

Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales



olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales

OLADE, 2012

Comité Editorial:

Victorio Oxilia Dávalos, Secretario Ejecutivo
Néstor Luna, Director de Estudios y Proyectos
Lennys Rivera, Coordinadora de Hidrocarburos

Autores:

Fabio García, Especialista, Dirección de Estudios y Proyectos
Pablo Garcés, Especialista, Dirección de Estudios y Proyectos

Diseño y diagramación:

Patricio Izquierdo

Agradecimiento:

María Fernanda Pozo

Se permite la reproducción total o parcial de este documento a condición de que se mencione la fuente

Quito, Ecuador, julio 2012

PRESENTACIÓN

De manera general, la disminución de importantes reservorios de hidrocarburos convencionales, acompañada del crecimiento de la demanda mundial de energía y las perspectivas del incremento del consumo de combustibles fósiles, despiertan interés por los hidrocarburos no convencionales.

De esta forma, el grado de incertidumbre acerca del potencial mundial y regional de estos recursos, así como los factores asociados a su desarrollo relacionados con la aplicación de tecnologías y la realización de inversiones de alto riesgo en armonía con el medio ambiente y el desarrollo social, imponen retos importantes en materia de políticas y marcos regulatorios en este sector.

Reconociendo la relevancia de estos temas, OLADE en coordinación con el Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay, busca, con la Segunda Edición del Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas, generar un espacio que permita a sus Países Miembros y a las empresas del sector, indagar en el potencial, retos y perspectivas del desarrollo de estos hidrocarburos en la región de América Latina y el Caribe.

En el marco de este Seminario se presenta, a continuación, una visión general de la situación actual de los Hidrocarburos No Convencionales como material de apoyo a las jornadas de trabajo.

LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES, ALGUNAS DEFINICIONES

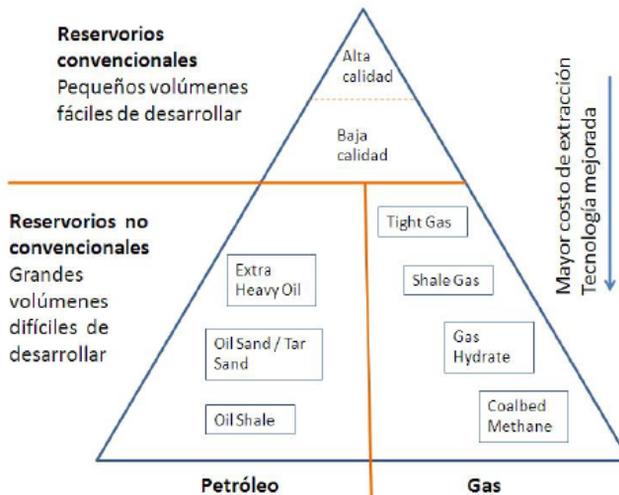
¿Qué son los hidrocarburos no convencionales?

Los hidrocarburos no convencionales son petróleo y gas natural que pese a que se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas, no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan de procedimientos especiales para su recuperación.

Tipos de yacimientos y recursos

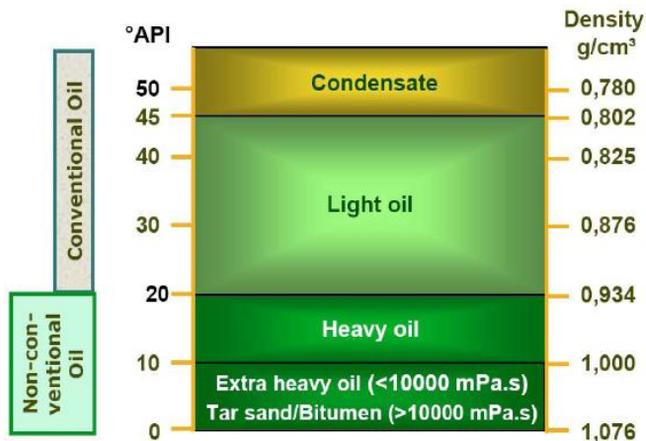
Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son reservorios de gas natural de muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen petróleo de muy alta viscosidad, lo que dificulta su fluencia hacia los pozos.

Figura No. 1 Triángulo de potencial de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia con base en Masters y Gray

Figura No. 2 Clasificación de los petróleos de acuerdo a su grado API



Fuente: Lucio Carillo, Esquistos Bituminosos, 2011

A continuación se presentan definiciones para los hidrocarburos no convencionales que se indican en la figura No. 1.

Petróleo extra pesado (*Extra Heavy Oil*)

Es un crudo cuyo grado API es menor a 10 y una viscosidad por debajo de los 10,000 centipoise y fluye a condiciones de reservorio.

Bitumen natural (*Oil sands / Tar sands*)

Al igual que el crudo extra pesado, este hidrocarburo tiene un grado API menor a 10, sin embargo su viscosidad es mayor de los 10,000 centipoise, por lo que a condiciones de reservorio, no tiene fluencia o movilidad. Está contenido en arenas o rocas porosas formadas principalmente de carbonatos y se encuentra mezclado con compuestos inorgánicos.

Petróleo de lutitas o esquisto (*OilShale*)

Es un compuesto orgánico llamado kerógeno, contenido en rocas inorgánicas poco porosas de grano fino (lutitas). El kerógeno tiene

propiedades intermedias entre el petróleo y el carbón mineral, es insoluble en aceites orgánicos y precursor del petróleo en las rocas sedimentarias. El kerógeno es de interés energético debido a que al calentarlo anaeróbicamente hasta los 500 °C, se convierte en petróleo.

Gas de arenisca de baja permeabilidad (*Tight Gas*)

Es un gas natural contenido en formaciones de areniscas o carbonatos de muy baja permeabilidad (menor a 0.1 mD). Estas formaciones pueden tener o no fracturas naturales, aunque por lo general carecen de ellas. Sin embargo el gas puede fluir a través de los poros muy lentamente, por lo que no se pueden obtener volúmenes de recuperación económicos sin recurrir al fracturamiento hidráulico.

Gas de lutitas o esquisto (*Shale Gas*)

Se localiza en las fracturas naturales y poros de los esquistos o rocas arcillosas sedimentarias de baja permeabilidad. Se lo conoce también como gas de pizarra. Puede también encontrarse adsorbido por el material orgánico y la superficie mineral de dichas formaciones geológicas. Al igual que el *tight gas* se requiere de fracturamiento hidráulico para su recuperación económica.

Gas en hidratos (*Gas Hydrate*)

Son moléculas de metano atrapadas en capas permanentes de hielo formando estructuras cristalinas con las moléculas del agua. Se localizan en regiones de muy baja temperatura y alta presión, principalmente en el ártico a profundidades mayores a los 200 metros y en sedimentos marinos a profundidades de más de 500 metros. Aunque el potencial energético estimado de este recurso es enorme, no existen en la actualidad proyectos en ejecución para su recuperación económica.

Gas de carbón mineral o gas grisú (*Coalbed Methane*)

Es gas natural rico en metano que se encuentra principalmente adsorbido en la superficie interna del carbón mineral y en menor magnitud atrapado como gas libre en los poros y fracturas de este

mineral. Siendo el carbón mineral el recurso energético fósil más abundante en el mundo, el potencial del gas de carbón mineral es también muy significativo, siendo uno de los hidrocarburos no convencionales de mayor producción en América del Norte.

Tecnologías de extracción, transporte y procesamiento

Los tres principales obstáculos que se deben salvar para la explotación y aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales, son primero la extracción de los yacimientos en volúmenes que resulten económicamente rentables, segundo el transporte y tercero el procesamiento para obtener productos comerciales.

Tecnologías de extracción de petróleo no convencional.

De acuerdo al tipo de petróleo no convencional y las características específicas de los yacimientos, se pueden mencionar las siguientes tecnologías de extracción:

a) Métodos de extracción en frío: aplica para yacimientos que se encuentran a altas temperaturas y crudos extra-pesados de relativamente menor viscosidad, consiste en inyectar desde la cabeza de un pozo vertical un diluyente que reduzca la viscosidad del crudo para que pueda ser impulsado hacia la superficie mediante bombeo. También se puede complementar la recuperación mediante pozos horizontales y multilaterales que aumenten la permeabilidad del reservorio. Los diluyentes pueden ser crudos más livianos o derivados del petróleo como el diesel *oil (gas oil)*. Se prefieren diluyentes de carácter aromático ya que debilitan los enlaces intermoleculares y bajan la viscosidad del crudo. Con estos métodos se pueden alcanzar factores de recuperación de entre el 10% y 20%.

