2016)

Dado que los grados son distintos para cada crudo, se generan ciertas implicaciones para la asignación de precios. La viscosidad y el contenido de azufre del crudo *Forties* hicieron que sea menos deseable la marca BFOE (*Brent-Forties-Oseberg-Ekofish*), dado que cualquier contrato puede ser enviado bajo este precio. Esta fue la razón, de acuerdo a Fattouh (2011), por la cual Platts y otras agencias crearon un descuento aplicado por el contenido sulfurado del crudo.

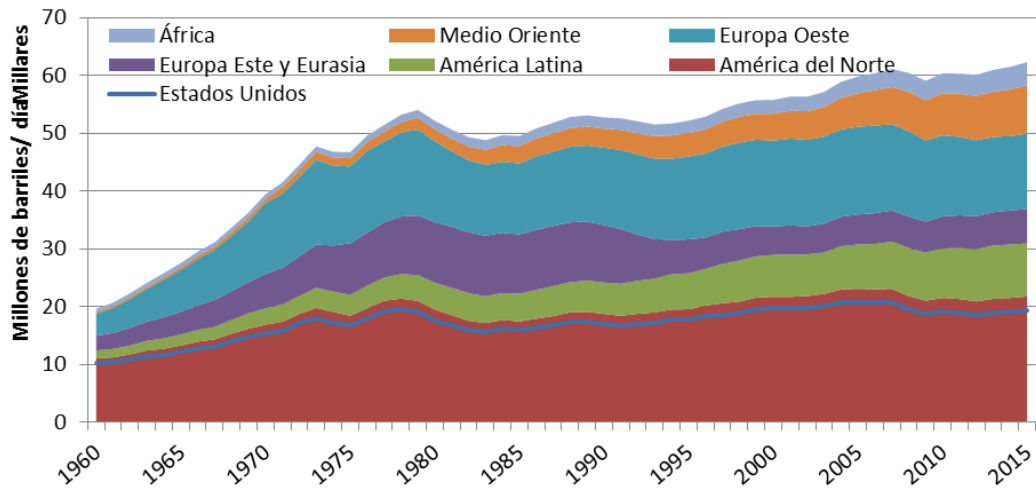


Figura 16. Consumo de crudo de Estados Unidos frente el consumo mundial (1960-2015). Adaptada de OPEP, 2016

A pesar de que el WTI no sea un buen indicador de los precios globales, si refleja a la industria petrolera de Estados Unidos. La producción de Texas está dominada por el *Permian Basin*, que alberga a los pozos que le otorgaron al WTI la reputación del liviano y dulce, y por tanto, fácil de refinar (Kohl, 2012, párr.25). Actualmente, constituiría el área más prolifera de Estados Unidos de acuerdo a datos de la EIA (2016).

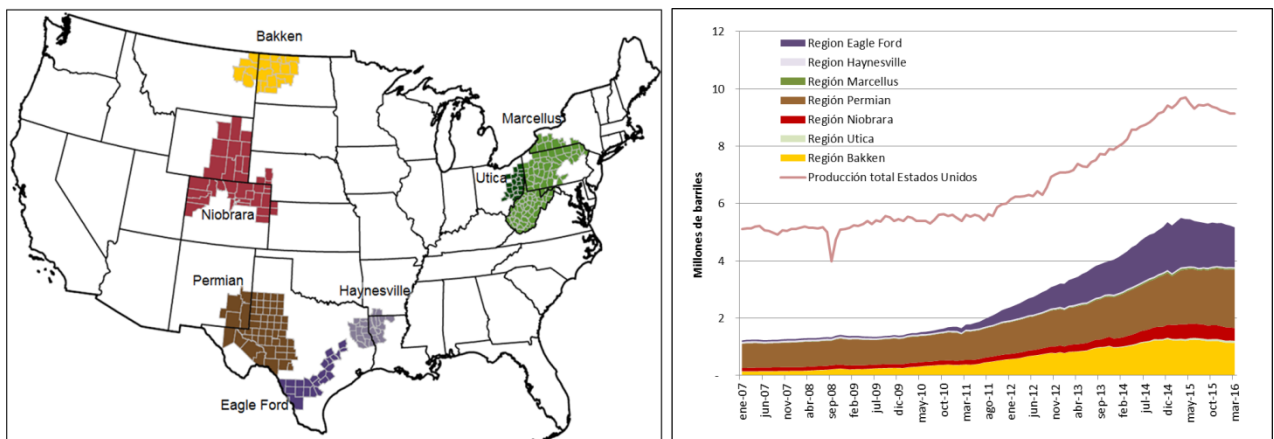


Figura 17. Producción de crudo de Estados Unidos de las regiones más importantes (enero 2007-marzo 2016). Adaptada de EIA, 2016

A partir de 2008, el diferencial entre WTI y otros crudos se exagera, y otras marcas se convierten en referenciales alternativas. En particular, el *Argus Sour Crude Price Index (ASCI)* se ha constituido en una marca referencial para algunos crudos. Este es un índice que refleja los precios del crudo medio ácido de la Costa del Golfo de México. Arabia Saudita descarta el WTI como marca referencial al igual que Kuwait para 2009 y lo reemplazan por ASCI, seguidos por Irán un año más tarde (Kohl, 2012, párr.16). A estos se suman algunos países Latinoamericanos como Ecuador, y compañías Asiáticas con negocios en América Latina. Esta marca referencial, que surge de un promedio ponderado por volumen del precio de acuerdos de crudo *Mars*, *Poseidon* y *Southern Green Canyon*, se presenta como precio y como un diferencial frente al WTI, y está estrechamente correlacionada con el mercado internacional, presentando una tendencia similar al crudo Dubái y *Urals* (Argus, 2016)

Omán-Dubái

De acuerdo a la agencia Platts (2016), inicialmente se refería al precio del crudo físico de Dubái, sin embargo, tras un decremento en la producción se incorporó el crudo de Omán en 2002 y el *Upper Zakum* de Abu Dhabi en 2006. A partir de marzo de 2016, también refleja el precio del crudo *Al-Shaheen* de Qatar y *Murban* de Abu Dhabi. El precio de Dubái ha sido la principal referencia desde 1980 para los precios de crudo entregado a las refinerías de Asia desde el Golfo del Oriente Medio. Comúnmente se mueve con las mismas tendencias que el *Brent*, pero es entregado a un diferencial por debajo del precio del *Brent* debido a que su calidad es menor.

Diferenciales entre WTI y Brent

Para el presente análisis se han utilizado los datos provistos por el Fondo Monetario Internacional (2016). Estos datos corresponden al precio de los *commodities* WTI, Brent y Dubái desde enero de 1980 a enero 2016. Considerando un Brent de 38 grados API, un WTI de 40 grados API y un Dubái de 38 grados API.

De acuerdo a los datos del Fondo Monetario Internacional, en promedio, desde 1980 hasta 1983, en 2007 y a partir desde el 2009 hasta el 2015, los precios del Brent han superado los precios del WTI.

