



Los gases no convencionales en la oferta de gas natural en Argentina

INFORME FINAL AL 31/08/2014

Director: Jorge Higinio Barrera

Codirector: Diego Fernando Guichón

DATOS DEL PROYECTO

Título del proyecto

Los gases no convencionales en la oferta de gas natural en la Argentina

Director y Codirector del proyecto

Director: Jorge Higinio Barrera

Codirector: Diego Fernando Guichón

Equipo de investigación

Investigador	Magister en Ciencias Políticas Guillermo Genta
Investigador	Licenciado en Economía Sebastián González
Investigadora	Licenciada en Física Susana Curatella (hasta el 31/12/2012)
Maestranda (Becaria)	Geóloga Elimar Rojas Medina (hasta el 31/10/2012)
Maestranda (Becaria)	Abogada Verónica Tito (año 2013 - 2014)
Maestranda (Becaria).	Licenciada en Economía Laura Muñoz (año 2013 - 2014)
Participante Maestrando	Ingeniero Martín Scarlassa. (años 2013 - 2014)
Participante Maestrando	Licenciado Rodrigo Fernandez (año 2013)
Participante Maestrando	Sr. Jose Dagostino (año 2012)
Participante Maestranda	Ingeniera Silvia Veitzman (año 2012)
Participante Maestranda	Licenciada en Economía Ayelen Ventimiglia (año 2013)

Código del proyecto 33B091

Introducción

Entre marzo del año 2012 y julio del año 2014, se llevo adelante un proyecto de tipo exploratorio sobre los gases no convencionales en Argentina.

Como ocurre habitualmente en investigación, pero más aún en proyectos exploratorios, es difícil apreciar a priori la magnitud de la tarea que se emprende, y sobre la marcha se deben ajustar los alcances de la misma.

En un trabajo como este se ha tenido que abordar cuestiones técnicas vinculadas a geología, diversas ramas de la ingeniería, economía, y también cuestiones de diseño de instituciones y derecho aplicable. Sin la comprensión de estas diversas facetas del problema, la investigación hubiese quedado muy limitada en sus alcances. Esto demandó enorme cantidad de tiempo y recursos, aplicados a la búsqueda de bibliografía, su lectura y comprensión.

En este sentido mas allá de las conclusiones que se exponen al final de trabajo, se ha cumplido creemos ampliamente con el objetivo de formar recursos humanos, y plantear problemas pertinentes para futuras investigaciones.

En este trabajo, los dos primeros Capítulos son de naturaleza descriptiva, y abarcan todos los gases no convencionales.

En el Capítulo I, exponemos un escenario actualizado del sector gas en Argentina, y de la importancia que ya tiene la producción de gas de arenas compactas (tight gas), y el potencial que presenta el gas de lutitas (shale gas).

En el Capitulo II, caracterizamos geológicamente todos los gases no convencionales, incluyendo además de los antes citados el gas de lecho de carbón (coalbed methane) y los hidratos de gas, los cuales por ahora son de poca relevancia para la Argentina.

En el resto del informe se tratan solo algunos tópicos, con base en una metodología comparativa, como una manera de intentar extraer interpretaciones interesantes y evitar el simple ejercicio de “copiar y pegar”.

En el Capítulo III, ya se avanza sobre temas más debatidos, tales como el rol del mercado y de las políticas públicas en el desarrollo de los gases no convencionales. Para esto analizamos la experiencia particularmente en USA.

La necesidad de recortar el tema de trabajo, nos condujo a partir de este momento a limitar nuestra atención al gas de lutitas, o shale gas.

En el Capítulo IV nos introducimos en enfoques alternativos para analizar la economía del shale gas. En este punto, desarrollamos por una parte el enfoque de costos y rentabilidad privada, y por otra parte, la evaluación social.

Pero ya señalamos en este Capítulo un aspecto que es uno de los ejes de mayor interés en el resto del trabajo que son las actividades de tratamiento y disposición de residuos de la actividad de exploración y explotación,

El interés por las cuestiones ambientales vinculadas a la producción de gas natural y petróleo, son de aquí en mas un eje central en base al cual se han seleccionado los temas a tratar.

En el Capítulo V, se abordan cuestiones de ingeniería y de impactos ambientales, vinculados a la tecnología de fractura hidráulica masiva. Nuevamente evitamos reiterar lo ya dicho por otros y tratamos de exponer de manera clara las razones por las cuales la producción de shale gas, requiere de agua dulce, y como pueden ser los impactos ambientales sobre el recurso agua. Por otra parte, destacamos con ejemplos el caso de impactos acumulativos.

En el Capítulo VI, se aborda la cuestión de las “Prácticas Recomendadas”. Nuestro interés en este sentido es mostrar las limitaciones que las mismas tienen, y por lo tanto la necesidad de instituciones y regulaciones adecuadas, tanto en su diseño como en el control.

En el Capítulo VII, se aborda la cuestión de las Instituciones y Regulaciones Ambientales aplicables a la producción de gas natural y petróleo, para lo cual realizamos una comparación de la experiencia en USA, Canadá y Argentina. El alcance de la comparación realizada dista mucho de agotar el tema, pero tratamos de evidenciar aspectos relevantes para futuros estudios.

En el Capítulo VIII, finalmente se aborda con más detalle la cuestión de las Regulaciones Ambientales vinculadas a la tecnología de fractura hidráulica, y se destaca el rol que desempeñan los estudios de campo en la formulación de las políticas y regulaciones ambientales.

En el Capítulo IX se sistematizan las conclusiones de los capítulos anteriores.

Finalmente en el Apéndice A, se presenta un detalle de dos estudios de campo realizados respectivamente en Alberta Canadá y en USA.

1. INDICE

	N° de página
Capitulo I. La importancia de los Gases No Convencionales para Argentina.	10
1 Introducción	10
2 Participación en el Balance Energético	11
3 Producción y Reservas.	13
4 Comercio Internacional.	17
5 Tight Gas	19
6 Gas de Lecho de Carbón	19
7 Hidratos de Metano	20
8 Shale Gas.	21
Capitulo II Caracterización de los Gases No Convencionales	24
1 Gas Natural. Definición. Origen.	24
2 Hidrocarburos. Convencionales vs. No Convencionales.	25
3 Recursos de Gas Natural No Convencional.	27
3.1 Capas de Gas Metano	27
3.2 Gas de Hidratos	28
3.3 Gas de Arenas Compactas (Tight Gas)	29
3.4 Shale Gas	30
Capítulo III Peak Oil Triangulo de Recursos y Políticas Públicas	37
1 El pico de producción de gas natural.	37
2 Peak Gas en Argentina.	38
3 La visión de Curnocopia, y los gases no convencionales.	40
4 Los Gases No Convencionales.	41
5 El Triángulo de Recursos.	42
6 Curnocopía, ejemplos históricos.	44
7 Mercado y Políticas Públicas	46
8 Políticas de desarrollo tecnológico.	48
8.1 Eastern Gas shale Program (1976-1992)	49
8.2 Western Gas Sands Program: (1978- 1992)	51
9 Costos y Beneficios de las Políticas Públicas	53
10 Comentarios.	54
Capitulo IV Economía de los Gases No Convencionales.	56
1 Los costos privados de producción de los Gases No Convencionales.	56
2 Desagregación de Costos	60
3 La economía del tratamiento y disposición final de residuos.	60
4 Evaluación Social e Impacto Económico.	61
4.1 Murray y Ooms (2008)	62

4.2 Considine (2010)	64
4.3 La revisión crítica de Thomas Kinnaman.	70
5 Economía ecológica y evaluación multicriterio.	75
5.1 Tasa de Rentabilidad Energética.	76
5.2 Intensidad en el Uso del Agua.	77
6 Comentarios.	79
Capítulo V Ingeniería de Producción e Impactos Ambientales.	83
1 Proceso Productivo.	84
2 Daño a la formación y fluidos de estimulación	88
3 Impactos posibles al momento de la fractura.	92
4 Tratamiento y Disposición final de lodos y recortes de perforación	98
5 Tratamiento y disposición final del agua residual	99
5.1 El Tratamiento y la Disposición Final de Agua Producida.	99
5.2 Tratamiento y disposición final de flowback.	101
6 Los impactos acumulativos.	103
6.1 Sismicidad Inducida	103
6.2 Concentración y reutilización del fluido de retorno.	106
7 Riesgo ambiental.	108
Capitulo VI Prácticas Recomendadas	110
1 Introducción.	110
2. El alcance de las “Prácticas Recomendadas”.	113
3 Practicas Recomendadas y Regulación.	119
4 Prácticas Recomendadas y Evaluación Económica.	119
5 Prácticas Recomendadas y Casuística.	120
6 Prácticas Recomendadas y Contexto Normativo.	121
7 Diferencias en las Prácticas Recomendadas.	122
Capitulo VII Instituciones y Regulaciones Ambientales Aspectos Generales.	124
1 El Marco Institucional.	124
2 Regulaciones de las actividades de EEH.	126
3 Regulación del uso y consumo de agua.	129
3.1 Principios jurídicos aplicados al uso y consumo de agua.	130
4 Regulación del tratamiento y disposición final de residuos.	132
4.1 El caso de los Residuos Peligrosos	135
4.2 La conveniencia de actualizar la normativa nacional.	136
5 Los organismos interprovinciales.	137
6 El control de cumplimiento de las normas.	140
6.1 Estudio de casos en USA.	141
6.2 El caso de Argentina.	146

Capitulo VIII Regulación asociada a la Fracturación Hidraulica Masiva..	149
1 Regulación de las operaciones de fracturación hidráulica	150
2 Antecedentes en Europa.	150
3) Antecedentes en América del Norte.	153
3.1 La fractura hidráulica y el gas de lecho de carbón.	153
3.2 Fractura hidráulica y shale gas.	157
4 Algunas consideraciones.	159
5 El fundamento de la regulación ambiental.	160
5.1 Tipos de Estudios de Campo.	161
5.1.1 Inspecciones de campo	162
5.1.2 Las tecnologías disponibles y sus costos para temas particulares.	162
5.1.3 Las prácticas habituales de la industria.	163
5.2 Los estudios de campo en relación al fracking.	163
6 Comentarios.	164
Capitulo IX Conclusiones.	167
Anexo A. Estudios de Campo	170
Bibliografía	191

El presente informe es responsabilidad exclusiva de sus autores y no refleja necesariamente la opinión de la UNLa.

Capítulo I

La Importancia de los Gases No Convencionales para Argentina.

1. Introducción.

Pocos años atrás, la preocupación por la declinación en la producción de hidrocarburos, tanto gas natural como petróleo en Argentina se veía como irreversible, por razones geológicas. En la actualidad, el escenario es otro. El cambio tecnológico en los últimos años, genera expectativas positivas en la explotación de Hidrocarburos No Convencionales.¹

La matriz energética de Argentina es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, en particular petróleo y gas natural. El crecimiento experimentado por la economía ha derivado en una mayor demanda de estos recursos no renovables, mientras que la producción interna de petróleo crudo comenzó a declinar en 1998, y la correspondiente a gas natural, lo hizo a partir del año 2004.

Ambos factores, crecimiento en la demanda interna y caída en la producción local, han afectado sustancialmente el comercio internacional que mantiene nuestro país sobre estos productos. En el caso del gas natural en particular, hemos pasado en pocos años de ser un exportador neto, a constituirnos en un importador creciente de los mismos.

La expectativa hasta hace poco tiempo atrás, era que esta situación era casi irreversible. Actualmente las mismas han cambiado, particularmente a partir de los desarrollos tecnológicos en materia de producción de gases no convencionales, y las estimaciones promisorias de recursos de nuestro país, particularmente del gas de esquistos bituminosos, conocido también como shale gas.

Esto quiere decir que si bien en los próximos años es posible que las importaciones de gas natural continúen siendo significativas, el proceso de declinación de la producción local, parece ahora un fenómeno reversible. Dependiendo del ritmo de inversiones y del adecuado tratamiento de las cuestiones ambientales, nuestro país podría volver a

¹ Vease Barreiro y otros (2011)

autoabastecerse en el mediano plazo y posteriormente aumentar fuertemente su horizonte temporal de reservas.

2 Tendencias en el Balance Energético

Las ciencias económicas, deben parte de su desarrollo, a la posibilidad de representar procesos productivos heterogéneos (construcción, transporte, agricultura, etc.) en unidades homogéneas, generalmente en unidades monetarias.

En una matriz de Insumo – Producto², por ejemplo se representan las actividades como “caja negras”, en la cual ingresan insumos (entradas), y egresan productos (salidas). Pero, ni las entradas se representan como cantidades físicas (ejemplo cantidad de tornillos o kilogramos de chapa, etc.), ni tampoco se representan así las salidas (por ejemplo autos de diversos modelos), sino que ambos flujos se representan en base a una propiedad que tienen en común, esta propiedad es que pueden expresarse en unidades monetarias.

Esta posibilidad de representar en unidades homogéneas, actividades en las cuales ingresan insumos físicos diversos, y salen productos heterogéneos, no requiere necesariamente que se recurra al dinero como denominador común. Hacia fines de la década del cincuenta, ya se había diseñado una matriz de intercambios físicos para el sector energía, en donde los flujos de entrada y salida se medían en unidades de energía.³, a esta representación se la denomina Balance Energético.

En el caso de Argentina se dispone de datos del Balance Energético anual desde el año 1960, expresados generalmente en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP). Al disponer ya más de 50 años de datos homogéneos, se pueden efectuar análisis de tendencia de largo plazo.

En dicho país, se destaca la gran importancia que han tenido y mantienen las fuentes primarias fósiles, que son obviamente fuentes no renovables. Si excluimos el año 1960, la participación de petróleo y gas en la producción primaria, nunca ha sido inferior al 85 %.

² Introducida por Leontieff (1941)

³ A esta matriz también se la denomina “Balance Energético”

Dentro de este marco, el gas natural, como fuente primaria de energía, es el factor que más contribuye a explicar los cambios estructurales en el Balance Energético de Argentina, en los últimos 50 años.

En efecto, el gas natural ha crecido continuamente hasta superar al petróleo como producción primaria. Hasta el año 1981, el gas natural no había superado el 30 % de participación como fuente primaria, mientras que el petróleo daba cuenta de alrededor del 60 %. En el año 2003, el gas natural alcanzó el 47 % en participación como fuente primaria de energía, superando al petróleo, que en el mismo año estuvo en el orden del 44 %. Esta sustitución del gas natural al petróleo, se ha mantenido y profundizado hasta el año 2010.

Pero la producción primaria de energía, no da cuenta de la energía que necesariamente se consume en el país, y que está mejor representado por otro concepto, que es la oferta interna primaria de energía. La diferencia entre ambos conceptos es el comercio exterior, y cierto nivel de pérdidas que pueden producirse por ejemplo por venteo de gas natural⁴ o purgas de sistemas de transporte, etc.

En la Oferta Primaria de Energía se ha dado un proceso de penetración del gas natural más acentuado que en la Producción Primaria de Energía: en el año 2010 el gas natural tuvo una participación en la oferta interna primaria de energía del 51 %, mientras que el petróleo alcanzó el 35 %.⁵

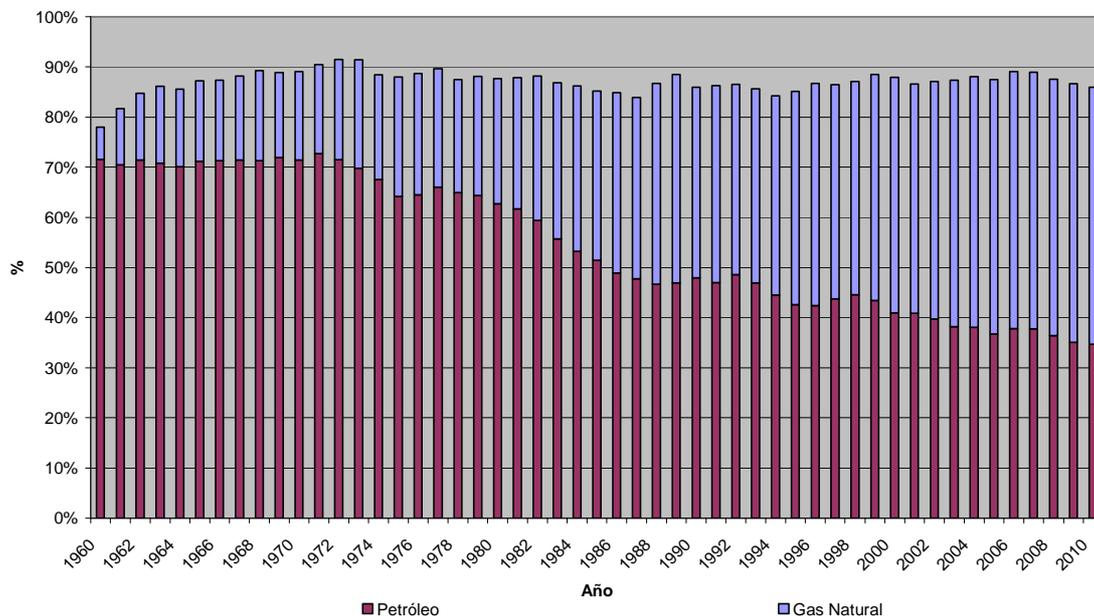
En el Gráfico I.1 se ilustra lo expuesto.

⁴ Liberación de gas natural a la atmosfera en los yacimientos, bajo ciertas circunstancias.

⁵ Entre 1999 y el año 2010, la oferta primaria interna de petróleo no solo ha caído en participación, sino también en valor absoluto cayendo en 1950 miles de TEP. No obstante, esto no ha implicado una caída en el consumo interno de combustibles líquidos, los cuales no solo provienen de la refinación interna de petróleo, sino del comercio internacional de derivados, y el consumo interno de biocombustibles. En tal sentido, considerando para ese mismo periodo en conjunto el Fuel Oil, Diesel Oil, Gas Oil, Motonaftas, y GLP, las importaciones aumentaron por sobre las exportaciones en 3419 miles de TEP, mientras que el consumo interno de Biocombustibles, agregó 546 miles de TEP al consumo interno.

Gráfico I.1

**Petróleo y Gas Natural
Participación % en la Oferta Interna Primaria**



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación

Lo hasta aquí presentado, da cuenta de que Argentina, tiene un sistema energético adaptado para consumir gas natural, en una alta proporción, que sólo es superada por Rusia.

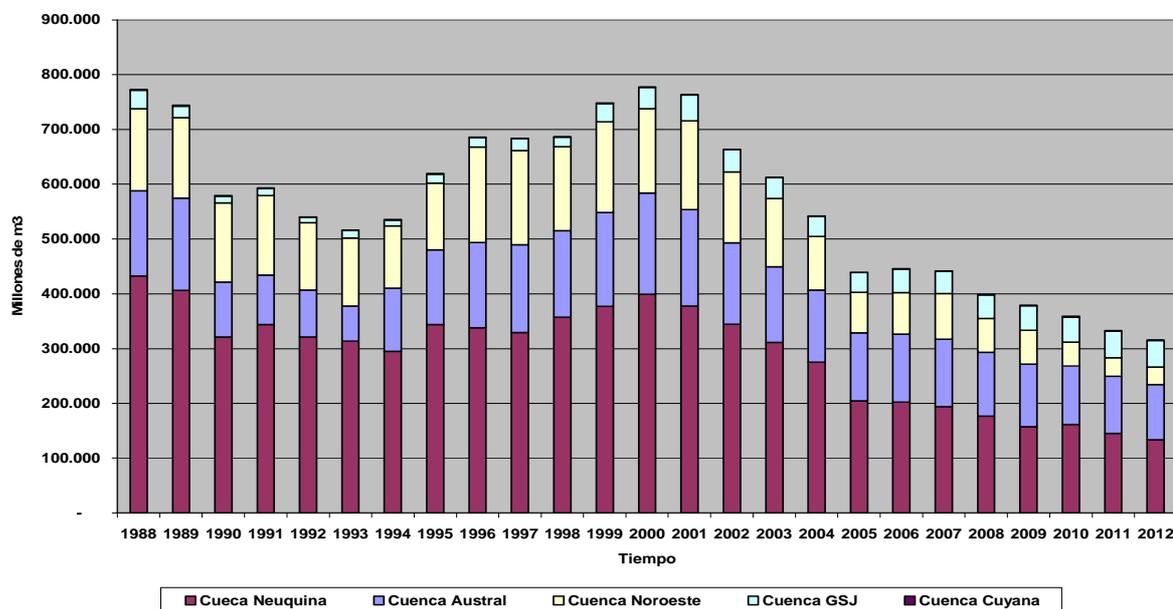
El impacto de las tendencias crecientes en la participación del gas natural en la Oferta Interna de Energía, y la tendencia decreciente en la producción local, que veremos luego, se ha reflejado en el comercio internacional de gas natural.

3 Producción y Reservas.

Las reservas comprobadas de gas natural en Argentina, comienzan a descender a partir del año 2001, y no han revertido esta tendencia en los últimos 12 años, tal como ilustra el Gráfico siguiente.

Gráfico I.2

**Argentina
Reservas Comprobadas de Gas Natural**



La producción de gas natural en Argentina, en su conjunto, ha registrado un pico en el año 2004, y como se ha producido en un contexto de precios internos bajos del gas natural, aún existen dudas respecto de cuál es la responsabilidad sobre el mismo que corresponde a la escasez de recursos en el subsuelo, y cuál podría ser la influencia de los factores económicos.

En el caso del gas natural, solo nos referiremos a cuatro Cuencas Sedimentarias productoras, esto es Cuenca Noroeste, Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge y Cuenca Austral, en su conjunto.

La Cuenca Noroeste, ha sido la más temprana en iniciar su declinación en el año 2003.

Considerando los volúmenes inyectados al sistema de transporte, esto descontando de la producción los volúmenes consumidos en boca de pozo, se observa en el caso de la Cuenca Noroeste, una muy importante declinación en los últimos 5 años, del orden de los 10.5 millones de m³/día, tal como muestra el siguiente gráfico

Gráfico I.3

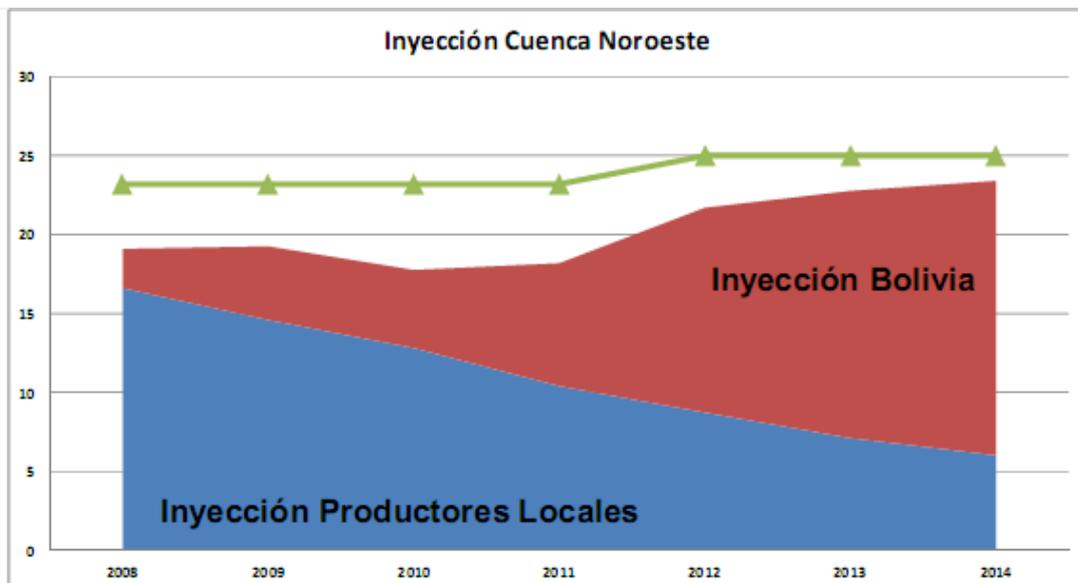
Cuenca Noroeste



Fuente: Saez y Testino 2014

La caída en la producción local de la Cuenca Noroeste, ha sido crecientemente compensada por importación de Bolivia, tal cual muestra el siguiente gráfico

Gráfico I.4

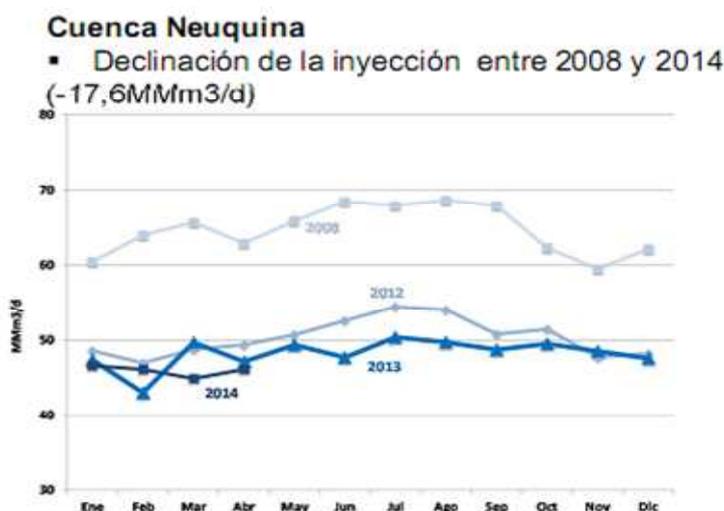


Fuente Saez y Testino (2004)

Por su parte la Cuenca Neuquina, comenzó su declinación en el 2004, arrastrando por su incidencia la producción del país en igual sentido. Particular importancia tuvo en esto el comportamiento del hasta ahora único Mega yacimiento de la Argentina, esto es Loma la Lata. En el caso de las otras dos Cuencas el desempeño y las perspectivas son más alentadores.

En el caso de la Cuenca Neuquina, la declinación en los últimos 5 años en la inyección al sistema de transporte, ha sido del orden de 17,6 millones de m³/día, no obstante, en el segundo semestre del 2013, se observa una amortiguamiento de la caída, que podría estar vinculado a las políticas del gobierno de estímulo a la producción de gas natural.

Gráfico I.5

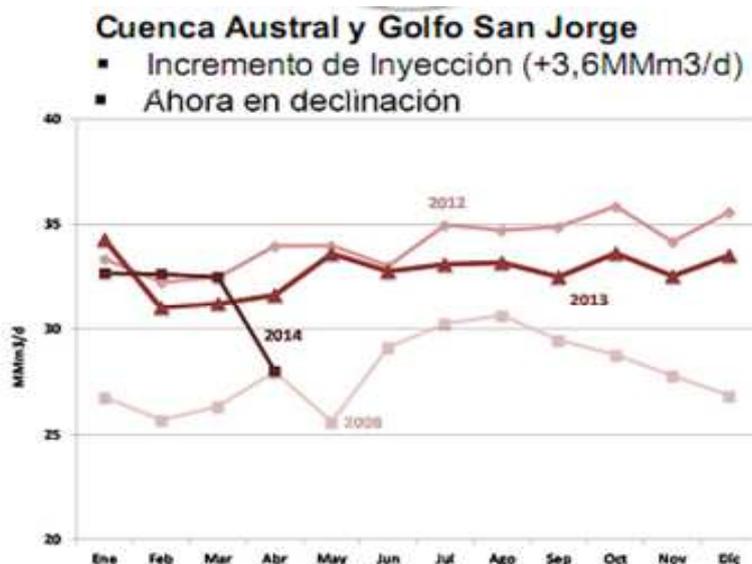


Fuente: Saez y Testino 2014

El caso de la Cuenca Austral es donde quizás las perspectivas de gas convencional sean más alentadoras, dado la reciente ampliación en la capacidad de transporte de gas entre Tierra del Fuego y el continente, la cual permitirá un desarrollo acelerado de los ricos yacimientos que integran la Concesión Cuenca Marina Austral I.

Finalmente en el caso de la Inyección al Sistema Sur de Transporte, que comprende la Cuenca Austral y la Cuenca del Golfo San Jorge, si bien la inyección ha aumentado en los últimos 5 años en 3,6 millones de m³/día, el año 2013 ha estado por debajo del año 2012.

Gráfico I.6



Fuente: Saez y Testino 2014

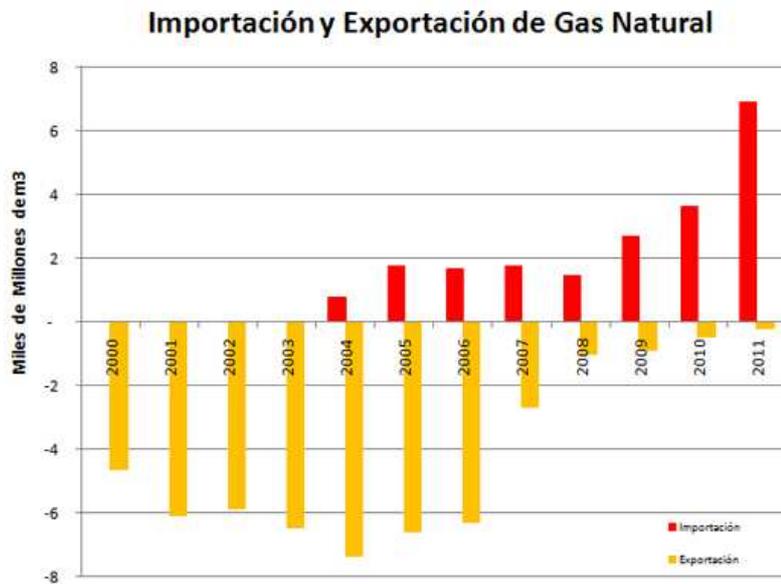
En síntesis, en materia de gas natural, si bien hay evidencia de un pico de producción de gas natural a nivel país, no ocurre lo mismo cuando trabajamos a nivel de cuenca. En tal sentido, el hecho adverso más significativo ha sido la rápida declinación del yacimiento Loma la Lata, en la Cuenca Neuquina, mientras que el hecho más alentador, es el potencial de los yacimientos Costa Afuera de Tierra del Fuego.

4 Comercio Internacional.

En este marco las exportaciones de argentina de gas natural, han declinado sostenidamente hasta ser poco significativa, mientras que a partir del año 2004 se ha comenzado a importar gas de Bolivia en volúmenes crecientes, y a partir del año 2008 se comenzó también a importar gas natural licuado de ultramar.

El siguiente gráfico ilustra esta situación.

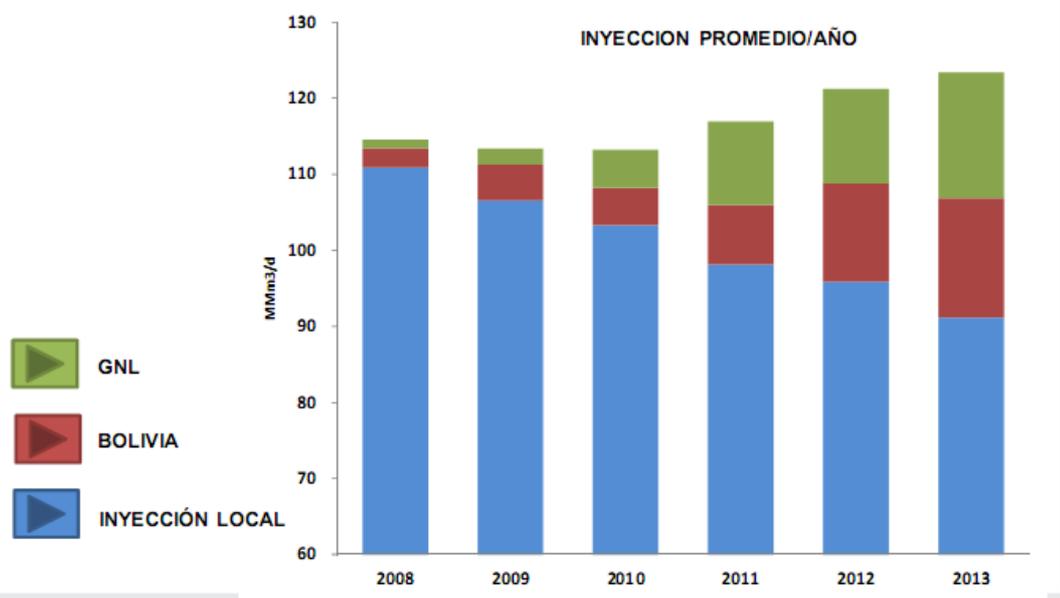
Gráfico I.7



Evidentemente, de profundizarse las tendencias ya mencionadas, la importación de gas natural podría constituirse en un factor determinante en el Balance Comercial de Argentina.

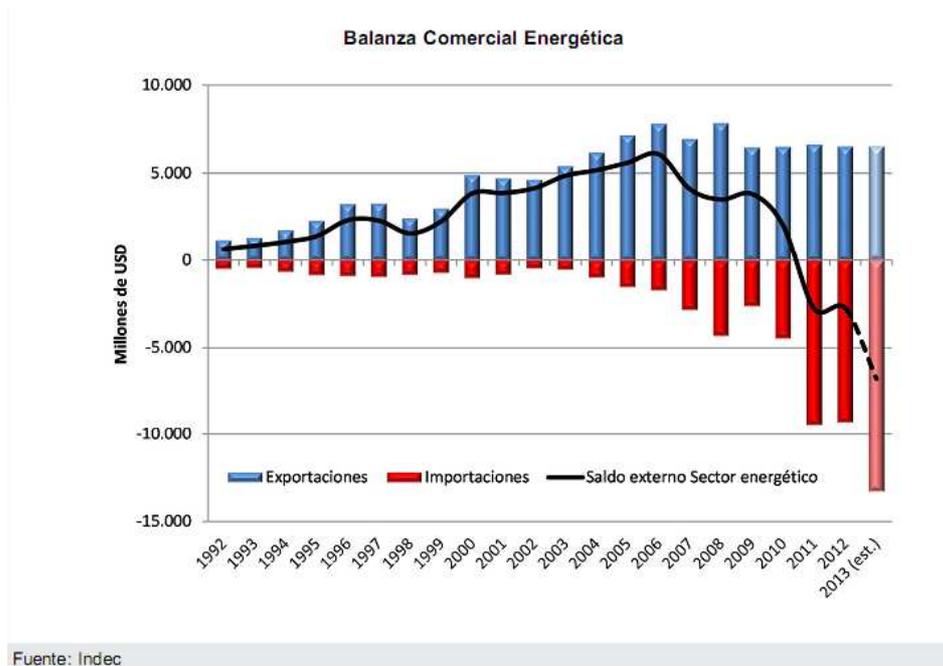
El gráfico siguiente ilustra esta situación.

Gráfico I.8



El gráfico siguiente ilustra la evolución del componente energético de la Balanza Comercial del conjunto del sector Energía.

Gráfico I.9



5 Tight Gas .

En la Argentina la producción de tight gas, ya es una realidad concreta, con un desarrollo importante.

Resulta difícil hacer una estimación de cuanto es su volumen de producción, no obstante como una primera aproximación, basándonos en programas aprobados bajo un régimen especial de promoción en la Argentina, la producción rondaría los 8 millones de m³/día⁶

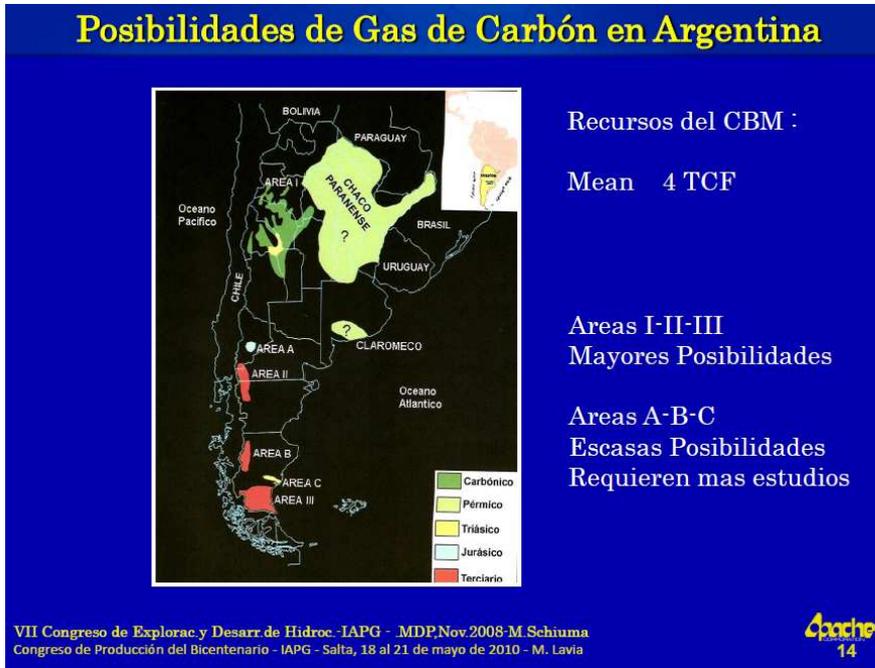
6 Gas de Lecho de Carbón

No hay desarrollos aún de gas de lecho de carbón, y dada la importancia que tiene el recurso de shale gas, es probable que los esfuerzos se orienten en esa dirección, más que al carbón.

⁶ Nos referimos al programa Gas Plus, aprobado por Resolución SE N° 28/2008.

La siguiente disositiva tomada de la exposición del Ingeniero Miguel Lavia, estima los Recursos de CBM en la Argentina en 4 TCF

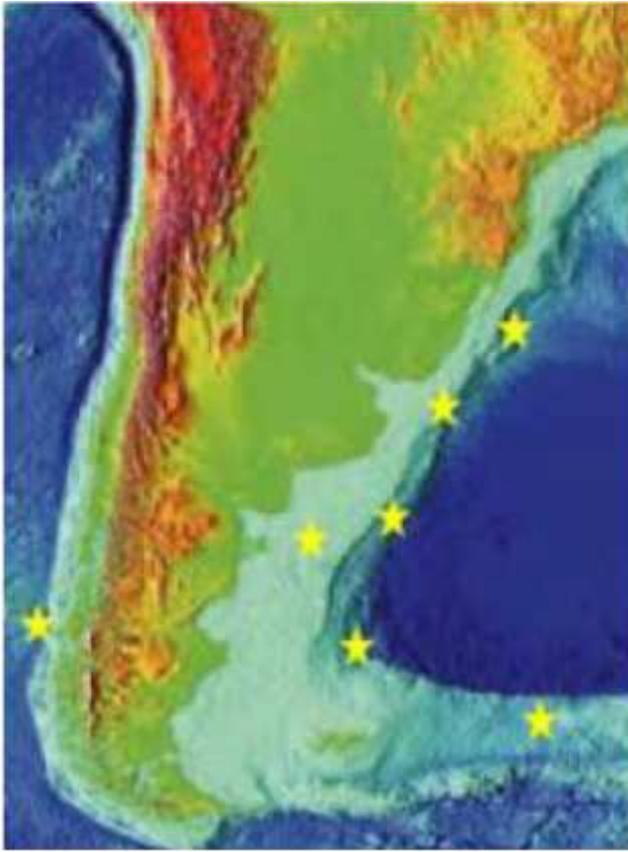
Figura I.1



7 Hidratos de Metano

Si bien aún no existe una tecnología comercial para la explotación de este Recurso, nuestro país cuenta con el mismo en la Plataforma Continental. El siguiente gráfico tomado de Lavia (2014), muestra puntos en donde se han detectado estos recursos a partir de estudios sísmicos.

Figura I.2



Fuente: Labia (2014)

8 Shale Gas.

Recientemente se ha popularizado el concepto de Recursos Técnicamente Recuperables, aplicados a los Hidrocarburos No Convencionales. Particularmente las estimaciones realizadas por DOE (2011) y (2013), han llamado la atención sobre el potencial del shale gas y mas recientemente del shale oil, en distintas regiones del mundo.

El siguiente cuadro, ilustra las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de shale gas, publicado por el DOE en el año 2013.

Cuadro I.2**Gas Natural**

	Producción 2011	Reservas Probadas 2013	Recursos Técnicamente Recuperables Shale Gas 2013
	Millones de TCF		
Europa	10	145	470
Ex Unión Soviética	30	2178	415
América del Norte	32	403	1685
Asia Pácifico	13	418	1607
Sur de Asia	4	86	201
Este Medio y Norte de Afri	26	3117	1003
Resto de Africa	2	222	390
Sud América y Caribe	6	269	1430
Argentina	2	12	802

Fuente DOE (2013)

Para dar una idea de lo que esto representa para nuestro país, de acuerdo al informe del DOE, la Argentina cuyas Reservas Probadas de gas natural estaban en el año 2012 en 12 TCF y, contaba con un potencial en materia de shale gas, según estimaciones del DOE, de 802 TCF ⁷.

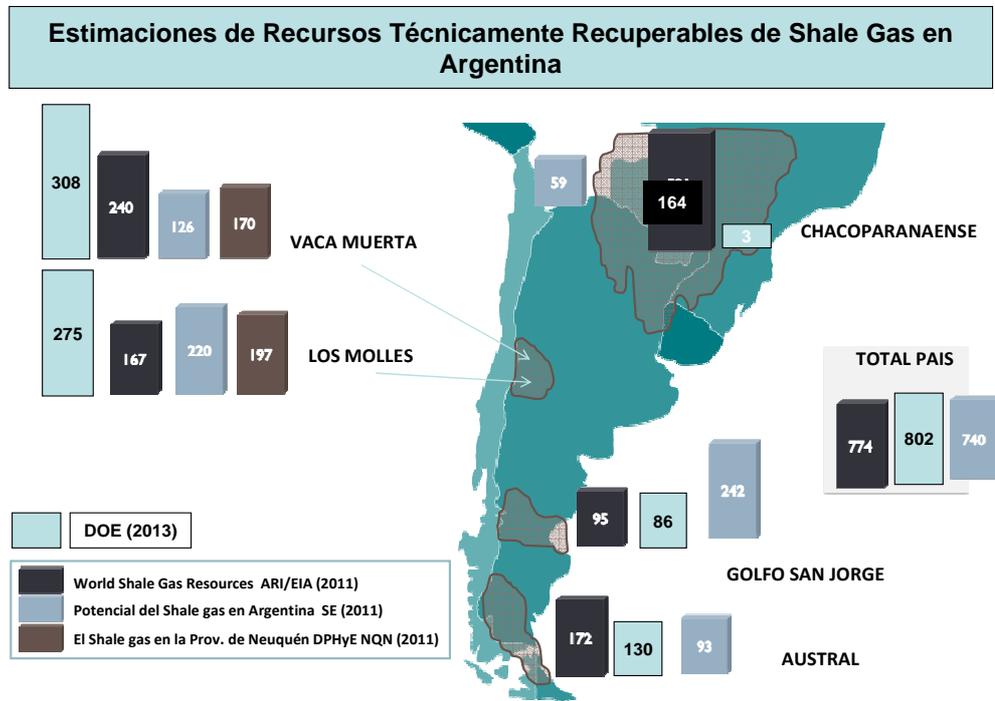
Para el caso de Argentina, la Secretaria de Energía también ha realizado estimaciones, al igual que el Gobierno de la Provincia de Neuquén para su territorio. ⁸

El siguiente gráfico ilustra como se distribuyen los Recursos Técnicamente Recuperables de shale gas en Argentina en las distintas estimaciones.

⁷ No obstante conviene tener presente que existen distintas visiones sobre el concepto de lo que es técnicamente recuperable y la forma en que esto debe ser estimado. Ver Crovelli R.A.(2005), Cook T y Charpentier R (2010 b), Crovelli R y Charpentier R, (2012). Para una revisión de estas posiciones ver UKER (2011). Ver también para USA Cheng K y otros (2010), y para todo el mundo, Cheng K (2012). Cheblin G y otros (2011) página 673 cuestionan l los datos primarios empleados por el DOE (2011). En un nuevo proyecto de investigación ya en marcha se aborda las distintas posiciones sobre el concepto y la metodología de cálculo de los Recursos Técnicamente Recuperables.

⁸ Ver para Neuquen Chebli G, y otros (2011)

Figura I.3



Fuente: elaboración propia en base a datos de Codeseira 2013, y DOE (2011) y DOE (2013)

Capítulo II

Caracterización de los Gases No Convencionales.

1 Gas Natural. Definición. Origen.

El gas natural es una mezcla de gases formados a partir de la descomposición de restos orgánicos que quedaron sepultados bajo montañas de capas de sedimentos por espacio de millones de años, en condiciones de temperaturas y presiones muy altas, similares a las que dieron origen al petróleo. Dependiendo del tipo de roca del cual se extrae varía su composición, sin embargo el metano es el gas que predomina en el total pudiendo superar el 90 o 95%. Además de metano, el gas natural puede contener dióxido de carbono, etano, propano, butano y nitrógeno, entre otros gases; estos componentes hacen que su uso sea contaminante.

El gas natural fue descubierto hace miles de años en el Medio Oriente cuando se les llamó “fuentes ardientes” a las fugas de gas natural que prendían fuego cuando se encendían. En países como Grecia, India y Persia se levantaron templos alrededor de estas “llamas eternas” como también eran llamadas para prácticas religiosas. A pesar de estas creencias, las civilizaciones no reconocieron inmediatamente la importancia del descubrimiento. Fue alrededor del año 900 a.c. cuando en China se comprendió el valor de este tipo de combustible y en el año 211 a.c. cuando los chinos perforaron el primer pozo de gas natural que se conoce.

El uso del gas natural creció rápidamente luego de la Segunda Guerra Mundial como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento, convirtiéndose en una importante fuente de energía a partir de las crisis petroleras de los años 70.

2 Hidrocarburos. Convencionales vs. No Convencionales.

El gas al igual que el petróleo son compuestos orgánicos que resultan de la combinación de hidrógeno y carbono⁹, se diferencian debido al estado en que se encuentran cuando son extraídos de la naturaleza: estado líquido el petróleo y estado gaseoso el gas natural. Dependiendo de las características físicas de estos compuestos y de los métodos de extracción que se empleen para su producción en base al tipo de reservorio en el que se encuentren, son clasificados como hidrocarburos convencionales o no convencionales.