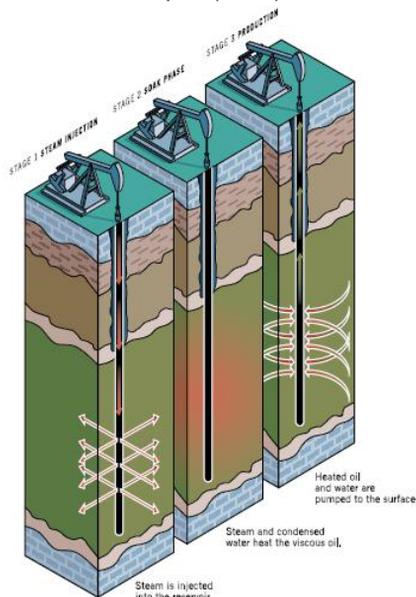
b) Métodos de extracción en caliente: consisten en elevar la temperatura del crudo en el reservorio, de manera de bajar su viscosidad. Esto se puede lograr con la inyección de vapor de agua ya sea a través del mismo pozo de producción o a través de pozos secundarios horizontales. Se pueden alcanzar factores de recuperación entre el 30% y 70% dependiendo de las condiciones del yacimiento y del crudo. El costo de producción con estos métodos es

relativamente más alto, debido a que involucra el costo del combustible para la generación del vapor. Se aplica en la recuperación de crudos extra-pesados de mayor viscosidad y de bitumen natural (*oil sands/ tar sands*).

Las tecnologías en caliente más utilizadas son la “Estimulación cíclica con vapor (*Cyclic Steam Stimulation – CSS*)” y el “Drenaje gravitacional asistido con vapor (*Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD*)”

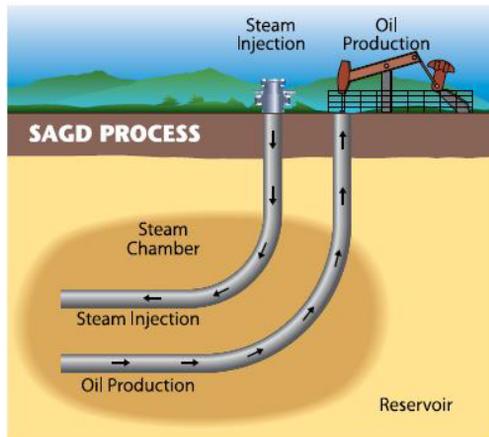
c) Estimulación cíclica con vapor: es utilizado en la recuperación de bitumen natural en Canadá. Consiste en inyectar vapor a alta presión en las arenas bituminosas por varias semanas, de manera que el calor ablande el bitumen y el agua lo separe de las arenas de formación. La alta presión contribuye a formar fisuras y grietas por donde puede fluir el bitumen hacia el pozo. En una segunda fase cuando la porción del depósito está completamente saturada de bitumen, la inyección de vapor cesa y el bitumen continúa siendo calentado por el vapor en condensación. Luego viene la etapa de producción. Cuando la tasa de recuperación descende, se regresa a la etapa de inyección de vapor.

Figura No. 3 Proceso de recuperación con estimulación cíclica con vapor (CSS)



d) Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor: en este método se perforan pares de pozos horizontales uno por encima del otro. Por el pozo superior, se inyecta vapor a alta presión para que caliente el bitumen y aumente la permeabilidad del reservorio. El bitumen pierde viscosidad a causa de la alta temperatura, se separa de la arena de formación y fluye hacia el pozo horizontal inferior impulsado por la gravedad y la presión del vapor, a través del cual es recuperado en la superficie.

Figura No. 4 Proceso de recuperación con drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD)



Fuente: *Canadian Centre For Energy Information, 2007*

e) Métodos de minería: se utiliza para los crudos extra-pesados de mayor viscosidad, para el bitumen natural y para el *Oil Shale*. Se aplican los mismos procedimientos que en la explotación de carbón mineral, extrayendo directamente el material rocoso y las arenas que contienen el crudo para una separación posterior. Este método está limitado a reservorios poco profundos. Se obtienen factores de recuperación de hasta el 80%.

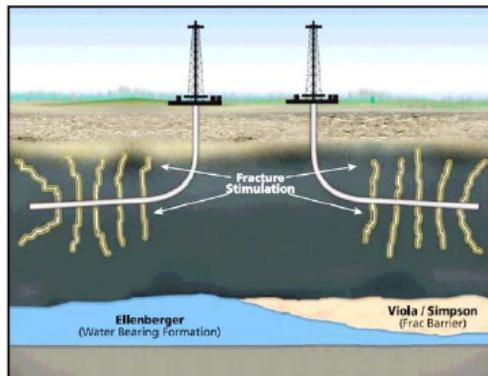
Tecnologías de extracción de gas natural no convencional

A diferencia de los petróleos no convencionales donde el principal problema es la viscosidad, en el caso de los gases no convencionales,

el principal obstáculo para su recuperación es la baja permeabilidad de los reservorios que impide que el gas fluya hacia los pozos a tasas económicamente aceptables. En este caso los métodos de recuperación más utilizados son los siguientes:

a) Fracturamiento hidráulico: consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el gas, con el fin de fracturarla o romperla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo. El fluido llamado “fluido de fracturamiento” está constituido por agua mezclada con químicos especiales, que le dan las propiedades adecuadas para el trabajo en las condiciones del yacimiento.

Figura No. 5 Proceso de Fracturamiento Hidráulico



Fuente: Halliburton, *Advances in unconventional gas solutions to meet growing gas demand worldwide*, 2007

El fracturamiento tiene como objetivo principal aumentar la conductividad del gas hacia el pozo de producción y se puede complementar la operación de recuperación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se emplea principalmente para la extracción del gas de lutitas o esquisto (*gas shale*), aunque también suele usarse en la recuperación mejorada de petróleo.

b) Recuperación del gas de carbón mineral o gas grisú (*Coalbed methane*): Por muchos años el gas grisú ha sido el responsable de graves explosiones en las minas de carbón mineral de socavón en todo el mundo causando muchas muertes, por la facilidad como escapa de la roca. En muchos países productores de carbón mineral donde no existe aprovechamiento para este gas, se lo extrae de las minas mediante sistemas de ventilación y es liberado a la atmósfera, causando un alto impacto ambiental. Cerca del 95% del metano se encuentra en adsorción en la superficie interna del carbón mineral, cuando se produce en la mina una declinación de la presión sobre las capas del mineral, el metano se regasifica y se mezcla con el aire de la atmósfera, luego puede ser separado mediante trampas de gases.

Tecnologías de transporte

Al igual que en el proceso de recuperación del petróleo no convencional, el principal obstáculo para su transporte es la alta viscosidad. Las técnicas más usuales para alivianar el crudo no convencional y facilitar su transporte son las siguientes:

a) *Upgrading in-situ*: consiste en procesar el crudo dentro del yacimiento y obtener un derivado liviano que pueda ser transportado fácilmente. Para este objetivo se aplica generalmente un cracking térmico y el producto obtenido puede ser usado directamente como combustible para generación de vapor y electricidad.

b) *Uso de diluyentes*: se aplica el mismo principio que para la recuperación del petróleo no convencional, usando diluyentes para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte.

c) *Transporte por emulsión*: consiste realizar una inversión de fases del petróleo en agua, mediante la adición de surfactantes generalmente no iónicos en una proporción de 1000 a 2000 ppm, que reducen la tensión superficial del crudo y producen una emulsión de baja viscosidad.

Cuando el petróleo tiene ácidos orgánicos, basta agregar sustancias cáusticas como el hidróxido de sodio (NaOH) o el hidróxido de potasio

(KOH) para formar emulsionantes naturales que favorezcan la emulsión del petróleo en agua.

d) Empleo de temperatura: el incremento de la temperatura para disminuir la viscosidad del crudo es la técnica más antigua y comúnmente utilizada para el manejo de crudos pesados y extra-pesados.

Esta técnica es fundamentalmente efectiva en crudos parafinosos donde, como se puede observar en la tabla No. 1, se produce una caída brusca de la viscosidad al pasar de los 25 a los 30 °C, debido a la disolución de la estructura cristalina. A partir de los 30 °C la variación de viscosidad es mucho más discreta. En los crudos pesados y extra-pesados asfálticos la temperatura ocasiona un cambio permanente en la viscosidad reduciéndose a la mitad cada 10 °C.

Como se mencionó ya el principal medio para calentar el crudo es el vapor de agua; sin embargo, en pozos de poca profundidad también se suele utilizar calefactores eléctricos para este objetivo.

