

# RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA

## 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

Andrés Arroyo  
Andrea Perdiel



CEPAL



MINISTERIO DE  
ASUNTOS EXTERIORES DE NORUEGA

# RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA

## 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

Andrés Arroyo  
Andrea Perdriel



NACIONES UNIDAS

CEPAL



MINISTERIO DE  
ASUNTOS EXTERIORES DE NORUEGA

Este documento fue elaborado y coordinado por Andrés Arroyo, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Se contó con la contribución sustantiva de Andrea Perdiel, abogada magister de la Universidad del Desarrollo de Santiago de Chile, especialista en temas de fiscalidad, recursos naturales y medio ambiente. El autor principal agradece a Manlio Coviello, Jefe de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL y a Ricardo Sánchez, Oficial a cargo de de la División de Recursos Naturales e Infraestructura por el impulso hacia esta investigación. Asimismo se agradece a Mauricio Medinaceli, consultor de la CEPAL, por los aportes realizados a la investigación. Se valora el intercambio de ideas y la provisión de información e insumos a las siguientes autoridades y profesionales: Héctor Manosalva Rojas y Edward Tovar (Ecopetrol, Colombia); Javier Betancourt Valle, Nicolás Mejía Mejía, Carlos Mantilla McCormick y Sergio Adrián López Isaza (ANH Colombia); Juan Carlos Zepeda Molina, Néstor Martínez Romero, Óscar J. Roldán Flores, y Azhanty Jheman (CNH, México); Fluvio C. Ruíz Alarcón y Lauro Baltierra (PEMEX, México); Fernando Giliberti y Jorge Peña (YPF, Argentina); Guillermo A. Coco (Provincia del Neuquén, Argentina); Alberto Saggese (Gas y Petróleo del Neuquén S.A., Argentina); Florencia Saulino (Universidad de Palermo, Argentina); y Helder Queiroz, y Olavo Colela Junior (ANP, Brasil). Se agradecen las sugerencias y comentarios sobre este documento a Hugo Ventura, Ryan Carvalho, Eugenio Torijano, y Manuel Eugenio Torijano de la sede subregional de la CEPAL en México. Esta investigación se concluyó en Noviembre de 2014, por lo que cuenta con información disponible hasta dicho mes.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la organización.

---

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1680-9017

LC/L.3948

Copyright © Naciones Unidas, enero de 2015. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

# Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Introducción</b> .....	9
<b>I. La energía en las agendas de desarrollo sostenible</b> .....	11
A. El papel del gas natural en el acceso universal a servicios de energía modernos.....	14
<b>II. El gas natural en yacimientos no convencionales</b> .....	17
A. Hidrocarburos en yacimientos no convencionales.....	17
1. Petróleo.....	18
2. Gas natural.....	18
B. La cuantificación de los recursos del gas natural.....	19
C. Posibles impactos ambientales y consideraciones hacia alternativas.....	20
1. Riesgos relacionados al recurso agua.....	20
2. Riesgos sísmicos.....	24
3. Riesgos por el uso de aditivos químicos.....	24
4. Riesgos por contaminación causada por el metano.....	25
D. Inversión en el desarrollo sostenible.....	25
<b>III. El gas natural no convencional en los Estados Unidos</b> .....	27
A. Aspectos técnicos y económicos.....	27
B. Aspectos medioambientales.....	30
C. Aspectos socioeconómicos.....	31
<b>IV. El gas natural en América Latina y el Caribe</b> .....	33
A. Precios y costos.....	34
B. Inversión.....	35
C. Reservas, producción y consumo.....	38
D. Participación estatal en la renta de hidrocarburos.....	40
<b>V. El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión técnica.</b> .....	43
A. Recursos de gas natural de esquisto en América Latina y el Caribe.....	43
B. Formas de adjudicación de áreas y participación de la inversión.....	46

1.	Argentina.....	47
2.	Brasil.....	51
3.	Colombia.....	52
4.	México.....	53
<b>VI.</b>	<b>El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión económica.</b> .....	<b>57</b>
A.	Inversión en el desarrollo de gas natural no convencional.....	57
1.	Premisas de buenas prácticas en la atracción de inversiones.....	58
2.	La experiencia en la Argentina.....	60
B.	Regímenes fiscales, sistemas contractuales e incentivos.....	60
1.	Argentina.....	63
2.	Brasil.....	67
3.	Colombia.....	67
4.	México.....	69
C.	Análisis de inversiones y factibilidad de proyectos de gas natural de esquisto.....	71
<b>VII.</b>	<b>El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión ambiental.</b> .....	<b>77</b>
A.	Principios medioambientales.....	78
B.	Principales afectaciones y consideraciones.....	79
C.	La propiedad de la superficie y los derechos de los pueblos indígenas.....	88
<b>VIII.</b>	<b>El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión socioeconómica.</b> .....	<b>91</b>
A.	Implicancias sociales y económicas.....	91
1.	Nivel local.....	91
2.	Nivel nacional.....	92
B.	Políticas sociales, empresariales y comerciales.....	93
1.	La responsabilidad social empresarial.....	95
<b>IX.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	<b>101</b>
	<b>Bibliografía</b> .....	<b>105</b>
	<b>Serie Recursos Naturales e Infraestructura: números publicados</b> .....	<b>109</b>
<b>Cuadros</b>		
CUADRO 1	PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL RESPECTO A VARIABLES ENERGÉTICAS, AÑO 2012.....	15
CUADRO 2	RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	20
CUADRO 3	CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES EN LOS ESTADOS UNIDOS.....	28
CUADRO 4	TIPOS Y FRECUENCIA DE LOS INCIDENTES OCURRIDOS EN EL YACIMIENTO MARCELLUS SHALE EN EL ESTADO DE PENNSYLVANIA, ESTADOS UNIDOS. PERIODO 2008-2010.....	31
CUADRO 5	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL.....	39
CUADRO 6	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): CARACTERÍSTICAS DE YACIMIENTOS DE GAS NATURAL DE ESQUISTO, CERCA DEL 2013.....	45
CUADRO 7	ARGENTINA: RESULTADOS DE LAS RONDAS LICITATORIAS REALIZADAS EN LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN EN ÁREAS PROSPECTIVAS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	50
CUADRO 8	COLOMBIA: RESULTADOS DE ÁREAS ADJUDICADAS PARA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN LAS RONDAS LICITATORIAS. AÑOS 2012 Y 2014.....	53
CUADRO 9	MÉXICO: RESULTADOS DE LA RONDA CERO Y ÁREAS ASIGNADAS A PEMEX, AÑO 2014.....	54

CUADRO 10	MÉXICO: POTENCIALES ÁREAS NO CONVENCIONALES A SER SUBASTADAS EN LA RONDA 1 EN EL AÑO 2015 .....	55
CUADRO 11	REGIMEN FISCAL Y CONTRACTUAL PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE GAS DE ESQUISTO. LOS CASOS DE ARGENTINA, BRASIL, COLOMBIA Y MEXICO. AÑO 2014.....	61
CUADRO 12	CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN PROYECTO DE GAS NATURAL DE ESQUISTO .....	73
CUADRO 13	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PRINCIPALES VARIABLES .....	75
CUADRO 14	POR SOBRE EL PRECIO DE EQUILIBRIO .....	75
CUADRO 14	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS NORMAS TÉCNICAS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES....	83
CUADRO 15	ANÁLISIS DE FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LAS NORMAS TÉCNICAS APLICABLES.....	87

### Gráficos

GRÁFICO 1	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS ANTE LA EVOLUCIÓN INTERNACIONAL DE PRECIOS Y COSTOS.....	35
GRÁFICO 2	REGIONES DEL MUNDO Y MUNDO: PARTICIPACIÓN SEGÚN TIPO DE COTIZACIÓN DE PRECIOSA Y PRECIOS MAYORISTAS DEL GAS NATURAL A NIVEL REGIÓN Y PAÍSES SELECCIONADOS .....	36
GRÁFICO 3	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN, EL CONSUMO Y LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL, 2000-2013 .....	39
GRÁFICO 4	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: CONSUMO DE GAS NATURAL, SEGÚN FUENTE DE SUMINISTRO, COTIZACIÓN DE PRECIOS Y SECTOR DE DESTINO .....	40
GRÁFICO 5	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): PERFIL DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA ECONÓMICA DE EQUILIBRIO DE UN PROYECTO DE GAS NATURAL DE ESQUISTO .....	75
GRÁFICO 6	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS NATURAL Y REQUERIMIENTO ANUAL DE AGUA, SEGÚN PAÍSES Y TIPO DE RESERVORIO, 2015-2030.....	80

### Recuadros

RECUADRO 1	LA GESTIÓN DEL RECURSO AGUA EN LA INICIATIVA ARGENTINA “RED AZUL”.....	61
RECUADRO 2	“REGLAS DE ORO” DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA PARA LA INDUSTRIA DE NO CONVENCIONALES, AÑO 2012.....	81
RECUADRO 3	RECOMENDACIONES DE LA UNION EUROPEA SOBRE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (COMO EL GAS DE ESQUISTO) UTILIZANDO LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA DE ALTO VOLUMEN.....	82
RECUADRO 4	BUENAS PRÁCTICAS INTERNACIONALES CON RELACIÓN A LA RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE).....	97

### Diagramas

DIAGRAMA 1	EL TEMA ENERGÉTICO DENTRO LA DISCUSIÓN DE POLÍTICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE .....	13
DIAGRAMA 2	GAS NATURAL EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y CARACTERÍSTICAS DE LA TÉCNICA DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	19
DIAGRAMA 3	RED LOGÍSTICA DEL GAS NATURAL DE ESQUISTO Y ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO AGUA EN FUNCIÓN AL CICLO DE VIDA DEL CAMPO .....	23



## Resumen

---

La región de América Latina y el Caribe es una región importadora de gas natural. Ante la experiencia de los Estados Unidos, en los últimos años se ha visto un creciente interés por parte de países como la Argentina, el Brasil, Colombia y México de incorporar paulatinamente el desarrollo de yacimientos gasíferos no convencionales, dados los recursos regionales estimados en más del 20% de aquéllos mundiales, en la agenda de política pública tendiente a la búsqueda de independencia energética, crecimiento económico sostenible e inclusión social, siendo estos aspectos propios de la agenda mundial de desarrollo. Queda en debate el grado en el cual la atracción de inversiones y la política interna de los países coadyuvarían a la consecución de los anteriores objetivos al presentarse desafíos en torno a la búsqueda de alianzas en la dimensión económica, ambiental y social del desarrollo sostenible.

Haciendo pleno uso de su dominio sobre los recursos, los países analizados han optado por continuar con sistemas adjudicatarios aplicables a los yacimientos convencionales, como el caso de Brasil y Colombia que siguen aplicando licitaciones públicas, o por el contrario por un sistema mixto el cual involucra tanto las asignaciones directas en áreas reservadas a la empresa estatal o provincial cuanto en licitaciones públicas para las demás áreas, como es el caso de la Argentina y México. Los resultados de las subastas se reflejaron principalmente en los compromisos de inversión exploratoria, los cuales estuvieron relacionados con la disponibilidad de información geológica, incentivos contractuales y fiscales, regulación socio ambiental específica, infraestructura disponible y coyuntura política propia de cada país.

La Argentina y Colombia presentan importantes incentivos a nivel contractual, fiscal y de mercado para el desarrollo de no convencionales. A nivel contractual estos países permitieron plazos de exploración y explotación más largos, asignaciones directas a concesionarios de yacimientos convencionales con interés en el desarrollo de no convencionales, menores tasas de regalías y/o mayores precios de comercialización mayorista en comparación con un desarrollo tradicional, entre otros. Sin embargo en el Brasil y México, al estar en una etapa primaria del desarrollo, dichos incentivos no resultan ser tan evidentes.

El impacto de variables específicas por sobre la rentabilidad de las inversiones es interesante. Se determina que las variables que presentan mayor impacto y riesgo en la rentabilidad son: la producción inicial el primer año, el costo de inversión en pozo de desarrollo, la tasa de disminución de la producción, el costo de operación y las regalías. La búsqueda de políticas enfocadas a contar con mayor información

geológica y optimizar la perforación de pozos mediante aplicaciones tecnológicas de vanguardia, entre otros, influirían en la reducción de los costos de inversión y la factibilidad de proyectos.

Resulta importante la obtención de la licencia social en esta industria y para la técnica de fractura hidráulica, siendo que la única manera para llegar a ésta resulta de una participación de la sociedad civil de forma informada con respecto a las actividades a desarrollarse y en donde se propicie un espacio de diálogo entre los distintos agentes involucrados.

Los países seleccionados poseen pueblos indígenas en sus territorios, mismos que son dueños del suelo en el cual se desarrollaría la actividad de fractura hidráulica. Este aspecto genera otra obligación, la cual es diferente a la anterior participación pública, y estaría relacionada a la obtención legal obligatoria del consentimiento indígena así como la evaluación y determinación de formas de compensación por el uso de estos territorios.

Existe la necesidad de apoyarse en las por ahora ausentes normas ambientales específicas, las cuales no sólo establezcan medidas relacionadas a la perforación y terminación de pozos u operaciones a realizarse —como el caso de las actuales normas técnicas presentes en algunas provincias de la Argentina, Colombia o el Brasil— sino que permitan la incorporación de amplias medidas de prevención y mitigación ante posibles afectaciones por sobre el medio ambiente natural y la salud humana. Adicionalmente es importante contar con una institucionalidad ambiental y de recurso humano idóneo, los cuales puedan dar seguimiento a estas actividades de forma y manera independiente.

Algunas de las políticas tendientes a prevenir síntomas de la llamada “maldición de los recursos naturales” se darían por la creación de iniciativas nacionales, locales o empresariales hacia la inversión en capital humano. La creación de centros regionales de investigación y desarrollo, cláusulas contractuales en torno a la contratación y capacitación de mano de obra doméstica, requerimiento de contenido local en políticas de inversión extranjera y acuerdos comerciales —los cuales busquen el fortalecimiento de pymes y la creación de encadenamientos productivos de calidad— pudieran ser algunos ejemplos de políticas acertadas. Sin embargo dada la especificidad y características de los insumos industriales cuanto al acceso técnico y tecnológico presente en las actividades de perforación horizontal y fracturación hidráulica, con componentes patentados y confidenciales, las metas de contenido local pudieran verse en peligro.

La implementación de un enfoque precautorio hacia los posibles impactos ambientales identificados, requiere de un compromiso de las empresas del sector privado para mejorar e implementar una política ambiental exigente con estándares mínimos, con el objeto de ganar la confianza de una eventual población escéptica ante la aplicación tecnológica de la fractura hidráulica. La premisa detrás de la política de Responsabilidad Social Empresarial requiere que las empresas actúen no sólo en vigilancia de las normas locales sino también en función a los estándares internacionales vigentes en la industria. Las empresas se han convertido en actores partícipes y socios necesarios de los Estados para el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible, siendo que actualmente su consideración forma parte de cualquier agenda pública y privada.

## Introducción

---

El asegurar un acceso económico, confiable, sostenible y moderno a la energía para todos; forma parte de los objetivos mundiales de desarrollo sostenible durante las próximas dos décadas.

Es por este motivo que el desarrollo de nuevas fuentes energéticas para los países de la región hacia la consecución de este objetivo, debieran enmarcarse dentro de las dimensiones económicas, sociales y ambientales propias del concepto de sostenibilidad.

El desarrollo del gas natural no convencional, o gas natural en yacimientos no convencionales, representa una opción energética, siendo que el análisis en cuanto a su aplicabilidad resulta ser necesario.

Cualquier análisis que considere el desarrollo de este recurso debe situarse en un contexto económico muy particular caracterizado por una crisis energética y el afán por reducir la dependencia externa por parte de los países de la región. Esta coyuntura viene marcada por el creciente precio de energéticos como el petróleo, el irreversible agotamiento de reservas tradicionales de hidrocarburos, la preocupación por el abastecimiento al mercado interno y la búsqueda de alternativas ambientalmente sostenibles, entre otros.

El gas natural no convencional se ha convertido así en una novedosa alternativa de abastecimiento, dados los recursos potencialmente disponibles en la región. Por este motivo los países seleccionados de Argentina, Brasil, Colombia y México, tomando como ejemplo la experiencia de los Estados Unidos, están iniciando la incorporación tecnológica de la fractura hidráulica en el desarrollo de sus yacimientos.

Es importante conocer la experiencia de estos países con el fin de identificar tendencias comunes y en lo posible sugerir recomendaciones hacia buenas prácticas tendientes a un desarrollo sostenible, siendo que a nivel mundial su extracción ha sido cuestionada por las implicancias ambientales y sociales inherentes.

El presente estudio tiene el desafío de relacionar las tres dimensiones de desarrollo sostenible con la explotación de gas natural no convencional a nivel general y en específico para los países seleccionados.

En el capítulo 1 se conocerá el papel de la energía en la agenda mundial de desarrollo con el fin de identificar el rol del gas natural en ésta. En el capítulo 2 se abordará los conceptos básicos y características generales de este tipo de yacimientos. En el capítulo 3 se comentará la experiencia de los Estados Unidos al ser el país pionero en cuanto a la producción de gas no convencional. El capítulo 4

considerará la situación actual de la industria regional con el fin de conocer las debilidades y amenazas presentes para el desarrollo no convencional.

Desde el capítulo 5 en adelante, se tomará en cuenta la situación particular de los países estudiados en ámbitos técnicos, económicos, ambientales y sociales. Es así que en este capítulo, se dará a conocer la potencialidad de los recursos regionales y en base a éstos la forma de adjudicación de áreas. El capítulo 6 está destinado a abordar la dimensión económica considerando el régimen fiscal, contractual, las inversiones y su posterior análisis. En el capítulo 7 será necesario considerar la dimensión ambiental en cuanto a las normativas específicas existentes para este tipo de explotación. En el capítulo 8 se abordará la dimensión social y económica respecto a potenciales impactos, así como de políticas nacionales e industriales, en prácticas de responsabilidad social empresarial, tendientes a evitar algunos síntomas de la “maldición de los recursos naturales”. Las conclusiones y recomendaciones concluirán este estudio.

## I. La energía en las agendas de desarrollo sostenible

---

El desarrollo económico de los países está ligado a la energía. La energía coadyuva en la erradicación de la pobreza, al aumento de la producción alimentaria<sup>1</sup>, al aumento del empleo, la provisión de agua limpia, a la mejora en la salud<sup>2</sup> y la educación<sup>3</sup>, en la lucha contra el cambio climático<sup>4</sup> y al empoderamiento de la mujer entre otros.

Sin embargo en los países de la región aún existe el desafío de contar con un acceso universal a fuentes de energía limpias, económicas, modernas, segura y confiable, en un desarrollo integrado entre fuentes fósiles y renovables, a un mayor desacople del uso energético en el crecimiento económico y a la posible disminución de los subsidios energéticos al consumo, entre otros.

Una de las características de la iniciativa “Energía Sostenible para Todos (SE4ALL)” del año 2011 se da por la fijación de tres metas interrelacionadas y cuantificables a ser alcanzadas al año 2030, siendo dadas por:

- Asegurar el acceso universal a servicios de energía modernos<sup>5</sup>,
- Duplicar la tasa de mejora en eficiencia energética,
- Duplicar la participación de energía renovable en la matriz energética global<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> Un suministro confiable de energía puede ocasionar que los procesos de deforestación (debido al uso de leña) disminuyan ocasionando un aumento en la productividad de los suelos y en la producción de alimentos. Asimismo el gas natural y su encadenamiento con la industria de fertilizantes puede asimismo coadyuvar a este propósito.

<sup>2</sup> Si un hogar tiene acceso a energía que no genera humo mejora la salud de los niños menores de cinco años, dado que es esta población infantil la que acompaña, sobretudo en áreas rurales, a las madres en las tareas de cocina.

<sup>3</sup> En materia de impacto sobre educación e igualdad de sexos, el acceso a energía confiable y continua, generalmente libera tiempo de recolección de leña a los niños (en particular a las niñas), dado que no utilizan entre 2 a 3 horas al día para esta actividad, en su lugar, este tiempo liberado puede ser destinado a mayor inversión en educación.

<sup>4</sup> En la medida que se privilegie el acceso a energía limpia al menor costo posible, el impacto sobre el medio ambiente pudiera ser menor sin afectar las condiciones económicas de un determinado país. De acuerdo a Ionescuy & Pearsonz (2013) el consumo de gas natural genera menos CO2 en comparación al petróleo y carbón y requiere menos apoyo del Gobierno respecto a las energía renovables.

<sup>5</sup> Se entiende por acceso a energía moderna a “un hogar que tiene un acceso confiable y económico a facilidades limpias para cocinar, una primera conexión a electricidad con posterior aumento en el consumo eléctrico hasta alcanzar el promedio regional” (AIE, 2011).

Para guiar el trabajo de esta iniciativa se creó un grupo de alto nivel el cual produjo la agenda de Acción Global el año 2012. Dicha agenda emitió un plan concreto de involucramiento de los diferentes actores de la sociedad al ayudar a los países y a los grupos de interés a encaminarse hacia una estrategia de energía sostenible para todos, basada en elecciones tecnológicas propias a nivel nacional y local. Se empieza a observar el éxito de esta iniciativa en el involucramiento de gobiernos, el Sistema de las Naciones Unidas, Bancos Multilaterales de Desarrollo, el sector privado y la sociedad civil. Más de 70 países en desarrollo participan de esta iniciativa, mientras que países desarrollados, sociedad civil y empresas se comprometieron monetariamente a dicha causa (ONU, 2013).

De igual manera el tema de la energía se viene considerando en la discusión actual a nivel mundial respecto a la determinación de los nuevos objetivos de desarrollo que regirán después del año 2015, también entendidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)<sup>7</sup>, al mencionar el compromiso de que la energía sostenible para todos, sea abordada como un objetivo global. Esta tendencia está plasmada en el objetivo 7 del ODS denominado “Asegurar un acceso económico, confiable, sostenible y moderno a la energía para todos”, el cual a la vez de presentar nexos con otros objetivos del desarrollo, se caracteriza por el cumplimiento de las principales metas:

- a) Al 2030 asegurar el acceso universal a servicios de energía económicos, confiables y modernos.
- b) Incrementar sustancialmente la proporción de energía renovable en la matriz energética global al 2030.
- c) Duplicar la tasa global de mejora en eficiencia energética al 2030.

Este contenido y metas serán debatidos por los países en un proceso que se prolongará hasta el 2015.

El diálogo multilateral en torno a la agenda general, y a este objetivo en particular, ofrece una buena oportunidad para dotar del empoderamiento necesario a las instituciones, gobiernos y organizaciones de la sociedad civil. La promoción de la inversión y la creación de un círculo virtuoso entre el crecimiento, la productividad y la sostenibilidad ambiental mediante la incorporación de conocimientos y valor agregados a la estructura productiva, propiciarían un aumento de la inclusión en el mercado laboral y una mayor redistribución y regulación, así como una mayor convergencia entre las reformas tributarias y las políticas sociales (CEPAL, 2014a).

Las discusiones sobre estos nexos se enfocan en cómo promover soluciones energéticas integrales en la producción de múltiples dividendos, especialmente en el área de pobreza, agua, seguridad alimentaria, género, salud, educación y sostenibilidad ambiental.

Asimismo es de importancia considerar el nexo entre el objetivo 7 del área energía con el objetivo 17 el cual se caracteriza por establecer las medidas de implementación para su cumplimiento, las cuales se enfocan en la búsqueda de financiamiento sostenible, la transferencia tecnológica, la creación de capacidades y la coherencia institucional entre otros.

Este proceso debiera contar con políticas de monitoreo y rendición de cuentas relacionadas tanto al fortalecimiento en la generación de datos numéricos e indicadores de gestión, cuanto a la búsqueda de su transparencia y participación de la sociedad civil<sup>8</sup> (ver figura 1).

A nivel regional, algunas de las políticas dadas por la CEPAL y por el grupo de países G77 y China, están relacionadas al tema energético en sintonía con la gobernanza de los recursos naturales no renovables y en particular enfocados sobre el petróleo y el gas natural.

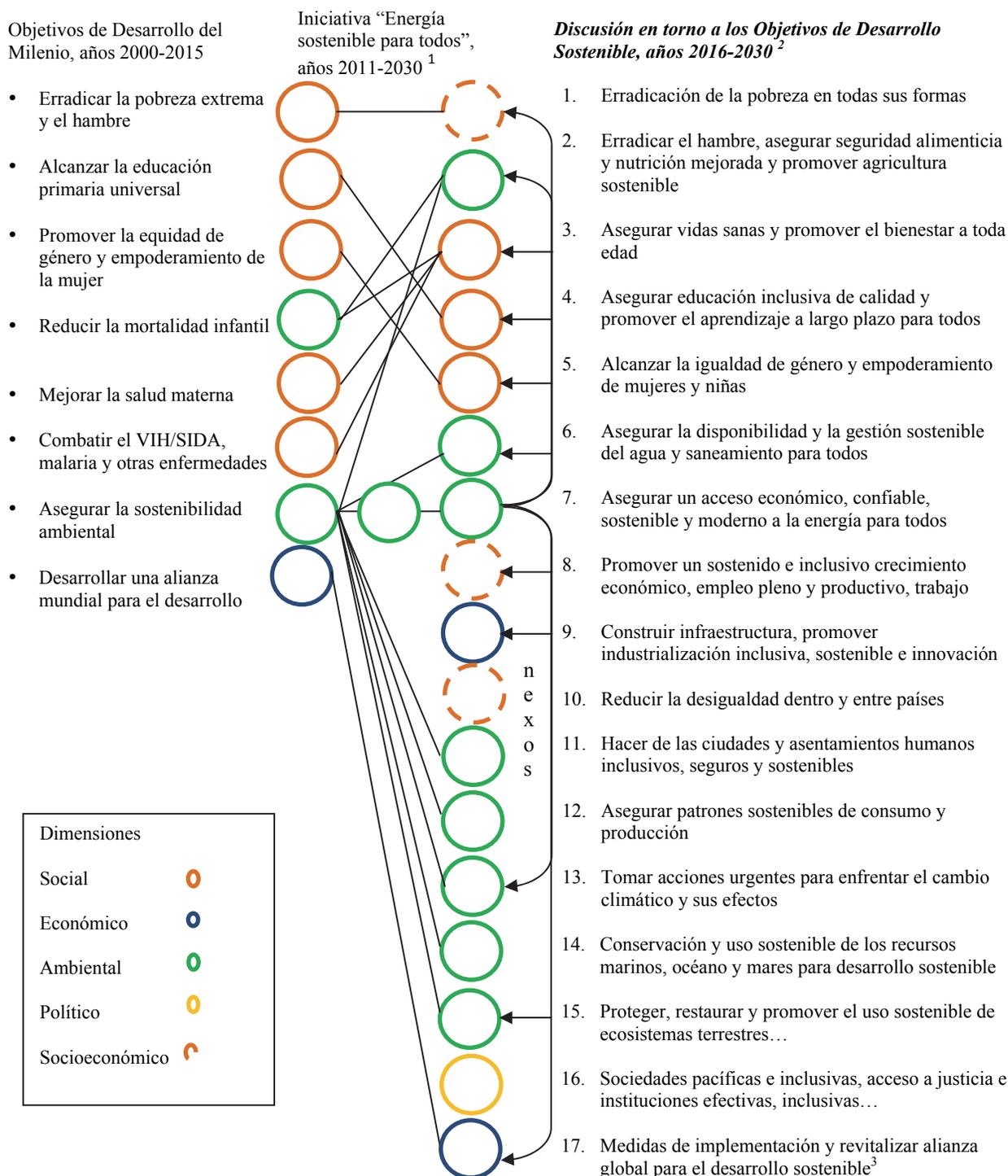
---

<sup>6</sup> Se estima existe una probabilidad de entre 66% a 90% de estar dentro el límite (2°C y 450ppm) de aumento en el calentamiento global si los dos objetivos de SE4ALL (eficiencia energética y renovables) son alcanzados de manera conjunta a pesar del mayor uso de energía (y contaminación) proveniente de fuentes fósiles dadas por el cumplimiento de la primera meta de acceso universal.

<sup>7</sup> Los países están de acuerdo en que los aspectos fundamentales de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), en particular la erradicación de la pobreza, deben permanecer en el centro de la agenda para el desarrollo después de 2015. Estos objetivos tienen que tratar las tres dimensiones (ambiental, social y económica) del desarrollo sostenible de forma integrada y basarse en los principios de desarrollo sostenible consolidados desde 1992. Los principios de soberanía y de responsabilidades comunes pero diferenciadas, en particular, deben regir la formulación de los objetivos de desarrollo sostenible. Además, es necesario que estos objetivos sean compatibles con los principios y marcos establecidos en los acuerdos, foros y procesos internacionales existentes (CEPAL, 2014a).

<sup>8</sup> Por ejemplo la implementación del Principio 10 de la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo del año 1992 –la cual reconoce la importancia del acceso a la información, la participación y la justicia en asuntos ambientales– serían centrales en la implementación y monitoreo de la nueva agenda de desarrollo. Para una discusión adicional ver el capítulo VII.

### DIAGRAMA 1 EL TEMA ENERGÉTICO DENTRO LA DISCUSIÓN DE POLÍTICA DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Fuente: Elaboración propia en base a las discusiones del "Grupo de Trabajo Abierto" de las Naciones Unidas de Julio de 2014.

Nota: 1. La iniciativa "Energía sostenible para todos SE4ALL" de la ONU del 20 de diciembre del 2010.

2. Información preliminar correspondiente a la discusión del 19 de julio del 2014. Por motivos de espacio puede no contener todas las palabras.

3. El área 17 considera aspectos como: financiamiento sostenible, transferencia tecnológica, creación de capacidades, comercio, política y coherencia institucional, alianzas entre grupos de interés y datos, monitoreo, rendición de cuentas.

Una de las características de esta política es el enfoque respecto a la aplicación del derecho propietario estatal sobre los recursos hacia la apropiación, distribución y uso de la renta económica generada bajo criterios de desarrollo sostenible<sup>9</sup>. En este sentido, una apropiada gobernanza del gas natural —en su contribución como fuente energética de transición y complementación con aquéllas renovables— pudiera contribuir a la consecución de las políticas y objetivos en actual discusión.

Sin embargo aún quedan como retos el lograr mayor progresividad en la participación del estado en las rentas por explotación de los recursos naturales ante ciclos de precios altos, mejor institucionalidad en cuanto a la gestión y uso de estas rentas en inversiones específicas en capital humano (educación y salud), infraestructura, innovación y desarrollo tecnológico.

Asimismo un mayor compromiso de la cooperación internacional en el suministro de recursos financieros, la asistencia oficial para el desarrollo, el alivio y reestructuración de la deuda, el comercio, la transferencia tecnológica, el impulso a la industrialización y el desarrollo industrial inclusivo y sostenible; permitirán que una renovada alianza mundial enfrente de mejor manera estos desafíos.

## **A. El papel del gas natural en el acceso universal a servicios de energía modernos**

Las características respecto al acceso universal a servicios de energía modernos —establecido como metas dentro la iniciativa “Energía Sostenible para Todos (SE4ALL)” y del objetivo de desarrollo sostenible “Asegurar un acceso económico, confiable, sostenible y moderno a la energía para todos”— se relaciona con los conceptos dados por el acceso a la electricidad y al uso de facilidades limpias para cocinar. La medición de estos aspectos en indicadores específicos para el sector residencial, resulta ser propia dentro de cada país y región específica.

Es así que para la región de América Latina y el Caribe cerca el 6% de la población (84% en el área rural) no cuenta con un acceso confiable y económico a la electricidad y cerca del 16% de la población (72% en el área rural) no tiene acceso a facilidades limpias, siendo que estos hogares aún dependen de la biomasa tradicional o leña para cocinar<sup>10</sup>.

El acceso de los hogares a la electricidad se da por medio de conexiones a la red de distribución, sistemas aislados o autoproducción; siendo usual la participación del gas natural y de las fuentes renovables, que incluyen la hidroelectricidad, en la generación eléctrica. En este sentido en la región cerca del 24% de la generación eléctrica proviene del gas natural, en donde a nivel país la limitada penetración gasífera evidenciada en el Brasil y Colombia contrasta con su importante participación en la Argentina, debido a la preferencia y factibilidad en los primeros países por la generación hidroeléctrica.

Por otro lado, el uso de facilidades limpias para cocinar se enfoca a la utilización de cocinas más eficientes como aquéllas que funcionan a través de gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), biogás o electricidad de fuentes renovables. El uso final del gas natural para la calefacción y la cocina representa para los hogares en la región un 12% del total de energía consumida, siendo aún inferior en dos tercios la proporción evidenciada en los países desarrollados en donde el gas natural y la energía solar entre otros, tienden a reemplazar al uso de la biomasa tradicional para estos propósitos.

Para los dos aspectos anteriores, México presenta una situación muy particular en la cual la importante utilización del gas natural en la generación eléctrica de cerca 51%, contrasta con el limitado uso final gasífero del 4% en el sector residencial (ver cuadro 1).

<sup>9</sup> El grupo G77 y China, en los numerales 38 al 42 de la Declaración de Santa Cruz del 15 de Junio de 2014, establecen tanto el derecho soberano de los países de aprovechar sus recursos en interés del desarrollo nacional y bienestar del pueblo cuanto en su responsabilidad de uso sostenible y cuidado del medio ambiente. Asimismo se toma nota en cuanto a los procesos de nacionalización con el fin de obtener mayores beneficios para las personas pobres y destino hacia la inversión en diversificación económica, industrialización y programas sociales.

<sup>10</sup> En algunos países como México cerca del 2% de la población no cuenta con acceso a la electricidad. Asimismo se estima que 16% de la población (19 millones de personas) aún depende exclusivamente de la leña para cocinar; siendo este energético responsable del 80% de la energía usada en los hogares rurales (Maseru, et al., 2005).

**CUADRO 1**  
**PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL RESPECTO A VARIABLES ENERGÉTICAS, AÑO 2012**  
*(En porcentajes)*

Región	Oferta primaria de energía	Generación de electricidad y calor	Consumo energético final del sector residencial	Consumo energético final de todos los sectores
Argentina	52	54	63	35
Brasil	10	8	1	6
Colombia	25	14	18	15
México	31	51	4	12
América Latina y el Caribe	24	24	12	13
Países OCDE	26	25	35	20
Mundo	21	22	19	15

Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2014b y AIE 2014c.

<sup>a</sup> Incluye a sectores industrial, transporte, residencial y otros.

En escenarios energéticos futuros se estima que la participación de fuentes fósiles a nivel mundial pudiera representar de entre 62% y 75% de la oferta primaria<sup>11</sup>, siendo la participación del gas natural de entre 22% a 24% al año 2030.

Parte del anterior aporte provendría del pleno desarrollo del gas natural no convencional, el cual ayudaría a reemplazar la utilización de otras fuentes de energía principalmente el carbón, siendo éste desplazado en más del 70% del total de oferta primaria, más del 80% del total de generación eléctrica<sup>12</sup> y en más del 35% del total de consumo final en sectores residencial, industrial, transporte y otros, con su correspondiente impacto sobre el medio ambiente<sup>13</sup> (AIE, 2012a).

Sin embargo para que el desarrollo de esta industria pueda coadyuvar a alcanzar el objetivo del acceso universal, implicaría la financiación de montos significativos de inversión desde la etapa de exploración y producción de energía primaria, como por la ampliación en infraestructura de generación, transmisión, distribución y uso enfocado al sector residencial<sup>14</sup>.

Se espera que estos montos de inversión significativos sean financiados por medio de una asociación compuesta por organismos internacionales, gobiernos nacionales y sector privado, en una renovada alianza mundial. El mayor involucramiento del sector privado a la vez de darse por medio de reglas y regulaciones claras en la atracción de inversiones debiera adscribirse a principios de desarrollo sostenible, presentes en iniciativas como el “Pacto Mundial”<sup>15</sup> que buscan tanto la incorporación de buenas prácticas en las operaciones mundiales de estas empresas cuanto en el apoyo a los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas.

<sup>11</sup> Correspondientes a los escenarios de incremento en el calentamiento global de hasta 2°C (450 ppm) y de presupuestos futuros respectivamente (AIE, 2012b).

<sup>12</sup> Se estima que precios promedios del gas natural de 6 y 11 \$us/MMBtu pudieran ser suficiente para propiciar una sustitución del carbón por gas natural en la generación eléctrica al contar con menores costos de generación de cerca 55 y 95 \$us/MWh en los Estados Unidos y la Unión Europea respectivamente. De esta forma la participación del gas natural en la generación de electricidad y calor a nivel mundial pudiera aumentar al 24%.

<sup>13</sup> Según la Agencia Internacional de Energía, el auge del gas de esquisto en los Estados Unidos ha coincidido con la reducción de hasta 450 millones de toneladas las emisiones de CO<sub>2</sub> en los últimos cinco años. Por otro lado en esta misma línea la Comisión Europea indica que la generación de electricidad a partir del gas de esquisto emite entre un 41% y un 49% menos de gases de efecto invernadero que las centrales eléctricas de carbón. Sin embargo la bondad del gas natural pudiera verse mermada al no implementarse medidas de prevención y mitigación de fugas de gas metano, el cual presenta un mayor impacto ambiental que el CO<sub>2</sub>.

<sup>14</sup> Se estima que para cumplir con esta meta es necesaria una inversión mundial en el sector eléctrico y residencial de cerca 48 mil millones de dólares por año durante el periodo 2010-2030, proveniente principalmente de la inversión para el acceso a la electricidad antes que a la compra de cocinas eficientes (AIE, 2011).

<sup>15</sup> Los diez principios de la iniciativa “Pacto Mundial” de la ONU del 21 de Enero de 1999, se dan por: 1. Apoyar y respetar la protección de derechos humanos, 2. No ser cómplices de violaciones a los derechos humanos, 3. Apoyar a la libertad de asociación, 4. Promover la eliminación de formas de trabajo forzoso, 5. Promover la abolición de trabajo infantil, 6. Promover la eliminación de la discriminación, 7. Apoyar el principio precautorio respecto a los problemas ambientales, 8. Promover una mayor responsabilidad ambiental, 9. Fomentar el desarrollo de tecnologías ecológicamente racionales, 10. Trabajar en contra de la corrupción. Ver discusión adicional en el capítulo VIII.



## II. El gas natural en yacimientos no convencionales

---

La categorización respecto a que si un hidrocarburo, en este caso petróleo o gas natural, se encuentra en yacimientos convencionales o no convencionales<sup>16</sup> viene determinada por características propias de geología, economía y de tecnología presentes al momento de la clasificación. Los reservorios convencionales respecto a los no convencionales presentan menores volúmenes de recurso hidrocarbúfero almacenado pero al ser de menor complejidad geológica requieren de menores precios y tecnología para su extracción.

Entre las características geológicas que determinan la diferenciación entre yacimientos convencionales y no convencionales esta aquella dada por la migración de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos en yacimientos convencionales se caracterizan en general por su migración desde la roca madre o roca generadora hacia la roca reservorio determinada por condiciones de porosidad y permeabilidad, desde donde fluyen con relativa facilidad a través de la perforación en pozo hacia la superficie. Por el contrario los hidrocarburos en yacimientos no convencionales serán aquellos que no están albergados en rocas porosas y permeables y no tienen la capacidad de fluir sin intervención, es decir permanecen en la roca madre donde se generaron o han migrado a rocas reservorio de características compactas.

### A. Hidrocarburos en yacimientos no convencionales

A continuación se realiza una breve descripción acerca de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales, y en específico gas natural, la cuantificación de sus recursos y los posibles impactos medioambientales dados por su explotación.

---

<sup>16</sup> Siendo igualmente utilizable los términos de petróleo o gas natural no convencional. En este documento se utilizará ambos términos de forma indistinta.

## 1. Petróleo

### a) Petróleo extra pesado

El crudo extra pesado es un hidrocarburo con un grado API menor o igual a 15, donde si la temperatura del reservorio es lo suficientemente elevada el crudo fluiría hacia la superficie, sin embargo, en reservorios con menor temperatura una inyección de gas será necesaria para estimular el flujo de la formación.

Cuando el crudo alcanza la superficie debe ser mezclado con algunos diluyentes (GLP en general) para permitir que fluya a través del ducto. Luego debe ser sujeto a una mejora en su calidad por medio de una planta de procesamiento para hacerlo más liviano y obtener un “Syncrude” con un rendimiento mayor de algunos combustibles. Posteriormente los diluyentes utilizados deben ser reciclados (separándolos) y son enviados nuevamente a punto de boca de pozo. Luego el crudo se dirige por varias etapas de “hydrocracking” y “cooking” para formar hidrocarburos más ligeros y remover el azufre.

### b) Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas contienen mezclas de hidrocarburos pesados o bitumen. En general dos toneladas de este tipo de arenas producen un barril de petróleo. En condiciones normales de presión y temperatura el bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. El proceso de extracción se realiza añadiendo agua y el lodo que se forma es transportado (a través de un ducto) a una planta de extracción donde del destilado del bitumen se obtiene un petróleo extra pesado el cual asimismo es sujeto a mejora en su calidad.

### c) Petróleo en arenas compactas (tight oil), petróleo de esquisto (shale oil)

Petróleo ubicado en rocas sedimentarias poco porosas de grano fino las cuales contienen relativamente altos volúmenes de materia orgánica. La característica de este tipo de yacimientos es que no presenta la suficiente permeabilidad para que el petróleo pueda ser extraído con los métodos convencionales, por ello son necesarias la perforación de pozos horizontales y la utilización de nuevas tecnologías de extracción como la fractura hidráulica. Esta tecnología consiste en inyectar agua con arenas especiales a elevada presión lo que fractura la roca y permite que el petróleo atrapado en la formación fluya hacia la superficie.

Aunque los términos de “shale oil” y “tight oil” se usan indistintamente, las formaciones de shale son sólo un subconjunto de todas las formaciones de tight de baja permeabilidad.

## 2. Gas natural

### a) Hidratos de gas

Estos recursos se generan y almacenan en sedimentos profundos marinos. El gas natural se encuentra en forma de sólidos cristalinos como 'cristales de hielo', que consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas rodeadas por moléculas de agua. El metano se encuentra cristalizado debido a las altas presiones y bajas temperaturas reinantes, por lo que su explotación estaría aún lejana aunque con alta potencialidad dada por sus volúmenes no menores (García, 2012).

### b) Metano en depósitos de carbón (coal bed methane)

Es un gas natural asociado a las capas de carbón que se encuentra retenido en fracturas y absorbido en la matriz de la roca del carbón. Usualmente consta de metano casi puro con pequeñas cantidades de nitrógeno y dióxido de carbono.

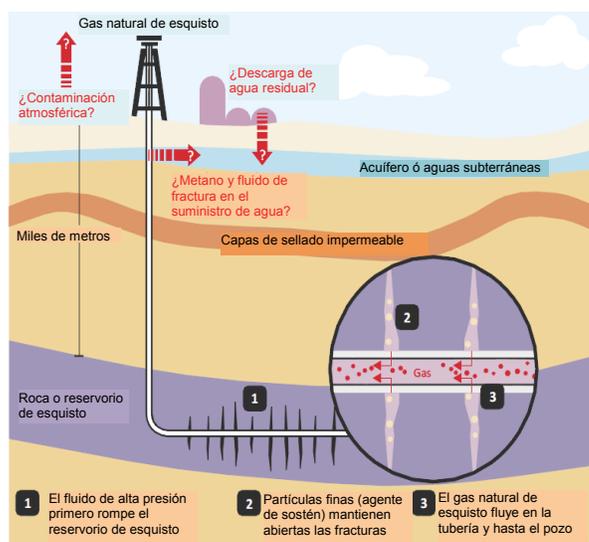
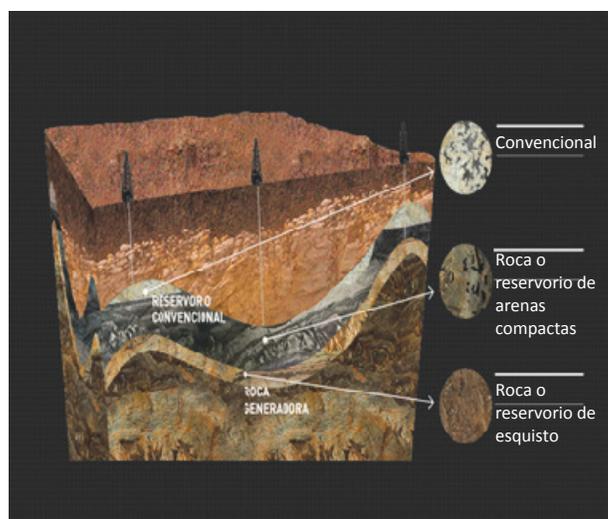
### c) Gas natural en arenas compactas (tight gas), gas natural de esquisto (shale gas)

El gas natural en arenas compactas, es aquel hidrocarburo contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad muy bajos. No son rocas madre, son rocas almacén aunque muy compactas, por tanto el gas no se ha generado en ellas, ha migrado desde la roca madre y se encuentra contenido en microfracturas y en la escasa porosidad matricial de la roca.

Por su parte el gas de esquisto, al igual que el petróleo de esquisto, se encuentra en la roca sedimentaria detrítica arcillosa rica en materia orgánica siendo en este caso la roca madre también la roca del reservorio. Estos tipos de yacimientos requieren la utilización de pozos horizontales y de técnicas como aquélla de fractura hidráulica la cual consiste en inyectar agua con arenas especiales a elevada presión lo que fractura la roca y permite que el gas natural atrapado en la formación fluya hacia

la superficie. Sin embargo esta técnica pudiera tener implicancias medioambientales las cuales serán abordadas más adelante (ver figura 2).

## DIAGRAMA 2 GAS NATURAL EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y CARACTERÍSTICAS DE LA TÉCNICA DE FRACTURA HIDRÁULICA



Fuente: Elaboración propia en base YPF 2014a y AIE, 2012<sup>a</sup>.

## B. La cuantificación de los recursos del gas natural

La Agencia Internacional de Energía (AIE) así como la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos de América (EIA) publican regularmente estimaciones respecto a los recursos técnicamente recuperables<sup>17</sup> de petróleo y gas natural tomando en cuenta cuencas geológicas específicas a nivel mundial. Estas estimaciones en general resultan ser optimistas y más aún si se las compara con las actuales reservas probadas existentes mostrando el gran potencial para su desarrollo futuro.