La SPE (2009) define los recursos no convencionales como aquellos que:

“existen en las acumulaciones de petróleo que son dominantes a lo largo de un área grande y que no se afectan significativamente por influencias hidrodinámicas (también llamada “depósitos de tipo continuo”). Los ejemplos incluyen metano de capa de carbón (CBM), gas centrado en la cuenca, arcilla gasífera, hidrato de gas, betún natural (arena asfáltica), y depósitos de arcilla bituminosa. Generalmente, dichas acumulaciones requieren tecnología especializada de extracción (ejemplo: deshidratación de CBM, programas de fractura masiva para arcilla gasífera, vapor y/o solventes para movilizar el betún para recuperación in situ, y, en algunos casos, actividades de minería). Más aún, el petróleo extraído puede necesitar procesamiento significativo antes de la venta (ejemplo: mejoradores del betún). (También llamados Recursos “No Convencionales” y “Depósitos Continuos”)”

Sistema Petrolero.¹⁰

En un yacimiento convencional, el gas natural se encuentra atrapado en una estructura de roca con suficientes espacios vacíos que le permiten absorber el gas¹¹ y limitada por una capa de roca cuyas propiedades evitan que este gas escape a la superficie¹² (trampas

⁹Los compuestos orgánicos que resultan de la combinación de átomos de hidrógeno y carbono son llamados hidrocarburos.

¹⁰ Ver Magoon, L.B., and Dow W.G. (1994).

¹¹ Se llama porosidad a la capacidad de un material para absorber líquidos o gases gracias a los espacios vacíos o poros que contenga en su estructura. La porosidad se expresa como un porcentaje del volumen total de roca que corresponde al volumen de todos los poros.

¹² Conocidas como rocas impermeables aquellas cuyos poros o espacios vacíos no están interconectados entre sí impidiendo el paso de fluidos o gases a través de ellas.

estratigráficas o estructurales), mientras que un yacimiento no convencional consiste en una acumulación de capas de rocas sedimentarias cuyos espacios vacíos no están conectados entre sí por lo cual el gas queda atrapado en ellos.

El gas natural convencional puede estar o no asociado a reservorios que además contienen petróleo y puede ser extraído gracias a su alta movilidad mediante técnicas tradicionales que han sido empleadas desde el auge de la actividad petrolera en el Siglo XX y su generación se ha dado en el marco de un sistema petrolero¹³ que contiene todos los elementos esenciales como lo son:

Roca Generadora: también llamada roca madre, es aquella roca en cuya composición abunda la materia orgánica, la cual en condiciones de presión y temperatura adecuadas originan los hidrocarburos.

Roca Reservorio: también llamada roca almacén, es aquella en la que se alojan los hidrocarburos luego de haber migrado de la roca madre a través de fisuras o aberturas naturales de las rocas.

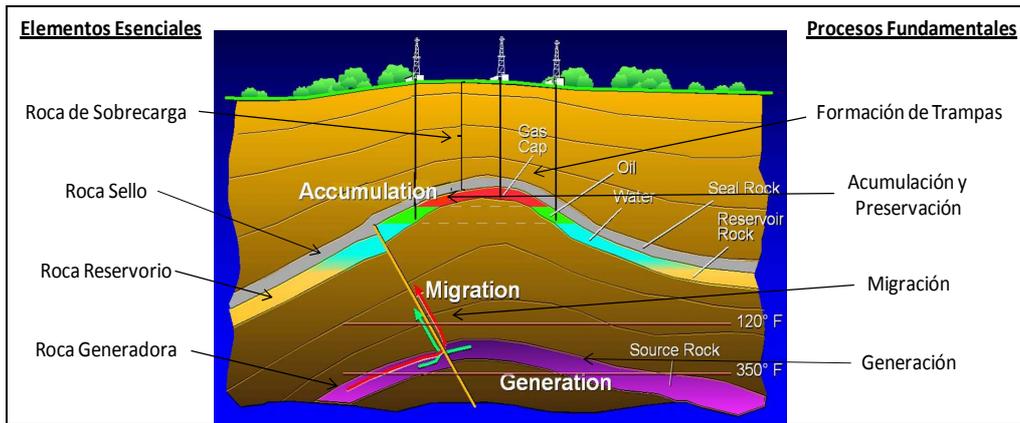
Roca Sello: son aquellas rocas cuyas propiedades físicas impiden la movilidad de los hidrocarburos, como por ejemplo las lutitas.

Roca de Sobrecarga: conocida también como carga litostática, son aquellas formaciones rocosas que se encuentran por encima del reservorio ejerciendo presión sobre él.

Además de estos elementos, el Sistema Petrolero también incluye los procesos fundamentales de generación, migración, acumulación, preservación y formación de trampas como se observa en la Figura II. 1.

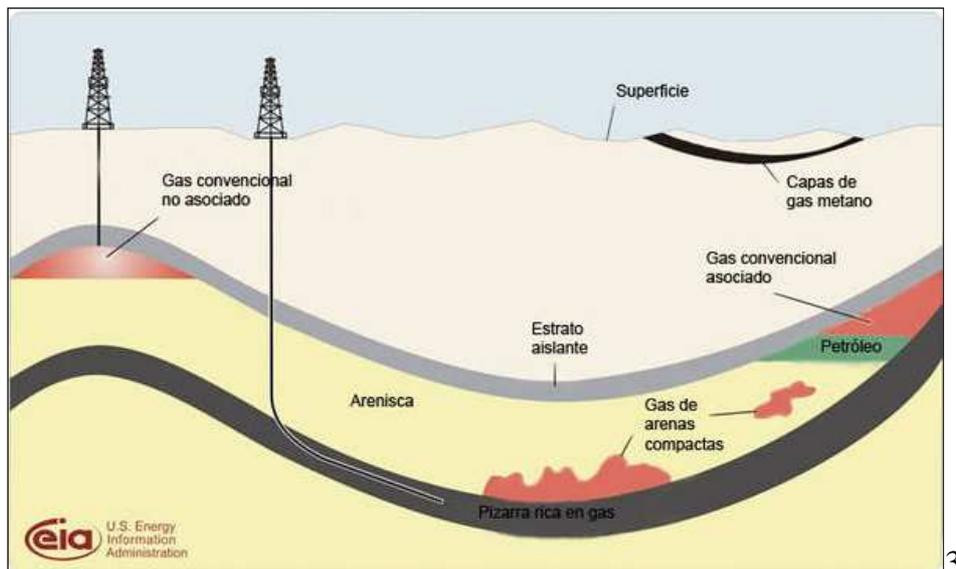
¹³ “Un sistema petrolero abarca un volumen de roca generadora activa y todo petróleo y gas relacionados e incluye todos los elementos esenciales y procesos necesarios para que existan acumulaciones de petróleo y gas” Magoon y Dow (1994).

Figura II.1. Esquema de Sistema Petrolero.



En el caso de los recursos de gas no convencional el sistema petrolero difiere considerablemente, debido a estos pueden encontrarse de distintas maneras en la naturaleza como se observa en la figura 2 y las cuales son descritas a continuación.

Figura II.2. Esquema Geológico de Recursos de Gas Natural (Tomado de la Administración de Información de Energía de EE.UU EIA).



3 Recursos de Gas Natural No Convencional.

3.1 Capas de Gas Metano¹⁴

¹⁴ Sobre gas de capas de carbón, ver Al Jubori y otros (2009)

También conocido como gas de lecho de carbón, es gas natural que contiene prácticamente 100% metano (CH_4) y es producido desde las capas de carbón¹⁵. El 95% se encuentra adherido sobre la superficie interna del carbón debido a la presión del agua que lo rodea y el 5% está en forma libre en las grietas, fisuras y fracturas. Para producir este tipo de gas primero debe extraerse el agua reduciendo así la presión y logrando que el metano del carbón se libere y fluya hacia la boca del pozo. En algunos casos las labores de explotación de este tipo de gas se desarrollan a cielo abierto como se observa en la figura II.3.

Figura II.3. Actividades de explotación de capas de gas metano.



3.2 Gas de Hidratos

El metano que resulta de la descomposición de los organismos vivos en el agua, reacciona con el agua a punto de congelarse formando compuestos que contienen moléculas de agua en su estructura y de forma parecida al hielo llamados hidratos (Figura 4) que luego se aposentarán en los fondos marinos. La reacción se produce en condiciones de presión particulares y temperaturas que sobrepasan un poco la temperatura de congelación del agua, en ambientes apropiados como áreas de aguas

¹⁵Técnicamente llamados mantos de carbón a la manera como se encuentra distribuido en cantidades variables en diversos lugares del planeta. Estos mantos pueden ser de distintos espesores y extensiones y se pueden conseguir a poca o mucha profundidad en planos horizontales o inclinados.

profundas entre los 200 a 4.000m.¹⁶ y en las regiones polares. Mediante su extracción es bastante difícil que no se libere metano, lo que ha limitado su explotación ya que esto podría incrementar el efecto invernadero de manera considerable.

Figura II.4. Gas de Hidratos.



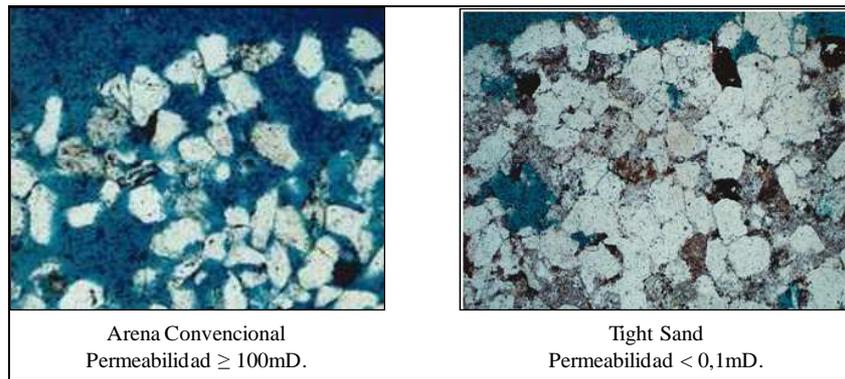
3.3 Gas de Arenas Compactas (Tight Gas)

Gas que se encuentra atrapado en rocas impermeables y no porosas principalmente en formaciones compuestas por areniscas muy finas normalmente de origen marino con porosidades primarias menores al 10% y permeabilidades menores a 0,1mD¹⁷, diferenciándolo de los reservorios convencionales donde el valor de la porosidad puede alcanzar hasta un 35% y la permeabilidad superar los 100mD como se observa en la figura 5. Estos yacimientos por lo general se encuentran ubicados a profundidades superiores a los 3.500m. En cuanto al Sistema Petrolero, en este tipo de reservorio la roca madre no es la misma roca almacén al igual que sucede en los hidrocarburos convencionales, el yacimiento se localiza en capas de arena con las propiedades petrofísicas señaladas anteriormente. Su explotación es más económica y se puede realizar mediante perforaciones verticales.

¹⁶La zona de la morfología submarina ubicada entre los 200 a 4.000 metros de profundidad se conoce como talud continental. A esta región también se le llama zona batial. Esta unidad morfológica, es la porción del fondo oceánico, que se extiende a partir del borde de la plataforma continental hasta una profundidad de 1.000 a 4.500 m.

¹⁷ Milidarcy (mD): es la unidad mas usada para indicar la permeabilidad de una roca. Se dice que un medio tiene una permeabilidad de 1mD cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm² de roca con un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro.

Figura II.5. Vista al microscopio de permeabilidad en arenas convencionales y tight sand.



3.4 Shale Gas¹⁸

Se conoce como Shale Gas a otro de los tipos de reservorios no convencionales de gas explotado en la actualidad en países como Estados Unidos y Canadá principalmente, aunque se estima que la base de estos recursos es grande y extensa, existiendo aproximadamente más de 688 shales en el mundo en 142 cuencas.

El término shale cuya traducción corresponde generalmente a lutitas, las cuales son rocas sedimentarias con un tamaño de grano según la escala granulométrica de Udden-Wentworth (1922) que alcanza hasta 0,031mm. de diámetro como se observa en la tabla 1, no describe estrictamente la litología de este tipo de reservorios. En base a los yacimientos estudiados en América del Norte se ha comprobado que el gas puede estar asociado a rocas de distinta litología y textura, incluso de distinta naturaleza, pudiendo ser carbonática o silícea, incluyendo fangos calcáreos caracterizados por una textura sedimentaria de granos no unidos y con más de 10% de barro¹⁹, limolitas y areniscas de grano fino.

¹⁸ Ver sobre este punto Boyer C, y otros (2006)

¹⁹ Dentro de las rocas carbonatadas este tipo de textura sedimentaria de granos no unidos y con más de 10% de barro se conoce como *mudstone*.

Tabla II.1. Escala Granulométrica de Udden-Wentworth (1922).

mm	phi	Elemento		Sedimento		Roca sedimentaria	
256	-8 ↘	Bloque		Grava	gruesa	Rudita: Conglomerado Brecha	
128	-7 ↘	Canto			media		
64	-6 ↘	Guijarro					
322	-5 ↘						
16	-4 ↘						
8	-3 ↘						
4	-2 ↘	Gránulo			Gravilla		
2	-1 ↘						
1	0 ↘	Arena	muy gruesa	Arena	muy gruesa	Arenisca	
0,5	1 ↘		gruesa		gruesa		
0,25	2 ↘		media		media		
0,125	3 ↘		fina		fina		
0,062	4 ↘		muy fina		muy fina		
0,031	5 ↘	Limo	grueso	Limo	grueso	Lutita	Limonita
0,016	6 ↘		medio		medio		
0,008	7 ↘		fino		fino		
0,004	8 ↘		muy fino		muy fino		
0,002	9 ↘	Arcilla		Arcilla		Arcillita	
0,001	10 ↘						

Debido a las diferencias desde el punto de vista petrofísico (tamaño de grano, porosidad, permeabilidad, entre otros) de los distintos tipos de rocas ricas en materia orgánica que constituyen este tipo de yacimiento, los reservorios de shale gas presentan características geológicas y geoquímicas variables que se deben tener muy en cuenta al momento de determinar los métodos de perforación, terminación, producción, evaluación de recursos y reservas y manejo ambiental de cada uno de ellos. Además de que el gas puede encontrarse de distintas maneras, ya sea:

Almacenado como gas libre en micro y macro poros igual que en los depósitos convencionales.

Adsorbido, es decir, adherido en la superficie de la materia orgánica, el cual se libera cuando la presión del yacimiento cae con la producción del gas libre.

En solución escondido en nanoporos de los componentes de la fracción residual resultante de la destilación del petróleo²⁰.

Es el gas libre la fuente de producción dominante sobre el gas adsorbido o el gas en solución en un reservorio de shale gas, sin embargo es importante al momento de explotar un reservorio de este tipo conocer los porcentajes de las formas en que se encuentra el gas, ya que por ejemplo el gas adsorbido se difunde a menor presión que el gas libre.

En un informe publicado por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas IAPG titulado El Shale Gas en la Provincia del Neuquén (2011), se define el Shale Gas como “cantidades significativas de gas adsorbido y algo de gas libre vinculados estrechamente con rocas pelíticas, carbonáticas y/o areniscosas finas que, en muchos casos, corresponden a la o a las rocas generadoras de la columna estratigráfica de una cuenca sedimentaria. Esa roca alojante, además de su granulometría fina, posee un alto tenor de Carbono Orgánico Total (COT) y el grado de madurez térmico adecuado, medido en términos de la Reflectancia de la Vitrinita (Ro)”.

Estos depósitos de gas²¹ se generan en ambientes de depositación no someros a moderadamente profundos marinos y no marinos, donde exista gran aporte de materia orgánica, con altas tasas de depositación y sin presencia de oxígeno puro²² para que pueda ser preservada. Además de ello, la profundidad y temperatura deben ser las adecuadas para entrar en ventana de maduración del gas.

Las principales propiedades que caracterizan zonas donde la presencia de shale gas es posible²³ son:

²⁰La fracción residual resultante de la destilación del petróleo es conocida como Bitumen, el cual consiste en una mezcla de líquidos orgánicos compuesta principalmente por hidrocarburos aromáticos policíclicos, es altamente viscoso, negro y pegajoso, se usa primordialmente para pavimentar carreteras.

²¹ También son muy importantes los recursos de petróleo que pueden hallarse como tight oil o shale oil en las lutitas. Ver. Allix P, y otros (2010)

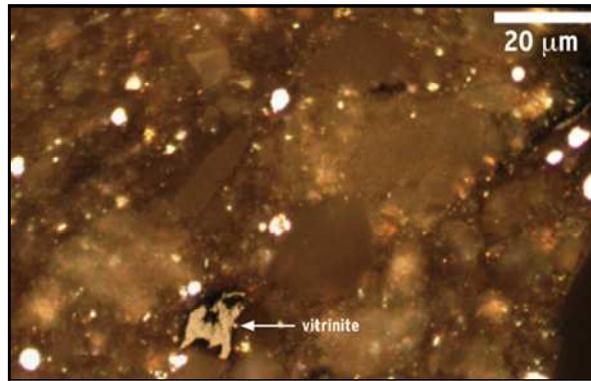
²²La ausencia de oxígeno puro se conoce técnicamente como condiciones anóxicas o anaeróbicas.

²³Se denomina play de shale gas a aquellas zonas de prospección petrolera donde es posible la ocurrencia de este tipo de hidrocarburo.

Carbono Orgánico Total (COT): Es una propiedad fundamental en las rocas generadoras de shale gas, representa el porcentaje en peso de la materia orgánica con respecto al peso de la roca total. Lo ideal es que este valor sea superior al 2%.

Madurez de la Materia Orgánica (Ro): En depósitos de shale gas la madurez de la materia orgánica que contienen las rocas se mide en términos de la reflectancia de la vitrinita²⁴ (%Ro), la cual varía en base al grado de enterramiento y calentamiento al que esté sometida la roca. La reflectancia de la vitrinita es una medida de la intensidad de la luz que se refleja sobre una superficie pulida de este material. Para hacer los estudios se prepara una muestra de materia orgánica insoluble (kerógeno), se fija con resina y se pule para ser analizada microscópicamente con luz reflejada. En la figura 7 se observa un fragmento de vitrinita dispersa con un 1.2% de reflectancia en un depósito potencial de gas de esquisto de la Formación Pearsall del Cretácico inferior en el sur de Texas.

Figura II.7. Vista al microscopio de un fragmento de vitrinita de la Formación Pearsall.



En base a estudios realizados se ha estimado la siguiente escala de valores de la Reflectancia de la Vitrinita (%Ro) usada a menudo en la fase exploratoria:

0.6 < Hidrocarburos < 1.6-1.7

0.6 < Líquidos < 1.1-1.2

< Gases Húmedos < 1.7

²⁴La vitrinita son restos de material vegetal leñoso carbonizados.

Gases Secos > 1.7

Tipo de gas generado y almacenado en el reservorio: En los depósitos de shale gas éste pudo haberse originado de dos modos, además de ser posible una mezcla entre ambos tipos:

Gas Termogénico: también llamado térmico, es el que se origina cuando la materia orgánica madura es sometida a temperaturas y presiones adecuadas para generar hidrocarburos. Aproximadamente un 80% del gas natural que se encuentra en las cuencas sedimentarias a nivel mundial ha sido generado de esta forma.

Gas Biogénico: este tipo de gas es generado por actividad bacteriana en áreas con presencia de agua proveniente de fenómenos meteorológicos como lluvia, nieve y granizo²⁵, inicialmente abundantes en oxígeno y finalmente en ausencia de él (condiciones anóxicas). Este tipo de gas corresponde al 20% restante y es un gas seco a diferencia del gas termogénico.

Permeabilidad del Reservorio: la propiedad petrofísica mas importante dentro de un depósito de shale gas lo constituye la permeabilidad, ya que mientras mas permeable sea la matriz de la roca almacén, el gas se moverá con mayor facilidad hacia las fracturas naturales o inducidas del reservorio, aumentando así su productividad, la cual es mucho menor que en los reservorios convencionales donde la recuperación alcanza valores entre 50% y 90%, mientras que en los reservorios de shale gas está comprendida entre 5% y 20%. Sin embargo en aquellos yacimientos con fracturas naturales estos valores pueden ir de un 30% a 60%, tal como se observa en la tabla 2 que muestra una comparación entre los reservorios de gas convencional y los de shale gas.

²⁵El agua proveniente de fenómenos meteorológicos como lluvia, nieve y granizo es conocida técnicamente como agua meteórica, la cual se origina por efecto de la condensación y solidificación del vapor de agua que contiene la atmósfera.

Tabla II.2. Tabla comparativa entre los reservorios de shale gas y los reservorios de gas convencional.

Característica	Depósitos de Shale Gas	Depósitos de Gas Convencional
Tipo de Roca (Tamaño de grano)	Rocas de granulometría fina	Rocas de granulometría de fina a gruesa
Profundidad de los reservorios	Generalmente se encuentran más someros que los convencionales, sin embargo en algunos casos se pueden encontrar a profundidades iguales o superiores.	Más profundos que los reservorios de shale gas
Sistema Petrolero	La roca generadora, reservorio y sello coinciden en la misma roca	Los elementos esenciales como roca generadora, reservorio y sello no coinciden en la misma roca
Producción (% de recuperación)	Generalmente va de 5% a 20% excepto en algunos casos que llega a 60% en reservorios que presentan fracturas naturales.	El porcentaje de recuperación va de 50% a 90%
Actividades Exploratorias (Base de Datos)	Se requieren estudios de sísmica 3D, geoquímicos y petrofísicos más minuciosos	No se requiere información tan detallada para delimitar los yacimientos
Actividades de Explotación (Uso de tierra)	Mayor uso de terreno para la instalación de los sistemas de fracturación hidráulica	Menor uso de terreno
Actividades de Explotación (Tipo de Pozos)	Perforaciones Multidireccionales	Generealmente perforaciones verticales
Actividades de Explotación (Uso de agua)	Mayor uso de agua empleada en los sistemas de fracturación hidráulica	Menor uso de agua
Actividades de Explotación (Manejo del agua)	Se debe prestar mayor atención al agua de retorno que es altamente contaminante. De igual manera preservar la integridad de los acuíferos cercanos a los yacimientos.	A pesar de que también se lleva a cabo el tratamiento de las aguas de retorno, éstas no son tan contaminantes como las provenientes de la explotación de los reservorios de shale gas.

A pesar del gran auge que ha tenido a nivel mundial la explotación de este tipo de gas contenido en rocas de granulometría muy fina, se conoce que el primer pozo de gas comercial perforado en Estados Unidos, específicamente en el estado de Nueva York

durante el año 1821 fue un pozo de shale gas. Se presume que debido a que la demanda de gas natural podía satisfacerse a partir de los reservorios de gas convencional cuya extracción requería de menor tecnología y por ende de menores costos, este tipo de reservorio no fue tomado en cuenta sino hasta hace pocos años, cuando por aumento de la demanda de energía a nivel mundial producto del crecimiento de nuevas potencias, agotamiento de reservas de gas convencional y desarrollo de nuevas técnicas de extracción, entre otras, la producción de shale gas se ha dado en países como Canadá y Estados Unidos principalmente, cuyas reservas han aumentado considerablemente al incluir este tipo de hidrocarburo fósil.

Como hemos visto anteriormente, una de las principales características de este tipo de reservorio y tal vez la que lo ha posicionado por detrás del gas natural proveniente de reservorios convencionales, es la baja permeabilidad de las rocas que lo contienen, lo que impide el flujo natural del líquido al pozo. Por esta razón los pocos casos de extracción de shale gas en el pasado provienen de aquellos reservorios ubicados a poca profundidad cuyas rocas presentaban fracturas naturales lo cual permitía la movilización del gas hasta la boca del pozo.

Capítulo III

Peak Oil Triangulo de Recursos y Políticas Públicas

El objetivo de este Capítulo es ilustrar el cambio de paradigma que implicó pasar de la visión del Peak Oil, al Triangulo de Recursos. Asimismo se desarrollan dos visiones de política económica, la que podríamos denominar “Curnocopía”, y una visión histórica del rol desempeñado por las Políticas Públicas particularmente en USA, en el desarrollo de los gases no convencionales.

1 El pico de producción de gas natural.

King Hubbert, publicó su teoría sobre la evolución de la producción de hidrocarburos, entre 1956 y 1982.²⁶ Su teoría predecía un ciclo de descubrimientos, seguido de un ciclo de producción. Ambos ciclos se representaban por una curva en forma de campana, cuya expresión analítica es una función logística.

Esta teoría tuvo un gran éxito al predecir la declinación en la producción de crudo, proveniente de los 48 estados que conforman el contorno continental de USA a partir del año 1971.

En el año 2001 Campbell acuña el término Peak Oil, y crea junto con otros, la Asociación para el Estudio del Peak Oil²⁷. Rápidamente se comienza a denominar a la teoría que Hubbert había planteado en la década del cincuenta, con la misma denominación o sea teoría del Peak Oil. En enero del año 2001 empieza a editarse el Newsletter de ASPO, sigla que traducida significa Asociación para el Estudio del Peak Oil²⁸.

La curva de Hubbert era simétrica, o sea aumentaba y descendía de la misma forma. Luego, cuando se llegaba al pico se había consumido la mitad de los Recursos Recuperables Totales.

²⁶ Resaltamos el término “publicó”, por que según Deffeyes (2005), Hubbert, no dio a conocer su método de trabajo, sino recién en 1982, cuando contaba con 79 años de edad.

²⁷ En inglés ASPO

²⁸ Ver <http://aspoireland.org/newsletter/>

A partir de esta visión, se desarrolló la teoría del Punto Medio, que adoptaremos en este informe para ilustrar la situación del gas natural convencional en nuestro país.

Esta teoría plantea que se puede estimar el momento del Peak Oil, en función de una estimación de los Recursos Recuperables Totales, y suponiendo que la producción de hidrocarburos comienza a declinar inexorablemente cuando la producción acumulada alcanza el 50 % de los Recursos Recuperables Totales, de allí su nombre de teoría del punto medio.

Tal como señala Campbell (1991) la teoría no intenta ser precisa, pero supone que el punto medio es un indicador adecuado a partir del cual la producción probablemente comience a decaer.

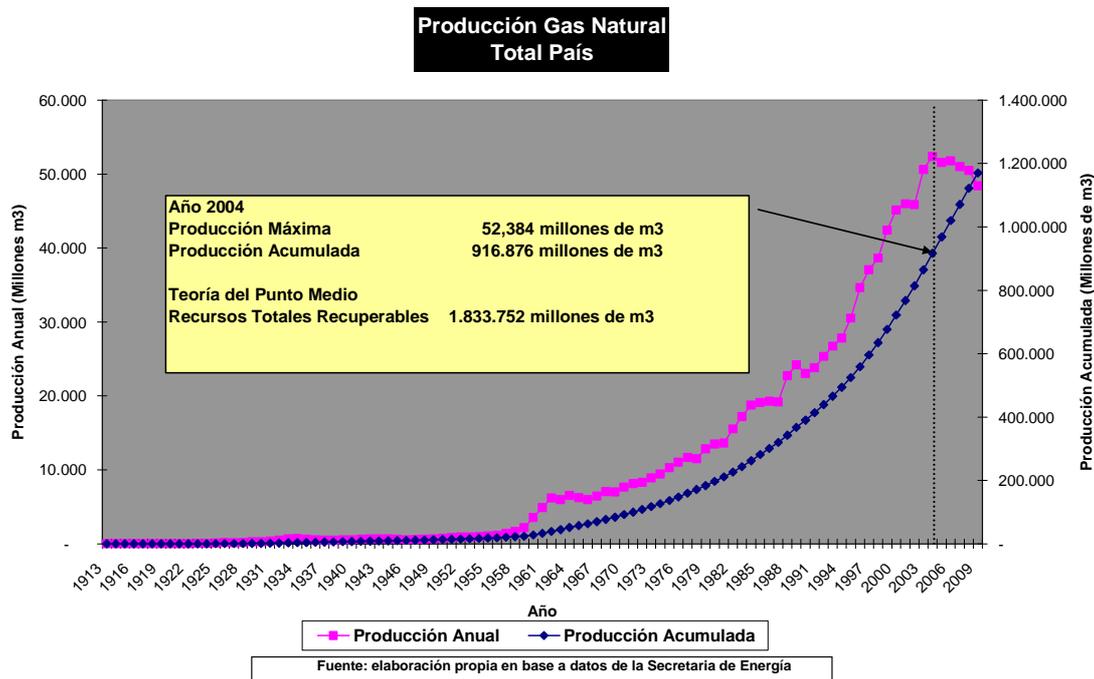
Con base en esta teoría del Punto Medio, analizaremos brevemente como se ha comportado la producción de gas natural en las distintas cuencas productoras en Argentina.

2) Peak Gas en Argentina.

La producción de gas natural, de la Argentina en su conjunto ha registrado un pico, en el año 2004, y como se ha producido en un contexto de precios internos bajos del gas natural, aún existen dudas respecto de cuál es la responsabilidad sobre el mismo que corresponde a la escasez de recursos en el subsuelo, y cuál podría ser la influencia de los factores económicos.

La producción alcanzada en dicho año fue de 52.384 millones de m³. Dado que a dicha fecha la producción acumulada fue de 916.876 millones de m³, basándonos en la teoría del punto medio, el total de recursos recuperables de gas (incluyendo lo ya producido), era de 1.833.752 millones de m³.

Gráfico II.1



No obstante estos números pueden ser demasiado conservadores, dado que no todas las cuencas sedimentarias productivas, han entrado en declinación.

En el caso del gas natural, solo nos referiremos a cuatro Cuencas Sedimentarias productoras, esto es Cuenca Noroeste, Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge y Cuenca Austral. De las 4 Cuencas mencionadas, solo dos (Noroeste y Neuquina), muestran una tendencia definida a la declinación, mientras que las Cuencas del Golfo San Jorge y Austral, han sostenido en el tiempo una tendencia al crecimiento.

La Cuenca Noroeste, ha sido la más temprana en iniciar su declinación en el año 2003. Por su parte la Cuenca Neuquina, comenzó su declinación en el 2004, arrastrando por su incidencia la producción del país en igual sentido. Particular importancia tuvo en esto el comportamiento del hasta ahora único Mega yacimiento de la Argentina, esto es Loma la Lata. En el caso de las otras dos Cuencas el desempeño y las perspectivas son más alentadores.

El caso de la Cuenca Austral es donde quizás las perspectivas de gas convencional, sean más alentadoras, dado la reciente ampliación en la capacidad de transporte de gas entre Tierra del Fuego y el continente, la cual permitirá un desarrollo acelerado de los ricos yacimientos que integran la Concesión Cuenca Marina Austral I.

En síntesis, en materia de gas natural, si bien hay evidencia de un pico de producción de gas natural a nivel país, no ocurre lo mismo cuando trabajamos a nivel de cuenca. En tal sentido, el hecho adverso más significativo ha sido la rápida declinación del yacimiento Loma la Lata, en la Cuenca Neuquina, mientras que el hecho más alentador, es el potencial de los yacimientos Costa Afuera de Tierra del Fuego.

3 La visión de Curnocopia, y los gases no convencionales.

El término Curnocopia, o sea el Cuerno de la Abundancia, es empleado para caracterizar a aquellos autores que tenían en la década del ochenta y del noventa una visión optimista en materia de recursos naturales, este grupo incluye típicamente a economistas, tales como Simon, Adelman, Hausman y Myers.²⁹

Como hemos dicho, el artículo de Campbell y Laherrere, apareció en 1998, cuando los precios del crudo no solo eran bajos, sino que al poco tiempo en 1999, bajaron mucho más aún. Se planteaba entonces una tensión entre las proyecciones alarmantes de los defensores de la teoría del ciclo de producción, y los precios de mercado substancialmente bajos.

En este marco el conjunto de economistas que mencionamos, opinaba que los precios son los que darían la señal de escasez, y que cuando esto ocurra, se daría el estímulo necesario para encontrar y extraer mas hidrocarburos convencionales, y mejorar las tecnologías para la extracción de los no convencionales.

Frente a las estimaciones físicas que mostraban Geocientistas, sobre volúmenes descubiertos y producción acumulada, este grupo de economistas se fijaba en los precios del petróleo y el gas natural, y encontraba que como los mismos eran relativamente bajos desde mediados de la década del ochenta, y durante la década del

²⁹ Ver McCabe (1998), páginas 2111 a 2112.

noventa, y argumentaban entonces que no existía o no existiría un problema de escasez sin que los precios lo reflejen.

4 Los Gases No Convencionales.

La teoría de Hubbert sobre el Pico de Producción, es una teoría que como hemos visto, hace énfasis, en los descubrimientos de acumulaciones. Es una teoría orientada hacia los hidrocarburos convencionales y no hacia los no convencionales.

Los hidrocarburos convencionales, tienen la característica de que fluyen a través del subsuelo y se concentran en grandes cantidades en ciertos puntos del mismo (trampas). Estas acumulaciones discretas, ocupan en general áreas relativamente pequeñas, aisladas entre sí. Por lo tanto la exploración con vista al descubrimiento es riesgosa, porque hay que encontrar justamente estas áreas relativamente pequeñas, pero luego la extracción es relativamente poco costosa porque una vez perforada la trampa, los hidrocarburos ya sea por presiones naturales o bien por presiones incorporadas, tienden a fluir con cierta facilidad hacia la superficie.

Los denominados hidrocarburos no convencionales, tienen en común que por las características del hidrocarburo, o bien, por las características de las rocas en que se encuentran, no han podido fluir en el subsuelo, y acumularse en determinados sitios, (acumulaciones discretas) sino que han quedado distribuidos en el subsuelo en una amplia superficie con baja densidad (acumulaciones continuas).

Algo similar pasa en otras actividades mineras, en donde la veta corresponde al mineral altamente concentrado, y la minería sobre “placeres”, o “material diseminado”, corresponde a la explotación del mineral con bajo nivel de concentración.

En el caso del gas natural el problema que dificulta que el hidrocarburo fluya en el subsuelo, es la característica de la roca en donde se encuentra almacenado. En un yacimiento convencional, el gas se encuentra atrapado en una estructura de roca con suficientes espacios vacíos que le permiten almacenar el gas³⁰ y limitada por una capa

³⁰ Se llama porosidad a la capacidad de un material para absorber líquidos o gases gracias a los espacios vacíos o poros que contenga en su estructura. La porosidad se expresa como un porcentaje del volumen total de roca que corresponde al volumen de todos los poros. Se llama permeabilidad, a la interconexión que tienen entre sí los poros, y

de roca cuyas propiedades evitan que este gas escape a la superficie^{31 32}, mientras que un yacimiento no convencional consiste en una acumulación de capas de rocas sedimentarias cuyos espacios vacíos no están conectados entre sí por lo cual el gas queda atrapado en ellos.

De los gases no convencionales, el más importante para la Argentina es el gas atrapado en pizarras formadas por arcillas. A este gas se lo denomina shale gas. Otros gases no convencionales, son el gas de arenas compactas (tight gas), los esquistos que pueden producir gas (gas shale)³³, el gas de lecho de carbón (coalbed gas), y los hidratos de gas.

Para los hidrocarburos no convencionales, la cuestión de la fecha del descubrimiento es irrelevante para proyectar el pico producción³⁴ ya que, a diferencia de los hidrocarburos convencionales, los descubrimientos de hidrocarburos no convencionales vienen ocurriendo desde mucho tiempo atrás, sin que se hayan puesto en producción.³⁵

5 El Triángulo de Recursos.

La visión del “Cuerno de la Abundancia”, se vinculó al concepto de Triángulo de Recursos. Esta imagen resultó sumamente conveniente para representar la nueva visión en materia de hidrocarburos.

Gray (1977) y Masters (1979), son los que introducen esta imagen, particularmente con relación al gas natural en la Provincia de Alberta en Canadá. Ambos autores, observan que en dicha región, además de las acumulaciones de gases convencionales, que estaban

que permiten que los fluidos circulen a través de los mismos. Esta propiedad que fue estudiada por el científico francés Henry Darcy (1803-1858), dio lugar a la ley que lleva su nombre, y que mide la permeabilidad, en unidades también denominadas “Darcy”.

³¹ Conocidas como rocas impermeables aquellas cuyos poros o espacios vacíos no están interconectados entre sí impidiendo el paso de fluidos o gases a través de ellas.

³² A estas formaciones que pueden almacenar hidrocarburos, se las denomina Trampas, y las hay de varios tipos, tales como estratigráficas o estructurales

³³ El shale gas es diferente del gas shale, ya que el primero es un gas ya generado que se encuentra almacenado en la roca madre, mientras que el segundo es un gas que no se ha generado aún pero que puede generarse si se somete a la roca madre a ciertos cambios en presión y temperatura.

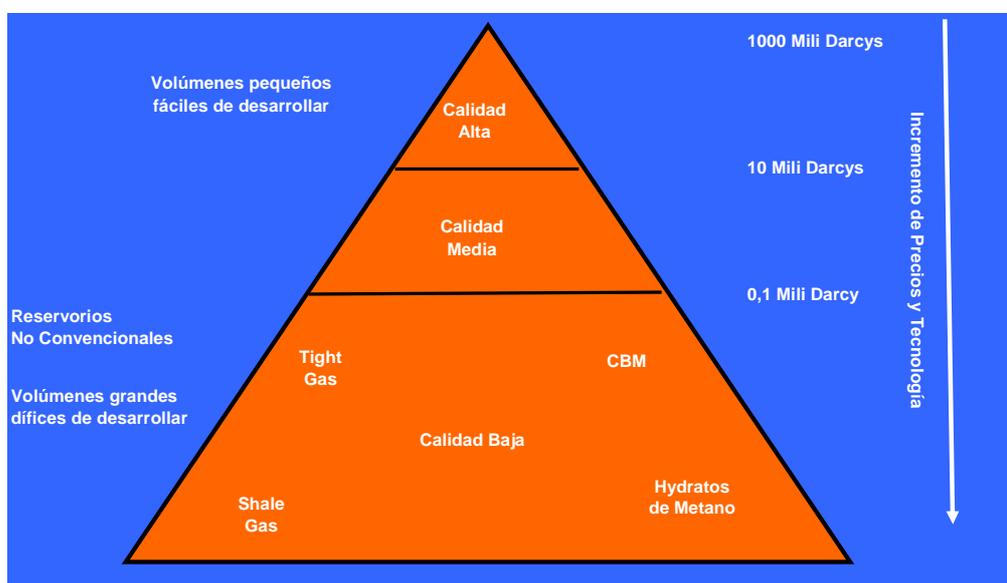
³⁴ En el caso de los gases no convencionales, la exploración orientada al descubrimiento no es un tema relevante, aún cuando si son relevantes los trabajos previos para identificar dentro de las formaciones que contienen hidrocarburos no convencionales, cuales son las más productivas

³⁵ En el caso de Argentina por ejemplo, la formación Vaca Muerta fue descubierta en 1931 por el Dr. Charles E. Weaver y la producción de Shale Gas a partir de esta formación aún no ha comenzado, de manera efectiva en nuestro país.

siendo depletadas, existían grandes acumulaciones de gas natural, más profundas en los denominados “centros de cuenca”. Se trataba del tipo de recurso, que hoy se llama más frecuentemente como gas de arenas compactas o “tight gas”.

El triángulo lleva implícita la idea de que en su parte superior, existen volúmenes relativamente pequeños de alta calidad de gas natural.³⁶ A medida que descendemos por el triángulo, el volumen de recursos es cada vez mayor, pero su calidad es progresivamente inferior. Este hecho hace que cuando bajamos en el triángulo, se necesite más tecnología y mayores precios para hacer posible la producción.

Figura II.1



Masters (1979), refiere a este fenómeno como una situación típica en minería, en donde se encuentran pocos depósitos de mineral de alto grado, y grandes de mineral disperso. El Triángulo de Recursos, propuestos por estos autores, ha tenido numerosas variaciones.³⁷

El mensaje más importante del Triángulo de Recursos, es que no existe un problema de agotamiento, sino que explotamos primero los hidrocarburos de mejor calidad, y luego los de peor calidad, siendo la situación actual en Argentina, una en la cual corresponde

³⁶ Ver Del Regno, L. (2011)

³⁷ Por ejemplo Holditch, ha desarrollado una versión del mismo, que incluye no solo al gas natural, sino a todos los hidrocarburos fósiles.

bajar por el Triángulo hacia hidrocarburos de menor calidad, lo cual implica mejores tecnologías, y mayores precios.

Pero hay más cuestiones que la imagen del triángulo plantea. Aún dentro de cada categoría de recursos (convencionales y no convencionales), las calidades no son homogéneas.

En el caso de las formaciones que tienen gases no convencionales, la roca que los contiene es heterogénea. En algunos casos, se encuentran fracturas naturales en la roca, que le dan mayor porosidad y permeabilidad, y constituyen los denominados puntos dulces o “swett spot”. Esta fracción de roca podrá explotarse con menores precios y menor necesidad de tecnología, que otras que no presenten fracturas naturales. Pero estos “swett spot”, son una fracción minoritaria de la roca que contiene a los gases no convencionales. Luego en los hidrocarburos no convencionales, se puede también distinguir distintas calidades de yacimientos, siendo los de mejor calidad un volumen menor que los de calidad más baja.

Cuáles serían las dimensiones reales que corresponderían al Triangulo de Recursos, es una cuestión difícil de responder. Pero para dar una idea, pueden mencionarse los resultados del informe publicado en abril de 2011 por la Administración de Información Energética dependiente del Departamento de Energía de los Estados Unidos ³⁸ . De acuerdo al mismo, la Argentina cuyas Reservas Probadas de gas natural estaban en el año 2009 en 13.4 TCF³⁹ contaba con un potencial en materia de shale gas, de 774 TCF.

6 Curnocopía, ejemplos históricos.

McCabe (1998) emplea el concepto de Triángulo de Recursos, como argumento para confrontar las proyecciones de los partidarios de la teoría del Peak Oil. De acuerdo a este autor, el Triángulo de Recursos, es una mirada alternativa a la del “barril medio vacío”, del Peak Oil.

³⁸ DOE 2011. Vease también Boyer C y otros. (2011)

³⁹ TCF: Trillones de Pies Cúbicos.

Es interesante señalar que cuando este autor, propone su teoría, aún no se había producido el cambio tecnológico, que ha tornado económica la explotación de los gases no convencionales a gran escala.

La teoría que presenta este autor, se apoya en la observación que en el pasado existieron varios ejemplos de recursos energéticos que alcanzaron un pico de producción y luego descendieron drásticamente. Pero este descenso estuvo vinculado a la aparición de un sustituto más barato, originado en el cambio tecnológico.

Los ejemplos que aporta este autor, son:

- a) el aceite de ballena, ampliamente empleado como combustible para iluminación en USA al inicio de la guerra civil en dicho país en 1861, que inmediatamente fue reemplazado por el kerosene elaborado a partir del petróleo crudo.
- b) El carbón de alta calidad de Pensylvania (antracita) empleado para generación eléctrica, hasta su rápido reemplazo luego de la primera guerra mundial por petróleo y gas natural.
- c) El carbón en Inglaterra, ampliamente empleado hasta los descubrimientos y puestas en producción de los yacimientos de petróleo encontrados en el Mar del Norte.

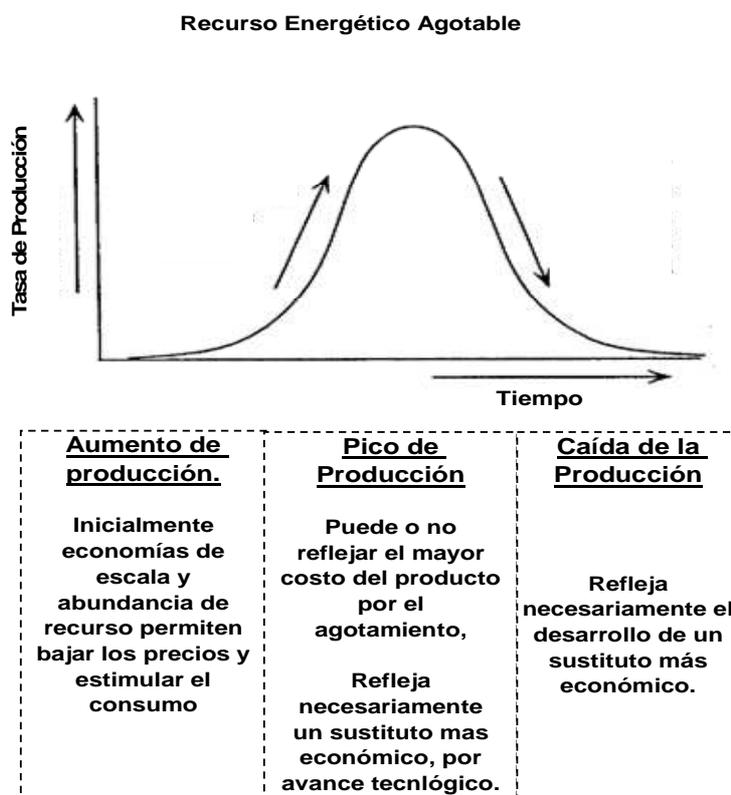
En cada uno de estos ejemplos se observa que se produjo un pico de producción y luego una declinación tal como predice Hubbert.

Pero McCabe señala que la declinación no es principalmente el resultado del agotamiento físico del recurso, aun cuando el agotamiento en algunos casos lo volvió más caro. Sino que el factor principal ha sido su reemplazo por un sustituto, que el progreso tecnológico tornó posible de explotar a precios más competitivos. En el caso del aceite de ballena empleado por USA, fue el kerosene producido con petróleo, sin que en el siglo XIX se hayan extinguido las ballenas aun cuando sí fueron diezgadas en parte del Atlántico. En el caso de la antracita de Pensylvania, fue reemplazada existiendo aún significativas reservas de este carbón de alta calidad en dicha región. Por último, el desarrollo de la tecnología para explorar y explotar yacimientos en aguas profundas,

permitió el descubrimiento y desarrollo de los grandes yacimientos del Mar del Norte que desplazaron al carbón.

