ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
**PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES**
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

# Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe

Junio 2016

PUBLICACIÓN ARPEL WP01-2016

WHITE PAPER

# Contenido

1 Objetivo ..... 1
2 ¿Qué son los reservorios no convencionales y qué relevancia tienen para América Latina y el Caribe? ..... 2
3 Viabilidad Económica ..... 4
3.1 Estimación de inversiones necesarias ..... 4
3.2 Logística, infraestructura y servicios ..... 5
4 Desarrollo sostenible de los recursos - Aspectos sociales y ambientales ..... 7
4.1 Gestión de aspectos ambientales ..... 7
4.1.1 Disponibilidad de los recursos hídricos ..... 7
4.1.2 Prevención de contaminación del agua subterránea ..... 9
4.1.3 Gestión del agua de retorno ..... 11
4.1.4 Atención de otros asuntos ambientales ..... 12
4.2 Acerca de la licencia social para operar ..... 14
5 Aspectos regulatorios ..... 16
5.1 Aspectos fiscales y contractuales ..... 16
5.1.1 Algunos aspectos normativos en vigor ..... 17
5.1.2 Desafíos y posibles alternativas ..... 17
5.2 Principios de sostenibilidad para la normativa asociada a recursos no convencionales ..... 18
6 Conclusiones ..... 19
7 Glosario ..... 20
8 Referencias ..... 21

**Derechos de autor**
Los derechos de autor de este documento, ya sea en su versión impresa o digital son propiedad de la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas, y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Cualquier copia de este trabajo protegido deberá incluir esta nota sobre los derechos de autor.

**Exoneración de responsabilidad**
A pesar de haberse realizado esfuerzos para garantizar la exactitud de la información contenida en este documento, ni ARPEL, ni ninguno de sus socios, autores o revisores, ni las empresas e instituciones que ellos representan, asumen responsabilidad alguna por cualquier uso que se haga del mismo. Ninguna referencia a nombres o marcas registradas de fabricantes de equipos y/o procesos representa un endoso de parte de los autores, ARPEL o cualesquier de sus socios.

**Junio 2016**

# 1 Objetivo

El interés por el desarrollo de recursos hidrocarburíferos en reservorios de baja permeabilidad, comúnmente llamados hidrocarburos no convencionales (shale/tight petróleo/gas) se ha incrementado recientemente a nivel internacional. Los avances tecnológicos y la experiencia permiten que algunos de estos proyectos sean técnica y económicamente viables, en un marco sustentable. Esto es de interés para muchos países que pueden ver incrementadas sus reservas y su producción de hidrocarburos y fortalecer su seguridad energética y desarrollo industrial.

En este contexto, la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) elaboró este documento con el objetivo de compartir con todos los grupos de interés los **aspectos más relevantes relativos a la exploración y explotación de estos hidrocarburos no convencionales** así como **propuestas para que su desarrollo en América Latina y el Caribe se realice de una manera sostenible y para beneficio de los países de la Región**.

*Este documento realiza propuestas a la industria y a los gobiernos para lograr el desarrollo sostenible de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe*

Estas alternativas están alineadas con los conceptos fundamentales establecidos en las "Reglas de Oro para la Edad de Oro del Gas" desarrolladas para la Agencia Internacional de Energía por múltiples grupos de interés (IEA, 2012) y se describen en tablas al final de cada capítulo. Las alternativas pretenden servir de guía para tener un enfoque racional y de sostenibilidad de la exploración y explotación de recursos no convencionales con foco en:

- aspectos reglamentarios,
- mejores prácticas de la industria para fortalecer la gestión del sector petróleo y gas en toda su cadena de valor.

Ubicación de cuencas de recursos no convencionales en América Latina y el Caribe *(Fuente: EIA, 2013 e YPF)*

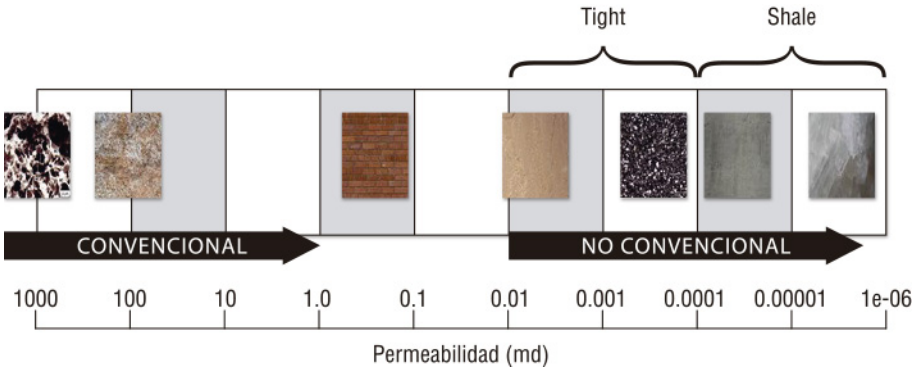
# 2 ¿Qué son los reservorios no convencionales y qué relevancia tienen para América Latina y el Caribe?

Los hidrocarburos en un reservorio se acumulan en poros que pueden estar más o menos conectados entre sí lo cual implica que tengan una mayor o menor permeabilidad, es decir la propiedad a partir de la cual el hidrocarburo puede fluir a través de la roca con mayor o menor facilidad. En reservorios convencionales, la permeabilidad de la roca puede ser suficiente para que el hidrocarburo fluya a superficie de manera natural sin necesidad de realizar intervenciones en el pozo. Cuando la permeabilidad de un reservorio es baja (como es el caso de reservorios no convencionales) se requiere aumentarla artificialmente.

Para este propósito se requiere de una combinación de técnicas que se han utilizado en la industria de los hidrocarburos desde hace décadas, incluyendo la estimulación hidráulica, que consiste en la generación de fisuras en la roca objetivo a través de la inyección de una mezcla de agua, agente de sostén y aditivos químicos a gran presión en el reservorio (IAPG, 2013). La estimulación hidráulica ha sido utilizada en más de 2 millones de pozos en todo el mundo desde la década del 40 del siglo pasado.

*La estimulación hidráulica ha sido utilizada en más de 2 millones de pozos en todo el mundo desde la década del 40 del siglo pasado*

Escala de permeabilidad (en milidarcy) mostrando el rango para reservorios convencionales y no convencionales *(Fuente: gentileza de YPF y Schlumberger)*




Entre 2005 y 2015, la región de América Latina y el Caribe experimentó un crecimiento de su Producto Interno Bruto de aproximadamente 3,5% anual (CEPAL, 2014) y los hidrocarburos no convencionales presentan una oportunidad histórica para abastecer a la región de la energía que necesita para continuar por ese sendero.

En un estudio realizado por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, 2013) en varios países del mundo, Argentina y México están segundo y sexto respectivamente en recursos recuperables de shale gas. Si consideramos shale oil, Argentina se ubica cuarto y México octavo. Entre ambos países disponen del 18,5% y del 11,5% de los recursos mundiales recuperables de shale gas y shale oil, respectivamente.