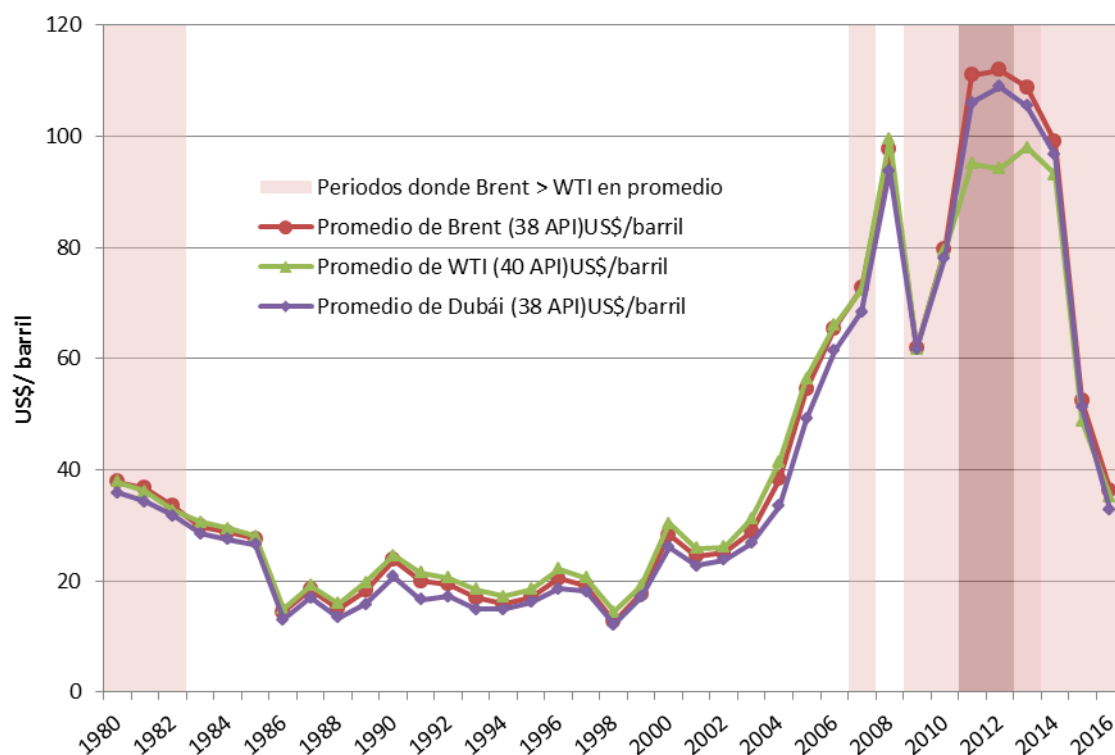


Figura 18. Precios promedio de crudos referenciales (1980-mayo 2016). Adaptada del Fondo Monetario Internacional (2016)

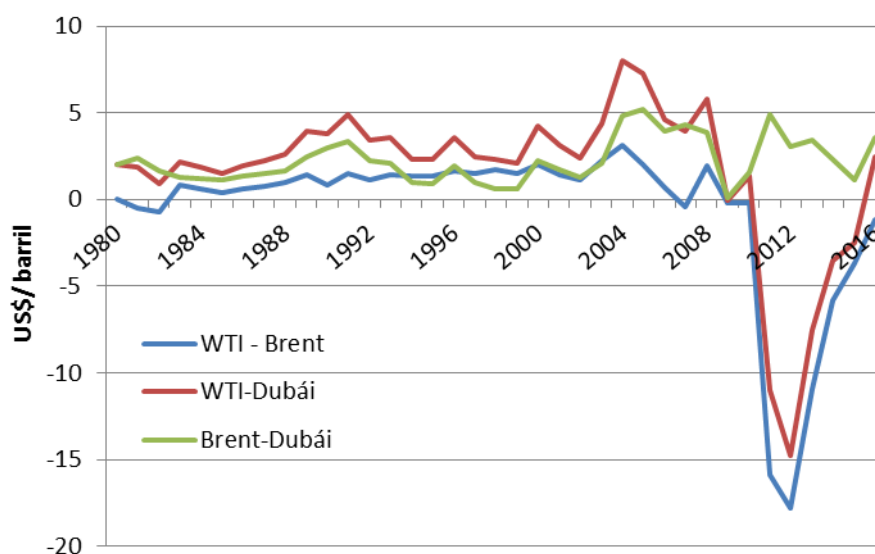


Figura 19. Diferencial promedio de precios entre WTI, Brent y Dubái (1980-mayo 2016). Adaptada del Fondo Monetario Internacional , 2016

Luego de una serie de leyes expedidas para controlar las exportaciones de crudo y derivados de Estados Unidos, en 1975 se prohibió totalmente la exportación de crudo. Cuando Reagan llega al poder en 1981, se retiraron los controles impuestos a derivados del petróleo y se otorgan ciertas selectivas autorizaciones, se aprueba la exportación de crudo a Canadá y la exportación del crudo de Alaska (Kemp, 2014, párr.15). A partir de que gobierno de EE.UU. disminuyó las restricciones, cambió la mecánica de comercio de petróleo crudo pues aumenta la producción y el WTI toma fuerza. Desde 1983 hasta 2006, el WTI se comercializaba en promedio a US\$1.34 por sobre el precio del *Dated Brent*.

En 2011, los precios del WTI y del *Brent* comenzaron a divergir sustancialmente, llegando a un descuento promedio de US\$15.91 por barril por debajo del precio del *Brent*. El aumento del diferencial para 2011 fue producto de un rápido incremento de la producción en Estados Unidos, y a la falta de infraestructura de transporte, lo que produjo una sobreoferta de crudo, causando una baja en los precios. Para 2012, el diferencial creció, alcanzando un promedio de US\$ 17.82 por barril, llegando a su punto más alto en diciembre del 2012 con un precio de US\$ 87,86, US\$ 21,63 por debajo del precio del *Brent*. Este fue el año que presentó, en promedio, la mayor diferencia entre WTI y las marcas referenciales globales. Por tales divergencias, el WTI ha sido severamente cuestionado como marca referencial.

Los precios en 2013 se fueron estrechando por esfuerzos para aliviar la sobreoferta, a través de la mejora de la infraestructura de transporte y el incremento de horas de trabajo en refinerías, aumentando sustancialmente las exportaciones de productos de petróleo (Chen, 2013).

Para las refinerías de Estados Unidos, la caída de los precios locales resultó beneficiosa, más los productores perdían ganancias como resultado de la prohibición a las exportaciones. El 18 de diciembre del 2015, el gobierno de los Estados Unidos retira esta barrera mantenida por 40 años, con el objetivo de beneficiar a su industria. Se esperaba que el aumento de la oferta de crudo en el mercado internacional, cause un acrecentamiento de la refinación. Además, la

mejora de la eficiencia de las operaciones de refinería y la presión competitiva, reduciría el crack spread o lo que se conoce como la diferencia entre los precios de productos refinados y el precio del crudo. Una disminución de esta brecha aumentaría la oferta de productos refinados, produciendo un alza en la demanda de crudo e incrementando los precios, consecuentemente. (Brown, Mason, Krupnick y Mares, 2014, p.6)

Con precios de crudo bajos a nivel mundial, los productores estadounidenses no fueron motivados a aumentar la producción y a exportar. Es más, en los dos primeros meses luego de levantada la prohibición, las exportaciones disminuían. Pese a esto, los diferenciales si lograron ajustarse. Así, para los primeros 5 meses del año 2015, el diferencial promedio fue US\$ 5.30 menor que el Brent, existiendo una diferencia interanual de US\$ 4.34 por barril, que resulta en un diferencial de US\$ 0.96 menos por cada barril de WTI en 2016.



Figura 20. Exportaciones de crudo de Estados Unidos (enero 2010-mayo 2016). Adaptada EIA (2016)

Las proyecciones de la EIA de junio de 2016 anticipan una recuperación de los precios del crudo posterior a la caída, llegando el precio a US\$ 60 a diciembre 2017. Se prevé además que la producción de Estados Unidos siga una tendencia creciente, sin embargo en los próximos 19 meses esta no será sustancial como denota la Figura 21. Si el incremento de la producción continúa y el aumento de las exportaciones de Estados Unidos resulta progresivo, puede causar un decremento de los precios de los derivados del crudo y aumento de los precios del crudo local. De acuerdo a la EIA (2015, P.16), el retirar la prohibición a la exportaciones, bajo estas condiciones, resultaría en un diferencial para el WTI en 2025 de US\$ 6 a US\$ 8 por debajo del precio del Brent, lo que estaría explicado por el costo de transportar el crudo. Así, si estas tendencias se mantienen, esperaríamos que los diferenciales se sigan ajustando y que el WTI vuelva a tomar importancia en el mercado internacional.