Tabla No. 1 Reducción de la viscosidad del petróleo crudo con la temperatura

Temperatura (°C)	Crudo parafinoso (cP)	Crudo asfáltico (cP)
25	100	8800
30	28	5500
40	25	2500
50	21	1250
60	19	720
70	17	500
80	15	350

Fuente: Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Argentina

e) Oleoducto lubricado (flujo bifásico): consiste en inyectar una fina capa de agua en forma anular al petróleo durante sus paso por el oleoducto, de esta forma el agua sirve de lubricante para el crudo

produciéndose un flujo de régimen anular, lo cual disminuye considerablemente el gradiente de presión longitudinal en el ducto, reduciéndose también de manera muy importante la potencia de bombeo necesaria para hacer circular el crudo.

Tecnologías de procesamiento:

Una vez superadas las dificultades de extracción y transporte de los crudos no convencionales, se presenta un nuevo desafío en la etapa de procesamiento que consiste en obtener productos comerciales a partir de estos recursos. Los crudos pesados y extra-pesados no pueden ser refinados con procesos tradicionales, sino que existe la necesidad de incorporar procedimientos especiales que permitan reducir las cantidades de azufre, metales y asfaltenos.

Los tratamientos especiales a los crudos no convencionales tienen además el objetivo específico de reducir la relación carbono / hidrógeno en la estructura molecular, lo cual se logra con craqueo térmico a baja presión y alta temperatura. Los procesos de refinación pueden clasificarse de la siguiente manera:

a) Proceso de conversión: disminuyen la relación carbono/hidrógeno mediante hidrogenación.

b) Procesos de concentración: consiste en separar las fracciones más pesadas de las livianas mediante la emulsión inversa y sedimentación de asfalto y metales. Luego se extrae el solvente y los sedimentos, obteniendo un petróleo más liviano.

Los crudos con bajo contenido de metales (menos de 20 ppm) pueden procesarse directamente, aunque por lo general se los mezcla con diesel (*gas oil*) en una unidad de craqueo catalítico.

c) Procesos de hidrocraqueo o craqueo retardado han dado muy buenos resultados en países productores de crudos pesados y extra-pesados como procedimiento previo a la refinación convencional.

d) Oil Shale Retorting: consiste en la destilación destructiva anaeróbica del *oilshale* (pirolisis) a temperaturas cercanas a los 500 °C.

Este procedimiento fracciona las moléculas del kerógeno produciendo petróleo y fracciona las moléculas del petróleo generando productos de menor peso molecular.

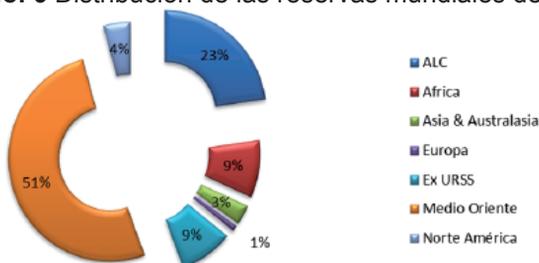
Siendo que el petróleo obtenido del kerógeno se considera un crudo sintético, los productos obtenidos de éste también se los considera sintéticos y al tener un alto punto de ebullición favorece la producción de destilados medios como el diesel y el *Jet Fuel*.

PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN EL CONTEXTO MUNDIAL

Petróleo

A 2010, Las reservas de petróleo en el mundo alcanzaron la cifra de 1 millón 466 mil millones de barriles, de las cuales, el 23% se encuentran en América Latina y El Caribe, que corresponde a 333 mil 774 millones de barriles.

Figura No. 6 Distribución de las reservas mundiales de petróleo

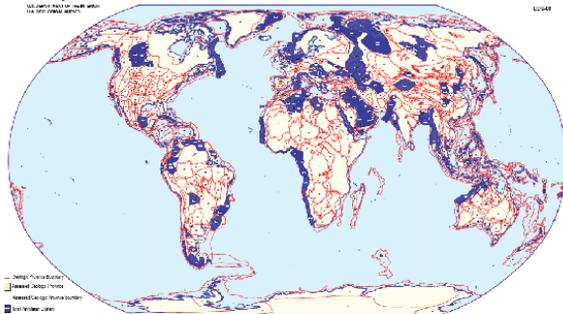


Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

Cerca del 80% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en países miembros de La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a la que pertenecen Ecuador y Venezuela.

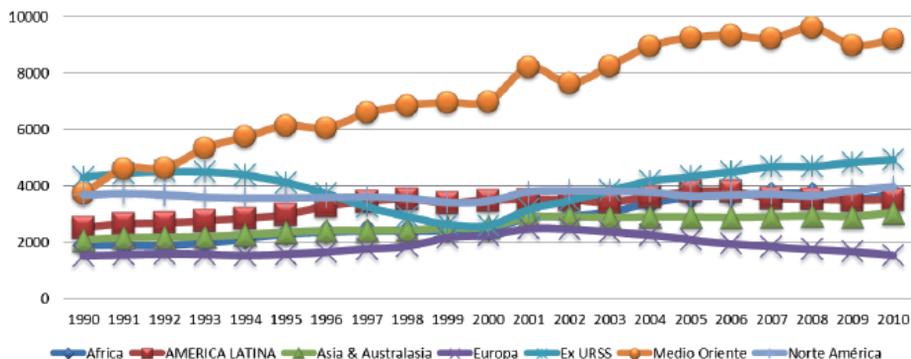
La distribución geográfica de las cuencas petroleras en el mundo se puede ver en la siguiente figura, según la U.S. Geological Survey (USGS) para el año 2000.

Figura No. 7 Mapa de la Distribución de las reservas mundiales de petróleo



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000

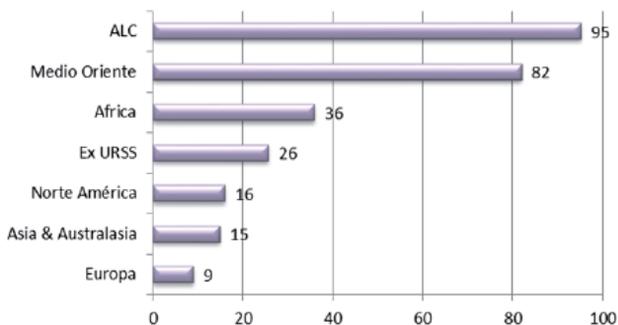
Figura No. 8 Evolución de la producción mundial de petróleo (Mbbl)



Fuente: SIEE-OLADE

Respecto a la producción, se observa una tendencia creciente en las dos últimas décadas con una leve caída en 2009, producida por la crisis global de finales de 2008. En la última década, si bien, la mayoría de regiones han incrementado la producción de crudo, la tendencia europea declina rápidamente debido al agotamiento de sus reservas. Oriente Medio continúa siendo la región con mayor producción de crudo, llegando a cifras sobre los 25 millones de barriles por día. Por su parte, América Latina y El Caribe a 2010 alcanzó una producción cercana a los 9.6 millones de barriles diarios.

Figura No. 9 Relación Reservas/Producción de petróleo (años)



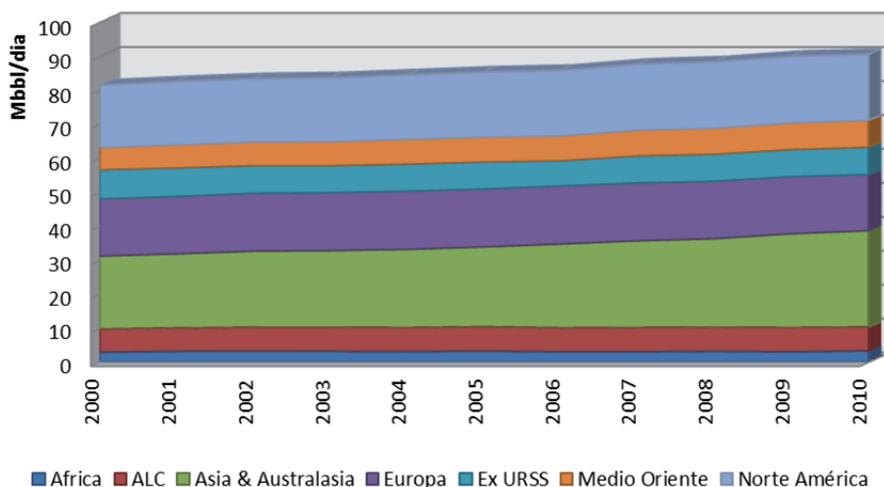
Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

Como se muestra en la figura 9, a niveles de producción de 2010,

América Latina y El Caribe tiene un alcance aproximado de reservas de crudos convencionales de 95 años, tendencia creciente influenciada principalmente por la certificación de enormes reservas venezolanas y descubrimientos en aguas profundas de Brasil.