Recursos técnicamente recuperables de gas de shale y reservas probadas de gas natural convencional - Países de América Latina *(Fuentes: EIA, 2013 – EIA, 2015 – BP, 2015)*

| País | Reservas probadas de gas natural convencional (tcf) | Recursos técnicamente recuperables de gas de shale (tcf) | Producción de gas en 2014 (tcf) |
|---|---|---|---|
| Argentina | 11,6 | 802,0 | 1,24 |
| México | 12,3 | 545,0 | 2,04 |
| Brasil | 16,4 | 245,0 | 0,69 |
| Venezuela | 197,1 | 167,0 | 1,02 |
| Paraguay | 0,0 | 75,0 | 0 |
| Colombia | 5,7 | 55,0 | 0,40 |
| Chile | 3,5 | 48,0 | 0,04 |
| Bolivia | 10,5 | 36,0 | 0,77 |
| Uruguay | 0,0 | 2,0 | 0 |

Recursos técnicamente recuperables de petróleo de shale y reservas probadas de petróleo convencional - Países de América Latina *(Fuentes: EIA, 2013 – EIA, 2015 – BP, 2015)*

| País | Reservas probadas de petróleo convencional (millones de barriles) | Recursos técnicamente recuperables de petróleo de shale (millones de barriles) | Producción de petróleo[1] en 2014 (millones de barriles) |
|---|---|---|---|
| Argentina | 2.327 | 27.000 | 229,6 |
| Venezuela | 298.350 | 13.400 | 992,4 |
| México | 11.079 | 13.100 | 1.016,2 |
| Colombia | 2.445 | 6.800 | 361,4 |
| Brasil | 16.154 | 5.300 | 856,3 |
| Paraguay | 0 | 3.700 | 0 |
| Chile | 150 | 2.300 | 5,5 |
| Bolivia | 210 | 600 | 24,5 |
| Uruguay | 0 | 600 | 0 |

[1] Incluye líquidos de gas natural

*Los hidrocarburos no convencionales presentan una oportunidad histórica para abastecer a la región de la energía que necesita para continuar su crecimiento económico y social*

# 3 Viabilidad Económica

Los aspectos asociados a las inversiones y costos de la exploración y el desarrollo de reservorios no convencionales tienen diferencias significativas respecto de los reservorios convencionales a lo largo de su ciclo de vida. Asimismo, la logística, la infraestructura y las operaciones necesarias para la producción de hidrocarburos de reservorios no convencionales son particularmente desafiantes por la escala de las mismas.

## 3.1 Estimación de inversiones necesarias

Los ciclos de vida de los reservorios de hidrocarburos no convencionales son distintos de los reservorios de hidrocarburos convencionales. Las tasas de declinación de los primeros son mucho más elevadas que en los segundos. Esta característica propia de los reservorios no convencionales hace que el mantenimiento de la curva de producción se deba sostener con la perforación de nuevos pozos con sus respectivas tareas de estimulación. Todo esto requiere de inversiones relevantes adicionales para sostener un perfil de producción que permita alcanzar los márgenes económicamente viables en el proyecto de desarrollo.

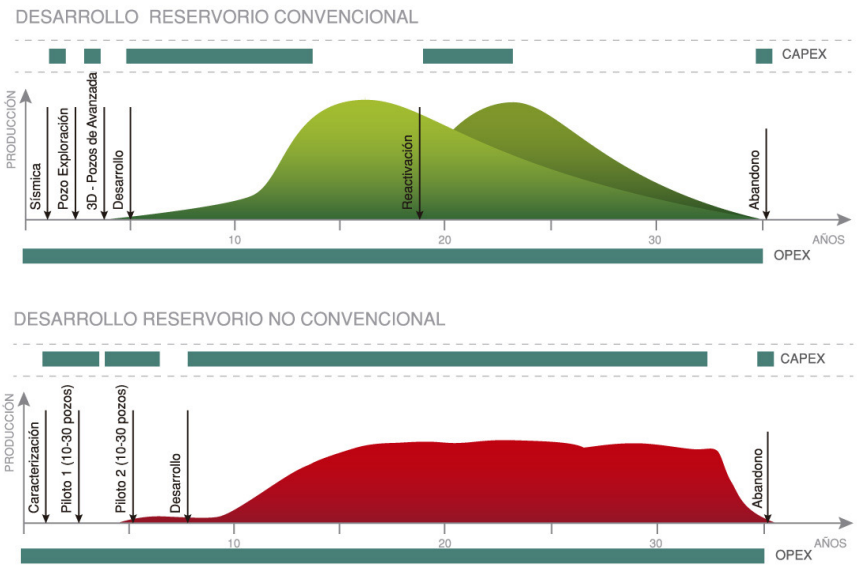
*El mantenimiento de la curva de producción de los reservorios de hidrocarburos no convencionales requiere de un mayor CAPEX que el de reservorios de hidrocarburos convencionales*

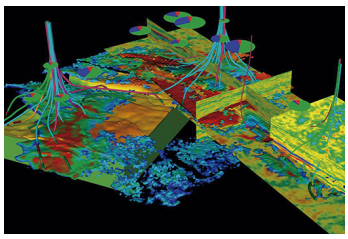
El ciclo de vida de producción de reservorios convencionales pasa por un máximo de producción antes que la misma comience a declinar y deban realizarse grandes inversiones para aumentar la producción atenuada a través de -por ejemplo- técnicas de recuperación secundaria.

En ambos casos (i.e., reservorios convencionales y no convencionales) existen gastos operativos (OPEX) a lo largo del ciclo de vida.

Esto se ve claramente en las gráficas a continuación.

Comparación del perfil de producción y de inversiones requeridas en el ciclo de vida de la exploración y el desarrollo de reservorios de hidrocarburos convencionales y no convencionales





Por otra parte, la heterogeneidad de los reservorios no convencionales es tal que prácticamente no existen dos reservorios análogos. Por lo tanto, la inversión requerida en su caracterización es muy superior a la de reservorios convencionales, en especial en su etapa inicial; de ahí la necesidad de desarrollar pilotos que permitan identificar las técnicas a aplicar para hacer más eficiente el desarrollo de cada reservorio.

Lo anterior, genera un marco en el que la viabilidad de desarrollar reservorios no convencionales requiere de un mayor CAPEX, lo cual, sumado a la típica volatilidad del precio del petróleo hace que el flujo de inversiones pueda verse afectado, aumentando la incertidumbre y con ello la viabilidad de los proyectos. Esta situación debe ser contemplada por todas las partes interesadas en la sostenibilidad del desarrollo de recursos no convencionales.

**Es fundamental considerar que:**

- los altos costos promedio de “finding + development” pueden requerir regímenes fiscales especiales para desarrollar los recursos no convencionales;
- dado que los ciclos de vida de los reservorios no convencionales son totalmente distintos a los de reservorios convencionales, los períodos de concesión deberían contemplar esta realidad;
- las asociaciones de la industria representan un buen mecanismo para el intercambio de mejores prácticas que permiten a las empresas atenuar drásticamente el tiempo de aprendizaje, reduciendo así los costos y tiempos asociados a la exploración y desarrollo de reservorios no convencionales.