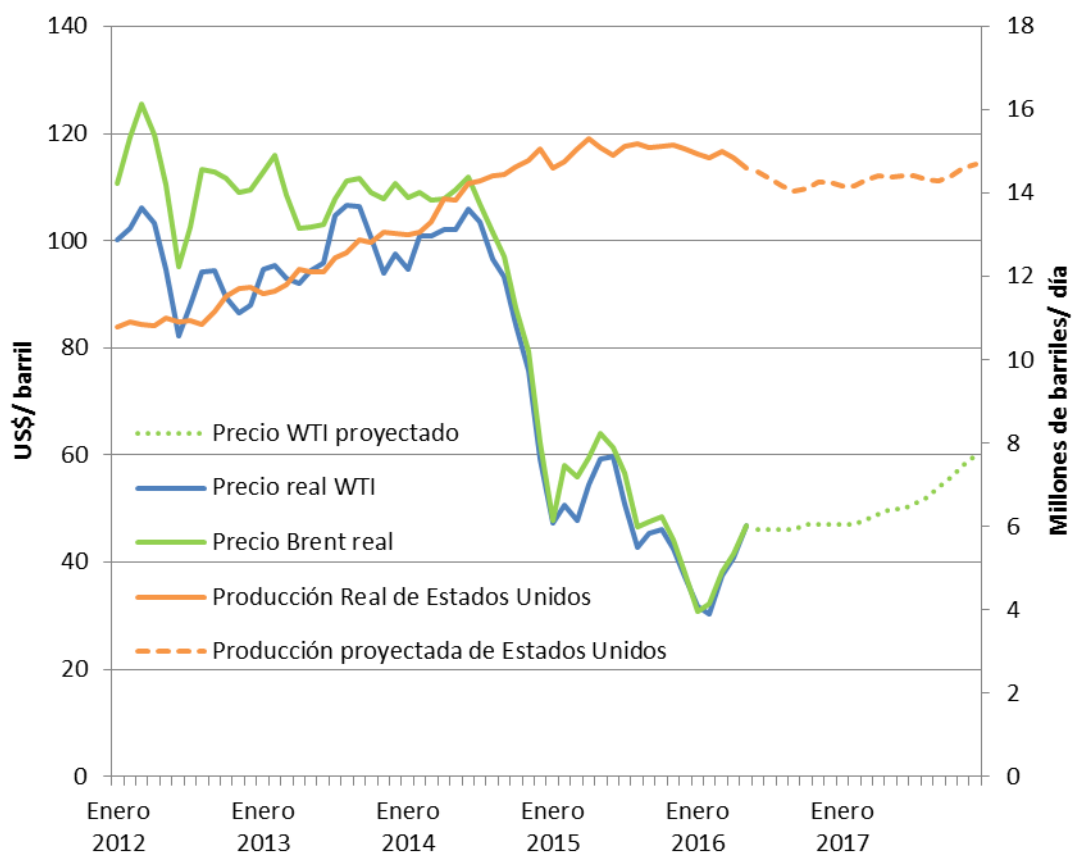


Figura 21. Precios del crudo y producción reales y proyectados (enero 2012-diciembre 2017). Adaptado de EIA, 2016.

4. Tiempo y competencia

El diferencial se puede establecer con distintos intervalos de tiempo. Generalmente, los países utilizan el precio de un mes antes al mes de carga, y es ajustado mensual o trimestralmente. Este intervalo de tiempo, entre la fecha del precio de mercado y la fecha en la que se entrega el crudo, hace que el precio pueda no reflejar las condiciones del mercado. En contratos múltiples a largo plazo, con el propósito de compensar al comprador si existieran diferenciales menores, se puede llegar al acuerdo de afectar el diferencial de las siguientes rondas.

Por otro lado, al escoger una marca referencial, también se considera qué diferencial toma en cuenta la competencia con el propósito de asignar su precio. A través de esta comparación, un país puede determinar qué marca referencial y a qué diferencial se ajusta mejor. De acuerdo a Fattouh (2011), los países exportadores que establecen primero sus diferenciales, podrían estar en desventaja, por eso pueden llegar a retrasar su publicación u otorgar compensaciones cuando se trata de contratos con múltiples rondas. La competencia que existe en el mercado actual del crudo, induce a que existan crudos con características similares que establezcan diferenciales equivalentes.

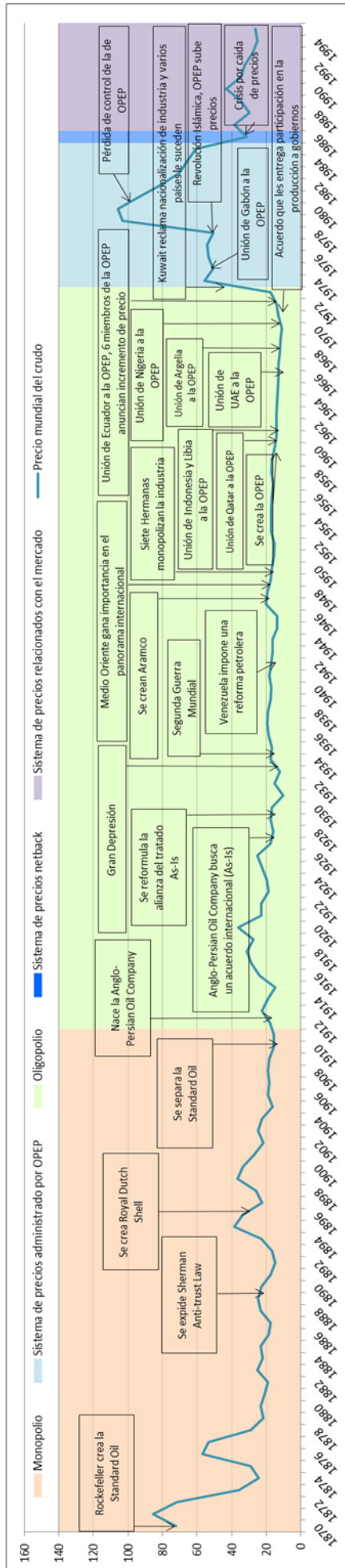


Figura 22. Sistemas utilizados en la asignación de precios del crudo (1870-1995)^{a/b/c/}
a/Los precio utilizados son los publicados por BP, 2015: 1870-1944 precio promedio de Estados Unidos
1945-1983 Arabian Light postestado en Ras Tanura.
1984-1995 Dated Brent

b/Para la obtención de US\$ base 2015 se utilizó como deflactor el índice de Precios al Consumidor para Estados Unidos
c/Sistema de precios relacionados con el mercado es utilizado hasta la fecha de esta publicación

Tabla 2

Resumen de estadística descriptiva de la serie de precios del crudo mundial en US\$ US\$ 2015, (1870-2015)

	Sistema de precios bajo monopolio	Sistema de precios bajo oligopolio	Sistema de precios controlado por la OPEP	Sistema de precios referenciados al mercado
Media	28.61635575	17.6656269	70.47066652	54.0836017
Mediana	23.01886004	17.02299942	63.18054819	38.46318427
Desviación estándar	16.24588003	4.781933766	20.5280871	31.40990192
Varianza de la muestra	263.9286179	22.86689054	421.40236	986.5819385
Mínimo	14.7126691	10.11102671	50.80286373	18.48974197
Máximo	85.51738916	36.30206886	105.938545	117.2294181
Cuenta	42	62	12	29