A 2010, la capacidad instalada de refinación en el mundo llegó a los 90 millones 640 mil barriles diarios, registrándose un incremento del 11% respecto a la capacidad al año 2000. Asia y Australasia es la región que aumenta en mayor medida su capacidad de refinación en la última década, pasando de 21 millones 477 mil barriles diarios en 2000, a 28 millones 394 mil barriles diarios a 2010, gracias a grandes desarrollos en Corea del Sur, China e India principalmente.

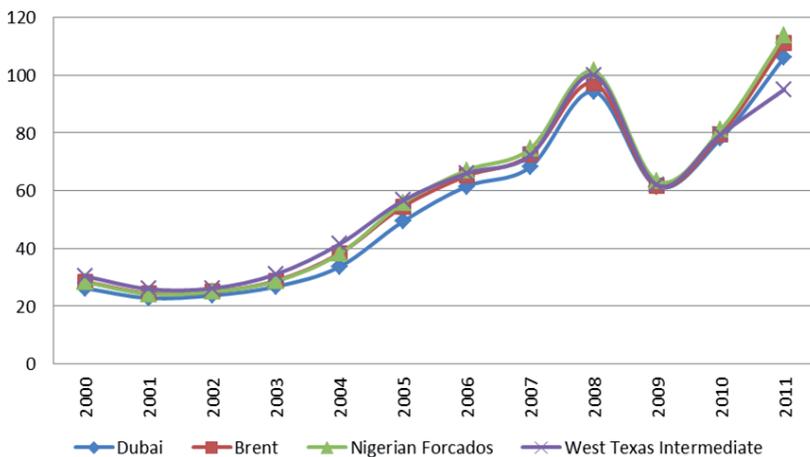
Figura No. 10 Evolución de la capacidad instalada de refinación en el mundo



Fuente: SIEE-OLADE

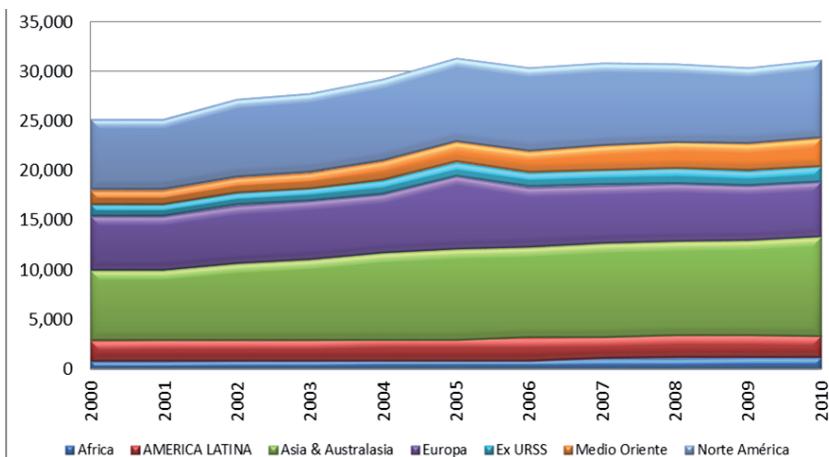
Los precios del petróleo (promedios anuales), han experimentado un alza continuada desde 2000 pasando de 26.2 (Dubai) 28.5 (Brent) 28.42 (Nigerian Forcados) 30.37 (WTI) a 106.18 (Dubai) 111.26 (Brent) 113.65 (Nigerian Forcados) 95.04 (WTI) a 2011. La tendencia de alza continuada se rompe en 2009, en tiempos de crisis económica mundial por una disminución de la demanda producida por contracción del consumo y utilización de inventarios de reservas.

Figura No. 11 Evolución de los precios del petróleo (US\$/bbl)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de BP

Figura No. 12 Evolución de la demanda mundial de petróleo (Mbbbl)



Fuente: SIEE-OLADE

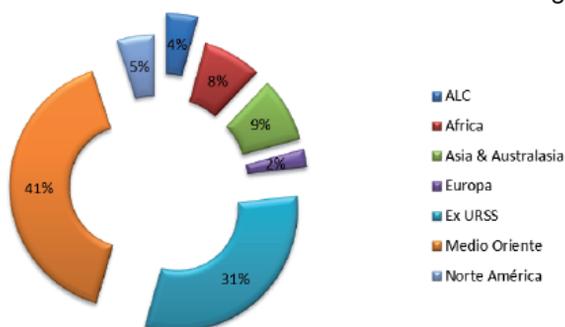
La demanda de petróleo en la década 2000 - 2010 ha pasado de 69 millones de barriles diarios, a algo más de 85 millones de barriles diarios, resalta el crecimiento de la demanda de Asia & Australasia que pasa de 19.3 a 27.2 millones de barriles por día en dicho período.

Gas Natural

En 2010, las reservas mundiales de gas natural fueron de 187 mil 298 miles de millones de metros cúbicos. El 4% de estas reservas se encuentran en América Latina y el Caribe, que corresponde a 8 mil 53 miles de millones de metros cúbicos.

Las mayores reservas mundiales de gas natural se encuentran en el Medio Oriente (75.8 Tmc) con el 41%, mientras que el 31% (58.5 Tmc) están localizadas en los países de la EX- URSS, principalmente Rusia. OPEP tiene una participación del 49% de las reservas mundiales.

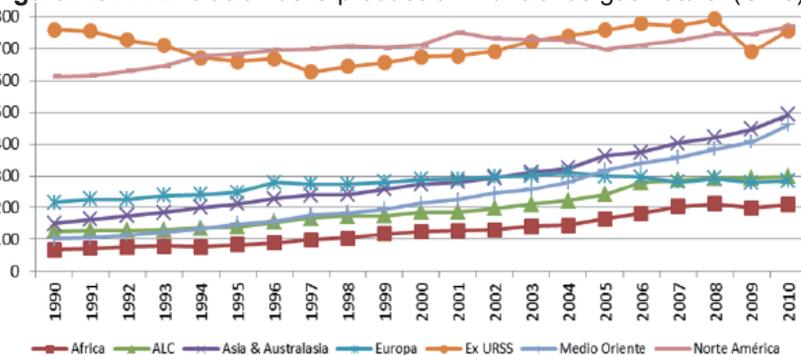
Figura No. 13 Distribución de las reservas mundiales de gas natural



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

Las reservas de gas natural convencionales, a niveles de producción de 2010, tienen un alcance para 27 años en la región latinoamericana y caribeña. Norte América (excluyendo a México) y Europa, con un consumo bastante desarrollado, tienen reservas para 12 y 16 años respectivamente.

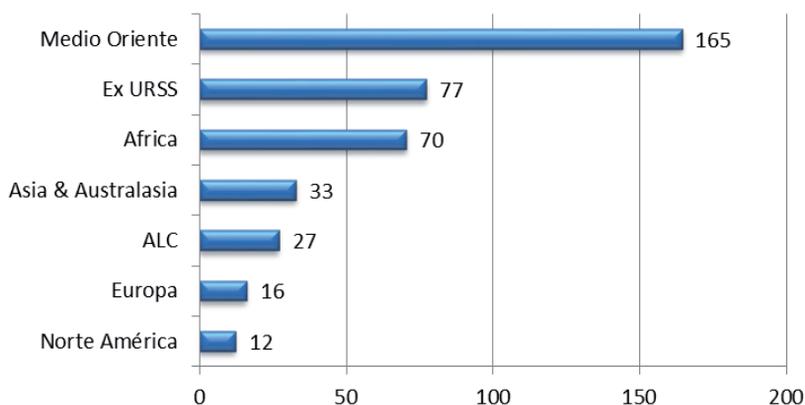
Figura No. 14 Evolución de la producción mundial de gas natural (Gm3)



Fuente: SIEE-OLADE

Las regiones de mayor producción de gas natural son Norte América (excluyendo a México) y los países de la Ex-URSS con niveles de producción al 2010 de 770 mil 827 y 757 mil 912 millones de metros cúbicos respectivamente. Europa desde 2004, va disminuyendo sus niveles de producción desde 310 a 285 mil millones de metros cúbicos en 2010, por el agotamiento de sus reservas de gas convencional convirtiéndose en una de las mayores importadoras netas, tanto a través de gasoductos como de gas natural licuado.