En este sentido, según McCabe, en algún momento previo a que el agotamiento del recurso determine la caída en la producción, es el avance tecnológico que opera en forma continua el que genera un sustituto más barato, para un recurso que se está agotando.

Figura II.2



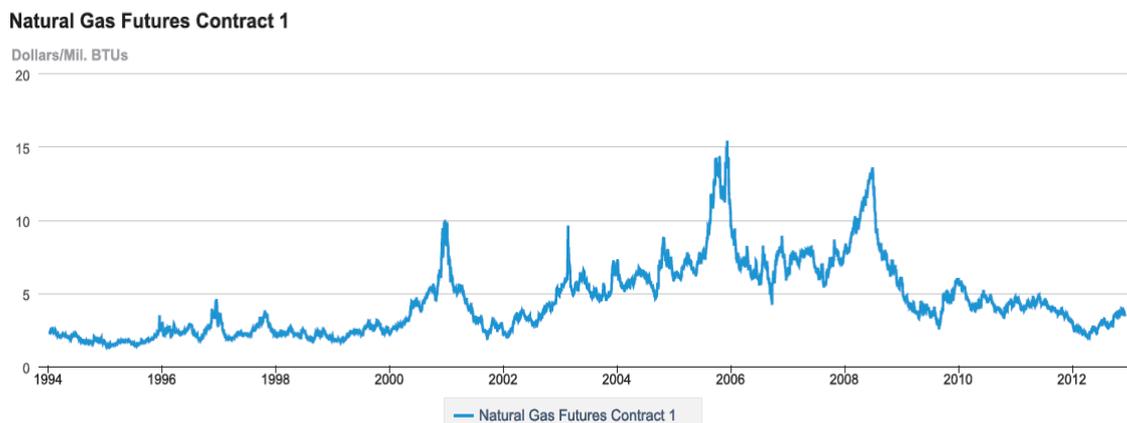
7 Mercado y Políticas Públicas

De acuerdo a lo que hemos señalado en la visión caracterizada como Cornucopia, el mercado provee los incentivos adecuados para el cambio tecnológico, que torna más barata la explotación de recursos de menor calidad. McCabe (1998), muestra algunos ejemplos que parecen confirmar esta visión.

Si observamos la evolución de los precios del gas natural en USA, representado por el precio en el principal mercado (Henry Hub) vemos una tendencia creciente que se

manifiesta a partir del año 2000, que alcanza algunos picos importantes entre el 2006 y el 2008 por fenómenos climáticos, pero que luego toma una tendencia decreciente marcada que se mantiene hasta el momento.

Gráfico II.2



 Source: U.S. Energy Information Administration

Este gráfico parecería dar sustento a esta visión, según la cual el mercado tendría una gran eficiencia, dado que aparentemente, una señal de precios importante durante pocos años, habría disparado un cambio tecnológico importantísimo, que habría revertido rápidamente la tendencia de los precios.

Sin embargo este análisis, no explica el largo proceso de aprendizaje que requieren las nuevas tecnologías para tornarse económicamente competitivas. En este sentido cabe señalar que ni la visión de la Curnocopía, ni la evidencia de McCabe (1998), asignan ningún rol a las políticas públicas en el desarrollo de estos procesos de desarrollo tecnológico y sustitución.

La experiencia en este sentido en USA, muestra sin embargo un rol muy activo de diversas Agencias Federales, como así también medidas de estímulo fiscal, tendientes a fomentar el desarrollo tecnológico de los hidrocarburos no convencionales.

Esta política se generó en la década del setenta, a partir de la primera crisis del petróleo, y se mantuvo hasta fin de siglo, aún cuando los precios de los hidrocarburos convencionales tuvieron niveles bajos durante períodos prolongados.

Dentro de estas políticas, se destacan por una parte, aquellas orientadas hacia dar mejores precios e incentivos fiscales, y aquellas orientadas hacia el desarrollo de nueva tecnología.

En materia de precios e incentivos fiscales, en 1978 la Natural Gas Policy Act, estableció precios máximos diferenciales (más altos) e incentivos fiscales para la producción de los distintos tipos de gases no convencionales.

Los incentivos de precios se mantuvieron un corto tiempo, porque el mercado tendió a desregularse, pero los incentivos fiscales continuaron mucho más tiempo y fueron altamente significativos.⁴⁰

8 Políticas de desarrollo tecnológico. ⁴¹

En esta última sección abordaremos esta dimensión de las políticas públicas que ha sido central para el éxito actual de los gases no convencionales.

Entre las instituciones claves a través de las cuales se materializó la intervención pública en materia de fomento del conocimiento de gases no convencionales, se encuentra el Gas Research Institute (GRI) fundado en 1976 en conjunto con la Comisión Federal de Energía (FPC) con el objeto de fomentar la investigación y el desarrollo del gas natural. El GRI financia sus actividades con fondos que surgen de una tasa sobre el gas natural vendido. Estos fondos en su punto máximo en 1994, fueron de más de \$ 212 millones.⁴²

Además de los trabajos de investigación realizados por el GRI, deben tenerse en cuenta los recursos aportados por otras agencias gubernamentales, tales como el Departamento de Energía de USA (DOE) De acuerdo a nuestras estimaciones basadas en cifras oficiales, el monto invertido por el DOE en Investigación y Desarrollo en gases no convencionales, ascendió entre 1979 y 1999 a u\$s 1.095 millones, considerados a

⁴⁰ El Gobierno de USA, mediante la Windfall Profit Tax Act of 1980 estableció un crédito fiscal de hasta u\$s 3 por barril producido, de hidrocarburos no convencionales, incluyendo los gases no convencionales

⁴¹ Ver Burwen J y Flegal J (2013)

⁴² <http://www.gastechnology.org/About/Pages/History.aspx> consultado el 14 de diciembre del 2012.

valores del año 2012.⁴³ No contamos con información de otras agencias, tales como el Servicio Geológico de USA, (USGS), que sin duda contribuyeron también a estos desarrollos.

Tanto el GRI como el DOE actuaron complementariamente en esta búsqueda del desarrollo de los recursos no convencionales de gas con el fin de maximizar todas las fuentes de energía doméstica. El DOE se centró principalmente en el fundamento científico, y el GRI en la parte aplicativa y en la transferencia de tecnología.

Existen 5 programas principales que se llevaron a cabo desde estas agencias en conjunto con sectores privados y universidades, cuyos resultado fueron decisivos a la hora generar el desarrollo de estos recursos no convencionales,⁴⁴ y que fueron logrados solamente por la cooperación y coordinación constante que existió entre estos tres sectores. De estos 5 programas nos interesa destacar 2 de ellos, que son los más relevantes para el desarrollo del Shale Gas.⁴⁵ :

8.1 Eastern Gas shale Program (1976-1992)

En la época en que se comienza este programa, los recursos de shale gas en EEUU, eran vistos como insignificantes.

El programa constó de 3 etapas diferenciadas:

- a) En los primeros 5 años se concentraron todos los esfuerzos en caracterizar la zona, desde el punto de vista geológico, geofísico, las propiedades de las reservas, y la magnitud de los recursos. Aquí se comenzó la evaluación de la zona, de los recursos y del área, con el objetivo de desarrollar exploraciones racionales. Los datos recolectados fue principalmente estratigráfica, estructural, sedimentológica, física, y química, lo que permitió el correcto trabajo en el laboratorio.

⁴³ Elaboración propia en base a datos de EIA (1999) páginas 116 y 117

⁴⁴ Ver National Research Council(2001) y DOE (2007)

⁴⁵ Se omiten en mérito a la brevedad, el programa orientado a gas de lecho de carbón, el orientado a hidratos de gas, y el orientado a yacimientos ultra profundos.

- b) Empezando los años 80', se comenzó a detallar el desempeño de las reservas, y a trabajar en el desarrollo de un “simulador de yacimientos”, un modelo matemático que sirvió para cuantificar las interrelaciones entre los parámetros principales en juego, para comprender de mejor manera el proceso de estimulación, el flujo de gas desde las reservas, los parámetros económicos relacionados con la fractura y la producción. En esta etapa existió un rol activo de las Universidades.
- c) En la etapa más avanzada, el programa se centró principalmente en la validación de este simulador, testeando los modelos conceptuales desarrollados anteriormente. Es aquí donde la industria privada, motivada con exenciones impositivas, cobró un rol fundamental compartiendo costos con las agencias estatales, y, asumiendo mayores riesgos, desarrolló las técnicas estudiadas en nuevas zonas.

El desarrollo de este programa, con alrededor de 30 proyectos en su interior, sentó las bases que permitieron la explotación de estos recursos de una manera más eficiente, y económicamente viable. Se comenzaron a utilizar técnicas hoy comúnmente usadas para la explotación de estos recursos (como la perforación horizontal, o el empleo de espuma como fluido de fracturación “Foam fracturing”) que se convirtieron con el tiempo en productos comerciales y tecnológicos, y se realizaron análisis comparativos entre diferentes métodos de estimulación que supieron guiar a la industria de acuerdo al sistema de fracturas naturales de cada zona.

Las técnicas sobresalientes de este proyecto son las siguientes:

- Tecnología de fractura con espuma: Se utilizó por primera vez aquí, permitiendo transportar a la arena con el fluido de fractura, reduciendo la cantidad de agua utilizada. Si bien se produjo un aumento de costos, estos se compensaron con la caída de los costos de limpieza de pozos y la mayor productividad, haciendo que hacia el año 1979 esta técnica se vuelva comercial.
- Extracción de muestras, y análisis fractográfico: Permitió la detección y localización de las fracturas naturales, y la evaluación de la baja permeabilidad de los recursos.

- Perfilaje de arcillas del Devónico: desarrollo las técnicas de perfilaje eléctrico.
- Video subterráneo (adentro del pozo): se utilizó por primera vez aquí, para luego hacerse comercial.
- Fractura hidráulica masiva a gran escala
- Perforación direccionada para mejorar la productividad.
- Mediciones electromagnéticas durante la perforación

Según estudios publicados en 2001⁴⁶, la conjunción de los tres actores mencionados anteriormente fue por demás exitosa, adjudicando a la existencia del programa el 50% de los beneficios obtenidos, en la primera y segunda etapa del mismo, y un 25% de la tercera.

8.2 Western Gas Sands Program: (1978- 1992)

Este programa se centró especialmente en el desarrollo de nuevas y mejores técnicas para la recuperación de gas de reservas de baja permeabilidad (tight gas), cuya producción hasta el momento no era viable desde el punto de vista económico. Para esto sus tareas se dirigieron al fomento y complemento de los esfuerzos de la industria para desarrollar nueva tecnología, y demostrar la factibilidad de producción de las reservas de tight gas.

Al igual que el programa anterior tenía 4 objetivos fundamentales que hacían a:

- a) La determinación del recurso
- b) Caracterización del área y del recurso
- c) Investigación, instrumentación y modelación
- d) Desarrollo de la tecnología.

Aquí el estudio y estimación del nuevo recurso, su cuantificación y caracterización, fue fundamental para el desarrollo de las siguientes etapas. Sabiendo cómo el recurso se

⁴⁶ Ver National Research Council(2001)

distribuye en cada cuenca, su posible potencial, información adicional sobre las porosidades, la saturación del agua, temperatura y saturación de la roca, la industria comenzó a apreciar el volumen de gas presente en estas cuencas, y a estudiar nuevas formas de explotarlo y producirlo.

A partir de este programa, el tight gas comenzó a ser reconocido como una parte importante de los recursos de gas de USA.

Las técnicas sobresalientes, relacionadas con este programa son las siguientes:

- Tecnología avanzada de muestras y análisis en gas de arenas compactas (tight gas)
- Metodología específica de caracterización de las reservas de gas de arenas compactas (tight gas)
- Análisis de la fractura natural
- Estudios de presión
- Registro avanzado de las reservas de gas de arenas compactas.
- Perforación horizontal o desviada en reservorios fracturados

En la primera etapa de investigación, fue el DOE quien financió la mayor parte. Al pasar a la etapa de las demostraciones de campo, se fue incorporando gradualmente la inversión privada, quien jugó un rol fundamental en el desarrollo de las nuevas tecnologías. El trabajo en conjunto logró finalmente que la oferta de gas natural aumentara, a un menor costo.⁴⁷

⁴⁷ Un testimonio de la importancia que han tenido las políticas de incentivos fiscales y subsidios directos a la actividad, es la importante oposición que despertaron estas medidas en grupos con una visión diferente en materia de energía. Ver en particular Koplow (1993), (2009), (2010) y (2012) y Management Information Services, Inc. (2011) Una visión diferente desde la industria esta dada por API (2012 c)

9 Costos y Beneficios de las Políticas Públicas

Existe hoy en día un gran debate en USA, sobre las medidas de promoción hacia el sector energía, con impacto fiscal. Estas políticas se han vuelto temas sensibles de debate, por el alto nivel de endeudamiento que registra la economía, y la presión que ejercen grupos preocupados por la política ambiental, que critican vehementemente todo beneficio fiscal hacia el sector de combustibles fósiles, e incluso energía nuclear.

De acuerdo a algunas estimaciones, a partir de datos oficiales de USA el valor de los impuestos no percibidos, por el otorgamiento de beneficios fiscales, para hidrocarburos no convencionales, incluyendo gas y petróleo, representó para el Tesoro de dicho país, entre 1987 y el 2004, un valor corriente de u\$s 9.470 millones, que actualizado por el IPC de USA al año 2012, suma u\$s 13.875 millones.

Lo cierto es que a mediados de la primera década de este milenio, el desarrollo tecnológico, ya permitía que ciertos tipos de gases no convencionales (gas de lecho de carbón y gas de arenas compactas), pudiesen competir en el mercado.

La hipótesis que podría sostenerse en base a estos datos, es que ciertas tecnologías fueron madurando desde la década del setenta, aun cuando los precios de la energía fueron bajos durante muchos años, en el marco de políticas públicas que incentivaron estos desarrollos junto con el sector privado. En este sentido, observamos en el caso de los gases no convencionales, un proceso similar al que tuvo lugar en Brasil, con el desarrollo de biocombustibles.

En este marco, el hecho de que a partir del año 2004 o 2005, se haya producido una verdadera revolución tecnológica en materia de explotación de shale gas, y esto haya coincidido con precios altos del gas natural, no puede soslayar el hecho de que estas nuevas tecnologías, tuvieron una fase de aprendizaje prolongada, que fue sustentada en una medida importante por políticas públicas específicamente diseñadas a tal fin.

O sea no han sido solo las señales de mercado las que han operado para generar esta substitución de un recurso escaso pero de buena calidad, por recursos más abundantes y de menor calidad, sino también un conjunto de políticas públicas sostenidas en el tiempo.

De no haberse dado este aprendizaje, aun cuando el mercado no lo alentase, seguramente la aparición de estas nuevas tecnologías habría demorado más tiempo, y se hubiera producido un significativo aumento de precios de los hidrocarburos, y eventualmente caída en la actividad económica.

Hay un segundo aspecto, que no desarrollaremos en este trabajo, y que tiene que ver con el rol de las políticas públicas en la preservación del ambiente, en relación a la explotación del gas no convencional.

10 Comentarios.

En los últimos años se ha producido una verdadera revolución en relación a la tecnología de producción de estos hidrocarburos, en donde en materia de gas natural, el shale gas, sin duda es la estrella principal.

Como contrapartida de las tendencias mencionadas en producción de gas natural convencional, aparece un enorme potencial que la Argentina tiene en materia de gases no convencionales, en particular de shale gas.

En síntesis, en este nuevo escenario, la Argentina, se estaría moviendo desde la parte superior del Triángulo de Recursos de gas, de alta calidad y bajo costo de extracción, hacia una parte inferior de dicho Triángulo, con yacimientos de menor calidad, requerimientos de tecnologías específicas, y seguramente mayores precios.

A partir de este nuevo escenario, ya no es el agotamiento de los recursos en el subsuelo el factor determinante de la producción, sino que ahora es fundamentalmente el ritmo de inversiones, y el cuidado del medio ambiente, lo que determinará el ritmo de crecimiento de la producción.

De esta manera, si bien para la producción de gas natural convencional la Argentina seguramente ha pasado ya su pico de producción, cuando se incluyen los gases no convencionales, ya es posible pensar que la tendencia en la producción total de gas natural (convencional y no convencional) puede revertirse y con esto modificarse las tendencias a que hacíamos referencia en este informe.

Distintas teorías pueden aplicarse para predecir la evolución de la industria del gas natural en la Argentina.

La teoría del Peak Oil, basada fundamentalmente en los gases convencionales, mostraría un escenario irreversible en la producción, cuya caída iría profundizándose en el tiempo.

La visión de la “cornucopia”, propuesta por diversos economistas, apunta a demostrar que el mercado por si solo puede desarrollar alternativas cuando los precios lo estimulan a tal fin.

Finalmente hemos desarrollado en forma preliminar el rol que las políticas públicas jugaron en USA, para el desarrollo tecnológico, y cómo el mismo debería considerarse como uno de los factores fundamentales, en la rápida transición que se está llevando a cabo desde recursos escasos de alta calidad hacia recursos abundantes de menor calidad.

Está claro que Argentina se enfrenta a una situación no esperada hace algunos años. Por ello las diversas alternativas de política energética no han podido ser analizadas exhaustivamente y tampoco sus resultados esperados. Las decisiones que se tomen deberán formalizar un sistema regulatorio adecuado a las características particulares de la producción de estos hidrocarburos. Habrá que definir los aspectos esenciales de los futuros contratos, las asociaciones posibles, la determinación de los riesgos y su asignación entre los actores intervinientes, la remuneración de la producción y los esquemas fiscales y de regalías aplicables, es decir el modelo de reparto de la renta. No menos importante –dadas las características de los procesos extractivos- será la definición del tratamiento riguroso de las repercusiones ambientales que las explotaciones traerán aparejadas, las obligaciones de mitigación de las mismas y su internalización a los costos del gas sobreviviente.

Sin duda es una tarea difícil porque –debido a la necesidad imperiosa de resolver el creciente problema de importaciones crecientes de gas natural y otros combustibles- se dispone de tiempos escasos para formular y decidir un conjunto de políticas que satisfagan el interés nacional y garanticen el abastecimiento al menor costo macroeconómico de largo plazo.

Capítulo IV

Economía de los Gases No Convencionales.

En este Capítulo abordaremos aspectos económicos de los Gases No Convencionales, desde distintas perspectivas.⁴⁸

En todos los casos se trata de un análisis exploratorio de la bibliografía internacional sobre el tema, a los efectos de plantear posibles líneas de investigación para ser desarrolladas en nuestro país. Escapa a los alcances de este trabajo intentar estimaciones para el caso Argentino.

En primer lugar nos referiremos a algunos indicadores sobre costos de explotación de gases no convencionales.

En segundo lugar desde una perspectiva social abordaremos la estimación de impactos económicos, exponiendo los alcances de estudios realizados, y algunas críticas a los mismos desde un enfoque de Análisis Costo Beneficio.

Finalmente adoptando más un enfoque propio de la Economía Ecológica nos referiremos a dos Indicadores empleados bajo el enfoque de evaluación multicriterio, que son la Rentabilidad Energética, y la Intensidad en el Uso del Agua.

1 Los costos privados de producción de los Gases No Convencionales.

Resulta difícil tipificar cuáles pueden ser los costos en Argentina de los gases no convencionales, en particular del Shale Gas.

En particular es evidentemente que en esta actividad la curva de aprendizaje es fundamental para proyectar los costos.

⁴⁸ Escapa al alcance de este trabajo explorar las implicancias que se están produciendo a nivel mundial sobre el mercado de gas natural, del petróleo y del carbón, a partir del desarrollo de shale gas en América del Norte. Ver sobre este tema. Asche F y otros (2011) y Brown y otros (2010).

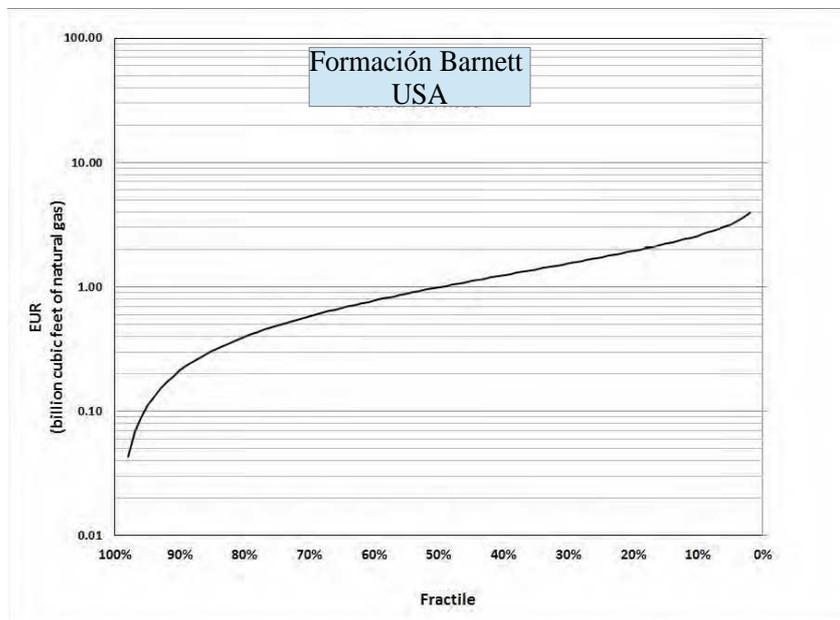
Conviene entonces remitirse a USA, en donde existen ya grandes estadísticas que permiten hacer mejores inferencias.

Un aspecto central de estas inferencias es estimar la productividad que tendrán los pozos, en términos de producción total de gas recuperable, que en sus siglas en ingles se denomina EUR.

El USGS ha estado realizando importantes avances sobre cómo caracterizar la productividad de los pozos en las distintas formaciones, con base a un registro de producción por pozo, de 50,000 pozos no convencionales que mantiene la consultora IHS.⁴⁹

La característica de estos esfuerzos es concentrarse en el desempeño productivo de los pozos perforados, antes que en mediciones volumétricas como las publicadas por el DOE (2011)

Gráfico IV.1



⁴⁹Ver en este sentido Schmoker JW (1999) y (2003), Klett, B , Schmoker T,y Charpentier, R.R.(2003). Cook, T.A. (2005),Crovelli R.A.(2005), Cook T y Charpentier R (2010 a), Cook T y Charpentier R (2010 b), Crovelli R y Charpentier R, (2012), USGS (2012 a) y (2012b). Para el caso de Vaca Muerta en Neuquén ver por ejemplo Giampaoli H N (2013) y Gutierrez Schmidt N, Alonso J.C. y Giusiano A.(2013)

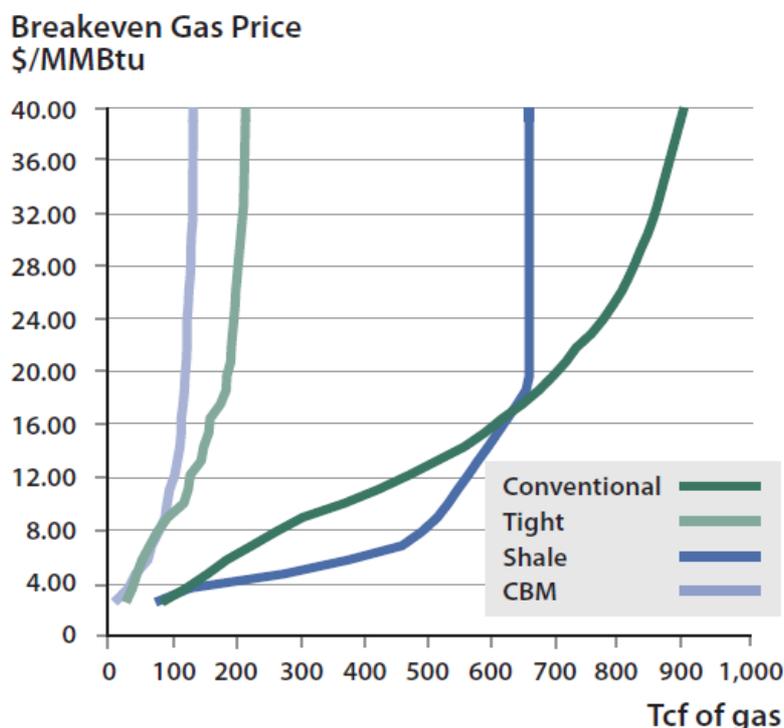
Este material está siendo analizado, no obstante a título de ejemplo podemos mostrar un grafico incorporado en el USGS (2013), a partir de la estadística de producción compilada por la consultora IHS.

De acuerdo al grafico precedente, la producción total por pozo oscila entre menos de 100 millones de pies cúbicos, a 7.000 millones de pies cúbicos. Esto es convertido a m3, entre 2 y 200 millones de m3 por pozo.

En materia de costos, se destaca el informe elaborado por IFC International, en el cual se basa el estudio del MIT (2011), y cuyos principales resultados pueden verse en el gráfico siguiente.

Gráfico IV .2

Precio del gas natural con equilibrio financiero (breakeven) en función de producción acumulada



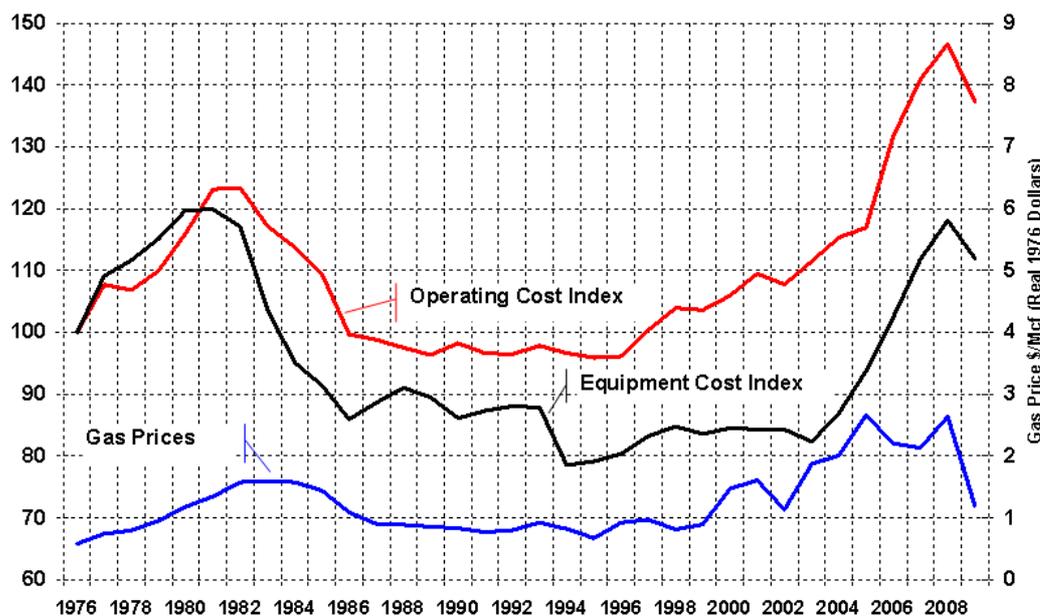
Fuente MIT (2011)

En este tipo de gráficos, se muestra el precio que permitiría alcanzar un equilibrio financiero, para distintos tipos de gases no convencionales y convencionales, considerando cifras promedio, y suponiendo que por desplazarse la explotación de los puntos más favorables (sweet point), a los menos favorables, se produce una caída en la producción por pozo y por lo tanto un aumento en los costos unitarios, a medida que se avanza en el agotamiento del recurso. Los valores consignados son a dólares del año 2007.

También hemos podido acceder a algunos datos sobre cómo han variado los costos en función del nivel de precios del gas natural, que indicarían cierta inelasticidad en la oferta de equipos que puede hacer subir los precios de los servicios de los mismos cuando la actividad en perforación se ve estimulada por aumentos del precio del gas natural en boca de pozo. Estos impactos podrían ser significativos en Argentina en donde la inelasticidad en la oferta de ciertos equipamientos puede ser altamente significativa.

Gráfico IV .3

Figure 1. Indices for Gas Equipment and Annual Operating Costs and Gas Prices in Real 1976 Dollars



Source: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas

2 Desagregación de Costos

A un nivel de mayor desagregación existen diversas informaciones.

Por en la formación Marcellus, Katz (2011), brinda los siguientes datos para un pozo de 11.000 pies (3600 m) que incluye 6.000 pies promedio de vertical y 4.000 / 5.000 pies (130/165 metros) de horizontal en Marcellus y demora de 18 a 21 días.

Cuadro IV .1

Descripción de la actividad	Costo en dólares
Adquisición del terreno y permisos	2.191.125
Imposiciones del estado de Pennsylvania	10.075
Preparaciones del lugar	400.000
Perforación vertical	663.275
Perforaciones horizontales	1.214.850
Fracturaciones	2.500.000
Terminación	200.000
Tratamiento y conducción a la red	472.500
Total	7.651.825

A nivel de mayor desagregación aún Agrawal (2009) trabaja sobre una sola de las etapas, tales como la aplicación de distintas técnicas de completamiento en diferentes formaciones.

3 La economía del tratamiento y disposición final de residuos.

Nos resulta de particular interés, este tema dentro de los estudios de costos, dado que entendemos su comprensión es muy importante, para poder inferir que incentivos existen actualmente respecto del tratamiento y disposición final el agua producida, y los residuos de perforación, y que puede ocurrir en el futuro con el tratamiento del flow back.

Debe tenerse en cuenta que cada tecnología tiene asociada diversos costos.

Por ejemplo los procesos de desalinación para reuso de agua, en estimulación hidráulica, (osmosis inversa, o electrodiálisis), generan un residuo (agua rechazada), con mayor concentración de sales disueltas. Para el caso del agua rechazada, la disposición

final puede ser particularmente costosa, si por la concentración de contaminantes, se transforma en un residuo peligroso.

Por otra parte, los fluidos con alto nivel de sales disueltas son altamente corrosivos, y su disposición final en pozos implica requerimientos significativos de calidad en la construcción de los mismos para garantizar su integridad mecánica.

No hemos encontrado publicación que den cuenta de los costos locales de las diversas alternativas. Si existe en cambio diversos estudios particularmente en USA, por ejemplo Veil J (1997), Foldager (2003), Acharya y otros (2011).

4 Evaluación Social e Impacto Económico.

Una gran cantidad de trabajos, se han realizado para destacar el impacto económico de la explotación de los gases no convencionales en particular el shale gas. Algunos de estos trabajos fueron realizados por empresas consultoras,⁵⁰ otros por organizaciones creadas para la fomentar esta industria,⁵¹ y muchos de ellos por Universidades con diferente nivel de apoyo de la industria.⁵² También se observa un trabajo del Estado de Nueva York⁵³.

Asimismo en un país como USA, las cuestiones geopolíticas y de seguridad energética, ocupan un lugar privilegiado en la agenda al momento de evaluar esta nueva producción.⁵⁴

El objetivo de este capítulo es describir la metodologías típicamente empleadas en estos trabajos, y poner de manifiesto sus alcances y limitaciones.

En este sentido se describen primero dos de los estudios que se han realizado sobre impacto económico, a saber:

⁵⁰Ver All Consulting (2010), Price Waterhouse Coopers (2009), y Wood Mackenzie (2011)

⁵¹ Ver Kelsey T, Shields M, Ladlee J, y Ward M (2011) y Considine T J., (2010)

⁵² Ver por la Universidad de Ohio, Partridge M y Weinstein A (2011), por la Universidad de Cornell Christopherson S (2011a), Christopherson S (2011b) y Christopherson S y Rightor N (2011), desde la Universidad de Pittsburg Katz J. (2011) y también la Universidad de Arkansas (2008)

⁵³ Ver NYSEC (2011) Informe Final – Capítulo 6 Punto 6.8.1

⁵⁴ Ver en este sentido Kenneth B. Medlock III K., Jaffe M, y Hartley P (2011) y Bipartisan Policy Center (2011) Task Force on Ensuring Stable Natural Gas Markets

a) *“The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update”* Considine y otros (2010),. y “

b) *The economic impact of Marcellus shale in northeastern Pennsylvania.*” (Murray, S. & Ooms, T. (2008)

En relación a sus limitaciones, se exponen las consideraciones hechas desde el punto de vista de la economía neoclásica por Kinnaman, T.C. (2011)

4.1 Murray y Ooms (2008)

Murray y Ooms, 2008 comparan datos históricos de determinadas variables en distintas regiones y en dos períodos, el primero donde no había actividad de explotación de no convencionales y el segundo donde ya estaba presente.

Una de las regiones actúa como pivot y se elige justamente por no haber desarrollado durante este tiempo este tipo de explotación a los efectos de establecer contra ésta, eventuales diferencias que son las que se intentan atribuir a esta industria. Luego, si la actividad impactó, uno esperaría ver una tasa de crecimiento de las variables mayor a la de la región restante.

Se consideran las variaciones de las siguientes variables:

1. Ingresos
2. Empleo
3. Población.

No obstante hay una multitud de variables que podrían explicar diferencias en esas variables a lo largo del tiempo por lo cual la comparación de ellas para una región podría no aportar datos en el sentido buscado.

Los autores postulan que la forma correcta de generar un análisis es mediante la Metodología de diferencias en diferencias.

La primer diferencia es la de la variable en el tiempo; la resta de las dos variaciones. La segunda es la de esa variación entre regiones.

De esta forma se puede testear si por ejemplo las economías con desarrollo de no convencionales experimentaron un cambio distinto a lo largo de los dos períodos seleccionados respecto a la economía de la región que no contó con esos desarrollos.

Es interesante la comparación de Texas y Arkansas, estas con desarrollos de shale gas versus Pennsylvania donde no hubo explotaciones de este tipo. Ej. La población en Texas se mantuvo inalterada, en Pennsylvania perdió un punto entonces eso indicaría un impacto positivo sobre la primer región, es decir esta habría logrado contrarrestar ese efecto.

Si bien a simple vista se verifica que las tasas de crecimiento de la población en las dos primeras regiones es mayor que en la última, lo cierto es que tomando diferencias en diferencias y asumiendo que no existen variables que afecten a una región de forma distinta que a otra (*ceteris paribus*), los resultados que se encuentran indicarían que esta actividad incrementa la tasa de crecimiento entre un valor negativo y otro positivo, de modo tal que no se puede concluir nada concreto.

Sorprende también cuando se analiza la variable ingreso per cápita. Se ve claramente que todas las áreas experimentan una caída y eso puede atribuirse a causas de tipo general como por ejemplo que todo ese país haya crecido a menores tasas en el segundo periodo que en el primero.

Se verifica también que en las regiones con shale gas esta variable decrece con más intensidad que en aquella que no cuenta con esta actividad y si se incorpora el análisis de diferencias en diferencias entonces se concluiría que la actividad genera una caída en el ingreso per cápita.

Este impacto puede ser aún menor o más contractivo por ejemplo si dentro de los gastos de perforación se utilizan recursos externos a la provincia o estado o, en un sentido similar, si los hogares gastan o ahorran sus ingresos en otras regiones.

4.2 Considine (2010)

Este trabajo se refiere al shale de Marcellus ubicado en Pennsylvania,.

Para dar una referencia de la importancia de esta formación, el autor menciona que se potencial energético equivale a 87 billones de barriles de petróleo equivalentes a su vez a la demanda del mundo entero por tres años.

El objetivo del trabajo es estimar los impactos económicos que se derivan del desarrollo de reservorios no convencionales a partir de los denominados modelos de insumo producto.

En este caso particular el modelo fue desarrollado por el Minnesota IMPLAN Group, Inc y se trata del mismo que usó el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos en su estudio del mercado de empleo verde o ecológico.

Estos modelos permiten representar los flujos de fondos derivados de las transacciones entre industrias, hogares y gobiernos de forma tal que se accede a una foto de la estructura de transacciones de una economía. De esta forma a partir de la estructura de transacciones, se estiman los impactos.

La base de datos para este modelo se obtuvo a partir de una encuesta dirigida a los productores de gas natural sobre niveles de actividad en perforación, niveles de gastos y tasas de producción.

A partir de estos datos y de este modelo, se estimaron los impactos de un incremento en el nivel de actividad de este sector puede generar impactos positivos en una variedad de sectores adicionales que incluso se retroalimentan.

La encuesta constó de tres segmentos; la primer parte trata de establecer una base económica general del nivel de actividad solicitando el nivel de gasto total y la cantidad de pozos perforados distinguiendo perforaciones verticales y horizontales. Todo ello para un año ya transcurrido, es decir datos ex post en los que no hay ningún tipo de pronóstico.

La segunda parte de la encuesta se refiere al nivel de gasto de los últimos dos años pasados, es decir que va un año más hacia atrás y además solicita pronósticos o planificación del nivel de gasto para los próximos dos años; pero en esta parte, a diferencia de la anterior, se solicita la apertura en categorías de este nivel de gasto distinguiéndose por ejemplo los gastos en pagos de bonos y contratos, gastos de exploración, gastos en el up-stream separados de los de mid-stream y gastos en bienes y servicios y royalties.

La última sección de la encuesta, ya no se refiere a variables monetarias sino que solicita datos relativos a la cantidad de equipos operando y pozos en producción y el detalle de los pozos perforados de acuerdo a su profundidad, y su clasificación en horizontales o verticales.

También se requiere la cantidad de hidrocarburos que se obtienen tanto líquidos como de gaseosos, particularmente para los últimos dos años disponibles solicitándose la apertura trimestral del último año de forma tal que permita posiblemente analizar más minuciosamente aspectos relativos por ejemplo a estacionalidad.

En esa misma encuesta se solicitaron datos esperados para el muy corto plazo que no fueron más allá de los dos años. Siguiendo exactamente con la misma metodología estas declaraciones fueron volcadas en el modelo y se obtuvieron rápidamente los impactos hipotéticos justamente por depender de valores esperados.

Es importante señalar que como en cualquier estudio donde se soliciten datos voluntariamente a empresas, es posible que no se recabe el 100% de estos y en tal caso es necesario diseñar una muestra mayor que tenga en cuenta este fenómeno, y que permita realizar extrapolaciones para pronosticar el 100% del universo que se intenta investigar.

En el caso particular de este análisis de información los autores advierten que solo trabajaron sobre el área del up-stream dejando en tal sentido de lado todos los gastos que se generan en el down-stream como un impacto derivado de la etapa anterior de manera que se puede sostener que habrían actuado conservadoramente dado que es indudable que esos impactos existen.

Respecto al ámbito geográfico donde tiene lugar el gasto este estudio destaca que no todo este egreso se produce dentro del área bajo análisis sino que se reconoce que algunos bienes y servicios insumidos provienen necesariamente de áreas extra-regionales al tiempo que ciertos ingresos generados en la región por la actividad, son girados vía gastos en esas áreas extra-regiones también, razón por la cual en sus cálculos van a asignar una pequeña participación para considerar esta circunstancia.

Yendo puntualmente a los impactos económicos, los autores destacan que si bien la cantidad de equipos de perforación es uno de los indicadores generalmente asociados al desarrollo de la industria de los hidrocarburos, no deben omitirse las actividades ubicadas antes y después de la actividad de perforación en si misma que generan impactos económicos significativos.

Antes de la perforación existen actividades que generan impactos en tanto generan empleos y gastos en bienes y servicios, como por ejemplo el diseño de contratos, licitaciones de áreas, establecimiento de derechos de propiedad, la actividad de sísmica, la preparación de los terrenos y numerosas actividades adicionales.

Luego procede la actividad de perforación que demanda bienes y servicios y en caso de ser exitosa se producen mayores requerimientos para el completamiento de la perforación y la evacuación del fluido vía ductos. Todo esto genera también mayores erogaciones en impuestos aportados a los Estados y pagos de servidumbres.

A partir de los gastos directos, se estiman los indirectos. Los gastos indirectos, son todos los gastos adicionales en otras industrias que se derivan de los gastos directos. O sea los gastos iniciales o directos, generan nuevos gastos en otros sectores de la economía denominados indirectos.

Una tercera categoría son los gastos inducidos, que son los que se derivan a partir del aumento en los ingresos de las familias.⁵⁵

⁵⁵ Esto se corresponde también con lo que se llamó el “Método de los efectos” desarrollado en Francia, para analizar las repercusiones adicionales netas sobre el valor agregado (directas e indirectas o hacia atrás) de un proyecto o una inversión o una actividad nueva. Ver Marc Chervel et Michel Le Gall (1992).

Por ejemplo cuando la compañía A contrata a la compañía B, especialista esta última, en perforación, se produce un impacto directo o de primera generación; cuando la compañía B contrata a la compañía C para servicios de mantenimiento de los equipos de perforación se produce el impacto indirecto o de segunda generación.

Por otra parte, cuando se consideran los gastos en bienes y servicios que se derivan de las remuneraciones generadas en la industria A, B, y C hablamos de los impactos inducidos.

El impacto total es la suma de los tres impactos.

En este estudio estos impactos se cuantifican comparando las magnitudes de cuatro indicadores, en la situación con y sin proyecto. Los indicadores seleccionados son:

- producción bruta total ,
- valor agregado,
- recaudación impositiva
- nivel de empleo

Para estimar el impacto en la producción bruta total, el modelo de insumo – producto, en que se procesan los datos, arroja una serie de coeficientes, denominados coeficientes técnicos que se suponen constantes, y que permiten simular como se distribuyen las erogaciones iniciales entre pago de salarios y compras a otros sectores de bienes y servicios.

De esta manera se distribuye ese primer impacto entre los sectores que aportan insumos al primero y poder analizar rápidamente por ejemplo las participaciones relativas de estos sectores proveedores.

Seguido a ese primer estímulo se sucede una segunda generación de impactos que son los denominados indirectos que ya fueron definidos y sobre los cuales también es posible aplicar los correspondientes coeficientes para distribuirlos entre sectores.

Finalmente y como resultado de los dos impactos anteriores se genera el ingreso adicional que induce a los hogares a demandar mayores bienes y servicios siendo estos últimos los que corresponden al impacto inducido.

Lógicamente el impacto total siempre se corresponde con la suma de cada uno de los impactos y se puede obtener un indicador o multiplicador que surge como cociente entre el gasto directo y el gasto total que siempre es mayor a 1 e indica por cada gasto unitario cuánto, en este caso, producto bruto o venta bruta es generado en total.

El análisis del impacto sobre el valor agregado, se caracteriza por deducir de la producción total bruta las compras inter-industria, es decir las compras intermedias que se dan dentro de cada sector. El Valor Agregado, es una medida de la retribución al capital y al trabajo.

También lógicamente un incremento en el valor agregado o el valor bruto de la producción deriva en impactos o estímulos en el nivel de empleo que pueden circunscribirse a una determinada región y que tienen origen en los estímulos de primera y segunda generación.

De la misma manera que en los anteriores indicadores es posible establecer multiplicadores como por ejemplo cuántos empleos se generan por unidad de gasto o también cuántos empleos se generan por cada empleo generado en forma directa.

Siguiendo esta metodología de análisis se puede estimar también la mayor recaudación impositiva, que los autores exponen distinguiendo las jurisdicciones federal, estadual y local.

Para pronosticar efectos a largo plazo se requiere estimar una curva de producción en el tiempo, considerando las particularidades del perfil de producción de pozos no convencionales. Dado que la información es escasa, es frecuente que se realicen estimaciones en base a analogías con áreas similares pero más maduras.

También debe tenerse en cuenta restricciones asociadas a cuellos de botella que pudieran existir cuando no es posible evacuar inmediatamente la producción hacia los

ductos troncales, lo cual puede alterar o demorar el flujo de producción, respecto de una curva teórica estimada.

Una vez considerados estos factores, es decir una cierta curva típica de producción sujeta a eventuales restricciones, se analiza el nivel de gasto planificado y expuesto por los productores en los formularios solicitados a esos efectos de donde surge por ejemplo el costo promedio de exploración, up-stream y down-stream.

Cabe señalar que las empresas pronostican un nivel de actividad o cantidad de perforaciones para el corto plazo, en este caso solo dos años, compatible con los gastos totales y los costos promedios, es decir que las cantidad de pozos a perforar debería poder deducirse como cociente entre los costos totales y los costos medios por pozo.

Para el más largo plazo el estudio pronostica el nivel de actividad a partir de la cantidad de pozos a perforar, en función de los precios del gas natural, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$\ln(\text{Drilling}_t) = 1.61 + 2.70 \ln(\text{Henry Hub Price}_t) + \text{error}_t,$$

(2.93) (7.84)

$$R^2 = 0.825, DW = 1.79$$

Los precios futuros del gas natural, se estiman en base a al mercado de futuros del Mercado de valores de los EEUU corregidos por inflación

La producción depende también de que porcentaje de pozos perforados sean horizontales y que porcentaje verticales.

Los autores, destacan que variaciones en la condiciones regulatorias y/o impositivas podrían generar alteraciones, en el sentido de incrementar los costos relativos de desarrollo y que ello podría reducir los niveles de actividad y en consecuencia reducir todos los impactos positivos que fueron descriptos.

En este sentido sostienen que los beneficios no pueden solo atribuirse a la naturaleza sino que adicionalmente existen otros factores exógenos como los Estados que de

acuerdo a sus políticas pueden ganar o perder competitividad frente a otros estados tanto intra-nacionales como extra- nacionales que también cuentan con este tipo de recursos.

Los autores concluyen resaltando que existen efectos o beneficios adicionales que no fueron presentados en el presente reporte pero que se derivan de este, tales como el que resulta de la disponibilidad de gas natural a bajos costos que puede estimular la actividad manufacturera generando un sendero donde aumenta el nivel de empleo y la recaudación impositiva en consecuencia.

Beneficios adicionales derivados del estímulo a este desarrollo se relacionan con la reducción de emanaciones contaminantes y de gases con efecto invernadero.