Referencias

- ARCO. (2016). *Our story*. Recuperado de <http://www.arcogroup-nigeria.com/our-history/>
- ARCO. (1998). *ARCO: A Time to Remember*. Recuperado de <http://web.archive.org/web/19980113043616/http://www.arco.com/Corporate/notes/arcohist.htm>
- Argus. (2016). *Argus Sour Crude Index*. Recuperado de <https://www.argusmedia.com/news/~/~~/media/92e5bf54c9c746189a6da32712df9333.ashx>
- Banco Mundial. (2016). Rentas del petróleo (% del PIB). Washington D.C.: Banco Mundial. Recuperado de <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS/countries?display=default>
- Baumeister, C., & Kilian, L. (2016). *40 Years of Oil Price Fluctuations: Why the Price of Oil May Still Surprise Us*. Recuperado de http://www-personal.umich.edu/~lkilian/bk8_110215r1.pdf
- British Petroleum. (2015). *Statistical Review of World Energy- data workbook*. Londres: BP. Recuperado de <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>
- British Petroleum. (2016). *Glossary*. Londres: BP. Recuperado de <http://www.bp.com/en/global/bp-marine-fuels/about-us/glossary.html>
- Brown, S., Mason, C., Krupnick, A. y Mares, J. (2014) *Crude Behavior: How Lifting the Export Ban Reduces Gasoline Prices in the United States*. Recuperado de <http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-IB-14-03-REV.pdf>
- Chen, X. (21 de noviembre de 2013). Why the WTI-Brent spread affects US product oil exports. *Market Realist*. Recuperado de <http://marketrealist.com/2013/11/wti-brent-spread-affects-us-product-oil-exports/>
- Chevron (2016). *History*. Recuperado de <https://www.chevron.com/about/history>
- ConocoPhillips. (2016). *Our History*. Recuperado de <http://www.conocophillips.com/who-we-are/our-legacy/history/Pages/Present-2010.aspx>
- Dazango, J. (2011). *La densidad, el azufre y la acidez determinan la calidad del petróleo*. Recuperado de <http://blogs.repsol.com/innovacion/la-densidad-el-azufre-y-la-acidez-determinan-la-calidad-del-petroleo/>
- Dickey, P. (1959). The First Oil Well. *Publisher Society of Petroleum Engineers*. 11(1), 14-26. Doi:<http://dx.doi.org/10.2118/1195-G>
- Energy Information Administration. (septiembre del 2015). Effects of Removing Restrictions on U.S. Crude Oil Exports. *EIA*. Recuperado de <http://www.eia.gov/analysis/requests/crude-exports/pdf/fullreport.pdf>
- Energy Information Administration. (2016). *Drilling Productivity Report*. Recuperado de <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/xls/dpr-data.xlsx>
- Energy Information Administration. (2016). *Glosary*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de <http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=W>
- Energy Information Administration. (2016). *Short-Term Energy Outlook*. Whashington: EIA.

- Recuperado de http://www.eia.gov/forecasts/steo/xls/STEO_m.xlsx
- Energy Information Administration. (2016). *U.S. Exports of Crude Oil*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de http://www.eia.gov/dnav/pet/hist_xls/MCREXUS1a.xls
- ENI. (2015). *World Oil and Gas Review: Production Quality*. Sandnes: Eni Norge. Recuperado de <http://www.eninorge.com/Documents/Rapporter/WOGR%202015%20unico.pdf>
- ExxonMobil. (2016). *Our Story*. Recuperado de <http://corporate.exxonmobil.com/en/company/about-us/history/overview>
- Fattouh, B. (2011). *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/WPM40-AnAnatomyoftheCrudeOilPricingSystem-BassamFattouh-2011.pdf>
- Ferrier, R y Bamberg, J. (1994). *The History of the British Petroleum Company*. 2. Cambridge: Cambridge University Press.
- Fondo Monetario Internacional. (2012). *Perspectivas de la economía mundial*. Washington D.C.: Fondo Monetario Internacional. Recuperado de <https://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2012/01/pdf/texts.pdf>
- Fondo Monetario Internacional. (2016). *IMF Primary Commodity Prices*. Washington D.C.: Fondo Monetario Internacional. Recuperado de http://www.imf.org/external/np/res/commod/External_Data.xls
- Friedman, T. L. (2006). The first law of petropolitics. *Foreign Policy*. 154(3), 28-36.
- Ghosh, T. y Prelas, M. (2009). *Energy Resources and Systems*. 1. Columbia: Springer Science + Business Media B.V.
- Hamilton, J. D. (2009). *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08* (No. w15002). National Bureau of Economic Research. Recuperado de <http://www.nber.org/papers/w15002.pdf>
- Kemp, J. (23 de octubre de 2014). COLUMN-History of controls on U.S. oil exports: Kemp. *Reuters*. Recuperado de <http://www.reuters.com/article/usa-oil-export-controls-kemp-idUSL6N0SI37X20141023>
- Kilian, L. (2006). *Not all oil price shocks are alike: Disentangling demand and supply shocks in the crude oil market*. Recuperado de http://bwl.univie.ac.at/fileadmin/user_upload/lehrstuhl_ind_en_uw/lehre/ws1011/SE_Int_Energy_Mgmt/Buchner.pdf
- Kohl, K. (7 de diciembre de 2012). Brent vs. WTI Crude. *Energy and Capital*. Recuperado de <https://www.energyandcapital.com/resources/brent-vs-wti/17>
- Kubursi, A. (1984). *Oil, Industrialization, and Development in the Arab Gulf States*. Londres: Croom Helm
- Leonard, T. (Eds.). (2006). *Encyclopedia of The Developing World*. 3. New York: Routledge
- Mabro, R. (1984). *On Oil Price Concepts*. Oxford :Oxford Institute for Energy Studies.

Recuperado de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM3-OnOilPriceConcepts-RMabro-1984.pdf>

Mabro, R. (1986). *Netback Pricing and the Oil Price Collapse of 1986*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de http://www-personal.umich.edu/~twod/oil/NEW_SCHOOL_COURSE2005/articles/research-oil/research-oil/mabro_netback_pricing_and%20collapse_1986_oxford1987.pdf

Mabro, R. (2000). *Oil Markets and prices*. Oxford :Oxford Institute for Energy Studies

Maldonado, F. (2005). La OPEP: Cuarenta y cinco años de historia y dos interpretaciones teóricas. *Actualidad Contable FACES*. 11(2) ,30-44. Recuperado de <http://www.redalyc.org/pdf/257/25701105.pdf>

Organización de Países Exportadores de Petróleo. (2016). *Brief history*. Recuperado de http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm

Organización de Países Exportadores de Petróleo (2016). *Annual Statistical Bulletin*. Viena: OPEP Recuperado de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf

Platts. (2016). *The Dubai crude oil price*. Recuperado de <http://www.platts.com/price-assessments/oil/dubai-crude>

Pinedo, J. (2005). *El petróleo en oro y negro*. (1.^a ed.). [versión electrónica] Recuperado de <http://www.librosenred.com/formatos.htm#pdf>

Railroad Commission of Texas (2016). *Permian Basin Information*. Recuperado de <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/permian-basin/>

Rivas, R. (1995). Venezuela petróleo y la Segunda Guerra Mundial (1939-1945): un ejemplo histórico para las nuevas generaciones. *Revista Economía*. Universidad de los Andes. 10(1) ,207-224. Recuperado de http://ies.faces.ula.ve/Revista/Articulos/Revista_10/rev10rivas.htm

Sampson, A. (1975). *The seven sisters: the great oil companies and the world they made. The Dance of the Sisters*. Nueva York: The Viking Press

Shell México. (2016). *Nuestra historia empresarial*. Recuperado de <http://www.shell.com.mx/aboutshell/who-we-are-tpkg/our-history/corporate-history.html>

S&P Global Platts. (2016). Dated Brent. Recuperado de <http://www.platts.com/price-assessments/oil/dated-brent>

U.S. Department of Justice. (mayo 11 del 2004). Antitrust Law in The U.S. Supreme Court. En British Institute of International and Comparative Law Conference. Londres. Recuperado de <https://www.justice.gov/atr/file/517986/download>

Yeboah, Y. (2015). “Friends”- and Enemies. *Department of Energy and Mineral Engineering, College of Earth and Mineral Sciences*. State College :The Pennsylvania State University. Recuperado de <https://www.e-education.psu.edu/egge120/node/240>

Yergin, D. (1992). *La historia del petróleo*. Javier Vergara Editor

Índice de tablas estadísticas

En esta sección se detallan las tablas estadísticas elaboradas por Observatorio de Energía y Minas a partir de datos de libre acceso en diferentes instituciones del sector minero y energético. Estas se entregan en versión digital junto con la edición impresa del Boletín, además se encuentran accesibles en <http://www.observatorioenergiayminas.com/petroleoaldia.html> o <http://udla.edu.ec/cie/observatorio-de-energia-y-minas-2/>