*Los altos costos promedio de “finding + development” para desarrollar los recursos no convencionales pueden requerir regímenes fiscales especiales*

## 3.2 Logística, infraestructura y servicios

Los servicios y la disponibilidad de equipos y materiales para realizar la perforación y estimulación hidráulica en los reservorios no convencionales son uno de los retos de la actividad debido a que se requiere no sólo el movimiento de material para la construcción de pozos desde las fábricas y/o puertos hasta las instalaciones, sino que también se requiere de la movilización de insumos y equipos para la realización de la estimulación hidráulica. Se estima que un pozo con 15 etapas de fractura requiere de 500 viajes de transporte de agua (en ausencia de un acueducto o de fuentes de agua cercana), 150 viajes de transporte de agente de sostén, 30 piletas transportables de 80 $m^3$ y aproximadamente 20 camiones de equipos de bombeo para fractura hidráulica. Adicionalmente, una vez realizada la estimulación se requiere la gestión adecuada del fluido de retorno y del agua de producción (transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición final).

En América del Norte estos reservorios se han podido desarrollar gracias a la gran disponibilidad de infraestructura, equipamiento, mano de obra calificada y capital, lo que le ha permitido aplicar una modalidad de trabajo conocida como “modo factoría”. Sin embargo, el reto en América Latina es contar con infraestructura adecuada, ya sea vial, transporte y servicios que permita ampliar la escala que el desarrollo de los no convencionales requiere.

*El reto en América Latina es contar con infraestructura adecuada que permita ampliar la escala que requiere el desarrollo de los no convencionales*

**Es fundamental considerar que:**

- para contrarrestar las limitaciones logísticas asociadas a la distribución geográfica de equipamiento es necesario entender de manera detallada cada reservorio. Esto permite maximizar la productividad de cada pozo y optimizar las operaciones con equipamiento e infraestructura limitados durante las etapas tempranas (concepto y piloto) de cada desarrollo;
- ante la posibilidad de un desarrollo futuro de reservorios no convencionales es importante que se planifiquen con antelación los aspectos de logística y la infraestructura requerida para el transporte, puertos, ferrocarriles, ductos, acceso de los equipos a las áreas de operaciones y transporte del producto a los puertos y mercados relevantes para su procesamiento o exportación. Esto requiere de una estrategia de desarrollo, políticas sostenibles y consistentes con los niveles de inversión requeridos, junto con un marco adecuado para las empresas, los gobiernos y las comunidades involucradas en esos desarrollos.

# 4 Desarrollo sostenible de los recursos - Aspectos sociales y ambientales

Las técnicas utilizadas para el desarrollo del petróleo y gas no convencional no son nuevas para la industria. La estimulación hidráulica ha sido utilizada por la industria de manera segura por más de 50 años para el desarrollo de reservorios convencionales de baja permeabilidad. Los más de dos millones de pozos estimulados hidráulicamente en el mundo desde 1947 han permitido perfeccionar esta técnica para luego poder aplicarla a los reservorios no convencionales. Sin embargo, dado el desconocimiento en la población, existe preocupación en la comunidad sobre los posibles impactos del uso regular de esta técnica para el desarrollo de recursos no convencionales.

Como toda actividad humana el desarrollo de los recursos no convencionales debe realizarse de manera responsable asegurando la protección ambiental y la responsabilidad social, en el marco de los criterios de desarrollo sostenible que los propios Estados se fijen en materia de recursos energéticos. Este proceso debe complementarse con una comunicación eficiente y transparente del alcance de las operaciones realizadas, de las medidas de prevención/ mitigación implementadas así como del impacto en el desarrollo del país.

*El desarrollo social y ambientalmente responsable de los recursos no convencionales debe complementarse con una comunicación eficiente y transparente*

Con el objetivo de brindar información técnicamente rigurosa, este capítulo incluye lineamientos de políticas y mejores prácticas en materia de gestión de aspectos ambientales y sociales especialmente relevantes para el desarrollo de recursos no convencionales. Cabe mencionar que muchos de los lineamientos de este capítulo también se aplican a operaciones de petróleo y gas convencional.

## 4.1 Gestión de aspectos ambientales

Diversos estudios científicos -como los que se citan en esta sección- demuestran que los hidrocarburos no convencionales se pueden desarrollar de forma sostenible, administrando adecuadamente los principales aspectos ambientales asociados a estas operaciones.

### *4.1.1 Disponibilidad de los recursos hídricos*

La perforación y completación de pozos a reservorios no convencionales, demanda una mayor cantidad de agua que la perforación y completación a reservorios convencionales. Por ejemplo, para completar un pozo de gas en un reservorio no convencional típico, relativamente profundo y con múltiples etapas de fractura hidráulica se usan entre 5.000 y 20.000 metros cúbicos de agua en un período de dos semanas.  Sin embargo, es necesario tener en cuenta que durante la vida útil del desarrollo de un reservorio convencional, los volúmenes de agua a utilizar para los proyectos de estimulación asistida o recuperación secundaria (los cuales se implementan en el mundo desde hace más de 40 años) serán de varios órdenes superiores de magnitud a los requeridos para los reservorios no convencionales.

En varios países el uso del recurso hídrico se encuentra regulado por las autoridades competentes y es obligatorio su cumplimiento para la industria (Stark et al., 2012). Sin embargo, la regulación y el monitoreo del uso del agua en proyectos de desarrollo de hidrocarburos no convencionales deben acompañar los nuevos avances tecnológicos para reducir la huella hídrica de las operaciones (WRI, 2014).

*La regulación y el monitoreo del uso del agua deben acompañar los nuevos avances tecnológicos para reducir la huella hídrica de las operaciones*