4.3 La revisión crítica de Thomas Kinnaman.

La revisión que realiza este autor se efectúa desde el punto de vista de la economía neoclásica, sería posible aplicar otros enfoques tales como la economía ecológica.

El autor destaca que respecto a este tipo de explotación se escribieron varios reportes financiados por la industria que intentan estimar el impacto económico sobre variables como por ejemplo:

Ingreso,

Empleo

Recaudación impositiva

Qué representarían beneficios.

Incluso en algunos casos figuran los logos de algunas universidades como una forma de otorgar mayor objetividad y credibilidad a los efectos de generar un ambiente más favorable desde el punto de vista de la política pública.

Estos reportes no fueron publicados en Journals por lo que no fueron sometidos a revisiones de pares y el hecho de contar con la filiación de ciertas instituciones no constituiría un método de validación adecuado.

No obstante, atento a que estos reportes pueden influenciar la formación de políticas públicas se propone hacer una revisión de algunos de ellos y encuentra que determinadas variables estarían sobreestimadas.

Comienza Kinnaman, cuestionando la forma en que se han estimado los beneficios. Para esto toma seis estudios que comparten metodologías en donde se enumeran, según Kinnaman, los beneficios económicos más que los costos asociados, y en donde se emplea el modelo de insumo producto, denominado IMPLAN.

La metodología para obtener datos, y los indicadores construidos, son equivalentes a los ya mencionados en el estudio de Cosidine.

De acuerdo a Kinnaman, es importante analizar con detalle el sustento de los beneficios económicos que se plantean porque si bien parecen impactantes pueden ser engañosos. Por ejemplo en Considine 2009 se estima que todos los pagos realizados a los hogares son consumidos en bienes y servicios producidos dentro de la misma región y dentro del mismo año en que fueron recibidos. Esto para Kinnaman es sorprendente, dado que implica que todo el impacto ocurre rápido y dentro del área.

Siempre siguiendo a este autor, un análisis más preciso puede determinar que por ejemplo el pago a los hogares representa un % determinado del total de gastos directos de la industria y que parte de ese pago puede ahorrarse. No resultaría razonable que ninguna porción de esos mayores ingresos se utilice para ahorro o para disminuir deuda.⁵⁶

Dada la dinámica y fluidez del mercado internacional financiero tampoco resultaría razonable que esos ahorros retornen a la misma región para facilitar la inversión o el consumo dentro de la misma. En tal sentido Kinneman cuestiona el enunciado que postula que el impacto se concentra dentro del año, y considera que debe plantearse el impacto distribuido en el tiempo.

Otro enunciado también cuestionado por Kinneman es aquel que postula que casi la totalidad de los gastos de la industria, incluidos y los hogares, ocurre dentro del área

⁵⁶Ver Thaler 1990. La literatura económica indica que los hogares están más dispuestos a ahorrar o reducir deuda después de recibir un ingreso importante que en el caso en que este sea menor.

política que abarca a la región que se analice. Existen diversas razones por las cuales esto puede no materializarse de esta forma..⁵⁷.

Otro punto cuestionado de estos reportes es aquel que estima los pozos perforados como una función únicamente de los precios corrientes, dado que de acuerdo a Kinnaman pueden existir otras variables relevantes que se hayan omitido.

Todo esto impacta asimismo sobre las estimaciones relativas a los pronósticos de recaudación impositiva que ya se verían afectados tanto en tiempo como en espacio.

Otras críticas de Kinneman, se orientan a señalar que la medición de beneficios realizada en los seis estudios que el analizan suponen implícitamente una situación de desempleo, en la cual existe capacidad ociosa y donde conforme la teoría Keynesiana, el incremento del gasto produce un incremento directo en la actividad.

Este incremento en el nivel de gasto que originalmente se propuso que partiera del Estado pero que no necesariamente tiene que suceder desde éste sino también de aportes privados, supone que inicia un círculo que se retroalimenta y genera el crecimiento necesario para volver a equilibrar aquellas variables económicas que están siendo subutilizadas o fuera de su óptimo. Es decir, capital y trabajo vuelven a su óptimo para cubrir las nuevas necesidades y de esa forma el ingreso comienza a incrementarse.

Los reportes que se describieron justamente intentan estimar este efecto.

Ahora bien, los resultados que se obtendrían serían distintos si se parte de una situación de pleno empleo de todos o algunos de los factores. En este caso un mayor gasto generaría un incremento en el nivel de precios dado que las demás variables no podrían absorber más variación.

En un contexto de pleno uso de los factores, si se incentivara el gasto en un tipo de industria simplemente restaría actividad a otras industrias con las que se comparten insumos (ejemplo, equipos de perforación, tratamiento de aguas, maquinaria para tratamiento de caminos, etc, es decir, que la economía solo estaría cambiando los

⁵⁷ Allegheny Conference, 2010.

recursos desde un sector industrial hacia el de producción de shale gas y el impacto final sobre ingresos, empleo, recaudación impositiva sería nulo.

El modelo IMPLAN utilizado estaría ignorando este efecto que implica quitar el recurso a otros sectores. Un ejemplo muy claro: cuando la industria de hoteles y restaurantes se destina a esta industria y deja de estar disponible para el turismo. Aparentemente el modelo no estaría equipado para sustraer estos efectos generando en tal sentido una sobreestimación del impacto.

Por eso, los impactos económicos calculados en los informes analizados por Kinneman, son solo posibles en una economía con sub-empleo de sus factores pero, al tiempo que esa economía se recupera de esa recesión, esos efectos pueden disiparse.

Otro problema que puede surgir con este tipo de modelos aplicados es que carezcan de una lógica consistente para toda la economía.

Por ejemplo la industria de la construcción puede postular que mucho del gasto en extracción de gas esta inducido por la construcción de viviendas. Este ejemplo se puede repetir infinidad de veces pero lo cierto es que estos efectos no se pueden adicionar.

En resumen hay que tener cuidado cuando se aplica este tipo de modelos. Pareciera que cuentan con la habilidad de generar resultados concretos como por ejemplo la creación de empleo y e incluso establecer impactos separando regiones, cuestiones que pueden ser muy bien vistas desde el punto de vista político de corto plazo pero engañosas en términos más formales.

Si el análisis es de largo plazo lo que hay que preguntarse es si efectivamente los beneficios de extraer este fluido exceden a los costos. Esto se enmarca en al análisis o enfoque de costo beneficio.

En el marco del análisis costo – beneficio, los beneficios inmediatos derivados de una mayor producción de gas natural, se derivaría del valor que los consumidores estarían dispuestos a pagar por el, que no es más que la demanda en función de los precios y/u otras variables relevantes.

Otro de los beneficios es que se trata de una fuente de energía limpia. Si el incremento de su demanda implica una reducción en el uso de otros energéticos más contaminantes entonces existe un beneficio visible y calculable. Existe literatura que calculó el daño causado por las emisiones de esos otros energéticos y esa sería una proxy del beneficio del gas natural.

Cuáles son los costos?

La industria del gas natural requiere de trabajo y capital (equipamientos, ductos, materiales en general). Como ya se dijo, en una economía en pleno uso de sus recursos, estos pueden ya estar asignados a otros usos. El precio pagado para obtener esos recursos de esas industrias indica el valor que tiene ese recurso para esas otras industrias. Si el precio es alto entonces el precio de mercado será alto y así la cantidad de recurso marca su precio.

Otros costos se representan por la molestia, ruidos o pérdida de privacidad del propietario (EEUU). Las compensaciones que son pagadas para poder desarrollarlo implican costos. Lo mismo ocurriría con el canon a pagar para poder explotar, las servidumbres de paso, etc.

Otro de los costos está dado por el hecho de tratarse de un recurso no renovable, así su extracción genera costos de uso. Extraer en el presente genera costos a las futuras generaciones porque van a enfrentarse con menor disponibilidad de recursos.

Esos costos de uso serían internalizados por la industria si los derechos de propiedad estuviesen bien definidos.⁵⁸ Estos costos de uso generarán que el precio de mercado hoy se ubique por encima del costo marginal de extraer.

Si en cambio los derechos de propiedad no están bien definidos el objetivo será extraer tan rápido como sea posible antes que lo haga otro y los costos para las futuras generaciones ya no están considerados en el modelo “use it or lose it”.

Por otra parte, los costos totales de extraer gas natural deberían representar todo el eventual costo ambiental (uso del agua en tanto bien público⁵⁹, contaminantes, fauna

⁵⁸ En este punto se refiere al problema de unitización de los yacimientos.

que queda separada del ambiente cuando el mismo se ocupa, tráfico, molestias a los residentes que no son compensados, etc.)

Todos estos costos son externos al mercado pero deberían ser estimados utilizando herramientas como:

1. Método de precios hedónicos.
2. Método de valuación contingente.
3. Método del costo de viaje.

En resumen, los beneficios que traería la explotación de shale gas, surgirían de comparar todos los beneficios y todos los costos.

En este enfoque no son significativos los empleos generados, los ingresos ni los impuestos recaudados, en la medida que puede darse un desplazamiento en la asignación de recursos entre actividades.

Lo hasta aquí expuesto, de acuerdo Kinneman, implicaría que al estimarse el impacto económico global de la actividad, no puede prescindirse de la evaluación de lo que la teoría económica neoclásica denomina externalidades, ni tampoco sobre el grado de ocupación de los recursos.

5 Economía ecológica y evaluación multicriterio.

La economía ecológica, considera que el análisis Costo – Beneficio es inadecuado, para tratar las cuestiones ambientales vinculadas a la actividad económica. En este marco se propone otro tipo de metodología de evaluación denominada multicriterio, por oposición a la metodología monocriterio, tal como esta representada por la evaluación Costo Beneficio en la teoría económica neoclásica.

Dentro de esta perspectiva se considera que pueden construirse un conjunto de indicadores que midan los distintos atributos, entre los cuales mencionaremos la tasa de rentabilidad energética, y la intensidad en el uso del agua.

⁵⁹ Sobre el Análisis Costo Beneficio aplicado al agua, ver Green C (2003) y Hardisty P.E. Y Özdemirođlu E (2005) y Brouwer R y Pearce D (editores) (2005) Estimaciones particulares para USA del valor del agua potable, pueden encontrarse en Fredrick K, Vanderberg T Hanson J (1996)

5.1 Tasa de Rentabilidad Energética.

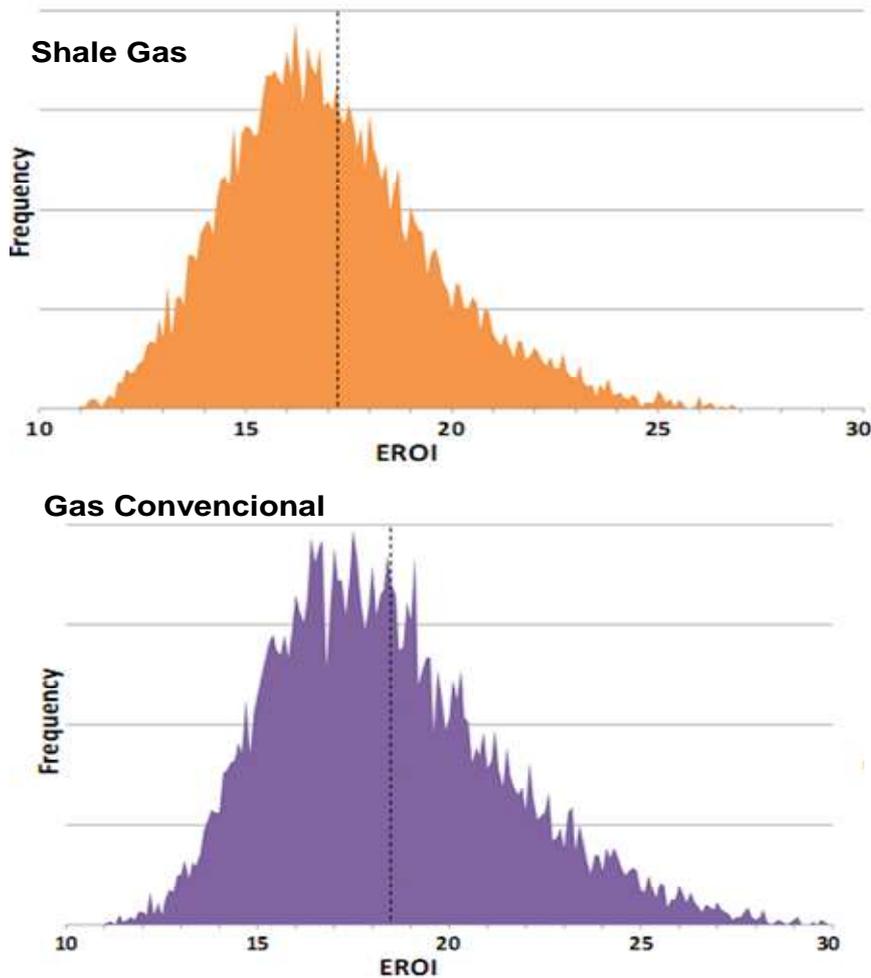
El concepto de tasa de rentabilidad energética, deriva directamente de otro concepto que es el de energía neta. Tal como estudio Cleveland para USA, la producción de hidrocarburos, requiere a su vez de energía, la cual si se obtiene de los propios hidrocarburos lleva a distinguir entre la energía bruta producida, y el neto de autoconsumo remanente para otros usos. Ahora bien, al expresarse la razón entre energía producida y energía consumida, llegamos al indicador de energía neta. La literatura sobre el tema es analizada en Murphy y Hall (2010).

El cálculo de este indicador aparece como engañosamente simple, pero una vez que se trata de determinar que actividades hay que considerar dentro de la producción, el problema se torna más complejo.

Por ejemplo en el caso que nos ocupa, el tipo de agua que se requiere para la fracturas hidráulicas, torna importantes la energía insumida en el transporte y la disposición final del agua. Por otra parte, en la medida que los estándares que deba alcanzar el agua recuperada sean significativos, el costo de energía que puede demandar este tratamiento puede ser importante también.

El siguiente gráfico ilustra estimaciones del EROI de la producción de gas natural convencional y shale gas, considerando una distribución de valores con su frecuencia.

Gráfico IV.1



Fuente: Yaritani y Matsushima (2014)

5.2 Intensidad en el Uso del Agua.

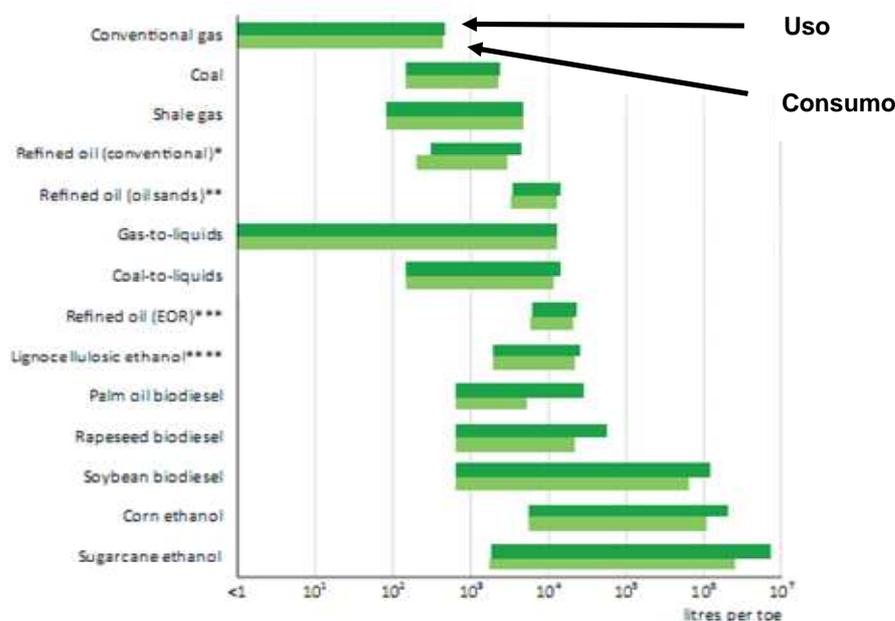
La relación entre el consumo de agua para el sector energético y el consumo energético para el sector agua, fue planteado inicialmente por Gleick, (1994). Se ha diferenciado los conceptos de uso y consumo de agua, tomando como referencia que en el caso del uso, el agua permanece en la Cuenca Hídrica, mientras que en caso de consumo (evaporación y transpiración), puede no hacerlo. Con base en estos conceptos, y con algún esquema de ciclo de vida del producto, se ha comenzado a estimar la intensidad en el uso y en el consumo de agua de distintas actividades dentro del sector energía (ver Argonne National Laboratory (2010)). Para el caso específico de shale gas, existen ya algunos trabajos pioneros como el de Goodwin S, Carlson K, Douglas C, Knox K

(2012). No obstante la cuestión de que actividades considerar dentro del ciclo de vida, puede ser una cuestión controversial. Por otra parte, están las cuestiones asociadas a la contaminación que puede acarrear la disposición del agua producida.

Este es el marco general en el cual se tiene que pensar la influencia de los gases no convencionales. Hay estudios que comparan el uso del agua en producción de gas natural no convencional (no el consumo), con otros usos del agua, y otros que se basan en la intensidad del uso y consumo del agua por unidad de energía.

Gráfico IV.2

Uso y consumo de agua para producción de energía primaria

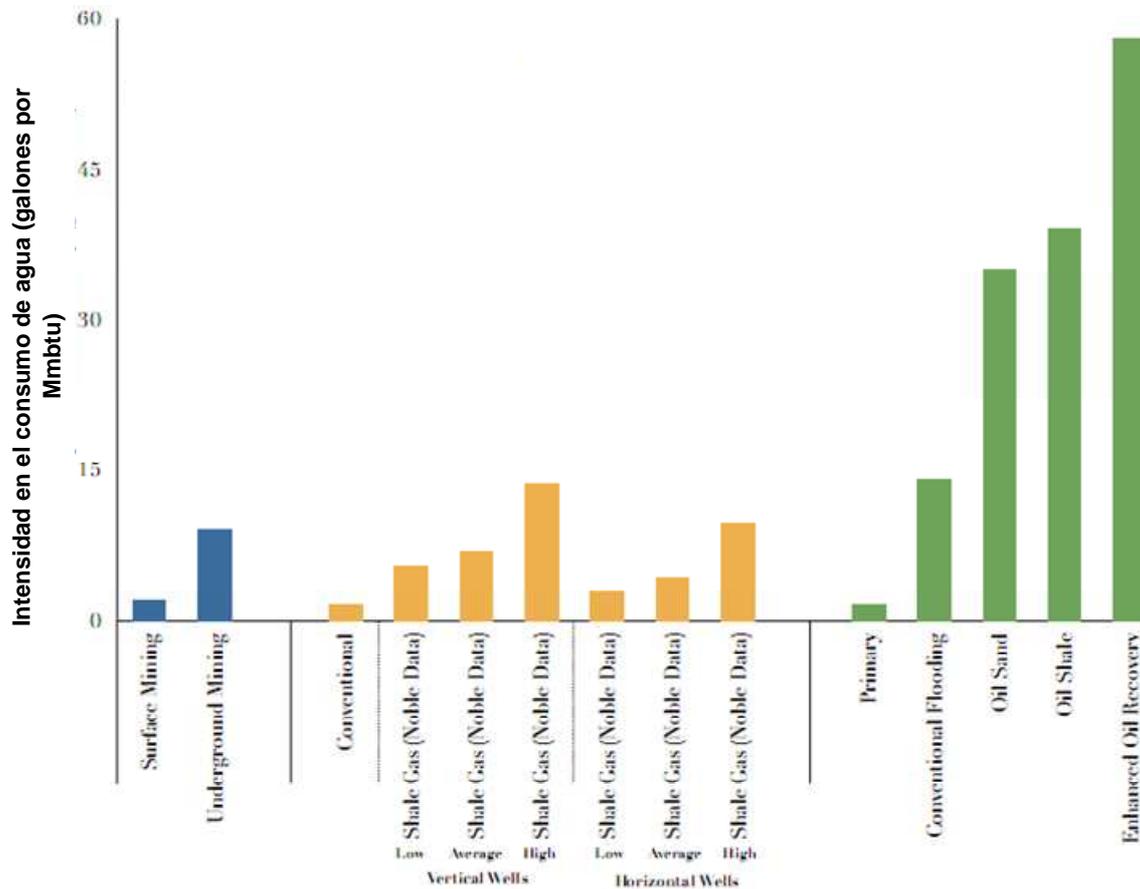


Fuente : Agencia Internacional de Energía (IEA 2012) World Energy Outlook (Figura 17.3)

Otros estudios se circunscriben a la intensidad del consumo, tales como Goodwin S, Carlson K, Douglas C, Knox K (2012a) y (2012b), presentan el siguiente Gráfico.

Gráfico IV.3

Intensidad de agua consumida por energía producida (Galones de agua por Mmbtu)



Fuente: Goodwin S, Carlson K, Douglas C, Knox K (2012 a)

En general los resultados de estos trabajos, no muestran un panorama particularmente preocupante, si bien es claro que el gas no convencional puede usar o consumir más agua que el convencional.

6 Comentarios.

Nuestro interés en este Capítulo fue mostrar distintos enfoques teóricos, para tratar la explotación de gases no convencionales, y especialmente el shale gas.

En primer lugar hay dos enfoques complementarios, el privado y el social.

Dentro del enfoque privado, una cuestión clave como es la producción total por pozo. En nuestro país, se va ha adquiriendo lentamente una historia que va ha permitir estimarla.⁶⁰

Otra variable importante en este enfoque es la inversión por pozo. Este indicador, parece ser una variable clave para poder observar el aprendizaje logrado por la industria.

Como un terreno común al enfoque privado y al enfoque social, debemos detenernos en los costos de tratamiento y disposición de residuos.

La estimación de los costos de tratamiento y disposición de residuos, a partir de diversas tecnologías, consideramos que es un estudio clave con que deben contar los reguladores, para poder ajustar sus requerimientos ambientales, a la mejor tecnología operativa disponible, y en estos casos, los estudios realizados en otros países son solo parcialmente útiles, para el caso de Argentina.

Respecto de la evaluación de los impactos sociales, en general es muy difícil en Ciencias Sociales, demostrar en forma concluyente que un paradigma es peor que otro.

Por ejemplo, tomemos el caso de la controversia en relación a la matriz de impactos económicos.

En primer lugar esta la cuestión de si la voluntad de pagar, a de considerarse como un criterio valido, o eventualmente como el único criterio para asignar valores sociales a los bienes. Esta es una cuestión muy debatida, y que no puede resolverse por contrastación empírica, sino que supone una definición por parte del investigador, sobre si pertenece o no a determinada comunidad científica que acepta esta forma de determinar valores.

Dejando de lado este punto, si bien es cierto como dice Kanneman, que en una situación de pleno empleo puede darse una transferencia de recursos entre un sector y otro, y

⁶⁰ Ver para la formación Vaca Muerta Giampaoli H N (2013). En el marco de un nuevo proyecto de investigación en curso se trabajara sobre esta variable con estadísticas locales.

reducir el impacto económico neto de las nuevas inversiones. Sin embargo consideramos que la dualidad pleno empleo, desempleo, no es suficiente para explicar el comportamiento de mercados como en Argentina. En el caso de nuestro país, debe tomarse en cuenta la existencia de mercados laborales segmentados. O sea no existe un único salario que equilibre el mercado, sino mercados laborales formales con altos salarios y productividad, y por otra parte, sectores informales de bajos salarios y baja productividad. En este sentido, aún dentro del pensamiento neoclásico la transferencia de trabajadores desde un sector informal a un sector formal puede producir beneficios sociales.

Por otra parte, también deberían considerarse otras situaciones, en las cuales el precio de mercado puede no reflejar el precio social de un bien, de acuerdo a como el mismo es considerado en el Análisis Costo – Beneficio. En este marco en una economía como la Argentina, el precio social de la divisa, seguramente es superior al tipo de cambio oficial, y por lo tanto los beneficios derivados del valor de la producción superarían a los estimados privadamente.

Asimismo coincidimos con Kanneman, en que si el análisis se realiza en el marco de la teoría neoclásica debería intentar considerarse las externalidades, lo cual introduciría nuevas complejidades. Asimismo, también deberían introducirse otros factores, tales como la reducción de costos por aprendizaje, o “learning by doing”.

En este marco, el problema a nuestro entender, es doble, por una parte, las limitaciones del análisis Costo Beneficio, en tanto los supuestos últimos en los cuales descansa pueden ser cuestionables, en segundo lugar la complejidad que introduce este tipo de análisis en un tema ya por demás complejo como es el de la producción de shale gas.

La estimación de precios sociales en una economía como la Argentina puede arrojar distintos resultados de acuerdo a quien realice el estudio, y los supuestos que introduzca.

Los indicadores que hemos mencionado de EROI e Intensidad en el uso y consumo de agua, no tienen una metodología única claramente establecida de cómo deben calcularse. O sea no existe, hasta donde conocemos, un protocolo único de cálculo que

se aplique en todos los casos. Por lo tanto también puede ocurrir, que distintos investigadores adoptando distintos supuestos, lleguen a diferentes resultados.

Lo expuesto no implica una actitud nihilista de que nada sirve, sino la necesidad de ser conciente de los alcances y limitaciones de cada enfoque, de manera de tratar de mejorar los estudios que pueden realizarse, los cuales siempre han de ser parciales y sujetos a perfeccionamiento. En síntesis, cada aproximación teórica tiene sus limitaciones, y hay mucho todavía que trabajar en cada campo al respecto,

Capítulo V.

Ingeniería de Producción e Impactos Ambientales.

El contenido de este capítulo, se ha seleccionado en función de los desarrollos incluidos los Capítulos VI y VII y VIII posteriores. Por lo tanto no haremos una descripción completa, de la ingeniería de producción, de los impactos ambientales y del riesgo ambiental, sino que nos concentraremos en aquellos tópicos que luego son tomados como ejemplos en los Capítulos posteriores, para ilustrar ciertas limitaciones que consideramos puede tener nuestro marco institucional y regulatorio, y la ausencia de estudios de campo en temas que consideramos muy sensibles para el desarrollo de la actividad.

Este capítulo lo iniciamos con una breve descripción del proceso de producción de hidrocarburos no convencionales, en particular del shale gas.

En segundo lugar para comprender mejor la problemática de los fluidos de fracturación, lo trataremos conjuntamente con el concepto de “daño a la formación.”, y en paralelo la cuestión del daño a las instalaciones de producción

Comprender estos conceptos, nos permitirá entender mejor la problemática que implica la inyección de fluidos a las formaciones productivas.

Luego nos detendremos en los procesos de tratamiento y disposición final de residuos, particularmente fluidos tales como lodos de perforación, agua producida y flowback.

Por otra parte, nos referiremos a la necesidad de emplear una visión sistémica y de largo plazo para contemplar los efectos acumulativos, al momento de evaluar los impactos ambientales. En tal sentido ilustraremos esto con dos ejemplos tales como la Sismicidad Inducida, y el grado de toxicidad de los fluidos de facturación.

Finalmente nos referiremos al concepto de Riesgo Ambiental, y algunos ejemplos de cómo el mismo ha sido tratado en la literatura revisada.

1 Proceso Productivo.

La estimulación hidráulica, es una tecnología, cuyas primeras experiencias son de la década del cuarenta, comienza a emplearse de forma sistemática, con el tight gas, y con el gas de lecho de carbón.

El siguiente cuadro, elaborado por el Ente Ambiental del Estado de Nueva York, muestra una descripción de las actividades típicas previas a la producción.

Cuadro V.1

Resumen de las operaciones mecánicas previas a la producción (Estado de Nueva York, 2009)			
Operación	Materiales y Equipos	Actividades	Duración
Construcción del camino de acceso y de la plataforma del pozo (well pad)	Backhoes desbrozadores, bulldozers y otros tipos de equipos para movimiento de tierra	Preparación del terreno, gradación, construcción del foso (pit), colocación de materiales para caminos tales como material geotextil y grava.	Hasta 4 semanas por plataforma de pozo
Perforación vertical con torre(rig) de menor tamaño	Torre de perforación, tanque de combustible, soportes de cañerías, equipos de control de pozo, vehículos para el personal, construcciones anexas, camiones para entrega de insumos.	Perforación, running (circulación del cemento) y cementación del (encamisado de superficie, viajes de camión para entrega de equipos y cemento. La entrega de equipos para la perforación horizontal puede comenzar durante las últimas etapas de la perforación vertical.	Hasta 2 semanas por pozo; de uno a dos pozos a la vez.
Preparación para la perforación horizontal con torre de mayor tamaño		Transporte, montaje y posicionamiento, o reposicionamiento de la torre grande y el equipamiento auxiliar en el emplazamiento.	5-30 días por pozo
Perforación horizontal	Torre de perforación, sistema para el barro (bombas, tanques, control de sólidos, separador de gas), tanque de combustible, vehículos para el personal, construcciones anexas, camiones para entrega de insumos.	Perforación, running y revestimiento con cemento del encamisado de producción, viajes de camión para entrega de equipos y cemento. Las entregas asociadas con la fractura hidráulica pueden comenzar durante las últimas etapas de la perforación horizontal.	Hasta 2 semanas por pozo; de uno a dos pozos a la vez.
Preparación para la fractura hidráulica		Desarmado de la torre rig down y retiro o reposicionamiento del equipo de perforación. Viajes de camión para la entrega de tanques temporarios, agua, arena, aditivos y otros equipos de fractura. Las entregas pueden comenzar durante las últimas etapas de la perforación horizontal.	30 – 60 días por pozo, o por plataforma de pozos well pad si todos los pozos se tratan en una única movilización.
Procedimiento de fractura hidráulica	Tanques de agua temporarios, generadores, bombas, camiones de arena, camiones para entrega de aditivos y recipientes containers, unidad de mezclado, vehículos para el personal, construcciones anexas, que incluyan equipo de monitoreo	Bombeo de fluidos, y uso de equipamiento de líneas de descenso y subida entre etapas de bombeo para subir y bajar herramientas usadas para la preparación y mediciones de la continuación del pozo hacia abajo. Monitoreo computarizado. Entrega continua de agua y aditivos.	2 – 5 días por pozo, incluyendo aproximadamente 40 – 100 horas de bombeo propiamente dicho.

Duración global de las actividades para todas las operaciones (antes del comienzo de la producción) para una plataforma multipozo de 6 (seis) pozos: 500 – 1500 días

Convendría distinguir las diferencias entre la nueva explotación respecto de los procesos productivos del gas de lecho de carbón, y respecto de los procesos productivos asociados al gas natural convencional.

Si comparamos la nueva situación planteada, con la que dio lugar a los estudios ambientales de la EPA 2004 vinculados a la fracturación hidráulica para CMB podemos observar lo siguiente:

- 1) cuando se realizó el estudio EPA (2004), aun no se practicaba la combinación de perforación horizontal con múltiples fracturas.
- 2) La base de los fluidos de fracturamiento más usados, eran menos intensivos en uso de agua dulce.
- 3) Las perforaciones son más someras, por que los mantos de carbón son más someros.
- 4) La presión de la fractura era menor.
- 5) Los estratos que están sobre y debajo del manto de carbón, suelen ser más duros e impermeables, y pueden brindar mayores seguridades contra la posible propagación vertical de la fractura.

Si comparamos la nueva situación con la producción de gases convencionales, algunas diferencias significativas son⁶¹:

- 1) Mayor número de pozos para una producción dada.
- 2) Más espacio requerido durante el fracturamiento hidráulico para tanques / pozos para agua y otros materiales necesarios para el proceso de fracturamiento.
- 3) Más movimientos de camiones durante el fracturamiento hidráulico debido a la necesidad de transportar agua adicional y el material para fractura (incluyendo los granos de arena / cerámica) y desechos.
- 4) La necesidad de adquirir importantes volúmenes de agua en muchos casos de bajo contenido de sales disueltas y el posterior almacenaje, transporte, tratamiento y disposición de parte de estos volúmenes retornados como flow back.

⁶¹ Los siguientes comentarios se basan en AEA (2012) Tabla 3

- 5) Cambia también la concentración de material natural radioactivo (NORM), que se recupera en superficie, dado que se trabaja en el tipo de roca en que suelen concentrarse este tipo de compuestos en el subsuelo (lutitas).
- 6) Mayores requerimientos de transporte y almacenaje de químicos y propelentes.
- 7) El proceso de fracturamiento hidráulico pone un estrés adicional en el revestimiento del pozo, lo que puede requerir cambios en el diseño del pozo y / o un control adicional. La cañería de revestimiento debe ser compatible con los químicos empleados en la fracturación, y con la presión que se deriva del fracturamiento en múltiples etapas. La cementación también puede requerir un cuidado adicional, particularmente cuando se realizan fracturamientos posteriores a los iniciales.
- 8) La interacción de los fluidos de fracturamiento con las formaciones son mayores que en fracturas tradicionales. En particular los problemas asociados a la contaminación de flujos subterráneos por propagación indeseada de las fracturas, requieren de mayores medidas de control.

Podemos comparar también las diferencias entre los pozos horizontales y los verticales, señalando no obstante que no en todos los casos es necesario recurrir a la perforación horizontal para producir shale gas⁶².

Por otra parte, no hay evidencia de que los químicos incorporados a los fluidos de fracturamiento en la fracturación múltiple o masiva, sean diferentes de los químicos empleados en la fracturación tradicional, aún cuando como ya hemos señalado, algunas organizaciones manifestaron su preocupación por la falta de conocimiento exhaustivo de los químicos empleados, aun en la fracturación más convencional.

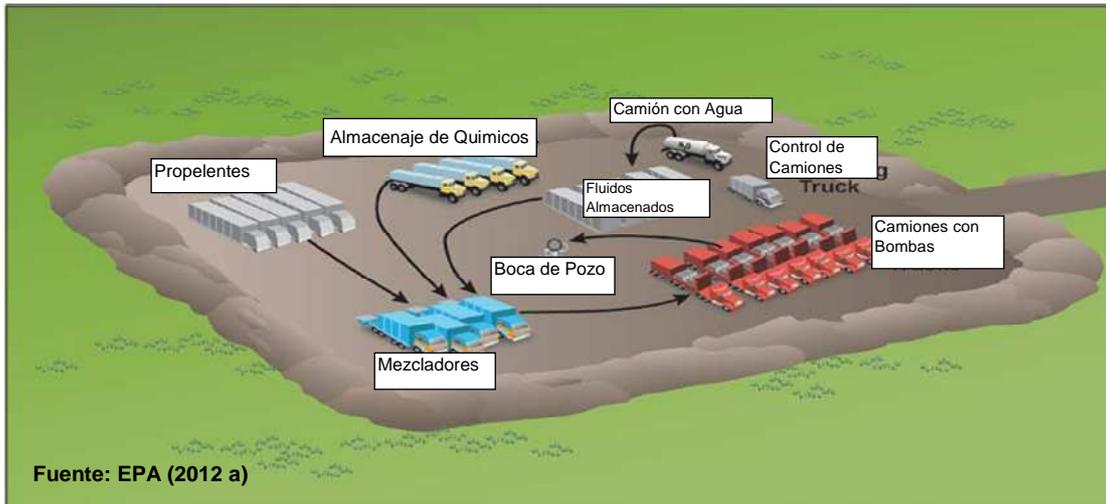
Lo distinto es entonces la intensidad del proceso, el cual requiere de más pozos para obtener una misma producción, y a su vez de más fracturas hidráulicas por pozo, mayor potencia en las fracturas, y mayor insumo de agua por fractura.

⁶² No obstante, hay que destacar que en algunos casos de producción de shale gas, tal como ocurre en algunos sectores de Vaca Muerta, puede no ser indispensable recurrir a la perforación horizontal, cuando el espesor de la formación de esquistos es suficientemente grande.

La tecnología de fracturas múltiples, implica un cambio respecto de la tecnología de fracturación usada anteriormente.

La siguiente imagen, ilustra una locación para realizar operaciones de fracturamiento hidráulico masivo.

Figura V.1



Al requerirse mayor número de pozos, y emplearse mayor volumen de fluidos de perforación, se generan a su vez un mayor volumen potencial de residuos de perforación (lodos y cutting), y un volumen de agua residual, que incluye mayor volumen de fluidos retornados (flow back), y menor volumen de agua de formación.

2 Daño a la formación y fluidos de estimulación

La actividad de explotación no solo puede “estimular” una formación para aumentar su productividad, sino que también puede “dañarla”, disminuyendo la misma.

En la explotación de petróleo convencional, una práctica antigua, es la recuperación secundaria, la cual consiste en la inyección de un fluido en la formación (agua u otros fluidos), para barrer los hidrocarburos existentes aún en la misma, y llevarlos a la superficie.

Rápidamente se determinó que esta práctica no siempre resultaba exitosa. Cuando se inyectaban fluidos a la formación, se podían presentar distintos problemas, de los cuales mencionaremos solo cuatro.

a) Introducción de bacterias y desarrollo de las mismas. Podía ocurrir que se inyectaran junto con los fluidos para barrer la formación, bacterias aeróbicas y/o anaeróbicas, que podían crecer en el subsuelo y taponar los poros de la roca, disminuyendo su porosidad y permeabilidad.

b) Formación de sarro. El fluido que se inyectaba al cambiar sus condiciones de presión y temperatura en el subsuelo, o bien al mezclarse con otros fluidos en el subsuelo, puede reaccionar precipitando partículas sólidas, con el mismo efecto potencial de dañar la permeabilidad y por lo tanto hacer caer la productividad de la formación.

c) Reacción con arcillas. Al inyectarse por ejemplo agua para recuperación secundaria, la misma podía reaccionar con componentes de arcilla que se encuentren en el subsuelo, los cuales al absorber agua aumentan su volumen, con el mismo efecto de disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación.

d) Particulado fino. Si el líquido que se inyecta contiene partículas finas en suspensión, nuevamente es posible que estas partículas se depositen en los poros de formación, disminuyendo su permeabilidad y porosidad.

Además del daño a la formación se encuentra el daño a las instalaciones de inyección que pueden causar los fluidos inyectados, ya sea por incrustaciones, corrosión, etc.

Estas consideraciones entre otras, hicieron que no reconociesen como Reservas Probadas, aquellas que se podían recuperar a partir de procesos de recuperación secundaria, si no existía al menos una prueba piloto de este proceso, que demostrase que los efectos mencionados previamente no se producirían.

Cuando se trabaja con procesos de estimulación hidráulica, también se inyecta un fluido, y es tan importante el desempeño de este fluido “estimulando” la formación, o sea aumentando su permeabilidad, como el hecho de que este fluido no “dañe”, simultáneamente la formación, o sea no reduzca la permeabilidad de la misma.

Ahora bien, en este marco, el hecho de que se emplee agua con bajo contenidos de sales disueltas, tiene que ver con varios aspectos: i) un menor contenido de sales disueltas, hace que la fricción del fluido con las cañerías a través de la cual circula sea menor, y por lo tanto puede emplearse menor potencia de bombeo en la superficie, ii) cuanto menor es la cantidad de sales disueltas, menor tiende a ser el riesgo de formación de sarro, no obstante, siempre debe prestarse atención a como se combina el agua que se inyecta con el agua en formación, iii) cuanto menor es la cantidad de sales disueltas, mas efectivos son los bactericidas para evitar que se introduzcan bacterias anaeróbicas y aeróbicas que puedan desarrollarse en el subsuelo y dañar la formación, iv) cuanto menor es la cantidad de sales en suspensión, menor es el riesgo de que se depositen sales en la formación.

Los fluidos no solo pueden dañar la formación sino también los pozos e instalaciones de superficie. Por ejemplo el sarro, puede depositarse en las paredes de las cañerías de los pozos disminuyendo su sección útil. Las bacterias también pueden afectar químicamente las condiciones de las cañerías volviéndolas más quebradizas.

O sea el empleo de agua con baja cantidad de sales disueltas, esta vinculado al viejo problema de no dañar la formación, ni dañar las instalaciones de explotación, cuando se inyecta un fluido.

Veamos ahora el siguiente cuadro, son se describe los elementos comúnmente adicionados a los fluidos de fractura.

Cuadro V.2

Tipos de aditivos para el fluido de fractura	
Aditivo	Propósito
Proppant (porque mantienen – prop up – la fractura abierta)	Los “props” abren las fracturas y permiten que el gas/ los fluidos fluyan más libremente hacia el pozo de sondeo (“well bore”= la perforación propiamente dicha o, en este caso, la perforación en general)
Ácido	Limpia de cemento y de barros de perforación los intervalos de perforación antes de la inyección de los fluidos de fractura, y provee un camino accesible a la formación.
Breaker (rompedor, quebrantador)	Reduce la viscosidad del fluido para que el <i>proppant</i> penetre en las fracturas y mejora la recuperación del fluido de fractura.
Bactericida/ Biocida	Inhibe el crecimiento de organismos que podrían producir gases (en particular, sulfuro de hidrógeno) que podrían contaminar el gas metano. También impide el desarrollo de bacterias que pueden reducir la capacidad del fluido para llevar <i>proppant</i> al interior de las fracturas.
Estabilizador/ Control de Arcillas	Impide la hinchazón y migración de las arcillas de la formación que podrían bloquear los espacios porosos, reduciendo así la permeabilidad.
Inhibidor de Corrosión	Reduce la formación de óxidos en las tuberías de acero, en los encamisados de los pozos, herramientas y tanques (se usan solamente en los fluidos de fractura que contienen ácido)
Crosslinker (conector interno, en el mismo sentido que en un texto uno habla de referencias internas)	La viscosidad del fluido se aumenta usando ésteres de fosfatos combinados con metales. A los metales se los llama “agentes conectores internos” . La mayor viscosidad del fluido de fractura permite que dicho fluido lleve más <i>proppant</i> al interior de las fracturas.
Reductor de Fricción	Permite inyectar los fluidos de fricción a óptimas velocidades y presiones, minimizando la fricción.
Agente Gelificante	Aumenta la viscosidad del fluido de fractura, permitiendo que el fluido lleve más <i>proppant</i> al interior de las fracturas.
Control de Hierro	Impide la precipitación de óxidos metálicos que podrían taponar y “desconectar” la formación
Inhibidor de Escamas	Impide la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario) que podrían taponar y “desconectar” la formación.
Surfactante	Reduce la tensión superficial del fluido de fractura favoreciendo de este modo su recuperación.

Vamos ahora, a partir del cuadro anterior, a comentar la función que tienen los productos químicos, la cual tiende a mejorar el desempeño del agua de bajo contenido de sales disueltas.

Escamas, es para nuestra exposición sinónimo de sarro, y el inhibidor de escamas cumple justamente esa función de evitar que se forme sarro, dado que ya dijimos que no es suficiente que el agua tenga bajo contenido de sales para que no se forme sarro, también puede influir por ejemplo el pH del agua. El bactericida es obvio para que se emplea.

Cuando el fluido de estimulación cuenta con un agente gelificante, entonces, al tornar más viscoso el fluido, son menos los volúmenes que se filtran en el subsuelo al momento de la fractura, por lo tanto se necesita menos agua. Pero luego de la fractura, el gel, actúa como un problema para la permeabilidad de la formación, por lo que hay que incluir otros fluidos que actúen luego de la fractura, rompiendo los geles. Cuando no se usa geles, entonces se va a requerir más agua, dado que más agua se va a perder en el subsuelo al momento de la fractura.

Otra relación interesante es entre el ácido, y el inhibidor de corrosión. Por ejemplo si no hay suficiente potencia para fracturar la roca, tal vez sea necesario introducir ácido para reducir la resistencia de la roca. El ácido se neutraliza en el subsuelo y lo que se recupera no es tóxico. Pero si se agrega ácido entonces hay que agregar inhibidor de corrosión para evitar que este ácido ataque a las cañerías de revestimiento. El inhibidor de corrosión si es tóxico.

3 Impactos posibles al momento de la fractura.

No pretendemos agotar el tema, sino llamar la atención sobre ciertas cuestiones que nos serán de utilidad en la exposición subsiguiente.

Para comprender mejor cuáles son los riesgos asociados a este tipo de explotación, vamos a recurrir a un conjunto de explicaciones gráficas,

En general los flujos de agua que se intentan proteger son aquellos que son más aptos para el consumo humano o bien que requieren menor tratamiento. Esto incluye no solo a

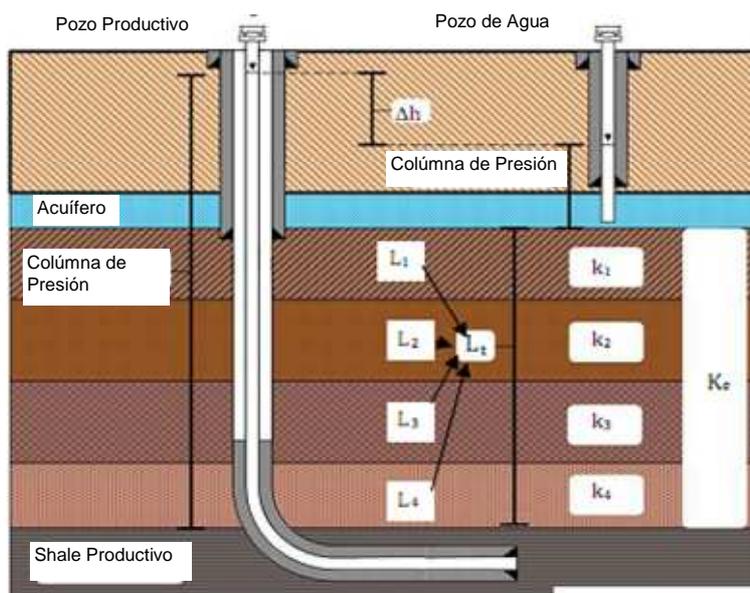
las aguas superficiales, sino también aguas subterráneas relativamente someras y por lo tanto con bajo nivel de sólidos disueltos.

Los fluidos que se inyectan, en un pozo, y aquellos que retorna del pozo luego de la fractura (flow back) solo tienen posibilidad de contaminar agua potable, en la medida que alcancen la superficie y/o las profundidades a las cuales se encuentra los flujos de agua potable subterránea.