<sup>17</sup> Son recursos técnicamente recuperables a los recursos in-situ descubiertos y no descubiertos recuperables bajo la tecnología actual sin considerar aspectos económicos, estos recursos se vuelven reservas una vez que sean descubiertos y comerciales. Se puede asimismo entender como recursos recuperables remanentes a la suma de reservas, recursos contingentes y prospectivos (SPE, 2009).

Sin embargo vale la pena aclarar que no todos los recursos finalmente se vuelven reservas ya que dependen de las condiciones de mercado como los precios de venta y condicionantes técnicas y tecnológicas que influyen en costos, los que finalmente propician su descubrimiento y posterior desarrollo<sup>18</sup>. La viabilidad en la explotación de este tipo de recurso, en especial para países importadores dependerá asimismo de la voluntad política y de los condicionamientos medioambientales en torno a su explotación.

A pesar de que los recursos provenientes de yacimientos no convencionales son significativos en cerca 11.688 billones de pies cúbicos, y representan cerca la mitad de los recursos gasíferos totales a nivel mundial, su aporte en la producción pudiera ser menor. Al año 2030 se estima que la proporción de la producción acumulada o reservas desarrolladas suministrada por estos yacimientos alcanzaría a cerca del 23% y 10% para el mundo y la región de América Latina y el Caribe respectivamente (ver cuadro 2).

**CUADRO 2**  
**RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**

Región	Recursos técnicamente recuperables según tipo de reservorio cerca al 2013 (En billones de pies cúbicos)					Reservas probadas 2013 (en billones de pies cúbicos)	Producción acumulada <sup>b</sup> 2015-2030 (en billones de pies cúbicos)	Proporción de no convencional en producción acumulada <sup>b</sup> 2015-2030 (en porcentaje)	
	No convencional				Total				
	Conven- cional	Esquisto (Shale gas) <sup>a</sup>	Arenas compactas (Tight gas)	Metano en depósitos de carbón (Coal bed methane)					
América Latina y el Caribe	953	1.907	530	-	2.437	3.390	283	152	10
Mundo	14.866	7.344	2.684	1.660	11.688	26.554	6.558	2.193	23
Proporción regional en el total mundial (en porcentaje)	6	26	20	-	21	13	4	7	

Fuente: Elaboración propia en base a información de la AIE, 2012a y BP, 2014.

<sup>a</sup> Por otro lado las estimaciones realizadas por la EIA el 2013, presentan niveles cercanos de recursos para el gas de esquisto de cerca 1.975 y 7.201 billones de pies cúbicos para América Latina y el Caribe y el Mundo respectivamente.

<sup>b</sup> En base a escenario de pleno desarrollo sostenible del gas natural. Se considera precios promedios de gas natural para todo el periodo de cerca 6, 11 y 12 \$us10/MMBtu para Estados Unidos, Europa y Japón respectivamente. Asimismo los costos promedios unitarios de desarrollo y producción (inversión y operación) se estiman en los rangos de 3-7, 5-10, y 4-8 \$us10/MMBtu para Estados Unidos, Europa y China respectivamente.

## C. Posibles impactos ambientales y consideraciones hacia alternativas.

El desarrollo de la técnica de fracturación hidráulica ha recibido especial atención recientemente por los posibles efectos negativos que su desarrollo puede tener en el medioambiente y, sobre todo, en las comunidades donde se realiza. Los casos de contaminación del agua, contaminación del aire y los terremotos han sido atribuidos a las actividades de extracción de gas en zonas donde se han utilizado esta tecnología.

La figura 2, muestra gráficamente las características así como los potenciales peligros en la aplicación de la fractura hidráulica y por tanto la misma debe ser tratada como originadora de los impactos ambientales que se presentan a continuación, junto con la mención de las alternativas de prevención y mitigación.

### 1. Riesgos relacionados al recurso agua

El nexo agua-gas natural en yacimientos no convencionales se da a partir del acopio de agua, de la logística en el transporte de la misma, para posteriormente darse en el proceso industrial de perforación

<sup>18</sup> El menor retorno energético neto, dado por la energía producida respecto a la invertida, de este tipo de reservorios de 5:1 respecto a su par de reservorios convencionales de cerca 8:1, significa un mayor costo de producción, una menor tasa de producción y usualmente un mayor impacto ambiental en la etapa de extracción (Hughes, 2013).

de pozos, terminación y fractura hidráulica<sup>19</sup>; administración del agua residual o de retorno flowback así como su disposición. Aspectos todos de preocupación pública relacionada a posibles impactos medioambientales y de contaminación en los cuerpos de agua dada por derrames del fluido de fractura, emisiones fugitivas de gas natural, entre otros.

#### **a) Consumo de agua**

Aplicable a la industria de hidrocarburos, el requerimiento de agua por unidad energética producida es ampliamente disímil y variable según gas natural o petróleo, reservorios convencionales o no convencionales, proporción de recuperación in situ y aspectos técnico y tecnológicos en prácticas de reutilizo y reciclaje de agua<sup>20</sup> entre otros. En todo caso la intensidad del agua requerida por la industria resulta ser inferior a aquella para la producción de biocombustibles, siendo sin embargo de creciente interés aspectos relacionados a la calidad del recurso.

El agua es el componente más importante del fluido utilizado en la fracturación. Se estima que por cada terrajoule (Tj) de energía producida proveniente de gas natural convencional y no convencional como aquél de gas de esquisto, serían necesarios de entre 0,001 y 100 m<sup>3</sup> de agua respectivamente<sup>21</sup>, siendo que este requerimiento provendría en cerca un 10% del proceso de perforación y en 90% del proceso de terminación y fractura hidráulica en pozo.

Los grandes volúmenes de agua que se requieren para el proceso de fracturación es un tema de preocupación en ese proceso. Por un lado, es importante que el agua sea de buena calidad porque las impurezas pueden llegar a reducir la efectividad de los aditivos utilizados en el proceso; por otra parte gran parte de esa agua proviene de fuentes superficiales, tales como lagos y ríos, las que a su vez suelen ser fuentes de suministro municipales.

Por tanto, resulta de importancia la utilización de buenas prácticas en la industria tendientes a asegurar la disponibilidad y el uso sostenible del recurso con miras al cumplimiento del objetivo establecido en la agenda global y regional. En este sentido se han desarrollado muchas de las alternativas que se están ejecutando para reducir los efectos de mayor consumo de agua en la fracturación hidráulica.

Una de las alternativas que se está llevando a cabo es la de aprovechar los cambios estacionales en el caudal de los ríos para la obtención del agua, de tal forma que cuando los ríos experimentan crecidas, ya sea por lluvias o aportación de aguas subterráneas, se realiza el acopio del agua. Con ese mecanismo se consigue planificar y seleccionar el mejor momento para retirar el agua y evitar consecuencias en el suministro de agua potable a las zonas pobladas.

Otra alternativa a destacar es que las técnicas de tratamiento han hecho posible que el agua de retorno del proceso de fractura pueda ser reutilizada para nuevos procesos, lo que permite el establecimiento de un ciclo, reduciendo los efectos de mayor consumo.

#### **b) Contaminación de las aguas subterráneas**

Una de las preocupaciones del desarrollo de las técnicas de extracción del gas en formaciones no convencionales es que las operaciones bajo superficie del proceso de fracturación hidráulica podrían ponerse en contacto con acuíferos que serían contaminados por los fluidos de perforación, el metano y los contaminantes naturales del agua de formación subterránea. Una cementación defectuosa o una fractura en el cemento que separa la tubería del pozo suponen un riesgo para los suministros de agua subterránea. Si se produce una fractura en la zona donde el pozo entra en contacto con bolsas de agua subterráneas gran cantidad de los sólidos disueltos y el lodo de perforación pueden transmitirse directamente al exterior del pozo. Por ello, las tuberías de revestimiento son un elemento importante de la terminación del pozo respecto a la protección de los recursos de aguas subterráneas debido a que proporcionan aislamiento entre el agua subterránea y los fluidos del interior del pozo.

<sup>19</sup> El proceso de fractura hidráulica se da por la inyección a pozo de agua, arena y químicos a alta presión tendientes a fracturar la roca subterránea de baja permeabilidad y porosidad.

<sup>20</sup> El agua reutilizada se la emplea tanto dentro como fuera del sector sin tratamiento, mientras que aquella reciclada se la utiliza fuera del sector después de sufrir un proceso de tratamiento.

<sup>21</sup> La intensidad del agua en la producción de gas natural no convencional varía de 0,1 a 1 m<sup>3</sup>/Tj (para el tipo de gas en arenas compactas tight gas) y de 2 a 100 m<sup>3</sup>/Tj (para el tipo gas de esquisto o shale gas), montos superiores a aquella del gas natural convencional de entre 0,001 y 0,01 m<sup>3</sup>/Tj pero muy inferiores a aquellas dadas para la producción de carbón o biocombustibles de hasta cerca 170000 m<sup>3</sup>/Tj (AIE, 2012a).

### c) Logística en el transporte de agua

El transporte carretero de agua desde las fuentes de captación superficial o subterránea a las operaciones en campo puede ser una gran actividad. El proceso de fractura hidráulica por pozo en un periodo de entre 15 y 50 días requiere cerca de 15.000 m<sup>3</sup> de agua o su equivalente a 500 cargas de camión cisterna<sup>22</sup>, proceso el cual puede congestionar las vías carreteras con las consecuencias de tráfico derivadas.

La optimización en la cadena de suministro del agua por parte del operador o de las empresas de servicios terciarizadas —en particular durante las fases de perforación, terminación y fractura de pozo— resulta de importancia en la minimización de costos<sup>23</sup>, en el cumplimiento regulatorio medioambiental y en la sujeción a estándares de calidad en aspectos de salud y seguridad industrial.

Existe el desafío de contar con una logística que vele por la sintonía óptima entre el suministro, transporte, consumo y disposición de agua según requerimiento volumétrico y temporal dado por el ciclo de vida del pozo y campo (ver figura 3). Por ejemplo, una sobreoferta de agua pudiera ocasionar una congestión vehicular en las actividades de campo y en carreteras, aumentando los costos de producción e incumpliendo normas y estándares ambientales, por el contrario una escasez de agua pudiera frenar la operativa en campo aumentando los costos. Asimismo el ciclo de vida determinaría que el agua de retorno por pozo disminuya abruptamente desde el rango de 360 a 600 m<sup>3</sup> por día en las primeras dos semanas siguientes al proceso de fractura, al rango de 1 a 2 m<sup>3</sup> por día al cabo de tres meses de iniciada la producción regular (Waterworld, 2011).

Medidas tendientes a la reducción de la demanda hídrica, alternativas sustitutas al transporte carretero como aquél ferroviario o por ductos y la adopción de modelos y prácticas de administración logística conjunta entre estados y provincias a nivel de cuenca hídrica —mediante la optimización de procesos, la especialización del personal y la eficiencia en programas informáticos en sistemas centralizados de administración logística— pudieran considerarse en la disminución de costos de transporte.

### d) El fluido de retorno y su potencial contaminación

El agua que retorna a superficie mezclada con el agua de formación del reservorio —tanto después del proceso de fractura hidráulica cuanto durante la producción regular— se denomina agua residual o agua de retorno flowback. El agua residual representa entre 10% y 40% del monto de inyección inicial<sup>24</sup>, pudiendo asimismo presentar distintos niveles de calidad y cantidad en función al ciclo de vida del pozo. Esta volatilidad e incertidumbre, influida principalmente por condiciones físico-químicas presentes en reservorio, representan desafíos en la regulación y fiscalización así como en la operativa, logística y costos por parte de los operadores y de las compañías a cargo del manejo de agua residual<sup>25</sup>.

Las anteriores características del agua de retorno determinarían finalmente la elección tecnológica costo-efectiva respecto a su tratamiento y el posterior grado de reutilización y reciclaje en función a parámetros y estándares de calidad regulados y requeridos tanto en la propia industria cuanto en sectores de uso alternativo como el agrícola o doméstico. En este sentido pudieran existir las siguientes opciones respecto al manejo del agua residual:

- Reutilización sin tratamiento, siendo la más económica y frecuente hasta el límite en el cual el progresivo deterioro en la calidad del agua no perjudique ni ponga en riesgo los equipos de perforación ni las operaciones en campo dadas por un posible taponamiento de pozo.

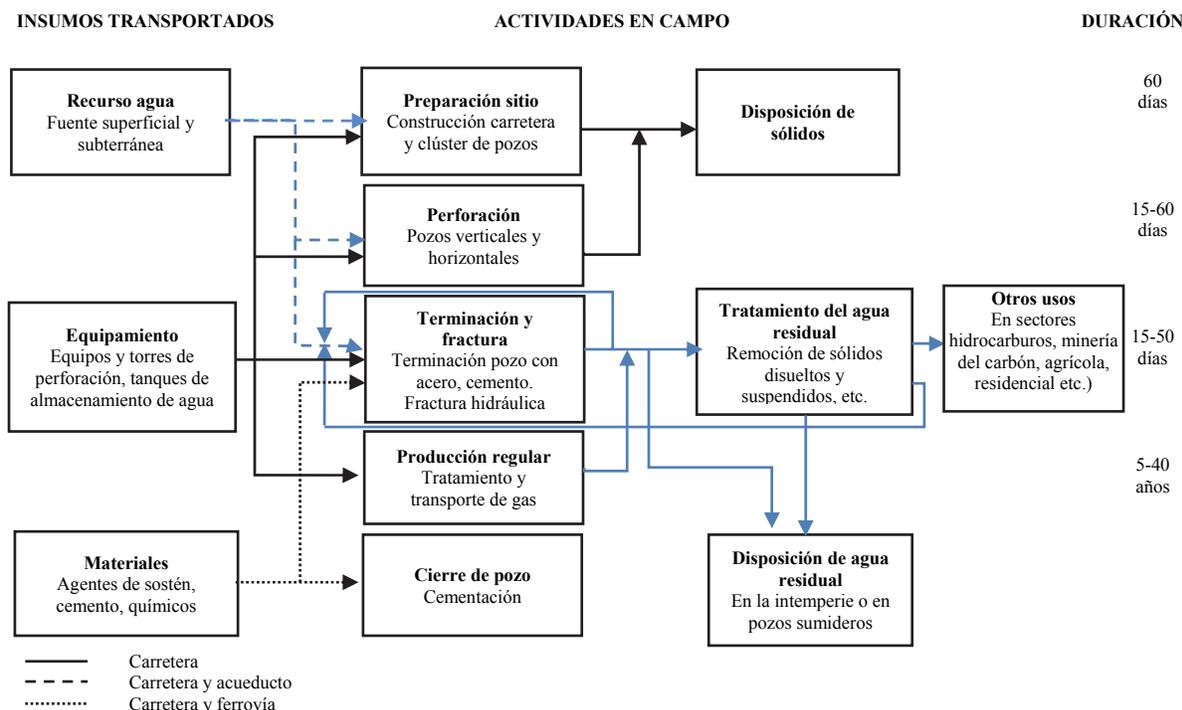
<sup>22</sup> Un camión cisterna puede transportar cerca de 30 m<sup>3</sup> de agua.

<sup>23</sup> El transporte del agua representa hasta el 40% y el 20% del costo de fractura hidráulica y de terminación de pozo respectivamente (Accenture, 2012).

<sup>24</sup> Un mayor (menor) porcentaje de retorno estaría relacionado a un reservorio denominado “húmedo” (“seco”) (Accenture, 2012).

<sup>25</sup> La calidad del agua residual con distintos niveles de salinidad puede estar influida por gases como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, helio; o elementos como el mercurio, arsénico y plomo y en algunos casos influido por materiales radiactivos.

**DIAGRAMA 3**  
**RED LOGÍSTICA DEL GAS NATURAL DE ESQUISTO Y ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO AGUA<sup>a</sup>**  
**EN FUNCIÓN AL CICLO DE VIDA DEL CAMPO<sup>b</sup>**



Fuente: Elaboración propia en base a Accenture, 2012 y Waterworld, 2011.

<sup>a</sup> En color azul según medio de transporte.

<sup>b</sup> El proceso de terminación y fractura incluye el tiempo del retorno del agua a superficie.

- Inyección en pozos profundos subterráneos, existente en prácticas frecuentes en los Estados Unidos pero controversial al existir posibles riesgos de sismicidad en áreas próximas a los sitios de los pozos. Al ser una opción relativamente económica esta práctica pudiera desincentivar el uso de prácticas de reutilización y reciclaje de agua en proyectos cercanos a pozos subterráneos sobre los cuales se permita y regule su uso como repositorio.
- Tratamiento dentro del campo, siendo que el reciclaje del agua en esta práctica pudiera buscar la remoción a través de un simple proceso de filtración y/o dilución de los sólidos suspendidos totales (SST) que pudieran atascar el pozo/formación pero no así de químicos como el hierro, magnesio, calcio o bario que pudieran deteriorar el equipamiento. Una vez que esta agua fuere tratada y reciclada pudiera mezclarse con niveles cada vez más crecientes de agua fresca para su reutilización en pozo. Esta opción presentaría limitados costos de transporte terrestre dados por el tratamiento in situ requerido en particular para los grandes volúmenes iniciales de retorno.
- Tratamiento dentro o fuera del campo, para su reciclaje y posterior vertido a los cuerpos de agua y/o utilización en el proceso de fractura. Esta práctica de gran costo pudiera buscar el tratamiento de la salmuera o generación de agua limpia a través de tecnologías de destilación termal, evaporación y cristalización de los sólidos disueltos totales (SDT)<sup>26</sup> ya sea dentro del campo mediante unidades móviles o a nivel regional mediante plantas centrales de tratamiento de alta capacidad y costo de transporte terrestre. Por lo general a menores niveles de SDT y mayores volúmenes de agua de retorno, menores los costos de tratamiento unitarios y mayores los incentivos a reciclar y reutilizar<sup>27</sup>.

<sup>26</sup> Se estima que en EE.UU. el costo unitario de remoción de SST se encuentra en el rango de 25-50\$/m<sup>3</sup> y el costo de remoción de SDT asciende a cerca 160\$/m<sup>3</sup> de agua (Waterworld, 2011).

<sup>27</sup> El porcentaje de reúso y reciclaje en el yacimiento estadounidense de Haynesville es pequeño en comparación con otros reservorios como Marcellus que presentan niveles cercanos al 100%, debido tanto a los limitados volúmenes de agua de retorno cuanto a su baja calidad al presentar elevados niveles de SDT.

La mejor estrategia de administración del agua en el desarrollo de no convencionales debiera considerar la especificidad propia de cada país relacionada a aspectos regulatorios, a las diferentes condiciones climáticas presentes en las cuencas hídricas, la disponibilidad propia de infraestructura, la demanda de los distintos sectores involucrados así como la especificidad geológica con influencia en la elección tecnológica apropiada.

### e) Interconexión de las fracturas con aguas subterráneas

Otra de las vías por la que se estima una posible contaminación es mediante las fracturas creadas tras la inyección del fluido hidráulico. La longitud de las fracturas suelen ser varios cientos de metros y su objetivo es la de cubrir el espesor de la formación a explotar. El fluido inyectado a presión para incrementar la longitud de las fracturas creadas, contiene diferentes aditivos químicos que podrían llegar a contaminar las bolsas de aguas subterráneas en las zonas más superiores, situación que justificaría las opiniones respecto a esta posibilidad. Sin embargo, la experiencia demuestra que las probabilidades de que se produzca una contaminación dada por la interconexión de las fracturas con los acuíferos en las capas más superficiales son mínimas y se justifica por los siguientes motivos:

- No se produce ninguna interconexión entre las fracturas creadas por la inyección de fluidos que están a una profundidad de entre 2.000 a 6.000 metros, respecto a los acuíferos subterráneos que se encuentran entre los 100 a 500 metros.
- El flujo entre ambas formaciones es poco probable debido a la menor permeabilidad vertical que presentan las formaciones de esquistos dadas por la Ley de Darcy<sup>28</sup>, la cual define la capacidad de un líquido para fluir a través de un medio poroso como la roca. Esta ley determina que es difícil que el líquido fluya de forma vertical a través de una capa de lutitas, al contrario de que cuando lo hace de forma horizontal, siendo que en éste el fluido inyectado encontrará mayor facilidad en desplazarse a lo largo de los planos de estratificación horizontal donde existen vías naturales.

## 2. Riesgos sísmicos

Otro de los riesgos que ha presentado atención es la posibilidad de que la fracturación hidráulica y/o la disposición del agua de retorno en pozos sumideros propicien terremotos de baja magnitud.

Las consideraciones anteriores sobre el límite superior de sismicidad de la fracturación y las conclusiones a las investigaciones sobre los casos asociados al proceso hacen necesario que se adopten las siguientes medidas preventivas (Zoback, 2012):

- Evaluación geológica preliminar del emplazamiento, para determinar fallas geológicas que pudieron no haberse identificado en investigaciones previas a la realización de operaciones extractivas.
- Establecer mecanismos que permitan minimizar los cambios de presión en profundidad.
- Establecer metodologías flexibles en función de los datos obtenidos por las compañías de control sísmico.
- Evitar la inyección en zonas con fallas activas. Para ello servirán de ayuda los métodos geofísicos para su identificación.

## 3. Riesgos por el uso de aditivos químicos

La utilización de los químicos utilizados en la fractura hidráulica también ha recibido importantes críticas al ser considerados nocivos para el ser humano en caso de que entren en contacto con bolsas de aguas subterráneas o su potencial impacto por sobre la contaminación del aire y del entorno cuando son vertidos en la superficie junto con el agua de retorno.

<sup>28</sup> El estudio de Darcy puede expresarse de la siguiente manera:

$$Q = -KA(dh/dl)$$

Donde:

Q es la tasa de flujo agua (volumen por unidad de tiempo); K es la conductividad hidráulica de un área de la columna; A es el área de la columna; Dh/dl es el gradiente hidráulico, es decir, el cambio desde la superficie hasta la formación de interés.

Con el fin de evitar su uso indebido, se han desarrollado normativas que permiten notificar la fabricación de productos químicos peligrosos y tóxicos y reconocer el derecho a notificar a la opinión pública. Como ejemplo, en EEUU se promulgó la Ley de Planeación de Emergencia y Derecho a Saber de la Comunidad (EPCRA, por sus siglas en inglés), que establece los requisitos para que los gobiernos federales, estatales, regionales y la industria adopten medidas respecto a la planificación de emergencias y el derecho de la comunidad a ser informada sobre los productos peligrosos y tóxicos que se utilizan.

#### **4. Riesgos por contaminación causada por el metano**

Las propiedades físicas del gas metano, baja viscosidad y baja densidad, facilitan su migración hacia la superficie cuando la integridad del pozo presenta deficiencias. Su migración hacia las capas superiores es posible incluso cuando no existen grandes fracturas incontroladas en la estructura maciza del pozo y la propia caña del pozo suele ser su vía de escape preferente; siendo esta situación de preocupación en las actuales políticas y estrategias contra el cambio climático dado el elevado potencial de calentamiento global que presenta el metano<sup>29</sup>.

Asimismo aunque el metano disuelto en agua no es actualmente clasificado como un peligro para la salud en caso de ingestión, es un asfixiante y constituye un riesgo importante de explosión e incendio.

Sin embargo, las emisiones de metano y CO<sup>2</sup> asociadas a la explotación y desarrollo de gas no convencional pueden minimizarse de forma significativa. De hecho, la implementación de prácticas industriales tendientes a la descarga y quema controlada de gas, además del desarrollo de equipos y tecnologías relativas a su captura y condensación para su comercialización Green Completion se utilizan siempre que sean posibles, evitando la descarga del metano a la atmósfera.

### **D. Inversión en el desarrollo sostenible**

El hecho de desarrollar los recursos de gas natural en yacimientos no convencionales implica una mayor inversión respecto a sus pares convencionales. En este sentido la AIE estima que el costo promedio de inversión por pozo en actividades de perforación y terminación aumentaría de 3 a 8 millones de dólares, debido a la tecnología de fractura hidráulica, la cual asimismo cambia la estructura de costos ya que ahora la mayor parte de la inversión se destina a la actividad de terminación en vez que a la de perforación.

El desarrollo sostenible de reservorios no convencionales tiene que estar en línea con la implementación y cumplimiento de estrictos niveles de control medioambiental, transparencia y participación de los grupos de interés, con el fin de prevenir una eventual oposición pública hacia las actividades de perforación y desarrollo.

De tomarse en cuenta medidas preventivas y precautorias enfocadas a la disminución de eventuales impactos medioambientales, éstas incrementarían el costo de inversión en la etapa de desarrollo, principalmente en la actividad de terminación, en cerca 7% hasta alcanzar más de 8,5 millones de dólares por pozo.

Dado lo anterior, para contar con un desarrollo sostenible de los recursos sería necesaria una inversión total a nivel mundial —desde la producción, refinación y transporte— de 9.740 miles de millones de dólares hasta el año 2035. A nivel regional este monto alcanzaría a más de 810 miles de millones de dólares, en donde el desarrollo de reservorios no convencionales representaría cerca del 18% o 150 miles de millones de dólares a ser invertidos durante las próximas dos décadas (AIE, 2012a).

La inversión antes mencionada se enfocaría al uso responsable del agua a través de mejoras en el sistema de disposición de residuos y re uso óptimo de agua, prevención de derrames en acuíferos, minimización del uso de compuestos químicos, medidas de cero venteo, mínima quema, mejora en la planificación de proyectos y control regulatorio entre otros<sup>30</sup>, dentro una interacción y confianza mutua entre gobierno y productores.

<sup>29</sup> En un siglo de vida, el metano es 20 veces más potente que el CO<sub>2</sub> en su contribución al calentamiento global.

<sup>30</sup> Asimismo es de importancia el establecimiento de estándares de calidad del aire y transparencia de información respecto a los químicos utilizados en los fluidos de perforación.



### III. El gas natural no convencional en los Estados Unidos

---

A principios del siglo veintiuno los Estados Unidos se resignaban a la dependencia energética de países políticamente inestables. La industria apuntaba a la ampliación de infraestructura de regasificación LNG a través del desarrollo de campos gasíferos en otros continentes, como aquel ruso de Shtockman u otros en Qatar, sin embargo el incremento de la producción interna hizo que dichas ideas sean postpuestas.

El desarrollo de yacimientos no convencionales que se viene dando la última década permitió que los mismos contribuyan con cerca el 65% de producción total de gas natural, brindando al país una mayor seguridad energética y la posibilidad de utilizar a futuro el gas natural como instrumento hacia un renovado reposicionamiento energético mundial. Este nuevo orden mundial pudiera tener implicancias e influencias por sobre la política, la producción de hidrocarburos y el desarrollo económico de los países de la región de América Latina y el Caribe.

Dado lo anterior, resulta importante conocer la experiencia respecto a las condiciones técnicas, económicas, sociales, regulatorias, comerciales y medioambientales, que propiciaron que el país sea el mayor referente a nivel mundial en cuanto al desarrollo de este tipo de yacimientos.

#### A. Aspectos técnicos y económicos

El impulso tecnológico en la fracturación hidráulica<sup>31</sup> y perforación de pozos horizontales, junto con los altos precios del gas natural Henry Hub cercanos a 9 \$us/MMbtu el año 2005 e incentivos fiscales en la perforación, permitieron que la producción aumente y que la explotación de este tipo de yacimientos sea rentable, en especial para aquéllos campos gasíferos de alto poder calórico<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> La tecnología de desarrollo de yacimientos no convencionales a través de la fractura de roca no porosa e impermeable, mediante inyección a alta presión de compuestos de agua, arena y químicos, fue desarrollada desde principios de los años ochenta por el ingeniero estadounidense George Mitchell, el cual durante más de una década desarrolló y perfeccionó esta tecnología sobre el reservorio Barnett en Texas, Estados Unidos. El emprendimiento contó con el apoyo del Departamento de Energía a través del Proyecto Eastern Gas Shales, el cual fomentó por catorce años esta investigación tecnológica con un presupuesto de cerca 137 millones de dólares.

<sup>32</sup> Donde además de la existencia de metano se extraen licuables de valor como el etano, propano, butano y condensados los cuales son cotizados en función al precio del petróleo.

Asimismo la regulación de gasoductos en función al principio de libre acceso independiente del tamaño del productor, la gran disponibilidad de infraestructura de gasoductos y servicios de perforación necesarios y los derechos de propiedad establecidos sobre el suelo y los recursos del subsuelo —siendo el mismo propietario en ambos casos— son aspectos congruentes y coincidentes hacia el desarrollo.

Sin embargo los operadores estadounidenses se siguen enfrentando a desafíos operativos no menores dados por las condicionantes geológicas específicas, volátiles e inciertas, relacionadas a las características de baja permeabilidad y porosidad presentes en este tipo de yacimientos.

Las bajas tasas de recuperación del gas natural en reservorio junto con la rápida pérdida de presión que ocasiona una alta tasa de disminución en la producción el primer año, demandan una gran actividad de equipos de perforación, una importante provisión de agua y energía en una constante búsqueda de soluciones tecnológicas novedosas en prácticas de investigación y desarrollo tendientes a la reducción aún mayor de costos y maximización de utilidades por parte de los operadores (ver cuadro 3).

**CUADRO 3**  
**CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES**  
**Y NO CONVENCIONALES<sup>a</sup> EN LOS ESTADOS UNIDOS<sup>b</sup>, AÑO 2012**

*(En unidades específicas)*

Indicadores	Unidades	Convencional	No convencional <sup>c</sup>	Nombre de campo o yacimiento	
Perforación, por pozo					
-Vertical	Metros	2.500-3.500	2.500-4.000	Haynesville	Woodford
-Horizontal	Metros	n.d.	1.000		
Agente de sostén, por pozo	Toneladas	n.d.	2.000		
Consumo de agua, por pozo	Metros cúbicos	n.d.	10.000-15.000		
Retorno y producción de agua, por pozo	Agua en gas natural	creciente	decreciente		
Tiempo de perforación, por pozo	Días	40-200	15-60		Barnett
Recuperación final estimada (EUR), por pozo	Millones de pies cúbicos	11.000	1.300-3.000	Fayetteville	Woodford
Productividad media, por pozo	Millones de pies cúbicos día	1	0,1-2,4	Bakken	Haynesville
Producción inicial al primer año, por pozo	Millones de pies cúbicos día	n.a.	0,2-8	Niobrara	Haynesville
Tasa de disminución de la producción el primer año, por pozo	Porcentaje	n.a.	47-78	Marcellus	Granite Wash
Recuperación de gas natural en reservorio, por pozo	Porcentaje	40-75	20-35		
Pozos requeridos en etapa de producción	Cantidad	n.d.	1.800-15.000		
Costo total de inversión en perforación y terminación, por pozo	Millones de dólares	3	4-9	Haynesville	Woodford
Costo de terminación en costo total de inversión, por pozo	Porcentaje	15	60		
Costo de fractura hidráulica en costo de terminación, por pozo	Porcentaje	n.a.	65		

Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012a, Hughes, 2013, Saussay, 2013, Accenture, 2012.

Nota: n.a. no aplica, n.d. no disponible

<sup>a</sup> Datos estimados promedios ya que los mismos varían según las condiciones técnicas, geológicas y de mercado presentes en cada reservorio y/o campo específico.

<sup>b</sup> Información estimada promedio de los mayores diez campos productores en tierra en los Estados Unidos.

<sup>c</sup> Los rangos corresponden a los campos o yacimientos estipulados en la última columna.

Mediante una evaluación de inversiones en un análisis de sensibilidad, se estima que la variable que presenta el mayor impacto por sobre la rentabilidad de proyectos de gas natural de esquisto en Estados Unidos es la tasa de disminución de la producción el primer año, cuyo impacto resulta ser el doble de

aquéllos dados por la inversión en pozo y caudal inicial de producción que la suceden. El precio del gas natural se encontraría en cuarto lugar de impacto por sobre la rentabilidad (Standard and Poor's, 2011).

Los pozos estadounidenses en yacimientos no convencionales muestran tasas de disminución en la producción en torno al 47% y 78% el primer año los cuales determinan el perfil de producción<sup>33</sup> y muestran la evidente diferencia respecto a los perfiles de producción de yacimientos convencionales en donde la producción es creciente en los primeros años, constante o plateau en los años intermedios y decreciente al finalizar los años de vida del pozo o campo<sup>34</sup>.

Asimismo los costos de perforación y terminación de pozos para yacimientos no convencionales resultan ser mayores respecto a aquéllos para convencionales entorno a 5 millones de dólares. Se estima que en los Estados Unidos existiría un costo fijo de inversión de cerca 450.000 dólares por pozo y por cada 500 metros de profundidad el mismo se incrementaría en cerca 1 millón de dólares<sup>35</sup>. Sin embargo estos costos resultarían ser inferiores a los observados en Reino Unido y Polonia, en donde los mismos resultan ser 1.5 y 3 veces más respectivamente respecto a aquéllos de los Estados Unidos (Saussay, 2013).

De igual forma el grado de disponibilidad y acceso al recurso hídrico pudiera tener efectos sobre el costo de inversión en pozo dado que cerca 40% del costo de fractura hidráulica se explica por el costo de transporte del agua (Accenture, 2012).

El precio del gas natural estadounidense Henry Hub de 3,7 \$us/MMbtu evidenciado en el año 2013 —cuya disminución el último quinquenio se debe al auge en la producción de gas natural de esquisto el cual asimismo propicia la disociación del mercado gasífero respecto al petrolero<sup>36</sup>— sólo permitirían desarrollar los reservorios y recursos más baratos así como financiar parte de la inversión de capital y no así la totalidad del costo de operación para los productores estadounidenses. A mediano plazo las empresas más pequeñas serían las más propensas a salir del mercado dado sus costos e importantes niveles de endeudamiento y pago de intereses, los que en última instancia influirían sobre su ranking crediticio. Sin embargo, la permanencia en el mercado estaría motivada por expectativas de mayores precios, menores costos, retención de concesiones ligadas a compromisos de perforación, razones estratégicas dadas por mayor conocimiento del reservorio o renuencia a mostrar disminuciones en producción ante accionistas.

En este sentido las compañías enfrentan una estrategia de reducir sus costos de producción, implementar mecanismos de cobertura financiera y buscar reservorios de alto poder calórico presente en reservorios de gas rico o asociados a la producción de crudo. Para reservorios gasíferos con contenido de líquidos de 0%, 10% y 30% se estima sean necesarios precios de equilibrio, para igualar ingresos y costos, de 5, 4 y 1 \$us/MMbtu respectivamente<sup>37</sup>.

Se espera a mediano plazo que el incremento en costos contribuya a un incremento en los precios. La presión sobre los costos podría darse por un incremento en la provisión de servicios, competencia con proyectos de petróleo respecto a la disponibilidad de torres de perforación y mayor demanda que requerirá un suministro adicional de gas natural a través de reservorios más caros. El impacto sobre la demanda sería causado por el sector eléctrico en la sustitución, por cuestiones ambientales, de carbón por gas natural en la generación eléctrica.

Una eventual exportación de gas natural estadounidense estaría dada por la estrategia corporativa de diversificación de portafolios en la asignación de mercados, al grado de indexación de los precios del gas natural con aquéllos del crudo, a la reacción rusa ante la competencia estadounidense en la provisión de gas natural y al desarrollo del gas no convencional en países como Canadá, China, Polonia y Australia.

<sup>33</sup> Este perfil de producción pudiera estimarse mediante la siguiente ecuación propuesta por Weijermars, 2013 y Saussay, 2013:

$$q(n) = q_i(1 + a)^n$$

Donde  $q_i$  es el caudal inicial de producción,  $a$  es la tasa anual promedio de disminución de producción y  $n$  es el año.

<sup>34</sup> Los perfiles de producción por pozo son muy variables, pero como parámetro general se pudiera pensar en una producción creciente los primeros cinco años, constante los siguientes quince y en caída los últimos diez.

<sup>35</sup> Se pudiera interpretar la relación del costo pozo respecto a la profundidad mediante la siguiente ecuación lineal:  
 $c=0,4555+0,002p$ .

Donde  $c$  es el costo pozo en millones de dólares y  $p$  es la profundidad en metros

<sup>36</sup> Ver discusión adicional en el capítulo IV.

<sup>37</sup> En función a un precio de venta de líquidos del gas natural en torno a los 50\$us/bbl (AIE, 2013).

Existe la percepción que la actual modificación en algunas plantas estadounidenses de LNG de importadoras (regasificadoras) a exportadoras (licuefactoras) —como la terminal Sabine Pass en Luisiana EE.UU. operada por Cheniere Energy u otras que se encuentran a la espera de los permisos correspondientes— podrían vender gas natural estadounidense a partir del año 2015 a mercados en Asia, Europa y América del Sur en precios menores respecto a los actuales de hasta un 40%. Situación que consolidaría al gas natural a nivel mundial y pudiera representar para la economía estadounidense mayores ingresos por exportaciones, creación de valor y empleo<sup>38</sup>.

## B. Aspectos medioambientales

La normativa aplicable en los Estados Unidos para el gas no convencional es una mezcla de leyes federales, estatales, regionales y locales.

En general las normas establecidas en los estados, en donde la producción es significativa, se centran en el control de la ubicación de las instalaciones y de la perforación en pozos horizontales dada por los sondeos en relación con los límites de propiedad de los recursos, las tasas máximas de producción, el entubado, la cementación y la restauración del emplazamiento. Por tanto los estados pueden regular aspectos como la inyección de fluidos en el subsuelo, aumento de las tasas de recuperación y mantener registros públicos de los volúmenes producidos e inyectados. Los estados también requieren de parte de la compañía, una notificación a los propietarios afectados y al público en general con el fin de ofrecer la oportunidad para presentar objeciones a los permisos de perforación.

Es importante mencionar que en los Estados Unidos se realizan revisiones periódicas sobre la efectividad de las normas estatales y federales aplicables a la exploración y producción, así como en los programas de gestión de residuos y tratamiento de aguas, etc., que ayudan a mejorar la coordinación y eficacia entre las agencias reguladoras estatales y federales. Algunos estados poseen varias agencias que pueden supervisar algunas facetas de las operaciones de producción de un recurso determinado. Estas estructuras están diseñadas dentro de cada estado para permitir que se adapten mejor a los ciudadanos y coadyuven a una mejor regulación de acuerdo a la actividad existente.

### Impactos ambientales en las zonas de producción

Al dedicar el presente capítulo a la experiencia estadounidense en la producción de gas de esquisto, resulta razonable realizar un análisis de las áreas de operación para determinar cuáles son los incidentes que ocurren con mayor frecuencia y encontrar los mecanismos que se han de adoptar para evitarlos.

Un estudio que servirá de ayuda es el realizado por la Pennsylvania Land Trust Association del año 2010, que identificó durante el periodo 2008-2010 un total de 1.056 incidentes<sup>39</sup> relacionados a la explotación de gas de esquisto en el campo Marcellus Shale (Ver Cuadro 4).

Bajo el anterior ejemplo estadounidense, se pudiera inferir a nivel general que los aspectos del proceso extractivo más sensibles se relacionan a la integridad en la construcción y control de pozos y disposición de aguas residuales que lleva a problemas de explosiones, fugas y contaminación. Varios de estos incidentes<sup>40</sup> encuentran sus causas en los aspectos desarrollados en el capítulo II anterior y sobre los cuales se contempló algunas formas de mitigación.

Por otra parte, se observa que un mayor número de incidentes corresponde a violaciones a normativas y actuaciones inadecuadas, lo que presenta la necesidad de una mayor responsabilidad y compromiso ambiental que han de tener los actores que intervienen en el proceso productivo. Por ello, es de importancia la implementación de mecanismos de vigilancia para hacer cumplir las leyes y evitar los daños por negligencia.

<sup>38</sup> Ver discusión del capítulo VIII respecto a políticas sociales, empresariales y comerciales.

<sup>39</sup> De un total de 1.614 incidentes, de los cuales 558 no están relacionados a la explotación de gas de esquisto.

<sup>40</sup> Otra tendencia que se observa es que muchos de los incidentes presentados pueden llegar a producirse en cualquier pozo de gas sea convencional o no convencional.

**CUADRO 4**  
**TIPOS Y FRECUENCIA DE LOS INCIDENTES OCURRIDOS EN EL YACIMIENTO MARCELLUS SHALE**  
**EN EL ESTADO DE PENNSILVANIA, ESTADOS UNIDOS. PERIODO 2008-2010**

Tipo de incidente	Número de casos observados
Desarrollo e implementación inadecuada de los planes de erosión y sedimentación	299
Prácticas defectuosas hacia la prevención de la contaminación del aire	212
Construcción inadecuada de piscinas de agua residual	162
Descargas de residuos industriales	155
Violaciones de leyes del Estado de Pensilvania, en relación al agua y al tratamiento de desechos	91
Inadecuada cementación y revestimiento del pozo	50
Violaciones de los permisos de explotación	46
Deficiente restauración del sitio de extracción	20
Incorrecta aplicación y gestión de residuos	17
Malas prácticas de prevención de explosiones en pozos	4
<b>Total</b>	<b>1 056</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Pennsylvania Land Trust Association, 2010.

La disponibilidad de personal técnico con mayor y mejor conocimiento en control de pozos resulta asimismo necesaria para evitar los accidentes por errores operacionales como derrames, contaminación, fugas<sup>41</sup> o explosiones en la cabeza del pozo.

Finalmente el realizar estudios hidrogeológicos iniciales para determinar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar, puede llegar a reducir muchos incidentes con efectos en la contaminación de aguas. Es por ello importante el conocimiento del estado real del área a explotar con el fin de conocer los verdaderos impactos del desarrollo del recurso gasífero hacia el lineamiento de una responsable política energética y ambiental acorde al desafío.

### C. Aspectos socioeconómicos

Pese a que al momento no existe una conclusión definitiva en cuanto al impacto socioeconómico del desarrollo del gas natural en los Estados Unidos —debido a los diversos estudios en la materia muchas veces contradictorio— lo que sí queda claro es que este tipo de desarrollo, independientemente del grado de influencia, presenta muchas de las fortalezas y debilidades que se evidencian en una explotación tradicional de recursos naturales no renovables.

Si bien muchos estudios concuerdan en que esta actividad produjo un aumento en los empleos y un despliegue de industrias relacionadas como la petroquímica —debido a menores precios del gas natural insumo— queda en discusión aspectos relativos a que si la industria gasífera propicia una mejora en las condiciones de empleo, aumentos en los salarios acordes al aumento de la productividad, crecimiento económico, mejoras en la calidad de vida e igualdad de la población local, entre otros.

Es así que por más de haber existido un aumento estimado de entre 231 a 513 mil nuevos puestos de trabajo en el periodo 2000-2010, no se evidenció mejoras en los salarios de las personas que vivieron cerca de los campos gasíferos (Manilo & Mastromonaco, 2014). Asimismo no existe evidencia de si este aumento en la mano de obra estuvo acompañado de una disminución de aquélla proveniente de otros

<sup>41</sup> Las fugas de metano son un aspecto de preocupación, siendo que por ejemplo en el país y en estados como Texas o Dakota del Norte □ con cuencas productoras como Eagle Ford o Bakken respectivamente □ aún no se llega a consensos respecto a su cuantificación en la producción de hidrocarburos no convencionales. Las fugas de metano pueden representar entre el 1,2% y el 10% de la producción de gas dependiendo el estudio científico, siendo que un nivel mayor al 3,2% pudiera eliminar los beneficios en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que brindaría un mayor uso del gas natural respecto al carbón en la generación eléctrica. De igual forma no queda claro el origen de las fugas en las etapas del proceso productivo, siendo que aquéllas provenientes de actividades de fractura y terminación de pozos pudieran ser modestas respecto a las provenientes en etapas de transporte y procesamiento del gas natural (IHS, 2014b).

sectores como el manufacturero, desplazamiento laboral propio de las características de la “enfermedad holandesa” (Brown, 2014).

Asimismo por más de existir un aumento en la demanda de bienes y servicios (vehículos, grava, concreto, combustibles, servicios de transporte de agua, etc.) queda en discusión el grado de fortalecimiento de cadenas de valor en industrias locales y contratación de mano de obra capacitada en vez de aquella proveniente de otros estados que implica una mayor movilidad laboral (Marcellino, 2014).

Mayores flujos migratorios incentivados por el auge gasífero imponen desafíos en cuanto a la provisión de bienes y servicios de forma equitativa, económica y sostenible. De igual forma un intenso tráfico de camiones debido al requerimiento en el transporte de agua, pudieran generar presiones hacia una mayor inversión en mantenimiento y construcción de carreteras por sobre la capacidad financiadora de los condados o estados productores.

En cuanto a la mejora en la calidad de vida, lo que pudiera resultar evidente es que una mayor demanda por viviendas genera un aumento de las rentas de alquiler por sobre la capacidad de pago de la población local no relacionada a la actividad. Asimismo esta situación pudiera tener efectos negativos por sobre el valor de las propiedades o por sobre los flujos turísticos relacionados.

Asimismo a pesar de existir hipótesis en torno a que la tenencia de recursos naturales no renovables tiende a disminuir la tasa de crecimiento económico de los países en el mediano y largo plazo, otro síntoma propio de la maldición de los recursos naturales, su aplicabilidad para el gas natural pudiera ser debatible y estudiada al existir una relación positiva entre tasas de producción de gas natural y tasas de crecimiento económico en países productores<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> Gracias a la herramienta Gapminder es posible visualizar la animación de esta relación en el siguiente vínculo: <http://bit.ly/19ZoGLc>.

## IV. El gas natural en América Latina y el Caribe

---

En la última década países como la Argentina, Bolivia (Estado Plurinacional de), el Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de) han avanzado hacia un mayor control estatal del sector de los hidrocarburos, incluidos el control de precios, la renegociación contractual, la nacionalización de activos y el fortalecimiento del rol de la empresa estatal en la organización del sector, entre otros aspectos.

En México a partir del denominado “Pacto por México” del 2012 se dio inicio a la modificación de artículos de la Constitución del 2013 y la promulgación de la legislación secundaria del sector energético en Agosto de 2014<sup>43</sup>. Esta reforma legislativa se caracterizó por la mantención del control y la soberanía estatal sobre los hidrocarburos y la modernización de la industria a través de una mayor inversión privada en capital y tecnología, bajo argumentos económicos, sociales y ambientales<sup>44</sup> y metas promisorias<sup>45</sup>.