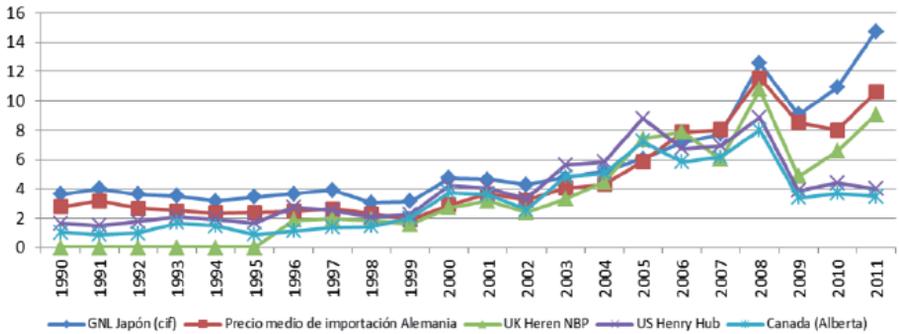
Figura No. 15 Relación reservas/producción de gas natural en el mundo (años)



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

Los precios de comercio internacional de gas natural para todos los índices han presentado incrementos pronunciados en 2008, seguidos de una gran disminución a 2009, debido a la contracción de la demanda derivada de la crisis mundial de ese año. Ya a 2010 los índices de precios europeos recuperan y superan a los presentados en 2008, mientras que los índices de América del Norte han variado poco desde sus niveles de 2009. Se observa además una tendencia pronunciada de incremento del gas natural licuado importado por Japón, que a 2011 ha llegado a precios récord de US\$ 14.73 por millón de BTU.

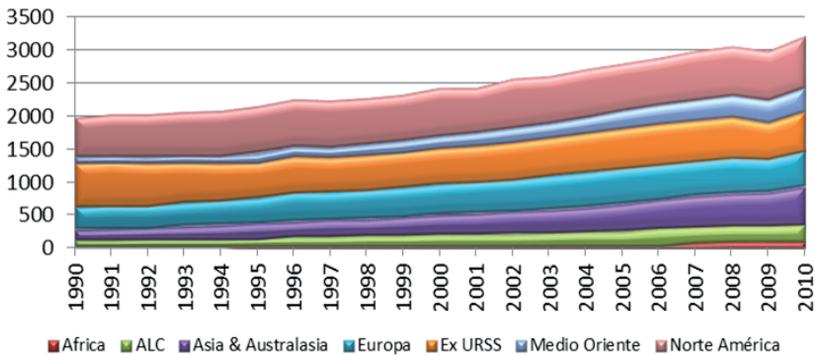
Figura No. 16 Evolución de los precios internacionales de gas natural (US\$/MBtu)



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP

En las últimas dos décadas, el consumo de gas natural ha cobrado gran importancia a nivel mundial principalmente en sectores industriales y residenciales. Es así como en 2010, el consumo ha aumentado en un 40% aproximadamente respecto a sus valores de 1990 desplazando a combustibles tradicionales.

Figura No. 17 Evolución del consumo mundial de gas natural (Gm3)



Fuente: SIEE-OLADE

EL PETRÓLEO Y GAS EN LA REGIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

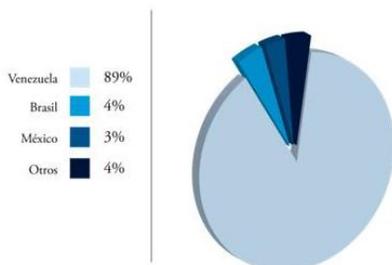
Reservas

América Latina y el Caribe ocupa actualmente el segundo puesto como región en el mundo respecto al volumen de reservas probadas de petróleo crudo superada solamente por Oriente Medio. Este volumen alcanzó en el año 2010, los 333 mil 788 millones de barriles, que equivalen al 23% del total mundial.

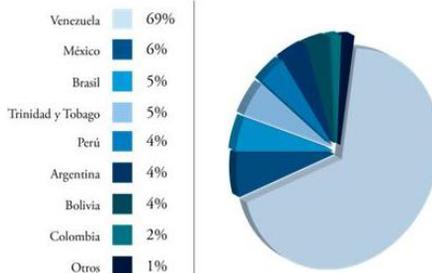
Las reservas de gas natural ubican a América Latina y el Caribe en el quinto puesto respecto al total mundial, con 8 Tmc. En la figura No. 18 se puede observar claramente la distribución asimétrica de estos recursos fósiles entre los países de la Región.

Figura No. 18 Distribución regional de los hidrocarburos convencionales

Distribución regional de las reservas probadas de petróleo crudo (333,788 Mbbl)



Distribución regional de las reservas probadas de gas natural (8,054 Gm³)



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

En el marco del Proyecto Socialista Orinoco Magna Reserva; en 2011, Petróleos de Venezuela, S.A. incorporó 2 mil 159 millones de barriles de nuevas Reservas Probadas de Petróleo, ubicando a Venezuela en el primer lugar entre los países con las mayores reservas de crudo del mundo, las cuales al 31 de diciembre de 2011 ascienden a 297 mil 571 millones de barriles, certificadas por empresas internacionales e incluidas en los libros de Reservas del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de ese país.

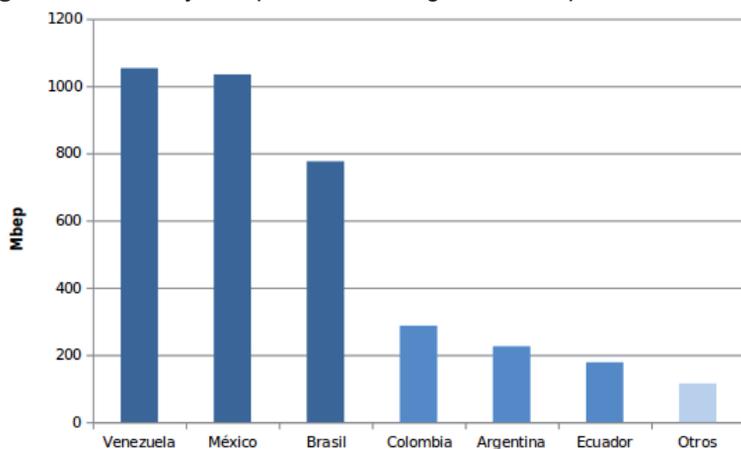
Asimismo, en cuanto a las reservas probadas de Gas Natural, se contabilizan al cierre del año en 195 mil 234 billones de pies cúbicos, de los cuales 37 mil 65 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), razón por la cual las arenas de la FPO son consideradas petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35 mil 82 billones de pies cúbicos están asociadas a crudo extra-pesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Con esta cifra, Venezuela se posiciona en el octavo lugar de los países con mayores reservas probadas de Gas Natural.¹

Producción

La producción primaria de hidrocarburos convencionales en América Latina y el Caribe, en el año 2010 fue de 5 mil 614 millones de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales el 65% correspondió a petróleo crudo, el 35% a gas natural.

La Región cuenta con 15 países productores de petróleo, de los cuales los tres más grandes son Venezuela, México y Brasil que en conjunto abarcan el 78% del total Regional. Otros tres países de mediana producción respecto a sus volúmenes son Colombia, Argentina y Ecuador con un 19% adicional, quedando cubierta la fracción restante por 9 países productores.

Figura No. 19 Mayores productores regionales de petróleo año 2010

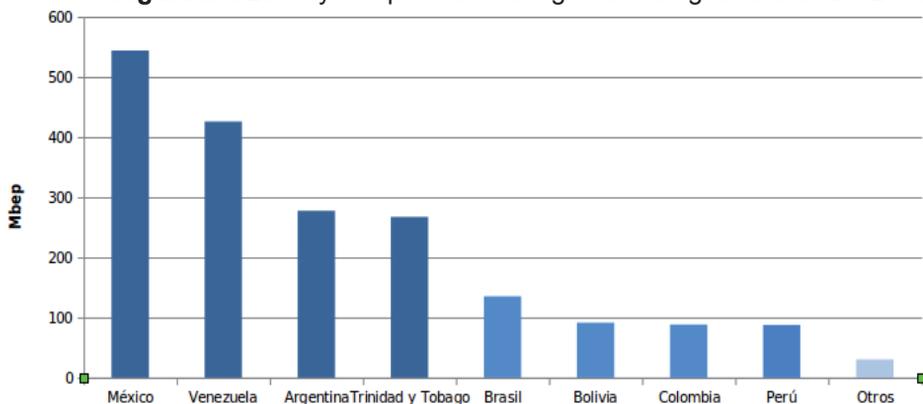


Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

¹ Informe de Gestión de PDVSA del año 2011

Respecto al gas natural, los mayores productores son México, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago; en un segundo término se ubican Brasil, Bolivia, Colombia y Perú; y por último, los restantes 14 países productores de la Región.