R Tablas de resumen

R-1 Cuadro estadístico de resumen anual ^{a/}

ESPECIFICACIÓN	REGIÓN	UNIDADES	2013	2014	2015	FUENTE	
RESERVAS PROBADAS							
Reservas probadas de crudo	ECUADOR	Milones de barriles	1.209.474	1.209.685	1.211.432	OP-A-1	
	OPEP	Milones de barriles	1.209.474	1.209.685	1.211.432	OP-A-1	
	MUNDIAL	Milones de barriles	1.489.352	1.490.465	1.492.677	MU-A-1	
EXPLORACIÓN							
Torres de perforación	ECUADOR	Torres de perforación activas	50	41	7	AL-A-2.1	
	OPEP	Torres de perforación activas	186	221	182	OP-A-2.1	
	MUNDIAL	Torres de perforación activas	5.162	5.259	3.618	MU-A-2.1	
Pozos	ECUADOR	Promedio diario en operación	3.369	5.055	6.052	EC-A-2.2	
	OPEP	Pozos productivos	46.907	46.403	46.709	OP-A-2.2	
	MUNDIAL	Pozos productivos	981.696	1.060.232	1.113.243	OP-A-2.2	
PRODUCCIÓN DE CRUDO							
Producción de crudo	ECUADOR	Miles de barriles	192.119	203.142	198.230	EC-A-3.b	
Producción de crudo diario	ECUADOR	Miles de barriles por día	526	557	543	AL-A-3	
	OPEP	Miles de barriles por día	32.331	31.380	32.315	OP-A-3.a	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	72.795	73.331	75.080	MU-A-3	
Producción acumulada de crudo	ECUADOR	Miles de barriles	17.381.081	17.816.465	18.238.800	OP-A-3.b	
	OPEP	Miles de barriles	504.973.892	516.427.653	528.222.687	OP-A-3.b	
TRANSPORTE							
SOTE	ECUADOR	Miles de barriles	131.972	132.530	133.669	EC-A-4.a	
OCP	ECUADOR	Miles de barriles	53.334	59.104	61.374	EC-A-4.a	
Consumo en estaciones de bombeo	ECUADOR	Barriles	782.596	771.855	751.057	EC-A-4.b	
COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO							
Demanda de crudo	ECUADOR	Miles de barriles por día	272	286	259	AL-A-5.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	10.498	10.741	10.894	OP-A-5.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	90.468	91.436	92.979	MU-A-5.1	
Crudo fiscalizado	ECUADOR	Miles de barriles	189.968	200.970	195.324	EC-A-5.2.1	
Consumo interno	ECUADOR	Miles de barriles	50.848	45.244	44.351	EC-A-5.2.1	
	ECUADOR	Miles de barriles	140.245	154.660	151.765	EC-A-5.2.3.a	
	ECUADOR	Miles de dólares FOB	13.411.759	13.016.018	6.355.235	EC-A-5.2.3.a	
Exportación de crudo	ECUADOR	US\$ / barril	95.63	84.16	41.88	EC-A-5.2.3.a	
	ECUADOR	Miles de barriles por día	388	422	433	AL-A-5.2.3	
	OPEP	Miles de barriles por día	23.875	23.178	23.569	OP-A-5.2.3.a	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	40.641	40.328	41.654	MU-A-5.2.3	
	Exportación de crudo Oriente por EP Petroecuador	ECUADOR	Miles de barriles	82.671	90.014	91.666	EC-A-5.2.3.b
		ECUADOR	US\$ / barril	97.36	85.81	43.44	EC-A-5.2.3.b
Exportación de crudo Napo por EP Petroecuador	ECUADOR	Miles de barriles	41.461	48.640	39.698	EC-A-5.2.3.b	
	ECUADOR	US\$ / barril	92.91	81.58	39.22	EC-A-5.2.3.b	
Importación de crudo	OECD	Miles de barriles por día	26.100	25.329	26.193	AL-A-5.2.4	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	41.893	41.639	43.048	MU-A-5.2.4	
Dubái		US\$ 2015/barril	107.31	97.18	51.20	MU-A-5.3	
Brent		US\$ 2015/barril	110.55	99.06	52.39	MU-A-5.3	
Nigeria's Forcados		US\$ 2015/barril	113.90	101.47	54.41	MU-A-5.3	
West Texas Intermediate		US\$ 2015/barril	99.70	93.39	48.71	MU-A-5.3	
INDUSTRIALIZACIÓN DE CRUDO							
Demanda de gasolina	ECUADOR	Miles de barriles por día	51	53	59	OP-A-6.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	2.615	2.690	2.758	OP-A-6.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	23.611	23.881	24.612	MU-A-6.1	
Demanda de queroseno	ECUADOR	Miles de barriles por día	8	8	8	OP-A-6.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	594	643	686	OP-A-6.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	6.517	6.605	6.837	MU-A-6.1	
Demanda de destilados	ECUADOR	Miles de barriles por día	89	93	92	OP-A-6.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	3.076	3.005	3.013	OP-A-6.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	26.875	27.358	27.754	MU-A-6.1	
Demanda de residuos	ECUADOR	Miles de barriles por día	33	39	34	OP-A-6.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	1.506	1.551	1.541	OP-A-6.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	7.340	7.184	6.922	MU-A-6.1	
Demanda de otros derivados	ECUADOR	Miles de barriles por día	92	94	67	OP-A-6.1	
	OPEP	Miles de barriles por día	2.707	2.852	2.895	OP-A-6.1	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	26.125	26.408	26.854	MU-A-6.1	
Capacidad de refinamiento	ECUADOR	Miles de barriles por día	191	191	191	AL-A-6.2	
	OPEP	Miles de barriles por día	11.690	12.261	12.678	OP-A-6.2.a	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	94.872	95.811	96.589	MU-A-6.2	
PETRÓLEO CRUDO PROCESADO							
Refinería Amazonas	ECUADOR	Barriles	7.097.349	7.221.251	7.074.395	EC-A-6.4.a	
Refinería Esmeraldas	ECUADOR	Barriles	28.717.582	23.336.312	21.896.361	EC-A-6.4.a	
Refinería Lago Agrio	ECUADOR	Barriles	318.431	302.550	330.677	EC-A-6.4.a	
Refinería Libertad	ECUADOR	Barriles	15.534.881	15.093.545	15.069.732	EC-A-6.4.a	
PRODUCCIÓN DE DERIVADOS							
Producción total de derivados	ECUADOR	Miles de barriles por día	210	201	194	AL-A-6.4	
	OPEP	Miles de barriles por día	9.811	9.775	10.246	OP-A-6.4.a	
	MUNDIAL	Miles de barriles por día	86.706	87.803	89.556	MU-A-6.4	
COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS							
Exportación de derivados	ECUADOR	Miliones de galones	302	119	231	EC-A-7.1.a	
	ECUADOR	Miliones de dólares FOB	678	234	252	EC-A-7.1.a	
	ECUADOR	US\$/galón	2.25	1.97	1.09	EC-A-7.1.a	
Importación de derivados	ECUADOR	Volumen de importaciones	1.949	2.342	2.257	EC-A-7.2	
	ECUADOR	Costo de importación	2.83	2.61	1.68	EC-A-7.2	
	ECUADOR	Miles de barriles por día	133	157	154	AL-A-7.2	
	OPEP	Miles de barriles por día	2.173	2.406	2.422	MU-A-7.2	
Subsidio a la gasolina súper	MUNDIAL	Miles de barriles por día	24.404	24.836	26.364	MU-A-7.2	
	ECUADOR	US\$ / galón	1.37	1.22	0.38	EC-A-7.3	
	ECUADOR	Miliones de US \$	296.89	271.98	84.81	EC-A-7.3	
Subsidio a la gasolina extra	ECUADOR	US\$ / galón	1.62	1.44	0.52	EC-A-7.3	
	ECUADOR	Miliones de US \$	1.270.70	1.171.32	387.07	EC-A-7.3	
Subsidio al diésel	ECUADOR	US\$ / galón	2.34	2.08	1.00	EC-A-7.3	
	ECUADOR	Miliones de US \$	3.222.61	2.823.19	1.387.91	EC-A-7.3	
Subsidio al GLP	ECUADOR	US\$ / kilogramo	0.71	0.67	0.33	EC-A-7.3	
	ECUADOR	Miliones de US \$	740.50	716.21	359.70	EC-A-7.3	
Subsidio total	ECUADOR	Miliones de US \$	5.530.71	5.082.69	2.219.49	EC-A-7.3	

a/ Información actualizada a junio 2016, para revisar información completa referirse al CD adjunto, <http://www.observatorioenergiaminas.com/petroleoaldia.html> o <http://udla.edu.ec/cie/observatorio-de-energia-y-minas-2/>