En el Perú, el Brasil y Colombia se mantiene, desde 1993, 1997 y 2004, respectivamente, una política de liberalización de precios, fomento a la competencia e inversión extranjera directa en el sector de los hidrocarburos, regulada por una autoridad nacional rectora. Las rondas de licitación y adjudicación de áreas permiten la participación tanto de las empresas petroleras estatales (entre ellas, la brasileña Petrobras y la colombiana Ecopetrol) como de las empresas privadas.

En general, los países con tradición exportadora o una prospectiva geológica favorable en escenarios de precios altos en hidrocarburos —como los que han prevalecido a partir de 2003— han tendido hacia un mayor control estatal. Por el contrario, los países importadores con necesidades de desarrollar su industria y atraer inversión se han inclinado por la liberalización del sector.

---

<sup>43</sup> El paquete de reforma energética promulgado el 11 de Agosto de 2014, consta de adendas sobre doce leyes existentes y la promulgación de nueve nuevas leyes secundarias dadas por: Ley de Hidrocarburos, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Ley de los Órganos Reguladores Coordinadores en Materia Energética, Ley de Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Ley de Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de la Comisión Federal de Electricidad y Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilidad y Desarrollo.

<sup>44</sup> Algunos de estos argumentos estuvieron dados por el aprovechamiento del potencial de hidrocarburos en reservorios de aguas profundas y esquisto, el financiamiento de inversiones necesarias en exploración y explotación de 60.000 millones de dólares al año por parte del sector privado y Pemex □ siendo que actualmente este último invierte un tercio del monto □ reducción en la importación de hidrocarburos y derivados e insuficiente infraestructura de transporte y distribución entre otros.

<sup>45</sup> Tasas anuales de restitución de reservas superiores a 100%, aumento en producción de petróleo de 2,5 a 3,5 millones de barriles día la próxima década, aumento en producción de gas natural de 5,7 a 10,4 miles de millones de pies cúbicos la próxima década, creación de 2,5 millones de nuevos empleos la próxima década, financiamiento privado de 30.000 millones de dólares en el año 2018 e incremento del crecimiento del PIB en dos puntos porcentuales al año 2025.

En la práctica, tanto los países propietarios de los recursos y las reservas como las empresas petroleras que poseen la tecnología y el capital, lejos de actuar unilateralmente, interactúan en un mercado global que resulta ser a todas luces incierto, dinámico y competitivo. En este contexto internacional y frente a una constante volatilidad de precios, los gobiernos buscan conciliar distintos objetivos, que van desde maximizar su apropiación de renta generada por hidrocarburos hasta atraer inversiones para un desarrollo sostenible del sector, pasando por lograr el abastecimiento del mercado interno y contar con una producción eficiente, entre otras metas de política.

## A. Precios y costos

El comportamiento de la actividad exploratoria y de producción de gas natural estaría motivado por las características geológicas en reservorio, las que imponen desafíos técnicos y tecnológicos respecto a su descubrimiento y operativa, así también como por condicionantes de mercado y de regulación imperantes.

En la industria de hidrocarburos se evidencia una trayectoria creciente de los costos de inversión y operación relacionadas a las actividades de exploración y producción, la cual estaría influida entre otros por el efecto agotamiento propio del recurso no renovable antes que por el efecto tecnológico, el cual tendería hacia su disminución a través de la optimización del proceso industrial. Asimismo las variaciones cíclicas en los costos estarían influidas por fluctuaciones en el precio del petróleo el cual afecta la disponibilidad de maquinaria, mano de obra y servicios (CEPAL, 2013a).

La crisis económica mundial evidenciada a partir del año 2008, ocasionó en América Latina y el Caribe una disminución temporal de la actividad del sector, acompañada por una contracción del consumo y de la producción cercana al 1%<sup>46</sup>. Sin embargo a partir del año 2010 la evolución de la industria mundial se recuperó caracterizándose por un rápido crecimiento de la demanda en los mercados emergentes (como China y la India), lo que junto a las restricciones de oferta, ha empujado el precio del petróleo al alza hasta cerca los 100 dólares por barril<sup>47</sup>. Asimismo el precio promedio del gas natural mayorista a nivel mundial mantiene una tendencia alcista, influida por su cotización a través de la indexación al precio del crudo, hasta situarse en cerca de 5,7\$us/MMBtu el año 2013 (IGU, 2014).

Sin embargo en los Estados Unidos, con influencia comercial sobre países de la región como México, el mercado del gas natural se ha disociado del petrolero debido a la llamada revolución del gas natural de esquisto. Esta situación se reflejó en el comportamiento del precio del gas natural Henry Hub el cual, al contrario de la evolución del precio del petróleo WTI, disminuyó el último quinquenio en cerca 60% hasta situarse en los 3,7\$us/MMbtu al año 2013.

Existen diferentes formas de valorizar o cotizar el gas natural en cada país o región en particular, siendo que una valoración en mercados competitivos y mercados regulados pudiera propiciar a la baja el precio promedio del recurso, al contrario del efecto dado por la indexación respecto al mercado petrolero.

En la región la cotización del gas natural al mercado interno se da principalmente en mercados competitivos y regulados, los cuales propiciaron un precio promedio regional de 3,8\$us/MMBtu el último año, el cual estuvo influido por un alto precio promedio en el Brasil y uno bajo en la República Bolivariana de Venezuela (ver gráficos 1 y 2).

Dado que actualmente el precio del gas natural en los Estados Unidos, resulta ser cerca un cuarto y un tercio de los precios que se pagan en Asia Pacífico y en Europa respectivamente, se espera que a futuro este diferencial de precios regionales junto con la disminución de limitantes respecto al transporte<sup>48</sup>, propicien un

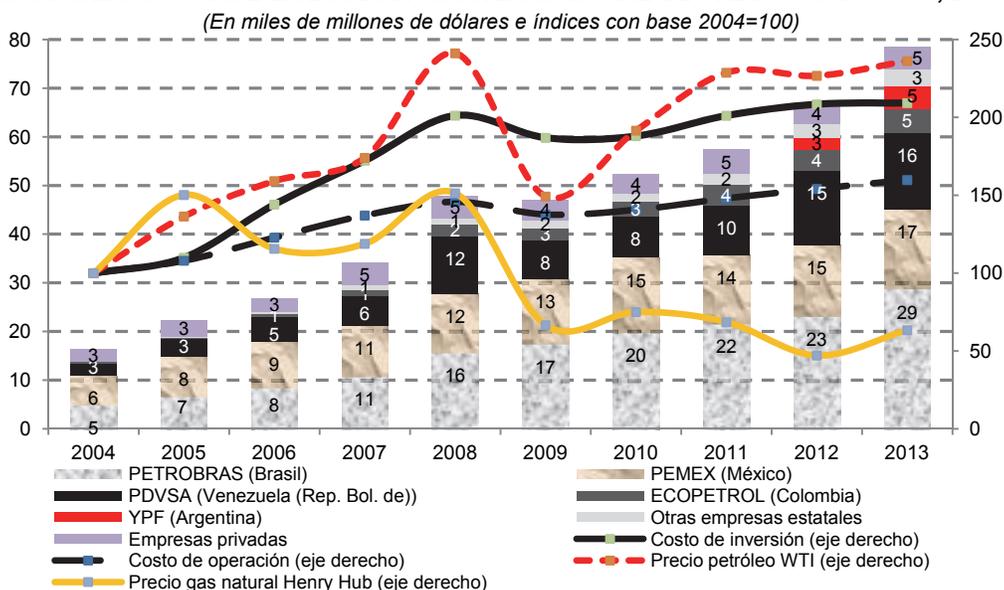
<sup>46</sup> El difícil entorno de financiamiento, el descenso de los precios del petróleo y el crecimiento de los costos de inversión y operación pudieron haber ocasionado un aumento de la tasa de declinación de la producción en los campos y una postergación, cancelación o reducción de los planes de inversión de exploración y desarrollo de al menos un 15% respecto del año anterior (AIE, 2009).

<sup>47</sup> Existe evidencia de que los aumentos de precios estarían relacionados a su vez con una mayor presencia de inversores financieros en los mercados de materias primas, en una práctica denominada “financiarización”, situación que además de contribuir a la distorsión de los mercados a través de una mayor volatilidad, impone costos adicionales de cobertura financiera y genera riesgos e incertidumbres relativos a la generación de burbujas especulativas. En este sentido, es necesario contar con mayores niveles de transparencia y fortalecimiento regulatorio en los mercados financieros internacionales.

<sup>48</sup> Mayores costos de transporte de gas natural licuado ante una eventual demora en la ampliación del canal de Panamá, restricciones al tránsito de buques metaneros o altos costos de inversión en gasoductos que implica la suscripción de contratos de provisión de largo plazo, podrían representar limitantes en la flexibilidad del mercado.

aumento en la producción y comercio mundial del gas natural. La búsqueda de ganancias corporativas, actitud propia de la actividad de señoreaje, en definitiva pudiera propiciar tanto la unicidad en precios cuanto en la forma de cotización del recurso en un mercado global competitivo del gas natural cada vez más común.

**GRÁFICO 1**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO<sup>a</sup>**  
**DE HIDROCARBUROS ANTE LA EVOLUCIÓN INTERNACIONAL DE PRECIOS Y COSTOS, 2004-2013<sup>b</sup>**



Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL, 2013a; Formularios 20F SEC de Petrobras, PEMEX, YPF y Ecopetrol para gestiones 2013; informes de gestión anuales de las empresas petroleras estatales PDVSA, YPFB y Petroamazonas; y Ernst & Young, Global Oil and Gas Reserves Study, 2013, diciembre de 2013; IHS, "IHS-CERA: Capital Costs", 2014a [en línea] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.

<sup>a</sup> La inversión corresponde a gastos de capital en procesos de exploración y desarrollo de reservas en la región de las mayores empresas estatales y extranjeras, sin incluir inversiones por la compra de propiedades o áreas ni destinadas a actividades de refinación, distribución y comercialización a nivel mundial. En la glosa "otras empresas estatales" se incluye la inversión de la empresa estatal boliviana YPFB, las trinitarias Petrotrin y National Gas Company (NGC) y la ecuatoriana Petroamazonas. En la glosa "empresas privadas" se incluye la inversión de empresas como la española Repsol, la inglesa British Petroleum (BP), la holandesa Shell y las estadounidenses Apache y Occidental.

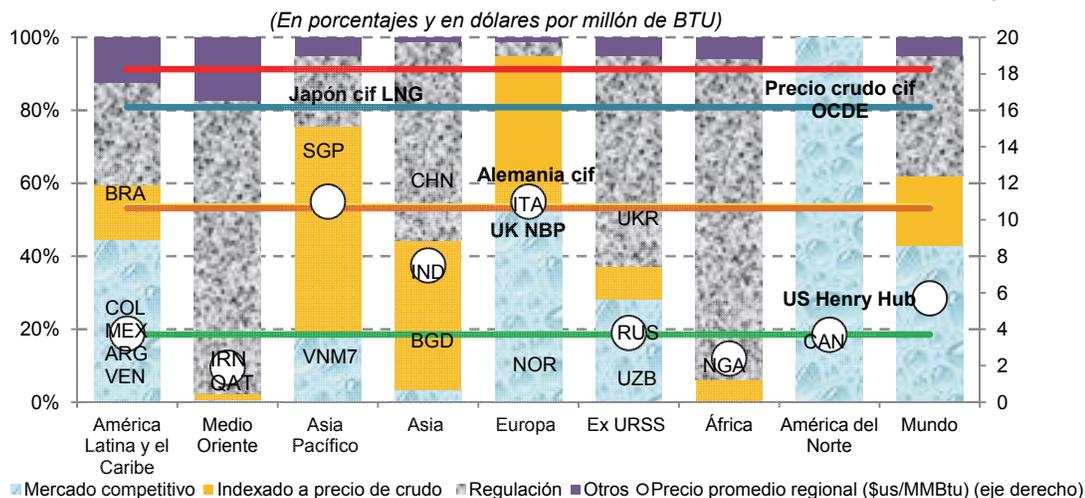
<sup>b</sup> Las inversiones correspondientes al año 2004 son estimadas.

## B. Inversión

Las decisiones de inversión están determinadas por el potencial geológico del país, el acceso a mercados favorables, el grado de institucionalidad, los aspectos legales y medioambientales, y la estabilidad y progresividad del marco fiscal, así como un relacionamiento mutuamente beneficioso entre los actores públicos, privados y sociales. En la medida en que los factores señalados contribuyan a la disminución del riesgo, serán beneficiosos para la atracción de inversiones.

Desde el punto de vista del Estado, un buen contrato petrolero es aquel que, además de facilitar el desarrollo de los recursos, permite generar beneficios económicos en función de la apropiación de la renta económica, el financiamiento con capital de riesgo y la transferencia tecnológica del aporte privado.

**GRÁFICO 2**  
**REGIONES DEL MUNDO Y MUNDO: PARTICIPACIÓN SEGÚN TIPO DE COTIZACIÓN DE PRECIOS<sup>a</sup> Y PRECIOS MAYORISTAS DEL GAS NATURAL<sup>b</sup> A NIVEL REGIÓN Y PAÍSES SELECCIONADOS<sup>c</sup>, 2013**  
*(En porcentajes y en dólares por millón de BTU)*



Fuente: Elaboración propia en base a IGU, 2014 y BP, 2014.

<sup>a</sup> Corresponde al tipo de formación de precios promedio ponderado para las ventas al mercado interno a nivel regional, provistas a través de producción e importaciones por ductos y LNG. El tipo de formación según mercado de gas, significa que el precio se determina en mercados competitivos, dados por la interacción entre oferta y demanda, en puntos de comercio específico (e.g. Henry Hub, UK NBP), spot LNG o contratos bilaterales en mercados de múltiples clientes y productores. La indexación a precio de crudo se da por su relacionamiento con precios de petróleo, gas oil y/o fuel oil en cláusulas de escalamiento. La regulación se da mediante: a) regulación a costo del servicio, la cual prevé el recobro de la inversión y una ganancia razonable, b) regulación social y política, establecida por el organismo estatal en función a criterios sociales y presupuestarios, c) regulación por debajo del costo promedio de producción y transporte o subsidio. Otros incluyen: a) Netback del precio de venta del producto final en el cual el gas natural es insumo (e.g. industria petroquímica en Trinidad y Tabago), b) Monopolio bilateral entre un gran productor y consumidor, dados por precios fijos en contratos de mediano plazo, c) Sin precio, en el cual el gas es regalado a la población, usado como insumo fuera o dentro de la industria (e.g. proceso de recuperación mejorada en campos petroleros en México).

<sup>b</sup> Debido a restricciones en el relevamiento de información, el precio mayorista puede abarcar diferentes puntos en la cadena del gas natural, como ser el precio en boca de pozo, precio en frontera cif, precio hub, precio city gate; por lo que su comparación entre regiones y países debiera tomarse con cautela y en forma referencial.

<sup>c</sup> Las abreviaciones corresponden a: BRA, Brasil; COL, Colombia, MEX, México, ARG, Argentina, VEN, Venezuela (Rep. Bol. de), IRN: República Islámica de Irán, QAT: Qatar, SGP: Singapur, VNM: Vietnam, CHN: China, IND: India, BGD: Bangladesh, ITA: Italia, UK NBP: Reino Unido National Balancing Point, NOR: Noruega, UKR: Ucrania, RUS: Rusia, NGA: Nigeria, CAN: Canadá.

Por otra parte, la motivación de empresas estatales y privadas estaría relacionada con la creación de valor financiero en proyectos o activos rentables diversificados a nivel mundial. En este sentido, en 2012 se registraron ventas por un promedio de 76 dólares por barril equivalente de petróleo por parte de algunas empresas estatales y extranjeras con operaciones en la región<sup>49</sup> y cotización en la bolsa de valores estadounidense<sup>50</sup>. Este monto permitió cubrir los costos de producción de 2.877 millones de barriles equivalentes (26% correspondiente a gas natural) y los gastos de exploración y depreciación por cerca 30 dólares, cumplir con el pago de impuestos al ingreso y posiblemente generar aceptables utilidades después de impuestos en torno a los 16 dólares por barril (Ernst & Young, 2013).

La trayectoria internacional del precio del petróleo y gas natural y sus disminuciones por efecto de la crisis financiera internacional de 2009 se relacionó, en general, con la evolución creciente de la inversión regional en actividades de exploración y explotación, tanto en términos absolutos como de la proporción que representa en el total mundial. Es así como en 2013 la inversión total alcanzó su valor máximo cercano a 80.000 millones de dólares, pero aún moderado al representar sólo el 11% de la inversión mundial, proveniente casi en su totalidad de cinco empresas estatales, Petrobras, PEMEX, PDVSA, Ecopetrol e YPF (véase el gráfico 1).

<sup>49</sup> Bajo el supuesto de que la producción de crudo de estas empresas fuese vendida a precio internacional WTI de 94,1\$/Bbl evidenciado el 2012, se estima un precio promedio de venta de gas natural de 4\$/MMBtu.

<sup>50</sup> En este sentido por ejemplo no estaría incluida la estatal venezolana PDVSA.

Si bien desde 2007 los sectores basados en recursos naturales como hidrocarburos y minerales representan cerca del 26% del destino de la inversión extranjera directa (IED), a escala subregional se observan patrones distintos. En los países de América del Sur (excluido el Brasil), los sectores primarios captaron la mitad de la inversión, mientras que en el Brasil y los países de Centroamérica y el Caribe la inversión se destinó principalmente a sectores de manufacturas y servicios. Sin embargo, no necesariamente un mayor nivel de inversión implica una mayor generación de empleo, tomando en consideración que en sectores intensivos en capital, como el extractivo, la generación de empleo directo es limitada<sup>51</sup>.

En los distintos países, se observaron en el último decenio dos tendencias relativas a las políticas de participación del capital extranjero, que tienen distinta incidencia en la inversión.

En el Brasil y Colombia, por un lado, se han tomado medidas para la atracción de capital privado como medio de asegurar inversiones en exploración y, de esa manera, recuperar el nivel de reservas y de producción que empezó a declinar hacia fines de los años noventa. Estos países permitieron una mayor participación privada en la producción, al suscribir contratos de concesión con socios estratégicos privados; adjudicaron áreas tradicionales y no tradicionales en subasta internacional (en que las compañías petroleras nacionales, como Petrobras y Ecopetrol, también compitieron); efectuaron reformas fiscales incorporando regalías escalonadas, y emitieron licencias exploratorias con plazos más amplios. Estas medidas contribuyeron a que ambos países fueran los principales destinos de la IED en la región el último quinquenio.

Por otro lado, México a partir de la puesta en marcha de la reforma energética, con la reciente promulgación de las leyes secundarias en Agosto del 2014, amplió la perspectiva de participación del capital privado en la industria. En otros países, se emprendieron procesos de nacionalización o de ampliación del control estatal, como fue el caso de Bolivia (Estado Plurinacional de) en 2006, el Ecuador en 2010, Venezuela (República Bolivariana de) a partir de 2000 y la Argentina en 2012. Esta situación se caracterizó, entre otros, por el establecimiento de la propiedad pública con respecto a la producción y los activos petroleros, renegociaciones que se materializaron en contratos de operación, de servicios y mixtos, además de una mayor participación de las empresas petroleras estatales y una imposición fiscal creciente. Estos aspectos, en todo caso, parecen no haber impedido que varios países representen importantes destinos de inversión extranjera como el caso de Venezuela (Rep. Bol. de).

Asimismo, algunas empresas —sobre todo estadounidenses y europeas— vendieron sus activos en la región. Mientras, ha ido en aumento el interés de empresas (principalmente estatales) de China, la India y otras economías emergentes por realizar inversiones en la región.

Ante la eventualidad de una futura caída de los precios internacionales (y/o un aumento de los costos) y la urgente necesidad de desarrollar el recurso de hidrocarburos, la región se enfrenta al desafío de compensar el deterioro de las variables económicas mediante el fortalecimiento de aspectos institucionales y legales, orientados a reducir el riesgo del inversor.

Por ejemplo, la asociación entre compañías privadas y estatales en proyectos relacionados con los hidrocarburos en yacimientos no convencionales en la Argentina, México y Colombia, los yacimientos del presal en el Brasil o el crudo extrapesado en Venezuela (República Bolivariana de), entre otros, enfrenta desafíos asociados al financiamiento y ejecución de un considerable monto de inversión presupuestado, que asciende a más de 400.000 millones de dólares para el quinquenio comprendido entre 2013 y 2017, y es superior en casi un 50% al monto ejecutado de más de 270.000 millones de dólares durante el período 2008-2012.

En este sentido, la administración y control de los anteriores proyectos de inversión en una gestión eficiente, transparente e independiente por parte de las empresas estatales, junto con una alianza entre los grupos de interés en aspectos socio ambientales y económicos son consideraciones que propician una adecuada gobernanza de los recursos naturales.

<sup>51</sup> Se estima que por cada 2 millones de dólares de inversión se genera 1 puesto de trabajo en el sector de hidrocarburos o minería, nivel muy inferior a los 14 puestos de trabajo que se generan en las actividades de comercio y construcción (CEPAL, 2013a).

## C. Reservas, producción y consumo

Las reservas probadas regionales de gas natural alcanzan a 283 billones de pies cúbicos (Tcf por sus siglas en inglés) y representan cerca del 4% de aquéllas mundiales al año 2013. Sin embargo estas reservas aún son marginales en su comparación internacional a pesar de haberse incrementado, aunque de forma limitada, desde el último quinquenio<sup>52</sup>. Si bien existieron nuevos descubrimientos de yacimientos de gas natural<sup>53</sup>, usualmente asociado a la producción del petróleo, se observa un limitado interés regional hacia una mayor prospección geológica. En la región se estima que del total de reservas de hidrocarburos adicionales certificadas la última década, cerca del 30% pertenecieron al gas natural<sup>54</sup>, al contrario del 70% que se observa a nivel mundial.

De igual forma el aumento en las reservas gasíferas regionales fue menor al aumento de la producción. Esta situación ocasiona que durante la última década la disponibilidad regional del recurso disminuya, así como de los países excepto Venezuela (Rep. Bol. de), hasta cerca 34 años en el año 2013. La Argentina, México y Trinidad y Tabago presentan una escasez del recurso en torno a los 10 años<sup>55</sup> (ver gráfico 3).

Desde el 2005, el crecimiento medio del consumo regional de gas natural, cercano al 4%, así como su correlación con el correspondiente incremento del PIB, fue mayor que el aumento de la producción. El comportamiento del precio internacional y los costos influyeron de modo diferenciado en la oferta y la demanda gasífera en los países.

En el caso de la oferta, los precios indujeron a crecientes niveles de inversión en actividades de exploración y producción lo que permitió aumentar el suministro, aunque de forma limitada, para hacer frente al crecimiento de la demanda.

A partir del 2005 se observa que la producción regional de gas natural no convencional, casi en su integridad aquél en arenas compactas tight gas, disminuyó hasta representar el 2% de la producción total el año 2012 (ver cuadro 5). En la Argentina los no convencionales representan cerca el 11% del total producido<sup>56</sup>, y su tendencia está relacionada al andamiaje de la producción total, al contrario de lo que sucede en México. Queda como desafío imponerse a los mayores costos de producción del gas de esquisto, con el fin de que junto con la incipiente producción de gas en arenas compactas aumenten la proporción de los no convencionales en el total de la producción regional.

En el caso de la demanda, su lenta respuesta ante un alza de precios, es decir demanda inelástica al precio, puede relacionarse con los niveles de subsidio de gas natural que se mantienen en algunos países de la región. En el 2013 cerca de 6.800 millones de pies cúbicos al día consumidos, es decir 28% del total, fueron cotizados mediante precios regulados por los Estados los cuales tuvieron como destino principal el sector eléctrico e industrial de los países (IGU, 2014) (ver gráfico 4).

Se estima que el subsidio al consumo interno del gas natural en la región creció desde los 4.500 millones de dólares el año 2010 a los 9.500 millones el 2012, siendo la Argentina, Venezuela (Rep. Bol. de) y Bolivia (Est. Plur.de) los países con mayores erogaciones por subsidios de cerca el 54%, 44% y 2% del total respectivamente. Asimismo Venezuela (Rep. Bol de) es el país que aportó con más de la mitad del incremento entre ambos periodos (AIE, 2013).

<sup>52</sup> A pesar de contar con una tasa promedio de reemplazo de reservas de gas natural en torno al 120%, ésta aún es inferior frente a la tasa calculada para el total de hidrocarburos de más de 200% evidenciada en el periodo 2008-2012 y motivada principalmente por los nuevos descubrimientos y certificación de reservas de petróleo de la Faja del Orinoco en la República Bolivariana de Venezuela (CEPAL, 2013a).

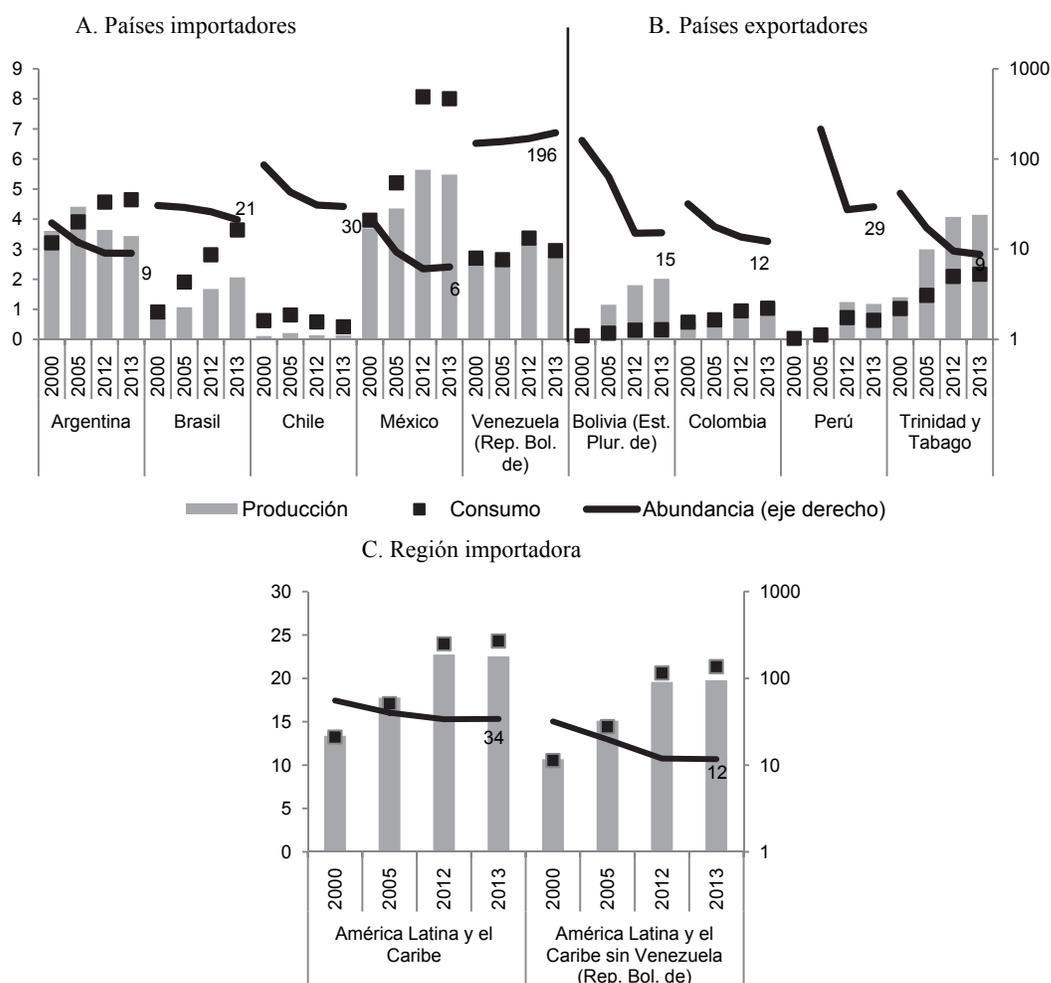
<sup>53</sup> En la última década fueron descubiertos cerca de 24 grandes yacimientos de gas natural y petróleo, de cerca 43.000 millones de barriles de petróleo equivalente en reservas probadas y probables o 2P, ubicados principalmente en las cuencas brasileñas de Santos, Campos y Espirito Santo; en la colombiana Guajira; la peruana Ucayali, la boliviana de Santa Cruz-Tarija y en la de Trinidad y Tobago (OGJ, 2014).

<sup>54</sup> Representando una adición regional de gas natural de cerca 79 billones de pies cúbicos de reservas 2P (Idem).

<sup>55</sup> Sin embargo esta disminución en la abundancia se debe al comportamiento específico de cada país en relación a sus reservas y producción. En la Argentina se observó que la disminución de reservas fue mayor a la disminución en la producción, en México el aumento en reservas fue menor al aumento en la producción y en Trinidad y Tabago la disminución de las reservas fue mayor al aumento en la producción.

<sup>56</sup> Sin embargo la participación provincial de los no convencionales es distinta, siendo que en la provincia del Neuquén la producción de gas natural en arenas compactas tight gas y de esquisto shale gas representan el 15% y el 1% respectivamente de los 1,8 mil millones de pies cúbicos día de producción total el año 2013 (Petrotecnica, 2014).

**GRÁFICO 3**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN,**  
**EL CONSUMO Y LA DISPONIBILIDAD<sup>a</sup> DE GAS NATURAL, 2000-2013**  
*(En miles de millones de pies cúbicos por día (eje izquierdo) y años (eje derecho) <sup>b</sup>)*



Fuente: Elaboración propia en base a BP, 2014 y 2013.

<sup>a</sup> Son los años de vida de las reservas probadas dados los niveles actuales de producción.

<sup>b</sup> El eje se encuentra en escala logarítmica.

**CUADRO 5**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): EVOLUCIÓN DE**  
**LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL, 2000, 2005, 2012**

	Producción de gas natural no convencional (En miles de millones de pies cúbicos por día)			Proporción de gas natural no convencional en producción total (En porcentaje)		
	2000	2005	2012	2000	2005	2012
Argentina <sup>a</sup>	0,3	0,5	0,4	7	11	11
México <sup>b</sup>	0,2	0,2	0,1	5	4	2
Total América Latina y el Caribe	0,5	0,7	0,5	3	4	2

Fuente: Elaboración propia en base a AIE (2014d), "Unconventional gas production database", [en línea] <http://www.iea.org/ugforum/ugd/>.

<sup>a</sup> Producción mayoritaria de gas en arenas compactas tight gas, siendo que la producción de gas de esquisto shale gas es limitada. La provincia del Neuquén contribuye con cerca el 75% de los volúmenes los últimos años.

<sup>b</sup> Producción de gas natural en arenas compactas tight gas.

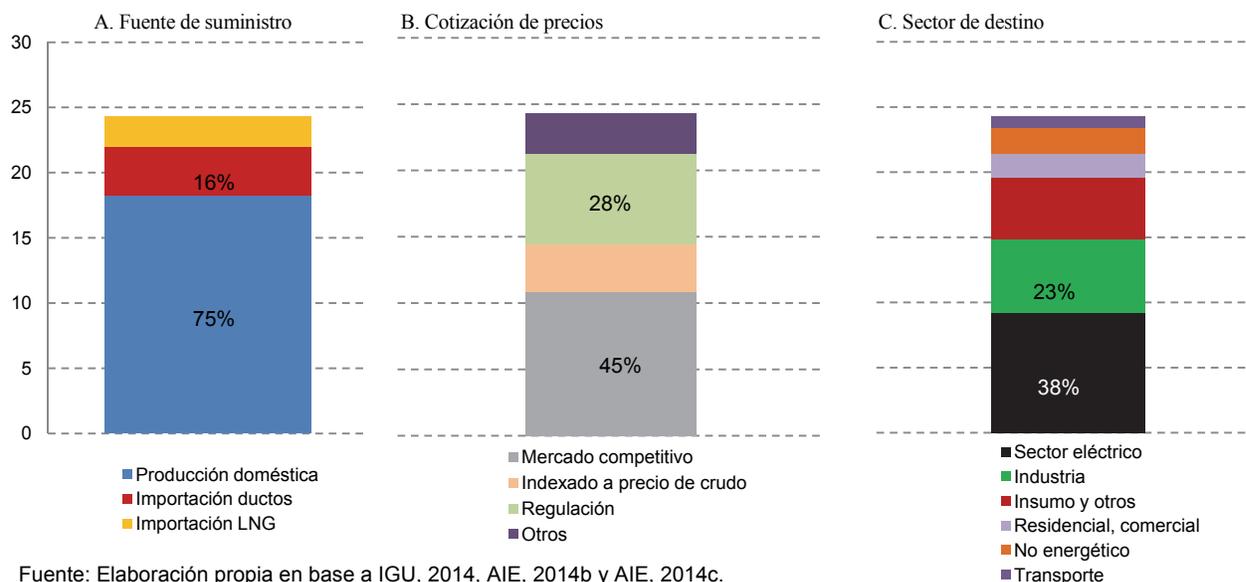
Los anteriores aspectos ocasionaron que muchos de los países de la región profundizaran su estatus de importadores de gas natural o disminuyan su posición exportadora y de suministro al mercado interno, con los consiguientes efectos macroeconómicos a nivel de balanza de pagos, por lo que se pudiera decir que la región, al contrario de lo que sucede con el petróleo, presenta un deterioro en cuanto a su seguridad energética. Asimismo la evidente tendencia a la desintegración regional gasífera, pudiera profundizarse a medida que el desarrollo extra continental del gas natural en yacimientos no convencionales sea una realidad y su transporte de ultramar por medio del LNG compita en la región con las expectativas en cuanto a mayor producción interna e inversión de infraestructura relacionada al tradicional sistema de transporte por gasoductos.

## D. Participación estatal en la renta de hidrocarburos

La producción y el comercio de hidrocarburos son importantes para la creación de valor agregado, la generación de renta económica y el financiamiento fiscal del presupuesto estatal. Desde el inicio del ciclo creciente de precios —que comenzó en 2003 y continuó a partir del 2010—, se observó en los países productores de gas natural en la región, un mayor aporte del sector a las exportaciones totales y a la generación del PIB. En este sentido, se debe considerar que en países como Bolivia (Estado Plurinacional de), Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de) el sector representa más de la mitad de las exportaciones totales (CEPAL, 2013a).

Asimismo, los altos precios propiciaron en muchos países un aumento de la renta económica potencial del sector<sup>57</sup>. Sin embargo, en otros, como la Argentina o Venezuela (República Bolivariana de), el efecto de los precios regulados junto con la disminución de la producción en los principales campos, se habría traducido en un decrecimiento moderado de la renta económica al año 2012.

**GRÁFICO 4**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: CONSUMO DE GAS NATURAL, SEGÚN FUENTE DE SUMINISTRO<sup>a</sup>,**  
**COTIZACIÓN DE PRECIOS<sup>b</sup> Y SECTOR DE DESTINO, 2013**  
(En miles de millones de pies cúbicos por día)



Fuente: Elaboración propia en base a IGU, 2014, AIE, 2014b y AIE, 2014c.

<sup>a</sup> Se entiende a la producción con destino al mercado interno, como la producción neta de exportaciones.

<sup>b</sup> La cotización de la producción se da por un 37% a través de un mercado competitivo, 9% indexado a precio del crudo, 38% por regulación y 16% por otros. La cotización de la importación por ductos se da por un 51% por un mercado competitivo, 46% indexado a precio de crudo y 3% a otros. La cotización de la importación de LNG se da por un 90% a través de un mercado competitivo y 10% indexado a crudo.

<sup>57</sup> Ver la renta económica potencial del sector que se calcula en “World Development Indicators” del Banco Mundial. Sin embargo, el análisis que pueda realizarse sobre la base de la renta económica potencial, calculada con los precios internacionales y no necesariamente con los precios de comercialización efectivos, debe ser particular para cada país y su generalización y uso debiera tomarse con cautela.

Durante la última década se produjo una mayor vulnerabilidad de las economías respecto del sector, por la evidente dependencia de los ingresos del gobierno general en relación con la recaudación fiscal tributaria (especialmente del impuesto a la renta) y no tributaria (por medio de regalías y otros) aplicada al uso y explotación de los recursos petroleros y gasíferos. Es así como en el último período, comprendido entre 2010 y 2012, el sector aportó más de un tercio de los ingresos totales necesarios para financiar el gasto público en países como Bolivia (Estado Plurinacional de), México, Trinidad y Tabago y Venezuela (República Bolivariana de), lo que representó una presión fiscal media algo superior al 10% del PIB.

En todos los países aumentó en la última década la recaudación fiscal en relación con el potencial de renta económica, situación propia de un régimen fiscal progresivo. En este sentido, la apropiación fiscal por sobre la renta económica potencial en la región se sitúa entre el 34% y el 78%, porcentajes que corresponden a la Argentina y México, respectivamente. En el primer país, la mayor proporción de la recaudación proviene de tributos como el derecho de exportación y el impuesto a las ganancias que se aplica a las sociedades, mientras que en el segundo la recaudación proviene de instrumentos no tributarios, como son los derechos sobre hidrocarburos que deposita PEMEX en cuentas del gobierno federal. Asimismo, si bien en el Brasil la captación fiscal media representa cerca del 37% de la renta económica potencial, su aumento en la última década no está determinado únicamente por la tradicional regalía e impuesto sobre la renta —propios del sistema de concesiones vigente— sino además por el impuesto sobre las utilidades extraordinarias, o de participación especial, que aporta cerca del 40% de la recaudación proveniente del sector de hidrocarburos en el país (CEPAL, 2013a).



## **V. El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión técnica**

---

Como se observó en el capítulo IV la región de América Latina y el Caribe es una región importadora de gas natural. La disminución en los niveles de reservas probadas a los actuales 34 años y el aumento del consumo propiciado por un crecimiento económico y poblacional, entre otros, pudieran generar a futuro riesgos de suministro al mercado interno, limitando su utilización como fuente energética hacia un crecimiento económico con sostenibilidad ambiental e inclusión social, premisas en actual discusión en las agendas de desarrollo sostenible a nivel mundial y regional según lo plasmado en el capítulo 1.

Esta coyuntura sin embargo abre la posibilidad y la oportunidad en torno al desarrollo de los recursos de gas natural en yacimientos no convencionales para países de la región actualmente importadores o de baja tradición hidrocarburífera. Países como la Argentina o México, al ser los principales consumidores de gas natural y contar con los mayores recursos no convencionales en la región, basan sus expectativas de crecimiento económico, independencia y seguridad energética en relación al aumento en la producción de no convencionales —estimada en 11% y 2% de la producción total argentina y mexicana respectivamente— y en la diversificación hacia el gas de esquisto en conjunción con el incipiente gas en arenas compactas.

Queda para el debate el grado en el cual la atracción de inversiones y la política interna de los países coadyuvarán a la consecución de los anteriores objetivos, presentándose desafíos en torno a la búsqueda de alianzas en aspectos fiscales, sociales y medioambientales de constante preocupación.

En esta sección se abordará los anteriores aspectos sobre países como la Argentina, el Brasil, Colombia y México, siendo las reflexiones y los resultados eventualmente aplicables a otros países.

### **A. Recursos de gas natural de esquisto en América Latina y el Caribe**

Los recursos técnicamente recuperables de gas natural de esquisto en América Latina y el Caribe de cerca 1.900 billones de pies cúbicos, representan el 26% del total mundial. Asimismo en la región el gas de

esquisto participa con 78% del total gas en yacimientos no convencionales, que incluye el gas en arenas compactas tight, y adiciona con 200% a los recursos ya presentes en yacimientos convencionales<sup>58</sup>.

Más del 80% de los recursos de gas de esquisto se encuentran en tres países a ser: Argentina, México y Brasil, con potencialidad geológica en principales yacimientos como Neuquén, Burgos y Amazonas respectivamente y con futuras implicancias en el orden económico, socio ambiental y geopolítico a nivel país, estados y provincias relacionadas. Resulta ser evidente e importante para estos países el contar con una mayor seguridad energética futura —que por cierto resultan ser los mayores consumidores e importadores de gas natural y presentan escasez en cuanto al recurso convencional— dada por un potencial desarrollo de este recurso de manera sostenible. De igual forma la distribución geográfica de estos recursos, más amplia y equitativa, pudiera presentar una oportunidad para que países tradicionalmente no productores de hidrocarburos como Paraguay, Chile o Uruguay desarrollen esta energía.

Sin embargo, la búsqueda por maximizar la recuperación final estimada en condiciones económicamente viables en este tipo de yacimientos, debiera primar por sobre la búsqueda de producción acelerada la cual ante un auge de precios tendería a propiciar en el extremo actitudes rentistas propias de los síntomas de la “maldición de los recursos naturales”, atentando contra la sostenibilidad del reservorio a largo plazo y el derecho de las generaciones futuras de beneficiarse de la explotación de este recurso no renovable.

El yacimiento Paraná, compartido entre la Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay con 5% de recursos regionales, presenta los menores y mayores niveles de profundidad en las formaciones tanto uruguayas como brasileñas respectivamente, con eventuales implicancias de orden ambiental en el primer caso y económico en el segundo; siendo que a mayor la profundidad de los pozos, menor el riesgo de contaminación de acuíferos subterráneos de agua dulce<sup>59</sup> pero mayor el costo de inversión en actividades de perforación y terminación (ver cuadro 6).

Dado que muchos de los yacimientos no convencionales en la región pudieran presentar características comunes, y en algunos casos resultar ser transfronterizos, la cooperación y trabajo conjunto entre los países de la región serían deseables. El intercambio de información geológica y de prácticas exitosas en el desarrollo del recurso<sup>60</sup>, políticas bilaterales hacia una mayor transferencia tecnológica, capacitación de la mano de obra, administración medioambiental, financiamiento e inversión de nueva infraestructura regional en gasoductos, pudieran caracterizar una renovada agenda de cooperación sur-sur<sup>61</sup> y de integración regional energética propiciada por el gas natural.

Un mayor y mejor intercambio de información geológica estratégica respecto a este tipo de reservorios y experiencias en cuanto a la operativa de los pozos horizontales resulta esencial para el desarrollo sostenible de estos recursos al ser una de las variables que propician la aceleración en la curva de aprendizaje. Si bien el lineamiento en cuanto a la administración de la información geológica en bancos o repositorios de datos, sujeta a venta al momento de la licitación de áreas y actualización durante la fase exploratoria, es de responsabilidad de los reguladores, una acertada política debiera basarse en criterios de costo-eficiencia en su valoración económica, así como su adquisición y acceso de forma competitiva, equitativa, segura y transparente.

<sup>58</sup> Para que los recursos técnicamente recuperables sean reservas probadas, tienen que ser descubiertos y económicamente explotables. En este sentido, algunas estimaciones sugieren que bajo las actuales condiciones regulatorias, de mercado, acceso al agua e infraestructura disponible, los países de la región sólo podrían finalmente certificar como reservas una reducida parte de los actuales recursos potenciales, ver (<http://gulzar05.blogspot.co.uk/2011/04/global-shale-gas-reserves.html>).

<sup>59</sup> Por ejemplo en la formación Vaca Muerta, correspondiente al yacimiento Neuquén, los acuíferos se encuentran a 300 metros de la superficie.

<sup>60</sup> Algunos de los conceptos relacionados a nivel industrial se da por la “unitización” de áreas, práctica que busca el desarrollo total o parcial de yacimientos en áreas de distintos operadores – acordada en común o impuesta por vía legal– con el objetivo de mejorar la eficiencia, la máxima recuperación en reservorio y la reducción de costos. Se aplica asimismo para grandes yacimientos que requieren operaciones de recuperación secundaria (ENI, 2002).

<sup>61</sup> Asimismo pudiera existir una suerte de cooperación norte-sur en la medida de que México aproveche el Tratado de Libre Comercio u otros acuerdos con Estados Unidos o Canadá respecto a la transferencia tecnológica y creación de capacidades en torno al desarrollo de yacimientos como Burgos y Sabinas, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos del 11 de Agosto de 2014.

**CUADRO 6**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): CARACTERÍSTICAS**  
**DE YACIMIENTOS DE GAS NATURAL DE ESQUISTO, CERCA DEL 2013**

País, región	Recursos técnicamente recuperables <i>(en billones de pies cúbicos)</i>	Principales yacimientos <sup>c</sup> <i>(en porcentaje del total recursos)</i>	Profundidad promedio de formaciones <sup>c</sup> <i>(en metros)</i>	Estados, provincias, regiones o departamentos involucrados
Argentina	759a-802 <sup>b</sup>	Neuquén (73%)	1 500-4 400	Neuquén, Mendoza, La Pampa, Río Negro
		Austral-Magallanes (16%) <sup>d</sup>	2 000-4 100	Santa Cruz, Tierra del Fuego
		Golfo San Jorge (11%)	2 700-4 000	Chubut
		Paraná (0,4%) <sup>d</sup>	2 900-3 200	Misiones, Corrientes, Chaco, Formosa, Santa Fe, etc.
México	545b-671 <sup>a</sup>	Burgos (72%) <sup>d</sup>	1 070-3 500	Nuevo León, Tamaulipas, Coahuila
		Sabinas (23%) <sup>d</sup>	2 700-3 500	Coahuila
		Tampico (4%)	1 700-2 500	Veracruz, San Luis Potosí
		Veracruz (1%)	3 300-3 500	Veracruz
Brasil	245 <sup>b</sup>	Amazonas (41%)	2 900-3 600	Pará, Amazonas
		Paraná (33%) <sup>d</sup>	3 300-4 200	Paraná, Santa Catarina, Río Grande del Sur, Mato Grosso, Mato Grosso del Sur, etc.
		Solimoes (26%)	2 300-3 600	Amazonas
Venezuela (Rep. Bol de)	167 <sup>b</sup>	Maracaibo/Catatumbo (100%) <sup>d</sup>	3 050-3 600	Zulia
Paraguay	75 <sup>b</sup>	Chaco (90%) <sup>d</sup>	2 100-3 900	Boquerón
		Paraná (10%) <sup>d</sup>	3 200-3 800	Itapua, Misiones, Paraguari
Colombia	55 <sup>b</sup>	Maracaibo/Catatumbo (60%) <sup>d</sup>	3 050-3 600	Norte de Santander
		Valle Medio de Magdalena (33%)	2 400-3 050	Bolívar, Antioquia, Caldas, Santander, Tolima
		Llanos (3%)	4 400	Arauca, Casanare, Meta, Vichada
Chile	48 <sup>b</sup>	Austral-Magallanes (100%) <sup>d</sup>	2 400-4 100	Región de Magallanes
Bolivia (Est. Plur. de)	36 <sup>b</sup>	Chaco (100%) <sup>d</sup>	2 100-3 900	Tarija, Chuquisaca, Santa Cruz
Uruguay	2 <sup>b</sup>	Paraná (100%) <sup>d</sup>	1 200-1 800	Rivera, Artigas, Salto
Total América Latina y el Caribe	1.907 <sup>a</sup> -1.975 <sup>b</sup>			
Total Mundo	7.201 <sup>b</sup> -7.344 <sup>a</sup>			

Fuente: AIE, 2012<sup>a</sup>, EIA, 2013<sup>b</sup>.