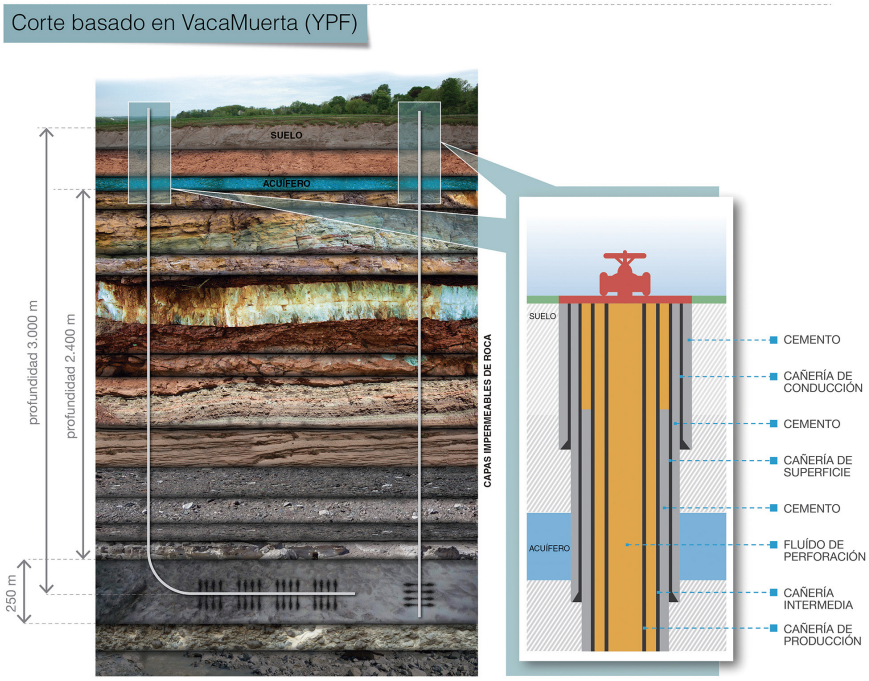
**Es necesario:**

- evaluar –local y regionalmente- la disponibilidad y el nivel de demanda, los ciclos naturales del agua y otros factores de presión sobre el recurso hídrico para determinar niveles adecuados de uso, en función de la demanda asociada a las actividades de estimulación hidráulica (ver http://www.ipieca.org/topic/water/global-water-tool y http://www.wri.org/resources/maps/water-for-shale);
- que los gobiernos y la industria aprovechen iniciativas colaborativas para establecer e implementar políticas y mejores prácticas de gestión del agua que sean eficientes y permitan un desarrollo sostenible de los recursos hidrocarburíferos no convencionales, como por ejemplo Thirsty Energy (World Bank, 2013);
- promover la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y la implementación de prácticas innovadoras que permitan mejorar la eficiencia en el uso del recurso hídrico;
- que la industria, el gobierno y la sociedad civil coordinen la modalidad de cálculo, así como las condiciones de monitoreo y de notificación de la huella hídrica de las operaciones de estimulación hidráulica;
- evaluar si las empresas podrían incorporar un compromiso al derecho del agua en su política de derechos humanos, como por ejemplo el CEO Water Mandate (UNGC, 2015).

### *4.1.2 Prevención de contaminación del agua subterránea*

Las operaciones de estimulación hidráulica requieren del agregado de aditivos químicos, la mayoría de los cuales está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas (FracFocus, 2015 e IAPG, 2013). A pesar de que estos aditivos químicos son comúnmente utilizados en la industria, el desconocimiento de la composición química del fluido de estimulación por parte de la opinión pública, ha generado desconfianza con relación a una potencial contaminación del agua subterránea.

Ejemplo de estimulación hidráulica para desarrollo del shale basado en información de la formación Vaca Muerta *(cortesía de YPF)*




*Es altamente improbable que el fluido inyectado para hacer la estimulación hidráulica permee hasta los acuíferos superficiales*

Sin embargo, vale la pena destacar que:

- Las formaciones de gas/petróleo no convencional más conocidas se encuentran a profundidades entre 1000 y 4000 metros (EIA, 2013) mientras que los acuíferos para uso doméstico se encuentran generalmente a profundidades de hasta 300 metros, por lo cual es altamente improbable que el fluido inyectado permee hasta los acuíferos superficiales, por dentro de las distintas formaciones rocosas.
- Adicionalmente todos los pozos que se perforan a reservorios convencionales y no convencionales llevan un doble encamisado, primero un entubamiento de acero y luego una cementación que permite aislar los acuíferos de las zonas productivas con hidrocarburos, lo cual minimiza el riesgo de contaminación de agua subterránea en todas las etapas del proceso de producción. No obstante, tal y como puede ocurrir en pozos convencionales, si la integridad del pozo falla es posible que los fluidos migren del interior del pozo hacia los acuíferos o hacia la superficie. Sin perjuicio de ello en caso de estos accidentes siempre es posible su remediación minimizando el impacto.
- La estimulación hidráulica a gran escala se ha utilizado en decenas de miles de pozos y no hay registros de estudios científicos, revisado por pares, que hayan encontrado casos históricos en que dicha estimulación hidráulica *per se* haya provocado la contaminación de agua subterránea (EPA, 2015a).

- La composición media del fluido utilizado para la estimulación hidráulica varía entre 91-96% de agua (fluido base), 4-8% de agente de sostén (por lo general arena); y 0,5-1% de entre 3 y 14 aditivos químicos (IAPG, 2013 y EPA, 2015b), y se sabe que no se producen reacciones o interacciones entre los mismos que puedan generar impactos adversos.

*La industria debe realizar un monitoreo participativo de la calidad del agua subterránea y hacer conocer los resultados al público en general*

**Es importante:**

- evaluar la distancia mínima entre el acuífero aprovechable para consumo humano y el reservorio no convencional para realizar la estimulación hidráulica y de esta manera evitar riesgo de migración de gas/petróleo y/o fluidos de estimulación hidráulica o de retorno hacia el acuífero, así como asegurar que esta información forme parte del estudio de impacto ambiental o documentos afines, que sean avalados técnicamente por las autoridades pertinentes;
- a fin de asegurar la correcta aislación de los reservorios de agua dulce subterránea, que se desarrollen y apliquen normas internacionalmente aceptadas en relación con el encamisado y cementación de pozos, así como la gestión de su integridad, y asegurar su cumplimiento; por ejemplo las indicadas por API (2009);
- a lo largo del ciclo de vida del proyecto, realizar un monitoreo previo y durante el proyecto de la calidad del agua dulce subterránea con participación de representantes del gobierno y de las comunidades adyacentes y poner a disposición los resultados al público en general. Además, los resultados de esta evaluación se deben confirmar periódicamente a través de empresas independientes y certificadas;
- permitir el libre acceso a la información sobre los aditivos químicos utilizados en las operaciones de estimulación hidráulica;
- fomentar que la industria invierta en tecnología e innovación con objetivos de mejora continua en la gestión ambientalmente sostenible;
- mantener un riguroso control de los contratistas, programas de aseguramiento de la calidad, auditoría y entrenamiento;
- preservar las condiciones de las aguas subterráneas y superficiales como parte integral del sistema de gestión ambiental aprobado en la etapa de Evaluación de Impacto Ambiental.

### *4.1.3 Gestión del agua de retorno*

Dependiendo del reservorio, se estima que entre un 20% y un 50% del agua inyectada en un pozo durante el proceso de estimulación hidráulica vuelve a la superficie como agua de retorno (IEA, 2012). Esta agua residual debe disponerse de manera segura y/o reciclarse. Las preocupaciones sobre el impacto ambiental derivado de la gestión del agua de retorno de una estimulación hidráulica se basan en la necesidad de asegurar su contención en instalaciones seguras de almacenamiento hasta su tratamiento y disposición y en el hecho de que cada reservorio es diferente del otro y por lo tanto la composición del fluido será diferente en cada play.

**Es importante considerar que:**

- se apliquen buenas prácticas para minimizar los impactos ambientales asociados con la gestión, el tratamiento y la disposición de agua de retorno y otros fluidos asociados al proceso de estimulación hidráulica como las descritas por API (2010);
- se asegure la existencia y cumplimiento de regulaciones asociadas a la disposición de agua de retorno y a las características y controles de pozos inyectores y sumideros, fomentando un mayor uso del reciclado como buena práctica de gestión;
- existen alternativas avanzadas de gestión centralizada del agua de retorno y de producción que mejoran la eficiencia de la operación;
- las empresas podrían establecer objetivos de incremento anual en el reciclaje del agua.