Si el fluido que se inyecta a una formación y el que regresa, solo pudiesen ascender hacia niveles más superficiales, a partir de la permeabilidad de las rocas que están por arriba de dicha formación, entonces esta migración podría tardar muchos años, y por lo tanto, tendría poca relevancia al menos para muchas generaciones.

El siguiente gráfico, ilustra como sería esta migración vertical.

Figura V.2



Fuente: Elaboración propia en base a All Consulting
" Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale"

En el gráfico precedente los fluidos que se inyectan en el shale productivo, tienen que atravesar cuatro formaciones para llegar al nivel del acuífero con agua potable. Cada una de estas formaciones tiene un espesor (L_1, L_2, L_3 y L_4), cada una de estas formaciones, tiene una permeabilidad (k_1, k_2, k_3 , y k_4)

La permeabilidad efectiva K_e de toda la roca que esta sobre el shale, se calcula con la siguiente expresión

$$Ke = \frac{L_i}{\sum(L/k)}$$

Una vez que se calcula la permeabilidad efectiva (Ke), puede calcularse con la ayuda de la Ley de Darcy, la velocidad con que el fluido alojado en el shale productivo puede atravesar las cuatro formaciones.

En el caso de USA, par el shale Fayetteville, que se encuentra a poco más de 1000 metros de profundidad, el cálculo obtenido por All Consulting en base a las permeabilidades estimadas para las distintas formaciones, indicaba que los fluidos tardarían 830.000 años, en llegar a los acuíferos superficiales. Claramente entonces, si la migración de fluidos siguiese esta senda, los problemas de contaminación de inyectar los mismos en shale subterráneos, serían irrelevantes para muchas generaciones.

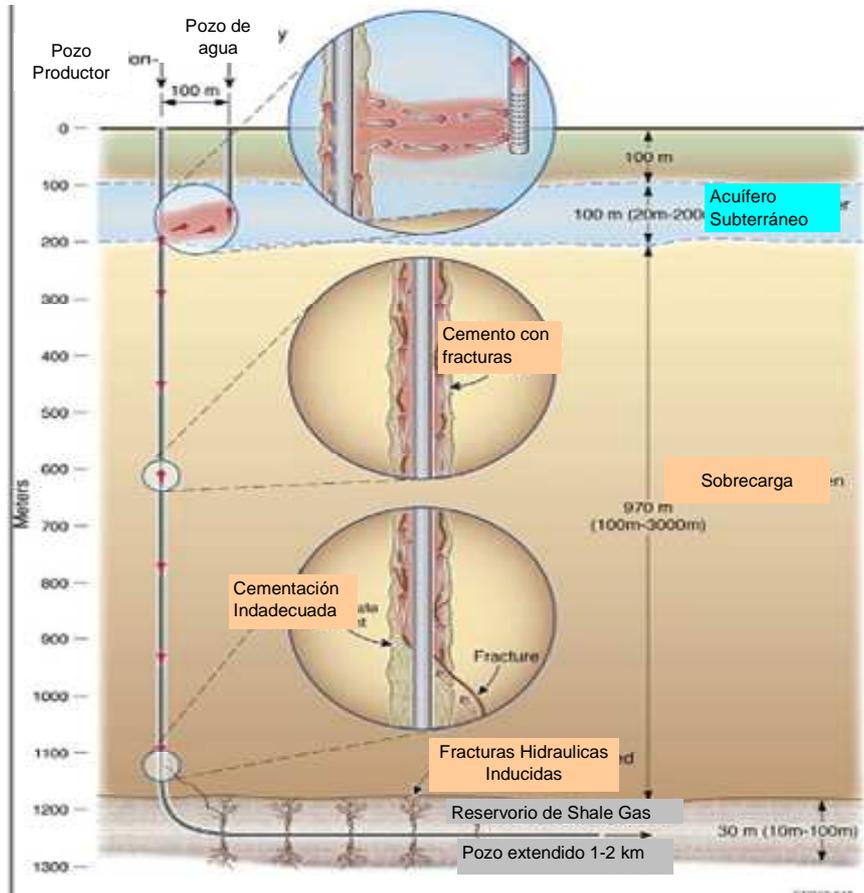
Luego en este escenario inyectar fluidos, aun cuando los mismos estuviesen contaminados, en formaciones subterráneas a más de 1000 de profundidad, generaría un riesgo mínimo de contaminación de aguas potables. Como los principales shale en Argentina se encuentran a profundidades mayores los riesgos serían menores aún.

Pero en rigor parte de los riesgos es que los fluidos inyectados al shale puedan llegar a niveles superficiales, por vías más rápidas que la mencionada. Para ilustrar esto vamos a hacer uso de unos gráficos incluidos en EPA (2012 a)

En nuestro primer ejemplo los fluidos inyectados al pozo, migran antes de alcanzar el shale hacia el acuífero superficial, por fallas en la integridad del pozo, esto es en el aislamiento que tiene el pozo del terreno, merced a las cañerías de revestimiento (casing) y a la cementación

Figura V.3

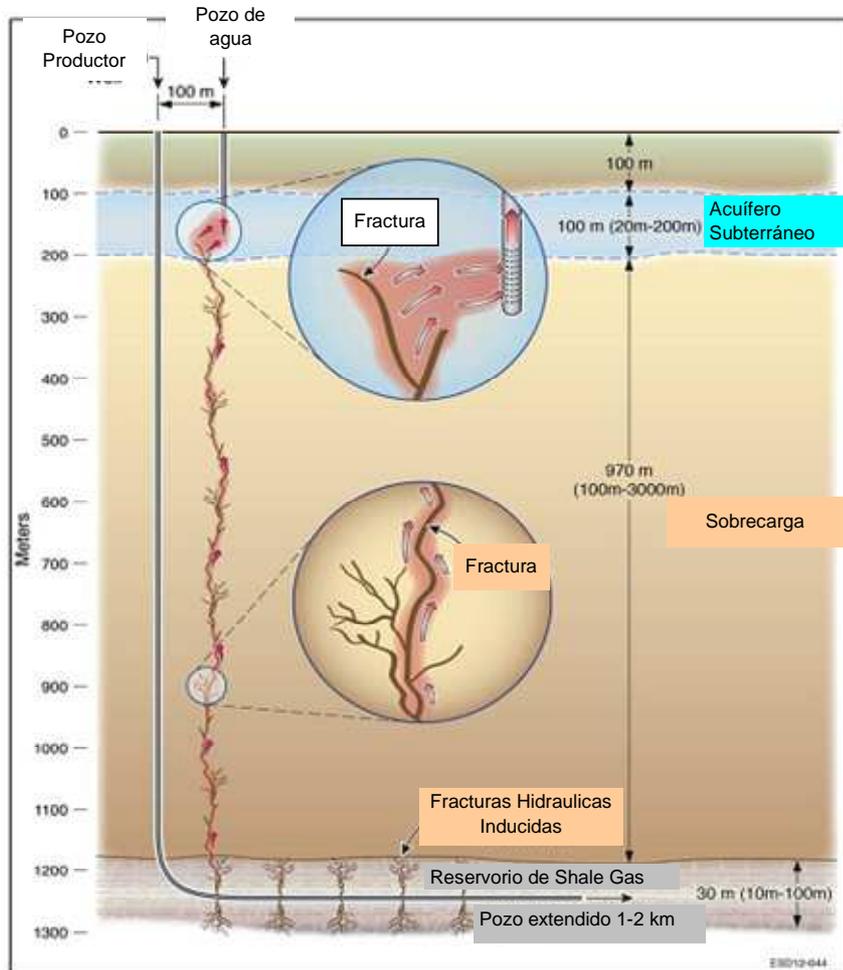
Contaminación por fallas en la cañería de revestimiento o cementación de pozo



En nuestro segundo ejemplo los fluidos inyectados migran hacia la superficie, merced a la propagación vertical de alguna de las fracturas inducidas hidráulicamente.

Figura V.4

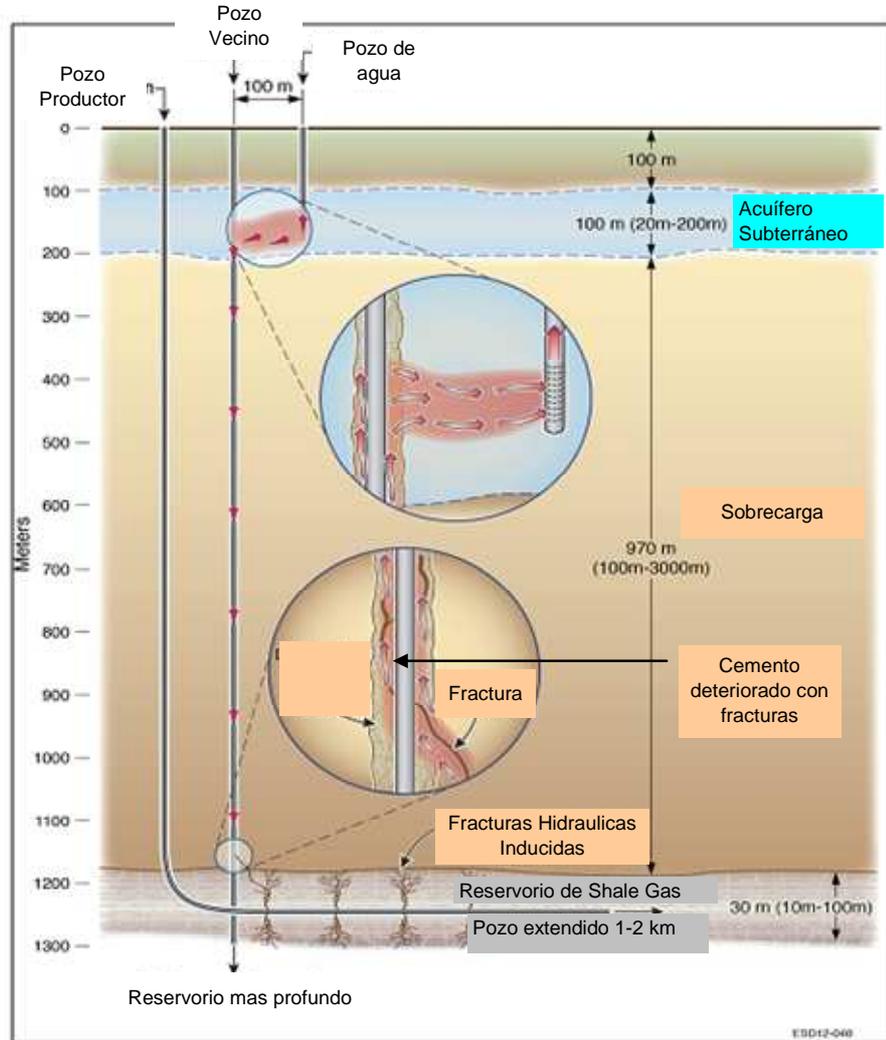
Contaminación por propagación vertical de la fractura



El último caso que mostraremos es uno en el cual la contaminación se produce a través de otros pozos vecinos que por diversas razones pueden actuar como conductos de los fluidos inyectados y retornados (flowback)

Figura V.5

Contaminación por propagación a partir de pozos vecinos con fallas en la integridad



Los ejemplos dados, no ilustran la totalidad de los casos posibles, pero si brindan el concepto, de que lo que genera riesgos de contaminación por los fluidos inyectados y regresados (flow back), son ciertas vías rápidas de migración que pueden pre-existir o generarse a partir de las fracturas hidráulicas.

4 Tratamiento y Disposición final de lodos y recortes de perforación

La perforación de pozos se realiza mediante el empleo de fluidos especiales, denominados lodos de perforación con diversos objetivos, incluyendo lubricación del trepado, manejo de presiones, etc.

Al producirse la perforación, se va incorporando al lodo recortes de la roca perforada, denominados cutting.

El lodo que circula por el pozo, es continuamente objeto de un proceso de filtrado, para separar los componentes sólidos (cutting) que se incorporan durante la actividad, y vuelve a ser empleado.

Los lodos de perforación se clasifican en principio en acuosos y no acuosos. Los primeros tienen una base de agua, mientras que los últimos no. Dentro de los no acuosos, se encuentran aquellos basados en aceites, y los lodos sintéticos.

En general los lodos no acuosos, son más aptos para perforaciones direccionales u horizontales, aunque son más costosos, y su disposición final en el caso de los lodos basados en aceites es ambientalmente problemática.

La producción de shale gas, mediante pozos horizontales, puede necesitar entonces recurrir al menos en alguna de sus etapas a lodos no acuosos.

Hay diversas tecnologías para minimizar el volumen de lodos empleados y para su rehusó y reciclamiento.⁶³

La disposición final, particularmente de los lodos mas complejos ambientalmente, como son los basados en aceite, puede realizarse de múltiples formas como por ejemplo enterramiento, bioremediación (land farming, biorreactores, inyección en cavernas de sal etc), incineración, pero el método recomendable dependerá de la composición química del lodo, y el ambiente disponible para hacer estos procesos.

En algunos casos, cuando se trata de lodos basados en aceites, con componentes de metales pesados significativos, y otros contaminantes, se puede proceder a la

⁶³ Nos remitimos en este caso a la pagina WEB del NETL en donde se desarrollan un sistema de información completo sobre práctica para gestión de residuos de perforación <http://web.ead.anl.gov/dwm/index.cfm>

disposición final como lodo líquido (slurry), inyectándolo a formaciones subterráneas en donde permanezca aislado y sin posibilidades de migrar o contaminar flujos subterráneos de agua.

5 Tratamiento y disposición final del agua residual

5.1 El Tratamiento y la Disposición Final de Agua Producida.

El agua producida es aquella que se encuentra en la formación geológica de la cual se extraen los hidrocarburos, y que salen a la superficie como resultado de la actividad de explotación.

Por tratamiento, entendemos los procesos a los cuales se somete el agua producida, con el objeto de mejorar su calidad, mientras que la disposición, es el depósito final del agua residual tratada o no tratada, sin un tratamiento posterior.

Existe una amplia literatura sobre como reducir, tratar y disponer el agua producida. Esta literatura se origina con la producción de hidrocarburos convencionales, en donde las trampas que los contienen se caracterizan por la presencia de agua en sus estratos inferiores.⁶⁴

En general cuando se producen hidrocarburos convencionales siempre están acompañados con agua de formación, y la relación entre agua producida e hidrocarburos producidos aumenta a medida que maduran los yacimientos.

En este marco, lo usual fue inicialmente la reinyección del agua producida a la formación de la cual se extrae, sin un tratamiento previo. Este es un proceso de disposición, por que una vez reinyectada a formación no tiene un tratamiento posterior.

A medida que el agua producida por un pozo aumenta, aumenta el costo de disponer de la misma hasta que termina incidiendo de manera significativa en la decisión de abandono del propio pozo.

Por otra parte, distintas jurisdicciones, fueron prohibiendo la práctica más económica pero con mayor impacto ambiental, que era verter parte o toda esta agua en piletas sin

⁶⁴ Ver por ejemplo Bailey y otros (2000)

revestimientos de membranas impermeabilizantes. Al mismo tiempo se desarrollaron regulaciones con mayores niveles de protección de aguas subterráneas.

La industria petrolera, fue desarrollando entonces otras alternativas. Algunas de ellas destinadas a disminuir la cantidad de agua producida, y otras a evaluar en que momento podía convenir tratar ese flujo de agua para en lugar de reinyectarlo encontrar un uso productivo para la misma, por ejemplo el riego en actividades agrícolas.⁶⁵

La cuestión con el tratamiento de aguas producidas, generalmente no arroja un rendimiento del 100 %, quedando un residuo, en el cual los poluentes están muy concentrados, tanto que ya un tratamiento posterior no resulta económico.

O sea el tratamiento de aguas, no implica que se elimine siempre la necesidad de proceder a la disposición final de fluidos o sólidos con muy alto nivel de contaminantes, y esta disposición final ya no puede hacerse en pozos que vayan a formaciones productivas, sino en pozos sumideros que tengan características especiales.

En la práctica entonces, el aumento del volumen de agua producida, la prohibición de prácticas económicas, pero ambientalmente perjudiciales para su disposición final en el sitio, y la búsqueda de usos beneficiosos que podían generar residuos altamente contaminados, trajo aparejado también la necesidad de encontrar otros métodos de disposición final para los residuos de las plantas de tratamiento, que ya no podían reinyectarse a formación sin producir eventualmente daños a la misma, o a las instalaciones.

En este marco es donde aparece la práctica de la inyección a otras formaciones, distintas de la formación productiva, con el objeto de almacenar estos fluidos, en sitios de los cuales no pudiese migrar.

Por otra parte, las formaciones que pueden ser aptas para este tipo de pozos sumideros, pueden encontrarse fuera del área de explotación, con lo cual se tiende a diferenciar entre disposición final en el sitio y fuera del sitio, incluyendo la última no solo costos de disposición final en el pozo, sino el transporte hasta el mismo.

⁶⁵ Ver Arnold R, Burnett D y otros (2004)

Ahora bien, junto con esta práctica aparecen las regulaciones, tendientes a que estas prácticas se realice en forma segura, de manera de prevenir riesgos de contaminación de aguas subterráneas.

Como veremos en el próximo Capítulo, tanto en USA, como en Alberta Canadá, los pozos inyectores de tipo “sumidero”, o para “disposición final”, quedan sujetos a un régimen de habilitación y control por parte de las autoridades públicas.

5.2 Tratamiento y disposición final de flowback.

Por agua residual, entendemos la suma del agua producida, y el flowback.

El flowback, a diferencia del agua producida es el retorno a la superficie de una parte de los fluidos que se han inyectado para la fracturación hidráulica. En la práctica sin embargo la definición y medición del flowback es variable.⁶⁶

Una cuestión aquí es que mientras la reinyección a formación de agua producida, debidamente tratada, no debería incluir una mayor carga de contaminantes que los existentes naturalmente, con el flowback deben tomarse precauciones adicionales, dado que se trata de agua que no pertenece a la formación en que se inyecta, por lo que el riesgo de daño a la formación es mayor, y por que los contaminantes que puede incluir, pueden ser de más difícil tratamiento.

Si lo que se reinyecta a formaciones productivas, son las aguas de las mismas formaciones productivas, debidamente tratadas, entonces es el mismo fluido aproximadamente que estaba en ese mismo lugar. Si lo que se inyecta a una formación productiva, es el flowback de otras formaciones, entonces el impacto sobre la formación y ambiental puede variar.

Quedan entonces las siguientes alternativas,

A) Que el agua residual sea tratada para ser:

⁶⁶ Tal como señalan Acharya y otros (2011) pagina 21 y 22, distintos operadores miden el flowback con distintos criterios (financieros, de tiempo, y de volumen), con lo cual los datos que presentan distintos operadores de este concepto, no siempre representan lo mismo.

a) reutilizada como agua en las fracturas,

b) utilizada en usos beneficiosos,

c) dispuesta en formaciones productivas.

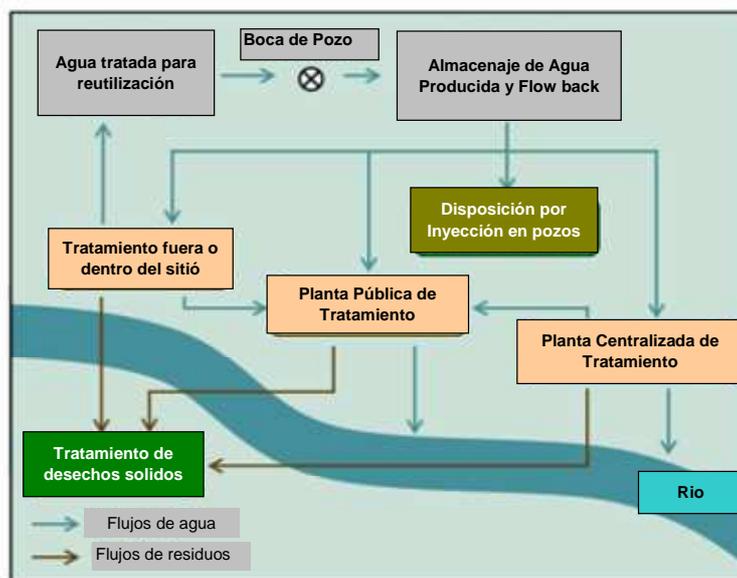
B) Que el agua residual, no sea tratada y

d) dispuesta en formaciones en que permanezcan aisladas y no permitan su migración por largos periodos de tiempo.

Lo que debe tenerse en cuenta que salvo que se apele a diluir el agua residual con aguas de mejor calidad, en todos los otros casos, hay un residuo, que generalmente implica el método d).

El siguiente diagrama ilustra lo señalado

Gráfico V.1



Hemos entonces destacado dos situaciones, que conducen a que no puedan reinyectarse fluidos a formaciones productivas y deban inyectarse a otro tipo de pozos llamados pozos sumideros, que deberían poderlos mantener confinados.

6 Los impactos acumulativos.

Se pueden producir efectos acumulativos ya sea en el tiempo o en el espacio. Ilustraremos esto con dos casos, el de Sismicidad Inducida, y el del Grado de Toxicidad de los fluidos de fracturación.

6.1 Sismicidad Inducida

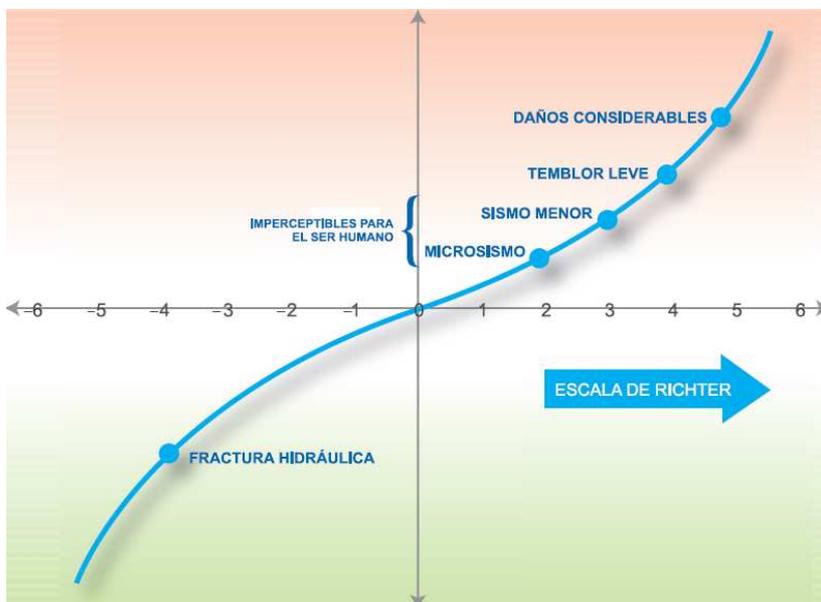
Se denomina sismicidad inducida, a los movimientos sísmicos derivados de la actividad del hombre. Por ejemplo la detonación de un arma nuclear en sitios subterráneos es una forma de generación de sismicidad inducida.

En IAPG (2013), se señala:

A la fecha, y pese a los numerosos estudios científicos, no se probó ninguna vinculación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos o dañinos y proyectos de gas o petróleo de esquisto.

Luego agrega el IAPG (2013), el siguiente gráfico

Gráfico V.2

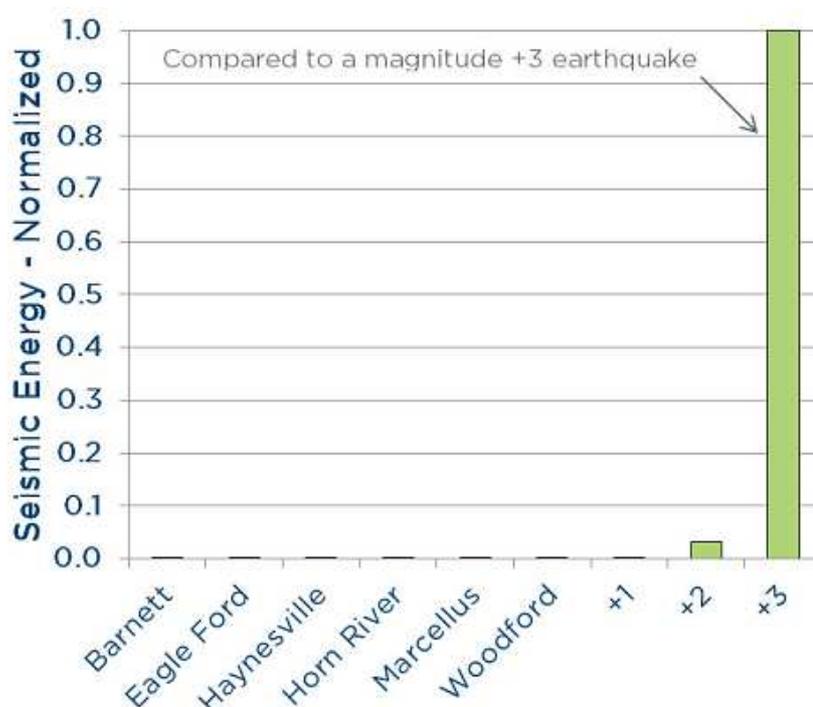


Fuente IAPG (2013)

En nuestra opinión, si bien no está aclarado en IAPG (2013) el gráfico precedente solo puede ser una simplificación. En la realidad, la intensidad de los fenómenos sísmicos inducidos por el fraturamiento hidráulico, no podría representarse por un punto, sino por una distribución de puntos, que asignara a distintas intensidades distinto nivel de probabilidad.

Una idea más aproximada de esta distribución la da el siguiente gráfico, en el cual se informan valores puntuales de Sísmicidad Inducida para distintas formaciones de shale gas en USA

Gráfico V.3



Fuente ANGA/API/AXPC

El gráfico anterior mejora la información sin precisar como ha sido la distribución de eventos en cada formación. Podemos finalmente realizar algunos comentarios sobre sus puntos extremos. De acuerdo a GWPC (2013), especialistas en el tema, han encontrado evidencias de pocos eventos de sismos perceptibles, inducidos por operaciones de fractura hidráulica en Oklahoma, en Horn River Basin en la Provincia de British Columbia – Canadá y en el Reino Unido. En el caso de Oklahoma se señalan las operaciones en el Eola – Field como posible causa de 100 terremotos de magnitudes de

hasta 2.9 en la escala Richter. En el Reino Unido las operaciones de Cuadrilla Resources generaron terremotos de 1,5 a 2,3 grados en la misma escala.

No hemos encontrado documentos que brinden evidencia de que estos sismos hayan producido efectos dañinos, no obstante en algunas ocasiones los terremotos inducidos han sido de magnitud mayor a 2 en la escala Richter, y en algunos pocos casos han sido perceptibles por la población.

La evidencia analizada por la Academia de Ciencias de USA⁶⁷, induce a pensar que por la baja frecuencia de estos eventos y la magnitud hasta ahora han alcanzado por los mismos, esta actividad “no posee alto riesgo⁶⁸” para la población.

Ahora bien, en el mismo informe elaborado por la Academia de Ciencias de USA (2012), cuyas conclusiones son recogidas en GWPC (2013), se trata otras formas de sismicidad inducida, por la actividad vinculada a la energía.

En estos informes se concluye que se han documentado adecuadamente numerosos casos de actividad sísmica inducida asociada a la inyección de residuos en pozos sumidero, en por ejemplo Ohio, Arkansas, Oklahoma y Texas, los cuales se han debido probablemente a la existencia de fallas o anomalías geológicas previas.

O sea la fractura hidráulica no es la principal fuente de preocupación en esta materia, pero si lo son ciertas tecnologías de disposición final subterránea de fluidos en pozos sumideros, incluyendo pozos de disposición final de la industria del petróleo, y también podría serlo la disposición final de gases en proyectos de secuestro y captura de CO₂.

De manera que el riesgo de impacto, en materia de sismicidad inducida, no esta vinculado tanto a breves e intensos golpes de presión, como los que se da con la fractura hidráulica, sino a la inyección constante de fluidos en el subsuelo en pozos sumideros.

Esto tiene que ver con el hecho de que en el subsuelo no hay vacío, y si se inyectan fluidos, y no se sacan otros fluidos⁶⁹ entonces la presión poral en el subsuelo tiene que aumentar, y esto puede conducir en el tiempo, a fracturas o deslizamientos de rocas, las cuales son formas de sismicidad inducida, cuyo nivel de intensidad no puede precisarse a priori.

⁶⁷ Ver U.S. National Research Council Report (2012)

⁶⁸ Empleamos los términos usados por el especialistas McGuire en GWPC (2013) pagina 11

⁶⁹ Tal como ocurre en las Cavernas de Sal, en donde se inyectan residuos, y se extrae salmuera.

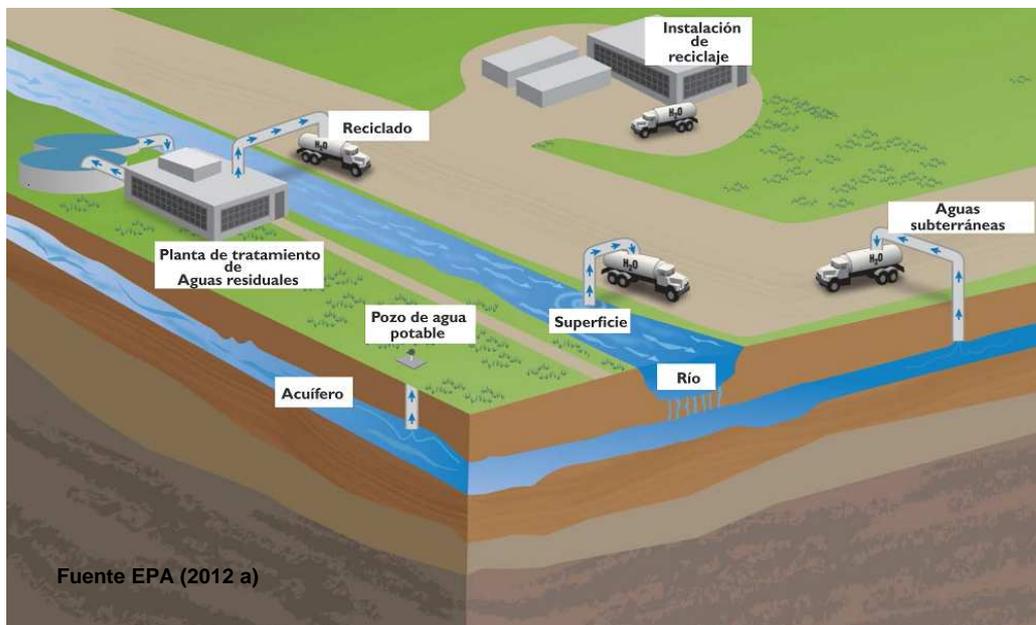
Lo interesante de este punto, es que vista la fracturación hidráulica en forma aislada, su impacto ambiental sobre la actividad sísmica es bajo, pero observando el ciclo de vida de la actividad, incluyendo la disposición final de fluidos en el subsuelo, y viendo no solo los impactos individuales, sino los impactos acumulativos, entonces el riesgo de sismicidad inducida podría ser mayor.

Naturalmente esto depende de muchos factores tanto geológicos, como el tiempo que se lleva almacenado fluidos en el subsuelo, pero en principio las necesidades en términos de volumen de disposición final de fluidos de estimulación sería mayor en la producción con fractura hidráulica masiva que en la fracturación hidráulica empleada anteriormente.

6.2 Concentración y reutilización del fluido de retorno.

La figura siguiente, ilustra las formas alternativas de obtención de agua para fractura hidráulica.

Figura V.6



Es frecuente que se argumente que existen métodos para la reutilización del flowback en operaciones de fracturación hidráulica de manera de disminuir los requerimientos de agua dulce.

Es frecuente encontrar exposiciones en los cuales se mencione el escaso nivel de concentración de los químicos con poder tóxico en los fluidos de estimulación, y por lo tanto el bajo peligro que representarían para la salud humana o para los ecosistemas. Por otra parte, también se suele mencionar productos de uso doméstico en que se emplean elementos similares.

Ahora bien, si se toman ambos procesos en conjunto, las conclusiones pueden variar.

Tal como se desarrolla, en el informe producido por M-I SWACO una compañía del grupo Schlumberger para Petroleum Technology Alliance Canada. (PTAC) (2012), a medida que aumenta el porcentaje de reutilización del flowback y la cantidad de veces que es reusado este fluido, puede aumentar el factor de concentración de los químicos incorporados.

Por ejemplo si sistemáticamente pudiese inyectarse una mezcla de 80 % de agua fresca y 20 % de flowback, en este escenario en que persisten todos los químicos, el porcentaje de concentración de productos químicos tendería al 20% a medida que aumentan las veces en que se reusa el flowback.

Para mitigar este efecto, operan dos factores.

El primero de ellos es que parte de los químicos no persisten, dado que por ejemplo se adhieren a las rocas en el subsuelo, o se degradan, y que solo algunos componentes tienden a persistir. De acuerdo a MI- SWACO (2012), los productos químicos que tienden a persistir son por ejemplo reductores de fricción, inhibidores de corrosión, inhibidores de escamas, y algunos biocidas.

El segundo factor es el tratamiento a que puede ser sometido el flowback para disminuir el contenido de químicos que persisten, antes de ser reutilizado.

No obstante en la medida en que los procesos que disminuyen la persistencia en las operaciones, ni el tratamiento posterior del flowback, no puedan eliminar una parte significativa de los componentes químicos incorporados, la concentración de estos químicos podría aumentar respecto de las dosis iniciales, cuando se actúa reutilizando reiteradas veces, parte del flowback para nuevas fracturas hidráulicas.⁷⁰

⁷⁰ Ver Schumberger – MI-SWACO (2012) páginas 27 a 31.

O sea la actividad de rehúso de flowback tiene el impacto beneficioso de disminuir los requerimientos de agua dulce, y el problema al menos potencial de poder aumentar el grado de concentración en los fluidos de estimulación de algunos componentes químicos, mas allá del porcentaje en que son incorporados inicialmente al agua dulce.

Este problema potencial, lo planteamos únicamente como un ejemplo de mecanismo acumulativo.

7 Riesgo ambiental.

Finalmente, la evaluación de los impactos, no puede prescindir del análisis del riesgo.

El riesgo ambiental, se suele definir como el producto de la probabilidad de que ocurra un incidente, por la significación ambiental que puede tener este incidente.

Por ejemplo un impacto ambiental puede manifestarse, al producirse derrames de todo tipo, y los casos en que los pozos sumideros no estén adecuadamente construidos o monitoreados. Los riesgos, dependerá de la probabilidad de ocurrencia de los impactos, ponderado por la magnitud que tendría el impacto de ocurrir.

Riha S y Rahm B (2010) proponen a los efectos de clasificar los riesgos de accidentes, sobre el recurso agua en particular, el distinguir entre eventos que se producen en la superficie y los eventos que ocurren por debajo del suelo.

De acuerdo a estos autores, eventos de superficie incluyen:

- a) construcción de pozos pad, por carretera y oleoducto
- b) extracciones de agua (ya sea de agua superficial o subterránea)
- d) tratamiento y disposición de aguas residuales producidas y flujo de retorno.
- e) derrames en la superficie que pueden ocurrir durante el transporte, almacenamiento y manipulación de los productos químicos y residuos

También de acuerdo a ellos, eventos subterráneos incluyen:

- a) perforación y revestimiento del pozo
- b) fracturamiento hidráulico

King (2012), hace una evaluación del riesgo de la fractura hidráulica exclusivamente, suponiendo que el pozo ha sido bien construido, y no tiene problema alguno.

En un enfoque muy distinto OAEA (2013), evalúa el riesgo ambiental, asociado a varias etapas tales como:

- 1) Identificación del sitio y preparación.
- 2) Diseño del pozo, entubación y cementación.
- 3) Fractura hidráulica.
- 4) Completamiento.
- 5) Producción
- 6) Abandono del pozo.

Comparando los estudios de King (2012), y OAEA (2013), los resultados en materia de riesgo son opuestos, aunque esto puede deberse parcialmente al distinto punto de comparación que adoptan, tomando uno como referencia USA, y en el otro caso Europa, pero también, como veremos luego, en la distinta forma de medir la frecuencia de los eventos.

Capítulo VI

Prácticas Recomendadas

Existe consenso que es necesario contar con una regulación adecuada para llevar adelante la explotación de gases no convencionales, y para definir las Regulaciones, es frecuente que se tome en cuenta como antecedentes, las Practicas Recomendadas por instituciones no gubernamentales.

Este capítulo esta dedicado a estas Practicas Recomendadas elaboradas por instituciones no gubernamentales, y sin pretender realizar un examen exhaustivo del tema, trataremos de destacar en base a ejemplos algunas características de este tipo de prácticas y los documentos que las difunden, sus alcances y limitaciones.

1 Introducción.

La industria petrolera ha sido y continua siendo, particularmente dinámica en innovación tecnológica, en todos los campos, y por supuesto en materia de minimización del impacto ambiental de su actividad.⁷¹

Hay prácticas recomendadas para mejorar la productividad de yacimientos, o bien mejorar la estimación de reservas, pero nuestro interés esta en las prácticas recomendadas orientadas hacia la protección del ambiente.

Uno de los primeros impactos ambientales, que se observaron en relación a la actividad petrolera, ha estado asociado a los fluidos empleados en la actividad y su eventual impacto sobre el recurso agua.

Entre los fluidos más importantes, sea por su volumen o grado de toxicidad, se encuentra:

- a) Agua producida. Es el agua contenida en la formación de hidrocarburos que se explota, y que llega a la superficie como consecuencia de esta explotación.

⁷¹ Ver por ejemplo DOE (1999)

- b) Lodos de perforación. Son lodos que tienen una base o bien de agua, de hidrocarburos o sintética, y que junto con otros productos químicos cumple una función de lubricación de la columna de perforación, así como el manejo de presiones durante dichas actividades.
- c) Recortes de perforación (o cutting). Es un flujo de materiales del subsuelo que se produce en las tareas de perforación y se mezcla habitualmente con el lodo empleado.
- d) Flujo de fracturamiento. Es un flujo que tiene diversa composición química, y que se emplea en las tareas de fracturamiento hidráulico.
- e) Fluido de retorno (flowback). Es el flujo de fracturamiento que retorna a la superficie, contaminado con otros elementos incluyendo sales del subsuelo.
- f) Agua residual. En algunos casos se denomina así a la suma del agua producida más el flowback.

En materia de administración y disposición de aguas producidas, desde hace años organizaciones como el American Petroleum Institute (API), la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe (ARPEL) han publicado guías con buenas practicas⁷². En el caso de Argentina, el entonces Instituto Argentino del Petróleo confeccionó a principios de los noventa, la “*Guía de Recomendaciones para proteger el ambiente natural durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos*”⁷³. Dentro de este documento, se efectúan recomendaciones para el tratamiento y disposición final del agua producida.

El primer tratamiento en superficie que se dio al agua producida fue su separación del petróleo. Cuando el volumen de agua por unidad de petróleo aumentó se trato de encontrar métodos para disponer de esa agua. Inicialmente una práctica habitual fue el deposito del agua producida en piletas de tierra, lo cual como veremos luego fue limitado. Esto obligó a contar con mayor capacidad de instalaciones en superficie, y de reinyección del agua tratada a formación, esto finalmente alcanza un límite mas allá del cual no resulta económico continuar con la producción.

⁷² Vease ARPEL (1992)

⁷³ Como veremos mas adelante con base en este documento se dicto la Resolución SE N° 105/92 que estableció las Normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

Para lograr mejorar las condiciones económicas de la producción de petróleo y mantenerlos más tiempo en producción, se comenzó a desarrollar técnicas para reducir el agua producida⁷⁴, y procesos de tratamiento que permitieran dar al agua producida al menos parcialmente, usos beneficiosos. De esta manera parte del agua producida y tratada, se convirtió en un subproducto con valor de mercado, que permitía emplearla por ejemplo en usos agrícolas o industriales.

Estos procesos, como por ejemplo la osmosis inversa, permiten obtener por una parte aguas con menor contenido de sales disueltas, y por otra parte un líquido con mayor concentración de sales, que puede ya no ser apto para ser reinyectado a formación, y su disposición final puede realizarse por otros métodos, tales como piletas de evaporación o inyección en pozos sumideros especialmente habilitados.⁷⁵

O sea las limitaciones en métodos de disposición final en piletas de tierra, y los tratamientos del agua para obtener usos beneficiosos, dio lugar a nuevas cuestiones ambientales, tales como el transporte del agua de producción para su tratamiento en plantas, y el transporte y disposición final de los residuos líquidos obtenidos a partir de dichas plantas de tratamiento.

Aparece entonces un nuevo concepto, en relación al tratamiento del agua producida, que es el costo de disposición fuera del sitio (off-site disposal cost).

El tratamiento y disposición de lodos de perforación y recortes, suelen tratarse juntos bajo el concepto de residuos (waste). También en este aspecto han existido recomendaciones.⁷⁶ En estos casos, la disposición práctica de disposición final fuera del sitio y el empleo de pozos sumideros especialmente habilitados a tal efecto, comienza en USA con la legislación que regula la inyección en pozos subterráneos de 1972.

Las buenas prácticas asociadas a la fracturación hidráulica, y la gestión de flowback se observan inicialmente en relación a la producción de gas de lecho de carbón.⁷⁷

⁷⁴ Sobre tecnologías para reducir el agua producida, ver Bailey y otros (2000),

⁷⁵ Sobre los usos beneficiosos del agua, ver Arnold y otros (2004), ALL Consulting (2003 b) (2005) y (2006)

⁷⁶ Vease EP Fórum (1993), API (1997). Para Argentina vease la “Guía de Recomendaciones para proteger el ambiente natural durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos” elaborada por el IAPG a principios de los noventa.

⁷⁷ Ver en este sentido, All Consulting (2002)

Ahora bien, la puesta en discusión de los aspectos ambientales de la fractura hidráulica masiva, ha llevado a una emisión también masiva de recomendaciones de “Prácticas Recomendadas”.

Puede observarse en este sentido las recomendaciones emitidas por en USA por el API⁷⁸, en Canadá por la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo⁷⁹ y por Petroleum Technology Alliance of Canada, en UK por la International Association of Oil & Gas producers (OGP)⁸⁰, y a nivel local por el IAPG (2013)⁸¹.

Asimismo han surgido nuevas organizaciones específicamente orientadas hacia la explotación de Shale Gas, con sus propias recomendaciones en materia “Buenas Prácticas”⁸² y también por supuesto Empresas Privadas de Servicios Petroleros⁸³ y Consultoras⁸⁴.

Estas prácticas recomendadas, hacen énfasis particularmente en la integridad de los pozos, incluyendo cañerías de revestimiento y cementación, y la gestión del agua incluyendo el flow back.

2. El alcance de las “Prácticas Recomendadas”.

Conviene ahora realizar algunas reflexiones sobre “Prácticas Recomendadas”, y a tal efecto, vamos a desarrollar algunos puntos a saber:

- a) Las “Prácticas Recomendadas”, deben interpretarse como la prueba de que pueden mitigarse los impactos ambientales de la actividad basada en fracturas hidráulicas masivas, no que pueden eliminarse completamente dichos impactos.

⁷⁸ Un detalle de todas las recomendaciones emitidas puede verse en API (2012 f). Con relación a las cuestiones de integridad de los pozos, ver API (2009) API HF1, con respecto a efectos en superficie de las fracturas hidráulicas API HF3 (2011), con relación a sísmica inducida API (2011), con respecto a las practicas de cementación API 65-2 (2010 b), y en relación al manejo de agua API (2010 a)

⁷⁹ Vease CAPP Hydraulic Fracturing Operating Practice

⁸⁰ Vease International Association of Oil & Gas producers (OGP) (2009)

⁸¹ Ver IAPG http://www.iapg.org.ar/web_iapg/sectores/practicas/practicas.htm

⁸² Ver Marcellus Shale Coalition (2012)

⁸³ Ver por ejemplo la revista Oil Field Review publicada por Schlumberger.

⁸⁴ Ver por ejemplo diversas presentaciones de All Consulting.

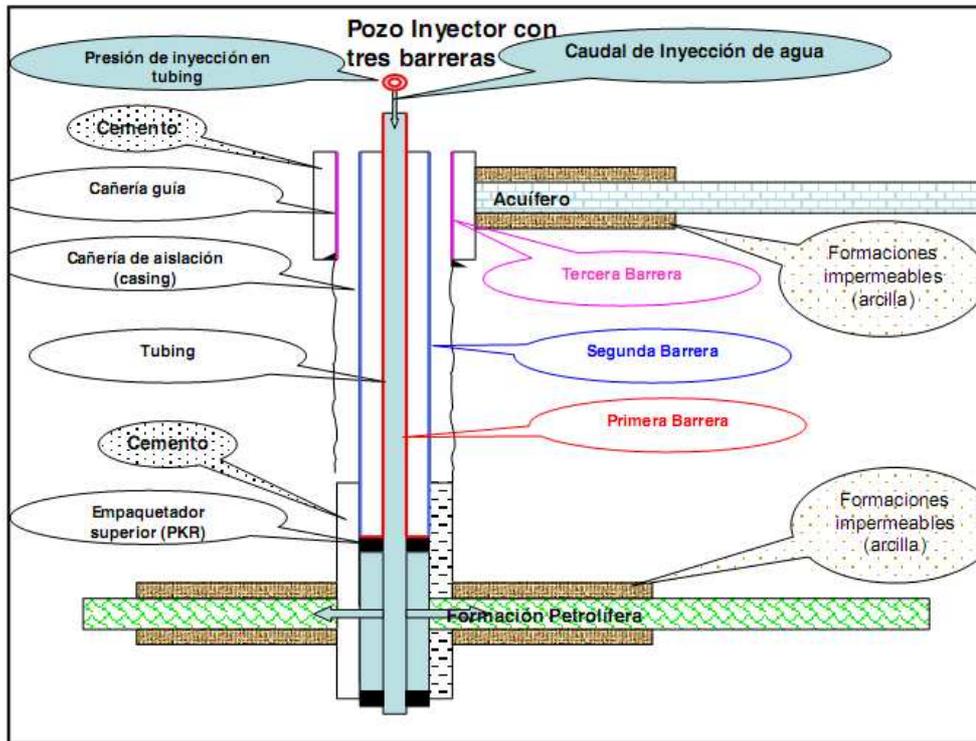
- b) La existencia de “Prácticas Recomendadas”, es una condición necesaria aunque no suficiente para que las mismas se apliquen.
- c) Las “Prácticas Recomendadas”, no suelen incluir evaluaciones económicas de las mismas, ni comparaciones económicas entre las mejores prácticas y prácticas alternativas.
- d) Las “Prácticas Recomendadas”, son generales, y no atienden toda la casuística que puede presentarse.
- e) La efectividad de las “Prácticas Recomendadas” dependen del contexto en que se aplican.
- f) Las “Prácticas Recomendadas” por Instituciones Profesionales, en distintos países no son idénticas entre sí.