<sup>a</sup> Información estimada respecto al gas natural de esquisto shale gas de datos de la AIE. No se incluyen los montos correspondientes al gas natural en arenas compactas tight gas ni el metano en depósitos de carbón coal bed methane.

<sup>b</sup> Datos de la EIA.

<sup>c</sup> Sobre información de la EIA.

<sup>d</sup> Yacimientos transfronterizos.

En los países seleccionados la información geológica tiene un papel primordial dentro de las decisiones de inversión, situación que se ha visto reflejada en los resultados licitatorios sobre áreas no convencionales en los últimos años. Por ejemplo en la Argentina esta información geológica provino de áreas ya exploradas, ahora en poder provincial, lo cual permitió obtener una respuesta positiva del mercado ante la oferta de este tipo de bloques. Por otro lado en Colombia, las rondas de licitación sobre bloques con ninguna información geológica no tuvieron la acogida, mientras que aquéllos con algo de información sí fueron aceptados. El Brasil está iniciando por su parte un involucramiento en yacimientos no convencionales de manera más cautelosa, en el entendido de que el relevamiento de información geológica para no convencionales se realice a la par de las concesiones tradicionales, esto con el fin de contar a futuro

con este activo para su posterior subasta. En México el resultado de la ronda 0, consideró la disponibilidad de información geológica en las asignaciones directas a Pemex sobre áreas no convencionales.

Las características en torno al grado de confidencialidad de la información, plasmadas en cláusulas específicas en los contratos de exploración y producción suscritos entre el Estado y los operadores, debiera balancear tanto el resguardo de información estratégica de seguridad nacional, cuanto una eventual divulgación necesaria dadas las características de estos reservorios, las cuales estén en línea con los planes nacionales de desarrollo<sup>62</sup>.

## B. Formas de adjudicación de áreas y participación de la inversión

Los países de América Latina poseen la enmarcación legal de que los hidrocarburos son de dominio del Estado<sup>63</sup>, con las particularidades respecto a que este título es inalienable e imprescriptible.

En los últimos dos años específicamente, se ha visto un creciente interés en los algunos países de América Latina por incorporarse al desarrollo de yacimientos no convencionales; fruto del resultado de agendas de política interna tendientes al desarrollo de estos recursos hacia el logro del autoabastecimiento interno e independencia energética anhelada.

Es así que haciendo pleno uso de su dominio, algunos de los países de la región vienen adoptando diversas estrategias de atracción de inversiones las cuales se plasman en las distintas formas de adjudicación de bloques. Los Estados ha optado por continuar con los sistemas adjudicatarios aplicables a los yacimientos convencionales, como es el caso de Brasil y Colombia, que continúan con la aplicación de licitaciones públicas para la adjudicación de bloques o por el contrario por un sistema mixto el cual involucra tanto las asignaciones directas en áreas reservadas a la empresa estatal o provincial cuanto en las licitaciones públicas para las demás áreas, como es el caso de Argentina y México.

Por ejemplo en la Argentina, actualmente el país cuenta con reservas de gas convencional que solo alcanzarían para cubrir la demanda de aproximadamente 9 años más, es decir que luego de este tiempo se tendrá que importar la totalidad de este hidrocarburo.

Es por esta razón y en virtud de poseer una matriz energética prominentemente gasífera, que se ha tomado prioridad en el desarrollo del gas en yacimientos no convencionales. A la fecha y en virtud a la reforma de la Ley de Hidrocarburos<sup>64</sup> se está confeccionando el Pliego Modelo a ser utilizado en todas las futuras licitaciones a realizarse en cada una de las provincias del territorio nacional<sup>65</sup>.

En los años que antecedieron a la reforma de la Ley de Hidrocarburos de Octubre de 2014, las provincias han llevado a cabo rondas licitatorias para la explotación de todos los hidrocarburos existentes en el área, entendiéndose por tales a hidrocarburos convencionales y no convencionales. Estas rondas han tenido suficiente acogida internacional principalmente en la provincia del Neuquén, la cual lideró este proceso al poseer gran potencialidad geológica, infraestructura disponible y desarrollada y

<sup>62</sup> El capítulo III de la Ley de Hidrocarburos de México del 11 de Agosto de 2014, establece premisas en cuanto a la administración de la información geológica, las cuales se relacionan con el traspaso propietario de la misma desde la empresa productiva del estado PEMEX al regulador Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH y las políticas en torno a su seguridad, disposición por parte de los operadores, grado de confidencialidad y acceso irrestricto a órganos estatales como las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público. El regulador colombiano ANH estableció a las empresas interesadas en participar en la ronda Colombia 2014 un peaje de participación para la adquisición de paquetes de información geológica, en torno a los 100.000 dólares para yacimientos en tierra no convencionales, los cuales resultan ser mayores en 150% respecto aquéllos convencionales. Este valor estaría establecido en función al costo administrativo de la institución.

<sup>63</sup> Los sistemas de los países estudiados presentan las siguientes consideraciones:  
Dominio originario: Potestad atribuida al Estado Nacional o Provincial en su carácter de órgano soberano para conceder permisos, concesiones o licencias destinados a transformar el dominio abstracto de las sustancias minerales yacientes en el subsuelo, en dominio efectivo y concreto y extinguirlas si no se cumplen los presupuestos determinados a cambio del pago de ciertas prestaciones también fijadas por la ley (canon, regalías, inversiones mínimas, etc.).

Dominio efectivo útil: Derecho real que no reviste el carácter de perpetuo ni imprescriptible y recae en cabeza del sujeto legitimado por la ley para explorar y explotar una porción del dominio originario y colocar los hidrocarburos en la superficie al servicio del hombre, para su evacuación, industrialización o comercialización.

<sup>64</sup> Ley 27007 del 30 de Octubre de 2014, artículo 29.

<sup>65</sup> Dicho pliego modelo según lo determinado en el artículo 47 de la Ley 17319 Ley de Hidrocarburos, reformada al 2014, contemplará los términos y condiciones generales aplicables a las licitaciones, así como las condiciones especiales aplicables a los Yacimientos No Convencionales.

baja densidad de asentamientos humanos. A la vez de las licitaciones, se han renegociado contratos de concesiones pasadas para la explotación de hidrocarburos no convencionales, siendo el Acuerdo YPF-Chevron realizado el año 2013 para la explotación en el área de Vaca Muerta, un interesante ejemplo.

El Brasil actualmente tiene su interés primordial en la explotación del Presal costa afuera, por lo que el desarrollo de la tecnología para la explotación del gas de esquisto es aún incipiente. Sin embargo las últimas áreas concesionadas de gas natural en tierra, fruto de la Ronda Licitatoria 12 realizada en Noviembre del 2013, tuvieron como condicionante la investigación y exploración de hidrocarburos no convencionales en estas áreas con el fin de determinar a futuro la existencia, características y cantidad de este tipo de recursos en el país.

Colombia es el país que más ha desarrollado su sistema normativo para abrirse al desarrollo del gas en yacimientos no convencionales, es así que ha emitido normas específicas aplicables a su explotación y desde la Ronda Colombia 2012, el país licitó por separado áreas de este tipo.

México después de más de 70 años de control estatal en la industria de hidrocarburos, se encuentra en proceso de apertura hacia la inversión extranjera enfocada prioritariamente a la explotación de petróleo crudo convencional, pero con interés en iniciar a partir año 2015 licitaciones sobre áreas con potencial no convencional.

La importancia de establecer procesos licitatorios abiertos, competitivos y transparentes que permitan la asignación eficiente de áreas y la explotación sostenible de yacimientos no convencionales, radica en el hecho que la actividad requiere de alta capacidad técnica e inversión económica, siendo que cada pozo contempla una inversión de aproximadamente 10 millones de dólares.

Asimismo los pozos de gas de esquisto son de baja productividad, tienen altas tasas de declinación y en promedio alcanzan su producción máxima en tres o cuatro meses; siendo que la única forma de mantener e incrementar la producción en dichos campos es con un plan de operación de alta eficiencia en logística y movilidad de cientos o miles de pozos, para así tener una producción comercialmente viable en economías de escala.

Estas prácticas son realizadas por empresas internacionales con experiencia en los Estados Unidos y otros países, las cuales asimismo poseen la tecnología respecto a la administración medioambiental requerida en el desarrollo del gas de esquisto, por lo que al inicio de esta trayectoria resulta importante su participación en la región.

Dicho lo anterior, se analizará por país los resultados obtenidos hasta el momento en cuanto a licitaciones, adjudicaciones e incorporación de la inversión privada en la industria.

## 1. Argentina

Actualmente en el país rige un sistema donde el Dominio y propiedad de los recursos hidrocarbúferos son de las provincias<sup>66</sup>.

En el caso de la fracturación hidráulica, corresponde a la Provincias el regularla respetando las normas de Presupuestos Mínimos Nacionales<sup>67</sup>.

Con la modificación a la Ley de Hidrocarburos, mediante la Ley 27007 del 30 de Octubre de 2014, se inicia dentro del territorio argentino el proceso de estandarización de las formas de adjudicación y licitación<sup>68</sup> para la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales como no convencionales, evitando así la competencia entre jurisdicciones provinciales o el diseño de licitaciones a medida.

Todo ingreso de capital privado para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, que se evidenció hasta la modificación de la Ley de Hidrocarburos antes referida, se materializó a través de dos formas legales de adjudicación, las que han sido establecidas antes del

<sup>66</sup> Ley de Hidrocarburos, Art. 124 del año 1967 y Ley 26197 del año 2006.

<sup>67</sup> Constitución de la República de Argentina en el art.75 inc.12 y la Ley 26197 (llamada Ley Corta) le otorgan al gobierno nacional la facultad de legislar y fijar las políticas en materia de hidrocarburos.

<sup>68</sup> Pliegos Modelos que se confeccionarán dentro los 180 días a contar desde el inicio de vigencia de la Ley 27007 del 30 de Octubre de 2014.

traspaso de dominio a las provincias en el año 1994<sup>69</sup>, y las que se formaron luego de dicho traspaso. Ambas clases de adjudicaciones tuvieron como características que sobre la otorgación de un área superficial determinada, se otorgó la potestad de explotar todos los reservorios que se encontraron por debajo de ésta, sean éstos convencionales y no convencionales.

Debido que al momento de la redacción de este informe aún no se realizaron licitaciones bajo lo estipulado en la reforma de la Ley de Hidrocarburos<sup>70</sup>, se realizará una distinción entre estos dos momentos normativos, ya que la única experiencia a tomar en cuenta es la desarrollada antes de la reforma mencionada. Con el fin comparativo e ilustrativo se presentan ambas:

#### **a) Formas de adjudicación de áreas presentes antes de la reforma a la Ley de Hidrocarburos**

En este punto se tomará en cuenta la experiencia y la realidad de la provincia del Neuquén en base a dos tipos de adjudicaciones vigentes hasta Octubre de 2014.

##### *i) Asignación Directa*

Establecida mediante renegociaciones al interior de la provincia, con respecto a concesiones obtenidas antes de consolidarse el dominio provincial sobre los hidrocarburos.

Algunas de estas concesiones vencían a lo largo de la próxima década, por lo que de querer seguir operando las empresas deberían celebrar al interior de la provincia una renegociación<sup>71</sup> de estos contratos y asimismo solicitar la autorización de sociedades joint venture de éstas con compañías similares para la explotación de gas de esquisto. En este sentido, esta era una forma para ingresar al negocio de la explotación de gas de esquisto, renegociar por parte de los operadores de los contratos de concesión con las provincias, según sus nuevas reglas del juego, pero continuando con la figura de concesión del área determinada.

La superficie que abarca la formación de Vaca Muerta, con gran potencialidad de hidrocarburos no convencionales, alcanza unos 30.000 km<sup>2</sup> de los cuales 13.000 km<sup>2</sup> se encuentran en la provincia de Mendoza y 17.000 Km<sup>2</sup> en Neuquén, siendo que en ésta YPF posee una superficie de aproximadamente 12.000 km<sup>2</sup> cuyo plazo vence en forma improrrogable en el año 2027<sup>72</sup>.

En esta formación y bajo esta modalidad se encuentra el Contrato YPF-Chevron, donde YPF era el titular de la concesiones Loma Campana y Loma Lata obtenidas antes del traspaso de dominio provincial, suscrito bajo las formalidades y requisitos exigidos por la provincia del Neuquén y por el decreto de promoción a las inversiones N° 929 del año 2013.

Asimismo la materialización del contrato conllevó una negociación entre la petrolera argentina y Neuquén para la ampliación de la concesión del bloque Loma Campana con cerca 327 km<sup>2</sup> provenientes del bloque Loma La Lata Norte, para así alcanzar los 395 km<sup>2</sup>, sobre los cuales se realizarán las inversiones en un mayor plazo de concesión duradero hasta el año 2018. Para lo anterior la petrolera argentina deberá desembolsar una inversión mínima de U\$S 1.000 millones en el primer año y medio, evitando de esta forma un proceso de licitación de áreas.

Por la otra parte, YPF pagó un canon de ingreso a las operaciones de explotación de hidrocarburos no convencionales de 110 millones de pesos (cerca de 14 millones de dólares) por las reservas convencionales de Loma Campana y 250 millones de pesos por Responsabilidad Social Empresarial.

##### *ii) Licitaciones Públicas*

Efectuadas con respecto a las áreas que son establecidas luego del traspaso de dominio del Estado Federal a las provincias. Estas áreas son las originadas mediante Decreto N° 436/09 de fecha 23 de marzo de 2009, donde el Poder Ejecutivo Provincial traspasa y reserva áreas a Gas y Petróleo Neuquén S.A. (Empresa Provincial, en adelante G&P) las siguientes:

<sup>69</sup> Mediante reforma a la Constitución en su artículo 124, en el cual se reconoce a las provincias el dominio originario respecto a sus recursos naturales, incluidos los hidrocarburos.

<sup>70</sup> Siendo que la única forma de ingreso al área se da mediante licitaciones.

<sup>71</sup> Ley 2615 del Gobierno Provincial del Neuquén.

<sup>72</sup> Esos permisos fueron dados en función de lo dispuesto en la ley 17319 del año 1967, los cuales son improrrogables y a su término las áreas deben ser revertidas a la provincia.

- Las áreas hidrocarburíferas permisionadas y/o concesionadas por el Poder Ejecutivo Nacional y/o Provincial que se revirtieron y se reviertan en el futuro, como consecuencia de las causales de caducidad o extinción de los permisos y concesiones y aquéllas que pudieran crearse a futuro para su exploración, desarrollo y explotación.
- Las áreas que tuviera la empresa Hidrocarburos del Neuquén S.A. respecto a contratos asociativos con terceros.
- Las áreas hidrocarburíferas sin contratos a la fecha de emisión de la norma legal en cuestión.

En todas ellas se encomendó y facultó a G&P para que proceda a la exploración, desarrollo y explotación de las áreas reservadas a su favor por sí y/o con la asistencia o asociación de terceros.

Es por esta situación que cualquier empresa que hubiera querido iniciar procesos de exploración y explotación de no convencionales en esta provincia, debió fundamentalmente acceder a una asociación con la empresa provincial en cuestión, quien establece su participación en la producción, por medio de la figura de acarreo dados por los contratos de Unión Transitoria de Empresas (UTE).

En total la compañía G&P es titular de los derechos de 77 áreas de las cuales 58 están en actividad y de éstas 53 están en etapa exploratoria. En estas áreas GyP tiene una participación del 15% o menos a través de un esquema de acarreo, el cual a con la promulgación de la reforma a la Ley de Hidrocarburos, desapareció para el futuro, pero siguen vigentes todos los contratos celebrados con estas condiciones<sup>73</sup>.

Desde que nació, GyP realizó tres rondas de licitación para asociarse con empresas privadas dentro de los contratos antes mencionados sobre áreas supuestamente marginales, que luego se revaluaron debido al descubrimiento de la formación Vaca Muerta, toda vez que en cada una de ellas existe la potencialidad de explotación de gas de esquisto. En este sentido no existe para el efecto normativa que regule en específico las licitaciones y modalidades contractuales para no convencionales.

En las rondas licitatorias se disminuyó el periodo de exploración a cuatro años, debido a que en todos los casos las áreas correspondieron a reversiones anteriores por lo que ya contaron con información geológica relevante, lo cual permitió disminuir el riesgo exploratorio y las actividades a realizarse en el periodo.

Las condicionantes de adjudicación resultaron ser la evaluación económica de las empresas en cuanto a montos de inversión comprometidos, el pago del canon de ingreso y la oferta de participación en la producción de la empresa provincial.

En las licitaciones realizadas no se puede discriminar los montos que serán desembolsados por las compañías para los yacimientos no convencionales, toda vez que la adjudicación de áreas permite al operador explorar y explotar todos los yacimientos adyacentes, sean estos convencionales o no convencionales. Sin embargo todas las áreas que fueron licitadas tienen potencialidad de recursos no convencionales (ver cuadro 7).

El éxito de las anteriores rondas se vio materializado en el aumento de los montos de inversión comprometidos para los cuatro años siguientes a la fecha de las adjudicaciones, dados por la prospectiva e información geológica base al tratarse de áreas que fueron revertidas a la provincia, así como por el descenso en la participación porcentual en la utilidad de la producción por parte de la empresa provincial.

Adicionalmente a estos montos, las empresas adjudicadas debieron cancelar a la provincia un canon de ingreso al área cuya suma acumulada a todas las áreas en las tres rondas ascendió a los 2,21 millones de dólares, siendo que asimismo se estipularon compromisos de aporte para la fundación Alejandría y para el establecimiento de un centro de desarrollo de tecnologías.

---

<sup>73</sup> Ver discusión adicional de este sistema contractual en el capítulo VI.

**CUADRO 7**  
**ARGENTINA: RESULTADOS DE LAS RONDAS LICITATORIAS REALIZADAS EN LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN EN ÁREAS PROSPECTIVAS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES, PERÍODO 2009-2011**

N°	Área concursada y adjudicada	Empresas adjudicatarias	Monto de inversión comprometido en exploración (en millones de dólares)	Participación de G&P en el contrato <sup>a</sup> (en porcentaje)	
Primera Ronda, 2009-2010	1	Aguada del Puesterio	Energy Operations	1,50	15
	2	Bajada de Añelo	Rovella Carranza	4,30	15
	3	Borde de Limay	Petrobras Energía S.A.	4,46	15
	4	Cordillera del Viento	Energy Operations	1,74	15
	5	El Huecú	Energy Operations	1,98	15
	6	El Mollar	Energy Operations	1,86	15
	7	La Escalonada	Total Austral	0,75	15
	8	Las Lajas	Energy Operations	1,12	15
	9	Los Vértices	Petrobras Energía S.A.	2,04	15
	10	Rincón de la ceniza	Total Austral	0,75	15
Segunda Ronda, 2009-2010	11	Buta Ranquil	Rovella Carranza	0,56	15
	12	Cerro Arena	YPF S.A.	9,16	15
	13	Chapúa Este	YPF S.A.	1,07	15
	14	Cruz de Lorena	Raiser S.A.	16,35	15
	15	La Amarga Chica	YPF S.A.	7,04	15
	16	La Ribera	Rovella Carranza	0,10	15
	17	Santo Domingo	YPF S.A.	2,28	15
	18	Senillosa	Rovella Carranza	3,27	15
Tercera Ronda, 2010-2011	19	Bajo del Toro	YPF S.A./EOG Resources Inc.	10,74	10
	20	Salinas del Huitrín	YPF S.A./ Apache Energía	12,94	10
	21	Cerro Las Minas	YPF S.A./Total Austral	4,28	10
	22	Loma del Molle	Exxon Mobil Corporation	9,60	10
	23	Cerro Avispa	YPF S.A./EOG Resources Inc.	7,21	10
	24	Cerro Partido	YPF S.A./Total Austral	4,89	10
	25	Aguada de Castro	YPF S.A./Total Austral/Rovella Carranza	5,75	10
	26	Chasquivil	YPF S.A./ Apache Energía	7,43	10
	27	Las Tacanas	YPF S.A./ Apache Energía	8,39	10
	28	Pampa de las Yeguas Bloque I	YPF S.A.: /Exxon Mobil	4,84	10
	29	Loma del Mojón	YPF S.A. /Rovella Carranza	2,30	10
	30	Los Candeleros	YPF S.A. /Rovella Carranza	1,98	10
	31	Pampa de las Yeguas Bloque II	YPF S.A./Total Austral/Rovella Carranza	4,50	10
Total			145,23		

Fuente: Elaboración propia en base a información oficial de la Provincia del Neuquén.

Nota: <sup>a</sup>La participación de G&P, empresa provincial del Neuquén, se establece en cada contrato y es el resultante de aplicar el sistema del acarreo, en el cual la empresa provincial no participa de las inversiones pero tiene un porcentaje en las utilidades de producción.

Siguiendo las actividades y en busca de nuevas empresas que inviertan en la provincia, se espera llevar a cabo hasta finales del año 2014 la cuarta ronda licitatoria, que incluye un total de 11 áreas siendo las mismas: Parva Negra Oeste, Santo Tomás, Portezuelo Minas, El Churqui, Pampa Trill, Los Alamos, Señal Rocosa, China Muerta, Loma de las Piedras, Cañadón de las Horquetas y Collon Cura Bloque II. Para esta ronda se espera que la participación de G&P baje hasta el cinco por ciento (5%).

**b) Formas de adjudicación de áreas establecidas a partir de la reforma a la Ley de Hidrocarburos**

A partir de la promulgación de la ley que modifica la Ley de Hidrocarburos el 30 de octubre de 2014, se establecen reglas y procedimientos estándares a aplicarse en cada una de las provincias argentinas.

Es importante señalar que a pesar de que la reforma modificatoria incorpora el concepto técnico de hidrocarburos no convencionales, no establece una diferenciación entre las licitaciones para hidrocarburos convencionales e hidrocarburos no convencionales. Según lo estipulado, el titular que se adjudique un área determinada podrá realizar la explotación comercial de todos los hidrocarburos que se hallen en su extensión.

En este sentido actualmente existen para la realización de labores de exploración y explotación de hidrocarburos, dos tipos de adjudicaciones:

*i) Asignación Directa en base a licitaciones preliminares*

Para el caso de las explotaciones de no convencionales, el titular de la concesión deberá informar a la Autoridad Competente su voluntad de desarrollar los hidrocarburos no convencionales que se hallaren en su área concedida y basar su solicitud en un plan piloto. Sólo el concesionario del área, la cual fue obtenida inicialmente por licitaciones públicas podrá hacer uso de este derecho y adjudicarse este tipo de explotaciones de manera directa.

Es decir, cualquier nuevo ingreso de capital privado para la explotación de hidrocarburos no convencionales en la actualidad debe seguir en una primera instancia un proceso de adjudicación por medio de licitaciones públicas sobre áreas convencionales, para en una segunda instancia proseguir con una suerte de tipo de asignación directa a los concesionarios, quienes estuvieran interesados en explorar y explotar este tipo de hidrocarburos. En este sentido se celebrarán contratos adicionales de explotación no convencional, los cuales serán amparados según reglamentación específica a ser elaborada a futuro.

Las licitaciones públicas antes referidas deben estar acordes a los pliegos modelo, prontos a publicarse y sobre nuevas áreas de exploración o explotación.

*ii) Asignación Directa por medio de asociaciones*

La reforma a la Ley de Hidrocarburos presenta en su redacción la prohibición de establecer a futuro nuevas áreas reservadas a favor de las empresas públicas ó provinciales, como el caso de la empresa neuquina G&P.

Sin embargo, las áreas que hubieran sido reservadas con anterioridad a esta reforma, seguirán en manos de las empresas provinciales correspondientes.

A este respecto, las empresas provinciales que deseen explotar sus recursos no convencionales que se encuentran en estas áreas reservadas, podrán asociarse con terceros por medio de contratos de asociación<sup>74</sup>, donde la participación en el negocio estará determinada por la inversión realizada por cada parte que participe en el proyecto. En este sentido cada una de las provincias podrá definir los mecanismos de ingresos de capitales privados que se requieran para el desarrollo de este tipo de hidrocarburos.

Las otras formas de adjudicación aplicables con anterioridad a la promulgación de la ley, seguirán vigentes sólo hasta el cumplimiento de su plazo de concesión. En este sentido las asignaciones directas por medio de renegociaciones al interior de las provincias, queda en desuso<sup>75</sup>; pudiendo las provincias sólo negociar prórrogas legales de 10 años pero no establecer nuevas condiciones a aquéllas concedidas originalmente.

## 2. Brasil

El único mecanismo existente de adjudicación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos es a través de procesos abiertos de licitaciones públicas, dónde de querer PETROBRAS puede participar en igualdad de condiciones que las empresas privadas.

Los hidrocarburos no convencionales no cuentan con una normativa expresa que determine su diferenciación con los convencionales, por lo tanto las licitaciones que se realizan para su exploración cumplen las mismas formalidades respecto a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales.

<sup>74</sup> Ley 17.319 reformada en octubre de 2014, artículo 91 bis.

<sup>75</sup> Todas las renegociaciones realizadas con anterioridad a la modificación de la Ley de Hidrocarburos, seguirán surtiendo los efectos jurídicos anteriores. Para el futuro se prohíbe su realización.

En noviembre del año 2013 se llevó a cabo la ronda de licitaciones Nro. 12 sobre concesiones gasíferas en tierra. El objetivo de la misma fue adjudicar áreas para explotación convencional, pero sin embargo entre los requisitos de los pliegos se menciona la obligación de explorar e investigar la existencia de hidrocarburos no convencionales en las áreas referidas. En caso de encontrarse y de querer explotarse, las operadoras deberán presentar una solicitud a la ANP quien solicitará información y requisitos adicionales, la cual se regulará según lo convenido en el contrato de concesión convencional.

La 12ava ronda aprobada mediante Resolución CNPE N° 6 de 25 de junio de 2013, ofreció 240 bloques de exploración y explotación de petróleo y gas natural distribuidas en 7 cuencas sedimentarias, siendo distribuidas: 1) 110 bloques en las cuencas de Acre, Parecis, Sao Francisco, Paraná y Parnaíba; 2) 130 bloques exploratorios en las cuencas maduras de Recôncavo y Sergipe-Alagoas, con un total aproximado de 164 mil km<sup>2</sup>.

Del total de la oferta se adjudicaron 72 bloques, con inversión comprometida de alrededor de 229 millones de dólares, siendo imposible discriminar el monto que será destinado para la exploración de yacimientos no convencionales, toda vez que como se mencionó la licitación fue realizada para los hidrocarburos convencionales. Sin embargo en cada una de las ofertas presentadas, según requisito del pliego, la inversión comprometida incluye el costo para el relevamiento de la información geológica a través de la perforación de al menos un pozo en yacimientos no convencionales.

Como criterios de la evaluación y requisitos de adjudicación, se consideraron el bono de suscripción, el programa exploratorio mínimo (PEM) que se aplicará en el bloque, expresado en unidades de trabajo (UTs), y los porcentajes de contenido local en las fases de exploración y desarrollo de la producción.

### 3. Colombia

En Colombia al igual que en Argentina existen dos formas de acceso a la explotación de yacimientos no convencionales.

#### a) Asignación directa

Exclusiva para operadores y adjudicatarios de licitaciones anteriores a la Ronda 2012, que teniendo ya un área concesionada para explotación convencional quisieran desarrollar la explotación de no convencional, no debiendo presentarse a nueva licitación sino sólo cumplir con la suscripción ante la ANH de un “Contrato Adicional” que define los requisitos específicos para estas operaciones.

Bajo esta modalidad 16 bloques que fueron adjudicados en las rondas anteriores para yacimientos convencionales están ahora migrando hacia el desarrollo de no convencionales.

#### b) Licitaciones

Llevadas a cabo mediante la Ronda Colombia 2012 y la Ronda Colombia 2014, donde se discriminó y ofreció por separado las áreas para exploración y explotación de yacimientos no convencionales. En estos casos los requisitos fueron descritos en los pliegos licitatorios respectivos y los adjudicatarios celebraron un contrato de concesión que les permitió realizar sólo las operaciones descritas.

En cuanto a los resultados de las rondas licitatorias para no convencionales, en la Ronda Colombia 2012 la ANH ofertó 12 áreas tipo 2 y 18 áreas tipo 3<sup>76</sup>, siendo que para el primer tipo adjudicó 5 áreas en contratos E&P y para la segundo tipo ningún área en contratos TEA. Situación que correspondió al 17% de la oferta realizada, siendo resaltable la participación de importantes empresas de orden mundial.

En la Ronda Colombia 2014 se ofrecieron 18 áreas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, de las cuales sólo un bloque fue adjudicado para la celebración de contratos E&P lo que corresponde al 5% de la oferta realizada. En cuanto a los yacimientos no

<sup>76</sup> Áreas tipo 1: para recursos convencionales continentales y costa afuera en áreas emergentes y maduras, así como yacimientos descubiertos no desarrollados en áreas continentales.

Áreas tipo 2: para recursos no convencionales ubicadas en cuencas con nueva prospectividad en áreas emergentes.

Áreas tipo 3: ubicadas en cuencas frontera, y de las que según la ANH se tiene escaso o ningún conocimiento geológico. Estas áreas tipo 3, a diferencia de las áreas tipo 1 y 2 que serán asignadas mediante contratos de exploración y producción (E&P), serán otorgadas exclusivamente mediante contratos de evaluación técnica (TEA por sus siglas en inglés).

convencionales, se denota poca convocatoria a la misma posiblemente influida por el grado de disponibilidad de información geológica y las expectativas en cuanto a la existencia de una norma ambiental y social específica la cual defina parámetros legales en este aspecto.

En el cuadro 8 a continuación, se ve los resultados acumulados de estas dos licitaciones, considerando que los requisitos para la adjudicación de este tipo de áreas ha sido la evaluación de la inversión adicional en exploración, plasmadas en programas mínimos de exploración, esto debido a la necesidad del país de determinar la existencia y cantidad de recursos no convencionales.

**CUADRO 8**  
**COLOMBIA: RESULTADOS DE ÁREAS ADJUDICADAS PARA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN LAS RONDAS LICITATORIAS. AÑOS 2012 Y 2014**

	Bloques y áreas	Empresas adjudicatarias	Inversión adicional en exploración (en millones de dólares)	Participación de la ANH en la producción <sup>a</sup> (en porcentaje)
Ronda Colombia 2012	Valle Magdalena Medio (VMM 5)	Harvest Natural Resources Inc.	7,0	1
		Ecopetrol S.A.	11,8	1
	Cordillera Oriental (COR 62)	Ecopetrol-Exxon Mobil	22,1	1
	Catalumbo (CAT 3)	Ecopetrol S.A.	3,0	1
	Valle Magdalena Medio (VMM 16)	Ecopetrol S.A.	6,0	1
	Valle Magdalena Medio (VMM 29)	Ecopetrol-Exxon Mobil	3,5	1
Ronda Colombia 2014	Valle Magdalena Medio (VMM 9)	Parex Resources Colombia Ltda.	54,0	1
		Unión temporal Geopark-Casa Exploration-Perenco	12,0	1
	<b>Total</b>		<b>119,4</b>	<b>1</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información oficial del país.

<sup>a</sup> Derecho económico como porcentaje de participación en la producción.

Adicionalmente los principales requerimientos para la adjudicación fueron la acreditación de las siguientes capacidades<sup>77</sup>: 1) legal, 2) económico- financiera, 3) técnica-operacional, 4) medioambiental y 5) de responsabilidad social empresarial.

Como beneficio a la empresa estatal ECOPETROL, se establece que la misma no deberá acreditar las capacidades económica-financiera y técnica-operacional, aplicando de esta forma su dominio propietario sobre los recursos.

## 4. México

Luego de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos Mexicana en Agosto del 2014, se establecen las condiciones de la participación privada en la exploración y explotación de hidrocarburos por medio de dos vías.

<sup>77</sup> Las operadoras a través de la modalidad de asignación directa, por medio de un contrato adicional, o por medio de licitaciones deberán cumplir los siguientes requisitos:

Capacidad Económico Financiera: Acreditar que el promedio del Patrimonio Neto de los tres (3) últimos ejercicios fiscales es igual o superior a doscientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$200.000.000) por Área.

Capacidad Técnico Operacional: Acreditar que reúne los siguientes requisitos en términos de producción y volúmenes de reserva:

Reservas probadas propias para el último período fiscal no inferiores a cincuenta millones de barriles de petróleo equivalente (50 MBPE). Producción Mínima Operada de veinte mil barriles de petróleo equivalentes por día (20.000 BPED)

Capacidad Jurídica: La operadora tiene aptitud jurídica para desarrollar Yacimientos No Convencionales, en forma individual o conjunta, las personas jurídicas nacionales y extranjeras, públicas, privadas o mixtas, consideradas legalmente capaces por el ordenamiento superior, cuyo capital este representado en acciones o cuotas de interés nominativas, que acrediten mantener y/o reúnan los requisitos establecidos.

Capacidad Medioambiental: Deberá demostrar haber implementado sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y la medición de operaciones y para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.

Acreditación en materia de Responsabilidad Social Empresarial: La operadora deberá demostrar haber implementado normas, prácticas y metas corporativas precisas de Responsabilidad Social Empresarial. Fuente: Acuerdo 3 de 2014-ANH.

### a) Asignación directa

Realizadas por medio de asignaciones establecidas en la “Ronda 0”, donde PEMEX pudo determinar qué áreas reservar para su operación. En general PEMEX retuvo los derechos en aquellas áreas de exploración donde tuvo descubrimientos comerciales o realizó inversión en exploración. Para ello proporcionó un Plan de Exploración para cada área que cubra un período de 3 a 5 años.

### b) Ronda Cero

En la normativa aplicable a la ronda cero, contenida en el artículo sexto transitorio del decreto de reforma constitucional en materia energética del 20 de diciembre de 2013, se señala que PEMEX solicitará la adjudicación de áreas en exploración y campos en producción y que la SENER deberá resolver con respecto a las solicitudes dadas por:

- Para asignaciones de exploración de hidrocarburos, en función a las áreas en las que a la fecha de solicitud PEMEX haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración.
- Para asignaciones de extracción, PEMEX mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentre en producción.

En ambos casos se estableció como requisito que PEMEX compruebe estar en la capacidad de llevar adelante los trabajos y cuente con planes que garanticen el adecuado aprovechamiento de los recursos y una producción eficiente y competitiva.

La ronda cero se llevó a cabo el día 13 de Agosto de 2014 bajo los siguientes resultados (ver cuadro 9).

**CUADRO 9**  
**MÉXICO: RESULTADOS DE LA RONDA CERO Y ÁREAS ASIGNADAS A PEMEX, AÑO 2014**

	Recursos hidrocarburíferos al 2014	Solicitud de PEMEX		Asignación del SENER	
	(en mil millones de barriles equivalentes de petróleo)	Total	Solicitado con relación a los recursos (en porcentajes)	Total	Asignado con relación a los recursos (en porcentajes)
Reservas probadas	13,4	12,9	96,3	12,9	96,3
Reservas probables	11,4	7,7	67,5	7,7	67,5
Reservas posibles	19,0	10,7	56,3	-	-
Recursos prospectivos convencionales <sup>a</sup>	52,6	25,6	48,7	18,2	34,6
Recursos prospectivos no convencionales	60,2	8,9	14,8	3,9	6,5
<b>Total</b>	<b>156,6</b>	<b>65,8</b>	<b>34,5</b>	<b>42,7</b>	<b>28,6</b>

Fuente: Elaboración propia en base a Consejo Mexicano, SENER y PEMEX.

<sup>a</sup> Incluye hidrocarburos en aguas profundas.

Se muestra que las áreas para exploración y campos de producción asignados a PEMEX representaron el 83% de aquellas solicitadas por la empresa, por lo que la SENER consideró que PEMEX podría no estar en la capacidad de explorar o explotar de manera eficiente el restante 17%.

Con respecto a los hidrocarburos no convencionales, la SENER consideró que para algunas cuencas es necesaria la participación de empresas con mayor capacidad de inversión y mayor experiencia en el desarrollo de estos reservorios, por lo que asignó a PEMEX sólo el 44% de lo solicitado lo que a nivel de recursos corresponde al 6,5% del total.

### c) Licitaciones

Esta modalidad se caracteriza por la celebración de contratos con el Estado en nuevas áreas o en asociaciones con Pemex sobre áreas asignadas en la ronda cero.

La variable de adjudicación será en todos los casos una única variable de naturaleza económica, atendiendo siempre a maximizar los ingresos por parte del estado ó apropiación estatal de la renta.

**d) Ronda uno**

De acuerdo a la información de la CNH, el Estado mexicano llevará a cabo la ronda uno durante el año 2015, la cual contemplará dos objetivos:

- Las asociaciones que decida celebrar PEMEX, por medio de una migración desde una asignación a un contrato, y que involucre las áreas asignadas en la ronda cero.
- Subastas de nuevas áreas para exploración y/o producción que no fueron solicitadas u otorgadas a PEMEX.

Se planea ofertar 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a proyectos de exploración y 60 a proyectos de extracción. Una gran parte de estas áreas corresponden a superficies donde PEMEX ya realizó exploraciones por lo que cuentan con información geológica base e infraestructura cercana desarrollada. Asimismo se espera que cerca el 69% de los recursos prospectivos a ser licitados correspondan a no convencionales y en aguas profundas<sup>78</sup>.

En este sentido, las cuencas con potencialidad de recursos no convencionales a ser eventualmente incluidos en la ronda uno se muestran a continuación (Ver cuadro 10).

**CUADRO 10**  
**MÉXICO: POTENCIALES ÁREAS NO CONVENCIONALES A SER SUBASTADAS**  
**EN LA RONDA 1 EN EL AÑO 2015**

Cuenca	Tipo de recurso	Volumen de recursos (en mil millones de barriles equivalentes de petróleo)	Bloques o campos
Tampico-Misantla	Prospectivo <sup>a</sup>	8,9	62
Tampico-Misantla	Reserva probada y probable	2,7	28
Sabinas	Prospectivo <sup>a</sup>	0,1 <sup>b</sup>	8

Fuente: Elaboración propia en base a CNH, 2014.

<sup>a</sup> Aquellas cantidades de petróleo y gas natural estimadas en una fecha determinada, las cuales son potencialmente recuperables de formaciones aún no descubiertas. Estos recursos son técnicamente viables y económicamente recuperables (SPE, 2009).

<sup>b</sup> 142 millones de barriles equivalentes de petróleo.

<sup>78</sup> Se espera que la secuencia del proceso ó fases de subasta comience con recursos en aguas poco profundas, continuando con el petróleo extra pesado, no convencionales y terminando con aquéllos en aguas profundas (OGJ, 2014a). Este diseño de subasta sugiere que el orden de la licitación de los prospectos estaría relacionado a condicionantes de rentabilidad □ influidas por disponibilidad de información geológica y desarrollo de infraestructura □ las que se traducen en la generación de renta económica y apropiación por parte del Estado.



## VI. El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión económica

---

La más importante consideración para el desarrollo exitoso de la industria del gas en yacimientos no convencionales, es reconocer su calidad de recurso no convencional. No obstante la simplicidad y lo lógico que pueda parecer, hasta el momento el único país que delimita estas diferencias dentro de sus modelos contractuales es Colombia<sup>79</sup>, siendo que los otros tres países estudiados están utilizando un esquema fiscal, contractual y económico inspirado en el modelo de explotación de yacimientos convencionales.

La determinación respecto a qué países de la región serían finalmente actores de la revolución del gas de esquisto, estaría influida por aspectos relativos al grado de adecuación de los regímenes fiscales<sup>80</sup> específicos para este tipo de recursos, los cuales contengan a la vez de beneficios en la atracción de inversiones, consideraciones en aspectos medioambientales y de seguridad en las operaciones<sup>81</sup>.

### A. Inversión en el desarrollo de gas natural no convencional

El desarrollo sostenible de la producción de gas natural en la región durante las próximas dos décadas se estima podría requerir una inversión acumulada de 810.000 millones de dólares —cerca de 40.000 millones de dólares por año (0,7% del PIB regional anual)— compuesta por 510.000 y 150.000 millones de dólares para la exploración y producción de gas natural en yacimientos convencionales y no

---

<sup>79</sup> Establecido el régimen en el Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014 “Reglamento de contratación para la exploración y explotación de yacimientos incluidos no convencionales”.

<sup>80</sup> Los regímenes fiscales petroleros, se aplican bajo dos grandes sistemas: i) EL sistema de concesión y ii) El sistema de concesión. Se diferencian entre sí por aspectos relacionados a la propiedad de la producción, el instrumento tributario aplicado y el grado de participación de la empresa estatal en los beneficios. En un sistema de concesión, los ingresos para el estado provienen de la recaudación de regalías e impuestos y la producción resulta ser de propiedad del operador privado. El sistema contractual se caracteriza porque el Estado es el propietario de la producción y no solo recauda regalías e impuestos, sino que a través de la empresa estatal participa con el sector privado en las ganancias del negocio. A su vez, en el sistema contractual se incluyen contratos de servicios, de producción compartida. En el primero se cancela al contratista en dinero, mientras que en el segundo se entrega petróleo o gas natural. El contrato de servicio puede ser de dos tipos: contrato de servicio puro y de riesgo, en el primero el pago es fijo y en el segundo variable según rentabilidad y condiciones de mercado (CEPAL, 2013a).

<sup>81</sup> Situación que implica tanto la provisión de seguridad industrial cuanto de seguridad física, siendo ésta de importancia para la atracción de inversiones en países como Colombia y México.

convencionales respectivamente, y 150.000 millones de dólares para la fase de distribución, comercialización e infraestructura para el LNG (AIE, 2012a).

Bajo el supuesto de similares características de desarrollo en los países de la región, la inversión en infraestructura sólo para la exploración y producción de los recursos gasíferos en yacimientos no convencionales argentinos y mexicanos, pudiera representar 49.000 y 47.000 millones de dólares respectivamente durante las próximas dos décadas. Otras estimaciones consideran que la formación Vaca Muerta de la provincia argentina del Neuquén podría aumentar la producción en cincuenta por ciento con una inversión estimada en 42.000 millones de dólares los próximos años (Instituto Fraser, 2012).

Si bien los países estudiados poseen recursos potenciales en yacimientos no convencionales, también es cierto que para obtener información cierta de su transformación en reservas, así como para extraerlos y generar renta económica, se necesita inversión y conocimiento los cuales por el momento poseen las grandes transnacionales y empresas de servicios en especial aquéllas norteamericanas.

Es por esta razón que los países estudiados se encuentran abriendo sus sistemas regulatorios hacia la atracción de esta inversión para la explotación de este tipo de reservorios, lo que junto con la consecución de políticas internas de desarrollo coadyuvarían a la independencia energética y al desarrollo económico anhelado.

## **1. Premisas de buenas prácticas en la atracción de inversiones**

Algunas de las premisas que deberían analizarse por parte de los países que decidan finalmente desarrollar este tipo de reservorios se dan por:

### **a) Régimen contractual**

- Proveer seguridad en los contratos para garantizar la inviolabilidad de los mismos y dar seguridad al inversionista mediante el establecimiento de reglas claras en cuanto a la recuperación de costos y generación de utilidades razonables, desde el inicio hasta la finalización del proyecto. Eventuales renegociaciones impulsadas por el Estado durante el transcurso de los contratos no hace más que aumentar el riesgo para el inversionista, generar un clima de desconfianza para futuros emprendimientos y privar al Estado de la generación, apropiación y uso de estas rentas económicas provenientes de su explotación.
- El proceso contractual entre el Estado y el inversionista debiera enmarcarse dentro de un consenso político, participación y transparencia entre los actores involucrados con el fin de dotar a este instrumento con la legitimidad necesaria para asegurar su feliz término.
- Es necesaria la realización de contratos específicos en exploración y producción enfocados hacia este tipo de recurso, pudiendo no ser suficientes los contratos en actual vigencia y enfocados hacia el desarrollo de yacimientos tradicionales convencionales.

### **b) Régimen fiscal**

- Debido a los mayores costos de este tipo de desarrollo, los estados deben fijar un régimen fiscal y eventuales incentivos tributarios acordes al recurso, los cuales busquen la sintonía entre los requerimientos fiscales por parte del Estado y la generación de utilidades por parte del inversionista.
- Asimismo la búsqueda de incentivos tributarios hacia las actividades de exploración aumentarían el activo de información geológica estratégica para el país.
- Para el desarrollo de este tipo de recursos resulta de suma importancia el establecimiento y diseño de regímenes fiscales progresivos los cuales consideren la volatilidad en precios, costos y el perfil de producción.
- El diseño de regímenes fiscales debieran enfocarse hacia la maximización en los volúmenes recuperables antes que a la maximización en la producción de corto plazo, esto con el fin de asegurar la sostenibilidad del recurso no renovable y la utilización de la renta por parte de las generaciones futuras.