Figura No. 20 Mayores productores regionales de gas natural año 2010



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

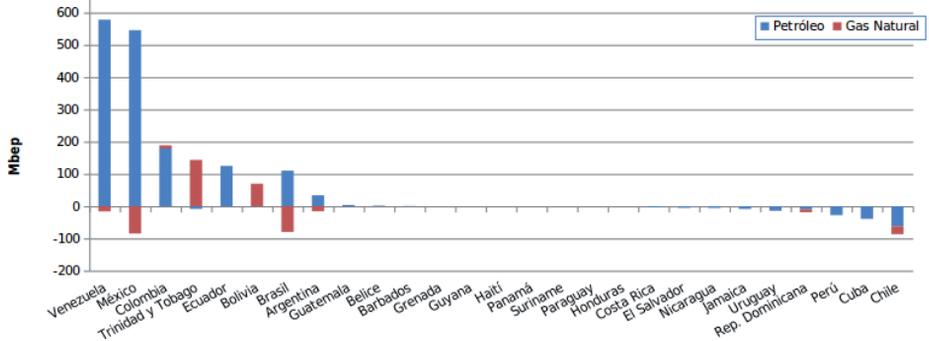
Importación y exportación

Como Región, América Latina y el Caribe es exportadora neta de petróleo crudo, gracias a los altos volúmenes de exportación extra-regional de este recurso por parte de Venezuela. Respecto al gas natural, las exportaciones netas son prácticamente nulas debido a que a excepción del GNL exportado por Trinidad y Tobago fuera de la Región, los flujos internacionales de este energético son intraregionales.

Observando el panorama por países la gran mayoría de los que conforman la Región, son importadores netos de hidrocarburos convencionales, ya que muy pocos tienen la capacidad para producir, satisfacer su demanda interna y exportar los excedentes.

Se podría catalogar como grandes exportadores netos de hidrocarburos a Venezuela, México, Colombia, Trinidad y Tobago, Ecuador, Bolivia y Argentina.

Figura No. 21 Exportaciones netas de hidrocarburos convencionales en ALyC

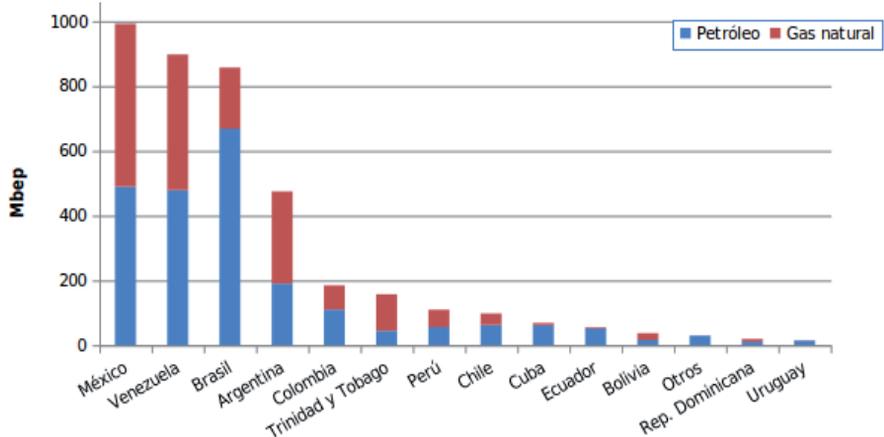


Fuente SIEE-OLADE, datos del año 2010

Demanda

La mayor demanda interna de hidrocarburos convencionales en la Región está concentrada en cuatro países: México, Venezuela, Brasil y Argentina; con una participación en conjunto del 81% de la demanda regional, que al mismo tiempo, representan el 65% de la población y el 76% del PIB regionales; asimismo cuentan con grandes capacidades de refinación, una industria petroquímica importante y también grandes parques de generación termoeléctrica. Otro grupo de demanda media los conforman Chile, Colombia, Perú y Trinidad y Tobago, con un 14 % adicional, mientras que los 19 países restantes, solamente participan con el 5% de la demanda regional.

Figura No. 22 Demanda interna de hidrocarburos convencionales en ALyC

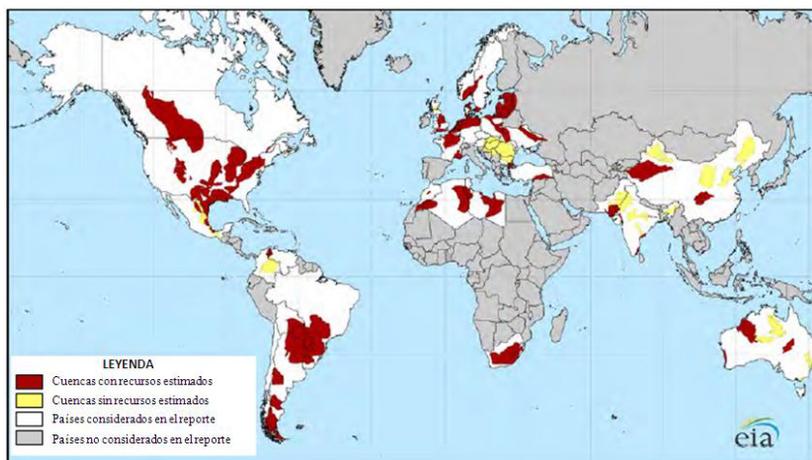


Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

PANORAMA ENERGÉTICO Y PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN EL MUNDO

De acuerdo al informe publicado por la *U.S. Energy Information Administration*, de abril de 2011, se evaluaron 48 cuencas sedimentarias en 32 países y 14 regiones del mundo, estimándose un volumen *in-situ* de *shale gas* de 670 Tmc, de los cuales se cuentan como técnicamente recuperables solamente el 28% (187 Tmc), cantidad igual a las reservas mundiales probadas de gas natural convencional para el año 2010, según datos de OLADE.

Figura No. 23 Mapa de los 48 principales yacimientos de *shale gas* en 32 países

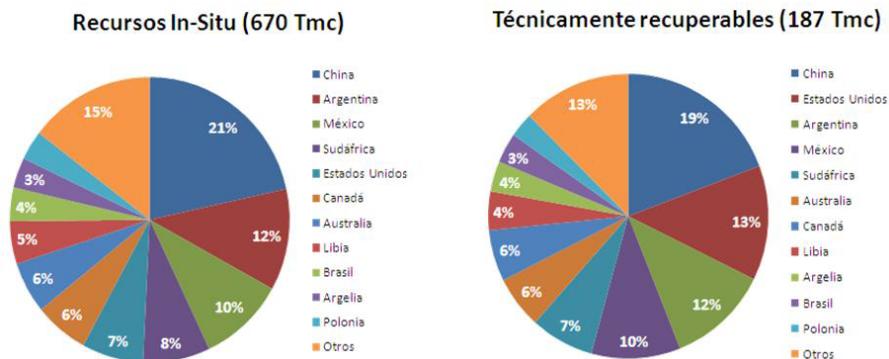


Fuente: *U.S. Energy Information Administration (EIA)*, 2011

Respecto a los recursos estimados *in-situ*, se observa que 4 países concentran más del 50% del volumen del *shale gas* a nivel mundial, estos países son China (21%), Argentina (12%), México (10%) y Sudáfrica (8%), mientras que en la estructura de participación del volumen técnicamente recuperable, el 50 % del total es superado por el conjunto de China, Estados Unidos, Argentina y México² (ver figura No. 24).

² El volumen *in-situ* de *shale gas* para Estados Unidos se estimó añadiendo al volumen técnicamente recuperable, el valor de las reservas no probadas de este recurso reportado por la EIA.

Figura No. 24 Recursos estimados de *shale gas* a nivel mundial



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Producción

Tres docenas de proyectos de arenas bituminosas en Alberta, Canadá, producen más petróleo que todos los pozos en el estado de Texas, más de 1.1 millones de barriles por día en 2006, lo que representa alrededor del 1.3 por ciento de la oferta mundial de petróleo - y decenas más de proyectos se proponen o están en construcción. *National Energy Board* estima que la producción podría superar los tres millones de barriles diarios en 2015, si todos los proyectos actuales y propuestos siguen adelante. El gobierno de Alberta prevé una producción de arenas bituminosas del orden de cinco millones de barriles diarios para el año 2030, que sería equivalente a una quinta parte del consumo diario de petróleo en América del Norte en 2006 (2,2 millones de barriles en Canadá, 20,5 millones de barriles en los Estados Unidos y 2.0 millones de barriles en México).