Es importante tener en cuenta que la aplicación de las Prácticas Recomendadas, no garantiza que no existan impactos ambientales, sino que dado un estado del conocimiento, el empleo de las mismas tiende a minimizar estos impactos.

Una forma de visualizar esto, es contrastar la literatura de Practicas Recomendadas, con la de Innovaciones Tecnológicas. La importancia de este contraste, es que al introducirse Innovaciones Tecnológicas se pone de manifiesto la insuficiencia que han tenido en el pasado las “Practicas Recomendadas”. En este marco sería poco razonable pensar que estas insuficiencias ya han sido completamente superadas.

Un ejemplo de esto es la “Cementación” de pozos. El siguiente gráfico tomado de IAPG (2010), ilustra como en un pozo típico existirían tres barreras de protección, que tenderían a impedir la migración de fluidos entre distintos niveles del subsuelo, previniendo de esta manera la contaminación de acuíferos de interés.

Gráfico VI.1



Fuente: IAPG (2010)

La primera barrera, sería la tubería de producción (tubing), y su empaquetador superior, la segunda barrera, sería la cañería de aislación (casing), y la tercera barrera sería la cañería guía. Las cañerías de aislación y guía, son fijadas al suelo mediante cemento, y de esta manera tenderían a formar una barrera a la migración de fluidos.

Este enfoque de cañerías de revestimiento y cementación, tiene que ver con la integridad del pozo, y es de larga data. En un pozo se dice que hay problemas de integridad mecánica cuando los fluidos que transitan por el mismo pueden atravesar todas las barreras.

Ahora bien, podría llegar a pensarse que es muy poco probable que las tres barreras sean superadas.

No obstante en el pasado no ha sido así. En el Anexo A, de la Práctica Recomendada, API 65-2 (2010 b), se exponen diversos estudios realizados en USA, UK, Canadá y la ex URSS, que dan cuenta de la gran cantidad de episodios de migraciones no controladas de hidrocarburos a través de los espacios anulares de los pozos petroleros.

Por otra parte, podríamos suponer que en el futuro de aplicarse las Prácticas Recomendadas actuales, este fenómeno no volvería a ocurrir.

Sin embargo si nos remitimos a diversos artículos aparecidos en la revista “Oil Field Review” editada por Schlumberger sobre innovación tecnológica, la cuestión parece no ser tan así.

Los artículos de esta revista presentan ciertas características comunes, combinando un enfoque técnico crítico de las prácticas de la industria, con una propuesta innovadora. El enfoque técnico hace hincapié en ciertos problemas pendientes de solución, mientras que el enfoque innovador, incorpora un producto o servicio ofrecido por Schlumberger para tratar cada uno de estos problemas. Por supuesto que detrás de la propuesta innovadora existe un interés económico de la empresa que la ofrece.

En los artículos de esta revista para sustentar el enfoque técnico crítico, aparecen referencias a otros estudios de campo en donde se ponen en evidencia los problemas que existen en la práctica.

En materia de cementación podemos identificar tres casos, cementación primaria, forzada, y tapones de cemento para diversos usos, por ejemplo abandono.

La migración no controlada de hidrocarburos a la superficie, en el caso del gas natural se denomina en inglés SCP (presión detrás de la tubería), o SCA (presión anular). En un estudio estadístico del Servicio de Administración de Minerales de USA a agosto del 2003, (MMS en inglés), determinó que un 43 % de 15.500 pozos en el Golfo de México, tenía signos de SCP.⁸⁵

Esta migración (SCP) se produce a través de los microespacios anulares que se pueden formar entre las paredes de las cañerías y el cemento, o el cemento y el lodo, o incluso dentro del propio cemento.⁸⁶

⁸⁵ Ver Brutatto y otros (2003/2004)

⁸⁶ Ver Bol, y otros (1991), Brufato y otros (2003/2004), Bellabarba y otros (2008)

En algunos casos estos problemas son producto de la no aplicación en el pasado de técnicas que actualmente se consideran recomendables, pero en otros casos se destaca que aún cuando las acciones se realicen correctamente, esto no garantiza en el tiempo que se mantendrá en buen estado la cementación por el efecto de diversas causas.

Respecto de la cementación forzada, la misma se realiza cuando es necesario realizar reparaciones a la cementación primaria, y en general se coincide en que es difícil determinar las zonas que deben repararse, y es de muy costosa realización.

Finalmente otra práctica vinculada a la cementación es la instalación de tapones de cemento para abandono de pozos. Nuevamente en este caso se citan estudios de campo que revelan observaciones de un alto porcentaje de pozos con fallas en su abandono⁸⁷, y se promueven nuevas tecnologías para mejorar el desempeño, aún cuando tampoco en este caso parece tratarse de un problema definitivamente resuelto.⁸⁸

Ahora bien, la fracturación hidráulica es una de los factores que aumenta el riesgo de migración vertical de fluidos.

Señala Bellabarba y otros (2008):

“Aunque la lechada (de cemento), se coloque correctamente, los cambios producidos en las condiciones de fondo de pozo pueden inducir esfuerzos suficientes como para destruir la integridad del cemento. Con el tiempo, las pruebas de integridad hidráulicas, el incremento del peso del lodo, los disparos de la tubería de revestimiento las operaciones de estimulación, (el subrayado es nuestro) la producción de gas o un incremento considerable en la temperatura del pozo imponen esfuerzos sobre el cemento. Cualquiera de estos puede dañarlos.”

Para atender esta problemática se plantean distintas soluciones, pero el problema no parece estar completamente resuelto. Por ejemplo en Bellabarba y otros (2008) se proponen además de pruebas sónicas y ultrasónicas de integridad (para evitar las

⁸⁷ Ver la llamada 2 de Barclay y otros (2002) en donde se cita un estudio de 1993 en el área de Lloydminster al oeste de Canadá en donde el 45 % de los pozos investigados tenían problemas de migración de gas.

⁸⁸ Ver Barclay y otros (2002).

pruebas hidráulicas), nuevos tipos de cementos que tendrían la propiedad de auto repararse, frente a fallas que se produzcan en el tiempo. No obstante respecto de la efectividad que se espera de estos nuevos cementos, es ilustrativo el último subtítulo “*el tiempo dirá*”.⁸⁹

Es interesante observar como King (2012) al evaluar los riesgos ambientales asociados al fracturamiento hidráulico, adopta como punto de partida que el pozo ha sido recientemente construido conformes a las mejores prácticas, y se realizan en el mismo las primeras fracturas hidráulicas. Esto a nuestro entender tiene que ver con dos aspectos, el primero es que el pozo haya sido realizado conforma a las practicas recomendadas, y el segundo es que no haya pasado un tiempo tal que, aún cuando el pozo haya sido realizado conforme a las Practicas Recomendadas, sea probable que hayan comenzado a operar las variables que tienden a la degradación progresiva de la integridad del pozo, entro otras causas por la degradación de la cementación.

En síntesis, las “Practicas Recomendadas” permitirían minimizar dada la tecnología existente en un momento determinado, el impacto de ambiental, pero en muchos casos los problemas no han sido completamente resueltos.⁹⁰

3 Practicas Recomendadas y Regulación.

Tal como se señala en (GWPC 2009), las prácticas recomendadas no constituyen una regulación salvo que expresamente se incorporen como tal. Si el cumplimiento de las Buenas Prácticas, es solo voluntario, no puede garantizarse su aplicación.⁹¹

En el caso Argentino, particularmente la Resolución SE N° 105/92 incorporó aparentemente con gran extensión la “Guía de Recomendaciones para proteger el ambiente natural durante el desarrollo de la exploración y explotación de

⁸⁹ Ver Bellabarba y otros (2008) página 33.

⁹⁰ En el ejemplo de emisiones de gases, puede observarse el análisis de ciclo de vida, vinculados a la producción de shale gas y gas natural convencional realizado por Argone (2011), del cual surge que existe un cierto nivel de impacto en esta dimensión ambiental. Ver también Armendariz A (2008) y Griffin J M , Hendrickson C , Jaramillo P , Van Briesen J y Venkatesh A (2011)

⁹¹ Ver GWPC – USA (2009) pagina 8. Ver también todas las notas que preceden a las prácticas recomendadas del API, en donde queda de manifiesto que las mismas son solo recomendaciones por carecer el organismo que las redacta de competencias jurisdiccionales

hidrocarburos”, elaborada por IAPG. En este sentido, puede observarse al menos en parte un tipo de “autorregulación”, por parte de la industria. No obstante esto no necesariamente ocurre siempre.

Por otra parte, una Práctica Recomendada que se limitara a recomendar cumplir con la normativa vigente, no sería de mucho interés. La importancia de la Práctica Recomendada es cuando la misma va más allá de lo que normativa vigente establece, o bien contradice la misma. Por eso las Prácticas Recomendadas en distintos países con distinto desarrollo normativo, deberían tener en principio distinto alcance, dado que los aspectos no cubiertos por la normativa serían diferentes en cada caso.

4 Prácticas Recomendadas y Evaluación Económica.

No suele incorporarse a las prácticas recomendadas, evaluaciones económicas de las mismas que midan sus costos y beneficios, distinguiendo en estos últimos los beneficios privados y los sociales.

En este sentido, en términos del pensamiento económico neoclásico los impactos ambientales que tratan de minimizar las prácticas recomendadas, pueden verse como externalidades, que los agentes privadamente pueden no tomar en cuenta en sus decisiones.

El operador de un área puede encontrarse para realizar un determinado trabajo con un menú de opciones. Algunas de ellas más caras, pero que eviten costos sociales importantes, y otras más baratas aunque con mayor impacto ambiental. En ausencia de una regulación y de un adecuado mecanismo de control, es posible, que una conducta orientada a maximizar los beneficios, adopte las prácticas menos costosas, independientemente de que sean las más recomendadas o no para mitigar impactos ambientales.⁹²

⁹² Podría ser muchos más económico por ejemplo disponer directamente el agua residual sin un tratamiento, que aplicar las prácticas recomendadas para su tratamiento y posterior disposición

Si la explotación con fracturamiento hidráulico masivo, requiere aplicar técnicas mas costosas ya sea en la exploración, perforación, completamiento (incluyendo tratamiento de flowback) o producción, a los efectos de minimizar los impactos ambientales, entonces, ceteris paribus, los estímulos económicos privados a no aplicar estas reglas pueden ser mayores.

Las Practicas Recomendadas, son un “deber ser”, mientras que lo ocurre en la realidad, puede ser diferente.

5 Prácticas Recomendadas y Casuística.

Las prácticas recomendadas, hacen referencia habitualmente a un conjunto de circunstancias a tener en cuenta, pero no a todas ellas. Este carácter general de las “Prácticas Recomendadas”, esta reconocido en los propios textos, en donde siempre se menciona que no pueden abordarse todas las situaciones posibles, y que hay cuestiones que deben ser tratadas caso por caso.

Ahora bien, se han observado en distintas publicaciones de “Prácticas Recomendadas”, algunas cuestiones comunes. Por ejemplo suelen referirse particularmente a proyectos nuevos (Green field) y no tienen un tratamiento extenso, de proyectos basados en instalaciones ya existentes (Brown field).

Esto se ve en especial, cuando se tratan las características que deben tener los pozos para realizar fracturamiento hidráulico masivo, en donde no se trata con el mismo detalle el caso de aplicación de fracturamiento masivo a partir de pozos ya existentes.

No esta en este sentido desarrollado cuando pueden o no emplearse perforaciones con distinta antigüedad, con distinta tecnología de revestimiento⁹³, o que han sido realizadas con materiales que hoy han sido reemplazados, o bien en donde puede faltar documentación sobre las características del pozo, o bien, en donde hay que definir operaciones de refracturamiento.^{94 95}

⁹³ No se han observado consideraciones especiales sobre los riesgos de fracturamiento hidráulico, cuando se emplean tuberías colgantes de revestimiento, tipo Liner.

⁹⁴ Sobre prácticas de refracturamiento en USA, ver Dozier y otros (2003/2004).

6 Prácticas Recomendadas y Contexto Normativo.

Cuando el API, emite sus Prácticas Recomendadas en relación al manejo del agua en operaciones de fracturamiento hidráulico⁹⁶, lo hace teniendo en cuenta las regulaciones e infraestructura de USA.

En particular cuando recomienda⁹⁷ la disposición final de flowback, en pozos II D, se esta refiriendo al Programa de Control de Inyección Subterránea (Underground Injection Control Program – UIC)⁹⁸.

Dentro del UIC hay distintos tipos de pozos. Los pozos tipo II, son los que emplea la industria petrolera para inyectar fluidos al subsuelo, e incluyen pozos de inyección, pozos de almacenaje, y pozos sumideros: Los pozos sumidero, son los pozos II D, los cuales están sujetos a habilitación y son aquellos que tienen las mas estrictas medidas de seguridad en su construcción, dado que es donde se vierten actualmente los fluidos que deben ser mantenidos en formaciones estancas, o sea aisladas, de manera de evitar que los mismos puedan migrar y contaminar aguas protegidas (son aquellas que tiene hasta 10.000 partes por millón de sólidos disueltos).

Estos pozos II.D son diferentes de los pozos II. R que se emplean para producción secundaria y terciaria, y los II. H, que se usan para almacenamiento transitorio de hidrocarburos en el subsuelo. En USA, existen aproximadamente 30.000 pozos tipo II.D.

Los operadores de pozos II.D, brindan el servicio de disposición final de fluidos como flowback, a una determinada tarifa. Dada esta infraestructura, sus tarifas, y su ubicación

⁹⁵ Por ejemplo en el trabajo de King (2012) publicado en el sitio Web de Fract Focus, este autor, parte para demostrar que los riesgos de la producción mediante fracturamiento hidráulico masivo, no son mayores que los riesgos de la producción convencional de gas natural, del supuesto de que los pozos son nuevos, y están adecuadamente construidos y no se han realizado previamente sobre los mismos operaciones de estimulación hidráulica masiva.

⁹⁶ Ver API (2010 a)

⁹⁷ Ver API (2010 a), punto 7.2

⁹⁸ El UIC, se instrumenta en 1980, al amparo de la Ley de Agua Potable Segura (Safe Drinking Water Act-SDWA) sancionada en 1974.

geográfica respecto de los puntos de producción, pueden estimarse rangos de costos de disposición final de fluidos, en u\$s por barril.⁹⁹

Cuando en la Argentina el IAPG emite sus Practicas Recomendadas sobre gestión del agua en recursos no convencionales¹⁰⁰ define “Pozo Sumidero” sin remitirlo a ninguna normativa específica.¹⁰¹ Luego al señalar las formas de disposición final del fluido de fractura se refiere nuevamente en el punto 8.4 a la disposición en “pozos sumideros habilitados” pero no esta claro a que se refiere. En particular que normativa regula como deben estar construidos estos pozos, quien los habilitan, y cuantos existen en nuestro país.

Las prácticas recomendadas del API en materia de disposición en pozos sumideros es tan segura ambientalmente como lo es la normativa que regula en USA, este tipo de instalaciones. Y en el mismo sentido, la práctica recomendada del IAPG en esta materia, es tan segura ambientalmente como sean las normas, en caso de existir, que regulan lo pozos sumideros en las distintas regiones de nuestro país,

De igual forma podríamos mencionar la Práctica Recomendada por el API para el tratamiento de residuos originadas en Exploración y Explotación de Hidrocarburos¹⁰², la cual remite a la legislación vigente en USA, sobre esta problemática.

En síntesis, las Practicas Recomendadas, no se pueden evaluar en forma aislada ya que implican un contexto en el cual se enmarcan, que las puede hacer más o menos efectivas.

7 Diferencias en las Prácticas Recomendadas.

Hemos señalado ya distintas instituciones que emiten “Practicas Recomendadas”, pero las mismas no coinciden siempre en sus alcances.

⁹⁹ Ver por ejemplo Veil (1997)

¹⁰⁰ Ver IAPG (2013)

¹⁰¹ En el punto F) de la Práctica Recomendada para Operación de Reservorios No Convencionales (IAPG 2012), señala como una forma de disposición del flow back Re-inyectar en formaciones aisladas, respetando la normativa provincial vigente, lo cual conduce nuevamente al pregunta de cual es la normativa vigente en cada Provincia.

¹⁰² API (1997)

Por ejemplo, el IAPG (2009) emitió su Práctica Recomendada, sobre *“Consideraciones ambientales para la construcción de locaciones y la gestión de lodos y recortes durante la Perforación de Pozos”*,

En dicho documento el tratamiento de lodos con base en hidrocarburos, o contaminados con hidrocarburos, es considerada una contingencia, y no se trata dentro de dicho documento, sino que se remite a los Planes de Contingencia. Esto contrasta con el documento del propio IAPG que sirvió como base a la Resolución SE N° 105/92, en donde el tratamiento de este tipo de lodos, no era considerado una contingencia, sino una práctica dentro de las desarrolladas habitualmente por la industria.

De igual forma, en la Práctica Recomendada, de la Internacional Association of Oil and Gas Producers (2003) el empleo de lodos de perforación con base en destilados medianos (diesel), y otros aceites de origen mineral, no se considera una contingencia.

Otro ejemplo que podemos citar es el referido al control de integridad mecánica de pozos. La práctica recomendada del IAPG (2010), tiene a nuestro entender un alcance substancialmente menor que las prácticas recomendadas, por API (2009) API HF1, dado que la primera solo se refiere a el monitoreo de la integridad de pozos, mientras que la segunda, abarca desde la construcción de los mismos. Por otra parte, no se observan en la práctica del IAPG (2010) recomendaciones de aplicar los mismos test de integridad mecánica de pozo que en el API (2009) API HF1.

Capítulo VII

Instituciones y Regulaciones Ambientales

Aspectos Generales.

Una revisión completa del Marco Institucional y las Regulaciones pertinentes para la explotación de gases no convencionales, excede lo que puede alcanzarse en el marco de este proyecto.

En este capítulo nos enfocaremos en algunos aspectos vinculados a la protección ambiental, en materia de explotación de hidrocarburos, sean convencionales o no convencionales.

Se realizarán algunas comparaciones parciales con la experiencia en América del Norte, en particular USA y Canadá.

Se intentarán identificar aspectos interesantes, que puedan luego profundizarse en investigaciones más acotadas.

1 El Marco Institucional.

Una cuestión que es importante plantear es la distribución de competencias entre distintos entes de un mismo nivel jurisdiccional, y entre jurisdicciones de distinto nivel.

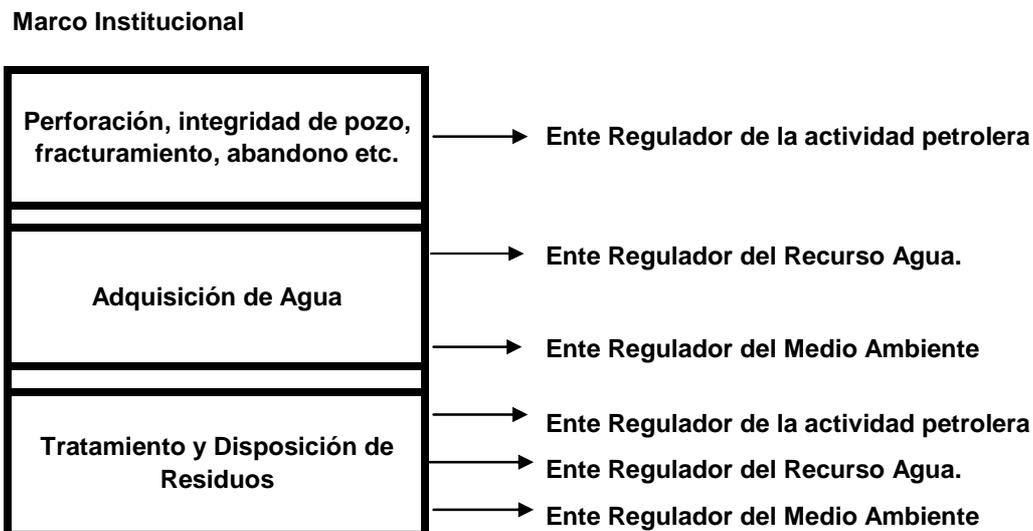
Tomando solo algunos aspectos ambientales, podemos hablar de tres tipos de Entes Públicos que actúan.¹⁰³

- Entes específicos de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos. (en adelante EEH)
- Entes específicos del recurso agua.
- Entes con competencia ambiental amplia (general).

A partir del esquema y concentrándonos en regulaciones ambientales, podemos identificar en distintos países, las siguientes situaciones:

¹⁰³ Wisemant (2012 c), presenta una clasificación de entes también pero sin considerar los entes específicos del recurso agua.

Gráfico VII.1



Fuente: Elaboración Propia

Dentro de las actividades específicamente reguladas por entes reguladores petroleros, encontramos habitualmente:

- integridad de los pozos (ejemplo requisitos mínimos de revestimiento por cañerías, y cementación, pruebas hínceles y periódicas),
- fracturamiento hidráulico (por ejemplo profundidades mínimas a las cuales puede practicarse este tipo de operación)
- abandono de pozos, etc.

Los entes con competencias específicas para regular la disponibilidad del recurso agua, ya sea de fuentes superficiales o subterráneas, son distintos de los entes que regulan la producción de hidrocarburos, dado que deben compatibilizar usos y consumos de actividades muy disímiles, tales como agricultura, consumo humano, industria, etc.

Finalmente los entes con competencia en tratamiento y disposición de residuos, pueden ser variados de acuerdo a la fase en que se encuentre el residuo (gaseoso, líquido, o sólido), su grado de toxicidad en bajas concentraciones (peligrosos y no peligrosos, radioactivos, etc.), su proceso de tratamiento, o de disposición final (descarga en cursos superficiales de agua, inyección en formaciones profundas, rellenos sanitarios, etc.); e inclusive respecto la jurisdicción (residuos petroleros propiamente dichos).

En lo que hace al tratamiento y disposición de residuos, es donde se observa más variedad de casos, dado que las competencias pueden estar distribuidas de forma variada entre entes específicos que regulan la producción de hidrocarburos, entes orientados a la regulación del agua, y entes orientados hacia el medio ambiente en general.

Una segunda dimensión es la distribución de competencias entre Gobierno Nacional o Federal, y gobiernos subnacionales, tales como Provincias, o Estados. Este punto lo abordaremos a continuación en relación a cada conjunto de regulaciones.

2 Regulaciones de las actividades de EEH.

Una constante es que cuando las actividades se desarrollan en territorios federales, o bien costa afuera, más allá de la jurisdicción local, todas las actividades quedan bajo jurisdicción nacional, o federal.¹⁰⁴

Otra cuestión en común es que los Gobiernos Provinciales o Estaduales, tienen competencias para regular las actividades específicas de EEH.

Sin embargo los procesos históricos marcan diferencias significativas.

En el caso argentino, observamos a diferencia de los otros países, tomados como referencia, que con la reforma de la Constitución Nacional de 1994, se modificaron substancialmente la distribución de competencias entre el Gobierno Nacional y las Provincias. En materia de EEH, se inició un lento proceso de transición en el cual gradualmente las Provincias fueron teniendo un mayor control efectivo de las Concesiones de Explotación y Permisos de Exploración ubicados en sus territorios, proceso que recién se materializó en el año 2006.

Por otra parte, previo al año 1989, la actividad de EEH en Argentina, estuvo mayormente reservada para una empresa pública (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E.) y la legislación en la Argentina giraba en torno a la Ley Nacional de

¹⁰⁴ En el caso de USA, el Gobierno Federal tiene competencias directas para regular la explotación de hidrocarburos en las tierras federales. Esto lo realiza por intermedio del Departamento del Interior a través del Bureau of Land Management.

Hidrocarburos y sus normas complementarias; delegando a las competencias provinciales exclusivamente un escaso poder de policía.

Ambas circunstancias, a) la existencia de una empresa pública que tenía reservada gran parte de las actividades, antes del proceso de privatización iniciado en 1989, y b) la Reforma Constitucional del año 1994, que se terminó de materializar en el año 2006 a través del dictado de la Ley Nacional N° 26.197¹⁰⁵, unido a un tercer factor, c) escasez crónica de recursos en algunas provincias; son factores que explican que las instituciones de Regulación y Control de la actividad de EEH tengan un desarrollo reciente y muy desigual entre distintas Provincias.

El Marco Institucional previamente mencionado, impacta directamente sobre el marco normativo.

En las actividades específicas de EEH son tanto en USA, en Canadá, como en Argentina, competencia de los Gobiernos Provinciales o Estaduales, salvo cuando las mismas se realizan en territorios federales, como por ejemplo en Argentina, la actividad costa afuera, mas allá de las 12 millas marinas.

No obstante, en la práctica las regulaciones de los Gobiernos Provinciales y/o Estaduales no tienen el mismo grado de desarrollo.

Como veremos luego en este mismo capítulo, el origen en USA de las regulaciones de la actividad de EEH, han sido los Estados Subnacionales, u organizaciones Interjurisdiccionales como la Interstate Oil Compact Commission (IOCC).

A diferencia de lo que ocurre en USA y Canadá, en donde las operaciones específicas, tales como perforación, integridad de pozo, fracturamiento y abandono están claramente sujetas a una normativa Estadual o Provincial, en Argentina, conviven normas federales, y normas provinciales.

La normativa nacional en Argentina, tiene su origen en el proceso de privatización del sector, en particular en la ya mencionada Resolución SE N° 105/92 “Normas y Procedimientos para Proteger el Medio Ambiente durante la Etapa de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”.

¹⁰⁵ Ver Ley Nacional N° 26.197.

A esta norma siguieron otras, tales como

- Resolución SE N° 236/93. Aprueba las normas sobre aventamiento de gas. Modificada por RES SE 143/98

Resolución SE N° 34193 Aprueba Cronograma y Normas para el reacondicionamiento de Piletas y Restauración de Suelos.

Resolución SE N° 342/93. Determina la estructura de los planes de contingencia.

- Resolución SETyC N° 5/95 Abandono de Pozos

Resolución SE 143/98 Modificatoria Res SE 236/93. Normas y procedimientos para el Aventamiento de Gas

- Resolución SE N° 24/04 Establece las normas para la presentación de informes de incidentes ambientales.
- Resolución SE N° 25/04 Establece las normas para la presentación de estudios ambientales correspondientes a los permisos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Decreto. 44/91 y de la Disposición SSC 123/06 (aplicable al Transporte de Hidrocarburos por oleoductos y poliductos)

Ahora bien, en virtud de la Reforma Constitucional del año 1994, y de las disposiciones emanadas del artículo 124 de la Constitución Nacional, las Provincias pasaron a detentar el dominio originario de los recursos naturales existentes en sus territorios.

En materia de hidrocarburos, la transferencia a las Provincias fue un proceso largo que finalizó con el dictado de la Ley Nacional N° 26.197, mediante la cual pasaron a dominio provincial todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos.

Al asumir las provincias el dominio de sus recursos naturales, adoptaron diferentes criterios regulatorios: algunas optaron por convalidar normativa vigente a nivel nacional y otras sancionaron incluso sus propias Leyes de Hidrocarburos (Neuquén, Mendoza, entre otras). Paulatinamente, algunas jurisdicciones fueron organizando sus estructuras

orgánicas y dictando regulación complementaria de manera tal de acompañar el ejercicio de las competencias constitucionalmente delegadas.¹⁰⁶

En este marco, resultan aplicables a la actividad de EEH normas de distinto rango que abarcan desde Convenios y Tratados Internacionales sobre la preservación de recursos y distintos tipos de fauna, Leyes Nacionales sobre hidrocarburos y protección ambiental; Leyes Provinciales en la materia; Decretos Nacionales y Provinciales, Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación y de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, así como Resoluciones Provinciales, etc. Inclusive Ordenanzas de la Prefectura Naval Argentina en lo que respecta a operaciones costa afuera.

Tenemos entonces que en la actualidad la Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319), establece el marco jurídico federal para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, no obstante lo cual las normas que actualmente rigen las actividades sobre los hidrocarburos se encuentran dispersas en diferentes cuerpos normativos; dispersión que ha dificultado su aplicación, por existir colisión entre algunas y por la derogación, expresa o tácita, de varias de dichas normas.

3 Regulación del uso y consumo de agua.

En el caso de USA, cada estado o territorio tiene su propio conjunto de leyes de aguas que establecen los derechos de agua que pueden estar basados en la propiedad de la tierra, en el uso del agua, o en ambos.

Los conflictos inter-jurisdiccionales, son resueltos o bien por la Corte Suprema de USA, por leyes especiales de Congreso de USA, o por negociación entre los estados involucrados en el conflicto.

En la Provincia de Alberta - Canadá, la jurisdicción sobre adquisición de agua para uso en la actividad de exploración y explotación, esta regulada por otra agencia, la agencia ambiental.¹⁰⁷

¹⁰⁶ Pueden consultarse los sitios web de los organismos provinciales jurisdiccionales, para tener un mejor panorama el respecto.

¹⁰⁷ Ver Alberta (2003), (2004), (2006) y (2011). Ver también Alberta Advisory Committee on Water Use Practice and Policy (2004)

En el caso Argentino, y sin pretender una visión exhaustiva del aspecto regulatorio del agua, es importante identificar cuáles son las competencias Nacionales y Provinciales, para intervenir al autorizar el uso de agua en fracturas hidráulicas, y en regular la disposición final de los residuos contaminados de esta operación.

En nuestro país podemos identificar tres principios de Competencias, que se derivan de lo que dispone la Constitución Nacional de 1994:

- a) Competencias Provinciales por ser recursos naturales.
- b) Competencias Nacionales sobre presupuestos mínimos por formar parte del Medio Ambiente como bien jurídico tutelado.¹⁰⁸
- c) Competencias Ínter jurisdiccionales para Cuencas Compartidas.¹⁰⁹

En materia de presupuestos mínimos ambientales la Nación dicto la Ley 25.675 (Ley General del Ambiente) que en su artículo 7º, plantea que cuando por acción u omisión se produjesen degradación y contaminación de recursos inter-jurisdiccionales, entonces la competencia sería Federal.

Por otra parte, en materia de agua, si bien la Nación dictó la ley 25.688 de presupuestos mínimos (Régimen de Gestión Ambiental de Aguas), la misma al año 2013 no se había tornado operativa, por falta de reglamentación.

En materia específicamente de agua, si bien ya se han planteado algunos conflictos inter-jurisdiccionales¹¹⁰, aún no se han dado casos vinculados a la explotación de gases no convencionales.

En la práctica, hasta la fecha, prevalecen los Códigos Provinciales de Agua y las normas específicas locales que regulan el uso del agua y los parámetros de monitoreo del recurso

3.1 Principios jurídicos aplicados al uso y consumo de agua.

Un análisis más completo de la regulación debería identificar los principios jurídicos con base en los cuales se regula el uso y consumo de agua.

¹⁰⁸ La Nación mantiene competencia en materia de navegación que no son abordadas en este informe.

¹⁰⁹ Vale señalar que en materia de cuencas compartidas, las competencias nacionales son en particular para cuestiones de navegación.

¹¹⁰ Ver Pochat (2005)

En este trabajo solo podemos enunciar brevemente algunas particularidades del caso de USA.

Los sistemas basados en la propiedad privada de subsuelo (common law) otorga derecho de propiedad a los superficiarios sobre los flujos subterráneos, aplicándose a las aguas subterráneas al igual que a los hidrocarburos la denominada “regla de captura”. Este tipo de principio es aplicado en algunos estados del este de USA.

Conviene detenerse un momento en el caso de Texas, por que es el Estado en que primero se ha desarrollado la explotación de shale gas, en la formación Barnett, y que cuenta además con otras formaciones ricas en shale gas que están siendo activamente explotadas, por lo tanto la demanda de agua dulce para fractura hidráulica es substancia.

En Texas los derechos de agua dependen de si el agua es agua superficial o subterránea. Para el agua subterránea se aplica el principio de captura, mientras que para el agua superficial su uso está regulado por el Estado de Texas. Sin un permiso los superficiarios sólo pueden utilizar las aguas superficiales para uso doméstico y ganadero. Si un propietario desea utilizar el agua superficial para otras fuentes, tales como el riego, la industria manufacturera o la generación de energía, el o ella debe obtener el consentimiento del Estado en la forma de un permiso otorgado por la Comisión de Texas sobre Calidad Ambiental (TCEQ).

Este sistema, basado en el common law, puede estar sujeto a normas que lo regulan, por ejemplo limitando los derechos privados de los superficiarios sobre el “agua que fluye”, que es un principio derivado del derecho romano.

Ahora bien, si profundizamos un poco en la normativa de Texas observamos que se ha desarrollado para el agua subterránea los que se denomina Groundwater Conservation Districts (GCDs), que tienen por misión velar por el futuro de los recursos subterráneo. En principio se han establecido excepciones a las competencias de los organismos que administran los GCD, que incluye extracción de agua para uso doméstico y de ganado, y extracción para perforaciones petroleras. No obstante de acuerdo a Galant (2012), las posibilidades de mantener estas excepciones, particularmente en épocas de sequía pueden verse comprometidas.

En California los derechos de uso de agua, se reconocen no a los individuos particulares, sino a las comunidades.

Otro principio muy empleado en los estados del oeste de USA, es el de apropiación, el cual confiere un derecho mayor a aquel que esta usando el agua, respecto de nuevos usos. Este principio de apropiación, se encuentra a su vez sujeto a un principio de “uso razonable y benéfico”. La regulación bajo este tipo de principio fue desarrollada inicialmente en California y Colorado, a través de entes reguladores, como el “California State Water Resources Control Board”, y por órganos especializados dentro de la Administración Central, como la “Colorado Division of Water Resource”.

4 Regulación del tratamiento y disposición final de residuos.

El tema en cuestión es muy amplio y solo efectuaremos algunos comentarios en relación a la protección de aguas superficiales y subterráneas, respecto del vertido de residuos.

Un primer aspecto que podemos mencionar es el empleo de piletas sin revestimiento para la disposición de agua producida.

La práctica de emplear piletas sin revestimiento para el agua producida, fue prohibida en Texas en 1969¹¹¹, mientras que en el caso de Ohio, se obligó al cierre de todas las piletas de agua producida en 1986¹¹². En el caso de Ohio el propio estado, es quien tomó a su cargo “mapear” los acuíferos subterráneos para determinar cuáles eran las áreas sensibles en las que solo podían usarse tanques de metal para almacenaje, y cuáles eran las áreas no sensibles, en donde era posible autorizar piletas con revestimiento.

O sea en los casos mencionados no se autorizan piletas sin revestimiento para agua producida, y no se delega en el operador el determinar si existen o no causas subterráneas de agua que se desea proteger.

Por ejemplo en el punto 3.2.7 del Anexo a la Resolución SE N° 105/92, se autoriza a construir piletas sin revestimiento, para verter en ella estos residuos siempre que el operador haya verificado que no existen aguas subterráneas con un contenido de sales

¹¹¹ Ver GWPC (2011) paginas 71 y 72

¹¹² Ver GWPC (2011) página 49.

disueltas inferior a 1500 partes por millón. Por su parte el punto 3.2.9 autoriza al vertido de aguas producidas durante los ensayos en estas piletas.

La Resolución SE N° 105/92, fue luego complementada por la Resolución SE N° 341/93, que dispuso un cronograma de reacondicionamiento de piletas de acuerdo a una calificación de riesgo a cargo del operador del área, y reglamento de manera mas precisa las piletas para agua de producción, estableciendo que las mismas debían contar con revestimiento. .

Otra cuestión vinculada a esto, que conviene destacar,¹¹³ que al aumentar la producción de agua por la maduración de yacimientos, y al limitarse el empleo de modos de disposición final más económicos, pero menos seguros tales como las piletas sin revestimiento, se desarrollo particularmente en USA y Canadá, una regulación específica vinculada a los pozos sumideros para disposición final, quedando los mismos sujetos a un regulación específica en materia de habilitación y control.¹¹⁴

Por otra parte, vale señalar que no se consideran en la Resolución SE N° 105/92 otros lodos de perforación distintos de los lodos en base a agua y en base a aceite, aun cuando la industria ha desarrollado hace ya muchos años los lodos sintéticos, que tienen un desempeño similar a los basados en aceite, pero son de mucho menos impacto ambiental, al momento de su disposición final.

Este tema no es menor en el caso de la producción de gases no convencionales, por que los lodos en base a aceite se emplean para tareas de perforación, en condiciones de mayor exigencia, tales como la perforación dirigida, horizontal, y extendida. Luego la regulación respecto del empleo de lodos sintéticos, puede ser extremadamente pertinente.

En el caso de USA, las competencias del Gobierno Federal en materia de tratamiento y disposición de residuos, surgen de la Ley de Recuperación y Conservación de Recursos (Resource Conservation and Recovery Act – RCRA) sancionada en 1976, y de la Ley

¹¹³ Al cual ya nos referimos en el Capitulo V

¹¹⁴ Esto también es aplicable a la disposición final de lodos líquidos (slurry) de perforación con base en aceite. Ver al respecto Sippe-Srinivasan y otros (1997)

de Agua Potable Segura (Safe Drinking Water Act – SDWA), sancionada en 1974, y la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act – CWA) sancionada en 1972.¹¹⁵

Luego a nivel Estadual los distintos estados tienen su propia normativa, que resulta muy compleja dado que los residuos son muy heterogéneos y las tecnologías para su tratamiento y disposición cambian continuamente.¹¹⁶

En el caso de Canadá, no hemos observado a nivel federal, una regulación semejante a la de USA, para inyección subterránea de fluidos. A nivel estadual, la misma es muy clara. Podemos referirnos a la Provincia de Alberta, en donde el ente con competencias específicas en el sector energía (Alberta Energy Regulator – AER), es el que ha regulado estas operaciones, a través de la Directiva 51, tanto para pozos de inyección como de disposición final de fluidos.¹¹⁷

En el caso de Argentina, existe por una parte la normativa nacional, particularmente la Resolución SE N° 105/92, y de acuerdo a la Provincia otras normas locales.¹¹⁸

En el caso de la Resolución SE N° 105/92, si bien contempla la disposición final por pozos sumideros, los mismos no se encuentran sujetos a un régimen particular de habilitación y control. No hemos podido por otra parte profundizar en este aspecto de la regulación en las distintas Provincias.

En este sentido, en nuestra opinión, sería importante que en caso de no existir, se promoviesen estudios específicos para los distintos residuos y tecnologías de tratamiento y disposición, de manera de poder identificar fácilmente cuáles son los criterios aplicables en las distintas provincias de nuestro país, sus similitudes y diferencias.

¹¹⁵ En USA, a nivel Estadual, la normativa que protege la calidad del agua de la actividad hidrocarburífera, ha sido relevada en DOE – NETL - GWPC (2009)

¹¹⁶ Por ejemplo en lo que hace a la disposición de Residuos Naturalmente Radioactivos (NORM) puede consultarse el trabajo de Veil y otros (1998), en materia de inyección al subsuelo de desechos de perforación, ver Puder y otros (2003).

¹¹⁷ Ver Alberta Energy Regulator (1994), (2006) y (2008)

¹¹⁸ En el marco de este proyecto, no hemos podido avanzar en el análisis de las regulaciones provinciales específicas en materia de tratamiento y disposición de residuos. Para un tratamiento más detallado de este punto ver Taillant y otros (2013).

4.1 El caso de los Residuos Peligrosos

Como ya mencionamos en el caso de USA, la RCRA dio competencias a la EPA para regular el tratamiento y disposición de:

- Residuos peligrosos (RCRA Subtitulo C),
- Residuos sólidos no Peligrosos (RCRA Subtitulo D), y
- Tanques de almacenaje subterráneo (RCRA Subtitulo D)

Por su parte la SDWA da competencias a la EPA para regular toda inyección de fluidos a la tierra a través de pozos, mientras que la CWA regula la calidad de aguas superficiales, regulando las descargas de contaminantes sobre las mismas, así como ciertas características de las plantas públicas de potabilización de agua.

En dicho país, la EPA propuso en 1988¹¹⁹, exceptuar a los residuos de exploración y producción de la categoría de “Residuos Peligrosos”, incluyéndolo en la categoría D, o sea “Residuos sólidos (No peligrosos)”.

En el caso de Canadá, el transporte interprovincial e internacional de residuos peligrosos, es competencia federal. En otros ámbitos son las Provincias quienes conservan la competencia. En el caso de la Provincia de Alberta Canadá el ente con competencias específicas en actividades de EEH, también es competente en materia de residuos peligrosos de la actividad de EEH.¹²⁰

En la Argentina, el proceso ha sido más complejo.

En efecto, en diciembre del año 1991 se aprueba la Ley 24.051 de Residuos Peligrosos, siendo la autoridad de aplicación la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente Humano (hoy Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable). Ahora bien, en noviembre del año 1992, otro ente federal, la Secretaría de Energía, autoridad de aplicación de la Ley 17.319, dicta la Resolución SE N° 105/92, en donde se establece una lista de Residuos No Peligrosos de la actividad de exploración y explotación, así como diferentes procedimientos para la disposición de diversos residuos.

¹¹⁹ Ver EPA (2002)

¹²⁰ Ver AER Directiva 58 la cual determina que residuos de la actividad petrolera son peligrosos y por lo tanto procedimientos específicos para su transporte, tratamiento y disposición final.

Posteriormente Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, mediante la Resolución N° 242/93 reguló los vertidos que contengan sustancias peligrosas de naturaleza ecotóxicas, mientras que la Resolución N° 224/94 estableció parámetros, y normas técnicas tendientes a definir los residuos peligrosos de alta y baja peligrosidad.

A esta normativa nacional, deberíamos agregar la normativa provincial, que no siempre coincide con la primera.

Por ejemplo la Resolución SE N° 105/92, incorpora una lista de 52 desechos de la actividad de perforación y producción considerados como no peligrosos. Por su parte en la Provincia de la Pampa, dicto el Decreto N° 458/2005, que reglamenta las cuestiones ambientales de la actividad hidrocarburífera, establece en su artículo 27, un listado de 47 desechos no considerados peligrosos. Contrastando ambos listados se observa como en la Pampa, el “Aserrín”, y el “Papel picado”, no está comprendido, al igual que el Metanol, y el Lignito. Cabe señalar que para la EPA el Metanol es un residuo peligroso.

4.2 La conveniencia de actualizar la normativa nacional.

La normativa nacional en particular la Resolución SE N° 105/92, está a nuestro entender desactualizada, entre otros aspectos, en lo que hace a los métodos de tratamiento y disposición final de desechos, tanto en materia de lodos de perforación, agua producida, y fluidos de fracturación.^{121 122}

De alguna manera se puede decir que el Estado Nacional perdió el liderazgo en estas materias, y que este está siendo asumido por algunas provincias con abundantes recursos naturales estratégicos, tales como Neuquén.

Un ejemplo de esto, es la posibilidad que contempla la normativa nacional, de emplear piletas sin revestimiento, para almacenar otros fluidos, distintos del agua producida.

¹²¹ Ahora bien, al momento de escribirse este informe, estamos en conocimiento de que existen diversas iniciativas en el país para actualizar la regulación ambiental mencionada, las cuales aún no se han concretado.

¹²² En nuestra opinión la falta de adecuación de la Resolución SE N° 105/92, va más allá del tratamiento de los residuos. Por ejemplo en materia de protección del ambiente, es una cuestión importante el que en las primeras etapas de perforación se empleen lodos en base a agua, para evitar riesgos de contaminación de las napas más superficiales, siendo esto válido tanto para recursos convencionales como no convencionales. No obstante, este tipo de regulación está ausente de la Resolución SE N° 105/92

La Resolución SE N° 341/93, mantuvo la posibilidad de contar con piletas sin revestimiento, denominadas piletas de infiltración, en donde se podían verter los residuos de procesos de purga, zarandas, hidrociclones, decantadora centrífuga y lodos final de pozo, entre otros materiales.

Ahora bien, en algunas provincias de Argentina, la legislación local ya ha prohibido el empleo de piletas sin revestimiento, aplicando el concepto de “locación seca”^{123 124}

Otro aspecto interesante es la calidad de agua que se protege. En la Resolución SE N° 105/92, se protege aguas con hasta 1.500 partes por millón de sales disueltas. En la legislación de Neuquén, se protegen aguas con hasta 3.000 partes por millón de sales disueltas, mientras que en USA, la EPA protege aguas con hasta 10.000 partes por millón de sales disueltas.

Esto implica que tanto Neuquén, y en mayor medida la EPA en USA, protegen no solo aguas aptas para consumo humano, sino también aguas aptas para consumo agropecuario e industrial, o fácilmente tratables para tornarlas aptas para estos usos.¹²⁵

Finalmente cabe mencionar la cuestión de la integridad mecánica de los pozos de inyección. Esta variable que mide en qué condiciones se encuentra las cañerías de revestimiento y la cementación, suele verificarse mediante pruebas con rayos gama, y de ondas de ultrasonido o bien pruebas hidráulicas para una presión determinada. La integridad mecánica puede degradarse en el tiempo, y es una práctica recomendable, al menos para los pozos de inyección en donde se vierten fluidos a presión, el practicar exámenes de integridad con cierta periodicidad.¹²⁶ Este tipo de examen periódico, no está previsto en la normativa nacional.