**c) Régimen ambiental**

- Es necesario que los países determinen regulaciones específicas dependiendo del tipo de riesgo que conlleva la realización de esta práctica, para así proteger su medio ambiente natural y salud de las personas y a la vez proporcionar a las empresas un marco jurídico estable, que considere medidas precautorias y preventivas, las cuales puedan ser internalizadas y presupuestadas por parte de los inversionistas en sus costos de operación e inversión.
- Debido a la presencia de pueblos indígenas, áreas protegidas y recursos naturales renovables como el agua, aire, tierra, biodiversidad involucrados en este proceso, es de importancia que los países determinen modos y métodos cuantitativos para establecer medidas de prevención y compensación respecto a los posibles daños ambientales o posibles traslados de los pueblos indígenas afectados. Esta obligación debe ser reglamentada por el Estado desde el inicio de la concesión, y no traspasada a las empresas al momento de la operación, esto con el fin de generar un clima de confianza dentro de la población y una adecuada valoración de las inversiones.

**d) Información geológica**

- La disponibilidad de información geológica propicia mayores niveles de inversión al reducir el riesgo exploratorio y los costos de exploración y desarrollo. Sin embargo al ser los países propietarios de la riqueza del subsuelo, la información geológica disponible resulta ser un activo estratégico y de propiedad de los Estados. Es así que se recomienda a los países buscar un equilibrio entre las necesidades de promover la inversión a la vez de salvaguardar la soberanía estatal en la administración de este activo.

**e) Aspectos de mercado**

- Al estar muchos de los precios mayoristas del gas natural en la región por debajo de los altos costos de inversión y operación para este tipo de proyectos, ya sea por su cotización en función al mercado estadounidense o por estar regulados, existe el desafío de contar con una valoración la cual tome en cuenta las condiciones y características específicas de este hidrocarburo en los mercados de cada país.
- La adjudicación de áreas mediante procesos competitivos y transparentes tenderá a incentivar la inversión de manera que coadyuve a diversificar y ampliar el mercado de productores y a la vez disminuya el riesgo de un eventual acaparamiento de áreas y prácticas de oligopolio.
- La disponibilidad de mano de obra capacitada, insumos y equipos de perforación necesarios influyen sobre los costos y pueden desincentivar a la inversión. Es necesario que los países implementen políticas respecto a la capacitación de la mano de obra nacional tendiente al aumento en su productividad y que promuevan condiciones propicias respecto a la importación y disponibilidad de maquinaria, torres de perforación, servicios de la industria e insumos utilizados para la fractura, entre otros. Asimismo la alianza que tiene que existir entre el sector público, privado y el sector financiero nacional e internacional tendría que asimismo propiciar el financiamiento de nuevas tecnologías hacia el tratamiento y disposición de aguas residuales propias del proceso de fractura hidráulica, entre otras.

**f) Grado de desarrollo de infraestructura disponible**

- El desarrollo de este tipo de recursos implicaría asimismo el financiamiento e inversión adicional en infraestructura pública relacionada a la construcción y mantenimiento de carreteras, red de acueductos para las actividades de la fracturación hidráulica, plantas de tratamiento y disposición de aguas residuales y provisión de servicios básicos necesarios –de forma equitativa, sostenible y económica– para la población actual y futura que pueda asentarse debido al impulso del sector.
- La disponibilidad de infraestructura de gasoductos es importante para la atracción de inversiones en exploración y explotación, es por esto necesario que los países promuevan incentivos hacia su financiamiento y construcción así como en la búsqueda y ampliación de mercados tanto dentro de los países como a nivel regional, éste último mediante un consenso regional hacia una renovada integración gasífera.

## 2. La experiencia en la Argentina

La empresa estatal argentina YPF contempla en su plan quinquenal de inversiones montos en el orden de 37.000 millones de dólares para el periodo 2013-2017, siendo que cerca de 18.000 millones de dólares del monto presupuestado irían con destino a las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales y recuperación de pozos en una intensa campaña de perforación<sup>82</sup>. Dicho monto se espera sea financiado en dos tercios por el flujo de caja de la compañía y en un tercio por la emisión de deuda. Asimismo se espera que nuevas alianzas y el fortalecimiento de acuerdos con socios extranjeros sirvan para explorar y desarrollar recursos en áreas ya concesionadas en la Provincia del Neuquén. En este sentido en el año 2013, YPF suscribió importantes acuerdos de inversión para la puesta en marcha de proyectos piloto, en el área Loma Campana con la compañía Chevron y en el área Oréjano con la compañía Dow Chemical, por compromisos de inversión en el orden de 1.240 y 120 millones de dólares respectivamente<sup>83</sup>.

Resultaría de importancia la coordinación de políticas y la búsqueda de alianzas entre los grupos de interés dados por el Gobierno Federal, los gobiernos provinciales, los productores, los proveedores<sup>84</sup>, los dueños de tierras, la comunidad y los sindicatos, entre otros; hacia la atracción de inversiones de calidad y el desarrollo sostenible de este tipo de recursos.

### B. Regímenes fiscales, sistemas contractuales e incentivos

Uno de los objetivos de la implementación de regímenes específicos para la explotación de gas en yacimientos no convencionales será la atracción de inversión privada caracterizada por: 1) La disposición a tomar grandes riesgos y exponer capital importante en la búsqueda de hidrocarburos, 2) La experiencia técnica en exploración, producción y transferencia tecnológica, 3) El enorme capital requerido para desarrollar grandes campos, 4) El personal entrenado y experimentado, capaz de administrar estos proyectos.

Este aspecto se torna más importante si se considera que parte del éxito en la atracción de inversiones que propició el desarrollo del gas de esquisto en EEUU, se debió entre otros a la existencia de sistemas fiscales y contractuales liberales y al importante desarrollo institucional el cual propicia la intangibilidad de los contratos. Los países de América Latina tienen sistemas más protectores respecto a la administración de los recursos naturales, por lo que estos parámetros del éxito estadounidense pudieran difícilmente ser aplicados, con lo cual no se afirma el fracaso sino la necesidad de tomar medidas apropiadas en la atracción de inversiones de calidad, las cuales propicien la transferencia de conocimiento y tecnología tanto en las técnicas de fractura hidráulica como en la prevención y mitigación de los posibles impactos sociales y medioambientales.

<sup>82</sup> YPF estima que para desarrollar sólo el área Loma Campana de 395 Km<sup>2</sup>, en comparación con los 30.000 Km<sup>2</sup> de todo el yacimiento Neuquén, calcula necesarios de entre 15.000 y 16.000 millones de dólares los próximos años. Estos montos se explican por la elevada inversión por pozo de cerca siete y medio millones de dólares, siendo el objetivo alcanzar los 1.500 pozos y llegar a una producción de 50.000 barriles de petróleo y cerca de 3 millones de metros cúbicos al día de gas natural. Por su parte Daniel Montamat y Guillermo Coco ex presidente de YPF y actual Ministro de Energía de la Provincia de Neuquén respectivamente, estiman necesaria la perforación de 2.000 pozos por año y 10.000 pozos en quince años respectivamente para contar con un desarrollo pleno de este tipo de recursos. Fuente: El País, "Chevron acuerda con YPF invertir otros 1.152 millones en Vaca Muerta", 2014, The Washington Post, 2012a, The Economist, 2012a y BBC Mundo, 2012.

<sup>83</sup> El 16 de Julio de 2013, YPF y Chevron firman un acuerdo de inversión con el objetivo de realizar una explotación conjunta de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en el área Loma Campana, formación Vaca Muerta de la Provincia del Neuquén. El acuerdo contempla un desembolso por Chevron de 1.240 millones de dólares, que durante una primera fase de trabajo estimada en un año se espera desarrolle cerca de 20Km<sup>2</sup> (proyecto piloto), de los 395 Km<sup>2</sup> correspondientes al área, por medio de la perforación de más de 100 pozos. Junto con lo ya invertido por YPF, esta nueva inversión resultaría en un total de 1.500 millones de dólares dedicados al desarrollo de este proyecto piloto en el área. En una segunda fase, después de la finalización del proyecto piloto, las compañías esperan seguir con el desarrollo al compartir en 50% los montos de inversión necesarios (YPF, 2014).

<sup>84</sup> En la Argentina, la disponibilidad de divisas para la importación y los procesos de internación de maquinaria, equipos especializados y repuestos en tiempos razonables, pudieran influir sobre la factibilidad financiera de proyectos.

**RECUADRO 1**  
**LA GESTIÓN DEL RECURSO AGUA EN LA INICIATIVA ARGENTINA "RED AZUL"**

Interesantes iniciativas relacionadas a la administración del recurso agua en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales se están dando en muchos de los países de la región.

Actualmente la provincia argentina del Neuquén viene desarrollando desde el año 2012 el proyecto "Red Azul", el cual consiste en la construcción tanto de infraestructura de captación de agua superficial, proveniente de los ríos Neuquén y Colorado, como de nuevos acueductos y facilidades de almacenamiento, destinadas a las operaciones de fractura hidráulica en campos; en el entendido de que el consumo hídrico provincial alcanza sólo al 1% del recurso hídrico disponible, siendo que el resto retorna al mar sin ser utilizado.

Al ser el recurso hídrico de propiedad provincial, se espera que este proyecto se enmarque dentro el marco de política local enfocada a la gestión sostenible del recurso hídrico desde la captación hasta las operaciones en campo referente a la fractura hidráulica y al eventual uso simultáneo en el sector agrícola. Sin embargo la iniciativa no abarca la total administración del recurso, siendo que la gestión del agua de retorno flow back estaría sujeta a la decisiones de cada operador en cuanto a la mejor elección tecnológica para su tratamiento, al marco regulatorio provincial y federal vigente y a las posibilidades de reciclaje en condiciones aptas para el riego.

A través de una alianza pública y privada entre la provincia y las empresas petroleras interesadas, se espera poder financiar, y administrar en fideicomiso, una inversión inicial estimada en cerca 60 millones de dólares, sin que ello implique que a futuro no puedan sumarse otros sectores industriales como el agrícola en una administración compartida hacia una reconversión productiva.

Fuente: CEPAL en base a conversación con el Ministro de Energía y Servicios Públicos Sr. Guillermo Coco y en base al periódico electrónico Neuquén, <http://www.neuquen.com.ar/energia/10127-una-red-azul-nada-convencional-el-gobierno-neuquino-piensa-en-un-sistema-de-canales-con-agua-del-colorado-y-el-neuquen.html>.

En el cuadro 11 se muestra el comportamiento del régimen fiscal y contractual sobre el cual se basarían las decisiones de inversión dentro de los países seleccionados:

**CUADRO 11**  
**REGIMEN FISCAL Y CONTRACTUAL PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE GAS DE ESQUISTO. LOS CASOS DE ARGENTINA, BRASIL, COLOMBIA Y MEXICO, AÑO 2014**

Variable/ País	Argentina				
	Para concesiones otorgadas antes de la reforma a la Ley de Hidrocarburos del 30 de octubre de 2014	Para concesiones a otorgarse a partir de la reforma a la Ley de Hidrocarburos del 30 de octubre de 2014	Brasil	Colombia	México
Formas de asignación y adjudicación de áreas para la exploración y explotación de no convencionales.	1.- Directa. Para el caso de renegociaciones de concesiones anteriores. 2.- Licitaciones. Para el caso de asociaciones con empresas provinciales y para nuevas áreas.	Directas. Con la reforma de la ley, solo el titular de una concesión puede optar por el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, presentando la solicitud a la autoridad competente.  Para obtener una concesión general se precisa de licitaciones, pero para desarrollar no convencionales, directamente se solicita a la autoridad ó se procede a realizar contratos de asociación con empresas con áreas reservadas. No existen licitaciones específicas para no convencionales.	Directas. Hasta el momento quien quiera explotar yacimientos no convencionales debe ser concesionario del área y sólo presentar documentación adicional a la ANH. No existe licitación específica para estas áreas.	1.- Directa. Para el caso de concesiones otorgadas antes de Ronda Colombia 2012. 2.- Licitaciones. Para adjudicaciones a partir de Ronda Colombia 2012.	1.- Directa. Reservada para PEMEX en Ronda 0 el año 2014. 2.- Licitaciones. Para suscribir contratos desde Ronda Uno en adelante.
Variables de adjudicación en licitaciones.	Se adjudicará la oferta más beneficiosa en montos de inversión, así como por el porcentaje de participación de la empresa provincial en las utilidades de la producción.	Se evaluará el desarrollo del plan piloto y las capacidades técnicas-económicas.	Se adjudicará la oferta más beneficiosa, tomándose en cuenta: 1. Programa de exploración, plazos y volúmenes mínimos. 2. Participaciones gubernamentales: bonos de signatura, participación contractual.	Se evaluará: 1.Capacidad Económico Financiera, 2.Capacidad Jurídica, 3.Capacidad Medioambiental, 4.Capacidad Técnico Operacional 5. Adecuación de Responsabilidad Social Empresarial.	Las variables de adjudicación de los contratos serán en todos los casos de naturaleza económica y asociadas al monto o % de recursos que reciba el Estado, así como al monto que el Contratista comprometa como inversión <sup>b</sup> .

Cuadro 11 (continuación)

Variable/ País	Argentina				
	Para concesiones otorgadas antes de la reforma a la Ley de Hidrocarburos del 30 de octubre de 2014	Para concesiones a otorgarse a partir de la reforma a la Ley de Hidrocarburos del 30 de octubre de 2014	Brasil	Colombia	México
Tipo de contrato	1.-Contrato de Concesión. 2.-Contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE).	1.-Contrato de Concesión. 2.-Contrato de Asociación.	Contrato de Concesión idénticos a los suscritos para explotación de gas convencional.	Contratos de Concesión modalidad E&P, con particularidades para la industria de no convencionales	1.-Contratos de Licencia 2.-Contratos de Producción Compartida 3.-Contratos de Utilidad Compartida 4.-Contratos de Servicios
Particulares para exploración y explotación de no convencionales.	No.	Sí.	No.	Sí.	No.
Duración del contrato	Periodo de Exploración: 8 años, Periodo de Explotación: 35 años	Periodo de Exploración: 8 años, Periodo de Explotación: 35 años.	Periodo de Exploración: 5-7 años. Periodo de Producción: 27 años.	Periodo de Exploración: 9 años. Periodo de Producción: 30 años.	
Normas técnicas para no convencionales	Existen al interior de la provincia del Neuquén y reglamentan aspectos operativos de la industria.	Existen al interior de la provincia del Neuquén y reglamentan aspectos operativos de la industria.	Existen normas técnicas para la industria a nivel Estatal.	Existen normas técnicas para la industria no convencional y regulan la exploración y explotación.	No existen normas.
Forma de apropiación estatal en la renta	A través del cobro de regalías e impuestos, participación de la empresa provincial en la utilidad de la producción.	A través del cobro de regalías e impuestos.	A través del cobro de regalías e impuestos	A través del cobro de regalías, impuestos y participación del regulador ANH en la producción.	A través del cobro de regalías, impuestos y contraprestaciones
Régimen fiscal	1.-Regalías, del 12% 2.- Impuestos sobre las ganancias del 35%. 3.-Cánon de Ingreso al área. 4.-Impuesto sobre los Ingresos Brutos del 3%. 5.-Participación de la empresa provincial, siendo que actualmente varía desde el 5% al 15% de la producción. 6.-Montos a cancelar por Responsabilidad Social Empresarial, por aportes a la Fundación Alejandría, por monitoreo de obras y por desarrollo técnico.	1.-Regalías del 12% sobre el valor br de producción, ésta podrá aumentarse hasta el 18%. 2.-Cánon por uso de la tierra en etapas de exploración y explotación de hidrocarburos. 3.- Bono de Prórroga. 4.-Impuesto a los ingresos brutos d 3%. 5.- Además se establecen montos a cancelar por concepto de Responsabilidad Social Empresarial, aportes a la Fundación Alejandría y p monitoreo de obras y desarrollo técnico 6.-Impuestos dados por el impuesto sobre las ganancias del 35% y aquél sobre los sellos.	1.-Bono de signatura 2.-Regalías del 10% 3.-Participación Especial, con alícuota desde el 0% al 40% 4.-Pago a los propietarios de la tierra 5.-Participación en la producción, a determinarse en cada contrato. 6.- Pago por uso del suelo 7.-Impuesto a la Renta del 34%	1. Regalías escalonadas según volúmenes de producción, desde el 4,8% al 15%. 2. Derechos por precios altos. 3. Participación en la producción, equivalente al 1% de la misma. 4. Impuesto a la Renta del 35%. 5.-El Derecho Económico por concepto del uso del suelo 6. Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología.	1. Regalías escalonadas según precio. 2. Contraprestaciones, pudiendo ser % de producción, utilidad o establecida por la CNH. 3.-Cuota contractual por ocupación de tierra. 4.-Bonos de firma, para contratos de licencia. 5.-Impuesto a la renta de 30%.
Beneficios para la explotación de gas de esquisto	1. Ampliación en la duración del contrato a 35 años, respecto a convencionales. 2. Derecho a libre comercialización en mercado externo del 20% de la producción, a partir del quinto año. El alcance es para proyectos con inversión comprometida de más de 1 mil millones de \$US, por cinco años 3. Alícuota 0% de derechos de exportación. 4. Derecho a percibir por los hidrocarburos susceptibles de exportación el precio internacional de referencia. 5. Compensación e incentivo a los productores respecto a su comercialización al mercado interno, con un precio del gas en boca de pozo cercano a los \$us 7,50 por millón de BTU.	1. Ampliación en la duración del contrato a 35 años, respecto a convencionales. 2.Derecho a libre comercialización en mercado externo del 20% de la producción a partir del tercer año. El alcance es para proyectos con inversión comprometida de más de 250 millones de \$us, por tres años. 3.Alícuota 0% de derechos de exportación. 4.Derecho a percibir por los hidrocarburos susceptibles de exportación el precio internacional de referencia. 5.Compensación e incentivo a los productores respecto a su comercialización al mercado interno, con un precio del gas en boca de pozo cercano a los \$us 7,50 por millón de BTU. 6.Disminución de hasta 25% de la alícuota de regalías durante los primeros 10 años.	1.-Ampliación del plazo de la concesión hasta 35 años. 2.-Devolución parcelada de áreas.	1.-Descuento del 40% sobre el pago de las regalías vigente desde 2012. 2.-Ampliación del plazo de la concesión a 39 años, 12 años más que para convencionales.	No se establecen beneficios para este tipo de operaciones, sin embargo para el gas natural no asociado o seco, que tenga un precio menor a \$us 5 por millón de BTU no aplica regalías. Devolución parcelada de áreas.

Fuente: Elaboración propia en base a información oficial de los países.

<sup>a</sup> Ley 2650, artículo 41.<sup>b</sup> Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, artículo 26.

Se puede observar que la Argentina y Colombia son los países que mayores incentivos a nivel contractual y fiscal han proporcionado a la industria, siendo que para el primer caso permitieron las asignaciones directas a los concesionarios de yacimientos convencionales –los cuales demuestren interés en invertir en el desarrollo de no convencionales– y para el segundo caso permitieron una disminución en las tasas de regalías y/o un aumento en los precios de comercialización, entre otros. Sin embargo en los casos del Brasil y México, al estar en una etapa primaria del desarrollo, dichos incentivos no resultan ser tan evidentes.

## 1. Argentina

Mediante la modificación a la Ley de Hidrocarburos de Octubre de 2014, se incorpora en el texto y eleva a nivel legal el régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos, aprobada inicialmente mediante Decreto 929 del año 2013; con lo cual queda consolidada su aplicación en todas las provincias del territorio nacional, efectuándose cambios que benefician al inversionista.

Por otro lado, a nivel provincial siguen vigentes las normas y procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales, como aquél instrumento legal aprobado en la provincia del Neuquén mediante decreto 1483 de 13 de agosto de 2012.

Asimismo cabe mencionar que con la modificación de la Ley de Hidrocarburos, se modifica el sistema fiscal y contractual vigente en el país, con lo cual se pretende disminuir el riesgo de competencias entre las provincias. Debido a esta diferencia existente entre ambos momentos legales, y ante ausencia de ejemplos aplicados bajo la nueva ley, se tomará la experiencia de la provincia del Neuquén en cuanto a concesiones otorgadas, tanto antes como después a la promulgación de las modificaciones referidas.

### a) Formas contractuales y fiscales aplicables a concesiones otorgadas antes de la reforma a la Ley de Hidrocarburos

En relación a las concesiones otorgadas con anterioridad al 30 de octubre de 2014 y a partir del traspaso de dominio de los hidrocarburos desde el Estado Federal a las Provincias, convergen de la misma forma que en la adjudicación, dos modelos de contratos basados en la fecha de adjudicación de las mismas.

#### i) *Contratos de Concesión*

Para todas las áreas que fueron adjudicadas con anterioridad a este traspaso se siguen aplicando los contratos de concesión. Estos contratos estuvieron vigentes e iguales para el caso de renegociaciones entre las compañías con las provincias, quienes pudieron solicitar una participación o condiciones extras<sup>85</sup>.

Bajo esta forma contractual se encuentra el acuerdo suscrito entre YPF y Chevron el año 2013, donde se solicitaba a la provincia que amplíe el periodo de la concesión que YPF tiene sobre el área de Loma Campana y que adicione a la misma una porción del área que tiene sobre la concesión de Loma Lata.

La creación de esta nueva área fue ratificada por la provincia del Neuquén. En primer término se firmó un acuerdo entre el Ejecutivo provincial e YPF —titular de las áreas— que se plasmó en el decreto 1208 del año 2013; siendo que en esta instancia Chevron no intervino. Convenio que luego fue refrendado por la Legislatura local. El convenio YPF-Chevron es un joint venture que se celebró internamente por la empresa estatal con su socio y cuyos tenores quedan en el acuerdo privado entre ellos.

El anterior decreto refrendado, además estableció una participación del 5% a favor de la provincia del Neuquén por sobre las utilidades que genere el proyecto a partir del año 2027.

Entre los beneficios impositivos de la provincia están aquéllos referentes a compromisos de no gravar con nuevos tributos, renta extraordinaria ni Canon Extraordinario de Producción a la empresa y a mantener las regalías en 12% durante la vigencia de la concesión y su prórroga. Asimismo en ningún caso la alícuota de ingresos brutos podrá ser superior a 3% durante el plazo de la concesión y su prórroga.

Los beneficios otorgados a YPF son extensivos a las empresas que se asocien con la petrolera argentina y se extienden al resto de las corporaciones que impulsen proyectos similares en la provincia.

<sup>85</sup> Decreto 929, Art. 14. "Las respectivas Autoridades de Aplicación de la Ley N° 17.319, conforme lo dispuesto en la Ley N° 26.197, es decir las Provincias o la Nación, según sea territorio de dominio provincial o de dominio nacional el lugar en que se encuentren los yacimientos de gas y de petróleo, podrán dentro del área de concesión subdividir el área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y otorgar nueva concesión que recaerá sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite".

### ii) *Contratos de Unión Transitoria de Empresas*

Para todas las áreas que fueron reservadas para la empresa provincial Gas y Petróleo de Neuquén S.A. (Empresa G&P), se estableció que luego de las licitaciones, los adjudicatarios firman un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE). Este modelo jurídico es un contrato de asociación siendo parecido a un contrato de producción compartida, caracterizado por la figura de acarreo en donde la empresa provincial dueña del recurso participa en la distribución de utilidades de producción en especie pero no así en el financiamiento de la inversión ni en los costos incurridos en las actividades de exploración y explotación.

La diferencia entre producción compartida y este método es que el “Profit Split” se atribuye a la Empresa G&P y no así al Estado Provincial. Las formas asemejan al Plan Houston del gobierno de Raúl Alfonsín, el cual fue la más amplia convocatoria al capital privado nacional e internacional para explorar en la Argentina en más de un siglo de historia petrolera.

Dado lo anterior, el plazo para este tipo de contratos es de 4 años en cada uno de los dos periodos de la etapa de exploración y 35 años para la etapa de explotación, el cual asimismo incluye 5 años para la realización de pruebas piloto.

En ambos tipos de contratos, sea de concesión o de UTE, las empresas que realicen estas actividades deben cumplir con los requerimientos del Decreto Provincial 1483 del año 2012 relativo a normas y procedimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, el mismo que forma parte integrante de todos los contratos suscritos.

### iii) *Régimen Fiscal*

La captura de la renta se produce fundamentalmente por dos vías: el cobro de regalías y la creación de empresas provinciales que se asocian con las petroleras privadas para explotar las áreas asignadas.

Los mecanismos fiscales para la apropiación de la renta en materia de explotación de no convencionales, antes del 30 de octubre de 2014, se dan por aquéllos regulados al interior de cada provincia y los que son regulados a nivel Federal como las regalías y el impuesto sobre la renta<sup>86</sup>.

A continuación se muestra el régimen fiscal que aplica a todas aquellas concesiones anteriores a la reforma de la Ley de hidrocarburos:

- Regalías<sup>87</sup> del 12% sobre el valor bruto de producción.
- Canon de Ingreso a las áreas<sup>88</sup>, éste varía según los contratos que se suscriben, en la actualidad se contempla el mismo en todos los contratos nuevos y los que han sido renegociados al interior de las provincias.
- Participación de la Empresa Provincial, sin realización de inversión, siendo aplicable sólo para los contratos suscritos en áreas reservadas para G&P S.A. Estos porcentajes actualmente varían entre el 5% y 15% de la producción.
- Impuesto a los ingresos brutos<sup>89</sup>, a calcularse aplicando la alícuota del 3% sobre los ingresos referidos.
- Además se establecen montos a cancelar por concepto de Responsabilidad Social Empresarial, aportes a la Fundación Alejandría y por monitoreo de obras y desarrollo técnico.
- Impuestos dados por el impuesto sobre las ganancias del 35% y aquél sobre los sellos.

<sup>86</sup> El régimen republicano de la Argentina establece una centralización de las normas principales y emisión de presupuestos mínimos de las normas secundarias aplicables para todo el territorio; por lo que a pesar de su situación de Estado Federal las provincias deben obedecer a estas premisas generales. Las regalías y el impuesto a la renta son creadas mediante la Ley de Hidrocarburos del año 1967, por lo que su creación y aplicación son impuestas para todo el estado en general, siendo las provincias sólo administradoras de las primeras. En el caso de los demás ingresos fiscales descritos, al no haber sido regulados por una ley general, pueden ser creados al interior de las provincias en base a su dominio originario y administración de los hidrocarburos según la Ley “Corta” del año 2006.

<sup>87</sup> Ley 17.319, artículo 59 del año 1967.

<sup>88</sup> En relación a las concesiones anteriores a la reforma de la Ley de Hidrocarburos, se calculaba sobre las Reservas Probadas, Probables y Posibles.

<sup>89</sup> Ley Impositiva 2837, artículo 4 inc. M.

## **b) Formas Contractuales y Fiscales aplicables a partir de la reforma a la Ley de Hidrocarburos**

Con la promulgación de la reforma a Ley de Hidrocarburos<sup>90</sup> se busca uniformizar los aspectos de adjudicación, contractuales y fiscales a nivel nacional, evitando cualquier competencia fiscal en captación de inversiones dentro de las provincias productoras.

El régimen contractual dado por la promulgación de esta nueva ley, es decir después del 30 de octubre de 2014, se caracteriza por la presencia de contratos de concesión y contratos de asociación; siendo que los antiguos contratos de Unión Transitoria de Empresas no podrán ser utilizados a futuro pero aquéllos firmados con anterioridad gozarán de plena vigencia.

### *i) Contratos de Concesión*

Como anteriormente se mencionó, no existe una forma de adjudicación específica ni licitaciones individualizadas para hidrocarburos no convencionales. Por lo tanto quienes hayan sido adjudicatarios de licitaciones y obtengan concesiones de explotación, pueden efectuar el desarrollo de todos los hidrocarburos presentes en el área. Sin embargo y conforme a lo que se expresa en la reforma de la Ley de Hidrocarburos<sup>91</sup>, el concesionario que desee realizar actividades de exploración y explotación de no convencionales, deberá presentar una solicitud para el desarrollo de los mismos fundado en la realización de un plan piloto. Luego del análisis de la información, la autoridad competente celebrará adicionalmente con el concesionario un Contrato de Concesión para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales sobre el área antes referida.

### *ii) Contratos de Asociación*

Para todas las áreas que han sido reservadas para las empresas públicas federales ó empresas provinciales anteriores a la reforma de la Ley de Hidrocarburos<sup>92</sup>, será posible celebrar al interior de cada provincia el contrato de tipo asociación, el cual se caracteriza por la unión de capitales públicos y privados con el objeto de realizar labores de desarrollo de yacimientos no convencionales. En este sentido cada una de las partes participa con un aporte individual en relación al total de la inversión requerida.

### *iii) Régimen Fiscal*

La Ley 27.007, que modifica la Ley de Hidrocarburos, establece que se propiciará la adopción de un tratamiento fiscal uniforme<sup>93</sup>. Esta regulación asimismo modifica e incorpora nuevas figuras fiscales para la captación de renta por la explotación de hidrocarburos no convencionales. En este sentido, el Régimen Fiscal aplicable para las nuevas concesiones ó asociaciones al interior de todo el territorio nacional y en cada una de las provincias será el siguiente:

- Regalías<sup>94</sup> del 12% sobre el valor bruto de producción, misma alícuota que en el caso de los hidrocarburos no convencionales podrá aumentarse en 3% desde el inicio de las operaciones de producción utilizando la técnica de fractura hidráulica. Adicionalmente cada provincia, en caso de otorgarse prórrogas a los plazos establecidos podrá incrementar la alícuota hasta llegar a un máximo de 18%<sup>95</sup>.
- Cánón por uso de la tierra en etapas de exploración y explotación de hidrocarburos, calculados en base a montos determinados en la ley y por cada kilómetro cuadrado que compone el área de la concesión.
- Bono de Prórroga ó de explotación<sup>96</sup>, éste concepto se incorpora con la modificación a la Ley de Hidrocarburos, y lleva este nombre toda vez que será cancelado por aquellos titulares de concesiones que deseen establecer prórrogas a sus plazos de explotación. Sin embargo y en razón que la ley no identifica concesiones diferenciadas y separadas entre convencionales y no

<sup>90</sup> Para todas las futuras concesiones a otorgarse en periodos posteriores al 30 de octubre de 2014.

<sup>91</sup> Ley 17.319 modificada a octubre de 2014, artículo 27 bis.

<sup>92</sup> A partir de la modificación de la Ley de Hidrocarburos, queda prohibido establecer nuevas áreas reservadas a favor de empresas públicas, aunque siguen vigentes aquéllas reservadas con anterioridad a octubre de 2014.

<sup>93</sup> Ley 27.007 del 30 de octubre de 2014, Artículo 24.

<sup>94</sup> Ley 17.319, artículo 59 del año 1967.

<sup>95</sup> Ley 27.007 del 30 de octubre de 2014, artículo 16.

<sup>96</sup> Ley 27.007 del 30 de octubre de 2014, artículo 15.

convencionales, establece que si el concesionario desea explotar los hidrocarburos no convencionales de su área, de igual manera cancelará este bono, en las mismas condiciones que se cancela para el primer caso<sup>97</sup>.

- Impuesto a los ingresos brutos<sup>98</sup>, a calcularse aplicando la alícuota del 3% sobre los ingresos referidos.
- Además se establecen montos a cancelar por concepto de Responsabilidad Social Empresarial<sup>99</sup>, aportes a la Fundación Alejandría y por monitoreo de obras y desarrollo técnico.
- Impuestos dados por el impuesto sobre las ganancias del 35% y aquél sobre los sellos.

*iv) Beneficios para la explotación de gas de esquisto*

En la modificación de la Ley de Hidrocarburos de Octubre de 2014, se introduce a nivel legal las consideraciones y beneficios incluidos en el Decreto N° 929 del 15 de julio de 2013. Debido a su rango legal se establecen los siguientes beneficios a nivel nacional para la explotación de no convencionales, aplicables a inversiones no inferiores a doscientos cincuenta millones de dólares americanos (\$US. 250.000.000), a ser desembolsados los primeros 3 años del proyecto:

- Derecho a la libre comercialización en el mercado externo del 20% de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el proyecto a partir del tercer año de producción.
- Derecho a la exportación de esos hidrocarburos libre de derechos de exportación (alícuota del 0%).
- Derecho a la libre disponibilidad del 100% de las divisas obtenidas por la exportación de esos hidrocarburos, siendo las mismas establecidas hasta un 20% de la producción de cada proyecto. Es decir se permite la libre remisión de utilidades al exterior por el 20% de las ganancias después del tercer año.
- En caso de que la exportación de hidrocarburos sea restringida para abastecer la demanda local, el operador tendrá derecho a percibir por el 20% de los hidrocarburos producidos susceptibles de haber sido exportados o el costo de oportunidad, valuado al precio internacional de referencia sin computar la incidencia de los derechos de exportación vigentes.

La modificación regulatoria asimismo establece que el periodo de exploración de hidrocarburos no convencionales se fija en 2 etapas de a 4 años lo que implica dos años adicionales respecto a las concesiones convencionales. Por otro lado el periodo de explotación de no convencionales se fija en 35 años, es decir 10 años adicionales respecto a las concesiones para convencionales.

Otro beneficio incluido en esta normativa, es la reducción del 25% de las regalías aplicables para no convencionales, por un periodo de 10 años a partir de la finalización del proyecto piloto<sup>100</sup>.

Adicionalmente mediante Resolución del Estado Federal N° 24 del año 2008, Resoluciones N° 1 y N° 60 del año 2013, se crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus", el cual incentiva la nueva producción de gas natural proveniente de técnicas de recuperación como aquella de fractura hidráulica. Este programa asimismo establece un precio en boca de pozo que oscila los \$us 7,50 por millón de BTU para la producción incremental con destino al mercado interno, representando un incentivo en comparación con el precio general cercano a los \$us 2,50.

<sup>97</sup> El monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos por el dos por ciento (2%) del precio promedio de la cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional.

<sup>98</sup> Ley Impositiva 2837, artículo 4 inc. M.

<sup>99</sup> El monto corresponde al 2,5% del monto inicial de inversión comprometida.

<sup>100</sup> Ley 27.007 del 30 de octubre de 2014, artículo 28.

## 2. Brasil

### a) Contratos

La República Federativa de Brasil no cuenta con un sistema contractual aplicable directamente para los no convencionales, siendo aplicable el contrato de concesión para los hidrocarburos convencionales. En la necesidad por parte del operador de explotar yacimientos no convencionales, se debe notificar a la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) respecto a esta decisión y cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en Resolución ANP N° 21 de 10 de Abril de 2014.

### b) Régimen Fiscal

Respecto a las características generales de la Ronda 12 realizada el año 2013, los contratos de concesión presentan las siguientes características fiscales:

- Bono de signatura, el cual corresponde al monto que el oferente vencedor propuso para la obtención de la concesión de gas natural o petróleo al momento de la licitación<sup>101</sup>.
- Patentes, siendo su pago correspondiente a la ocupación o retención de áreas cuyos montos son fijados de acuerdo al decreto N° 2.705<sup>102</sup>.
- Regalías, las cuales alcanzan un monto equivalente al 10% de la producción de petróleo y gas natural. La ANP puede disminuir esta alícuota hasta el 5%<sup>103</sup>.
- Participación Especial, la cual constituye una compensación financiera extraordinaria aplicada a los concesionarios en situaciones de gran rentabilidad en las operaciones de áreas o grandes volúmenes de producción realizados. Tiene una alícuota progresiva que va del 0% al 40% dependiendo de los volúmenes producidos<sup>104</sup>.
- Pago a los propietarios de la tierra de un valor de entre 0.5% y 1% de la producción de petróleo y gas natural.
- Aporte de las empresas de gran rentabilidad con el 1% de sus ingresos brutos para conceptos de investigación y desarrollo.

### c) Beneficio en la explotación de no convencionales

Al no ser de actual prioridad la explotación de este tipo de yacimientos, los beneficios del país respecto a esta actividad son casi incipientes, siendo sin embargo mencionables los siguientes:

- Se determina que el plazo de la concesión es de hasta 35 años, con una fase de exploración de entre 5 a 8 años y una etapa de desarrollo y producción de 27 años. Una adición al contrato es que el concesionario puede obtener una extensión especial o prórroga de la fase de exploración, ante un descubrimiento de reservas no convencionales, de hasta 6 años distribuida en tres etapas de 2 años.
- En caso de devoluciones de áreas, éstas podrán realizarse de forma parcelada.

## 3. Colombia

### a) Contratos

En el Plan Nacional de Desarrollo, el Consejo Directivo de la ANH en sesión celebrada el 16 de febrero de 2012, como consta en Acta No. 2, dispuso dar prioridad a la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, por lo que se estableció como primera tarea el establecer un marco licitatorio y contractual específico para la industria.

<sup>101</sup> Artículo 45 de la Ley N° 9.478 del año 1997 y el Decreto 2.705 del año 1998.

<sup>102</sup> 1) Fase de exploración, entre 10 a 500 R\$ por km<sup>2</sup>; 2) para la prórroga de la fase de exploración, 200% del valor fijado en la fase de exploración; 3) fase de desarrollo de producción, de 20 a 1,000 R\$ por km<sup>2</sup>; 4) fase de producción, de 100 a 5,000 R\$ por km<sup>2</sup>.

<sup>103</sup> De acuerdo al artículo 7 del Decreto N° 2.705 del año 1998 el precio de referencia para valorizar la producción de petróleo es el mayor de entre 1) El precio mínimo definido en ANP N°206/200 y 2) el precio de venta. Para el caso del gas natural es el mayor de entre 1) el precio de venta y 2) el precio de venta existente aprobado por resolución ANP N° 40 del año 2009.

<sup>104</sup> Calculado de acuerdo a tablas del Decreto N° 2705 del año 1998, artículo 22, sobre el ingreso neto trimestral por área.

Por el Acuerdo N° 3 del 26 de marzo del 2014, se establecieron las condiciones específicas para las contrataciones de exploración y explotación de no convencionales, incluyéndose aquéllas nuevas y las de rondas anteriores al año 2012 al establecer las características de los denominados Contratos Adicionales.

En caso de que los operadores estén interesados en ingresar a la explotación de hidrocarburos no convencionales sobre áreas adjudicadas con anterioridad a la Ronda Colombia 2012; los mismos no tienen la obligación de someterse a un nuevo proceso licitatorio siendo sólo necesaria la suscripción de Contratos Adicionales. Esta obligación no impide que el contratista pueda emplear elementos de infraestructura común ni compartir procedimientos técnicos, información y facilidades de superficie para el desarrollo de estos dos tipos de yacimientos: convencionales y no convencionales.

Las áreas concesionadas durante la Ronda Colombia 2012, Ronda Colombia 2014 y aquéllas venideras a futuro, presentan un contrato particular para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en concordancia con la separación por tipo de yacimiento existente en los actuales procesos de licitación, los cuales consideran requerimientos y especificaciones particulares a este tipo de yacimientos.

En los dos casos explicados anteriormente, la figura que prevalece es la de concesión para contratos exploración y producción (E&P)<sup>105</sup> o contratos de evaluación técnica (TEA)<sup>106</sup>, pero con la particularidad de establecerse una participación en la producción a favor del Estado representado para el efecto por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Asimismo ambas situaciones deben adecuarse y cumplir con lo establecido en el DS N° 3004 del año 2013, que establece los criterios para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, y lo reglamentado mediante Resolución N° 9 0341 del año 2014, que establece los requerimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales; siendo estos instrumentos legales parte integrante de los contratos.

Para los adjudicatarios de las rondas referidas, también son aplicables las normas ambientales que se dicten al respecto con el fin de obtener la licencia social en las áreas donde se operará.

Colombia ha suscrito seis contratos<sup>107</sup> para la explotación de yacimientos no convencionales, todos ellos bajo la modalidad E&P. Sin embargo, el inicio de las actividades en estas áreas se encuentra demorado debido a que los reglamentos técnicos salieron el año 2014 y aún está en proceso la realización de consultas previas con las comunidades y el licenciamiento ambiental correspondiente.

## b) Régimen Fiscal

Las siguientes modalidades de captación de renta por la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales son las siguientes:

- Regalías para la producción de gas natural no convencional en la que se paga el 60%<sup>108</sup> de la regalía escalonada de acuerdo a tabla contenida en la Ley de Hidrocarburos<sup>109</sup>, la que comienza con una tasa del 8% y se incrementa hasta el 25% cuando la producción es mayor a los 600.000 Bpd. Para la aplicación de este rango volumétrico de petróleo al gas natural, es necesario utilizar la equivalencia energética por sobre los volúmenes de gas natural. Asimismo

<sup>105</sup> Mediante el contrato E&P se otorga al contratista el derecho a explorar el área, descubrir y producir hidrocarburos, es decir el contratista tendrá derecho a la parte de la producción de los hidrocarburos que le correspondan provenientes del área contratada

<sup>106</sup> Su objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción o la totalidad del área contratada. El evaluador debe desarrollar el programa con autonomía bajo su responsabilidad operacional exclusiva, con un derecho de prelación para suscribir un contrato de E&P.

<sup>107</sup> Ubicados en el bloque VMM-5 en Antioquia y Santander; el VMM-29 en Cundinamarca y Tolima; el COR-62 en Tolima; el CAT-3 en Norte de Santander; el VMM-16 entre Caldas, Tolima y Antioquia y el VMM-9 en Santander, siendo este último adjudicado en la pasada Ronda Colombia 2014.

<sup>108</sup> Ley 1530 del año 2012, artículo 14, parágrafo primero.

<sup>109</sup> Establecido en el Art. 16 de la Ley 756 del año 2002, el cual establece como regalía el porcentaje de la alícuota determinada aplicada sobre el valor de la producción en boca de pozo, según la siguiente escala:

Para una producción menor o igual a 5 KBPD, un porcentaje de 8%.

Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD, un porcentaje de 8% + (Producción KBPD - 5 KBPD) \* (0.10).

Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD, un porcentaje de 20%.

Para una producción mayor a 400 KBPD y menor a 600 KBPD, un porcentaje de 20% + (Producción KBPD - 400 KBPD) \* (0.025).

Para una producción igual o superior a 600 KBPD, un porcentaje de 25%.

para el cálculo de la misma se calcula el precio base, que resulta ser el precio de venta ponderado del campo, el cual es emitido anualmente por la ANH y es cancelada en efectivo.

- El Derecho Económico por concepto del Uso del Suelo: Aplicable sobre áreas asignadas de exploración y de evaluación en las que no exista producción, tanto respecto a yacimientos convencionales como de no convencionales, el cual debe liquidarse y cancelarse anualmente sobre la superficie remanente materia del contrato.
- Participación en la Producción<sup>110</sup>: Este derecho económico recae sobre la producción del contratista, siendo establecidos en cada contrato. Para los contratos E&P adjudicados en la Ronda Colombia 2012 y Ronda Colombia 2014, se estableció la participación del 1% de la producción a favor de la ANH.
- Para los contratos celebrados con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, la participación por sobre la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales será la misma que aquélla pactada para los yacimientos convencionales.
- En caso de eventuales prórrogas de extensión en el período de producción de yacimientos no convencionales, se debe participar a la ANH en mínimo el cinco por ciento (5%) adicional de aquélla de su propiedad, una vez descontadas las regalías y costos, obtenida a partir de la fecha de vencimiento del término inicial del período de producción.
- Esta participación en la producción, convierte los contratos de concesión en un sistema mixto, donde se considera este “Profit Split” a favor de la ANH.
- Precios Altos: Un Derecho por concepto de Precios Altos, sobre la producción de propiedad del contratista, proveniente de los yacimientos no convencionales de toda el área asignada, en especie o en dinero a elección de la ANH. Debe pagarse a partir del quinto año de iniciada la producción, en el evento de que el Precio Promedio de Venta, supere el Precio Base establecido de entre 8,15 y 10,85 \$us/MMBtu para al año 2014<sup>111</sup>.
- Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología, por concepto de la producción proveniente de yacimientos no convencionales, establecidos en cada contrato en particular.
- Adicionalmente, existe impuesto a la renta con alícuota del 35%.

#### **c) Beneficios para la explotación de gas de esquisto**

Dentro de los beneficios para el desarrollo de estos yacimientos no convencionales se encuentran:

- Descuento del 40% sobre el pago de las regalías vigente desde el año 2012.
- Se les concede a estos proyectos un periodo de exploración de 9 años, es decir 3 años más que los de los convencionales; además de asignar un periodo de 30 años para la etapa de producción, es decir 6 años más que el tiempo asignado a otros proyectos.
- Se pueden devolver parcialmente las áreas que no serán ocupadas para la explotación de yacimientos no convencionales<sup>112</sup>.

## **4. México**

La reforma energética mexicana dada por la promulgación de leyes secundarias en Agosto de 2014, permite la apertura del sector hidrocarbúfero al capital privado en actividades de exploración y explotación de no convencionales, de acuerdo a los siguientes contratos:

<sup>110</sup> Establecido en los Contratos Adicionales.

<sup>111</sup> Precios base establecidos según la distancia en línea recta, expresada en kilómetros, entre el Punto de Entrega y el Punto de Recibo, de acuerdo a Circular N° 03 del año 2014 de la ANH.

<sup>112</sup> Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014.

### a) Contratos

- Asignaciones, dadas en la ronda cero en las cuales el Estado asigna a PEMEX algunas de las áreas solicitadas y sobre las cuales posteriormente la empresa estatal puede solicitar su migración a alguno de los contratos abajo mencionados, esto con el fin de formar asociaciones con socios privados. Para este objetivo, estas ofertas también estarán incluidas en la ronda licitatoria uno planificada para el año 2015.
- Contratos, a través de los cuales participa el sector privado por medio de licitaciones. Hay cuatro tipos:
  - Licencias, en las que el Estado transmite la exploración y explotación total de hidrocarburos a una empresa.
  - Utilidad compartida, en las que el Estado comparte las ganancias con las empresas privadas quienes aportan dinero para la inversión.
  - Producción compartida, en las que el Estado comparte con la empresa privada la producción obtenida. Se retribuye al operador mediante un porcentaje de la producción.
  - Servicios, en la que el Estado contrata a una empresa para la exploración y explotación de hidrocarburos. El privado le entrega la totalidad de la producción al Estado y éste le paga en efectivo una vez que comercialice los productos.

### b) Régimen Fiscal

De acuerdo al contrato que se tratare, las especificaciones fiscales también varían, es así que la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos del 11 de agosto del 2014, estipula las siguientes características siendo que en todas aplica el concepto del cerco fiscal.