La producción de *shale gas* en Estados Unidos se inicia en 1821 cerca de Fredonia, NY, sin embargo los niveles de producción no fueron significativos hasta el año 2000. La proliferación de la actividad en este sector en la última década ha generado un incremento en la producción de *shale gas* desde 0.39 Tpc en el año 2000 a 4.87 Tpc en 2010, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual del 27.8%. Estos niveles de producción de *shale gas* corresponden al 23 % de la producción de gas seco en este país.

HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

La Región de América Latina y el Caribe, se caracteriza por ser muy rica en recursos energéticos tanto fósiles como renovables, siendo como Región, energéticamente autosuficiente y netamente exportadora. Sin embargo, estos recursos, principalmente los fósiles, son completamente asimétricos respecto a su distribución geográfica, concentrándose en muy pocos países y haciendo que el mayor número de países sean energéticamente dependientes de las importaciones.

Dado que el desarrollo económico e industrial de los países de la Región de América Latina y el Caribe está y estará por mucho tiempo más soportado en la disponibilidad de combustibles fósiles y que los altos precios internacionales de estos combustibles para la importación impactan de manera importante sobre las economías, muchos países han dirigido su atención hacia la explotación de hidrocarburos no convencionales, tomando en cuenta los importantes volúmenes estimados de estos recursos en la Región.

Tabla No. 2 Volúmenes estimados de Shale Gas en cuencas de América Latina y El Caribe

País	Recurso in-situ (Tmc)	Recurso técnicamente recuperable (Tmc)
Argentina	77.2	21.9
México	66.8	19.2
Brasil	25.6	6.4
Chile	8.1	1.8
Paraguay	7.0	1.8
Bolivia	5.4	1.4
Uruguay	2.3	0.6
Colombia	2.2	0.5
Venezuela	1.2	0.3

Fuente: *U.S. Energy Information Administration (EIA), 2010*

Argentina

Argentina es el primer país de la región que inició con actividades de explotación de gas natural no convencional. Desde hace unos cinco años viene extrayendo *tight gas* de 60 pozos ubicados en la cuenca de Neuquen, provincia de la Patagonia suroccidental argentina. Cuatro de estos pozos se encuentran activos en la actualidad y se llevan a cabo estudios para evaluar el potencial de shale gas en la misma cuenca, aprovechando las experiencias de Canadá y Estados Unidos en la exploración de este recurso.

En la provincia de Neuquén existen dos principales formaciones con potencial de Shale Gas, Vaca Muerta y Los Molles. Vaca Muerta tiene una extensión de 18 mil km², un espesor de 125 a 225 m a profundidades entre 2,500 y 3,000 metros en el centro de la formación; y un potencial recuperable calculado de 170 Tpc de los cuales 120 Tpc serían gas libre y 50 Tpc gas adsorbido en el material orgánico.

Los Molles tiene una extensión de 15 mil 913 km², un espesor promedio de 120 metros en profundidades entre 2,000 y 4,500 m y un potencial recuperable calculado en 130Tpc; 90 Tpc como gas libre y 40 Tpc como gas adsorbido .

Colombia

Como objetivo estratégico principal del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, está el garantizar el suministro de hidrocarburos y electricidad en el país, para lo cual se incentiva la exploración y producción de hidrocarburos, se amplía o construye la infraestructura necesaria y se crean los marcos jurídicos e institucionales requeridos. En los planes de abastecimiento energético al mediano y largo plazo, tienen un papel preponderante los hidrocarburos no convencionales, debido a su gran potencial que ha podido ser identificado mediante estudios recientes, como se puede observar en la Tabla No. 3.

Tabla No. 3 Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia

Producto	Volúmen	Tipo
Gas asociado a carbón (CBM)	7.5 Tpc	Gas recuperable
Arenas bituminosas (<i>Tar Sands</i>)	20-40 Gbep	Petróleo recuperable
Gas asociado a esquistos (<i>Shale Gas</i>)	32 Tpc	Gas recuperable
Petróleo asociado a esquistos (<i>Shale Oil</i>)	14 Gbep	Petróleo recuperable
Gas comprimido (<i>Tight Gas</i>)	1.2 Tpc	Recurso <i>in-situ</i>
Gas en hidratos (<i>Gas Hidrate</i>)	400 Tpc	Recurso <i>in-situ</i>

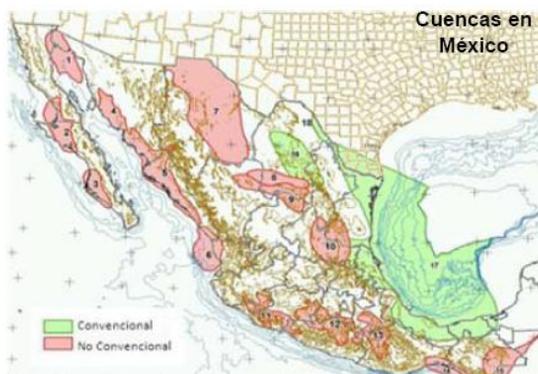
Fuente: Carlos Alberto Vargaz, Revista Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2009

Uno de los recursos que reviste mayor importancia dentro de los hidrocarburos no convencionales en Colombia es el Shale Gas debido a la existencia de infraestructura, centros de consumo y formaciones estudiadas en Magdalena Medio y Catatumbo. Para su desarrollo se espera aplicar experiencias nacionales y tecnologías desarrolladas en otros países como Estados Unidos y Canadá.

México

Existen varias cuencas sedimentarias en México con grandes potenciales de *shale gas* como Chihuahua y Coahuila (Torreón, Parras y Sabinas), Veracruz, Tamaulipas (Burgos), Cuenca del Golfo de California, Cuenca Mesozoica del Centro de México, Cuenca de Tlaxiaco, Cuenca Guerrero-Morelos y todas las cuencas de gas convencional.

Figura No. 25 Cuencas sedimentarias en México con potencial gasífero



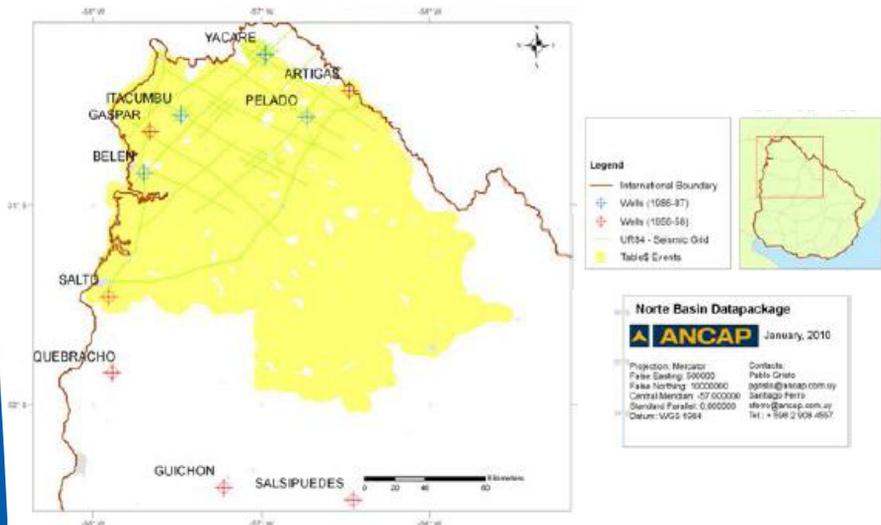
Las cuencas con carbón en México que tienen las mayores posibilidades para producir gas metano son las de Sabinas, Rio Escondido, Sonora, Colima, Guerrero y Oaxaca.

Respecto a petróleo no convencional cabe mencionar el proyecto Chicontepec, ubicado en el Estado de Veracruz, considerado como tal debido a las condiciones petrofísicas de baja permeabilidad y baja presión del yacimiento. Actualmente está considerado como la reserva más grande de petróleo en México con un potencial estimado de recurso in-situ de 139 mil millones de barriles y una reserva probable de 6.5 mil millones de barriles. Su producción alcanzó en el año 2011 los 65 mil barriles diarios.

Uruguay

La Cuenca Norte de Uruguay ha despertado gran interés en el tema de los hidrocarburos no convencionales, debido a sus potenciales técnicamente recuperables de *shale gas* y *oil shale*, estimados en 13.36 Tpc y 508 millones de barriles equivalentes respectivamente. También se estima un potencial de 499 millones de barriles equivalentes de petróleo de líquidos de gas natural.