*Se debe fomentar un mayor uso del reciclado del agua de retorno como buena práctica de gestión*

### *4.1.4 Atención de otros asuntos ambientales*

#### *Competencia por el uso de la tierra*

Existe la percepción de que la perforación de no convencionales utiliza una mayor superficie que la producción de reservorios convencionales. La realidad es que la producción tiene lugar a grandes profundidades del subsuelo y requiere de cierta alteración de la superficie ya que se deben despejar las locaciones así como construir caminos e instalaciones de producción.

Sin embargo, gracias a las técnicas de perforación dirigida y perforación horizontal, y las locaciones multipozos, la superficie realmente utilizada para producir gas/petróleo no convencional es igual o menor que la requerida para producir petróleo y gas convencional o electricidad a partir de técnicas solares o eólicas (IGU, 2012).

### *Inducción de movimientos sísmicos*

Existe preocupación por parte del público de que la inyección de fluidos a alta presión en las operaciones de estimulación hidráulica podría inducir eventos sísmicos. Sin embargo, se ha demostrado que gran parte de la energía utilizada en una estimulación hidráulica es disipada sin generar actividad sísmica y que la intensidad de la actividad sísmica resultante de la estimulación es aproximadamente 100.000 veces menor a la detectable por los seres humanos[2] (IGU, 2012).

*La intensidad de la actividad sísmica resultante de la estimulación es aproximadamente 100.000 veces menor a la detectable por los seres humanos*

Asimismo, se ha manifestado preocupación por que la inyección de grandes volúmenes de agua de retorno (flow-back) en pozos sumideros pueda reactivar fallas geológicas existentes. Estudios realizados en Estados Unidos indican que la inyección de agua de retorno en pozos sumideros generó menos del 0,003% de eventos de sismicidad inducida (NAS, 2013). Si bien se trata de sismicidad mínima, ésta es localizada y solo podría tener efectos en áreas con presencia de fallas geológicas activas (USGS, 2015 y OGS, 2011).

### *Emisiones de gases de efecto invernadero*

Se ha demostrado que los pozos bien diseñados y construidos contribuyen a garantizar que no haya “escapes” que puedan dar lugar a liberaciones de gases a la atmósfera. Estudios que midieron y caracterizaron las emisiones de varios componentes de la producción de gas (flow-back de pozos; venteo de pozos para descarga de líquidos, pérdidas de equipamiento y controladores neumáticos) concluyeron que no existe diferencia en las emisiones de metano entre campos de gas que usan técnicas convencionales y aquellos que utilizan estimulación hidráulica (véase, por ejemplo: Bond et al, 2014; Stamford and Azapagic, 2014).

En los objetivos mundiales de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la generación de electricidad, el gas de shale brindará mayor disponibilidad de gas natural para reducir rápidamente las emisiones de carbono de una manera competitiva en el costo. El gas natural utilizado en la generación de electricidad emite 350 kg de $CO_2$/MWh, comparado con 850 kg de $CO_2$/MWh para carbón (MacDonald, 2010).

[2] La actividad sísmica mínima detectable por los seres humanos es de 3.0 en escala de Richter

**Es importante:**

- regular e implementar buenas prácticas de la industria para minimizar impactos en el terreno, así como en la biodiversidad y los servicios de ecosistemas en los terrenos donde se desarrollarán operaciones de estimulación hidráulica (API, 2011), incluyendo el desarrollo y perfeccionamiento de perforación dirigida y perforación horizontal, y las locaciones multipozos;
- fomentar la implementación de programas ambiciosos de gestión de emisiones gaseosas que incluyan, por ejemplo: recuperación, reducción al mínimo de la quema ("flaring"), estándares de eficiencia de quema superiores al 98%, eliminación del venteo (salvo por razones de seguridad), monitoreo periódico y minimización de emisiones fugitivas, entre otros;
- considerar el uso de sistemas verdes de completación ("green completion") para maximizar la recuperación de metano (EPA, 2012);
- re-inyectar el agua de retorno solamente luego de haber realizado una evaluación pre-perforación para establecer una línea de base geológica que identifique porosidad y presión de la roca reservorio candidata, así como la presencia de fallas cercanas, y que cuantifique el riesgo potencial de actividad sísmica que pudiera ser inducida en función de los volúmenes de agua de retorno que se inyecte en los pozos sumideros. Esta actividad se debe complementar con un monitoreo permanente de la presión de inyección y de la sismicidad superficial.

*Se debe impulsar la implementación de programas ambiciosos de gestión de emisiones gaseosas incluyendo el uso de sistemas verdes de completación (green completion)*

## 4.2 Acerca de la licencia social para operar

Las Empresas Socias de ARPEL están comprometidas a implementar prácticas responsables de relacionamiento con las comunidades y a adoptar las mejores prácticas operacionales y de gestión que minimicen el posible impacto negativo de sus operaciones asociadas al desarrollo de recursos tanto convencionales como no convencionales.

El objetivo de esta sección es destacar aquellos asuntos sociales especialmente relevantes –a la luz de la experiencia acumulada hasta ahora- en cuanto a las operaciones de estimulación hidráulica.

*La información sobre las operaciones -provista por la industria- debe complementarse con la de organizaciones independientes y ser diseminada por entidades gubernamentales para obtener el consentimiento de la sociedad*

La mayoría de las controversias sociales generadas por la exploración y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales con relación a la estimulación hidráulica se deben en gran medida a la falta de información y a la divulgación sobre aspectos particulares del desarrollo de este recurso. Sin embargo, la opinión pública es muy importante en este proceso por lo que es sustancial que la información sobre la estimulación hidráulica provenga no solo de la industria sino también de organizaciones independientes y sean diseminadas por entidades gubernamentales para obtener el consentimiento de la sociedad (CEPAL, 2015), así como por otras organizaciones respetadas de la sociedad civil, e.g., asociaciones nacionales e internacionales técnicamente reconocidas, ONGs y universidades.

Por este motivo, es importante –tanto para los gobiernos como para la industria- implementar estrategias y planes de comunicación transparente e involucramiento de la comunidad y otros grupos de interés desde las etapas más tempranas de la exploración y el desarrollo de los recursos no convencionales. Este proceso comunicacional debe formar parte íntegra tanto de la etapa de evaluación de impacto como de la gestión socio-ambiental en todo el ciclo de vida del proyecto.

En particular, para aquellos reservorios de hidrocarburos no convencionales situados en territorios indígenas, tanto los gobiernos como las empresas deben trabajar en conjunto para desarrollar enfoques específicos que contemplen las premisas del Convenio No. 169 de la OIT (1989) con el fin de crear un clima más propicio para las inversiones y el desarrollo de proyectos que beneficien a las comunidades establecidas en el área de impacto directo e indirecto de los mismos.