- Asignaciones, en las cuales Pemex pagará una carga fiscal descendente<sup>113</sup> desde el 70% para el año 2015<sup>114</sup> hasta el 65% el año 2019, porcentaje que se mantendrá para los subsiguientes años. Estos ingresos serán administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Además PEMEX deberá pagar mensualmente un derecho por la exploración de hidrocarburos por cada área asignada que no se encuentre en fase de producción, siendo que durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación, la misma ascenderá a 1.150 pesos por km<sup>2</sup> y a partir del mes 61 a 2.750 pesos por km<sup>2</sup>.
- Contratos de licencia, en los que se establecerán los siguientes instrumentos fiscales:
  - Bono a la firma del contrato: Se trata de un monto específico que será pagado en efectivo por el contratista al Estado mexicano, antes del inicio de las actividades de exploración y extracción. Será fijado en la licitación correspondiente o en el contrato mismo cuando se trate de la migración desde una asignación.
  - Cuota contractual para la fase exploratoria: Se trata de un pago en beneficio del Estado por el área contractual que se encuentra en la fase de exploración y evita el acaparamiento de áreas por largos períodos. Es independiente del pago de contribuciones que deriven de la propiedad o tenencia de la tierra como el impuesto predial. Se determina según tabla de acuerdo al área poseída<sup>115</sup>.
  - Regalías: Escalonadas en función al precio contractual del gas natural no asociado<sup>116</sup>.

<sup>113</sup> Según el artículo 3 transitorio de la Ley de Hidrocarburos de Agosto del 2014.

<sup>114</sup> Antes de la nueva Ley de Hidrocarburos este porcentaje alcanzó los cerca 71.5%.

<sup>115</sup> Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, artículo 23: "Los Contratos preverán el pago mensual a favor del Estado Mexicano de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, por la parte del Área Contractual que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con las siguientes cuotas:

I. Durante los primeros 60 meses de vigencia del Contrato, 1.150 pesos por kilómetro cuadrado.

II. A partir del mes 61 de vigencia del Contrato, 2.750 pesos por kilómetro cuadrado".

<sup>116</sup> Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, artículo 24: "II. Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa, cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, de 0%;

- Contraprestación, que se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos.
- Los contratos de utilidad compartida, cuentan con el siguiente régimen:
  - Cuota contractual para la fase exploratoria: La cual será calculada de igual manera que para los contratos de licencia.
  - Regalías: Las cuales serán calculadas de igual manera a las mencionadas para los contratos de licencia.
  - Contraprestación: La cual se determinará por la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa, siendo ésta dada por: del valor de los hidrocarburos producidos menos el monto de las regalías efectivamente pagadas, menos los costos y gastos y deducción de inversiones<sup>117</sup>.
- Los contratos de producción compartida, cuentan con el siguiente régimen:
  - Cuota contractual para la fase exploratoria: La cual será calculada de igual manera que los dos casos anteriores.
  - Regalías: A ser calculadas de la misma manera que para los dos casos anteriores.
  - Contraprestación: Se determinará por la aplicación de porcentaje a la utilidad operativa<sup>118</sup>.
- Los Contratos de Servicios, determinan que el privado no está obligado a cubrir regalías ni la cuota contractual.

Asimismo se establece un Impuesto sobre la Renta con alícuota del 30% sobre la utilidad de la gestión.

### c) Beneficios para la explotación de gas de esquisto

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, no menciona ningún beneficio específico para la explotación de gas de esquisto. Sin embargo la misma contiene una exención importante para toda la producción de gas natural, la cual quedará exenta del pago de regalías cuando el precio esté por debajo de los 5 USD el millón de BTU, lo que ha sido la tendencia en los últimos años.

En cuanto a las contraprestaciones que se han desarrollado en párrafos anteriores, la Ley le otorga a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) la potestad de determinar en cada contrato la contraprestación económica que recibirá el Estado. Esto permitirá que se establezcan ventajas fiscales a las empresas, sobre todo en aquéllos casos en los que los índices de rentabilidad de los proyectos son bajos o negativos, como los que pudieran ocurrir bajo el empleo de la técnica de fractura hidráulica.

## C. Análisis de inversiones y factibilidad de proyectos de gas natural de esquisto

Con el fin de evaluar los impactos de las condiciones técnicas, económicas y características de los marcos regulatorios y fiscales por sobre la rentabilidad de proyectos de gas natural de esquisto y

---

ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \left[ \frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right] \%$$

iii. Cuando el Precio Contractual de Gas Natural sea mayor o igual a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

<sup>117</sup> Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, artículo 17: “La Utilidad Operativa se determinará cada Periodo y será el resultado de disminuir del Valor Contractual de los Hidrocarburos los siguientes conceptos: I.El monto de las Regalías efectivamente pagado por el Contratista en el Periodo, y II. La Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos determinada de conformidad con el artículo 16 de esta Ley”.

<sup>118</sup> El concepto se refiere a la participación del Estado en algún porcentaje sobre la utilidad. Este criterio será definido al interior de cada contrato funcionando como un “Profit Split” a favor del estado Mexicano. El concepto es parecido al del porcentaje de participación de la ANH de Colombia en la producción o de la empresa provincial argentina G&P en las utilidades del contrato.

apropiación estatal en la renta económica generada<sup>119</sup>, en esta sección se realiza un ejercicio numérico para la Argentina, el Brasil, Colombia y México.

Este tipo de análisis correspondería a aquél a realizarse durante la fase de evaluación, sea al inicio de las pruebas piloto o en la declaratoria de comercialidad del campo, siendo el riesgo exploratorio ya abordado.

Las decisiones de inversión serían determinadas en función al comportamiento del indicador dado por el precio de equilibrio requerido por el inversionista —el cual permite la recuperación de costos, el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la generación de un retorno sobre la inversión a lo largo de la vida del contrato<sup>120</sup>— en la comercialización de su producción al mercado interno.

### a) Supuestos técnicos y económicos

En el afán de simplificar el estudio se toma en cuenta para los países los mismos supuestos en relación a un perfil de producción e inversión ficticia, en función a información teórica disponible, siendo sin embargo las condicionantes regulatorias y fiscales particulares a cada país.

El perfil de producción del campo depende tanto de las condiciones y características geológicas en reservorio cuanto de la periodicidad en el desembolso de la inversión de capital. Respecto al primero, el volumen de producción inicial el primer año y la tasa de disminución de la misma durante los años subsiguientes<sup>121</sup>, implican que el perfil de producción del campo esté condicionado a la perforación y vida útil de un gran número de pozos. Por otro lado en el segundo, este requerimiento de perforación implica que las mayores inversiones de capital se realicen durante los primeros años que corresponden a las fases de evaluación y desarrollo de pozos<sup>122</sup>.

A nivel general una producción adicional del gas de esquisto servirá para cubrir el déficit de este recurso en la búsqueda de mayor seguridad energética, reducción de importaciones y alivio en la balanza comercial<sup>123</sup>. Sin embargo dado que el presente fin no se enmarca en determinar el impacto del desarrollo de recursos técnicamente recuperables por sobre el grado de independencia energética de los países, pudiera ser interesante la identificación de variables de riesgo las cuales guíen el comportamiento de la inversión y el diseño de regímenes fiscales apropiados.

Los costos operativos en mano de obra y materiales, así como los costos de inversión en pozos durante las fases de evaluación y desarrollo, dependen desde aspectos dados por el acceso a fuentes de agua, profundidad y geología en reservorios de gas natural hasta el grado de disponibilidad de insumos y nuevas tecnologías. Todos los anteriores que determinan en última instancia el costo en bienes y servicios relacionados al transporte de agua, perforación, cementación y fracturación hidráulica, entre otros<sup>124</sup>.

### b) Supuestos contractuales y de régimen fiscal

El comportamiento cíclico de este perfil de producción —junto con la volatilidad de precios, costos de operación e inversión— pudieran generar incertidumbre en el flujo de caja neto, o de generación de renta económica, así como su participación y distribución por parte del inversionista y del Estado.

<sup>119</sup> Bajo el alcance de este ejercicio se entiende como renta económica al flujo de caja neto del proyecto, entendido como el ingreso por ventas neto del pago de costos de inversión y operación, pero antes de la carga fiscal aplicable.

<sup>120</sup> En otras palabras es el precio en el cual el valor actual neto del proyecto a tasa real de descuento del 10% por año, es de cero. El mismo estaría dado por la siguiente ecuación:

$$P^* = \frac{\sum_{n=0}^{25} (C_n / (1+b)^n)}{\sum_{n=0}^{25} (Q_n / (1+b)^n)}$$

Donde: P\*, es el precio de equilibrio requerido durante la vida del proyecto; C, son los costos de inversión, operación, regalías e impuestos; b es la tasa real de descuento del 10%, n son los años; Q, es el perfil de producción.

<sup>121</sup> La producción por pozo pudiera estimarse mediante la siguiente ecuación:  $q(n) = q_i (1+a)^n$

Donde:  $q_i$  es el caudal inicial de producción, a es la tasa de disminución anual de la producción y n es el año.

<sup>122</sup> Los yacimientos no convencionales requieren mayores periodos en fases de exploración, evaluación y desarrollo respecto a los yacimientos tradicionales. Es así que la fase de evaluación pudiera durar hasta 10 años, iniciándose a partir del descubrimiento exploratorio, continuando con la realización de pruebas piloto y concluyendo con la declaratoria de comercialidad del campo. Por otro lado, la fase de desarrollo del campo pudiera durar otros 10 años, caracterizándose por la perforación de múltiples pozos. Dado lo anterior los mayores costos de capital se pudieran dar los primeros 20 años y representar hasta la mitad de años de vida del campo y proyecto (AIE, 2014a).

<sup>123</sup> Aplicable asimismo para Colombia por más de ser un exportador actual del recurso.

<sup>124</sup> Dentro del costo de inversión en pozo se encuentran actividades relacionadas al desarrollo sostenible del recurso gasífero e hídrico, en medidas preventivas y precautorias hacia la doble cementación en la prevención de fugas de metano y contaminación subterránea de acuíferos, tratamiento y disposición de aguas residuales en función a reglamentación específica de cada país.

Un apropiado diseño de marcos fiscales debiera considerar este aspecto con el fin de balancear en lo posible la atracción de inversiones y la apropiación fiscal, mediante un pacto público y privado tendiente al desarrollo de este recurso.

Algunos de los regímenes fiscales de la región que se aplican sobre el desarrollo de este tipo de yacimientos parecen considerar muchas de las anteriores características técnicas. Si bien el régimen fiscal de estos países se caracteriza por la existencia de impuestos sobre la renta de las empresas y regalías, propios de la caracterización de los contratos de concesión presentes, resulta ser interesante el diseño por sobre éste último instrumento. El establecimiento de regalías escalonadas, en base a rangos de producción y precios, así como incentivos fiscales dados por la reducción del 40% en la alícuota de la regalía colombiana o la exención en la regalía mexicana ante la existencia de precios del gas natural inferiores a 5 \$us/MMBtu, son ejemplos de políticas tendientes a ejercer y mantener el derecho propietario estatal por sobre el recurso del subsuelo y a la vez propiciar una disminución en la regresividad propia de este instrumento fiscal.

De igual forma la exención por cinco años del derecho económico por precios altos en Colombia y la exención del derecho de exportación a partir del quinto año en la Argentina, tienden a influir hacia una mayor rentabilidad del inversionista en el corto plazo. En contrapartida, el pago de bonos a la firma por el acceso al área adjudicada al inicio del contrato de concesión, permitiría eventualmente contar con ingresos fiscales útiles en el financiamiento del presupuesto público provincial y estatal en la Argentina, Brasil y México.

### c) Resultados

Si bien bajo este ejercicio teórico los países presentarían los mismos supuestos en torno a las características técnicas y de inversión, los distintos regímenes contractuales y fiscales influirían de forma diferente por sobre los resultados. En este sentido los precios de equilibrio para la comercialización de gas natural al mercado interno, pudieran ubicarse en un promedio de 8,4\$us/MMBtu, desde un rango de 8,0 a 8,9\$us/MMBtu presentes en Colombia y la Argentina respectivamente (Ver cuadro 12).

Estos precios pudieran modificarse —y ser evidente una eventual competencia fiscal entre países— en la medida que se considere la especificidad geológica, costos y aspectos propios de la industria en cada país.

**CUADRO 12**  
**CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN PROYECTO**  
**DE GAS NATURAL DE ESQUISTO<sup>a</sup>**

	VARIABLES	UNIDAD	Argentina	Brasil	Colombia	México
Supuestos	Tiempo de contrato	Años	25	25	25	25
	Pozos en fase de evaluación	Cantidad	3 (Año 0)	3 (Año 0)	3 (Año 0)	3 (Año 0)
	Pozos en fase de desarrollo	Cantidad	100 (Años 1-10)	100 (Años 1-10)	100 (Años 1-10)	100 (Años 1-10)
	Área de campo	Kilómetros cuadrados	250	250	250	250
Condiciones técnico y económicas	Inversión en fase de evaluación, por pozo	Millones de dólares	37	37	37	37
	Inversión en fase de desarrollo, por pozo	Millones de dólares	10	10	10	10
	Costo de operación	Dólares por mil pies cúbicos	1,6	1,6	1,6	1,6
	Producción inicial primer año, por pozo	Mil pies cúbicos al día	1.700	1.700	1.700	1.700
	Tasa de disminución de la producción, por año	Porcentaje	15	15	15	15
	Tasa real de descuento, por año	Porcentaje	10	10	10	10
	Tasa de depreciación de inversiones, por año	Porcentaje	10	10	10	10

Cuadro 12 (conclusión)

Variables	Unidad	Argentina	Brasil	Colombia	México	Variables
Régimen contractual y fiscal	Tipo de contrato		Concesión	Concesión	Contrato E&P	Licencia
	Regalías	Porcentaje	15 <sup>b</sup>	10	Escalonado en volumen, 4,8-15 <sup>b</sup>	Escalonado en precio, 0-10 <sup>b</sup>
	Impuestos a la renta	Porcentaje	35	34	35	30
	Bono a la firma	\$US/Km <sup>2</sup>	35.000 <sup>c</sup>	35.000	0	35.000
	Impuestos sobre precios y utilidades extraordinarias			Participación Especial	Derecho por precios altos, exento primeros cinco años <sup>d</sup>	
	Otros			Derecho de exportación exento	Derecho porcentaje en producción, 1%	
Resultados	Reservas desarrolladas, total campo	Billones de pies cúbicos	0,35	0,35	0,35	0,35
	Productividad media, por campo año	Mil millones de pies cúbicos	13,88	13,88	13,88	13,88
	Recuperación final estimada, por pozo	Millones de pies cúbicos	3.500	3.500	3.500	3.500
	Productividad media, por pozo	Millones de pies cúbicos día	0,38	0,38	0,38	0,38
	Precio de equilibrio requerido de gas natural	Dólares por millón de BTUe	8,9	8,4	8,0	8,1

Fuente: Elaboración propia en base a información oficial de los países al año 2014, Weijermars, 2013, Saussay, 2013.

<sup>a</sup> Gas natural de esquisto sin contenido de líquidos ni asociado a la producción de petróleo.

<sup>b</sup> Este monto incluye la regalía del 12% y la tasa del impuesto provincial sobre ingresos brutos del 3%, siendo que no se considera incrementos/ reducciones adicionales estipuladas en la reforma legal de Octubre de 2014 en la Argentina. Para Colombia y México las regalías máximas son estimadas en función a volúmenes y precios altos respectivamente. La regalía en Colombia incluye descuento del 40% para gas natural en yacimientos no convencionales aplicado a la regalía para el petróleo según reglamentación.

<sup>c</sup> Pudiendo asemejarse a un bono de prórroga ó bono de explotación de no convencionales.

<sup>d</sup> El precio base de 9,49 \$us/MMBtu correspondiente al año 2014, considera una distancia entre el punto de entrega y el de recepción de entre 500 y 1000 kilómetros.

<sup>e</sup> Dado que el poder calórico considerado es de 1MMBtu/Mpc, este precio resulta ser equivalente a dólares por mil pies cúbicos.

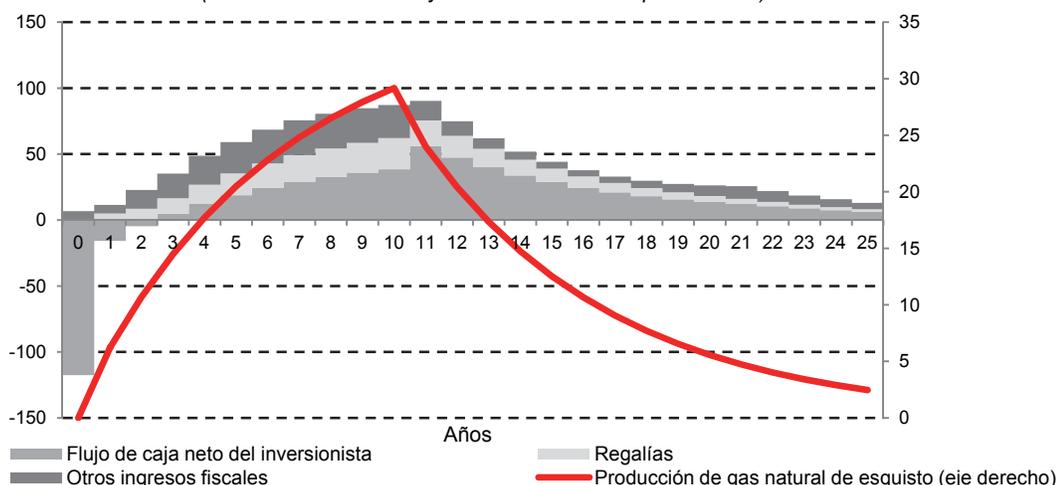
Asimismo en el siguiente gráfico se muestra el impacto del perfil de producción por sobre la evolución de los flujos de caja netos o generación de renta distribuida entre el Estado y el inversionista, valuados a precios de equilibrio de los países, considerando las particularidades antes mencionadas (ver gráfico 5).

El determinar el impacto de variables específicas por sobre la rentabilidad de las inversiones resulta ser interesante. Mediante un análisis de sensibilidad, se determina que las variables que presentan mayor impacto y riesgo por sobre el precio de equilibrio promedio de los países analizados son: la producción inicial el primer año, el costo de inversión en pozo de desarrollo, la tasa de declinación de la producción, el costo de operación y la variación en regalías.

Considerando las primeras dos variables de mayor impacto antes mencionadas, se estima que un incremento del 20% en la producción inicial —o disminución del 20% en el costo de inversión en pozo de desarroll— permitiría reducir el precio promedio de equilibrio requerido en 0,7 \$us/MMbtu, siendo que de contar con ambas situaciones de forma simultánea, el precio requerido disminuiría en cerca 1,2 \$us/MMbtu, es decir desde 8,4 a 7,2 \$us/MMbtu (ver cuadro 13).

**GRÁFICO 5**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS)<sup>a</sup>: PERFIL DE PRODUCCIÓN**  
**Y DISTRIBUCIÓN DE LA RENTA ECONÓMICA DE EQUILIBRIO<sup>bcd</sup> DE UN PROYECTO**  
**DE GAS NATURAL DE ESQUISTO**

(En millones de dólares y miles de millones de pies cúbicos)



- Fuente: Elaboración propia en base a información oficial de los países al año 2014, Weijermars, 2013, Saussay, 2013.
- <sup>a</sup> Corresponde al promedio de Argentina, Brasil, Colombia y México.
  - <sup>b</sup> Calculada en base a precios promedio de equilibrio, supuestos de costos de inversión, operación y regímenes fiscales de los países aplicados al perfil de producción.
  - <sup>c</sup> Otros ingresos fiscales se dan por el impuesto a la renta de las empresas, bonos a la firma, impuestos a precios y utilidades extraordinarias y participación en la producción.
  - <sup>d</sup> La proporción promedio por año de las regalías y de los otros ingresos fiscales en el flujo de caja o renta económica, *government take*, se estima en cerca 50%. Sin embargo de considerar los flujos acumulados descontados durante la vida del contrato, este indicador aumenta a cerca el 85%.

**CUADRO 13**  
**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PRINCIPALES VARIABLES**  
**POR SOBRE EL PRECIO DE EQUILIBRIO<sup>a</sup>**

(En dólares por millón de Btu)

		Costo de inversión en pozo de desarrollo (en millones de dólares)					
		6	8	10	12	14	
Producción inicial el primer año (en mil pies cúbicos al día)	1.020	-40%	8,8	9,9	11,1	12,3	13,6
	1.360	-20%	7,7	8,5	9,3	10,2	11,1
	1.700	0%	7,0	7,7	8,4	9,0	9,7
	2.040	20%	6,6	7,2	7,7	8,3	8,8
	2.380	40%	6,3	6,8	7,3	7,7	8,2

Fuente: Elaboración propia.

<sup>a</sup> Corresponde al precio promedio de Argentina, Brasil, Colombia y México.

A pesar de que muchos de los precios requeridos se encuentran dentro los rangos de costo de la industria a nivel mundial, aún son mayores al precio promedio efectivamente comercializado al mercado interno en la región en torno a los 3,8\$/MMBtu, el cual es influido por la cotización que se da en mercados de competencia y regulados al año 2013<sup>125</sup>. Sin embargo se estima que de darse un pleno desarrollo del gas natural, el precio en el mercado estadounidense Henry Hub pudiera ubicarse en cerca 6\$/MMBtu durante el periodo 2015-2030 (AIE, 2012a), generando presiones al alza sobre precios regionales como aquéllos mexicanos relacionados al mercado estadounidense.

<sup>125</sup> Ver gráfico 2 correspondiente a los precios y su forma de cotización

La búsqueda de políticas enfocadas a mejorar el conocimiento en reservorios y optimizar la perforación de pozos mediante aplicaciones tecnológicas de vanguardia, entre otros, influirían hacia una reducción de costos y precios de equilibrio requeridos por los países. Asimismo los incentivos tributarios ya aplicables respecto a la atracción de inversiones, pudieran complementarse con un replanteamiento de la política de subsidios al consumo tendientes a una cotización de precios acorde con las condiciones del mercado del gas natural.

Es así que en la Argentina el programa voluntario Gas Plus 2 instaurado el año 2013 pretende incentivar la producción con destino al mercado interno □ sea ésta incremental por sobre el perfil de producción acordado y nueva a través de futuros emprendimientos □ por medio de mayores precios de comercialización al mercado interno de hasta los 7,5 \$us/MMBtu, propiciando de esta forma un mayor margen de acción a los inversionistas para el desarrollo sostenible de estos recursos estratégicos.

## **VII. El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión ambiental**

---

Luego de analizar la variedad de impactos ambientales posibles con la realización de las actividades de fractura hidráulica, que fueron enumeradas en la segunda parte de este informe, se puede dilucidar sin lugar a dudas que es un aspecto diferenciador y relevante en la exploración y explotación del gas en yacimientos no convencionales dentro de la región.

Dentro de cualquier análisis de los gobiernos, que les permitan tomar la decisión de explotar o no el gas de esquisto se debe incluir la externalidad ambiental. Es un tema delicado, sobre todo cuando se toma en cuenta la escasez de agua y los problemas ambientales en los países.

Resulta importante la obtención de la licencia social para la industria y la aplicación de la técnica de fractura, siendo que la única manera para llegar a ésta resulta de una participación de la sociedad civil la cual permita obtener mejor información de las actividades a desarrollarse y donde se propicie un espacio de diálogo entre todos los agentes involucrados.

Vale la pena recordar que los cuatro países estudiados poseen pueblos indígenas en sus territorios, mismos que son dueños del suelo en el cual se desarrollaría la actividad de fractura hidráulica. Este aspecto genera otra obligación, la cual es diferente a la participación pública, relacionada a la obtención del consentimiento indígena así como la evaluación y determinación de las formas de compensación por la utilización de estos territorios.

Las consideraciones ambientales y sociales son importantes en el diseño de la política de atracción de inversiones. Se recalca la necesidad de que si en caso que los países optaran por el desarrollo de yacimientos no convencionales, éste sea mediante una alianza con empresas de demostrada experiencia en la aplicación tecnológica y en la implementación de medidas de prevención y mitigación medioambiental.

En los países seleccionados no se cuenta con parámetros y experiencias medibles en cuanto al impacto de la técnica de fractura, sin embargo se debe tomar la experiencia estadounidense y afianzarse en dos temas relevantes: a) La creación de una regulación específica relacionada a aspectos técnicos en la exploración y explotación de hidrocarburos utilizando la fractura hidráulica, y b) La creación de una

norma específica en medio ambiente la cual permita alcanzar niveles óptimos para la preservación y cuidado en el medioambiente y biodiversidad relacionada a la flora, fauna, suelo, agua, aire, etc.

Adicionalmente es importante contar con una institucionalidad ambiental y de recurso humano idóneo, los cuales puedan dar seguimiento a estas actividades de forma y manera independiente del Estado.

En consideración al primer punto, la Argentina, el Brasil y Colombia han emitido normas técnicas en relación a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, las cuales si bien sólo regulan aspectos como la estructura de pozos e inyección de agua —caracterizados por la no intervención de la autoridad ambiental— éstas en muchos casos contienen determinaciones ambientales que permitirían resguardar y mitigar muchos de los eventuales impactos en esta materia.

Respecto al segundo punto, aún queda pendiente la determinación de una normativa ambiental específica que regule de manera integral los posibles impactos ambientales, incorporando medidas de control, mitigación y protección a la salud y al medioambiente.

El camino al progreso exige buscar un delicado equilibrio entre la protección del medio ambiente y la expansión del sector energético, como un insumo clave del proceso de desarrollo económico sustentable.

## A. Principios medioambientales

Hasta el momento, no se han emitido reglamentaciones internacionales específicas que puedan abordar el tema de la fractura hidráulica, sin embargo existen Convenios Internacionales que han sido ratificados por los países estudiados y que deben ser cumplidos para todas sus actividades incluyendo la estudiada.

Como punto central se encuentran los principios ambientales que surgieron de la Convención de Río de Janeiro realizada en el año 1992, en especial los determinados en la llamada “Declaración de Río”, los que en esta investigación se los menciona con el fin de instar a los Estados en cuanto a su consideración referencial para un posterior diseño de políticas ambientales.

En consideración a estos principios<sup>126</sup> es necesario que las regulaciones ambientales respecto a esta tecnología sean específicas y determinen el cuidado sobre cada uno de los componentes del medio ambiente que podrían verse afectados con la práctica, esto antes de iniciarse las adjudicaciones y operaciones, con el fin de planificar la puesta en marcha de la fractura hidráulica determinando de antemano los posibles riesgos mediante estudios previos.

Un mecanismo óptimo para el mismo es aplicar Evaluaciones Ambientales Estratégicas<sup>127</sup>, donde se definan los parámetros que debe seguir la política interna con relación al desarrollo sostenible de este tipo de

<sup>126</sup> Entre los más relevantes encontramos:

Obligación de informar e informarse. Este principio posee la obligación por parte de los Estados de crear las condiciones para que todos los ciudadanos tengan acceso adecuado a la información sobre el ambiente, la misma que dispongan las autoridades públicas, incluida la información sobre los materiales y las actividades que pudieran causar peligro en sus comunidades, así como la oportunidad de participar en los procesos de adopción de decisiones (principios 10, 18 y 19 de la Declaración de Río).

Principio del derecho a un desarrollo sustentable. El desarrollo económico y social no debe desprenderse en ningún momento de la calidad del medio ambiente. Si bien en el artículo 27 la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo (1992), se enunció al desarrollo sustentable éste no fue definido. La Agenda 21 ha sido el primer instrumento que vinculó economía, ambiente, pobreza y desarrollo, señalando la necesidad de integrar ambiente y desarrollo (principios 9, 12 y 26).

Principio precautorio. Significa que los sujetos del derecho internacional público no pueden ampararse en la falta de certeza científica absoluta para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del ambiente. El desconocimiento científico no debe ser utilizado como razón para trasladar a las generaciones futuras las decisiones que se deben tomar ahora en la precaución de eventuales e inexorables daños al ambiente (principio 15).

Principio de tratamiento de las causas y los síntomas. Se deben combatir las causas de los problemas y no únicamente sus síntomas. Los Estados deben prevenir, así como reducir, cualquier contaminación que cause o pueda causar daños apreciables o significativos. Todo Estado puede permitir que se lleven a cabo ciertas actividades peligrosas pero que causen beneficio, siempre que se tomen medidas razonables para reducir el riesgo y asegurar la indemnización en caso de que se produzca un daño sustancial (principios 8, 11, 13, 17).

No contaminar. En el derecho ambiental internacional el principio debe ser no contaminar, y la excepción que confirma la regla es la posibilidad de contaminar pero en condiciones perfectamente reguladas, bajo el control de la autoridad responsable y los responsables de autorizar dicha emanación o desecho (principio 16).

<sup>127</sup> Una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) debiera llevarse a cabo antes del proceso licitatorio de áreas, y la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) a realizarse antes de la perforación de pozos. La EAE debe permitir mejorar la evaluación de los impactos ambientales indirectos, acumulativos y sinérgicos que puedan derivarse de las políticas, planes y programas. Igualmente, debe servir para reducir el número de proyectos que deberán someterse a una EIA, simplificando el proceso y definiendo medidas correctivas

yacimientos. Este asunto no ha sido tratado por los países seleccionados siendo de suma urgencia que los mismos incorporen este instrumento antes de la licitación de áreas mediante evaluaciones geológicas de cuencas, así como estudios de afectación de agua subterránea y superficial, disposición de efluentes, captaciones de aguas y afectaciones a la sociedad colindante. Con esta medida el Estado estará en la posición de determinar si es posible el desarrollo de la fractura hidráulica o si se necesitan medidas drásticas de protección, además se podrá determinar las áreas que deberán excluirse del desarrollo de los yacimientos no convencionales o si por el contrario se determinará una moratoria sobre todo el territorio nacional.

De igual manera en base al principio de participación<sup>128</sup>, es primordial establecer consensos políticos, y que al interior de los Estados se produzcan canales de comunicación y participación de la sociedad, para que se tenga un conocimiento claro de lo que se está ejecutando en estos aspectos, así como los riesgos y las políticas de mitigación a adoptarse. Esto con el fin de obtener la tan anhelada licencia social en la ejecución de actividades de fractura hidráulica.

## B. Principales afectaciones y consideraciones

Los aspectos con afectación sobre el medio ambiente tiene efecto por sobre los derechos de las personas, por lo que los países estudiados deben priorizar la protección a los derechos humanos. Entre los derechos están aquéllos dados por: la protección del derecho a la información, a la consulta, a la salud, al agua y a su saneamiento, a la vivienda, al medio ambiente sano, a la alimentación, a la garantía de los derechos laborales, culturales y de los pueblos indígenas, así como a los derechos de libertad de expresión, reunión y libre tránsito.

Con relación a los impactos sobre el derecho humano al agua se destacan dos problemáticas que generan controversia. La primera, está relacionada al volumen de agua necesario para inyectar en los pozos; y la segunda, se refiere a la composición, recuperación, tratamiento, disposición y/o reutilización del fluido de retorno flowback.

En la aplicación de las intensidades de agua por sobre la producción regional gasífera acumulada para el periodo 2015-2030 o reservas desarrolladas de más de 150 billones de pies cúbicos —proyectada bajo parámetros de desarrollo sostenible— se estima sean necesarios de entre 2 a 80 millones de metros cúbicos de agua al año provenientes principalmente del desarrollo del gas natural en yacimientos no convencionales en México y Argentina (AIE, 2012a). Este amplio volumen de agua impone desafíos de diseño y de financiamiento de la inversión en relación a las facilidades e infraestructura hídrica a ser construida (ver gráfico 6).

La magnitud del requerimiento máximo de agua pudiera ser importante en su comparación con zonas geográficas de diverso riesgo hídrico<sup>129</sup> circunscritas a algunos yacimientos no convencionales como los mexicanos Burgos, Sabinas o el argentino de Neuquén.

Algunas medidas enfocadas hacia la disminución del requerimiento del agua se relacionan a la promoción y financiamiento de tecnologías de reutilizo y reciclaje en el entendido de que a mayor la escasez del recurso agua, mayor el incentivo de uso respecto a estas tecnologías. Asimismo dentro de la industria la optimización en el diseño y configuración del clúster de pozos de perforación, junto con la búsqueda de opciones alternativas<sup>130</sup> tendientes a reducir el requerimiento de agua en el fluido de fractura<sup>131</sup>, pudieran ser consideradas.

---

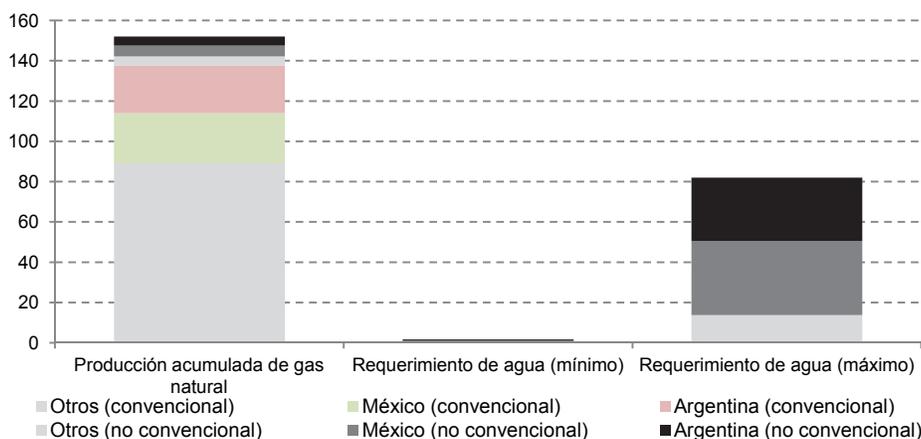
genéricas para un conjunto de proyectos con características similares. Esto significa que la información sobre el impacto ambiental de un plan puede ir descendiendo "en cascada" a través de los distintos niveles de toma de decisiones y ser usada en una EIA en un estadio posterior, en un proceso de transferencia, lo que debería reducir la cantidad de trabajo necesaria a emprender. Por todo ello, ambos instrumentos tienen un carácter complementario y no son excluyentes.

<sup>128</sup> Principio número 10 de la Declaración de Río 1992, "Obligación de informar e informarse".

<sup>129</sup> El indicador de riesgo hídrico —medido en un rango de 0 (bajo) a 5 (extremadamente alto) — puede ser calculado mediante un promedio ponderado de doce indicadores relacionados al riesgo físico de cantidad y calidad del recurso como al riesgo regulatorio y de reputación. Entre los principales indicadores están aquéllos relacionados al estrés hídrico (volumen de extracción total en el recurso disponible), estrés de agua subterránea (extracción de agua subterránea respecto a la tasa de recarga) y el acceso al agua (porcentaje de la población sin acceso a fuentes mejoradas de agua) (WRI, 2014).

<sup>130</sup> Se explora alternativas como el uso de propano líquido, CO2 líquido, espumas y geles en base a propano.

**GRÁFICO 6**  
**AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS NATURAL<sup>a</sup>**  
**Y REQUERIMIENTO ANUAL DE AGUA<sup>b</sup>, SEGÚN PAÍSES<sup>c</sup> Y TIPO DE RESERVORIO, 2015-2030**  
*(En billones de pies cúbicos de gas natural y millones de metros cúbicos de agua al año)*



Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012<sup>a</sup>.

<sup>a</sup> En base a escenario de pleno desarrollo sostenible del gas natural.

<sup>b</sup> El requerimiento de agua para México y Argentina bajo no convencional proviene principalmente del gas natural de esquisto, mientras que para los otros países proviene del gas natural en arenas compactas.

<sup>c</sup> En "Otros" se incluye a países como Bolivia (Est. Plur. de), Perú, Paraguay, Uruguay entre otros.

Para asegurar el derecho humano al agua, será imprescindible que en las legislaciones se promulgue la prohibición de la utilización de agua de acuíferos subterráneos de agua dulce, esto con el fin de no poner en riesgo su provisión a las generaciones futuras. Asimismo es de importancia contar con un estudio de impacto ambiental y un ranking de prioridad de uso del agua en función de su calidad, comenzando por la menos apta para su uso humano o agropecuario.

Con relación a los impactos sobre el derecho humano a un medio ambiente sano, la aplicación de la práctica puede afectar gravemente el entorno dado por la contaminación del aire, suelo, subsuelo, fuentes de agua, tierras de cultivo y pastura; todo esto con implicancias negativas sobre la salud de las personas. Las repercusiones pueden ir desde problemas asociados con el estrés que ocasiona vivir cerca de un proyecto de esta naturaleza, hasta afectaciones más severas provocadas por la mezcla de químicos.

Con relación a los impactos sobre el derecho humano a la alimentación, eventualmente se pueden contaminar las tierras de cultivo, pastura y propiciar una inseguridad alimentaria en los países.

En cuanto a la afectación del derecho al libre tránsito y a la vivienda, puede existir una eventual competencia entre la movilidad terrestre de las personas con el tránsito de camiones transportadores de agua, la cual trae consigo consecuencias sobre la habitabilidad de las viviendas cercanas a las zonas de explotación. Asimismo pueden verse afectados otros espacios comunes del entorno como ser: centros escolares, de trabajo, espacios recreativos, entre otros, ya que este tipo de proyectos no solamente se hacen en lugares despoblados, sino también en zonas cercanas a comunidades rurales y urbanas.

Las posibles afectaciones sobre el medio natural, y en especial al agua, son preocupantes en la región.

En el Brasil en la ronda 12 realizada en noviembre del 2013, se adjudicaron un conjunto de bloques con potencial de yacimientos no convencionales en la Cuenca del Paraná, la misma que se encuentra sobre el acuífero Guaraní/Serra Geral. Este acuífero es considerado uno de los mayores reservorios mundiales de agua dulce, extendiéndose por sobre el Brasil, la Argentina, el Uruguay y el Paraguay. Una eventual amenaza y estrés hídrico por sobre este acuífero pudiera incrementarse en la medida del desarrollo de los hidrocarburos en el Uruguay y la Argentina.

<sup>131</sup> De actual participación de cerca el 99%.

De igual manera en México, los mayores recursos prospectivos de esos hidrocarburos se encuentran en la cuenca de Burgos, una extensión de Eagle Ford en los Estados Unidos, localizada en una región del país caracterizada por problemas de escasez de ese líquido. Cabe recordar que desde el año 2011 al 2013 esta zona sufrió de una sequía atípica, afectando a los sectores agropecuario, pesquero y acuícola.

Es por estas razones que en muchos países a nivel mundial se han emitido moratorias a la aplicación de la técnica de fractura<sup>132</sup> y en otras instancias se han emitido una serie de recomendaciones aplicables para la industria, siendo la Agencia Internacional de Energía y la Unión Europea las que presentaron recomendaciones más amplias en estos sentidos (ver recuadros 2 y 3).

**RECUADRO 2**  
**“REGLAS DE ORO” DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA PARA LA INDUSTRIA DE NO CONVENCIONALES, AÑO 2012**

**Mide, divulga y comprométete**

- Consolida un compromiso con las comunidades locales, residentes y demás partes interesadas, en cada fase de un proyecto, empezando antes de la exploración; brinda oportunidades suficientes para emitir comentarios sobre los planes, las operaciones y el desempeño; escucha las preocupaciones y responde adecuadamente y con prontitud.
- Establece líneas base para los principales indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea, antes de comenzar las actividades, y monitoriza las operaciones de manera continua.
- Mide y divulga datos operativos sobre el uso del agua, volúmenes y características de aguas residuales y sobre emisiones a la atmósfera de metano y otros gases, junto con la publicación completa y obligatoria de aditivos para fluidos de fractura y volúmenes empleados.
- Minimiza el paro en las operaciones, teniendo una visión amplia de las responsabilidades sociales y medioambientales, asegurándose que los beneficios económicos sean también percibidos por las comunidades locales.

**Ten cuidado dónde perforas**

- Elige bien los sitios para minimizar los impactos en las comunidades locales, patrimonio, uso de tierra, medios de vida de los individuos y el medioambiente.
- Estudia apropiadamente la geología de la zona para tomar decisiones inteligentes acerca de dónde perforar y dónde llevar a cabo la fractura hidráulica. Evalúa el riesgo de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados al paso de los fluidos a través de estratos geológicos.
- Monitoriza para asegurar que las fracturas hidráulicas no se extiendan más allá de las formaciones para la producción de gas.

**Aísla los pozos y evita fugas**

- Establece reglas sólidas para el diseño, construcción, cementación y pruebas de integridad del pozo, como parte de una norma general de actuación, de manera que las incidencias en las formaciones de gas deben estar completamente aisladas de otros estratos penetrados por el pozo, particularmente acuíferos de agua dulce.
- Considera límites apropiados de profundidad mínima en la fractura hidráulica para fortalecer la confianza del público en el sentido que dicha operación sólo se llevará a cabo lejos del nivel freático.
- Lleva a cabo medidas para prevenir y contener los derrames y fugas en la superficie de los pozos, y garantiza que todos los residuos líquidos y sólidos se desechen apropiadamente.

**Usa el agua de manera responsable**

- Reduce el uso de agua dulce mediante la mejora en la eficiencia operativa; reúsala o recíclala siempre que sea posible para reducir la carga sobre los recursos hídricos locales.
- Almacena y disponga de manera segura las aguas residuales generadas.
- Minimiza el uso de aditivos químicos y promover el desarrollo y uso de alternativas más amigables con el medio ambiente.

**Elimina el venteo, minimiza la quema y otras emisiones**

- Establece el objetivo de cero venteo y mínima quema de gas natural durante la terminación del pozo y trata de reducir las emisiones fugitivas y venteo de gases de efecto invernadero durante toda la vida productiva de un pozo.
- Minimiza la contaminación del aire generada por los vehículos, maquinaria de perforación, motores de bombeo y compresores.

<sup>132</sup> Francia, Bulgaria, y República Checa.

**Piensa en grande**

- Busca oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, para reducir el impacto ambiental.
- Toma en cuenta el impacto acumulado y efectos regionales en el medio ambiente de múltiples actividades de perforación, producción y distribución, en particular el uso y disponibilidad del agua, uso del suelo, calidad del aire, tráfico y ruido.

**Garantiza una actuación consistente y de alto nivel en materia medioambiental**

- Asegura que el nivel estimado de la producción de gas no convencional sea acorde al respaldo político y recursos necesarios para establecer una regulación sólida, personal suficiente que permita su cumplimiento, información pública y confiable.
- Encuentra un equilibrio apropiado para la formulación de políticas públicas entre la regulación normativa y la basada en resultados, con el fin de garantizar altos estándares de operación al tiempo que se promueve la innovación y la mejora tecnológica.
- Asegura que los planes de acción durante emergencias sean robustos y correspondan a la escala de riesgo.
- Busca la mejora continua de las normas y prácticas operativas.
- Reconoce la necesidad de evaluaciones y verificaciones independientes sobre el cumplimiento en materia medioambiental.

Fuente: AIE, 2012a.

**RECUADRO 3**  
**RECOMENDACIONES DE LA UNION EUROPEA SOBRE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**  
**DE HIDROCARBUROS (COMO EL GAS DE ESQUISTO) UTILIZANDO LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA**  
**DE ALTO VOLUMEN.**

Bruselas, 22 de enero de 2014

Resumen de las recomendaciones:

1. Antes de conceder autorización para una exploración y/o producción de hidrocarburos con la utilización de la fractura hidráulica, los Estados deben preparar una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), para prevenir, gestionar y reducir los impactos y los riesgos a la salud humana y al medio ambiente.
2. Se deben establecer normas claras sobre posibles restricciones a la actividad ej. zonas protegidas o expuestas a sismos, así como las distancias mínimas de los centros de actividad con los centros urbanos.
3. Se deben establecer limitaciones en relación con la profundidad mínima entre la superficie que va fracturarse y las aguas subterráneas.
4. Los Estados deben garantizar que los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) se realicen en bases a normativas específicas.
5. Los Estados, deben brindar a la población la oportunidad de participar desde el principio del desarrollo de la EAE y del EIA.
6. Los Estados deben tomar medidas para garantizar la idoneidad de la formación geológica de un emplazamiento para la exploración y explotación de hidrocarburos utilizando la fractura hidráulica. Deben velar porque los operadores realicen una caracterización y una evaluación de riesgos del emplazamiento, de la superficie y del subsuelo afectados.
7. La evaluación de riesgos debe: i) Basarse en las mejores técnicas disponibles. ii) Anticipar el comportamiento de las capas ante presiones de inyección utilizadas. iii) Respetar una distancia mínima entre la fractura y las aguas subterráneas. iv) Actualizarse de las operaciones de otros operadores con el fin de contar con nuevos datos.
8. Un emplazamiento sólo deberá realizarse en el caso que se demuestre que la fracturación hidráulica no cause contaminación subterránea ni contaminación superficial en las comunidades aledañas.
9. Antes de dar comienzo a las operaciones de fracturación, los estados miembros deben asegurarse de: i) Determinar el estado medioambiental en que se encuentra la superficie y el subsuelo, mismo que se debe poner en conocimiento de la autoridad competente. ii) La situación de referencia debe referirse a: calidad de aguas subterráneas y superficiales, calidad del aire, condición del suelo, presencia de metano en agua, sismicidad, uso del suelo, biodiversidad, estado de infraestructuras y edificios, pozos existentes y estructuras abandonadas.
10. Los Estados, deben velar porque las instalaciones estén construidas de manera que impida fugas hacia la superficie.
11. Los Estados deben velar porque los operadores utilicen las mejores prácticas disponibles, teniendo en cuenta los resultados del intercambio de información entre países, que promueve la protección al medio ambiente, así como la reducción de los riesgos asociados a la industria.

12. Los Estados, deben velar porque los operadores: i) Realicen planes de gestión de los recursos hídricos específicos para el proyecto. ii) Desarrollen planes de gestión del transporte. iii) Capturen los gases y eviten el venteo. iv) Apliquen una gestión controlada de presión. v) Garanticen la integridad del pozo, mediante una construcción correcta y pruebas de integridad. vi) Desarrollen planes de gestión y mitigación de riesgos. vii) Paralicen operaciones y tomen todas las medidas correctoras en caso de fallas por integridad del pozo. viii) Informen por cualquier posible daño al medio ambiente o que pueda afectar la salud humana.