5 Los organismos interprovinciales.

Un desarrollo institucional que surge en estos casos, son los organismos que conforman gobiernos provinciales o estatales, ya sea con funciones consultivas y de

¹²³ El método de “locación seca”, y su diferencia con la empleo de piletas naturales, se encuentra bien explicado en IAPG (2009).

¹²⁴ Ver por ejemplo la Ley 2666 de la Provincia de Santa Cruz, y la Disposición N° 45/2007 de la Secretaria de Medio Ambiente de la Provincia de Santa Cruz, y la Ley Q 4637 del 2011 de Rio Negro.

¹²⁵ Nuevamente nos referimos a una Provincia en particular, por que no hemos tenido la oportunidad de revisar la normativa y/o bibliografía que de cuenta de cuales son los principios que se aplican en cada Provincia en esta materia, lo cual de no existir seria una tarea interesante de realizar.

¹²⁶ En el caso de USA la EPA dispuso que se realicen pruebas de integridad en los pozos inyectores tipo II, cada 5 años.

asesoramiento, o Inter-jurisdiccionales, en donde participan en algunos casos también el gobierno nacional.

Lo más frecuente es que las competencias de estos organismos se limiten a realizar estudios y recomendaciones, pero sus opiniones suelen ser muy consideradas al momento de tomar decisiones. En otros casos se trata de verdaderos organismos inter-jurisdiccionales con competencias propias.

En USA hay una rica historia en materia de organismos ínter estaduales, ya sea consultivos o con competencia ínter jurisdiccionales.

En 1935 se constituyó la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC). Esta Institución tuvo como objeto inicial, regular la producción para evitar la competencia ruinosa entre los propios productores. En este marco se desarrolló inicialmente un conjunto de modelos de regulación para la explotación de petróleo y posteriormente hacia principios de la década del sesenta, elaboró algo similar para la producción de gas natural. Estos modelos sirvieron como base para que distintos Estados establecieran sus propias regulaciones¹²⁷.

Otra institución importante es el Consejo Interestatal para Protección de Aguas Subterráneas que es el Ground Water Protection Council (GWPC), constituida en 1983, y directamente vinculada al programa federal de Underground Injection Control (UIC) creado en el marco de la Ley de Agua Potable Segura (SDWA)¹²⁸. Es interesante observar cómo el GWPC ha desarrollado bajo un esquema asimilable al de “juicio de pares”, una tarea de revisión de la normativa Estadual en USA, diseñada para administrar el programa UIC mencionado.¹²⁹

Ambas organizaciones promovieron una iniciativa denominada Frac Focus, que actúa como registro público de los químicos usados en las fracturas. Hasta el año 2013 solo existía un programa voluntario de publicación en dicho registro¹³⁰

Por otra parte, la IOGCC, y la EPA comparten a su vez otra organización denominada State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations (STRONGER).

¹²⁷ Ver DOE – NETL - GWPC (2009)

¹²⁸ Sobre el UIC ver GWPC USA “*Injection Wells An Introduction to Their Use, Operation, and Regulation*”

¹²⁹ Ver GWPC (2009)

¹³⁰ Esto sin perjuicio de que en diferentes Estados de la Unión se hayan dictado normas por las cuales los operadores tienen que informar obligatoriamente a las agencias reguladoras de los componentes químicos que emplean.

Mediante STRONGER el organismo Federal (o sea la EPA) audita la capacidad de control de los organismos estatales para vigilar el cumplimiento de los requisitos ambientales mínimos fijados por el Gobierno Federal. Si el organismo estatal tiene certificada su capacidad, entonces tiene "primacía", y se ocupa directamente él mismo de controlar el cumplimiento de las leyes federales. Si no es así, interviene la EPA directamente.¹³¹ Nuevamente en este caso STRONGER, actúa como un mecanismo de "juicio de pares", para revisar las regulaciones y medios de control de los Estados miembros de la IOGCC.

No queremos dejar de señalar que estos mecanismos ínter jurisdiccionales, no siempre resuelven los conflictos entre los distintos niveles de gobierno.

Por ejemplo la EPA se ha enfrentado a la Texas Commission on Environmental Quality, por lo que considera una actitud demasiado permisiva en relación al cumplimiento de las normas federales de aire limpio, en relación a la producción de shale gas¹³² y también estuvo en conflicto con la Railroad Commission por la falta de control de cumplimiento de la ley de agua potable segura (Safe Drinking Water Act)¹³³

En Canadá no hemos encontrado un desarrollo semejante.

En la Argentina existen también organismos que nuclean a Gobiernos Provinciales tales como la Organización Federal de Provincias Hidrocarburíferas (Ofephi), y el Consejo Hidrico Federal, creado en el año 2001.

Hay también organismos inter-jurisdiccionales con competencias específicas, tales como el Consejo Federal del Medio Ambiente (COFEMA), y diversos Comités de Cuencas Hídricas.

No obstante la existencia de estos organismos en Argentina, los mismos no han tenido hasta ahora, un rol tan significativo como en USA.

Seguramente esto obedezca a las razones ya apuntadas, en cuanto al rol jugado hasta 1989 por Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E., y el traspaso relativamente reciente del dominio de las Concesiones y Permisos a las Provincias.

¹³¹ Ver STRONGER (2005)

¹³² La cuestión se ha planteado sobre la emisión de compuestos volátiles orgánicos de carbono (benceno, tolueno, etileno y xileno) Ver por ejemplo Groar C, y Grimshaw T (2012) punto 4.7. Ver sobre este punto la Tesis de Armendariz A (2008).

¹³³ Ver Rahm (2011)

Pero además de los factores históricos, nos parece importante destacar un posible factor de comprensión adicional para explicar el grado de desarrollo de los organismos que nuclean a gobiernos Provinciales o Estaduales. Este factor es el grado de concentración geográfica de los recursos en materia de hidrocarburos.

En USA los recursos están distribuidos entre muchos estados, y hay varios con recursos significativos.

En Canadá si bien hay varias Provincias en donde se extraen hidrocarburos tales como British Columbia y Saskatchewan, es sin duda en la Provincia de Alberta en donde los mismos se encuentran fuertemente concentrados, representando mas del 80 % del total del país. Luego consideramos que esto contribuyó a que la Provincia de Alberta asuma un cierto liderazgo en materia de regulaciones.

En nuestro país, si bien los recursos se encuentran geográficamente mas distribuidos entre distintas Provincias, algunos de ellos tales como la formación Vaca Muerta, han adquirido particular importancia económica, lo que podría explicar el liderazgo que ha asumido en materia de regulación de recursos no convencionales la Provincia de Neuquén.

6 El control de cumplimiento de las normas.

6.1 Estudio de casos en USA.

Por otra parte, podemos mencionar el trabajo de las ONG.

En un trabajo en donde se analiza el movimiento “anti fracking”¹³⁴, se describen tres tipos de enfoques que adoptan los grupos que lo integran. Por una parte están aquellos que se oponen a que la actividad se realice de cualquier manera, un segundo grupo son aquellos que reclaman una mayor distribución de los beneficios derivados de la explotación de estos recursos, y un tercer grupo critica fundamentalmente las normas que regulan la actividad y las acciones de control efectivas que se promueven.

Dentro de este último grupo, se incluye la labor de la ONG Earth Works. Esta institución cuestionó ya el trabajo realizado por la EPA, en relación a la fracturación

¹³⁴ Ver Control Risk.

hidráulica asociada al gas de lecho de carbón,¹³⁵ para posteriormente iniciar un proyecto más ambicioso denominado “*Oil and Gas Accountability Project Shale Gas*” en donde evalúa y en algunos casos cuestiona el accionar de las agencias estatales encargadas del control en Pensylvania¹³⁶, Nueva York,¹³⁷ Texas¹³⁸, y Ohio¹³⁹. Las conclusiones generales de sus estudios las publicó en el año 2012¹⁴⁰.

Algunos de los aspectos sobre los cuales se llama la atención en estos informes son:

- a) monto inadecuado de las multas, las cuales comparadas con los costos de cumplir con las regulaciones pueden hacer más lucrativo en términos privados el no cumplimiento.
- b) falta de un adecuado presupuesto y de suficiente personal calificado en las Agencias de Control, teniendo en cuenta que la explotación de recursos no convencionales ha incrementado significativamente el nivel de actividad en todas las etapas, aspecto que queda reflejado por el incremento del número de perforaciones.
- c) conflictos de intereses y
- d) ausencia de transparencia.

De los cuatro estudios de casos mencionados por Earth Work, los más duramente cuestionados son los de Ohio y Texas.

Simultáneamente se observan que han sido las agencias de control de los Estados de Ohio y Texas las únicas que se seleccionaron en el estudio GWPC (2011), para evaluar su desempeño en la investigación de hechos de contaminación de aguas subterráneas vinculadas a actividades EEH, y su rol en promover reformas regulatorias en la legislación ambiental.¹⁴¹

¹³⁵ Ver Earth Work (2005)

¹³⁶ Ver Earth Work (2012 c),

¹³⁷ Ver Earth Work (2012 f)

¹³⁸ Ver Earth Work (2012 e)

¹³⁹ Ver Earth Work (2012 d)

¹⁴⁰ Ver Earth Work (2012 b)

¹⁴¹ Se pueden ver también un conjunto de trabajos realizados en la Universidad de Austin Texas, en donde tienden a resaltar la capacidad de control de las agencias regulatorias Estadales. Ver los estudios de Wiseman (2012 b), Wiseman (2012 c) y Groar C, y Grimshaw T (2012)

Conviene detenerse en algunas consideraciones del informe GWPC (2011). En este informe no se descalifica lo mencionado por Earth Works en materia de inadecuación de multas, o ausencia de suficientes recursos materiales y humanos para realizar el control, sino que se exponen los resultados de las acciones llevadas a cabo.

Para el caso de Ohio, se analiza el desempeño de la Ohio Division of Mineral Resources Management (DMRM), mientras que en el caso de Texas, se analiza el desempeño de la Texas Railroad Commission (RRC).¹⁴²

El informe agrupa los incidentes de contaminación de aguas subterráneas de acuerdo a la etapa de la actividad a la que es imputable, a saber:

- a) Pozos y sitios “huérfanos”¹⁴³
- b) Preparación del sitio
- c) Perforación y completamiento
- d) Estimulación del pozo
- e) Producción Transporte y Almacenaje
- f) Tratamiento y Disposición de Residuos
- g) Abandono de pozos y sitios.

En el caso de Ohio se analiza un periodo de 25 años (1983 – 2007), en el cual los pozos en actividad pasaron de 50.342 a 64.830. Dado que en el mismo periodo se perforaron unos 33.000 pozos, los pozos abandonados¹⁴⁴ surgen por diferencia¹⁴⁵ en aproximadamente 18.500. Los incidentes de contaminación de aguas subterráneas documentados por la DMRM a lo largo de dicho periodo fueron 144.

¹⁴² El nombre de Comisión Reguladora de Ferrocarriles en Texas, puede inducir a confusión, si no se contextualiza adecuadamente. La actividad regulatoria en Texas se inició en el siglo XIX, como una reacción frente al abuso de posición dominante de las empresas de ferrocarriles en la determinación de las tarifas y cargas que transportaba. Una de las industrias más afectadas por este accionar fue la petrolera. Luego manteniendo esta denominación, se le asignaron a dicho ente regulador, competencias en la regulación de las actividades de exploración y explotación.

¹⁴³ Se denomina así a los casos en que no hay una empresa responsable, sea que la misma haya quebrado, o desaparecido.

¹⁴⁴ Se denomina abandonado al pozo que ha sido bloqueado por taponos de cemento, de manera que ya no está activo. Los procedimientos de abandono son regulados.

¹⁴⁵ Pozos abandonados = 50.342 + 33.000 – 64.830

En el caso de Texas se analiza un periodo de 16 años (1993 – 2008), en el cual los pozos productivos pasaron de 237.136 a 253.090, se perforaron 187.788 pozos y se abandonaron 140.818 pozos. Los incidentes de contaminación de aguas subterráneas documentados por la RRC a lo largo de dicho periodo fueron 211.

La vinculación entre estos incidentes y la explotación de gases no convencionales, se hace en estos informes a partir de la cantidad de incidentes de contaminación que fueron atribuidos a pozos horizontales. En Ohio se perforó en el periodo 1 solo pozo horizontal, mientras que en Texas se perforaron 16.000. En ambos casos no se registraron incidentes de contaminación imputables a las actividades de perforación de dichos pozos.

En ambas jurisdicciones, se registra una tendencia decreciente en el tiempo en el número de incidentes de contaminación de aguas subterráneas imputables a actividades de EEH. Esta tendencia se atribuye a cambios regulatorios por ejemplo en materia de cierre de piletas de hidrocarburos sin revestimientos, limitaciones en la disposición de residuos en el espacio anular de las perforaciones, y obligaciones de verificaciones periódicas de la integridad mecánica de los pozos, particularmente los de inyección. Otra variable que se considera relevante es una política activa para regularizar el abandono de pozos, en particular de pozos huérfanos.

Para interpretar estos informes, conviene efectuar algunas consideraciones:

- a) Lo que se denomina incidente de contaminación se produce solo cuando el vertido de contaminantes, es suficiente para que la calidad del cuerpo de agua subterránea altere su composición de manera de no cumplir con los estándares de calidad de agua potable.¹⁴⁶ Luego, este trabajo no incluye los vertimientos de contaminantes cuando:

- a.1) se producen en aguas naturalmente de baja calidad, para ser potables,.

- a.2) los vertimientos si bien pueden bajar la calidad del agua, no lo hacen al punto de que no cumpla con los estándares previstos para agua potable.

¹⁴⁶ Ver GWPC (2011) página 15. En este punto del informe se refieren a los estándares deonominados “Primary Maximun Contamination Levels” asociados al cuidado de la salud humana y animal, y al “Secondary Maximimum Contamination Leves”, asociado a cuestiones estéticas.

b) No resulta claro, a nuestro entender, si se han incluido como eventos de contaminación aquellos que han afectado a todo acuíferos con un nivel de sólidos disueltos no mayor a 10.000 partes por millón, los cuales son protegidos por la normativa federal de USA, en particular el UIC, no por ser siempre fluidos aptos en sí para el consumo humano o animal, sino por constituir fuentes de agua posibles de ser tratadas económicamente para luego darle este destino.

c) Los eventos de contaminación llevan tiempo en manifestarse, dado que un proceso productivo que vierta contaminantes, puede llevar tiempo hasta alcanzar el nivel de concentración necesario para calificar como tal, y por otra parte, la migración de contaminantes en el subsuelo no es proceso instantáneo, sino que puede tener diferentes velocidades de acuerdo a la permeabilidad del medio en que se mueva.

d) Los incidentes mencionados en el informe, corresponden solo a aquellos que a la fecha habían sido documentados como imputables a las actividades de EEH, por lo tanto podemos suponer que no incluían seguramente las investigaciones en curso.

e) En el caso de Texas, se incluyen 39 incidentes (18,5 % del total), que si bien son atribuibles a la actividad de EEH, no se puede conocer a qué etapa de la actividad son imputables. En el caso de Ohio, no hay ningún incidente en esta situación. Este hecho es llamativo, dado que este tipo de dificultad es poco probable que se presente solo a una Agencia.

f) En el caso de Texas, los incidentes se registran a partir de reclamos de ciudadanos y de los resultados periódicos que se obtiene de un número elevado de pozos de monitoreo de agua. En el caso de Ohio solo se toman en cuenta reclamos de ciudadanos, de manera que otros eventos de contaminación de aguas subterráneas no son registrados.

En nuestra opinión ciertos eventos de contaminación, como por ejemplo la producida con agua con alto nivel de sólidos disueltos, requiere contar previamente con una línea base contra la cual contrastar la situación actual, lo cual puede no siempre estar disponible.

Es posible, además, que ciertos eventos de contaminación, no sean percibidos por los ciudadanos durante cierto tiempo, cuando la contaminación se produce en forma gradual, aun cuando la calidad del agua subterránea que consuman esté por debajo de los niveles mínimos de calidad exigible. También es posible que ciertos eventos no sean denunciados, a partir de acuerdos entre particulares que impliquen indemnizaciones y acuerdos de confidencialidad.

Finalmente debe tenerse en cuenta, que en otras disciplinas en que se estudia el grado de cumplimiento de las normas, se ha tomado en cuenta, hace ya muchos años, que atenerse a los indicadores de sanciones aplicadas, no refleja solo el cumplimiento de las normas, sino también el desempeño de los organismos de control.

En este sentido un determinado nivel de sanciones, no implica necesariamente que en la realidad se de un determinado cumplimiento de las normas, sino que puede reflejar también un cierto nivel de desempeño de los organismos a cargo de su control.¹⁴⁷ En estos casos suelen emplearse métodos complementarios para el estudio del incumplimiento de determinadas normas, tales como encuestas, u otros estudios de campo.¹⁴⁸¹⁴⁹

Lo expuesto no implica que las estadísticas oficiales de incumplimientos de determinadas normas no sean un valioso instrumento, sino que el mismo debería complementarse con otro tipo de estudios para compatibilizarlo con la realidad.

A partir de todas las consideraciones anteriores, se estima que es probable que los eventos de contaminación de aguas subterráneas imputables a la actividad de EEH, sean un número mayor que el registrado en las cifras consignadas en el informe GWPC (2011).

¹⁴⁷ Un trabajo clásico sobre el tema es el de Kitsuse y Cicourel (1963).

¹⁴⁸ El estudio de los incumplimientos no registrados de normativa, ha sido desarrollado dentro de una disciplina denominada Victimología, que intenta inferir las violaciones de las normas no registradas por diversas causas. En general se trabaja con encuestas a la población para determinar el número de víctimas de determinados delitos, aun cuando los mismos no figuren en las estadísticas oficiales. Ver Jup (2002). Bajo un enfoque con ciertas similitudes, se han desarrollado las encuestas sobre corrupción en distintos países, tales como las que lleva a cabo Transparency International.

¹⁴⁹ King (2012) página 12 adopta el punto de vista, a nuestro criterio no del todo correcto, de hablar de la frecuencia de los incidentes de contaminación ocurridos, refiriéndose a la frecuencia de los incidentes de contaminación registrados por la autoridad de control.

Ahora bien, a partir de lo expuesto, se comprende cómo la evaluación del “Matriz de Riesgo Ambiental”, puede variar sensiblemente.

El riesgo ambiental, se suele definir como el producto de la probabilidad de que ocurra un incidente, por la significación ambiental que puede tener este incidente. Si se parte de las cifras oficiales de eventos identificados de contaminación, entonces aunque los eventos pueden tener mayor impacto, en la medida en que su probabilidad de ocurrencia sea muy baja, puede concluirse como en el caso de King (2012) que el riesgo ambiental no es mayor que el implícito en la explotación de hidrocarburos convencionales.

Si por el contrario, no se parte de la información oficial sobre eventos de contaminación atribuibles a la tecnología de fracturación hidráulica masiva, tal como se hizo en el informe elaborado por OAEA (2013) para la Dirección de Medio Ambiente, de la UE, y se buscan fuentes alternativas para asignar probabilidades, - como en este caso juicio de expertos -, entonces el riesgo ambiental estimado puede ser mayor.¹⁵⁰

6.2 El caso de Argentina.

En el caso de Argentina, el sistema de control en el periodo 1993 - 1998 posterior al proceso de privatización es analizado por el informe AGN N° 105/2000, al cual nos remitimos en merito a la brevedad.¹⁵¹ El mismo se ha basado en la delegación de facultades a los gobiernos provinciales, por diversos mecanismos, y el empleo de auditores ambientales desde la Nación.¹⁵²

Si bien existe un Registro de Incidentes Ambientales¹⁵³, no conocemos publicaciones que den cuenta del mismo, de manera análoga a los casos de Texas y Ohio a los cuales ya nos hemos referido.

Respecto de la situación actual las multas aplicables en base al artículo 87 de la Ley N° 17.319, fueron actualizadas por última vez por Decreto N° 2.271 de fecha 22 de diciembre de 1994, que fijó el valor de dichas multas en un mínimo de \$ 2.097. y un

¹⁵⁰ Entre ambos estudios existen otras diferencias importantes, tanto en la consideración de los impactos acumulados, como en el conjunto de actividades que son objeto de estudio.

¹⁵¹ Nunca llegó a constituirse el Ente Federal de Hidrocarburos previsto en un proyecto de ley en los noventa..

¹⁵² El empleo Auditores Ambientales, y de Informes de Impacto Ambiental, y Programas de Monitoreo Ambiental, en general no alcanza a aspectos tales como pruebas de integridad mecánica de pozos, y/o el correcto abandono de los mismos.

¹⁵³ Debe tenerse en cuenta que un Incidente Ambiental, no es lo mismo que un evento de contaminación, en tanto por su su magnitud, podría no generar un caso de contaminación en el cual no se cumplan los estándares mínimos de calidad de agua regulado.

máximo de \$ 209.750. Estos valores máximos del orden de los u\$s 20.000, parecen poco probable que puedan ser suficientes para estimular el cumplimiento de normativas cuyos costos asociados pueden ser muy superiores.¹⁵⁴

Por otra parte, en el caso de Argentina, el caso del abono de pozos huérfanos puede ser particularmente importante, en la medida en que haya que resolver la situación de pozos perforados mientras existió Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E, y cuya responsabilidad de abandono no haya sido transferido a YPF S.A..

Este proyecto solo puede en algunos casos plantear interrogantes, pero escapa a su alcance el poder avanzar en el estudio de cada uno de ellos.

En este sentido, no hemos podido por razones de tiempo y recursos abordar la búsqueda de información sobre:

- a) multas aplicables en función de otras normativas provinciales, distintas de las derivadas de la Ley 17.319.¹⁵⁵
- b) estadísticas sobre incidentes de contaminación de aguas subterráneas que han sido documentados por parte de las autoridades de contralor, como atribuibles a las actividades de EEH.
- c) recursos materiales y profesionales aplicados a las actividades de control.¹⁵⁶

Conviene reiterar lo ya expuesto, en relación a la conveniencia de disponer de estudios sobre las distintas provincias de Argentina, que permitan apreciar y comparar su situación, en aspectos como los planteados.

Cabe señalar finalmente que en una publicación de divulgación del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas¹⁵⁷, afirma:

¹⁵⁴ Si bien no contamos con datos para la Argentina, tomando datos de Acharya y otros (2011), el costo de disposición final por barril, sería no inferior a u\$s 2. Luego el costo de disposición final del flowback de una fractura de por ejemplo 600 m³ de agua, estaría en el orden de los u\$s 4.000, Considerando que un pozo puede tener mas de cinco fracturas, ya esto superaría el valor de la multa máxima. Con lo cual una inadecuada disposición final del flowback, no tendría al menos en términos de multas un incentivo adecuado para no ser realizado.

¹⁵⁵ Cabe señalar que siendo la Ley 17319 de carácter federal las provincias no podrían imponer otras multas por similares conceptos.

¹⁵⁶ Wisemant (2012 c) señala para el año 2008 el estado de Maryland contaba con 4 inspectores de campo, Ohio contaba con 28, Pensylvania con 84, y Texas con 125.

¹⁵⁷ Ver IAPG (2013 b) página 13

“En nuestro país se llevan perforados más de 65000 pozos sin que se haya registrado contaminación de acuíferos.”¹⁵⁸

En nuestra opinión, esta afirmación merecería ser aclarada en sus alcances.

Es muy poco probable que en nuestro país no hayan ocurrido contaminaciones similares a los ocurridos en Texas por efecto de la filtración de agua de producción a través de piletas en tierra sin revestimiento¹⁵⁹, y que determinaron que ya en 1969 se prohibieran en dicho estado las mismas, y cuyos efectos duran hasta el presente.¹⁶⁰

A su vez, resulta poco probable que en Ohio, donde se perforaron entre los años 1983 y 2007 la mitad de pozos que en Argentina (33.000), se hayan reconocido oficialmente 144 eventos de contaminación de aguas subterráneas, mientras que en Argentina no se haya contaminado ningún acuífero.

¹⁵⁸ Esta afirmación es citada por la Academia Nacional de Ingeniería página 17.

¹⁵⁹ Al realizar esta afirmación debemos no obstante hacer la salvedad de dado que las normas de calidad de agua pueden ser distintas en distintos países o regiones, lo que se conceptualiza formalmente como un evento de contaminación de aguas subterráneas en una región puede no serlo en otra región.

¹⁶⁰ Ver GPWC (2011)

Capítulo VIII

Regulaciones Asociada a la Fractura Hidráulica Masiva

La Academia Nacional de Ingeniería (2013), ha manifestado recientemente que el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en el shale de Vaca Muerta, que:

Con la información disponible -y en tanto se respeten las Mejores Prácticas definidas en los últimos 40 años por los Reguladores de las Naciones productoras de Hidrocarburos más adelantadas- no se ha encontrado ninguna prueba concluyente de la existencia de riesgos inmanejables de alguna naturaleza asociados a la utilización de la técnica de fractura hidráulica para la producción de Shale Oil y Shale Gas.

Pese a ello, consideramos necesario como Política General, establecer una normativa específica cuando no la hubiere o fuera obsoleta, y verificar su estricto cumplimiento, por parte de las autoridades pertinentes, al igual que lo están realizando las naciones centrales involucradas en el desarrollo de esta tecnología.

En este marco la Academia entiende que la explotación puede desarrollarse

“sin riesgos ambientales significativos o no manejables”

En esta afirmación nos parece que la Academia no ha querido definir expresamente cuales son las Mejores Prácticas definidas por los Reguladores de las Naciones productoras. En este sentido, las regulaciones en los distintos Estados de USA y en las distintas Provincias de Canadá no son idénticas entre sí. Por otra parte, las regulaciones a nivel subnacional, no pueden tomarse en forma aislada de las regulaciones a nivel federal.

En este capítulo trataremos en la primera parte, algunos antecedentes de como se han desarrollado las regulaciones específicas asociadas a la producción de gases no convencionales.

En la segunda parte, nos abocaremos a la importancia de contar con estudios de campo para fundamentar la regulación.

1 Regulación de las operaciones de fracturación hidráulica

Con el boom del shale gas, comienzan a manifestarse las preocupaciones ambientales. Como es de público conocimiento el documental Gasland, generó en la opinión pública una gran preocupación, en donde en el marco de una investigación de tipo periodístico, se exhibieron testimonios e imágenes de problemas de contaminación particularmente de aguas y aire, en sitios cercanos a donde se explota el shale gas en USA con la tecnología de fracturación hidráulica masiva.¹⁶¹

En este marco, en muchas jurisdicciones se ha observado una tendencia a revisar las regulaciones existentes, incorporando como obligatorias algunas prácticas que hasta ese momento eran solo recomendaciones. Por otra parte diversas Academias Nacionales de Ingeniería han sentido la necesidad de expedirse sobre los riesgos ambientales del empleo de fracturación hidráulica en forma masiva.¹⁶²

A nivel internacional, la Agencia Internacional de Energía, se ha hecho eco de la necesidad de una adecuada regulación que preserve las cuestiones ambientales. Es así que en su publicación IEA (2012) se refiere a “Reglas de Oro”, y cita como ejemplo de buenas regulaciones las desarrolladas por el estado de Colorado en USA.¹⁶³

2 Antecedentes en Europa.

En primer lugar conviene señalar que en la mayor parte del mundo no se ha producido todavía un ajuste de las regulaciones a la explotación de gases no convencionales, y al empleo de la tecnología de fracturamiento hidráulico masivo.

En el caso de Unión Europea, algunos miembros pero no todos, se encuentran interesados en el desarrollo de la producción de shale gas. En este sentido se han realizado estudios sobre el tema, tanto para evaluar los riesgos ambientales, como para

¹⁶¹ La controversia sobre la relevancia de los casos mostrados por Gasland, o sobre las causas concretas que generaron cada caso de contaminación tratado en dicho documental, escapa al alcance de este estudio. La posición que sostiene que no hay evidencia de contaminación de agua por metano, derivado del shale gas, puede verse por ejemplo Saba, T. y Orzechowski, M. (September 2011) Schon, S.C., (September 2011), mientras que la posición contraria puede encontrarse en Jackson, R.B., Osborn, S.G., Vengosh, A. y Warner, N.R. (October 2011)

¹⁶² Ver Academia Nacional de Ingeniería - (2013) y UK Royal Society (2012)

¹⁶³ Otras instituciones como la Unión Internacional de Gas (IGU en ingles) también a abordado el tema Ver. IGU (2012).

revisar la normativa comunitaria para detectar posibles necesidades de adecuar o complementar la misma.¹⁶⁴

Por ejemplo, en un estudio reciente sobre países miembros de la UE,¹⁶⁵ se observa que si bien muchos de los países analizados están en proceso de revisar sus legislaciones, poniendo el foco en las actividades no convencionales, solo existen unos pocos ejemplos de normas específicas que se hayan dictado, como por ejemplo la de control de sísmica. Inclusive algunas autoridades han reclamado a la Comisión Europea se clarifique la legislación aplicable.

De la comparación efectuada pueden destacarse las siguientes limitaciones y áreas de incertidumbre:

- El grado de exigencia de los Estudios de Impacto ambiental varían entre los países bajo análisis, sólo algunos adoptaron nuevas normas exigiendo un Estudio Ambiental específico para la exploración/explotación de gas no convencional o para aquellos proyectos que contemplan el uso de fractura hidráulica. Se da el caso de Polonia que exige EIA para perforaciones de más de 5.000 metros de profundidad, lo que dejaría fuera los pozos con profundidades inferiores.
- Solo en Lituania y Reino Unido se exige un estudio ambiental estratégico previo a que se concurre por las licencias, que contempla impactos acumulativos y sinérgicos.
- Muchos países exigen una garantía financiera previo al inicio de las actividades, aunque varía la forma en que se requiere en cada uno de ellos.
- Se identifican áreas de incertidumbre legal en la aplicación de legislación nacional. Por ejemplo, si la fractura hidráulica debe ser controlada bajo un permiso de agua; un permiso industrial o un permiso de disposición de residuos petroleros. O si los fluidos de fractura que quedan en el subsuelo son considerados residuos petroleros o no. Esto da lugar a la aplicación de diferentes y muchas veces contradictorios requerimientos en y entre los países analizados.
- Antes del inicio de las operaciones, la información disponible para el público está esencialmente limitada a la que refleja el Estudio de Impacto Ambiental. En los países analizados, las empresas que desarrollan actividades no

¹⁶⁴ Ver AEA (2013), y Milieu (2013)

¹⁶⁵ Ver Milieu (2013)

convencionales no están obligados por ley a revelar públicamente las características de las sustancias que planean usar durante la fase de fractura.

- En relación a los requerimientos generales de caracterización geológica se aplican los que rigen para las actividades convencionales. Sin embargo esto puede no ser suficiente ya que frecuentemente no hacen foco en los potenciales riesgos geológicos del subsuelo en el contexto de la fractura hidráulica (por ejemplo identificación de fallas y fracturas, estudios hidrogeológicos, existencia de pozos abandonados).
- No se detectaron requerimientos específicos en la línea de base de monitoreos previos a la perforación o fractura.
- No se identificaron exigencias de monitoreo específicas para los recursos aire y suelo.
- No hay legislación que regule explícitamente los venteos en el contexto de las operaciones no convencionales. Solo en algunos países se diferencia entre quema y venteo, por ejemplo en Reino Unido.
- No se evidenciaron tampoco requerimientos especiales relacionados con el casing y la cementación para los pozos no convencionales. Solo dos países tienen requisitos de diseño, construcción e integridad.
- Ninguno de los países ha tomado medidas de control y monitoreo sobre los efectos de la fractura hidráulica en el suelo, con la única excepción del control de la sísmica en el Reino Unido.
- No hay uniformidad respecto de qué sector debe regular la inyección de fluidos de fractura en el subsuelo y en muchos casos existe incluso incertidumbre de los requerimientos aplicables.
- Ninguno de los países analizados contempla exigencias para el manejo de los residuos derivados de la fractura hidráulica, tanto emanadas de la legislación de aguas o de minería.
- Tampoco se ha legislado especialmente en materia de abandono de pozos y monitoreo post abandono de pozos no convencionales.

De manera que esto justifica el concentrar nuestra atención en particular en América del Norte.

3) Antecedentes en América del Norte.

La preocupación por el impacto ambiental de la explotación de hidrocarburos, y en particular sobre el recurso agua, se remonta particularmente en USA a la década del 70, en la cual se sancionan diversas leyes de protección ambiental a las cuales ya nos hemos referido.

Por su parte los gobiernos Estaduales, en USA generaron su propia legislación que suponía como mínimo el cumplimiento de los requerimientos federales.¹⁶⁶

Antes de que se manifestara abiertamente el crecimiento en la producción de Shale Gas en USA, ya se había instalado en dicho país la preocupación por la interrelación entre energía y agua potable.¹⁶⁷

Ahora bien, resulta claro que la creciente explotación de gases no convencionales, generó una preocupación adicional sobre el tema.¹⁶⁸

3.1 La fractura hidráulica y el gas de lecho de carbón.

Nos referiremos particularmente a la experiencia en USA y Canadá, dado que son los países en donde más temprano se ha desarrollado la producción de gases no convencionales, y en donde existen más antecedentes sobre estudios de los impactos ambientales y regulaciones asociados a los mismos.¹⁶⁹

Dentro de la explotación de gases no convencionales en USA, es el tight gas, y el gas de Lecho de Carbón (Coaled Methane), el primero que se desarrolla. Esto se puede apreciar en el siguiente gráfico, que representa la producción de gases no convencionales en USA, entre 1990 y la fecha.

¹⁶⁶ Para una revisión de la legislación Estadual en USA, de protección de aguas subterráneas, ver DOE – NETL - GWPC (2009)

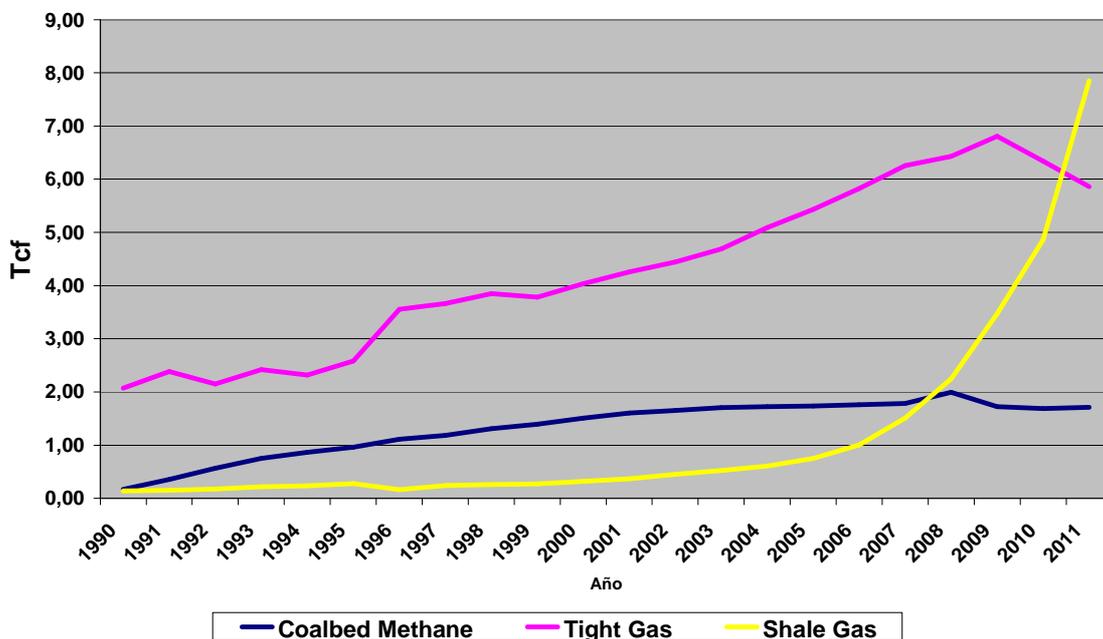
¹⁶⁷ Ver DOE (2006)

¹⁶⁸ DOE (2006)

¹⁶⁹ Para ilustrar la magnitud de la experiencia adquirida en USA por ejemplo cabe señalar que la cantidad de pozos de gas natural perforados, era en 1989 de 260.000, mientras que hacia el 2010 estaba en el orden de los 490.000. Prácticamente un 90 % de los nuevos pozos recurrió a fracturamiento hidráulico.

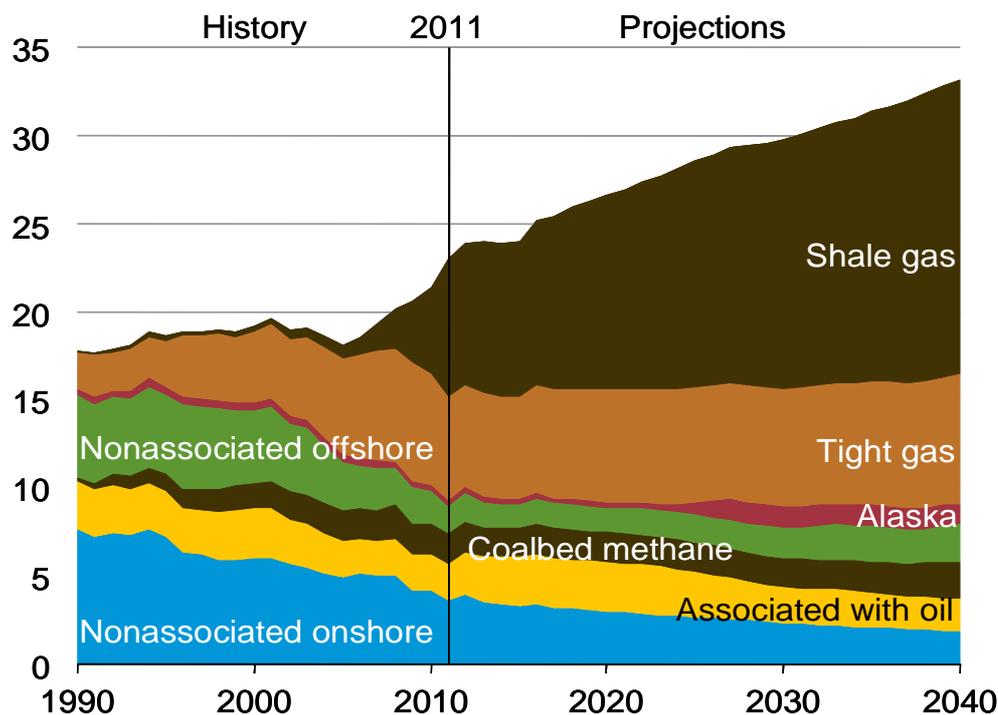
Gráfico VIII.1

USA - Producción Anual de Gases No Convencionales
Fuente EIA - DOE



El crecimiento de la producción de Shale Gas, es un hecho mucho más reciente, pero con un crecimiento explosivo. Esto se vislumbra en el siguiente gráfico que muestra como en USA el Shale Gas era mucho menos importante hasta fecha reciente que otros gases no convencionales, como el gas de arenas compactas (tight gas), y el gas de lecho de carbón (coalbed methane). No obstante a mediados de la década del 2000 se produce un cambio importante en esta tendencia, y las proyecciones hacia futuro indican un predominio de este tipo de hidrocarburos en la producción interna de gas natural en USA. En base a este tipo de gas no convencional, USA espera revertir en forma sostenida la caída en su producción interna que comenzó en la década del setenta.

Gráfico VIII.2



Si bien la fractura hidráulica es una tecnología que registra sus primeras experiencias en la década del cuarenta, su empleo se potencia a partir de la explotación de tight gas, y con el gas de lecho de carbón.

La preocupación ambiental con la fractura hidráulica, se manifiesta primero con el gas de lecho de carbón.

A mediados de la década del setenta, comienza la explotación del gas de lecho de carbón en USA, (Coalbed methane – CBM). Un beneficio importante era reducir el riesgo de combustión en el interior de las minas de carbón. Hacia 1984, existían aproximadamente 100 pozos de este tipo, pero rápidamente aumentan en número debido a la conjunción de políticas públicas de estímulo a la producción de gases no convencionales, y las mejoras en las técnicas de fracturamiento hidráulico. En 1990 los pozos de gas de lecho de carbón en USA, sumaban alrededor de 8.000, mientras que hacia 2008, existían aproximadamente 56.000.¹⁷⁰

En el caso de USA, las competencias del Gobierno Federal surgen en particular de la Ley de Agua Potable Segura (Safe Drinking Water Act – SDWA), que da competencias

¹⁷⁰ CRS (2013) pagina 2.

a la EPA para regular toda inyección de fluidos a la tierra a través de pozos y la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act – CWA) que regula la calidad de aguas superficiales, regulando las descargas de poluentes sobre las mismas, así como ciertas características de las plantas públicas de potabilización de agua.

Históricamente la EPA no había regulado la inyección de fluidos para fractura hidráulica de pozos. Hacia 1994, una ONG ¹⁷¹ reclama a la EPA que obligue al Estado de Alabama a regular la inyección de fluidos para fractura hidráulica en función de lo dispuesto por SDWA. ¹⁷² Inicialmente la EPA deniega la solicitud, hasta que una decisión judicial adversa en 1997, le ordena incluir dentro de su programa de control la regulación de este tipo de fluidos.

Cabe señalar que los yacimientos de gas de lecho de carbón, se encuentran a muy baja profundidad, y por lo tanto el peligro de que el fluido inyectado se pudiese mezclar con napas de agua potable, parecía mucho mayor. Por otra parte, se trata de una modalidad de explotación que implica gran producción de agua, de calidad variable, lo cual representaba un riesgo aún mayor, al momento de disponer de dicha agua.

En el año 2004 la EPA concluye un estudio ambiental sobre la fracturación hidráulica en CBM¹⁷³, las regulaciones que surgen de estos estudios, limitan las fracturas hidráulicas a profundidades menores a 400 pies, y limitan asimismo el uso de hidrocarburos (diesel oil, o fuel oil), dentro de los fluidos de fracturación.

No obstante esto, vale mencionar que este estudio de la EPA recibió fuertes críticas en particular de la organización ambiental Earth Work¹⁷⁴. Dentro de estas críticas se mencionan puntos que luego serán nuevamente retomados actualmente en relación a la fracturación hidráulica masiva. Entre otros:

a) la falta de identificación de la totalidad de los fluidos de fracturación empleados. Al no conocerse los mismos, no podría evaluarse su toxicidad sobre el ecosistema, y la salud humana.

b) la falta de un estudio representativo de campo que incluya múltiples perforaciones.

¹⁷¹ Legal Environmental Assistance Foundation (LEAF)

¹⁷² CRS (2013) pagina 2.

¹⁷³ Ver USA - EPA (2004)

¹⁷⁴ Vease Earth Work (2005), y Wiseman (2009)

c) la falta de consideración de las incertidumbres acerca del comportamiento de las fracturas.

Luego de publicado el estudio de la EPA (2004) sobre fracturamiento hidráulico, y luego de que la Justicia hubiera interpretado que la SDWA incluía dentro de los fluidos a regular los correspondientes a la fractura hidráulica, el Congreso de USA, sancionó en el año 2005 la Energy Policy Act, que deja fuera del control de este organismo los fluidos empleados en la fractura hidráulica, incluidos los propelentes, con la excepción de los fluidos que contengan diesel oil.

En el caso de Canadá, también encontramos estudios específicos en Alberta Canadá, por parte del Alberta Geological Survey.¹⁷⁵ La provincia canadiense de Saskatchewan tuvo tempranamente guías aplicables a los fluidos empleados en la fracturación hidráulica.¹⁷⁶ Otros antecedentes importantes en esta misma temática los observamos en consultoras privadas, especializadas en el tema, como All Consulting, que producen hacia el 2002 y el 2003, aportes sobre las buenas prácticas para el manejo del agua producida en la explotación de gas de lecho de carbón.¹⁷⁷

Con relación a regulaciones específicas de fracturas hidráulicas para gas de lecho en Canadá, en particular el órgano ambiental de Alberta, la Alberta Environment and Sustainable Resource Development, estableció mediciones previas de calidad de agua en las inmediaciones de la explotación que va a realizarse,¹⁷⁸ y por precaución, tanto en Alberta como en otros Estados de Canadá, se regulan profundidades mínimas, por sobre las cuales se prohíbe la fractura hidráulica. O sea se prohíbe que la fractura hidráulica se realice en forma excesivamente superficial.¹⁷⁹

3.2 Fractura hidráulica y shale gas.

Un panorama de la situación en materia de Regulaciones a nivel Estadual, se puede obtener del trabajo revisión de regulaciones sobre explotación de shale gas y shale oil, realizada por el ERCB de Alberta Cañada¹⁸⁰ y publicado en el año 2011.¹⁸¹ Se puede

¹⁷⁵ Ver AGS (1990), AGS (2003) y AGS (2006)

¹⁷⁶ Ver Saskatchewan – Ministry of Energy and Resources (2000)

¹⁷⁷ Ver All Consulting (2002), (2003 a), (2003 b) y (2006)

¹⁷⁸ Ver Alberta Environment and Sustainable Resource Development (2006),

¹⁷⁹ Ver ERCB Directive 27 (2009)

¹⁸⁰ Ver ERCB (2011)

consultar también Kurth T, Mazzone M, Mendoza M y Kulander C (2010), Wiseman H y Gradijan F (2012), y diversas publicaciones de STRONGER.¹⁸²

Resulta muy interesante desde nuestro punto de vista, la iniciativa planteada por el ERCB de Alberta en materia de regulación en el año 2012¹⁸³, en donde plantea un enfoque orientado a promover la colaboración de las empresas entre sí, con el objeto de optimizar las escalas necesarias para realizar las inversiones más adecuadas en función de preservar el medio ambiente.¹⁸⁴,

Otras Provincias de Canadá, como British Columbia también han realizado actualizaciones de sus regulaciones.¹⁸⁵

Por ser el centro de mayor desarrollo de la producción de gases no convencionales, debemos detenernos en el caso de USA, y particularmente en su normativa ambiental.