**Es importante:**

- el involucramiento en un diálogo constructivo, a través de una comunicación biunívoca con los grupos de interés antes y durante las actividades, acordando un proceso y objetivos de gestión y desempeño, fomentando el monitoreo participativo de la gestión socio-ambiental;
- se verifique que existan oportunidades para que las comunidades expresen sus preocupaciones en los ámbitos y tiempos establecidos por ley y que se consideren las mismas a medida que se establecen áreas para licitación y se desarrollan los planes socio-ambientales;
- compartir abiertamente información y estudios -en lo posible de organismos científicos o gubernamentales- en torno a los potenciales impactos que genera la actividad;
- que el Estado y la industria reconozcan y respeten los valores tradicionales, herencia, cultura y derechos legales de las comunidades indígenas, de una manera consistente con los marcos regulatorios aplicables nacionales y estándares internacionales de la industria;
- maximizar la comunicación transparente con las comunidades en cuanto a las operaciones, como por ejemplo niveles y orígenes de consumo de agua, aditivos químicos utilizados en la estimulación hidráulica y alternativas de tratamiento, estableciendo un proceso adecuado y de común acuerdo;
- ampliar el alcance de la comunicación utilizando mecanismos similares a los que se usan en Europa (NGS Facts) y en Estados Unidos de América y Canadá (FracFocus);
- que los operadores aseguren la colaboración con las autoridades locales para optimizar la planificación y respuesta a emergencias;
- administrar –especialmente- los impactos ambientales asociados a aspectos visuales, de ruido y uso de caminería, así como estándares de salud y seguridad que minimicen el posible impacto en comunidades.

*Basado en ARPEL (2009), OGP/IPIECA (2013) y Equitable Origin (2015)*

*Se debe promover el diálogo constructivo con los grupos sociales y gubernamentales de interés, fomentando el monitoreo participativo de la gestión socio-ambiental*

# 5 Aspectos regulatorios

Este documento ha demostrado que existen desafíos en los frentes económicos, logísticos, sociales, ambientales y técnicos que deben –y pueden- ser resueltos para el desarrollo sostenible de los recursos no convencionales en América Latina y el Caribe. Para esto es importante que el marco regulatorio en el que se enmarcan la exploración y la producción de recursos no convencionales tenga presente las diferencias con las operaciones de recursos convencionales.

A efectos de tener una opinión representativa de la industria en América Latina y el Caribe, ARPEL encuestó a sus socios en relación con aspectos regulatorios asociados a las operaciones de no convencionales.

La mayor parte de las empresas que respondieron la encuesta coincidieron en la necesidad de tener una normatividad diferente (en la mayoría de los casos, complementaria) para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, principalmente porque:

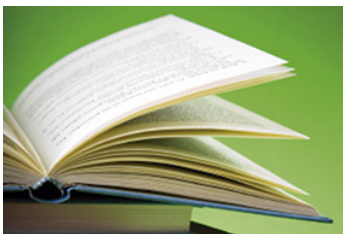
*ARPEL y CEPAL sugieren regulaciones que provean incentivos tributarios para el desarrollo sostenible de recursos no convencionales*

- requiere de técnicas diferentes de extracción y evaluación,
- demanda una etapa de exploración más larga y compleja,
- sus costos operativos son más elevados, y
- las instalaciones asociadas a la cadena de valor son más especializadas.

## 5.1 Aspectos fiscales y contractuales

Las Empresas Socias de ARPEL coinciden en la necesidad de regulaciones que provean incentivos que atiendan el mayor esfuerzo financiero asociado al desarrollo de los reservorios, a la avanzada tecnología de estimulación así como al mayor tiempo requerido para recuperar las inversiones. Este consenso está apoyado por las mejores prácticas sugeridas por organismos intergubernamentales de desarrollo como la Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas (CEPAL, 2015) que recomienda a los Estados que fijen un régimen fiscal y eventuales incentivos tributarios tratando de balancear los requerimientos fiscales por parte del Estado y la generación de utilidades por parte del inversionista. En este sentido, el mismo estudio de CEPAL considera relevante "*el establecimiento y diseño de regímenes fiscales progresivos los cuales consideren la volatilidad en precios, los costos y el perfil de producción*".

Las tecnologías de perforación y completamiento de pozos que se usan para uno y otro tipo de reservorios son las mismas. Por esta razón, se considera que desde el punto de vista de régimen contractual, podría complementarse la regulación actual, siempre y cuando existan cláusulas específicas sobre todo en términos de regalías, utilidades, precios diferenciales, protección ambiental y plazos para el desarrollo de los reservorios.



### *5.1.1 Algunos aspectos normativos en vigor*

De la normativa actual específica para el desarrollo de recursos no convencionales en algunos países de América Latina y el Caribe, se destacan aspectos positivos relacionados con:

- Menor pago de regalías;
- Extensión de concesiones actuales hasta por 10 años y nuevas concesiones con plazos mayores hasta de 35 años;
- Mayores períodos para la exploración;
- Incentivos a través de precios diferenciales de hidrocarburos y libertad para su comercialización;
- En caso de devoluciones de áreas, posibilidad de realizarse de forma parcelada;
- Incentivos para exportación sin retenciones.

*En algunos países de América Latina y el Caribe, la extensión de concesiones actuales es de hasta por 10 años y las nuevas concesiones son con plazos de hasta 35 años*

### *5.1.2 Desafíos y posibles alternativas*

Las Empresas Socias de ARPEL han identificado algunos desafíos importantes para mantener la viabilidad de los proyectos de no convencionales en el largo plazo y proponen algunas alternativas para mitigarlos.

En algunos países, los requisitos establecidos para los operadores pueden ser muy exigentes, lo que podría dejar por fuera de la oportunidad a compañías más pequeñas que podrían traer ideas, conceptos e innovación para hacer económicamente viables a los proyectos. Para atraer la –necesaria- inversión privada el 50% de los encuestados responden a incentivos tributarios que permitan recuperar inicialmente las inversiones y en donde la tributación se realice de una manera incremental durante la etapa productiva del contrato.

A continuación se describen algunas alternativas propuestas por las Empresas Socias de ARPEL para que los Estados puedan evitar la reducción de inversiones o la caída de la producción, incluso en situaciones coyunturales como caídas en el precio internacional del petróleo o del gas:

- establecer regalías diferenciadas para la producción de hidrocarburos no convencionales; en particular, disminuir significativamente el pago de regalías e impuestos durante el periodo inicial de explotación;
- permitir libre importación de bienes para la exploración y explotación eliminando cobro de impuestos sobre la adquisición de bienes y servicios asociados a las actividades de exploración y explotación de reservorios no convencionales;

- flexibilizar tiempos en contratos de exploración y producción;
- acelerar la depreciación de las inversiones en exploración;
- para aquellos proyectos con un componente social alto, asegurar el acompañamiento del Estado a las compañías operadoras durante los procesos de consulta, socialización y licenciamiento, de forma tal que se obtengan los permisos para operar y ejecutar las actividades sin mayores inconvenientes.

## 5.2 Principios de sostenibilidad para la normativa asociada a recursos no convencionales

*La normativa debe garantizar una comunicación transparente con la sociedad definiendo alternativas desde el punto de vista técnico y analizadas con todos los grupos de interés*

Los Estados se enfrentan a grandes desafíos para establecer un marco normativo específico para el desarrollo de sus recursos no convencionales. Estos desafíos están estrechamente vinculados a la definición de una estrategia de los Estados para resolver su trilema energético de asegurar un suministro energético competitivo, proporcionando a su vez el acceso universal a la energía a la sociedad y promoviendo la protección ambiental.