13. Se debe dar a conocer los químicos utilizados.

14. Los Estados deben velar porque el operador realice un seguimiento periódico de la instalación, superficie circundante y subsuelo, en todas sus fases.

15. Los Estados deben velar porque el operador realice el seguimiento de los siguientes parámetros: i) composición del fluido de fractura hidráulica. ii) volumen de agua utilizada en cada pozo. iii) presión aplicada. iv) características, cantidades y reutilización de los fluidos que emergen a la superficie. v) emisiones atmosféricas de metano.

16. Los Estados deben aplicar disposiciones sobre Responsabilidad Medioambiental a todas las actividades realizadas en el área.

17. Los Estados deben velar porque el operador proporcione una garantía financiera que cubra las responsabilidades potenciales por daños al medio ambiente, antes de dar comienzo a las operaciones.

18. Los Estados deben velar porque las autoridades competentes dispongan de recursos humanos calificados para el desempeño de estas funciones.

19. Los Estados deben velar porque se realice un estudio al momento del abandono de pozos, para determinar su condición actual, comparando con la condición inicial de la misma.

20. Los Estados miembros deben velar porque la información de exploración, explotación, sustancias químicas utilizadas, impactos, agua utilizada, sea publicada en sitio de internet hasta los 12 meses de acontecer el suceso.

Fuente: Unión Europea, 2014.

Al momento ninguno de los cuatro países cuenta con regulación ambiental específica para la fractura hidráulica, la cual regule e imponga requisitos y procedimientos para el resguardo del medio ambiente, al establecer medidas de control, sanción por incumplimiento y prevención-mitigación de los posibles efectos. Sin embargo la Argentina (en la provincia del Neuquén), el Brasil y Colombia han tomado algunas de estas interrogantes como parte de las normas técnicas<sup>133</sup> creadas para regular la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. A pesar de ser estas normas técnicas aplicables para el proceso mismo de exploración y extracción del recurso, contienen especificaciones obligatorias tendientes a precautar algunos de los riesgos medioambientales provenientes de esta actividad (ver cuadro 14).

**CUADRO 14**  
**PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS NORMAS TÉCNICAS DE EXPLORACIÓN**  
**Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

Variables y país	Argentina (Provincia del Neuquén) (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Decreto N° 1483) <sup>134</sup>	Brasil (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 21) <sup>135</sup>	Colombia (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 9 0341) <sup>136</sup>	México
Reglamentación específica ambiental de explotación de no convencionales	No existe. Sólo al momento son consideradas las normativas generales de medio ambiente y los requerimientos de las normas técnicas para yacimientos no convencionales.	No existe. Sólo al momento son consideradas las normativas generales de medio ambiente y los requerimientos de las normas técnicas para yacimientos no convencionales.	No existe. Sólo al momento son consideradas las normativas generales de medio ambiente y los requerimientos de las normas técnicas para yacimientos no convencionales.	No existe ni regulación técnica para la industria y extracción de no convencionales, ni para la regulación ambiental específica. Sólo se considera las normativas generales de medio ambiente.

<sup>133</sup> La diferencia entre normas técnicas y normas ambientales, radica que en las primeras la autoridad competente es el Ministerio de Minas e Hidrocarburos o la entidad que haga sus veces, mientras que en el segundo caso es el Ministerio del Medio Ambiente. Esta segunda institución debe proporcionar los permisos ambientales necesarios para la realización de las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, a la vez de tener la potestad fiscalizadora y sancionadora.

<sup>134</sup> Emitida por la provincia del Neuquén en Agosto de 2012.

<sup>135</sup> Emitida por la ANP el 10 de abril de 2014.

<sup>136</sup> Emitida por la ANH el 27 de marzo de 2014.

Cuadro 14 (continuación)

VARIABLES Y PAÍS	Argentina (Provincia del Neuquén) (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Decreto N° 1483) <sup>137</sup>	Brasil (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 21) <sup>138</sup>	Colombia (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 9 0341) <sup>139</sup>	México
Propiedad del suelo y retribuciones	Pertenece a los particulares. No se establecen mecanismos de indemnización o retribuciones.	Pertenece a los particulares. En caso de explotación de hidrocarburos se establece el pago del 1% de la producción al propietario.	Pertenece a los particulares. No se establecen mecanismos de indemnización o retribuciones.	Pertenece a los particulares. Se establece la preferencia de la industria de hidrocarburos, pudiendo expropiarse o celebrarse contratos de arrendamiento y pago al propietario de un porcentaje de entre 0,5% y 3% de la producción o utilidad a definirse.
Calidad de cementación de pozos	Solo establece que debe realizarse con las mejores prácticas.	Se incluye requisitos específicos y pormenorizados, de la calidad de la cementación y revestimiento de pozos.	Se establecen requisitos específicos y pormenorizados de la cementación y revestimiento de pozos.	
Consumo de agua subterráneas	Se prohíbe la utilización de agua subterránea.	No se establece prohibición de uso.	No se establece prohibición de uso. Sin embargo se establece una distancia de 150 pies entre el revestimiento del pozo y el acuífero más profundo para consumo humano.	
Consumo de agua superficial	Se solicita declaración jurada de la cantidad de agua que se utilizará.	Con el fin de preservar la recarga de acuíferos, se prohíbe utilizar agua superficial dentro de los 200 metros de pozos de agua utilizados para consumo humano o animal. Se prohíbe utilizar aguas que puedan tratarse para consumo humano. Se debe presentar un estudio completo de las cuencas de donde se obtendrá agua, siendo que éste debe ser realizado por un profesional independiente acreditado.	Con el fin de preservar la recarga de acuíferos, se prohíbe utilizar agua superficial dentro de los 200 metros de pozos de agua para consumo humano.	No cuenta con normas técnicas que definan estas variables.
Tratamiento y disposición de aguas de retorno	Se debe presentar análisis físico químico del agua de retorno. Se almacenarán en lugares impermeabilizados, no podrán vertirse a la superficie y deberán ser tratadas para su reúso.	Se establecen requisitos para la construcción de pozos inyectores. Se debe tratar el agua para el reúso en la misma industria. El operador garantizará que el personal tiene una formación adecuada para desempeñar funciones y el análisis de riesgo para el proyecto.	Se establecen requisitos pormenorizados respecto a la construcción de pozos inyectores, de revestimiento y tratamiento en base a estudios hidrogeológicos. Se contempla pruebas iniciales que determinen que no existirá la contaminación de acuíferos superficiales. Sin embargo no estipula ninguna consideración en cuanto al tratamiento y reúso de aguas de retorno.	
Químicos utilizados	En el Informe Ambiental se debe incorporar los químicos a utilizarse en la declaración jurada.	Todos los datos de químicos y procesos deben ser publicados por vía pública en el internet.	Antes de empezar las operaciones, se exige que se comunique acerca de los químicos utilizados o a utilizarse en la operación.	
Sismicidad	No se establecen medidas ni reglamentación.	Se establecen pruebas iniciales para determinar la sismicidad inducida.	Se requiere se introduzcan equipos que midan la presión para evitar sismicidad y suspender operaciones en caso de ocurrir la misma.	

<sup>137</sup> Emitida por la provincia del Neuquén en Agosto de 2012.<sup>138</sup> Emitida por la ANP el 10 de abril de 2014.<sup>139</sup> Emitida por la ANH el 27 de marzo de 2014.

Cuadro 14 (conclusión)

VARIABLES Y PAÍS	Argentina (Provincia del Neuquén) (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Decreto N° 1483) <sup>140</sup>	Brasil (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 21) <sup>141</sup>	Colombia (De acuerdo a normas técnicas reglamentadas por Resolución N° 9 0341) <sup>142</sup>	México
Contaminación acústica	Se establecen máximos de decibeles en cuanto al ruido permitido.	No establece nada referente a la contaminación acústica.	No establece nada referente a la contaminación acústica.	
Participación ciudadana	No se la considera en los Estudios de Impacto Ambiental, ni en la emisión legislativa. Existen normas generales de participación pero no se están cumpliendo en el desarrollo de esta industria.	No se la considera en los Estudios de Impacto Ambiental, ni en la emisión legislativa. Existen normas generales de participación pero no se están cumpliendo en el desarrollo de esta industria.	No se la considera en los Estudios de Impacto Ambiental, ni en la emisión legislativa. Existen normas generales de participación pero no se están cumpliendo en el desarrollo de esta industria.	
Consentimiento indígena <sup>143</sup>	Se reconoce la existencia de pueblos indígenas en el territorio nacional. Asimismo está incorporada la figura de la consulta indígena en la legislación interna pero la misma sólo es aplicable en caso de que los pueblos cuenten con título propietario sobre sus tierras. En proyectos de hidrocarburos el Estado no ha implementado este procedimiento.	Se reconoce la existencia de pueblos indígenas en el territorio nacional. Asimismo está incorporada la figura de la consulta indígena en la legislación interna pero la misma sólo es aplicable en caso de que los pueblos cuenten con título propietario sobre sus tierras. En proyectos de hidrocarburos el Estado no ha implementado este procedimiento.	El marco legal del país cuenta con procedimientos de consulta indígena, sin embargo, la consulta se realiza luego de haberse adjudicado las áreas potenciales y es responsabilidad del operador.	Se incluye la consulta indígena, antes del inicio de los proyectos, a llevarse a cabo por el operador.

Fuente: Elaboración propia en base a normativa técnica vigente en los países.

Se observa que los países que cuentan con normas técnicas para la aplicación de la fractura hidráulica, centran especial relevancia en la protección del agua, pero al ser destinadas para la regulación de las operaciones, no establecen medidas de protección general al medio ambiente.

En la Argentina, como se dilucida carece de una Ley de Presupuestos Mínimos Ambientales para la actividad de desarrollo de yacimientos no convencionales aplicables a todo el Estado Federal, y es la provincia del Neuquén la que ha comenzado a completar sus necesidades regulatorias mediante decretos. Sin embargo se espera que la reforma a la Ley de Hidrocarburos de Octubre de 2014, propicie la uniformidad en la legislación ambiental en todo el país mediante la aplicación de las mejores prácticas de gestión ambiental en toda la industria a fin de lograr el desarrollo de la actividad con adecuado cuidado del ambiente<sup>144</sup>.

En el caso de México, con la reciente reforma energética y la promulgación de las leyes secundarias del 11 de Agosto del 2014 se apertura el negocio hidrocarburífero y se establece la posibilidad de la explotación de yacimientos no convencionales, por lo que aún no se cuenta con normas técnicas, ni medioambientales que regulen específicamente la actividad<sup>145</sup>.

Sin embargo la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, respecto a la protección del medio ambiente, señala que el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales,

<sup>140</sup> Emitida por la provincia del Neuquén en Agosto de 2012.

<sup>141</sup> Emitida por la ANP el 10 de abril de 2014.

<sup>142</sup> Emitida por la ANH el 27 de marzo de 2014.

<sup>143</sup> Para la realización del cuadro se establece como variable el consentimiento indígena debido a que la explotación de hidrocarburos está incluida como actividad capaz de alterar de manera significativa la forma de vivir de los pueblos, por lo que la Corte Internacional de Derechos Humanos exige que para las operaciones se lleven a cabo, las mismas deben poseer este consentimiento el cual incluye consulta vinculante, participación y distribución de beneficios fruto de estas actividades.

<sup>144</sup> Artículo 23 de la Ley 27.007 del 30 de Octubre de 2014.

<sup>145</sup> Se espera que esta regulación sea considerada y coordinada entre algunas instituciones como la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y por la recién creada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ANSIPA), dependiente de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Entre los objetivos de esta última institución están aquéllos dados por la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de: a) La Seguridad Industrial y Seguridad Operativa; b) Las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y c) El control integral de los residuos y emisiones contaminantes.

incluidos los energéticos, debe ser acorde con el aprovechamiento económico y conservación de los mismos, sin dañar o alterar los ecosistemas. Asimismo se establece en su Artículo 15 fracción VIII, que la explotación de los recursos naturales no renovables debe realizarse de manera que estos no se agoten o tengan efectos ambientales negativos. En función al estado base<sup>146</sup>, el Estado mexicano puede determinar y exigir el otorgamiento de garantías tales como fianzas, obligaciones y seguros por el equivalente a la cantidad de recursos que sean impactados por la utilización de la fractura hidráulica, esto con el fin de tutelar y restaurar el área impactada, sin perjuicio de las sanciones que resulten procedentes.

Una preocupación actual en México es la relacionada con la propiedad, toda vez que según el Octavo Transitorio de la reforma en materia de energía, señala que derivado de su carácter estratégico, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas. Asimismo la Ley de Hidrocarburos<sup>147</sup>, requiere la constitución de servidumbres legales o la ocupación y afectación superficial necesarias para la realización de las actividades de la industria de Hidrocarburos.

Al ser las actividades de Exploración y Extracción de preferencia por sobre cualquier otra actividad, el propietario del suelo, esté o no de acuerdo con estas actividades, pudiera sólo recibir un arrendamiento valuado entre el 0,5 y el 3 por ciento de la producción o utilidad que se obtenga durante el proceso.

Esto es especialmente importante en el caso de la explotación de hidrocarburos en estos yacimientos, pues requiere de amplias extensiones de territorio para su desarrollo, estando las empresas eventualmente dispuestas a ofrecer a los propietarios contratos de arrendamiento de corto plazo y no así la adquisición permanente de los terrenos. A los pocos años, los propietarios pudieran recibir de regreso sus tierras con una eventual contaminación y limitadas para el desarrollo de otras actividades, siendo asimismo el consumo y la utilización del agua supeditado a la industria petrolera, con posibles efectos por sobre el derecho al agua.

En cuanto a las reglamentaciones ya existentes, se menciona que los cuatro países poseen un sistema ya establecido para los requisitos ambientales en las actividades de exploración y explotación de yacimientos convencionales. En sus normativas ambientales internas, existe la obligatoriedad de presentación de Estudios de Impacto Ambiental, antes del inicio de las operaciones de exploración y explotación de los hidrocarburos concernientes al área adjudicada, relacionadas con regulaciones de agua, de disposición de residuos, de cierres de faenas, sin embargo éstas aún pudieran no ser suficientes para obtener una adecuada protección al medio ambiente durante el proceso de fractura hidráulica y el desarrollo de yacimientos no convencionales dada la novedad de la práctica y las posibles consecuencias identificadas, por lo que estas normas deben adecuarse hacia la prevención de estos impactos.

En el cuadro 15 se presentan las fortalezas y debilidades a nivel de regulación medioambiental aplicable a la fractura hidráulica, de acuerdo con las normas técnicas que se presenta en los países estudiados:

Se puede concluir que existe la necesidad de contar con las por ahora ausentes normas ambientales específicas, las cuales no sólo establezcan medidas relativas a la construcción de pozos u operaciones a realizarse, como el caso de las actuales normas técnicas, sino que permitan la incorporación de las posibles afectaciones sobre el medio ambiente natural y salud humana, con el fin de establecer medidas acordes de prevención y mitigación.

Cada metro cúbico de gas que sale de los pozos perforados hacia el mercado, lleva implícito en el precio final los costos ambientales de producir esos hidrocarburos, por lo tanto dependerá de la política ambiental la internalización de estos costos por parte de las empresas. Los Estados tienen la responsabilidad de trabajar en conjunto con los actores involucrados y elaborar una normativa que esté a la altura de las circunstancias, es decir hacia la preservación de la vida y el medioambiente en general.

<sup>146</sup> Se trata de un concepto de importancia hacia la protección del medio ambiente ante eventuales impactos dados por la práctica de fractura hidráulica. Este concepto está definido en la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, que en su artículo 2º, fracción VIII, el cual lo define como: “condición en la que se habrían hallado los hábitats, los ecosistemas, los elementos y recursos naturales, las relaciones de interacción y los servicios ambientales, en el momento previo inmediato al daño y de no haber sido éste producido”.

<sup>147</sup> Artículo 96 de la Ley de Hidrocarburos de México del 12 de Agosto de 2014.

**CUADRO 15**  
**ANÁLISIS DE FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LAS NORMAS TÉCNICAS APLICABLES**

Análisis y países	Argentina (Provincia del Neuquén)	Brasil	Colombia	México
	<p>1.- Cuenta con regulación provincial técnica, para la extracción de no convencionales.</p> <p>2.-La regulación existente en explotación de convencionales precisa de la presentación de Evaluación de Impacto Ambiental.</p> <p>3. La provincia del Neuquén, menciona aspectos medioambientales en sus normas técnicas, tomando en cuenta la regulación del agua, prohibiéndose la utilización de aquéllas subterráneas y todo el proceso de disposición de aguas, químicos y construcción de pozos.</p>	<p>1. La regulación técnica, determina gran protección al agua de consumo humano y también respeto y protección al agua de uso agropecuario.</p> <p>2.- Se establece que la ANP debe autorizar la perforación de los pozos, a raíz de una evaluación que debe contener estudio de las cuencas de agua a utilizarse y también de la posterior disposición, ésta será determinada por profesional independiente y certificado.</p> <p>3. La regulación de convencionales que será aplicada para no convencionales establece un pago al dueño del suelo con % de la producción con lo que los posibles conflictos de intereses disminuyen.</p> <p>4. Se establece la obligación de publicar por página de internet por parte del operador, los químicos utilizados, así como la cantidad de agua utilizada y su disposición de residuos.</p> <p>5.- Se establece formas y requisitos de reutilización de aguas.</p>	<p>1.- En la actualidad cuenta con regulación específica de la industria la cual contiene parámetros técnicos que servirán de protección medioambiental para la industria.</p> <p>2. Se somete a prohibición la utilización de agua que esté a menos de 200 metros de pozos de agua.</p> <p>3.-Se establecen pruebas piloto de esta explotación y en el caso de que estas revelen daños al medio ambiente o sismos, se deberá paralizar las operaciones.</p> <p>4.- Cuenta con reglamentación para consultas indígenas y participación ciudadana.</p>	<p>1.- Cuenta con un parámetro de medición de impactos ambientales, la incorporación de estado base permite tener una visión del medio ambiente que hay que proteger y reparar.</p> <p>2.- Tiene consulta indígena en su ley.</p> <p>3.- Se propone una participación del dueño del suelo en la producción, considerando también a los pueblos indígenas como parte del mismo.</p>
Fortalezas	<p>1.- La regulación específica de la industria, sólo se limita a indicar las condiciones para la explotación y beneficios para la inversión.</p> <p>2.- Existe confrontación a nivel provincial y nacional con respecto a la regulación de esta industria.</p> <p>3.- No existen presupuestos mínimos ambientales que regulen la actividad, que sea de cumplimiento obligatorio en todo el territorio Argentino y que genere mayor certeza en las inversiones del país y en el respeto por el medio ambiente.</p> <p>4.- Se elimina la participación ciudadana al incorporar Informes de Impacto Ambiental, al contrario de Evaluación de Impacto Ambiental.</p> <p>5.- No se reconocen los Derechos de los pueblos indígenas sobre su territorio, alegando que no existe título propietario individual, situación que generará controversias posteriores.</p> <p>6. No existe Consulta previa en la elaboración legislativa.</p>	<p>1.- No cuenta con regulación específica del sector, que determine diferencias con la regulación de los convencionales, sigue sujeta a la misma ley de convencionales.</p> <p>2. No se ha tomado en cuenta la participación ciudadana ni la consulta indígena.</p> <p>3.- Se debe coordinar con los Estados Federales la creación de una institucionalidad que permita verificar el cumplimiento de la normativa por parte de las operadoras.</p>	<p>1.- No existe reglamentación ambiental propia de la extracción en yacimientos no convencionales, no se toma en cuenta el tema de utilización de aguas subterráneas.</p> <p>2.- Falta regular el tema de disposición de residuos y reutilización de las aguas.</p> <p>3.- No se está cumpliendo con la consulta indígena desde el primer momento de la adopción de las medidas legislativas.</p> <p>4.- No se tiene una institucionalidad que regule e inspeccione el cumplimiento de la normativa específica.</p>	<p>1.- No cuenta con regulación específica, ni de desarrollo de la industria, ni de regulación medioambiental.</p> <p>2.- Se pone en riesgo la actividad agropecuaria y el acceso al agua de las poblaciones al establecerse que se prioriza la actividad hidrocarburífera.</p> <p>3.- En la institucionalidad ambiental, pudieran contraponerse intereses al eventualmente ser una misma entidad la que determina los posibles impactos socio-ambientales y la política energética.</p> <p>4.-Todas las medidas no han sido sujetas a participación ni consulta indígena.</p>
Debilidades	<p>Se sugiere la emisión de una norma de presupuestos mínimos que sea resultado de un estudio geológico, hidrológico y socio ambiental, que permita identificar los principales aspectos que deberían ser tratados en la regulación. Esta norma es de importancia siendo que la misma debe ser puesta en consideración de la población y establecer el procedimiento de consulta indígena.</p>	<p>Se recomienda emitir una normativa especial de la explotación de recursos no convencionales, o reformas a su Ley de Hidrocarburos, que incluyan este tipo de reservorios y sus particularidades. Adicionalmente se deben estudiar cuencas comprometidas y áreas protegidas en el territorio para estar seguros de la explotación o no en caso de afectación, tal como el acuífero guaraní entre otros. Asimismo incluir la consulta indígena y participación pública en los procesos.</p>	<p>Se recomienda emitir regulación medioambiental específica para los yacimientos no convencionales. Se debe regular de manera más enfática el tema de las aguas subterráneas y su posible contaminación. Se debe incorporar la consulta indígena aplicando el procedimiento que ya está reglamentado. Es importante que se tenga una institucionalidad fuerte y que los Estudios de Impacto Ambiental u otros requeridos sean realizados por profesionales idóneos independientes.</p>	<p>Se requiere reglamentar la materia con normas sustantivas y medioambientales que puedan delinear los requerimientos técnicos y medioambientales. Se sugiere establecer estudios íntegros previos, que involucren geologías, aguas, sismicidad, asentamientos urbanos, entre otros que determinen la viabilidad de acceder a estas técnicas o en su caso de los requisitos exigibles para hacerlos. De igual manera se debe incorporar consulta indígena y participación ciudadana.</p>
Recomendaciones				

Fuente: Elaboración propia en base a normativa técnica vigente en los países.

## C. La propiedad de la superficie y los derechos de los pueblos indígenas

Además de las condiciones geológicas de las cuencas, el tema propietario por sobre la superficie y el recurso resulta ser otro aspecto diferenciador de la explotación en los Estados Unidos respecto a los países estudiados.

En los Estados Unidos la posibilidad de extraer el recurso contenido en el terreno resulta fácil porque el particular a la vez de ser el propietario de la superficie, es del recurso del subsuelo. Sin embargo los pueblos indígenas no estarán enmarcados a este tema porque este país no ha ratificado el convenio internacional sobre Pueblos Indígenas y Tribales, número 169 adoptado por la Organización Internacional del Trabajo (OIT) en el año 1989<sup>148</sup>.

Cuando los propietarios de la superficie y del recurso son diferentes —siendo en el primer caso los pueblos indígenas o un individuo particular y en el segundo el Estado— como ocurre en los países de la región, la situación pasa a ser diferente. En este caso, el propietario del terreno, al no beneficiarse de la extracción del recurso contenido en su terreno y, conociendo los riesgos relacionados a la producción del mismo, tenderá a oponerse a su extracción incluso si los riesgos son admisibles y mitigables.

La relevancia de este marco jurídico internacional indígena para la fractura hidráulica surge del hecho que una gran parte de los recursos de gas no convencional se ubican en territorios reivindicados por pueblos indígenas y para su desarrollo es necesaria la utilización de muchos de los recursos naturales que de igual manera forman parte de su propiedad. Esto lleva entonces a considerar la necesidad de evaluar en cada caso la pertinencia de condicionar las decisiones sobre el uso de los suelos involucrados, a la consulta previa y consentimiento informado de dichos pueblos cuya existencia resultare acreditada, siendo que el consentimiento<sup>149</sup> es obligatorio para este tipo de actividades el cual incluye la consulta vinculante<sup>150</sup>, la participación en la toma de decisiones y la distribución de beneficios del proyecto.

A la fecha los cuatro países enmarcados en este estudio han ratificado el Convenio 169 de la OIT<sup>151</sup>, incorporando dentro de su normativa interna la figura de la consulta previa<sup>152</sup>, sin embargo al momento ninguna de las normativas respecto a la explotación de este tipo de reservorios, las licitaciones ni los contratos han sido sometidos a consulta y consentimiento por parte de los pueblos.

Con el fin de que los países se enmarquen dentro los compromisos legales asumidos internacionalmente y a la vez generen un ambiente de confianza y seguridad para el inversionista, la implementación de la Evaluación Ambiental Estratégica sería un instrumento idóneo de participación de

<sup>148</sup> El Convenio 169 es un instrumento jurídico internacional vinculante que se encuentra abierto para su ratificación y que trata específicamente los derechos de los pueblos indígenas y tribales. Hasta la fecha ha sido ratificado por 20 países. Una vez que se ratifica el Convenio, el país que así lo hace cuenta con un año para alinear la legislación, políticas y programas nacionales antes de que el mismo devenga jurídicamente vinculante. Los países que ratificaron el Convenio están sujetos a supervisión en cuanto a la implementación.

<sup>149</sup> La Corte Interamericana de Derechos Humanos (CIDH) establece la obligación de obtener el consentimiento en los siguientes términos: “Cuando se trate de planes de desarrollo o de inversión a gran escala que tendrían un mayor impacto dentro del territorio indígena incluyendo tierras y recursos, para lo cual el Estado tiene el deber, desde el inicio de la actividad que se propone, de consultar activamente con los pueblos, de buena fe, y con el objetivo de llegar a un acuerdo, lo cual a su vez requiere que el Estado acepte y brinde información al respecto en un formato entendible y públicamente accesible. Corte IDH: Caso del Pueblo Saramaka Vs. Surinam. Interpretación de la Sentencia de Excepciones Preliminares, Fondo, Reparaciones y Costas. Sentencia de 12 de agosto de 2008 Serie C No. 185, párr. 17.

<sup>150</sup> Tales como la adopción de medidas legislativas o administrativas (art. 6°), la formulación, aplicación y evaluación de planes y programas nacionales y regionales de desarrollo (arts. 6° y 7°) y la autorización de cualquier programa de prospección o explotación de los recursos existentes en sus tierras (art. 15).

<sup>151</sup> Argentina: 03.07.2000; Brasil: 25.07.2002; Colombia: 07.08.1991; México: 05.09.1990.

<sup>152</sup> En Colombia, el artículo 330 de la Constitución Política de 1991, contempla el derecho fundamental de los Pueblos Indígenas y del Pueblo Negro (comunidades afro descendientes) a la Consulta Previa, libre e informada y al Consentimiento previo, libre e informado cuando se adopten medidas administrativas o se vayan a adelantar proyectos en territorios étnicos que puedan afectar su pervivencia, sus recursos naturales, su integridad étnica o cultural, su derecho al desarrollo según sus tradiciones, costumbres y escogencias propias, sean planes de vida de pueblos indígenas o planes de buen vivir de las comunidades negras.

En Brasil, a través del Decreto Legislativo N° 143 del año 2002, que está en vigor en el país desde mediados de 2003, se establecen varios derechos garantizados a los pueblos indígenas entre los cuales está la aplicación de la consulta libre, previa e informada, siempre y cuando se traten de medidas administrativas y legislativas que puedan afectar a sus territorios.

En Argentina, mediante Ley 24.071, se incorpora en el ordenamiento legal el Convenio 169, con la consulta previa obligatoria a los pueblos indígenas, en las medidas que puedan afectarles.

los pueblos indígenas —desde la planeación misma de la política del sector hidrocarburos hasta el monitoreo y fiscalización de sus operaciones— al ser éstos dueños colectivos de la propiedad<sup>153</sup> aún sin la existencia de un título propietario que lo avale.

La aplicación inadecuada de las disposiciones sobre la consulta, la participación y los estudios de evaluación de impacto en el contexto de la prospección y exploración de los recursos naturales son bastante comunes, y representan el tema más frecuente de los reclamos presentados ante los órganos de control de la OIT. A menudo ocurren conflictos entre los pueblos indígenas y los actores del sector privado al obtener licencias o concesiones del Estado. En este contexto, es importante subrayar que la responsabilidad de asegurar la aplicación correcta del derecho a la consulta y la participación recae en el Estado. Si se fracasa al asumir esta responsabilidad, se plantea un riesgo para las inversiones del sector privado puesto que los pueblos indígenas pueden legítimamente invocar sus derechos en virtud del Convenio.

La realidad actual demuestra que estos grupos al ser excluidos, tienden a expresar su descontento mediante bloqueos y demandas judiciales internacionales, ocasionando de esta forma un ambiente de incertidumbre para los inversionistas, al retrasar las operaciones y aumentar los costos de exploración y explotación de pozos. Por ejemplo en la Argentina la paralización de obras en la provincia de Chubut del año 2013 fue atribuida a la falta de consulta y participación de los pueblos indígenas. Asimismo en los otros países estudiados, se están presentando demandas públicas por este incumplimiento.

En Colombia el cumplimiento de esta obligación viene después de la adjudicación de áreas, al contrario de lo que sucede en México en donde el proteccionismo evidenciado en la Ley de Hidrocarburos permite el establecimiento de la consulta previa antes del inicio del proceso licitatorio, así como un pago a los pueblos indígenas en caso de resultar ser propietarios del territorio afectado, siendo el único país estudiado que incluye este aspecto.

Asimismo la compensación económica por el uso del suelo y la distribución de beneficios por la actividad desarrollada, resultaría ser otro de los objetivos de la consulta, para lo cual se debería aplicar la normativa general para el tema de las expropiaciones, tal como sucede en el caso de particulares con el pago de indemnizaciones; y al mismo tiempo establecer formas de cálculo de la participación en las utilidades de la actividad. En este sentido sería indicado tener montos techo para estas compensaciones, a establecerse por Ley —que guarden relación con el proyecto o actividad— y de esta manera no estar sujeto a pedidos irracionales o negociaciones interminables, los cuales atenten contra el desarrollo sostenible.

En este sentido, los Estados deben velar por el respeto de los Derechos de estos pueblos indígenas, los cuales forman parte integrante de su sociedad, el cual asimismo brindará mayor certidumbre en la captación de inversión.

---

<sup>153</sup> Ver Corte Interamericana de Derechos Humanos, caso Comunidad Indígena Sawhoyamaya Vs. Paraguay. Fondo, Reparaciones y Costas. Sentencia de 29 de marzo de 2006. Serie C No. 146, párr. 128.



## VIII. El gas natural no convencional en países seleccionados. Dimensión socioeconómica

---

El hecho de que la existencia de recursos naturales condiciona al crecimiento económico e inclusión social de los países, situación propia de la llamada “maldición de los recursos naturales”, es aún debatible. Sin embargo en esta sección se hará una reflexión en cuanto algunos de los síntomas e implicancias comunes en torno a esta situación, así como posibles medidas de mitigación de efectos nocivos a través del potenciamiento del recurso humano, la transferencia tecnológica y la creación de encadenamientos productivos presentes en políticas sociales, empresariales y comerciales acordes al desafío que impone el desarrollo de este tipo de recursos.

### A. Implicancias sociales y económicas

A continuación se hará mención a algunas de las implicancias socioeconómicas presentes a nivel local y nacional.

#### 1. Nivel local

El desarrollo de los recursos de gas natural no convencional tendería a generar un aumento en el producto interno bruto de la provincia o región, mano de obra y en la recaudación por regalías e impuestos. Las actividades de exploración, perforación y producción en las regiones productoras propiciarían un aumento en la demanda de bienes y servicios dados por cemento, combustibles y servicios de fractura y transporte de agua entre otros.

Sin embargo una mayor demanda de mano de obra en un mercado laboral flexible incentivaría a incrementos salariales, tal vez por encima del aumento de la productividad laboral, los cuales influyan hacia una mayor movilidad laboral y a presiones inflacionarias en la región productora.

Un eventual desplazamiento de la mano de obra desde las actividades de manufactura o agricultura<sup>154</sup>, a aquélla de transporte de agua para el proceso de fracturación hidráulica por ejemplo,

---

<sup>154</sup> Sin embargo no existe evidencia respecto al desplazamiento laboral intersectorial dado por el desarrollo del gas natural de esquisto en estados productores de los Estados Unidos.

pudiera privar a ésta de retornar a futuro a su trabajo inicial al estar supeditada a la temporalidad del ciclo de vida del pozo y a la incertidumbre propia de las condiciones del mercado.

Si la mano de obra proviene de otras regiones —y más aún si ésta es especializada y mejor remunerada— la llamada conmutación laboral generaría que los recursos económicos generados sean gastados e invertidos en regiones otras de donde se encuentra el recurso<sup>155</sup>, propiciando en éstas su desarrollo y una eventual profundización de la desigualdad territorial y limitación en el crecimiento económico del país.

Por otra parte, mayores niveles de migración impondrían para la región productora desafíos en cuanto al financiamiento y provisión de servicios básicos, vivienda y transporte de forma adecuada, segura, sostenible e inclusiva; poniendo en riesgo el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible que actualmente se enmarcan en la agenda de discusión global.

## 2. Nivel nacional

A pesar de existir hipótesis en torno a que la tenencia de recursos naturales no renovables tiende a disminuir la tasa de crecimiento económico de los países en el mediano y largo plazo, síntoma propio de la maldición de los recursos naturales, su aplicabilidad para el gas natural en la región tendría a ser debatible al existir una relación positiva entre las tasas de producción de gas natural y aquéllas de crecimiento económico<sup>156</sup>. Algunas de las razones detrás de esta relación positiva pudieran darse por:

- Una mayor producción de gas natural con destino al mercado interno propiciaría eventualmente un aumento en la actividad industrial, una disminución de los costos de generación eléctrica y una provisión energética sostenible, económica y confiable hacia los hogares, entre otros. Este aumento en la productividad de los sectores estaría acompañado de un aumento en el valor agregado de la economía.
- Los proyectos de exportación de gas natural para algunos países de la región implican, usualmente, una relación de mediano y largo plazo entre dos o más países; por ello, los precios y volúmenes de venta tenderían a ser menos volátiles que aquéllos registrados para el petróleo. Sin embargo esta situación se encontraría debilitada en la medida que los contratos de exportación tipo spot sean cada vez más comunes en particular bajo una mayor comercialización vía LNG.
- Los montos de inversión para la compra y venta de gas natural, ya sea en gasoductos, plantas de regasificación o licuefacción, son mayores a los observados en el caso del petróleo, ello implica un efecto multiplicador mayor sobre la economía del país productor, y más aún si existe un encadenamiento productivo importante.
- Los campos de gas natural económicamente rentables usualmente necesitan mayor inversión que los campos de petróleo, dadas las características del producto. Por ello, la relación entre los grupos de interés relacionados al desarrollo del recurso tiende a ser de mediano y largo plazo.

Sin embargo de evidenciarse a nivel nacional una apreciación del tipo de cambio dada por un aumento en las divisas fruto de una mayor exportación de gas natural, se podría generar un deterioro de los sectores exportadores tradicionales al ser menos competitivos, profundizando la dependencia hacia el sector extractivo de baja especialización, sin integración con el mercado local y con economías de enclave.

Será responsabilidad de cada país evaluar los aspectos positivos y negativos relacionados a este desarrollo, así como las políticas enfocadas a la evaluación y prevención de una posible “enfermedad holandesa” a nivel local y nacional, con el fin de que el potencial de gas no convencional propicie una “bendición” de los recursos naturales en el largo plazo.

<sup>155</sup> Ver caso de la minería en la región chilena de Antofagasta.

<sup>156</sup> Gracias a la herramienta Gapminder es posible visualizar la animación de esta relación en el siguiente vínculo: <http://bit.ly/19ZoGLc>.

## B. Políticas sociales, empresariales y comerciales

A nivel laboral algunas de las políticas tendientes a prevenir síntomas de la maldición de los recursos naturales, se darían por la creación de iniciativas nacionales, locales o empresariales hacia la inversión en capital humano dado por el fortalecimiento de capacidades.

La creación de centros regionales de investigación y desarrollo o cláusulas contractuales en torno a la contratación y capacitación de mano de obra local o requerimiento de contenido local en la política de inversión extranjera directa (IED) pudieran ser algunos ejemplos.

Sin embargo dada la especificidad y características relacionadas tanto a la producción de fluidos de fractura –con componentes patentados y muchas veces confidenciales– cuanto al acceso técnico y tecnológico propio en las actividades de perforación horizontal y fracturación hidráulica, éstas pudieran ocasionar que el objetivo de contratación local no sea plenamente alcanzado.

En este sentido, la búsqueda de políticas adicionales tendientes a la disminución de la curva de aprendizaje por medio de la creación de plataformas de información geológica, promoción del diálogo informal entre empresas en cuanto a las experiencias operativas, cláusulas contractuales tendientes al levantamiento o aminoramiento de la confidencialidad para ciertas actividades, resultan importantes y necesarias dado este tipo de desarrollo<sup>157</sup>.

Asimismo, la creación de encadenamientos productivos deberían considerar a las micro, pequeñas y medianas empresas (pymes), al ser éstas generadoras de cerca el 67% del empleo en la región, y enfocarse hacia el aumento de su competitividad y productividad.

La internacionalización de las pymes locales, además de contribuir a la generación de empleo y al incremento en los ingresos, brindaría la posibilidad de agregar valor en origen e introducir mejoras en la producción que aumenten la participación de este tipo de agentes en los mercados, promoviendo un mayor dinamismo empresarial. Para ello es fundamental reducir las brechas de productividad incorporando tecnología, innovaciones y conocimiento a sus productos, así como impulsar mejoras en la gestión<sup>158</sup> (CEPAL, 2013).

Algunas de las actuales políticas de desarrollo local con potencialidad de ser aplicables al desarrollo de hidrocarburos no convencionales pudieran enmarcarse dentro del ámbito provincial y empresarial en la Argentina.

A nivel provincial, la suscripción de contratos de exploración y producción de hidrocarburos entre el gobierno provincial del Neuquén y las empresas petroleras entre ellas YPF, se basa entre otros en el cumplimiento de requerimientos relativos al desarrollo local. La cláusula “Compre Neuquino” tiende a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en la provincia bajo presupuestos mínimos, con el objeto de propender al sostenimiento de fuentes de trabajo permanentes dependientes de la industria petrolera en la consolidación de un mercado local y regional competitivo, a través del fortalecimiento de micro, pequeñas y medianas empresas provinciales<sup>159</sup>.

El impulso hacia las actividades de investigación y desarrollo (I+D) para la adaptación tecnológica en las etapas de exploración y producción de gas natural no convencional se darían a través de iniciativas futuras como el Centro Tecnológico de Campos No Convencionales “Fundación Alejandría” en la provincia del Neuquén o la creación de centros de investigación específica en la Universidad de Buenos Aires. Se espera asimismo que estas políticas coadyuven a mejorar la productividad y competitividad de la mano de obra del país, siendo que actualmente el costo laboral unitario en la industria de hidrocarburos se encuentra por encima del brasileño, estadounidense o mexicano con un incremento de cerca el 60% el último quinquenio (Gas y Petróleo del Neuquén, 2012).

<sup>157</sup> Por ejemplo en Estados Unidos el inicio del intercambio de información que se dio en los últimos años coadyuvó en la reducción de la curva de aprendizaje e inicio de producción para el reservorio Marcellus.

<sup>158</sup> Específicamente estas políticas se relacionarían a las siguientes cuatro áreas: a) innovación para el fortalecimiento de capacidades productivas y gerenciales; b) acceso a mercados; c) articulación productiva y cooperación empresarial, y, para implementar las anteriores, d) acceso al financiamiento.

<sup>159</sup> Ver por ejemplo la Ley 2615 del 9 de octubre de 2008 de la Provincia del Neuquén.

Asimismo el “Programa Sustenta” impulsado por la empresa estatal argentina YPF del año 2012, tiene como objetivo el mejorar la productividad, competitividad y calidad de los proveedores de bienes y servicios de la industria petrolera por medio del desarrollo de planes de contenido local tendientes a optimizar las aptitudes técnicas, el fomento a la innovación tecnológica, la diversificación productiva y la formación de competencias en regiones y cuencas de actual operación como la del Neuquén<sup>160</sup>.

El desempeño de esta iniciativa estaría sin embargo condicionado a la búsqueda de un pacto social y concertación política consensuada entre los grupos de interés dados por el gobierno federal, los gobiernos provinciales y municipales, los sindicatos y los trabajadores, las instituciones financieras, YPF, otras empresas petroleras, instituciones educativas, centros tecnológicos y las comunidades.

Asimismo su éxito pudiera estar condicionado a la velocidad de adaptación de los proveedores al requerimiento técnico y tecnológico impuesto por el desarrollo de este recurso. Se estima que el próximo quinquenio la demanda por bienes y servicios relacionados a las actividades de perforación y fractura pudiera cuadruplicar la oferta actual del país, propiciando un aumento en los niveles de importación en estos rubros (Vaca Coca, 2012). Por otro lado el desarrollo del área Loma Campana en la provincia del Neuquén, a pesar de eventualmente coadyuvar hacia un mayor crecimiento del PIB nacional y creación de empleos directos<sup>161</sup>, implicaría desafíos en la provisión de infraestructura en servicios habitacionales, salud, educación, agua potable y saneamiento; propios del aumento en los niveles de migración<sup>162</sup>.

En el caso de México, la Ley de Hidrocarburos promulgada el 11 de agosto del 2014, establece el cumplimiento de niveles de contenido local promedio de al menos 35% para las actividades de exploración y explotación suscritos mediante Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción, siendo la determinación del monto mínimo definitivo, así como sus plazos y etapas establecido por el Estado<sup>163</sup>. Sin embargo esta meta pudiera ser menor al considerar la complejidad técnico y tecnológica presente en el desarrollo de hidrocarburos de frontera<sup>164</sup>.

Asimismo esta política de contenido local se centra en la adquisición de bienes nacionales y contratación de servicios de origen nacional, incluyendo la capacitación y contratación, a nivel técnico y directivo, de personas de nacionalidad mexicana; en casos de igualdad en precios, calidad y entrega dados por la competencia extranjera.

De igual forma el fortalecimiento de las cadenas productivas se basaría en la identificación de sectores industriales alineados a la demanda del sector de hidrocarburos, el fortalecimiento del registro y desarrollo de proveedores así como su financiación a través de programas de asistencia técnica y financiera. Esta estrategia sería anualmente fiscalizada por la Secretaría de Economía y contaría con un presupuesto proveniente del Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales de la Industria Energética<sup>165</sup>.

Sin embargo las anteriores políticas respecto al contenido local no se aplicarían sobre los tratados internacionales y acuerdos comerciales suscritos por México. En este sentido pudiera ser de interés

<sup>160</sup> El programa propiciado por la empresa se enfoca sobre las necesidades específicas de cada región y se basa en la interrelación de ocho módulos a ser: a) Diversificación productiva a través del desarrollo territorial en sectores como el de energías alternativas y otros, b) Innovación tecnológica a través del apoyo a iniciativas privadas y universitarias relacionadas a la industria, c) Promoción de la capacitación a proveedores a través de la vinculación con organismos y organizaciones educativas, d) Oportunidades de negocio de la empresa con políticas de desarrollo regional y prácticas emprendedoras, e) Eficiencia productiva, asociación y complementariedad entre empresas proveedoras y pymes en clusters energéticos, f) Desarrollo de la industria local y sustitución de importaciones en bienes y servicios utilizados por la empresa y sus proveedores, g) Optimización de la calidad de productos y servicios, h) Mecanismos de financiamiento en condiciones favorables y vinculaciones con el sector financiero.

<sup>161</sup> Se estima que una inversión de 16.000 millones de dólares, relacionada a cerca 1.000 nuevos pozos productores, pudiera propiciar la creación de 75.000 puestos de trabajo directo y coadyuvar al crecimiento anual del PIB de entre 3% y 4% (El Mercurio, 2014).

<sup>162</sup> En el último quinquenio la ciudad de Ñeño, cercana en 4Km. del área Loma Campana, duplicó su población hasta llegar a 5.000 personas el año 2014; siendo que para la próxima década se estima que la misma se quintuplique hasta llegar a 25.000 personas (Ibid).

<sup>163</sup> La metodología para medir el contenido local se basará sobre los siguientes conceptos: a) Bienes y servicios contratados, considerando su origen, b) Mano de obra nacional y de trabajo calificada, c) Capacitación de la mano de obra nacional, d) Inversión en infraestructura física local y regional, y e) Transferencia de la tecnología.

<sup>164</sup> Posibilidad contemplada en el artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos de México del 11 de Agosto del 2014, en la cual se establece la posibilidad de que la Secretaría de Economía, con la opinión de la Secretaría de Energía, establezcan nuevas metas de contenido local en función a las características específicas de los hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas.

<sup>165</sup> Artículos 46, 125, 128 de la Ley de Hidrocarburos de México del 11 de Agosto del 2014.

analizar el grado en el cual el Tratado de Libre Comercio de Norte América (NAFTA) permitiría a México mejorar la transferencia tecnológica y el fortalecimiento de capacidades locales a través de inversiones hacia el desarrollo interno de gas natural no convencional o respecto a la potencialidad del mismo en torno la seguridad energética por medio de mayores niveles de importación gasífera dada por la actual política de apertura energética estadounidense con implicancias sobre los países de la región<sup>166</sup>.

En esta línea algunas iniciativas de cooperación de los Estados Unidos relacionadas al fortalecimiento de capacidades locales para el desarrollo del gas natural no convencional involucran a algunos países de la región como México, Colombia y Chile.

El programa “Unconventional Gas Technical Engagement Program (UGTEP)” del año 2010, busca coadyuvar a los países socios de Estados Unidos<sup>167</sup> a desarrollar sus recursos de forma sostenible y segura a través de marcos regulatorios y comerciales que promuevan la seguridad energética. Algunas de las actividades de este programa, enfocadas a las necesidades de cada país y al presupuesto disponible, se dan por la cooperación en la evaluación de recursos del gas de esquisto, en la orientación técnica respecto a la capacidad de producción, a la evaluación de inversiones relacionadas al desarrollo del recurso, a la organización de congresos y talleres en aspectos técnicos, ambientales y comerciales así como en la asistencia técnica en la elaboración de políticas regulatorias y fiscales (Departamento de Estado de los EE.UU, 2014).