A	Estadísticas anuales
A-1	TABLAS CON DATOS DE RESERVAS
AL-A-1	Reservas de crudo probadas de América Latina, según país, en millones de barriles (1960-2015)
OP-A-1	Reservas de crudo probadas de países miembros de la OPEP, según país, en millones de barriles (1960-2015)
PR-A-1	25 países con más reservas probadas de crudo a 2015, en millones de barriles (1960-2015)
MU-A-1	Reservas de crudo probadas mundiales, según continente, en millones de barriles (1960-2015)
A-2	TABLAS CON DATOS DE PERFORACIÓN
A-2.1	TORRES DE PERFORACIÓN
AL-A-2.1	Torres de perforación activas en América Latina, según país (1982-2015)
OP-A-2.1	Torres de perforación activas en países miembros de la OPEP, según país (1982-2015)
PR-A-2.1	25 países con más torres de perforación activas a 2015 (1982-2015)
MU-A-2.1	Torres de perforación activas mundiales, según continente (1982-2015)
A-2.2	POZOS
EC-A-2.2	Promedio diario de pozos operados en Ecuador según campo y empresa operadora (2001-2015)
OP-A-2.2	Pozos productivos en países miembros de la OPEP, según país (1980-2015)
A-3	TABLAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN
EC-A-3.a	Producción de crudo en Ecuador, según campo, en barriles (2001-2015)
EC-A-3.b	Producción de crudo en Ecuador por tipo de empresa productora en miles de barriles (1972-2015)
EC-A-3.c	Producción de crudo en Ecuador, según bloque y empresa operadora a 2015, en barriles (2001-2015)
EC-A-3.d	Mapa petrolero de Ecuador (División a 2015)
AL-A-3	Producción de crudo en América Latina, según país, en miles de barriles diarios (1960-2015)
OP-A-3.a	Producción de crudo en países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles por día (1960-2015)
OP-A-3.b	Producción de crudo acumulada anual de países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles (1960-2015)
PR-A-3	25 países con mayor producción de crudo a 2015, en miles de barriles por día (1960-2015)
MU-A-3	Producción de crudo mundial según continente, en miles de barriles por día (1960-2015)
A-4	TABLAS CON DATOS DE TRANSPORTE DE CRUDO
EC-A-4.a	Crudo transportado en Ecuador por oleoducto, en miles de barriles (1972-2015)



- EC-A-4.b Consumo de crudo de Ecuador en estaciones de bombeo en barriles, según estación (1981-2015)
- OP-A-4 Principales oleoductos de países miembros de la OPEP a 2015 por operador, largo y dimensión

A-5 TABLAS CON DATOS DE COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO

A-5.1 DEMANDA

- AL-A-5.1 Demanda de crudo en América Latina, según país, en miles de barriles por día (1960-2015)
- OP-A-5.1 Demanda de crudo de países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles por día (1960-2015)
- PR-A-5.1 25 países con mayor demanda de crudo a 2015, en miles de barriles por día (1960-2015)
- MU-A-5.1 Demanda de crudo mundial según continente, en miles de barriles por día (1960-2015)

A-5.2 COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO

A-5.2.1 COMERCIALIZACIÓN

- EC-A-5.2.1 Comercialización de crudo de Ecuador, según crudo fiscalizado, consumo interno y exportación de crudo, en miles de barriles (2001-2015)

A-5.2.2 CONSUMO INTERNO

- EC-A-5.2.2 Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador por entregas a refinerías, en miles de barriles (2001-2015)

A-5.2.3 EXPORTACIÓN

- EC-A-5.2.3.a Exportación de crudo de Ecuador, según tipo de empresa y tipo de exportación (2004-2015)
- EC-A-5.2.3.b Exportaciones de crudo por EP Petroecuador, según tipo de crudo y tipo de exportación (2000-2015)
- EC-A-5.2.3.c Exportaciones de crudo de Ecuador, según país de destino, en barriles (2001-2015)
- EC-A-5.2.3.d Exportaciones de crudo de Ecuador, en miles de dólares FOB (1927-2015)
- AL-A-5.2.3 Exportaciones de crudo de América Latina, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- OP-A-5.2.3.a Exportaciones de crudo de países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- OP-A-5.2.3.b Exportaciones de crudo de países miembros de la OPEP, según país y destino, en miles de barriles por día (2010-2015)
- PR-A-5.2.3 25 países con más exportaciones de crudo, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- MU-A-5.2.3 Exportaciones de crudo mundiales, según continente, en miles de barriles por día (1980-2015)

A-5.2.4 IMPORTACIÓN

- AL-A-5.2.4 Importaciones de crudo en América Latina, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- PR-A-5.2.4 25 países con más importaciones de crudo a 2015, en miles de barriles por día (1980-2015)

MU-A-5.2.4 Importaciones de crudo mundiales, según continente, en miles de barriles por día (1980-2015)

A-5.3 PRECIO

MU-A-5.3 Precio mundial anual del crudo en dólares 2015 por tipo (1972-2015)

A-6 TABLAS CON DATOS DE INDUSTRIALIZACIÓN DE CRUDO

A-6.1 DEMANDA

OP-A-6.1 Demanda de derivados de petróleo de miembros de la OPEP, según país y tipo de derivado, en miles de barriles por día (1960-2015)

MU-A-6.1 Demanda mundial de derivados del petróleo, según continente y tipo de derivado, en miles de barriles diarios (1980-2015)

A-6.2 CAPACIDAD DE REFINAMIENTO

AL-A-6.2 Capacidad de refinamiento de América Latina, según país, en miles de barriles por día calendario (1980-2015)

OP-A-6.2.a Capacidad de refinamiento de miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles por día calendario (1980-2015)

OP-A-6.2.b Capacidad de refinamiento de países miembros de la OPEP, según país, compañía, y locación, en miles de barriles por día calendario (1998- 2015)

PR-A-6.2 25 países con mayor capacidad de refinamiento a 2015, en miles de barriles por día calendario (1980-2015)

MU-A-6.2 Capacidad de refinamiento mundial, según continente, en miles de barriles por día calendario (1980-2015)

A-6.3 RENDIMIENTO DE REFINACIÓN

AL-A-6.3 Rendimiento de refinación de crudo en América Latina, según país, en miles de barriles diarios (1980-2015)

OP-A-6.3 Rendimiento de refinación de crudo en países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles diarios (1980-2015)

PR-A-6.3 25 países con mayor rendimiento de refinación de crudo a 2014, en miles de barriles diarios (1980-2014)

MU-A-6.3 Rendimiento de refinación de crudo mundial, según continente, en miles de barriles diarios (1980-2015)

A-6.4 PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

EC-A-6.4.a Petróleo crudo procesado en refinerías de Ecuador, por refinería, en barriles (2001-2015)

EC-A-6.4.b Producción de derivados en Ecuador, según tipo de derivado, en miles de barriles (1972-2015)