Más allá de los aspectos fiscales y contractuales mencionados en este capítulo y de las alternativas de políticas y mejores prácticas para temas operativos, económicos, técnicos y socio-ambientales sugeridas en los otros capítulos, a continuación se describen algunas pautas que se sugieren para el desarrollo de normativa específica respecto del desarrollo sostenible de los recursos no convencionales en América Latina y el Caribe:

- acuerdos políticos que garanticen estabilidad jurídica;
- comunicación transparente con la sociedad definiendo alternativas desde el punto de vista técnico y analizadas con todos los grupos de interés por igual;
- certeza de que la evaluación de riesgos para las áreas en cuestión esté basada en las mejores técnicas disponibles, actualizadas periódicamente;
- aplicación de evaluaciones ambientales estratégicas como instrumento asociado a la licitación de áreas con recursos no convencionales y utilización de los resultados de las medidas correctivas genéricas para proyectos de características similares;
- iniciativas innovadoras factibles de ser aplicadas en el corto, mediano y largo plazo respecto del uso de agua que compite con el uso humano;
- acceso de las autoridades competentes a un presupuesto adecuado y a recursos humanos debidamente formados para el desempeño de sus funciones;
- consideraciones sobre las garantías financieras de los operadores que cubran las responsabilidades potenciales por daños al medio ambiente, antes de dar comienzo a las operaciones.

# 6 Conclusiones

Los recursos no convencionales representan una fracción importante de los recursos hidrocarburíferos en varios países de América Latina y el Caribe. Es así que el desarrollo sostenible de estos recursos permitirá garantizar una fuente adicional de energía, diversificar el portafolio de la matriz energética y acompañar los esfuerzos de los Estados para alcanzar niveles cada vez mayores de prosperidad.

La producción regional de hidrocarburos no convencionales puede proporcionar beneficios económicos adicionales a las economías locales, regionales y nacionales, así como la ampliación de la diversidad de los suministros de hidrocarburos: se reducen los costes de importación y se incrementan los beneficios económicos indirectos, como el empleo y el desarrollo de una industria de suministro, que podrían ser importantes oportunidades para las comunidades y los países en los que tiene lugar la producción. Además, los ingresos por impuestos y regalías, en los planos regional y nacional, representan un valor agregado positivo.

En particular, el desarrollo del shale gas brinda beneficios adicionales para la transición hacia una economía mundial baja en carbono, ofreciendo una oportunidad sin precedentes para algunos Estados de América Latina y el Caribe de una mayor diversificación de sus fuentes de suministro de gas natural.

Las empresas socias de ARPEL concuerdan en que la explotación de hidrocarburos no convencionales tipo shale demanda grandes retos desde el punto de vista normativo y que la regulación existente en países como Argentina, Colombia y Brasil -y países de fuera de la Región- seguramente puede ayudar a generar las políticas y prácticas que se requieren en América Latina y el Caribe en el largo plazo.

La industria regional está continuamente invirtiendo en investigación y desarrollo para comprender y reducir al mínimo el impacto de la producción de hidrocarburos no convencionales. Las empresas socias de ARPEL están dispuestas a trabajar junto a los gobiernos y otros grupos relevantes de interés para una solución a largo plazo que sea adecuada para América Latina y el Caribe.

*Las empresas socias de ARPEL están dispuestas a trabajar junto a los gobiernos y otros grupos relevantes de interés para una solución sostenible que sea adecuada para América Latina y el Caribe*

# 7 Glosario

| | |
|---|---|
| Agente de sostén | Constituyente del fluido de estimulación hidráulica usualmente arena o partículas cerámicas que se utilizan para mantener la fractura abierta una vez la presión de la estimulación hidráulica se reduce. También llamado Propante o Apuntalante. |
| Agua de producción | Agua presente naturalmente en los poros de las rocas de un reservorio. |
| Agua de retorno | Es el fluido que retorna, inmediatamente luego de fracturar, cuando el pozo es puesto a fluir. Está constituido por el agua inyectada más los retornos de tapones rotados, cemento, agente sostén y fluido de fractura degradado. A medida que progresa en el tiempo entra también en su constitución agua de producción, petróleo y/o gas y minerales de formación disueltos. También se conoce como flowback. |
| Brent | Tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. |
| CAPEX | Deriva de la conjunción de CAPital EXpenditures y se refiere a inversiones de capital que crean beneficios. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. |
| Darcy | Unidad de medición de la permeabilidad. |
| Finding + Development | Costo operativo asociado a los recursos necesarios para localizar nuevos reservorios de petróleo/gas y el gasto continuo de extracción de los hidrocarburos a lo largo del ciclo de vida de las reservas. |
| Flaring | También conocido como quema. Se refiere a la quema de gas no deseado a través de un tubo (también llamado quemador o antorcha). La quema es un medio de eliminación utilizado cuando no hay modo de transportar el gas al mercado y el operador no puede usar el gas para otro fin. |
| Fluido de retorno | Fluido generado inmediatamente después de una actividad de estimulación hidráulica que contiene parte del fluido de estimulación hidráulica con otros componentes de origen natural que hayan podido ser arrastrados del reservorio donde se realiza la fractura. |
| Integridad del pozo | Aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas necesarias para reducir el riesgo de liberación no controlada de fluidos de un reservorio a lo largo del ciclo de vida de un pozo. |
| Modo factoría | Diseño anticipado de operaciones continuas que permite poner pozos laterales, uno al lado del otro, abarcando toda la superficie horizontal del shale, luego fracturar y producir ahorrando tiempo, material y recursos humanos. La cantidad de pozos perforados con esta modalidad es mayor y permite reducir los costos por pozo perforado. |
| OPEP | Organización de Países Exportadores de Petróleo (www.opec.org) |
| OPEX | Un OPEX, del inglés “OPerating EXpense”, es un coste permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales. |
| Permeabilidad | Capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna |
| Play | Familia de reservorios y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, y la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y de carga. |
| Pozos sumideros | También denominados pozos de inyección profunda. Es una instalación destinada a inyectar agua residual, en formaciones que poseen las condiciones de entrampamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces. |
| Quema | Ver flaring. |
| tcf | Trillion Cubic Feet (en inglés) - En español serían billones de pies cúbicos, es decir un millón de millones de pies cúbicos. |
| Venteo | El venteo del gas consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de petróleo o de gas, dejándolo fluir a la atmósfera. Es una medida utilizada solamente en caso de emergencia donde no hay capacidad de quema (flaring). |
| WTI | West Texas Intermediate. Es una corriente de crudo producido en Texas y el sur de Oklahoma que sirve como referencia para fijar el precio de otras corrientes de crudo. |