## 1. La responsabilidad social empresarial

A pesar de que los países estudiados poseen regulaciones ambientales generales, aún carecen de normas socio-ambientales específicas que hagan posible el desarrollo del gas de esquisto con un enfoque precautorio dentro de los posibles impactos ambientales identificados. Es por esta razón y por lo delicado del tema de la fractura hidráulica, que este proceso de adecuación de los regímenes legales y la puesta en marcha de los proyectos dentro de los Estados requiere de un compromiso de las empresas, para mejorar la aplicación de los estándares mínimos ambientales más exigentes, con el objeto de ganar la confianza de la población, que se mantiene aún en duda ante la aplicación de esta práctica. Lo anterior en el entendido que la Responsabilidad Social Empresarial (RSE)<sup>168</sup>, exige a las empresas actuar no sólo en vigilancia de las normas locales, sino también de los estándares internacionales vigentes en la materia.

En la actualidad el desarrollo sostenible es parte de cualquier agenda pública y de las agendas empresariales, por lo que las empresas se han convertido en actores partícipes y necesarios de los Estados para el cumplimiento de este desarrollo.

Es así que en la Declaración de Río +20, producto de la 3ra cumbre Mundial de las Naciones Unidas sobre Desarrollo Sustentable del año 2012, se incorpora el término empresas como un integrante más de las políticas dictadas.

Las empresas al contar con toda la experiencia económica, social y ambiental, pueden coadyuvar a que la utopía que antes era el desarrollo sostenible se vuelva una realidad.

El cumplimiento de requerimientos mínimos de RSE, traerá para los Estados menos disconformidad social y un apoyo a las políticas de mitigación de impactos ambientales relacionados. Al mismo tiempo aventajará a la empresa hacia el posicionamiento de su nombre dentro de las comunidades, y con esto la población tendrá mayor disposición hacia los contratos disminuyendo cualquier riesgo de paralización de actividades.

---

<sup>166</sup> Por ejemplo en Julio del 2014, la empresa chilena estatal ENAP y la británica BG firmaron un acuerdo de provisión de gas natural a partir del 2015 proveniente de la terminal estadounidense de licuefacción de LNG “Sabine Pass” de propiedad de la empresa Cheniere; estando el negocio enmarcado dentro la política de exportación estadounidense de gas natural a países socios que tengan un Tratado de Libre Comercio suscrito. Si bien el acuerdo comercial permitiría la exención del arancel de importación, los costos de comercialización (licuefacción, transporte y regasificación) estimados a nivel mundial entre 4 y 7\$us/MMbtu, pudieran duplicar el precio de referencia Henry Hub. En este sentido el costo chileno de generación eléctrica proveniente de LNG estimado en 139\$us/MWh pudiera ser mayor en un 32% respecto a aquél proveniente del carbón de 105\$us/MWh), considerando un precio de gas natural en torno a 15\$us/MMbtu e impuesto ambiental para el carbón de 5\$us/Ton CO2 (Salinas et al., 2014).

<sup>167</sup> Los países seleccionados a formar parte de esta iniciativa cuentan con recursos de gas natural, potencialidad de mercado y clima de negocios, así como sinergias geopolíticas e interés del país anfitrión.

<sup>168</sup> La responsabilidad social empresarial es la integración voluntaria, por parte de las empresas, de las preocupaciones sociales y ambientales en sus operaciones comerciales y en sus relaciones con sus interlocutores (Comisión de las Comunidades Europeas, 2001).

Ser “socialmente responsable” va más allá de cumplir estrictamente la legislación en los países donde la empresa opera. Se trata de invertir más y mejor en aspectos tales como el desarrollo del capital humano, la protección medioambiental o el fomento de las sociedades donde la empresa realiza sus actividades. De ahí que algunas de las empresas líderes en todo el mundo hayan apostado firmemente por este camino como garantía de su supervivencia a largo plazo.

La incorporación de la temática ambiental dentro de la estrategia de cualquier compañía para el desarrollo del gas en yacimientos no convencionales es especialmente relevante, ya que los factores ambientales y sociales influyen de manera gravitante en las distintas etapas de esta actividad. Al inicio de un proyecto, estos factores pueden determinar en la (des)aprobación de la puesta en marcha por parte de la autoridad competente. Asimismo en la fase operativa, el proyecto puede verse influido por un descontento social, mala reputación internacional y paros operativos entre otros. Al fin y al cabo, las consideraciones medioambientales no son un gasto, sino que una inversión que tiene un retorno positivo radicado en la posibilidad de dejar un mundo habitable a las generaciones futuras.

La valorización de las empresas en bolsa se ve positiva o negativamente impactada por la valorización de sus activos intangibles —algunos de los cuales provienen de la práctica de responsabilidad social empresarial— entendiéndose éstos al capital humano, intelectual y social que se traducen en la marca, en el know how y en la reputación.

La eficiente administración del agua, al ser uno de los aspectos de mayor atención, implica un compromiso responsable y activo posicionamiento por parte del sector empresarial. El establecimiento de estrategias, políticas y compromisos que permitan mejorar el uso, disposición y reutilización del agua en todas las fases son deseables; siendo posibles mediante el análisis de las necesidades de consumo de todos los sectores en relación a condicionantes locales dadas por el crecimiento poblacional, el crecimiento económico, la oferta hídrica, el medio ambiente y la biodiversidad entre otros<sup>169</sup>.

En el tema de los pueblos indígenas, las empresas deben velar a que sus operaciones no contravengan sus derechos, habitabilidad y cultura entre otros<sup>170</sup>.

Existen varios parámetros internacionales que son sugeridos a las empresas relacionadas a la extracción de recursos naturales no renovables. Estas directrices si bien no son obligatorias, forman parte

<sup>169</sup> Una de las herramientas existentes para identificar el uso de agua se denomina huella de agua y está metodológicamente alineada con los conceptos introducidos por el análisis de ciclo de vida y la huella de carbono. El objetivo de la huella de agua es reflejar los impactos de las actividades de la compañía y el producto sobre el recurso hídrico. Además, esta herramienta está alineada con los requerimientos de normas ISO 14040 de análisis de ciclo de vida. La huella de agua es un indicador que refleja el consumo directo e indirecto de agua fresca asociado a la generación de un producto o servicio y corresponde al volumen de agua fresca empleado a lo largo del ciclo de vida de un producto, desde la producción de sus materias primas, pasando por su fase de producción, la cadena logística, su uso y fin de vida. Por lo tanto considera el uso del recurso hídrico “desde la cuna a la tumba” en la vida de un producto o servicio.

<sup>170</sup> Algunas de las premisas a tomarse en cuenta a la hora de desarrollar actividades en territorio indígena son:  
 Confianza: Al establecer relaciones con comunidades indígenas se requiere considerar tiempos largos, ya que resulta gravitante invertir en la creación de confianza y junto con esto, poder contar con líneas base sociales profundas y fehacientemente validadas.  
 Relación directa: Las relaciones comunitarias deben llevarse a través de personas que sean parte de la compañía o la representen formalmente; es decir, evitar mediadores toda vez que no se asegure que el capital de confianza sea traspasado a la empresa mandante. Además, idealmente se requiere que las personas se encuentren físicamente de manera estable en el área de intervención.  
 Interlocución doble: Respetar y validar los organismos e instituciones que las propias comunidades indígenas se han dado en su representación. Al respecto, se deben considerar tanto a los líderes ancestrales como administrativos, siendo ambos de alta relevancia. Es importante que esta validación de líderes se realice en forma participativa en la comunidad, idealmente en asambleas y de acuerdo a sus protocolos.  
 Credibilidad: La transparencia en la información entregada oportunamente es clave para lograr relaciones de mutuo beneficio a largo plazo. Es necesario enfatizar que los acuerdos de palabra generados con las comunidades indígenas son tan importantes como los escritos. Asimismo, la empresa debe ser la primera en informar respecto a los impactos negativos de su proyecto porque, si lo hacen terceros, puede perder su capital de credibilidad.  
 Experiencia: El trabajo de relaciones comunitarias y de desarrollo sustentable orientado a indígenas debe ser guiado y/o ejecutado por profesionales con probada experiencia de trabajo con pueblos originarios, los cuales sean capaces de reconocer los territorios espaciales y culturales de cada comunidad. La correcta validación de un experto pasa también por la comprensión de la lengua, único medio transversal a todas las generaciones, líderes y territorios.  
 Negociación cercana: No rigidizar o burocratizar las relaciones entre la empresa y las comunidades indígenas. El extremo formalismo, representado por ejemplo por las áreas legales de las empresas, puede constituirse en una barrera que genere desconfianza.  
 Estrategia para los acuerdos: Evitar crear falsas o desmedidas expectativas sobre los beneficios que puede traer un proyecto de inversión. Respetar los tiempos y liderazgos que cada comunidad indígena tiene para definir sus posturas. Se debe cuidar de no exponer a sus dirigentes a emitir declaraciones públicas inoportunas y se debe evitar generar políticas comunicacionales externas donde la comunidad indígena aparezca como un mero receptor de programas o beneficios.

de la imagen empresarial y pudieran ser tomadas en cuenta. Algo importante es que en la aplicación de estas guías se insta no sólo a cumplir con la ley local o nacional, sino con estándares globales internacionales (ver recuadro 4).

#### **RECUADRO 4 BUENAS PRÁCTICAS INTERNACIONALES CON RELACIÓN A LA RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE)**

A continuación se enumeran los acuerdos internacionales más importantes a tomar en cuenta:

##### 1.- Pacto mundial (Global Compact) de la ONU

La Responsabilidad Social Empresarial como práctica corporativa toma relevancia con la definición del “Pacto Mundial” (Global Compact) entre las Naciones Unidas y el mundo del libre mercado que propuso el Secretario General de Naciones Unidas, Kofi Annan, en el Foro Económico Mundial, celebrado en Davos, Suiza, el 21 de enero de 1999.

Los fines institucionales de esta iniciativa son:

- a) Incorporar los diez principios en las actividades que la empresa realiza, tanto en el país de origen, como en sus operaciones alrededor del mundo.
- b) Llevar a cabo acciones que apoyen los objetivos de desarrollo de Naciones Unidas, como por ejemplo los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODMs)a.

El Pacto Mundial es una iniciativa voluntaria, en la cual las empresas se comprometen a alinear sus estrategias y operaciones con diez principios universalmente aceptados en cuatro áreas temáticas: derechos humanos, estándares laborales, medio ambiente y anti-corrupción.

En el área del Medio Ambiente los principios instan a las empresas a mantener un enfoque preventivo que favorezca la conservación, a fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental y a favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente

##### 2.- Las líneas directrices para empresas multinacionales de la OCDE

Las directrices establecidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en el año 2011, enuncian principios y normas voluntarias para una conducta empresarial responsable en áreas como: publicación de informaciones, empleo y relaciones laborales, medio ambiente, lucha contra la corrupción, intereses de los consumidores, ciencia y tecnología, competencia y fiscalidad.

Los principales aspectos de estas directrices son: contribución al desarrollo sostenible; respeto a los derechos humanos; respeto a las normas de empleo, el medio ambiente y políticas anti corrupción.

##### 3.- Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad del Banco Mundial

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad del Banco Mundial del año 2007, contienen los niveles e indicadores de desempeño que generalmente pueden lograrse en instalaciones nuevas, con la tecnología existente y a costos razonables.

##### 4.- Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social de la Corporación Financiera Internacional (IFC) del Banco Mundial

Las ocho Normas de Desempeño establecidas en el año 2012, definen los parámetros que los clientes beneficiarios del financiamiento, en este caso las empresas del sector hidrocarburos, deben respetar durante todo el ciclo de vida de su inversión.

Las normas de desempeño se orientan hacia la identificación de impactos con el objeto de ayudar a prevenir, mitigar y manejar los riesgos como forma de hacer negocios de manera sostenible, incluida la obligación del cliente de incluir a las partes interesadas y a divulgar las actividades del proyecto.

A continuación se presentan las Normas de Desempeño, siendo algunas especificadas según el caso:

##### a) Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales

“Establece la importancia de: i) una evaluación integrada para identificar los impactos, riesgos y oportunidades ambientales y sociales de los proyectos; ii) una participación comunitaria efectiva, basada en la divulgación de la información del proyecto y la consulta con las comunidades locales en los temas que las afectan directamente, y iii) el manejo por parte del cliente del desempeño ambiental y social durante el transcurso del proyecto”.

##### b) Trabajo y condiciones laborales.

##### c) Eficiencia del uso de los recursos y prevención de la contaminación

## Recuadro 4 (conclusión)

Caso del consumo de agua: “Cuando se trate de un proyecto que podría consumir una cantidad significativa de agua, además de aplicar los requisitos sobre eficiencia en el uso de los recursos contenidos en esta Norma de Desempeño, el cliente adoptará medidas para evitar o reducir el consumo de agua del proyecto, a fin de que no tenga impactos adversos significativos sobre terceros. Estas medidas incluyen, entre otros, el uso de medidas adicionales técnicamente viables de conservación del agua dentro de las operaciones del cliente, el uso de fuentes alternativas de agua, compensaciones del consumo de agua para reducir la demanda total de recursos hídricos a la capacidad del suministro disponible y la evaluación de emplazamientos alternativos para el proyecto”.

- d) Salud y seguridad de la comunidad
- e) Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario
- f) Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos
- g) Pueblos indígenas
- h) Patrimonio cultural

## 5.- Principios del Ecuador

Los Principios del Ecuador (PE) establecidos en el año 2007, son “un estándar del sector financiero para determinar, evaluar y administrar el riesgo socio ambiental en la financiación de proyectos”.

El objetivo principal de las Instituciones Financieras signatarias de los Principios del Ecuador (EPFIs) es asegurar que los proyectos que financien sean desarrollados en forma socialmente responsable y reflejen prácticas de gestión ambiental sanas. La intención de los PE es proveer un estándar mínimo de debida diligencia para apoyar decisiones responsables.

Los PE sólo aplican para proyectos cuyo monto a financiar supere los 10 millones de dólares. Los PE se basan en las “Normas de desempeño sobre sostenibilidad ambiental y social” de la IFC y en las “Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad” del Banco Mundial. Actualmente hay 80 instituciones financieras que siguen los PE a nivel mundial, siendo algunas regionales como el Banco Bradesco de Brasil, el Banco de Galicia y Buenos Aires de Argentina, Bancolombia de Colombia y el Banco Mercantil del Norte de México, entre otras.

## 6.- Principios rectores sobre las empresas y los derechos humanos de la ONU

Los “Principios Rectores sobre las Empresas y los Derechos Humanos” de la ONU establecidos en el año 2011, se basan en el reconocimiento de:

- a) Las actuales obligaciones de los Estados de respetar, proteger y cumplir los derechos humanos y las libertades fundamentales;
- b) El papel de las empresas como órganos especializados de la sociedad que desempeñan funciones especializadas y que deben cumplir todas las leyes aplicables y respetar los derechos humanos;
- c) La necesidad de que los derechos y obligaciones vayan acompañados de recursos adecuados y efectivos en caso de incumplimiento.

La responsabilidad de respetar los derechos humanos exige que las empresas:

- a) Eviten que sus propias actividades provoquen o contribuyan a provocar consecuencias negativas sobre los derechos humanos y hagan frente a esas consecuencias cuando se produzcan;
- b) Traten de prevenir o mitigar las consecuencias negativas sobre los derechos humanos directamente relacionadas con operaciones, productos o servicios prestados por sus relaciones comerciales, incluso cuando no hayan contribuido a generarlos.

## 7.- Marcos regulatorios, guías y modelos sobre la fractura hidráulica de la AIE

En el 2012, la AIE publicó un informe específico sobre el desarrollo sostenible de los recursos no convencionales.

Las denominadas “Reglas de oro” enuncian principios y criterios generales sobre:

- a) Selección del sitio de perforación
- b) Concepción, construcción y ubicación de la infraestructura de los pozos
- c) Participación de las comunidades afectadas por los proyectos
- d) Elaboración y seguimiento de indicadores ambientales
- e) Comunicación sobre el consumo de agua, volumen y características de las aguas de retorno y de las emisiones atmosféricas, volumen de los aditivos de los fluidos de fracturación
- f) Responsabilidad ambiental

La AIE propone una selección de ejemplos de legislación vigente y mejores prácticas alineada con las “reglas de oro” prescritas por la organización.

Fuente: Elaboración propia.

<sup>a</sup> Ver discusión actual sobre estos objetivos en el capítulo 1.

Igualmente existe una tendencia en incluir en pliegos licitatorios y en contratos en explotación de recursos no convencionales, obligaciones mínimas de RSE a ser realizados por los operadores de forma directa o indirecta por medio de pago al Estado de un monto dispuesto por éste en cumplimiento de sus planes de desarrollo sostenible, siendo que esta práctica se vuelve cada vez más una obligación antes que un compromiso voluntario.

Para que la población en general, pueda participar y ser informada a cerca del cumplimiento de la RSE, se determina que las empresas deben realizar, junto con sus estados financieros, Reportes de Sustentabilidad de forma anual o bianual en que den cuenta de sus actividades en este orden.

En la región, algunas empresas estatales como YPF S.A. de la Argentina, PETROBRAS S.A. del Brasil, ECOPETROL S.A. de Colombia y PEMEX de México; realizan estos descargos por vías públicas en sus páginas web, donde se señala la inversión en estos temas, el aporte social y el cumplimiento ambiental de sus operaciones.

Asimismo en la provincia argentina del Neuquén, a la luz de las necesidades de la industria y de la promoción de crecimiento dentro de las comunidades aledañas a los centros de producción; en los contratos de concesiones o para empresas socias de las UTE, se establece una obligación de pago por concepto de RSE misma que deberá ser invertida íntegramente por las empresas en la comunidad. Asimismo se prevé un pago para la construcción de un centro tecnológico sobre yacimientos no convencionales denominado “Fundación Alejandría”, el mismo que estará destinado para la capacitación, entrenamiento, ensayo de laboratorios, intercambios y aplicación de tecnología exclusivamente para (el gas) no convencional en esta provincia.

En la reforma de la Ley de Hidrocarburos de Argentina de Octubre de 2014, se establece que las empresas aportarán como RSE a las provincias productoras el 2,5% del monto inicial de inversión y el Estado Nacional aportará financiamiento para las obras de infraestructura en las provincias productoras<sup>171</sup>.

En el Brasil no se regula el tema de RSE dentro de los contratos o licitaciones, sin embargo dentro de la Resolución 21 del año 2014, que norma las actividades para explotación de no convencionales, se establece la obligatoriedad por parte de las empresas de publicar vía electrónica, el nombre de los químicos u otros componentes que pudieran dañar el ambiente, siendo esta práctica transparente y en línea con esta práctica.

En Colombia antes del proceso de adjudicación de bloques en áreas no convencionales, se requiere conocer la política de las empresas interesadas con respecto a la RSE, siendo este punto de evaluación por parte de la ANH al momento de la otorgación de contratos. Al incorporar este aspecto como variable a considerar dentro de la selección de los operadores, se compromete a la empresa interesada a cumplir la normativa y a generar buenas prácticas en la industria en una alianza con las comunidades y el medioambiente.

Asimismo en los contratos de concesión E&P y TEA creados por la ANH, se estableció una cláusula base que define como obligación de la empresa el desarrollo de proyectos de inversión social en las zonas de influencia. En ese sentido, la ANH bajo el Acuerdo 05 del 26 de Diciembre del 2011, definió cuatro parámetros<sup>172</sup> de RSE con relación a los territorios productores, creando los Programas en Beneficio de las Comunidades (PBC) los cuales representan interesantes iniciativas.

<sup>171</sup> Artículo 21 de la Ley 27.007 del 30 de Octubre de 2014.

<sup>172</sup> Parámetro 1: Las empresas deben asegurar la participación ciudadana conforme a los preceptos constitucionales. Parámetro 2: Consideración integral del entorno social, cultural y económico de las áreas de influencia directa de los proyectos. Parámetro 3: Los Programas en Beneficio de las Comunidades deben enmarcarse bajo los criterios de transparencia y respeto por los derechos humanos y por los derechos de las minorías étnicas reconocida en las leyes y tratados internacionales. Parámetro 4: Desarrollo sostenible frente a la utilización de sus recursos naturales (ANH, 2014).



## IX. Conclusiones y recomendaciones

---

- La producción del gas natural en yacimientos no convencionales en los países de la región —la cual considere la dimensión económica, ambiental y social propia del concepto de desarrollo sostenible— puede colaborar a alcanzar el cumplimiento de los objetivos de desarrollo presentes en la agenda mundial durante las próximas dos décadas.
- Pese a la intensa polémica que genera la explotación de gas natural en yacimientos no convencionales, debido principalmente a posibles impactos medioambientales, dicha explotación es un hecho de la realidad, dado su impacto positivo en tres aspectos: a) el posible autoabastecimiento de energía en los países que tienen este recurso, b) el posible impacto económico en menores precios de la energía, menor volatilidad en los mismos, mayor crecimiento económico, menores niveles de desigualdad, generación de fuentes de empleo, etc. y c) el posible fortalecimiento de la integración energética en una renovada geopolítica regional. Por estas razones, el desafío en materia de política energética, económica, social y ambiental está planteado, corresponderá a los hacedores de ésta lograr el equilibrio correspondiente, considerando que la explotación de gas natural en yacimientos no convencionales debe ser promovida y realizada asegurando el respecto por la naturaleza y el medioambiente, como así también los derechos de las personas.
- Un desarrollo sostenible regional de los recursos gasíferos en yacimientos no convencionales podría contribuir con cerca el 10% en la oferta gasífera total las próximas dos décadas. Esta situación abriría a los países la oportunidad de contar con un acceso universal a servicios de energía modernos propiciado por este desarrollo, en una complementación más no sustitución, con aquél requerido de fuentes energéticas renovables.
- Dado que el desarrollo de este tipo de recursos es aún incipiente a nivel mundial, la experiencia de los Estados Unidos sugiere que se tomen los recaudos pertinentes en su explotación para que el crecimiento económico dado por su desarrollo, no se contraponga al bienestar social y preservación medioambiental. Será responsabilidad de los países de la región estudiar la experiencia estadounidense, no siempre aplicable a la realidad de cada país, con el fin de evaluar los beneficios y riesgos que traería consigo esta explotación y asimismo tomar en cuenta las medidas preventivas y correctivas exitosas.

El éxito de desarrollo del gas no convencional en Estados Unidos estuvo motivado por varios factores, siendo que algunos en la actualidad pudieran no presentarse o aplicarse a la realidad regional: a) derechos de propiedad establecidos sobre los recursos del subsuelo, donde el propietario del suelo es asimismo propietario de su riqueza subterránea, b) la inviolabilidad de los contratos entre el dueño del recurso y la empresa operadora garantiza el cumplimiento del acuerdo entre partes y la culminación de plazos, c) la descentralización de los estados permitió desarrollar regulaciones ambientales y sectoriales específicas, las cuales no limitan el desarrollo a todo el país al sólo ser aplicables a su jurisdicción, d) altos precios del gas natural impulsaron el inicio del desarrollo, sin embargo ahora la rentabilidad depende del contenido de líquidos asociados, e) gran infraestructura en gasoductos y su acceso abierto, f) disponibilidad de torres de perforación, insumos, mano de obra calificada y servicios de la industria, g) incentivos fiscales en la perforación, h) impulso estatal hacia prácticas de investigación y desarrollo e intercambio de información entre productores.

- Según la experiencia estadounidense los impactos más importantes medioambientales tienen relación directa con la administración del recurso agua. Por este motivo se han desarrollado mecanismos de prevención y mitigación, mismos que deben ser tomados en cuenta dentro de las regulaciones de los países y enfocados en la minimización de su consumo en el proceso de fractura hidráulica, en la aplicación tecnológica hacia su tratamiento y disposición, etc.
- Tomando la experiencia de los Estados Unidos en cuanto a las prácticas, impactos medioambientales y regulaciones se puede concluir que la mayor parte de la afectación ambiental ha surgido por la falta de regulación, por ausencia de fiscalización y por no aplicación del principio precautorio. Por tanto se sugiere a los países de la región a realizar normativa y reglamentación específica por sobre cada variable ambiental que pudiera verse afectada, considerando las condiciones pormenorizadas que tienen que cumplir las operadoras para su preservación. De manera necesaria e imprescindible se deben fortalecer las instituciones de vigilancia, monitoreo y de sanción, para que su accionar se desarrolle de forma eficaz, independiente y coordinada entre los distintos actores involucrados.
- Es necesaria la realización de estudios de línea base tendientes a cuantificar la situación de los componentes ambientales susceptibles a ser afectados antes de que se inicie este tipo de desarrollo, siendo que los mismos deben ser realizados por un profesional independiente y acreditado con el fin de brindar transparencia al proceso, evitando los conflictos de intereses que pudieran surgir al interior de los organismos del estado.
- El establecimiento de una evaluación ambiental estratégica, coadyuvará a una mejor planificación y elaboración de las políticas energéticas de los países en relación a la pertinencia del desarrollo de estos yacimientos no convencionales. Es decir que la evaluación ambiental estratégica se dé antes de la licitación de áreas y el estudio de impacto ambiental antes de la perforación de pozos.
- La posibilidad de desarrollo de este tipo de yacimientos trae perspectivas para el crecimiento de los países seleccionados. Sin embargo para que estas puedan realizarse de manera sostenible es esencial una mayor inversión en investigación y desarrollo con el fin de evaluar el potencial de los yacimientos y sus riesgos inherentes.
- La diferenciación entre el gas natural proveniente de yacimientos convencionales versus no convencionales se da por aspectos geológicos antes que por diferencias en su calidad. Esto conlleva a que el diseño regulatorio fiscal y ambiental, la administración de la información geológica, los aspectos de mercado y el grado de desarrollo en infraestructura sean aspectos a considerarse en la política de atracción de inversiones por parte de los países.
- Los distintos niveles de producción inicial en pozos, el alto costo de inversión y las altas tasas de disminución de la producción, entre otros, generan riesgo e incertidumbre en las decisiones de inversión; por lo que los marcos regulatorios para el desarrollo de yacimientos no convencionales debieran ser específicos y estar diseñados en función a las características de esta industria.

- La creación de incentivos fiscales y contractuales, el establecimiento de precios en función al mercado, el fortalecimiento en la provisión de infraestructura, insumos, maquinaria, tecnología y la participación de los grupos de interés coadyuvarían hacia la economicidad de proyectos y el desarrollo de estos recursos. Se estima que los países analizados actualmente necesitan contar con precios en torno a los 8\$us/MMBtu para emprender este tipo de proyectos.
- Los países analizados ya toman en cuenta muchas de estas políticas en especial aquéllas relacionadas a los incentivos fiscales tanto tributarios, dados por periodos de gracia y exención en el pago, como no tributarios, dados por la disminución de las alícuotas de las regalías, todas éstas tendientes al desarrollo de este tipo de recursos.
- Los países seleccionados han abierto en alguna medida su participación hacia el desarrollo de estos yacimientos ya sea mediante asignaciones directas a operadores privados y/o empresas con participación estatal/provincial y mediante licitaciones en subastas competitivas.
- En algunos países se ha hecho efectivo el dominio sobre este recurso energético a través de asignaciones directas de áreas hacia las empresas con participación estatal o provincial y bajo la posibilidad de asociarse a futuro con empresas privadas. Es así que bajo este escenario surgen desafíos dados por el empoderamiento de las empresas estatales en cuanto al fortalecimiento de su capital humano, tecnológico y financiero, esto con el fin de desarrollar el recurso por cuenta propia o con socios privados de probada trayectoria.
- La tendencia del mercado en cuanto a la inversión, reflejada en las rondas de licitación, ha estado situada en áreas con información geológica básica ya existente y no así en áreas carentes de la misma. Los estados para poder cuantificar los recursos o hacer nuevos descubrimientos necesitan inversiones en nuevas áreas de exploración. Algunos de los incentivos ya aplicables en los países como el aumento en el periodo de exploración o la devolución parcelada de áreas parece no fueron suficientes para propiciar esta actividad.
- Siendo que actualmente la captación de inversión hacia el aumento de la producción proveniente de este tipo de yacimientos es limitada —relacionada a las distintas fases de desarrollo en la que se encuentran los países estudiados dados en la etapa de evaluación/conceptualización o en la etapa de implementación de pruebas iniciales piloto— los países están haciendo un esfuerzo por incrementarla a futuro en función al requisito necesario para un desarrollo de mayor escala.
- La modalidad contractual concesionaria aplicada para los yacimientos convencionales es la misma que está siendo aplicada para los no convencionales. Sin embargo en la práctica estos tenderían a parecerse a contratos de producción compartida en donde se establece un porcentaje de participación del estado o de la empresa estatal-provincial por sobre las utilidades en especie, y en algunos casos sin ninguna inversión en capital y sólo a través del recurso del subsuelo.
- Por más de que los países cuenten con un elevado volumen de recursos, si su extracción no resulta económicamente viable los mismos permanecerán en el subsuelo. Por esta razón es de vital importancia acortar la curva de aprendizaje utilizando la experiencia de otros países e incorporar los avances tecnológicos y el desarrollo de capacidades hacia la reducción de costos.
- Es preciso promover la incorporación de umbrales mínimos de contenido local, apuntando no sólo a la viabilidad del proyecto sino también a la consolidación de una cadena de proveedores de bienes y servicios locales que promueva el crecimiento de la industria nacional, la formación de recursos humanos locales, la generación de empleos y el desarrollo tecnológico de los países.
- En el desarrollo de estos yacimientos, actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos técnicos para producir gas no convencional de manera que se cumplan satisfactoriamente los retos de cuidado medioambiental, pero se requiere un esfuerzo continuo por parte de los gobiernos y las industrias para mejorar su funcionamiento, si se busca ganar la confianza de la población.

- Una cantidad importante de yacimientos de gas no convencional están situados en territorios indígenas, por lo que cualquier decisión de ejecutar un proyecto de esta envergadura debe considerar la consulta y el consentimiento de los pueblos indígenas afectados, según premisas del Convenio No. 169 de la OIT del año 1989. Esta es una obligación primordial de los estados que no debe ser traspasada a las operadoras. Cumplir con este requisito social y a la vez establecer mecanismos de compensaciones y distribución de beneficios permitirá la creación de un clima más propicio para las inversiones y una mayor aceptación social tendiente a disminuir los riesgos por posibles demandas dadas por afectaciones sobre los derechos de estos pueblos.
- Se debe garantizar el derecho humano al agua al no comprometer la cantidad y calidad suficiente de la misma para uso doméstico o agrícola en la realización de este tipo de proyectos.
- Si bien los estados son responsables de garantizar el desarrollo sostenible de este tipo de explotación, las empresas que desarrollan actividades en sus territorios, por medio de las premisas del Pacto Mundial de la ONU y las buenas prácticas internacionales en la materia, adquieren compromisos de colaborar a los estados en el cumplimiento de este objetivo. Por lo tanto la aplicación y evaluación de la responsabilidad social empresarial como parte de este nuevo proceso sería determinante y necesario.
- Las controversias sociales generadas por el desarrollo del gas no convencional y relativas a la tecnología de fractura hidráulica, obedecen en mayor medida a una ausencia de participación ciudadana hacia el conocimiento de la misma e información respecto a las particularidades en cuanto al desarrollo de este recurso en los países. La opinión pública tiene un papel importante en este proceso ya que cuando disponga de información suficientemente clara, transparente y objetiva se tendrá una respuesta social que responda a la realidad dada. Para ello, la información proporcionada debe generarse de organismos independientes y ser divulgada por entes estatales cuyo objetivo sea el de identificar los riesgos y determinar si los mismos son asumibles con el desarrollo y uso de tecnologías actuales, siendo estos aspectos relacionados al cumplimiento del principio 10 de la Declaración de Río del año 1992.

## Bibliografía

---

- Accenture (2012), “Water and Shale Gas Development”
- Activo Legal (2014), “Crean reglamento técnico para yacimientos no convencionales”, Edición No.4, [En línea] <http://activolegal.com/web/periodico-abril-mayo.pdf>
- Agencia Internacional de Energía (AIE) (2014a), “World Energy Investment Outlook”.
- \_\_\_\_\_ (2014b), “Energy Balances of Non-Oecd countries”.
- \_\_\_\_\_ (2014c), “Energy Balances of Oecd countries”.
- \_\_\_\_\_ (2014d), “Unconventional gas production database”, [en línea] <http://www.iea.org/ugforum/ugd/>
- \_\_\_\_\_ (2013), “World Energy Outlook 2013”, Noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2012a), “Golden Rules for a Golden Age of Gas”, World Energy Outlook, Special Report on Unconventional Gas, Julio.
- \_\_\_\_\_ (2012b), “World Energy Outlook 2012”, Noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2011), “World Energy Outlook 2011”, Noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2009), “The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment. IEA Background paper for the G8 Energy Minister’s Meeting 24-25 May 2009” [en línea] <http://iea.org/publications/freepublications/publication/impact-1.pdf>.
- Arroyo, Andrés (2013), “La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común. Desarrollo sostenible, inversiones y política en torno a los recursos del gas natural”, Septiembre.
- Banco Mundial (2013), “World Development Indicators (WDI)”, [en línea] <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>
- Bogetti D. y Ubeda JM (2011), “Evaluación del Potencial del Shale Gas en la República Argentina”, Grupo de Planeamiento Estratégico, Secretaría de Energía.
- BP (2014), “Statistical review of world energy 2014”, Junio.
- \_\_\_\_\_ (2013), “Statistical review of world energy 2013”, Junio.
- \_\_\_\_\_ (2012), “Statistical review of world energy 2012”, Junio.
- Brown, J. (2014), “Production of Natural Gas From Shale in Local Economies: A Resource Blessing or Curse?”, Mimeo.
- Codeseira, Luciano (2013), “Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas en Vaca Muerta”, Universidad de Buenos Aires.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2014a), “América Latina y el Caribe en la agenda para el desarrollo después de 2015: Reflexiones preliminares basadas en la trilogía de la igualdad”, Junio.
- \_\_\_\_\_ (2014b), “Pactos para la igualdad. Hacia un futuro sostenible”, Abril.

- \_\_\_\_\_ (2013a), “Recursos naturales. Situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe”, Diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “Cómo mejorar la competitividad de las pymes en la Unión Europea y América Latina y el Caribe”, Enero.
- Comisión de las Comunidades Europeas (2001), “LIBRO VERDE. Fomentar un marco europeo para la responsabilidad social de las empresas”, julio, [en línea] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52001DC0366&from=ES>
- Corporación Financiera Internacional (IFC) (2012), “Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social”, enero.
- Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A. (2013), “Fracturación de pozos para extracción de gas”, Expediente 387.
- Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE) (2011), “Shale gas: Applying Technology to Solve America’s Energy Challenges”
- Departamento de Estado de los EE.UU. (2014), “Unconventional Gas Technical Engagement Program (UGTEP)”, [En línea] <http://www.state.gov/s/ciea/ugtep/>
- Ecopetrol (2014), “Formulario 20F SEC”, periodo 2013, Enero.
- EIA (2013), “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Junio.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “EIA/ARI World Shale gas and Shale Oil Resource Assessment”, 17 de mayo.
- \_\_\_\_\_ (2012), “Shale gas: How is work”.
- El Mercurio (2014), “Vaca Muerta: ¿el futuro energético de Argentina?”, 2 de diciembre.
- El Universal, “Descubren yacimiento que quintuplica reservas de gas”, [En línea] <http://www.eluniversal.com.mx/notas/803666.html>
- ENI (2002), “Glossario dell’Industria Petrolifera”, Grafiche Mariano, Diciembre.
- Ernst & Young (2013), “Global Oil and Gas Reserves Study”, diciembre.
- Estrada, Javier (2013), “Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica”, CEPAL México, Octubre.
- Etcheverry, Rubén (2012), “Desarrollo de los recursos no convencionales en la cuenca neuquina”, Shale Gas World Argentina, Noviembre
- Fondazione ENI Enrico Mattei (2013), “A Comparison Between Shale Gas in China and Unconventional Fuel Development in the United States: Health, Water and Environmental Risks”.
- Fortune (2012), “The United States of Natural Gas”, Abril
- Fracking Argentina, “Normas Internacionales” [en línea] [http://fracking.cedha.net/?page\\_id=8739](http://fracking.cedha.net/?page_id=8739)
- García, J. (2012). “Hidrocarburos no convencionales I y II”. Revista Tierra y Tecnología. No. 41. Primer Semestre de 2012. Pp. 28-32. Ilustre Colegio Oficial de Geólogos. Madrid, España.
- Gas y Petróleo del Neuquén (2012), “Desarrollo de los Recursos No Convencionales en la Cuenca Neuquina”, Shale Gas World Argentina 2012, noviembre.
- Grupo de Trabajo Abierto (2014), “Introduction to the Proposal of the Open Working Group for Sustainable Development Goals”, 19 de Julio.
- Herbert Smith Freehills (2014), “Mexico Oil & Gas. Making sense of the new legislation: A roadmap forward”, Abril
- Hughes, David (2013), “Drill, baby, drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance?”, Post Carbon Institute, Febrero.
- IHS (2014a), “IHS-CERA: Capital Costs”, 2014 [en línea] <http://www.ih.com/info/cera/ihindexes/index.aspx>.
- \_\_\_\_\_ (2014b), “New research sees high methane leak rates in Bakken, Eagle Ford unconventional energy”, IHS Unconventional Energy Blog, Octubre.
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) (2013), “El Abc de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales”.
- Instituto Fraser (2012), “Encuesta Global del Petróleo 2012”
- International Gas Union (IGU) (2014), “Wholesale Gas Price Formation”, Mayo.
- Ionescu, O. & Pearson, I. (2013), “Unconventional gas: the economic theory is challenged”, Mimeo.
- Libro verde (2010), “Fomentar un marco europeo para la responsabilidad social de las empresas”.
- Manilo, P. & Mastromonaco, R.; (2014), “The Local Economic Impacts of Unconventional Shale Development”. Mimeo.

- Mares, David (2012), "The New Energy Landscape Shale Gas in Latin America", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Discussion Paper no. IDB-DP-253, Diciembre.
- Marcellino, D. (2014), "Unpacking the Shale Gas Revolution", International Policy Analysis, Friedrich Ebert Stiftung.
- Masera, Omar, et al. (2005), "Programa para el uso sustentable de la leña en México: de la construcción de estufas a la apropiación de tecnología", México.
- Michot, Michele (2011), "The outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?", Diciembre
- Neuquén (2013), "Una Red Azul nada convencional. El gobierno piensa en un sistema de canales con agua del Colorado y el Neuquén" [En línea] <http://www.neuquen.com.ar/energia/10127-una-red-azul-nada-convencional-el-gobierno-neuquino-piensa-en-un-sistema-de-canales-con-agua-del-colorado-y-el-neuquen.html>
- Oil and Gas Journal (2014a), "Mexico upstream bidding to start with shallow-water assets", 27 de octubre.
- \_\_\_\_\_ (2014b), "Giant fields retain dominance in reserves growth", 3 de febrero.
- ONU (2013), "United Nations Decade of Sustainable Energy for all", 68 sesión de la Asamblea General, Agosto.
- Parlamento Europeo (2011), "Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana", ENVI (Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria).
- PEMEX (2014), "Formulario 20F SEC", periodo 2013, Enero.
- Pennsylvania Land Trust Association (2010), [En línea] <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Petrobras (2014), "Formulario 20F SEC", periodo 2013, Enero.
- Petrotecnica (2014), "Informe anual de producción no convencional de petróleo y de gas en la provincia del Neuquén", junio.
- Petroleum (2014), "Yacimientos No Convencionales, Desafíos y Retos para Colombia", Abril.
- Principios del Ecuador (2014), [En línea] <http://www.equator-principles.com>
- Queiroz, Helder (2014), "Unconventional Hydrocarbons", 20th Latin Oil Week 2014, Septiembre.
- Ruiz, Fluvio (2014), "Reforma energética e hidrocarburos no convencionales", 3rd World Shale Oil and Gas, Septiembre.
- Salinas, Denisse, et al. (2014), "La industria del carbón y su competitividad con el GNL", Breves de Energía, [En línea] <http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2014-09-05-la-industria-del-carbon-y-su-competitividad-con-el-gnl#.VGEBJlcb1PQ>
- Saussay, A. (2013), "Can the US shale revolution be duplicated in Europe?", Mimeo. French Economic Observatory.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2009), "Petroleum Resources Management System".
- Standard and Poor's (2011), "Is natural gas drilling economic at current prices?", Diciembre.
- The Economist (2012a), "Fill'er up", 21 de Abril
- \_\_\_\_\_ (2012b), "Shale of the Century", 2 de Junio
- \_\_\_\_\_ (2012c), "An unconventional bonanza", 14 de Julio
- The Washington Post (2012a), "Argentina's gas and oil fields are risky but lucrative for Big Oil" del 03 de Mayo
- \_\_\_\_\_ (2012b), "Argentina's resource-rich province tries to develop gas fields", 25 de Mayo
- \_\_\_\_\_ (2012c), "Center of gravity in oil world shifts to americas", 25 de Mayo
- \_\_\_\_\_ (2012d), "Natural gas, fueling an economic revolution", 29 de Marzo
- Tyndall Centre for Climate Research. (2011), "Shale Gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts", [En línea] [http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndallcoop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndallcoop_shale_gas_report_final.pdf)
- Unión Europea (2014), "Recomendación de la Comisión de la Unión Europea (2014/70/UE)", 22 de Enero.
- \_\_\_\_\_ "Directiva 2012/18/UE del Parlamento Europeo y del Consejo", Diario Oficial de la Unión Europea L197/1, Julio.
- \_\_\_\_\_ (2004), "Directiva 2004/35/ce del Parlamento Europeo y del Consejo", Diario Oficial de la Unión Europea L143/56, Abril.
- Vaca Coca, Guimar (2012), "Operators Challenges to Develop Shale Resources in Argentina", Shale Gas World Argentina, Noviembre
- Waterworld (2011), "Shale gas fracking", Volume 27 issue 2.
- World Resources Institute (WRI) (2014a), "Global shale gas development", Septiembre.
- \_\_\_\_\_ (2014b), [en línea] <http://www.wri.org/our-work/project/aqueduct>
- Weijermars, R. (2013), "Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe", Applied Energy, 106, páginas 100–115.
- Yergin, Daniel (2011), "La revolución del gas de esquisto", The Wall Street Journal.

YPF (2014a) [en línea] [www.ypf.com](http://www.ypf.com)

YPF (2014b), “Formulario 20F SEC”, periodo 2013, Enero.

Zoback (2012), “Managing the seismic risk posed by wastewater disposal”, Earth, American

Geological Institute, [en línea] <http://www.earthmagazine.org/article/managing-seismic-risk-posed-wastewater-disposal>



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

Recursos Naturales e Infraestructura

## Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

[www.cepal.org/publicaciones](http://www.cepal.org/publicaciones)

169. 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, Andrés Arroyo y Andrea Perdriel (LC/L.3948), 2015.
168. Aspectos metodológicos para el tratamiento estadístico de la infraestructura en América Latina y el Caribe, Jeannette Lardé, Salvador Marconi y Julio Oleas (LC/L.3923), 2014.
167. Estado de implementación del Programa de Acción de Almaty en América del Sur, Gabriel Pérez-Salas, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.3892), 2014.
166. Políticas e institucionalidad en materia de agua potable y saneamiento en América Latina y el Caribe, Franz Rojas Ortuste (LC/L.3822), 2014.
165. Notas sobre la teoría de la empresa pública de servicios de infraestructura y su regulación, Patricio Rozas Balbontín y José Luis Bonifaz F. (LC/L.3793), 2014.
164. Políticas tarifarias y regulatorias en el marco de los Objetivos de Desarrollo del Milenio y el derecho humano al agua y al saneamiento, Emilio J. Lentini y Gustavo Ferro (LC/L.3790), 2014.
163. La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común: desarrollo sostenible, inversiones y política en torno a los recursos del gas natural, Andrés H. Arroyo Peláez (LC/L.3701), 2013.
162. Gestión pública y servicios públicos: notas sobre el concepto tradicional de servicio público, Patricio Rozas Balbontín y Michael Hantke-Domas (LC/L.3648), 2013.
161. Seguridad de la cadena logística terrestre en América Latina, Gabriel Pérez Salas (LC/L.3604), 2013.
160. El papel del transporte con relación a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, Lorena García Alonso y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3514), 2012.
159. Políticas portuarias, Octavio Doerr (LC/L.3438), 2011.
158. Infraestructura y equidad social: experiencias en agua potable, saneamiento y transporte urbano de pasajeros en América Latina, Gustavo Ferro y Emilio Lentini (LC/L.3437), 2011.
157. Terremoto en Chile. Los efectos sobre la infraestructura y el desarrollo, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.3436), 2011.
156. La industria extractiva en América Latina y el Caribe y su relación con las minorías étnicas, Ana María Aranibar, Eduardo Chaparro Ávila y René Salgado Pavez (LC/L.3411), 2011.
155. Principios de políticas de infraestructura, logística y movilidad basadas en la integralidad y la sostenibilidad, Georgina Cipoletta Tomassian (LC/L.3328) 2011.
154. Sistemas aeroportuarios, servicio público e iniciativa privada, Bernardo Sánchez Pavón (LC/L.3343), 2011.
153. La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe, Daniel Perrotti y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3342), 2011.
152. Eficacia institucional de los programas nacionales de eficiencia energética: los casos del Brasil, Chile, México y el Uruguay, Beno Ruchansky, Odón de Buen, Gilberto Januzzi, Andrés Romero (LC/L.3338), 2011.
151. El alza del precio del petróleo y su impacto en los fletes marítimos de productos exportados por Chile en contenedores, Sebastián Faúndez, Nanno Mulder, Gabriel Pérez Salas y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3322), 2011.
150. Políticas integradas de infraestructura, transporte y logística: experiencias internacionales y propuestas iniciales, Georgina Cipoletta Tomassian, Gabriel Pérez Salas y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3226), 2010.

# RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA



COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE  
ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN  
[www.cepal.org](http://www.cepal.org)