Figura No. 26 Cuencas de Uruguay con potencial de hidrocarburos no convencionales



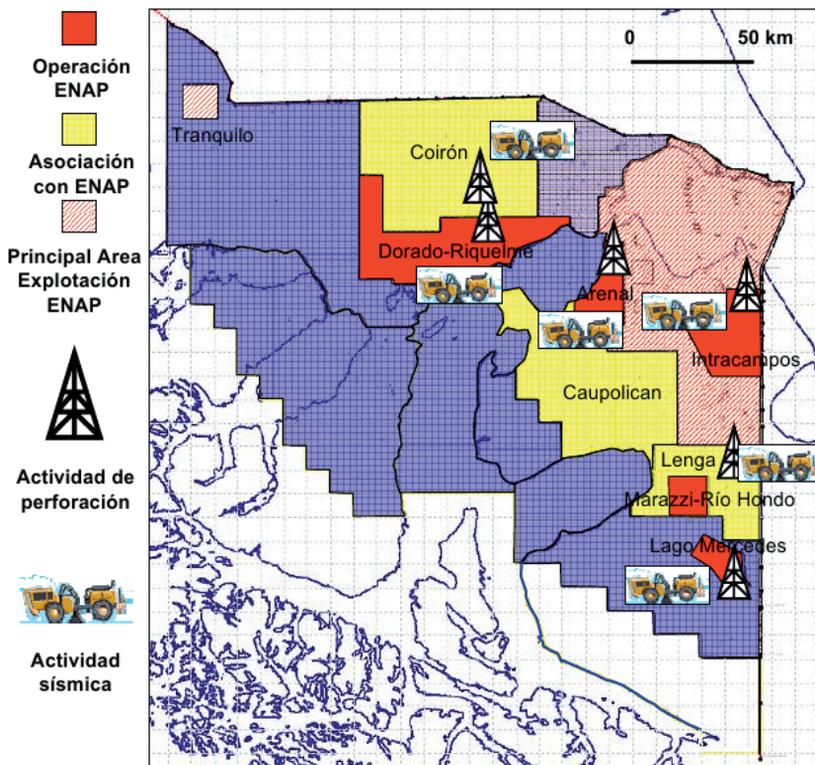
Fuente: ANCAP, 2010

Chile

Chile tendría un volumen de gas no convencional de 64 Tpc técnicamente recuperable, ubicado principalmente en la cuenca de Magallanes que comparte con Argentina donde se denomina Cuenca Austral.

A mediados de 2011, la empresa ENAP inició una licitación en la modalidad de contratos especiales de operación petrolera (CEOPS) para explorar nuevas reservas de gas natural en esta cuenca. La licitación incluye la obligación de perforar al menos un pozo de *shale gas*.

Figura No. 27 Bloques de la cuenca de Magallanes



Fuente: ENAP

Paraguay

La cuenca Chaco - Paraná se extiende desde la parte sureste de Paraguay, el sur de Brasil, Uruguay, el norte de Argentina y sur de Bolivia, con un área en Paraguay de cerca de 400 mil km². Estudios geoquímicos hechos en esta cuenca han dado como resultado la formación del orden de 10 mil millones de barriles de crudo no convencional y 10 Tpc de gas en las capas correspondientes al paleozoico inferior y pérmico. Según estimaciones de la *U.S. Energy Information Administration*, Paraguay tiene 62 Tpc de reservas de shale gas técnicamente recuperables en su porción de cuenca del Chaco – paranaense de un total *in-situ* de 249 Tpc.

Brasil

Con 226 Tpc de reservas de gas no convencional técnicamente recuperables, Brasil es el tercer país en ALC con mayores reservas de este recurso, detrás de Argentina y México.

Figura No. 28 Cuenca Chaco - Paraná



Fuente: *U.S. Energy Information Administration (EIA)*, 2011

La gigantesca cuenca de Paraná, que forma parte del complejo Chaco – Paraná es principalmente la fuente de las enormes reservas de *shale gas* brasileñas, donde se han perforado más de 100 pozos exploratorios y donde se ha demostrado la factibilidad comercial de la explotación.

El aprovechamiento de las grandes reservas de gas natural brasileñas permite a Petrobras, el principal productor, trabajar con escenarios de colocación en el mercado al año 2020, de 200 millones de m³ por día, desde aproximadamente los 65 millones actuales.

Brasil cuenta además con grandes depósitos de shale oil, siendo especialmente importantes los del Valle de Paraíba en el estado de Sao Paulo, y la formación de Iratí correspondiente al pérmico extendiéndose desde el nor-este del estado de Sao Paulo por 1,700 km hasta la frontera sur del estado de Rio Grande do Sul. La primera, contiene reservas de 840 millones de barriles *in-situ* según las perforaciones exploratorias, estimándose un recurso total de 2 mil millones de barriles. La formación de Iratí presenta un gran potencial para el desarrollo en términos económicos debido a su accesibilidad y distribución. Perforaciones realizadas en un área de 82 km² arrojaron resultados de reservas mayores a 600 millones de barriles, estimando reservas de alrededor de 80 mil millones de barriles.

IMPACTO AMBIENTAL DE LA UTILIZACIÓN DEL AGUA EN FRACTURAMIENTO

La principal preocupación desde el punto de vista ambiental, respecto a un futuro auge de la explotación de los hidrocarburos no convencionales, especialmente del shale gas, es el uso de grandes cantidades de agua como fluido de fracturamiento, la cual se mezcla con diversos químicos la mayoría de ellos tóxicos que la contaminan.

Mientras que los productores de *shale gas*, en general, aseguran que los químicos utilizados son inofensivos para el ambiente, estudios realizados en Estados Unidos, han alertado sobre el uso de químicos que contienen hidrocarburos como metano, etano, propano y el altamente cancerígeno etilbenceno; y metales pesados como el bario, estroncio y mercurio.

Tomando en cuenta que en los pozos de *shale gas* se utilizan volúmenes de agua del orden de millones de litros, parte este líquido contaminado con químicos se deposita dentro del pozo y otra parte fluye hacia la superficie, lo que significa un potencial agente de contaminación para los suelos y ríos. También existe el peligro que el fluido de fracturamiento, se filtre hacia depósitos de agua dulce para consumo humano.

Aunque existe la controversia si los fluidos de fracturamiento son o no contaminantes para el agua y el ambiente, es necesario que las autoridades ambientales en los países actual o potencialmente productores de *shale gas*, tomen partido y control sobre las tecnologías disponibles de manera de evitar que se causen daños irreparables al entorno.

POSIBLES SITIOS DE CONSULTA

<http://www.olade.org/>

<http://ipts.jrc.ec.europa.eu/>

<http://www.spe.org/>

<http://www.usgs.gov/>

<http://www.worldenergy.org>

<http://www.iapg.org.ar/>

<http://www.ifpenergiesnouvelles.com/>

<http://horizon.documentation.ird.fr>

www.rondauruguay.gub.uy

<http://www.cdmc.org.cn/uhs2012/>

<http://www.petroleum-economist.com/Unconventional.html>

<http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/IndiceYM.html#origen>

<http://pubs.er.usgs.gov/>

<http://ipts.jrc.ec.europa.eu/publications/pub.cfm?id=1365>

<http://geology.com/energy/world-shale-gas/>

GLOSARIO DE UNIDADES

Sigla	Nombre	Equivalencia	Magnitud
cP	centipoise	0.01 Poise	Viscosidad
mD	milidarcy	0.001 Darcy	Permeabilidad
Tmc	Trillones de metros cúbicos	10^{12} m^3	Volumen
Tpc	Trillones de pies cúbicos	10^{12} pie^3	Volumen
Gm3	Giga metros cúbicos	10^9 m^3	Volumen
kbbbl	Mil barriles americanos	10^3 bbl	Volumen
Mbbbl	Millones de barriles americanos	10^6 bbl	Volumen
BTU	<i>British Thermal Unit</i>	1,055 Julios	Energía

PAISES MIEMBROS

América del Sur

Argentina
Brasil
Bolivia
Chile
Colombia
Ecuador
Paraguay
Perú
Uruguay
Venezuela

Caribe

Barbados
Cuba
Grenada
Guyana
Haití
Jamaica
Trinidad & Tobago
República Dominicana
Suriname

México y América Central

Belice
Costa Rica
El Salvador
Guatemala
Honduras
Nicaragua
Panamá
México

País participante

Argelia

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernández Salvador
Edificio **Olade**, Sector San Carlos
Casilla 17-11-6413
Quito - Ecuador

Telf. (593 2) 2598 122 / 2598 280
Fax (593 2) 2531 691

olade@olade.org
www.olade.org