# 8 Referencias


- API (2009) - *Guidance Document HF1 - Hydraulic Fracturing Operations—Well Construction and Integrity Guidelines* - First Edition, October 2009 - Disponible en: http://www.api.org/~/media/Files/Policy/Exploration/API_HF1.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- API (2010) - *Guidance Document HF2 -Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* - First edition , June 2010 - Disponible en: http://www.shalegas.energy.gov/resources/HF2_e1.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- API (2011) - *Guidance Document HF3 - Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing* - First Edition, January 2011 - Disponible en: http://www.api.org/~/media/Files/Policy/Exploration/HF3_e7.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- ARPEL (2009) - *Sistema de Gestión de Relacionamiento Comunitario de ARPEL* - Asociación regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe - Disponible en: https://arpel.org/library/publication/342/ [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- Bond, C.E., Roberts, J., Hastings, A., Shipton, Z.K., João, E.M., Tabyldy Kyzy, J. y Stephenson, M. (2014) - *Life-cycle assessment of GHG emissions from unconventional gas extraction in Scotland* - Disponible en: http://www.climatexchange.org.uk/files/2514/1803/8235/Life-cycle_Assessment_of_Greenhouse_Gas_Emissions_from_Unconventional_Gas_in_Scotland_Full_Report_Updated_8.Dec.14.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- BP (2015) – *BP Statistical Review of World Energy*, June 2015 - Disponible en: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- CEPAL (2014) - *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe* - Comisión Económica para América Latina - Disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37647/S1420569_mu.pdf?sequence=1 [Accesado el 28 de diciembre de 2015]
- CEPAL (2015) - *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México* - Comisión Económica para América Latina - Disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37629/S1421128_es.pdf?sequence=1 [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- EIA (2013) - *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* - U.S. Energy Information Administration – Disponible en: http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/ [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- EIA (2015) – *International Energy Statistics* - U.S. Energy Information Administration – Disponible en: https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=53&aid=1 [Accesado el 29 de octubre de 2015]
- EPA (2012) - *Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews* - 40 CFR Part 63 [EPA-HQ-OAR-2010-0505 ] RIN 2060-AP76 - Disponible en: https://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417finalrule.pdf [Accesado el 30 de diciembre de 2015]
- EPA (2015a) - *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources* (External review Draft) - Executive Summary - June, EPA/600/R 15/047a - Washington D.C. 28p
- EPA (2015b) - *Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0* - EPA/601/R-14/003, Marzo 2015 - Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-03/documents/fracfocus_analysis_report_and_appendices_final_032015_508_0.pdf [Accesado el 16 de junio de 2016]
- Equitable Origin (2015) – *EO100™ Standard – Technical Addendum Shale Oil and Gas Operations* - Equitable Origin Standards - Disponible en: https://www.equitableorigin.org/media/eoweb-media/files_db/EO100_Standard_Shale_Oil_and_Gas_DRAFT_v2.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- FracFocus Chemical Disclosure Registry – https://fracfocus.org y https://fracfocus.org/chemical-use (2015)
- IAPG (2013) - *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales* - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas - GuttenPress, Buenos Aires, Argentina

- IEA (2012) - *Golden Rules for a Golden Age of Gas - World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, International Energy Agency - Disponible en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf [Accesado el 29 de diciembre de 2015]
- IGU (2012) - *Shale Gas – The facts about the environmental concerns* – International Gas Union. 2009-2012 Triennium Work Report, June 2012 - Disponible en: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Shale%20Gas,%20The%20Facts%20about%20the%20Environmental%20Concerns%20June%202012.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- IPIECA (2015) - *The IPIECA Global Water Tool for Oil and Gas* - Disponible en: http://www.ipieca.org/topic/water/global-water-tool [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- MacDonald, M. (2010). *Update on UK Electricity Generation Costs* - Disponible en: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65716/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf [Accesado el 29 de febrero de 2016]
- NAS (2013) - *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies* – National Research Council for the National Academy of Sciences - Committee on Induced Seismicity Potential in Energy Technologies; Committee on Earth Resources; Committee on Geological and Geotechnical Engineering; Committee on Seismology and Geodynamics; Board on Earth and Sciences and Resources; Division on Earth and Life Studies; National Research Council - Disponible en: http://www.nap.edu/download.php?record_id=13355 [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- NGS Facts – www.ngsfacts.org (2015)
- OGP/IPIECA (2013) - *Good practice guidelines for the development of shale oil and gas* - OGP Report No. 489, December 2013 - Disponible en: http://www.ipieca.org/publication/ogp-ipieca-good-practice-guidelines-development-shale-oil-and-gas [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- OGS (2011) - *Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field, Garvin County, Oklahoma* - Oklahoma Geological Survey Open File report OF1-2011 - Disponible en: http://www.ogs.ou.edu/pubsscanned/openfile/OF1_2011.pdf [Accesado el 4 de mayo 2016]
- OIT (1989) - *Convenio OIT Nro. 169 sobre pueblos indígenas y tribales en países independientes* - Disponible en: http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@ed_norm/@normes/documents/publication/wcms_100910.pdf [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- Stamford, L. y Azapagic, A. (2014) - Life cycle environmental impacts of UK shale gas. *Applied Energy,* Volume 134, 1 December 2014, Pages 506–518. Disponible en: http://ac.els-cdn.com/S0306261914008745/1-s2.0-S0306261914008745-main.pdf?_tid=e3fb7272-4d49-11e4-b011-00000aacb35f&acdnat=1412594228_7e6adc623b93fd19643477993fc653c6 [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- Stark, M., Allingham, R., Calder, J., Lennartz-Walker, T., Wai, K., Thompson, P., and Zhao, S. (2012) - *Water and Shale Gas Development - Leveraging the US experience in new shale developments - Accenture Report* - Disponible en: http://data.globalchange.gov/report/accenture-watershalegas-2012 [Accesado el 22 de marzo de 2016]
- UNGC (2015) - *The CEO Water Mandate* - United Nations Global Compact - Disponible en: http://ceowatermandate.org/ [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- USGS (2015) - *Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity* - by Rubinstein, J. L. and Mahani, A. B. en *Seismological Research Letters Volume 86, Number 4 July/August 2015*- Disponible en: https://profile.usgs.gov/myscience/upload_folder/ci2015Jun1012005755600Induced_EQs_Review.pdf [Accesado el 2 de mayo 2016]
- World Bank (2013) - *Thirsty Energy: Securing Energy in a Water-Constrained World* - World Bank Group - Disponible en: http://www.worldbank.org/en/topic/sustainabledevelopment/brief/water-energy-nexus [Accesado el 11 de noviembre de 2015]
- WRI (2014) - *Global Shale Gas Development - Water Availability and Business Risks* – World Resources Institute - Disponible en: http://www.wri.org/publication/global-shale-gas-development-water-availability-business-risks [Accesado el 11 de noviembre de 2015]

WHITE PAPER

# Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe

ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.
Actualmente sus socios representan más del 90% de las actividades del upstream y downstream en la región e incluyen a empresas operadoras nacionales, internacionales e independientes, a proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.

**Sede Regional:**
Javier de Viana 1018. CP 11200, Montevideo, Uruguay
Tel.: +(598) 2410 6993 | info@arpel.org.uy

www.arpel.org