EC-A-6.4.c.a Producción de derivados de Ecuador en Refinería Amazonas, según tipo de derivado en barriles (1982-2015)

EC-A-6.4.c.b Producción de derivados de Ecuador en Refinería Esmeraldas, según tipo de derivado, en barriles (1977-2015)

EC-A-6.4.c.c Producción de derivados de Ecuador en Refinería Lago Agrio, según tipo de derivado, en barriles (2001-2015)

EC-A-6.4.c.d Producción de derivados de Ecuador en Refinería La Libertad, según tipo de derivado, en barriles (1972-2015)

EC-A-6.4.c.e Producción de derivados de Ecuador en Planta de Gas Shushufindi, en barriles (1982-2015)

EC-A-6.4.c.f Producción de derivados de Ecuador en Planta Cautivo, según tipo de

- derivado, en barriles (1972-1991)
- AL-A-6.4 Producción de América Latina de productos petrolíferos refinados, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- OP-A-6.4.a Producción de productos petrolíferos refinados de países miembros de la OPEP, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- OP-A-6.4.b Producción de derivados de miembros de la OPEP, según tipo de derivado, en miles de barriles por día (1980-2015)
- PR-A-6.4 25 países con mayor producción de productos petrolíferos refinados a 2015, en miles de barriles por día (1980-2015)
- MU-A-6.4 Producción mundial de productos petrolíferos refinados, según continente, en miles de barriles por día (1980-2015)

A-7 TABLAS CON DATOS DE COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS

A-7.1 EXPORTACIÓN

- EC-A-7.1.a Exportación de derivados de Ecuador por Petroecuador EP, según tipo de derivado (1996-2015)
- EC-A-7.1.b Exportaciones de derivados de Ecuador, en miles de dólares FOB (1927-2015)
- OP-A-7.1 Exportaciones de productos petrolíferos refinados de países miembros de la OPEP, según país y destino, miles de barriles por día (2010-2015)

A-7.2 IMPORTACIÓN

- EC-A-7.2 Importación de derivados e ingresos y egresos por comercialización de derivados en Ecuador, según tipo de derivado (2004-2015)
- AL-A-7.2 Importaciones de productos petrolíferos de América Latina, según país, en miles de barriles por día (1980-2015)
- PR-A-7.2 25 países con más importaciones de productos petrolíferos a 2015, en miles de barriles por día (1980-2015)
- MU-A-7.2 Importaciones mundiales de productos petrolíferos, según continente, en miles de barriles por día (1980-2015)

A-7.3 SUBSIDIOS

- EC-A-7.3 Subsidio a los principales combustibles en Ecuador (1989-2015)

M Estadísticas mensuales

M-3 TABLAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

- EC-M-3.a Producción de crudo en Ecuador, según campo petrolero, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)
- EC-M-3.b Producción de crudo en Ecuador, según tipo de empresa, en miles de barriles (enero 2004-abril 2016)
- EC-M-3.c Producción de crudo en Ecuador, según bloque petrolero, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-4 TABLAS CON DATOS DE TRANSPORTE DE CRUDO

- EC-M-4.a Transporte de crudo en Ecuador, según oleoducto, en miles barriles (enero 2004-abril 2016)

EC-M-4.b Consumo de crudo de Ecuador en estaciones de bombeo, según estación, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-5 TABLAS CON DATOS DE COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO

M-5.2 COMERCIALIZACIÓN

M-5.2.1 COMERCIALIZACIÓN

EC-M-5.2.1 Comercialización de derivados de Ecuador, según crudo fiscalizado, consumo interno e importaciones de crudo mensual, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-5.2.2 CONSUMO INTERNO

EC-M-5.2.2.a Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador, entrega a Refinería Amazonas, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-5.2.2.b Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador, entrega a Refinería Esmeraldas, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-5.2.2.c Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador, entrega a Refinería Lago Agrio, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-5.2.2.d Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador, entrega a Refinería La Libertad, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-5.2.2.e Aporte de petróleo crudo al mercado interno en Ecuador, entrega a cabotaje, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-5.2.3 EXPORTACIÓN

EC-M-5.2.3.a Exportación de crudo de Ecuador, según tipo de empresa y tipo de exportación (enero 2004-abril 2016)

EC-M-5.2.3.b Exportación de crudo por EP Petroecuador, según tipo de crudo y tipo de exportación (enero 2004-abril 2016)

EC-M-5.2.3.c Exportación de petróleo crudo de Ecuador, según país de destino, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-5.3 PRECIO

MU-M-5.3.a Precio mundial de crudo histórico y proyectado (enero 2011-diciembre 2017)

MU-M-5.3.b Precio mundial del crudo Brent, WTI y Dubái (enero 1980-mayo 2016)

M-6 TABLAS CON DATOS DE INDUSTRIALIZACIÓN DE CRUDO

M-6.4 PRODUCCIÓN DE DERIVADOS

EC-M-6.4.a.a Petróleo crudo de Ecuador procesado en Refinería Amazonas en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-6.4.a.b Petróleo crudo de Ecuador procesado en Refinería Esmeraldas, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-6.4.a.c Petróleo crudo de Ecuador procesado en Refinería Lago Agrio, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-6.4.a.d Petróleo crudo de Ecuador procesado en Refinería La Libertad, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

EC-M-6.4.b Producción nacional de derivados en Ecuador, según tipo de derivado, en miles de barriles (enero 2004-abril 2016)

EC-M-6.4.c Producción de derivados en Ecuador, según refinería y tipo de derivado, en barriles (enero 2001-diciembre 2015)

M-7 TABLAS CON DATOS DE COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS

M-7.1 EXPORTACIÓN

EC-M-7.1.a Exportación de derivados de Ecuador por Petroecuador EP, según tipo de derivado (enero 2004-abril 2016)

M-7.2 IMPORTACIÓN

EC-M-7.2 Importación de derivados e ingresos y egresos por comercialización de derivados de Ecuador, según tipo de derivado (enero 2004-abril 2016)

M-7.3 SUBSIDIOS

EC-M-7.3 Subsidio a los principales combustibles en Ecuador (enero 1989-marzo 2016)

Referencias de tablas

- Banco Central del Ecuador (2012). *85 Años del Banco Central del Ecuador*. Capítulo 2 (Series Estadísticas Históricas). Quito: BCE. Recuperado de <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/80anos/Cap2-85anos.xls>
- Banco Central del Ecuador (2016). *Cifras del Sector Petrolero*. Quito: BCE. Recuperado de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/SerieCifrasPetroteras.xlsx>
- Banco Central del Ecuador (2016). *Información Estadística Mensual*. Quito: BCE. Recuperado de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/IEMensual/m1971/IEM1970.zip>
- British Petroleum. (2016). *Statistical Review of World Energy 2015*. Londres: BP. Recuperado de <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>
- Energy Information Administration (2016). *Short-Term Energy and Winter Fuels Outlook*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de <http://www.eia.gov/forecasts/steo/tables/?tableNumber=8#endcode=201612&startcode=201101&periodtype=m>
- Energy Information Administration (2016). *U.S. Refiner Gasoline Prices by Grade and Sales Type*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de http://www.eia.gov/dnav/pet/xls/pet_pri_refmg_dcu_nus_m.xls
- Energy Information Administration (2016). *Short Term Energy Outlook*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de http://www.eia.gov/forecasts/steo/xls/STEO_m.xlsx
- Energy Information Administration (2016). *U.S. Refiner Petroleum Product Prices*. Washington D.C.: EIA. Recuperado de http://www.eia.gov/dnav/pet/xls/pet_pri_refoth_dcu_nus_m.xls
- EP Petroecuador (2012). *Informe Estadístico de la Industria Hidrocarburífera Ecuatoriana 1972-2012*. Quito: EP PETROECUADOR
- EP Petroecuador. (2016). *Precios de venta en los terminales de EP Petroecuador a comercializadoras*. Quito: EP Petroecuador. Recuperado de <http://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/03/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-ABRIL-2016.pdf> comercializadoras.
- Fondo Monetario Internacional. (2016). *IMF Primary Commodity Prices*. Washington D.C.: FMI. Recuperado de http://www.imf.org/external/np/res/commod/External_Data.xls
- Organización de Países Exportadores de Petróleo (2016). *Annual Statistical Bulletin*. Viena: OPEP. Recuperado de

http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf

Reglamento Sustitutivo al Reglamento para la Regulación de los Precios de los Derivados de Hidrocarburos (2005). Decreto Ejecutivo 338.

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2001). *Estadística Hidrocarburífera 2001*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=80&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2001). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2001*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=81&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2002). *Estadística Hidrocarburífera 2002*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=83&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2002). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2002*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=82&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2003). *Estadística Hidrocarburífera 2003*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=84&force=0>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2003). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2003*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=85&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2004). *Estadística Hidrocarburífera 2004*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=75&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2004). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2004*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=76&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2005). *Estadística Hidrocarburífera 2005*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=69&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2005). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2005*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=70&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2006). *Estadística Crudo 2006*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=72&force=1>

- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2006). *Estadística Derivados 2006*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=71&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2006). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2006*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=73&force=0>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2007). *Estadística Crudo 2007*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=62&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2007). *Estadística Derivados 2007*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=64&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2007). *Resumen de la Estadística Hidrocarburífera 2007*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=67&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2008). *Estadística Crudo 2008*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=60&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2008). *Estadística Derivados 2008*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=61&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2008). *Resumen Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2008*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=58&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2009). *Estadística Crudo 2009*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=56&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2009). *Estadística Derivados 2009*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=55&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2009). *Informe Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2009*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=54&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2010). *Estadística Crudo 2010*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=52&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2010). *Estadística Derivados 2010*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=49&force=1>

- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2010). *Informe Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2010*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=50&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2011). *Estadística Crudo 2011*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=40&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2011). *Estadística Derivados 2011*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=42&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2011). *Informe Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2011*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=43&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2012). *Estadística Crudo 2012*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=37&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2012). *Estadística Derivados 2012*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=38&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2012). *Informe Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2012*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=39&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2013). *Estadística Crudo 2013*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=376&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2013). *Estadística Derivados 2013*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=377&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2014). *Estadística Crudo 2014*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=893&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2014). *Estadística Derivados 2014*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=894&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2014). *Informe Ejecutivo de la Estadística Hidrocarburífera 2014*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=895&force=1>
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2015). *Mapa de Bloques Petroleros*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/mapa-de-bloques->

petroleros/

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2016). *Estadística Hidrocarburífera Crudo 2015*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=1309&force=1>

Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2016). *Estadística Hidrocarburífera - Derivados 2015*. Quito: SHE. Recuperado de <http://www.she.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=1311&force=1>

Recuperado de <http://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/03/ESTRUCTURA-DE-PRECIOS-ABRIL-2016.pdf>

Convocatoria para artículos del Boletín “Petróleo al día” Número 4

El Boletín “Petróleo al día” del Observatorio de Energía y Minas es una publicación de economía que pertenece a la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA), de la Universidad de Las Américas (UDLA) en Quito, Ecuador.

En su cuarta convocatoria, el Boletín “Petróleo al día” prevé su publicación en septiembre del 2016 e invita a la presentación de documentos que cumplan con las siguientes características:

- Los documentos enviados deben atender a los formatos generales y específicos indicados en la Política Editorial, así como en las Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”.
- En cuanto a la recepción y decisión de publicar o modificar los documentos recibidos, los documentos seguirán lo dispuesto por la Política Editorial.
- De manera general, se priorizarán los documentos propios del autor e inéditos, no publicados con anterioridad, que no estén pendientes de revisión y publicación en otras revistas.
- Los temas que se priorizan en la convocatoria son aquellos relacionados con el sector hidrocarburífero nacional e internacional. Los documentos se apegarán a la siguiente extensión en caracteres con espacios:
 - Artículo de investigación: De 15,000 a 30,000
 - Ensayo: De 8,000 a 15,000
 - Análisis coyuntural: De 3,000 a 8,000

La fecha de recepción de trabajos se cerrará el 28 de agosto del 2016. Para más información, dirigirse a oem.ciee@udla.edu.ec

Política Editorial del Boletín “Petróleo al día”

El Boletín “Petróleo al día” es una publicación de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Universidad de Las Américas, en Quito, Ecuador, que se publica trimestralmente. Enlace: <http://www.observatorioenergiayminas.com/petroleoaldia.html>

La estructura del Boletín incluye: artículos de investigación, ensayos y análisis coyunturales. Para recibir los correspondientes documentos, se publica una convocatoria para su recepción. De manera general, se dispone de al menos un mes para la recepción. En la convocatoria se especifica la temática en torno de la cual se espera recibir los documentos.

El proceso para aceptación y publicación sigue tres pasos: (1) Una vez se han recibido los documentos, se analiza si cumplen con las especificaciones indicadas en el documento de Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”. De ser así, se considerarán como recibidos y se informará al autor. (2) El Consejo Editorial examina si el documento corresponde con el tema propuesto por el Boletín, así como la adecuación del texto y del estilo. De ser así, se informará al autor de que el documento ha sido recibido positivamente. (3) Se inicia un Proceso de Revisión por Pares, en el que un profesional con un perfil académico similar o superior valorará si el documento es:

(a) publicable, (b) publicable con modificaciones menores, (c) publicable con modificaciones mayores, o (d) no publicable.

La calificación y las observaciones serán informadas al autor, en cualquier caso. Las modificaciones recomendadas por el evaluador deberán ser incorporadas por el autor. Para más información o aclaraciones, dirigirse a oem.ciee@udla.edu.ec

Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”

Para la publicación en el Boletín “Petróleo al día”, deben cumplirse las siguientes indicaciones:

- El título del documento debe tener menos de 12 palabras.
- El tipo de letra de todo el documento es Arial de 12 puntos, con un interlineado de 1,5, con márgenes justificados de tres centímetros por cada lado de una hoja tamaño A4.
- Las siglas deben indicar qué expresan, exclusivamente la primera vez que se utilizan.
- El número de página se sitúa al final de la página a la derecha, en letra 10.
- Las tablas y figuras serán remitidas también en un documento en Excel. Estarán acompañadas de su título y su fuente dentro de la misma página. Se debe indicar en el título de la figura o tabla el período que comprende, el lugar, etc. Por ejemplo: Tabla 1. Indicadores de peso en Ecuador (1999-2000). Las figuras y tablas deben estar actualizadas y deben estar referidas, es decir, no debe insertarse en el artículo una figura o tabla y no hacer referencia expresa a ella, que sustente por qué ha sido incluida en el documento.
- Se cita siguiendo el estilo UDLA-APA (cf. Manual de publicaciones de APA, tercera edición en español de la sexta edición en inglés, resumidas en el enlace <http://www.observatorioenergiayminas.com/apaudla.html>).
- El autor deberá incluir una sección de referencias al final del artículo.
- Las notas a pie a letra 10 se utilizarán solo cuando sean estrictamente necesarias, no superiores en cualquier caso a las cinco líneas.

Revisión por pares del Boletín “Petróleo al día”

Una vez que el Consejo Editorial del Boletín “Petróleo al día” haya considerado un documento recibido positivamente, es decir, que cumple con los requisitos expuestos en las Normas de Publicación del Boletín “Petróleo al día”, enviará dicho texto a un evaluador quien lo analizará para determinar si es: (a) publicable, (b) publicable con modificaciones menores, (c) publicable con modificaciones mayores, o (d) no publicable.

El Consejo Editorial es la instancia que, sobre la base de la Hoja de Vida de cada evaluador, seleccionará a quien cuente con mayor experiencia para el proceso de revisión de un documento concreto. El autor será informado de la conclusión del evaluador. De no estar conforme, se le asignará un nuevo revisor. La decisión de este último deberá ser acatada por todas las partes, sin derecho a réplica formal.



Observatorio de
Energía y Minas



www.observatorioenergiayminas.com