En dicho país si bien se han propuesto modificaciones a la Ley Cheney¹⁸⁶ del año 2005, para devolverle facultades a la EPA para regular la inyección de fluidos para fractura hidráulica, estas iniciativas a la fecha no han prosperado.¹⁸⁷

Sin perjuicio de esto la EPA comenzó en el 2010 un estudio sobre las implicancias de la tecnología de fracturamiento hidráulico en el recurso agua, cuyos resultados se esperan para el 2014.¹⁸⁸

Por otra parte, esta misma agencia avanzó desde el año 2011 con nuevas regulaciones sobre el control de emisiones de compuestos volátiles orgánicos desde instalaciones de almacenaje, perforación, fracturación y producción de petróleo y gas natural, las cuales se han hecho efectivas en el año 2013.^{189 190}, y también emitió normas específicas para

¹⁸¹ En dicha oportunidad se consultó a los entes reguladores de British Columbia y Saskatchewan, ambos de Canadá, y a los entes reguladores de los estados de Louisiana Michigan New York Oklahoma y Pennsylvania, correspondientes a USA.

¹⁸² Ver STRONGER (2010 a), (2010 b), (2011 a), (2011 b), (2011 c) (2011 d), y (2012).

¹⁸³ Véase ERCB (2012)

¹⁸⁴ Este enfoque guarda similitudes con la denominada Ecología Industrial.

¹⁸⁵ Ver British Columbia Oil and Gas Commission (2012)

¹⁸⁶ Ver USA Energy Policy Act of 2005: Section 322 on Hydraulic Fracturing (August 2005)

¹⁸⁷ Ver CRS USA (2013)

¹⁸⁸ Ver EPA (2011 a), (2011 b), (2012 a), (2012 b), (2013 a), (2013 b), (2013 c), (2013 d), (2013 e).

¹⁸⁹ Ver EPA (2011 – 2013 “*Oil and Natural Gas Air Pollution Standards*” . Una visión desde la Industria del impacto de estas nuevas regulaciones puede verse en API (2012 .b)

¹⁹⁰ Esta cuestión también fue objeto de duras críticas en el documental Gasland.

regular el empleo de hidrocarburos en la inyección de fluidos al subsuelo, cuestión sobre la cual la ley del 2005, le mantuvo sus competencias.¹⁹¹

En el caso de Argentina, específicamente en relación a las actividades hidrocarburíferas no convencionales, podemos mencionar solamente a la Provincia de Neuquén, la cual dictó el Decreto N° 1483/12 y la Disposición DPRH N° 449/12; siendo éstas las únicas normas específicas vigentes a la fecha, aunque aplicables únicamente a la Provincia de Neuquén.

4 Algunas consideraciones.

Es ampliamente reconocida la necesidad de contar con una estructura regulatoria y de control, para minimizar los impactos ambientales que puedan originarse en la explotación de shale gas, particularmente.

En este sentido, el desarrollo de prácticas recomendadas, es muy importante, pero no suficiente para promover en todos los casos su aplicación. Algunas prácticas recomendadas se han transformado en regulaciones en USA, tal como vimos al referirnos a cambios normativos de la EPA derivados de estudios que determinaron la posibilidad práctica de emplear mejores tecnologías (best practicable technology – BPA)

Pero no ocurre así en todos los casos. Por ejemplo la industria ya había desarrollado una tecnología como la micro-sísmica que permite monitorear en tiempo real como evolucionan las fracturas, a medida que se hacen las operaciones de fracking. Esto permite entonces advertir en tiempo real cuando la fractura esta tomando una dirección no deseada, y tomar medidas para mitigar este hecho. Ahora bien, de acuerdo a la hasta el año 2011 en ningún caso encontró que se establezca en una norma la obligación de usar estas técnicas.¹⁹²

En algunos países o regiones, se parte de una regulación que se considera adecuada para la explotación de gases convencionales, y luego se observan cuáles son los cambios incrementales necesarios para tornarlas adecuadas a la explotación de gases no convencionales.¹⁹³

¹⁹¹ Ver EPA (2012 b)

¹⁹² Para un análisis mas detallado a nivel de los distintos Estados de USA, puede consultarse el sitio STRONGER.

¹⁹³ Ver por ejemplo AEA (2013) para un enfoque de este tipo en el caso de la Unión Europea.

El caso Argentino, consideramos que es distinto.

Su marco institucional tiene un desarrollo más reciente, derivado de la Reforma Constitucional de 1994.

Se mantienen regulaciones originadas en el proceso de privatización de inicios de los noventa, que no han sufrido actualizaciones, en más de 20 años, pese a que la tecnología ha cambiado substancialmente, y podría demostrarse que en este periodo se han desarrollado nuevas técnicas prácticamente aplicables que reducen el impacto ambiental,

Algunas Provincias como La Pampa, Rio Negro, y Mendoza, han dictado regulaciones específicas para hidrocarburos convencionales, pero solo en la provincia de Neuquén, se han desarrollado regulaciones propias para no convencionales.

En síntesis, en Argentina, ya existía un atraso en cuanto a instituciones y regulaciones adecuadas para regular las cuestiones ambientales de la producción de hidrocarburos convencionales. En este marco, las nuevas cuestiones ambientales que plantea la explotación de hidrocarburos no convencionales, agudizan una situación preexistente de falta de adecuación de sus instituciones y regulaciones.

5 El fundamento de la regulación ambiental.

Son pocas las entidades que cuentan con recursos para trabajar con fuentes primarias de información, y mucha la literatura que trabaja con fuentes secundarias.

Por ejemplo en materia de shale gas, fueron particularmente importantes los estudios iniciales de campo realizados por New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA)¹⁹⁴, sobre los cuales por ejemplo se han basado otros estudios, como los realizados en la Tyndall Center en UK.¹⁹⁵

Un aspecto importante del proceso de tomas de decisiones en materia de regulaciones en USA y en Canadá, es que sin perjuicio de que se usen también fuentes secundarias,

¹⁹⁴ Ver NYSERDA (2009 a) y (2009 b).

¹⁹⁵ Ver Broderick y Otros. (2011). Sobre Bioacumulación ver por ejemplo API (2000)

sistemáticamente esta precedido por estudios de campo, o sea por la generación de información primaria.

Lo que aquí se expone no implica afirmar que las fuentes primarias en que se basan las regulaciones sean suficientes. Muchas veces son cuestionadas las formas en que se produce esta evidencia,

No obstante, siempre existe la preocupación de proveer algún tipo de evidencia a partir de investigaciones propias, y en este sentido, consideramos que es una experiencia valiosa.

En nuestra opinión, hay un importante déficit en este aspecto en el caso Argentino, o al menos hay un déficit de trabajos publicados sobre estudios de campo. Por otra parte, si bien existe la posibilidad de aprovechar los resultados de los estudios de campo de países como USA, esto también tiene sus limitaciones.

5.1 Tipos de Estudios de Campo.

A nivel federal o inter estadual se realizan estudios de campo que comparan las regulaciones y actividades de control de los distintos Estados sobre temas particulares.¹⁹⁶

Por otra parte, hay estudios de campo que parten de a) análisis sistemático de los resultados de las inspecciones de campo realizadas por organismos de control, b) las tecnologías disponibles y sus costos para temas particulares, por ejemplo tratamiento de residuos, c) las prácticas habituales de la industria, y d) estimaciones realizadas en base a modelos.

Los estudios son considerados, son en muchos casos realizados por entes públicos, ya sea en forma directa o por contratos, o bien, se consideran también publicaciones de terceros de reconocido prestigio.

Daremos a continuación algunos ejemplos.

¹⁹⁶ En los capítulos previos, ya nos hemos referido a números casos de este tipo de estudios.

5.1.1 Inspecciones de campo

De acuerdo a GWPC (2011), la identificación y estudio de un caso de contaminación de acuíferos subterráneos por actividades de EEH, es algo muy complejo que parte del análisis de muestras que permitan identificar la existencia de una situación de contaminación, y que continúa con una investigación que procede de acuerdo al propio GWPC (2011), por un procedimiento similar al “diagnostico diferencial”, tal como se entiende en medicina. O sea un síntoma (contaminación), puede originarse en múltiples causas, y para poder llegar a imputar el mismo a las actividades de EEH, hay que poder haber eliminado las otras causas posibles. Intervienen en este tipo de investigación, distintas disciplinas, desde Química del Agua, Hidrogeología y diversas Ingenierías.¹⁹⁷

La evidencia que se obtiene de estos procesos, en la medida en que demuestran tener una cierta regularidad, dan lugar a propuestas de nuevas regulaciones, para evitar que se continúen produciendo los mismos hechos.

En GWPC (2011), pueden observarse para los casos de Ohio y Texas, un conjunto significativo de casos en que a partir de un conjunto significativo de incidentes registrados, o bien de estudios de campo específicos se modifica la regulación, a nivel Estadual.

Tomemos por ejemplo la disposición de agua producida en el espacio anular de los pozos, esto es el espacio que queda sin cementar entre cañerías. En el caso de Ohio la Division of Mineral Resources Manangment (DMRM), realizó un estudio de campo sobre 100 pozos que había practicado la disposición final de agua de producida a través del espacio anular, y determinó que el 97 % de dichos pozos no habían sido construidos y/o mantenidos de acuerdo a las regulaciones de la EPA. A partir de verificarse este hecho se estableció la obligación de realizar test de integridad de pozos, en forma previa a toda disposición de fluidos en el espacio anular.¹⁹⁸¹⁹⁹

5.1.2 Las tecnologías disponibles y sus costos para temas particulares.

Las exigencias en materia de regulaciones ambientales, tienen en cuenta las posibilidades tecnológicas y económicas de cumplir con ellas.

¹⁹⁷ Ver GWPC (2011) página 10 a 18.

¹⁹⁸ Ver GWPC (2011) páginas 53 y 54.

¹⁹⁹ La normativa de Ohio es del año 1989, mientras que la Resolución SE N° 105 es del año 1992. En la normativa local no están previstos test de integridad mecánica de pozos en fecha posterior a su construcción.

En este sentido al verificarse la posibilidad práctica de emplear mejores tecnologías (best practicable technology – BPA), las regulaciones ambientales se vuelven mas restrictivas.

Por ejemplo, al verificar la EPA en 1979 que existían tecnologías disponibles para limitar la toxicidad de los lodos de perforación (lodos basados en agua) que se descargaban al mar en operaciones off shore, entonces prohibió la descarga de otros tipos de lodos de perforación y recortes de perforación (lodos basados en hidrocarburos).²⁰⁰

Por otra parte, la excepción de los residuos petroleros, de su tratamiento generalizado como residuos peligrosos, propuesta por la EPA esta sustentada por un conjunto de estudios presentados al Congreso de USA en 1987.²⁰¹ Los estudios sobre un tema se van actualizando a medida que cambia la tecnología, y los costos, aún cuando esto no genere un cambio regulatorio inmediato.²⁰²

5.1.3 Las prácticas habituales de la industria.

Otra forma de estudio de campo, es el relevamiento de las prácticas habituales de la industria en determinado aspecto. En este caso no se trata de identificar las prácticas recomendadas, sino de relevar las prácticas efectivas, para lo cual se recurre a encuestas y otros estudios de campo. Un ejemplo de esto es el estudio de las prácticas de manejo del agua producida.²⁰³

5.2 Los estudios de campo en relación al fracking.

Sobre las tecnologías disponibles y sus costos en particular para el tratamiento del flowback, es importante el trabajo de Acharya y otros (2011).

²⁰⁰ Ver Veil (2001)

²⁰¹ Ver EPA (1987), y EPA (2002)

²⁰² Ver en materia de residuos de perforación Puder y Veil (2006)

²⁰³ Ver por ejemplo para el caso del agua producida Clark y Veil (2009)

Sobre las prácticas habituales de la industria, en el manejo del agua en diferentes formaciones, son significativos los trabajos contratados por el Argonne National Laboratory²⁰⁴

Estudios de campo en base a modelos se encuentran en particular usando la metodología de ciclo de vida, para la estimación de la emisión de gases de efecto invernadero, tanto por el Argonne National Laboratory²⁰⁵, como por el National Energy Technology Laboratory²⁰⁶

En el Anexo A, desarrollamos a desarrollar con algún grado de detalle, dos estudios de campo:

- a) Estudio realizado por el ERCB de Alberta - Canadá para conocer la situación en materia de Regulación de Gases No Convencionales en diversas jurisdicciones,
- b) Estudio en proceso que se esta llevando adelante la EPA en relación al impacto de la fracturación hidráulica sobre el recurso agua. Nos interesa particularmente exponer algunos aspectos metodológicos que pueden ser un ejemplo interesante para desarrollar en nuestro país.

6 Comentarios.

Consideramos que en el caso de Argentina, no hay suficientes de estudios de campo que den cuenta de la problemática ambiental, vinculada a la actividad de EEH, o si existen los mismos no son de fácil acceso.²⁰⁷

En efecto aún las cuestiones ambientales que ya están reguladas, no necesariamente se cumplen en todos los casos, o no dan cuenta de situación que se han producido previamente. Esto por supuesto, no ocurre solo en la Argentina. Hemos observado como la DMRM de Ohio determinó en una muestra de 100 pozos que el 97 % no había sido construido ni mantenido conforme a las regulaciones que existían de la EPA.

²⁰⁴ Ver Veil (2010) y Veil (2011).

²⁰⁵ Ver Clark C, Burnham H, Wang D, (2011)

²⁰⁶ Ver Skone (2014)

²⁰⁷ Hay casos en Argentina, en los cuales se promovieron cambios en las regulaciones ambientales que sin duda tuvieron efectos positivos, tales como la regulación de las piletas, y las limitaciones en los volúmenes de gas venteado, pero no contamos con acceso a los estudios de campo que dieron origen a estos cambios regulatorios.

En nuestro país, el cambio constitucional de 1994, ha generado recientemente un cambio significativo, en el marco institucional, y es necesario contar con trabajos de campo que den cuenta del estado de las regulaciones existentes en las distintas Provincias, en relación a hidrocarburos en general y en temas vinculados a la protección ambiental, en particular.

Por ejemplo, un factor de riesgo en la explotación mediante fracturas hidráulicas, es la transmisión de fluidos a través de pozos vecinos que no hayan sido abandonados, y/o que hayan sido abandonados incorrectamente. El siguiente Cuadro, ilustra esta situación para Argentina.

Cuadro VIII.1

Antigüedad de Pozos al 31/12/2012 No Incluye Pozos de Servicios	
Nº de años	Nº de Pozos
Mas de 60	8.217
50 a 60	6.651
40 a 50	5.958
30 a 40	7.568
20 a 30	9.160
10 a 20	11.099
0 a 10	10.217
Total	58.870

Fuente: elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía y IAPG

Para saber en qué condiciones se encuentran estos pozos abandonados transitoriamente o definitivamente en distintas regiones, se deben realizar estudios de campo, en base a muestras representativas. De este tipo de estudios puede surgir evidencia que indique por ejemplo la necesidad de tomar medidas precautorias adicionales en nuestro país.

Otro caso importante, sería conocer mediante estudios de campo, cuales son las prácticas frecuentemente empleadas en el tratamiento y disposición de lodos de perforación.

Debe tenerse en cuenta que aún cuando la generación de desechos de perforación, incluyendo lodos y recortes es común a la producción de gases convencionales y no convencionales, dado que en general la producción por pozo en los no convencionales es menor que en los convencionales, serán necesarios mas pozos, y por lo tanto se

generará un volumen mayor de desechos. Por otra parte, al emplearse una mayor proporción de pozos dirigidos u horizontales, con amplias extensiones, es más probable la necesidad de emplear volúmenes importantes de lodos sobre base no acuosa.

Los estudios que se realizan en otras partes del mundo son de gran ayuda, pero debe tenerse en cuenta, también sus limitaciones.

Los estudios de campo realizados en USA, no siempre pueden ser aplicables a la Argentina, por ejemplo las tecnologías disponibles en nuestro país, o sus costos pueden ser diferentes a los de USA.

También las conclusiones que se extraigan de estos estudios, pueden depender de la existencia de instituciones o infraestructura que nuestro país aún no haya desarrollado.

Por ejemplo la disposición de residuos en el subsuelo a través de los pozos inyectores para disposición final dentro del programa UIC, son una regulación y una infraestructura (USA cuenta con unos 30.000 pozos de este tipo), con los que no cuenta la Argentina.

Es recomendable en este sentido, que sin perjuicio de aprender de la experiencia de otras regiones en materia normativa, la regulación local parta de estudios de campo que den cuenta de las prácticas locales, y de las tecnologías disponibles en nuestro país, todo esto sin perjuicio de la necesidad de revisar los procedimientos y recursos aplicados para el control.

Capítulo IX

Conclusiones.

El presente trabajo a nuestro entender arroja algunas conclusiones importantes.

- a) El desempeño del sector gas natural en la economía argentina en los últimos cinco años, ha sido preocupante, y en este sentido, la producción de gas de arenas compactas, pero particularmente el potencial de shale gas, es determinante para revertir esta situación.
- b) El desarrollo de la producción de gases no convencionales particularmente en USA, fue producto de la conjunción de un mercado internacional de gas con precios al alza y un conjunto de políticas públicas practicadas en dicho país a partir de las crisis del petróleo de la década del setenta, cuyos frutos fueron madurando, primero a partir de la década del ochenta con la producción de gas de lecho de carbón y de arenas compactas, ya luego a partir del año 2005 con la producción de shale gas.
- c) Con relación al shale gas, y desde un punto de vista privado, las inversiones por pozo, y la producción por pozo parecen indicadores sumamente pertinentes para monitorear el aprendizaje de la industria local.
- d) Comparando con USA, sería conveniente contar con estudios locales en temas ambientalmente sensibles, tales como costos de tratamiento y disposición final de residuos.
- e) Con relación también al shale gas, el indicador de Matriz de Impactos Económicos, si bien interesante, presenta grandes limitaciones, y debería ser complementado con indicadores de otro tipo. El método de análisis costos beneficio, no se considera particularmente adecuado en este terreno para un caso como la Argentina. Por su parte en el marco de la Economía Ecológica, pueden construirse indicadores complementarios que pueden resultar de utilidad.

- f) La ingeniería de producción del shale gas, tiende a generar para un mismo nivel de producción de gas natural, un volumen mayor de residuos, comparando con la producción de gases convencionales. Particularmente es dable esperar una mayor generación de residuos de lodos y recortes de perforación, y fluido de retorno o flowback. Si bien los impactos ambientales son muchos y muy variados, es importante darle prioridad a la forma en que van ha ser tratados y dispuestos finalmente estos residuos.
- g) Las Prácticas Recomendadas, son documentos útiles, pero no suficientes para atender los impactos ambientales que puede generar la producción de shale gas. Se hace necesario contar con Instituciones, Regulaciones y recursos para el control adecuados para esta tarea.
- h) Comparando con USA, se observa que las regulaciones ambientales se van actualizando en función de los cambios tecnológicos, que generan que nuevas tecnologías, se transformen en las mejores tecnologías prácticamente disponibles. En atención a estos conceptos seria conveniente revisar la normativa nacional en materia ambiental.
- i) La sistematización y publicación de los incidentes ambientales, permitiría realimentar también el proceso de ajuste de la normativa y de los recursos necesarios para el control
- j) Un punto sensible es el caso particular de la inyección de residuos en pozos sumideros, en donde no hemos encontrado a nivel nacional, un sistema de protección desarrollado similar al desarrollo en USA y Canadá. Un análisis mas completo de esta situación debería tener en cuenta los regimenes provinciales sobre la materia.
- k) En algunos campos, tales como los residuos peligrosos generados por la actividad de exploración y explotación, existe una superposición de normas nacionales y provinciales que no siempre son coincidentes entre sí.

- l) El desarrollo institucional en las Provincias Argentinas en materia de control de explotación de petróleo y gas es relativamente reciente en comparación con la experiencia de USA y Canadá, seguramente motivado en el rol que jugó antes de su privatización Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, y en el proceso de transferencia de los recursos naturales a las Provincias que se inició con la Reforma Constitucional de 1994, y finalizó en el caso de los hidrocarburos, en el año 2006.

- m) A partir de lo observado en el caso de USA, pueden ser útiles estudios comparativos que permitan observar el tratamiento provincial dado a las distintas situaciones, y tecnologías para el tratamiento y disposición de residuos originados en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

- n) Comparando con el caso de USA, no hemos observado estudios de campo publicados, que den cuenta de la situación en que se encuentran los pozos, en cuanto a integridad mecánica, abandono, etc, cuestiones que constituyen factores importantes para evaluar los eventuales riesgos ambientales.

- o) El desarrollo de una actividad como la explotación de shale gas, requiere de instituciones y regulaciones adecuadas para mitigar los impactos ambientales, y siempre en materia de ambiente, es mucho más económico prevenir que remediar.

Anexo A ²⁰⁸

1) Estudio del ERCB Alberta Canadá 2011 ²⁰⁹

El estudio al que nos referimos intenta relevar cual es la situación en materia de regulación en distintas Provincias de Canadá, y Estados de USA, sobre cuestiones claves vinculadas a la explotación de gases no convencionales.

Reproducimos a continuación alguno de los tópicos abordados, y la síntesis de los resultados obtenidos.

1.1) Propietarios de la tierra y preocupaciones del público

Objetivo

Entender las preocupaciones sobre el gas no convencional (GNC) de los propietarios de la tierra, la comunidad y el público, cómo ellas son consideradas en el proceso regulatorio y las acciones adoptadas por el regulador, otras agencias del gobierno y la industria para atender las mismas.

Problema

En algunos casos, el desarrollo del GNC puede requerir superficies muy concentradas de infraestructura con una larga vida potencial, resultando dicha superficie más impactada que en los desarrollos convencionales. El desarrollo del shale gas se produce fuera de las áreas en las cuales tradicionalmente se realizan las actividades del desarrollo del petróleo y el gas convencional. También ha habido preocupación pública acerca del fracturamiento hidráulico y explotación de hidrocarburos de poca profundidad en las proximidades de los pozos de agua y acuíferos

Encuestado	Comentario – preocupación de propietarios de la tierra y del público
British Columbia	<p>El uso de agua potable para la fracturación hidráulica está adquiriendo una importancia creciente a medida que su uso aumenta. En agosto 2010 la comisión de gas y petróleo (OGC) emitió un informe “empleo del gas y del petróleo en la BC para proporcionar info al público sobre el tema.</p> <p>El tráfico y ruidos son problemas derivados de los prolongados períodos de perforación que pueden durar 24 a 36 meses en un sitio.</p> <p>Fueron mencionados algunos problemas sobre la potencia contaminación de</p>

²⁰⁸ Ver Skone (2014)

²⁰⁹ Ver ERCB (2011)

	<p>aguas subterráneas por la fracturación hidráulica.</p> <p>Preocupaciones planteadas por los propietarios de tierras con respecto a la limpieza de la tierra y el nivel de actividad, que es un gran cambio para muchos que no están acostumbrados a la industria. La OGC proporcionó apoyo a los propietarios de la tierra sobre sus derechos y las actividades de la comisión sobre las acciones realizadas para remediar las conductas que no cumplen con las regulaciones.</p>
Saskatchewan	<p>El público está sensibilizado con preocupaciones sobre cuestiones relativas a desarrollos de CBM reportados en otras Jurisdicciones.</p> <p>El Ministerio de Energía y Recursos de Sask trabaja para identificar las áreas donde el desarrollo puede llevarse a cabo y ofrecer al público allí la información general que responda a las preocupaciones sobre las actividades de CBM</p>
Louisiana	<p>La preocupación principal es sobre el gran volumen de agua usado en la fracturación hidráulica y la sustentabilidad del agua potable en el estado.</p> <p>El nivel de ruidos durante las operaciones de perforación y las fracturación también preocupa a los propietarios de la tierra cercanos.</p> <p>En 2009 debido a los problemas derivados del incremento de las perforaciones por shale gas la oficina de conservación emitió una Disposición con el objetivo de establecer prácticas razonables y uniformes, salvaguardas y regulaciones para las actuales y futuras exploraciones para la producción de gas de una empresa dedicada a esa actividad en el área urbana. La Disposición es aplicable también a las perforaciones de dicha empresa dentro de una distancia de 230 mts de una vivienda, de una instit. Religiosa, de un edificio público o un estacionamiento en el área urbana definida en la Disposición. La Disposic. Se dirige a evitar daños regulando, las cercas y mantenimiento del sitio, polvo, vibraciones, olores, iluminación, ruido, ventilación y descarga de la quema, horas de trabajo, uso del agua y de vehículos.</p>
Michigan	<p>La mayor preocupación es la potencial interrupción y/o contaminación del agua potable subterránea debido a las fracturas hidráulicas.</p> <p>Se pensó que el uso del agua para la fractura reduciría el nivel del lago pero no hay evidencias en ese sentido</p> <p>Preocupaciones relacionadas con las operaciones incluyen el incremento del tráfico, los derrames en los sitios arrendados, intrusión en propiedades privadas usadas como superficie para infraestructura y transgresiones a la propiedad.</p>

New York	Preocupación pública sobre la potencial contaminación de agua potable en el estado origino una suspensión del desarrollo del Marcellus Shale Gas
Oklahoma	<p>Desarrollos de Shale gas están ocurriendo en áreas de Oklahoma fuera de los lugares considerados tradicionales para el desarrollo de gas y petróleo. Esto está causando algunas preocupaciones locales porque no es una actividad conocida.</p> <p>Las Preocupaciones específicas sobre la contaminación del agua por fracturación hidráulica son limitadas, pero el OCC espera que aumente el interés en los medios de comunicación y la atención política.</p> <p>El uso de agua potable para la fracturación no provocó una gran preocupación, excepto durante los periodos de sequía.</p> <p>El tráfico de camiones transportando agua durante la operación de fractura provocó quejas por interrupción del tráfico y daños a los caminos.</p>
Pennsylvania	<p>la migración de gas vinculado al fallo del revestimiento del pozo y cementación afectan a la seguridad pública por la presencia de metano en el agua potable</p> <p>La contaminación de las aguas subterráneas y las de superficie por los fluidos de fracturación son la mayor preocupación. Los casos de fugas de pozos de almacenamiento han contribuido a esta preocupación. La potencial contaminación de agua potable por los fluidos de fracturación está en la agenda de los gobiernos de varios estados y el la del gobierno federal. La EPA está permanentemente impulsando la realización de estudios sobre los riesgos de la fracturación hidráulica y la oferta de agua potable.</p> <p>En respuesta a la presión pública para conocer los componentes químicos de la fracturación, el depto. De protección del ambiente y la oficina de administración de gas y petróleo (DEPBOGM) ha comenzado a publicar en su web listas detalladas de las soluciones (componentes) empleadas en la fracturación hidráulica usados en el servicio de fracturación contratado en el Marcellus Shale.</p> <p>Excesivos niveles de tráfico de camiones asociados con el transporte de agua para fracturas hidráulicas es un trastorno para las comunidades y está causando importantes daños en las rutas. El uso de agua potable no ha sido una preocupación por el momento dado que el volumen usado en las fracturas hidráulicas es menor que el usado en otras industrias.</p> <p>Los derrames, la contaminación lumínica, ruidos, la quema y la calidad del aire son preocupaciones relacionadas con las operaciones de shale gas en este estado.</p>

<p>Texas</p>	<p>Debido a la gran proximidad de la explotación de Barnett Shale a la densamente poblada área urbana de Fort Worth, las cuestiones molestas como el tráfico, ruidos y olores son comunes. La Comisión de Ferrocarriles no tiene jurisdicción sobre este tipo de preocupaciones e informa al público de esto en su web. Los gobiernos municipales están desarrollando varias ordenanzas para regular estas molestias y en general proporcionan una mayor protección de los derechos de los propietarios de las superficies.</p> <p>La atención de los medios de comunicación alegando vínculos entre las fracturas hidráulicas y la contaminación del agua potable esta aumentado y resulta en una preocupación creciente de los propietarios de la tierra de Texas.</p> <p>Algunos gobiernos municipales están impulsando una nueva Comisión de Ferrocarriles que requiera a los operadores la apertura de los componentes químicos de los fluidos de fracturación usados en su área.</p> <p>Hay algunas preocupaciones sobre el impacto del uso de grandes cantidades de aguas subterráneas y de otros usuarios de estos acuíferos.</p>
<p>Wyoming</p>	<p>La comisión de petróleo y gas de W. es la primera jurisdicción de EUA en promulgar reglamentos (verano 2010) requiriendo declarar los componentes químicos usados en las operaciones de fracturación hidráulica y la identificación de todas las fuentes de agua subterránea y la licencia del estado de los pozos en las proximidades a las operaciones de fracturación. Los datos de la declaración sobre los componentes químicos son mantenidos como información clasificada por la comisión.</p>

1.2) Procedimientos regulatorios

Objetivo

Determinar si los reguladores han modificado los procedimientos regulatorios, como por ejemplo aprobaciones o requerimiento de datos, atendiendo el desarrollo del gas no convencional.

Problema

¿Los desarrollos de gas no convencional requieren de diferentes procedimientos regulatorios tales como aprobaciones y relevamiento para ser más eficientes?

Encuestado	Respuesta – Procedimiento regulatorio
British Columbia	<p>Se consideran posibles cambios en los procesos de concesión de licencias y para agilizar la aplicación y localización. Aprobación previa de los pozos perforados múltiples en una misma superficie.</p> <p>Aplicación de “Buenas prácticas de ingeniería” (GEP) se presentan para solicitar la variación de la distancia entre los pozos. Los operadores determinan la densidad óptima para recuperar el recurso y presentan una solicitud de autorización. Aprobaciones de GEP se evalúan basándose en la densidad solicitada, pero no se especifica una densidad en la aprobación.</p> <p>Consciencia de potenciales problemas de tenencia por allanamientos causados por la propagación de fractura vertical más allá de la zona específica de esquisto. La comisión de petróleo y gas (OGC) y el ministerio de energía. Recursos Mineros y Petroleros está revisando potenciales conflictos.</p> <p>Se emitió un aviso de seguridad en mayo de 2010, “Comunicaciones durante el proceso de fracturación”, en respuesta a una serie de incidentes donde operadores de fracturación hidráulica estaban afectando (en un rango de 50 m a 715 m) operaciones de perforación en curso y la producción de los pozos. La OGC recomienda a los operadores cooperar a través del seguimiento de las operaciones de perforación y terminaciones, notificando las fracturas realizadas dentro de los 1000 metros de los pozos existentes y los pozos que están siendo perforados.</p> <p>Una orden de la Comisión aprobó un Esquema de Desarrollo llamado Río Liard-Besa (934.303 hectáreas) como un plan experimental para el desarrollo del Río Besa shale. La Orden exceptúa un espacio estándar en el desarrollo del área a cambio de presentar por 3 años información fehaciente confidencial y un plan de gestión ambiental que será</p>

	<p>preparado por los operadores de área del Esquema.</p> <p>El estado de régimen experimental ha sido solicitado y concedido en los casos que garantizan la entrega confidencial de datos por 3 años en lugar de la estándar de 1 año plazo. La OGC señala que el desarrollo del shale Montney en la Columbia Británica ha tenido lugar en su mayor parte en el estándar de 1 año de las disposiciones sobre confidencialidad de datos y OGC no ve que el tratamiento estándar de datos ha obstaculizado el desarrollo Montney. Un desafío de la administración del status de plan es determinar un final adecuado a la actividad considerada experimental.</p> <p>Boletín MEMPR de la Información 2010 ha introducido recientemente "El área de revisión de recursos" (RRA) en partes (500.000 ha) de zonas de caribú boreales de la Columbia Británica en el que no se realizará ningún nuevo gas natural y la tenencia de petróleo concedidas para los próximos 5 años. Además de la RRA, áreas específicas de hábitat estarán sujetas a los requisitos de gestión especificados en la Ley de actividades de nuevos petróleo y gas.</p>
<p>Louisiana</p>	<p>En 2009 la Oficina de Conservación emitió una orden con el propósito de establecer prácticas razonables y uniformes, salvaguardas y regulaciones para las actuales y futuras operaciones relacionadas con la producción de gas de Haynesville Shale en áreas urbanas. La orden es aplicable a los pozos a perforar o ya perforados en el Haynesville Shale localizados dentro de los 230 m de una vivienda, institución religiosa, edificios públicos o estacionamientos en áreas urbanas definidas en la disposición.</p> <p>Se establecen requerimientos para las perforaciones de pozos horizontales y reducir así su espaciamiento. Se han introducido normas para la creación de unidades más grandes con múltiples pozos por unidad y definiciones estandarizadas para los intervalos productivos para los propósitos de unidad de carga. Reglas de espaciamiento que incluyen un límite de 330 pies alrededor de la cual DSU se puede ajustar para crear unidades, para gas de esquisto, sin bien puede estar más cerca de 660 pies de cualquier otra unidad (distancia entre los pozos). Para tight gas, se aplican las normas convencionales que especifica una distancia de 2000 pies entre los pozos. Para CBM, no hay distancia entre los pozos.</p> <p>Implementación de los requisitos para las unidades de gran tamaño con una multiplicidad de pozos autorizados para facilitar requerimientos de desarrollo y la finalización de las perforaciones horizontales y laterales.</p>

<p>Michigan</p>	<p>Algunos arrendamientos minerales estatales requieren el uso una plataforma de perforación común en el que varios pozos direccionales están perforados, con el fin de minimizar los residuos de la superficie. Se alientan las perforaciones horizontales.</p> <p>Oficina del Instituto Geológico y Minero obliga a las empresas a presentar las solicitudes de permisos en base a proyectos (Proyecto de Antrim), en lugar de cual permitiría en una base así por así. Una aplicación del proyecto Antrim podría ser de varios pozos, líneas de recolección, una o más instalaciones de producción asociados, la eliminación de la salmuera, las carreteras y los planes de operación de las perforaciones. Una aplicación del proyecto Antrim incluiría un Proyecto de Evaluación de Impacto Ambiental, las zonas marinas protegidas del proyecto y otra información relacionada con el proyecto.</p> <p>Los operadores pueden solicitar un Plan Espacial Uniforme (USP) para obtener modificaciones de la distancia estándar para Antrim Shale pozos solamente. Un USP es un área combinada, mayor que la unidad de perforación estándar. Un USP promueve el eficiente desarrollo ordenado de gas de esquisto de Antrim, al limitar la densidad de pozo vertical a un máximo de 1 por cada 80 hectáreas previendo muchos agujeros de drenaje horizontales perforados de cada ubicación de pozo vertical según se considere apropiado por el operador. Aunque esto no se aplica en el caso de una área que es más grande que una sola unidad de perforación de 80 acres, con el orificio de drenaje horizontal a 330 pies desde el límite de la USP.</p> <p>Por pedido especial, la perforación de "Pozos de Antrim Twin" (un segundo pozo perforado en una unidad de perforación simple) está autorizado para la producción de una unidad de segundo depósito distinto (zona superior) presente en el esquisto de Antrim. En muchas áreas, la presión de la zona inferior de Antrim Shale se ha agotado por años de producción y ahora el diferencial de presión entre la parte superior e inferior de las unidades de reservorio es demasiado grande para lograr una producción eficiente de ambas zonas si se mezclan en un solo pozo.</p> <p>Un agujero de drenaje horizontal se considera como una tecnología de terminación y un nuevo agujero de desagüe horizontal perforado de un pozo vertical existente se pueden añadir mediante la aplicación de un "Cambio de estado de los pozos" en lugar de un permiso para perforar un nuevo pozo. Esta norma existía antes del desarrollo de Antrim Shale, pero la modificación realizada a partir del desarrollo de Antrim</p>
-----------------	--

	es revisar estas disposiciones.
New Cork	La creación de "Declaración de los suplementario genéricos de impacto ambiental" como requisito para el desarrollo en el esquisto (shale) de Marcellus.
Oklahoma	Modificación de DSU en tamaño y forma para adaptarse a la perforación horizontal. Se pueden obtener excepciones a la distancia entre los pozos estándar.
Pennsylvania	<p>Los cambios regulatorios en curso están encaminados a proteger la seguridad pública y protección de los recursos de agua subterránea a través de la construcción de pozos de reemplazo adecuados, suministro de agua o la recuperación, la inspección, así como a la investigación de la migración de gas. Las normas mejorarán la carcasa de diseño, instalación, cementación y requisitos de integridad de las pruebas.</p> <p>También están siendo contempladas cambios adicionales en las reglas para tratar de atender varios problemas asociados con las actividades del Marcellus Shale.</p> <p>La legislación establece que la Oficina tiene 45 días para otorgar una licencia luego de haber recibido la solicitud de 1 página.</p>
Texas	<p>Aunque los permisos se realizan a través de la sede de la Comisión de Ferrocarriles, los informes de terminación para cada pozo perforado en un área son presentados ante la oficina del distrito asociados con el descubrimiento y el campo. Los niveles de actividad muy altos en el desarrollo Barnett abrumó a la oficina del distrito encargada de procesar los informes de terminación de pozos. La Comisión está procurando mejorar la distribución de la carga de trabajo entre varias Comisiones de Recursos disponibles.</p> <p>Para el desarrollo Eagledford Shale, las Comisiones está considerando la celebración de audiencias para consolidar las normas sobre el terreno para unos 38 campos en un único conjunto de reglas de campo para todo el conjunto del desarrollo. Una complicación potencial esta consolidación es que algunas áreas del desarrollo son ácidas y su consolidación podría estar sujeta a las reglas de la producción de hidrógeno sulfatado.</p>
Respuestas del operador	Las regulaciones requieren aprobaciones pozo por pozo (caño por caño). Debería considerarse la posibilidad de emitir "a nivel de proyecto", aprobaciones para el desarrollo de gas de esquisto. Los requisitos de consulta podrían ser adaptados a nivel de la aprobación

	<p>del proyecto sin que las objeciones de las partes interesadas o intervenciones afecten el total del proyecto. Se requieren reglas claras respecto a cómo las objeciones de partes interesadas o las intervenciones del programa afectarían a las aprobaciones a nivel de programa.</p> <p>La Guía de Consulta de la Nación de Alberta debe ser actualizada de manera que un enfoque más formal / estricta a la consulta indígena se defina como en la Columbia Británica, que incluya plazos establecidos, el proceso permanente, una financiación adecuada para el gobierno para asegurar la capacidad en las comunidades para hacer frente a los requisitos de consulta, y una determinación compatible o estándar para la adecuación de la consulta.</p> <p>Pre-aprobación de las tuberías de la perforación es deseable y apropiada para el desarrollo del shale gas. Los pozos se perforan dada la certeza de la existencia de los recursos de gas de esquisto. No hay prácticamente ninguna posibilidad de que los pozos sean no comerciales. Por lo tanto se necesita la tubería. Cuanto antes estén disponibles las cañerías más temprano se evitarán fugas de gas y permitirán una más adelantada y mejor evaluación de la producción y conexión más rápida al mercado.</p> <p>Los requisitos reglamentarios de permisos de emisiones de gas (en el pozo) encendido son onerosos y deben simplificarse para el desarrollo de gas de esquisto. Debe adoptarse un "permiso general" para cubrir los múltiples pozos en un área. Además, requerimientos de emisión de azufre deben cambiar, el modelado de dispersión del aire debe tomar en cuenta la plataforma completa y el "modelo complejo" debe ser flexibilizado.</p> <p>Del plan de respuesta a emergencias (ERP), la aprobación será expedida para cada área, en lugar de para cada pozo en la plataforma.</p> <p>Las regulaciones de ERCB deben centrarse en la seguridad pública, protección del medio ambiente y el desarrollo de los recursos de interés público.</p> <p>El área de drenaje de un pozo debe ser permitido sin tener que probar que es necesaria, ya que puede ser difícil sustentar la necesidad de la aplicación de tal drenaje. El proceso de aplicación actual para el espaciamiento de pozos es demasiado largo y solicitando los aumentos graduales de la densidad y basada en la historia de las producciones no coincide con el desarrollo y el plan de gas no convencional previstos perforar tratándose de numerosos pozos (en aumento y la densidad) desde el principio. La naturaleza única del desarrollo de gas no</p>
--	--

	<p>convencional debe ser reconocida y el espaciado debe permitir un mínimo de ocho pozos por ESD como el espaciado estándar.</p> <p>A los operadores se les debe permitir que se mezclen todas las zonas de esquisto en un juego sin condiciones para el proceso de aprobación. Tanto el drenaje/extracción y la mezcla es necesaria porque la naturaleza de los recursos es tal que más pozos y más complementos en el pozo se requiere para que el recurso sea económico.</p> <p>Aprobaciones oportunas son esenciales para evitar el impacto económico de los proyectos no convencionales.</p> <p>Necesidades de agua de pozo de prueba CBM que deben evaluarse para determinar es lograr el resultado deseado de reglamentación, dado el costo del operador.</p> <p>Algunos de los requisitos regulatorios actuales dificultan las eficiencias que se pueden obtener mediante la perforación de varios pozos desde una plataforma única.</p> <p>Los desarrolladores de shale gas requiere en el tiempo acceso a aproa 15.000 a 20.000 m³ de agua necesarios para un pozo a través de diversas licencias temporarias.</p> <p>Los requisitos de almacenamiento de agua son únicas para el desarrollo de gas de esquisto y requiere la creación de diferentes requisitos regulatorios que reconozcan las necesidades de agua importantes y diferentes de almacenamiento para el desarrollo de gas de esquisto, es decir, el almacenamiento de grandes volúmenes de agua (dulce y el flujo de retorno) en los sitios, posiblemente, durante largos períodos de tiempo con el fin de suministrar las velocidades de inyección de alta y grandes volúmenes totales utilizados para las grandes operaciones de fracturamiento hidráulico. Reglamento para el almacenamiento temporal de agua no reconoce la naturaleza única del desarrollo del shale gas, particularmente en la etapa piloto.</p> <p>Las regulaciones sobre almacenamiento temporal de agua deben las características operaciones del desarrollo de gas no convencional: por ejemplo: las operaciones de fractura hidráulica requieren de vehículos tripulados, mientras que el requisito actual para el almacenamiento temporal de agua son para las operaciones no tripuladas</p> <p>El uso de fuentes acuíferas salinas profundas de agua para fracturamiento hidráulico es factible (mayor contenido total de sólidos disueltos puede ser económicamente prohibitivo), pero se necesita un capital significativo para la capacidad de entrega en cantidades, el tratamiento del agua y edulcorantes si el agua es ácida y tiene altos costos de operación de elevación de agua. En la actualidad no es la tenencia formal de los derechos a la extracción de acuíferos salinos</p>
--	---

	<p>por lo que hay preocupación con respecto a la protección de los derechos del agua una vez que el capital se invierte.</p> <p>Caños temporarios pueden ser necesarios para transportar agua para las fractura hidráulicas y luego recuperar esos líquidos para su uso. El uso de vehículos es una alternativa de alto costo.</p> <p>Una enmienda de la regulación del agua 3 S.1 del Medio Ambiente de Alberta para el aumento de exención para la extracción de agua de la caseta y las zanjas facilitaría el uso de éstos como los suministros de agua para el fracturamiento hidráulico.</p> <p>Confidencialidad de los datos extendida debe proporcionar para el desarrollo del shale gas, por períodos de 3-4 años por el régimen de concesión de la condición experimental para proyecto de gas de esquisto. Las sugerencias incluyen una revisión de las disposiciones del sistema experimentales existentes mediante la creación de una categoría de "gas de esquisto" y un proceso de solicitud de gas de esquisto experimental piloto con los requisitos de información pertinentes.</p>
--	--

1.3) Recopilación y Difusión de Información

Objetivo

Entender qué tipos de información sobre gases no convencionales se están recopilando en otras jurisdicciones y para qué se usan.

Cuestión

Ciertas características de los reservorios de gases no convencionales, tales como su muy baja permeabilidad, bajas tasas de flujo y desarrollo del reservorio sin separación entre zonas, hacen onerosa o muy poco factible la recopilación de los datos tradicionales de producción y de presión.

Responde:	Comentarios - Recopilación y Difusión de Información
British Columbia	<p>Hasta la fecha han usado métodos tradicionales de estimación de reservas, tales como los métodos volumétricos y de balance de materiales, pero también están considerando un enfoque más de tipo estadístico que podría conducir a revisar los requisitos de información.</p> <p>La OGC, en reconocimiento de los costos asociados con la recopilación y difusión de la información, está considerando reducir la frecuencia y la cobertura y de enfocarse en datos de mayor relevancia y calidad. Los llamados "Pozos de Datos Especiales" serían acreedores de una confidencialidad más extendida en el tiempo a cambio de recopilar y presentar datos tales como los relativos al núcleo (core), los petrofísicos, los microsísmicos y otros que son considerados de gran valor para determinar cuáles</p>

	<p>son las prácticas más eficientes para el desarrollo de reservorios.</p> <p>El otorgamiento de status de plan experimental se ha usado para proveer confidencialidad extendida a 3 (tres) años para los datos de pozos, en vez del período habitual de 1 (un) año. Esto ha sido difícil de manejar con respecto de los operadores que continúan perforando pozos como si fueran parte de un plan experimental pero que la OGC considera como plan de desarrollo habitual. La OGC observa que el desarrollo Montney Shale en British Columbia se realizó bajo las cláusulas habituales de 1 (un) año de confidencialidad y la OGC considera que el tratamiento habitual no ha dificultado el desarrollo de Montney.</p> <p>Creen que es necesaria una mejor comprensión de la fractura del shale. Los operadores están realizando un considerable monitoreo microsísmico para hacer un relevamiento (“mapeo”) de las fracturas hidráulicas. La OGC considera beneficioso que los operadores presenten la información y está considerando los pros y los contras para todos los involucrados.</p>
Saskatchewan	<p>Los requisitos de presentación de datos aparecen en el Acta de Conservación del Petróleo y del Gas y son los mismos que para el petróleo y el gas convencionales. El período de confidencialidad de los datos es de 1 (un) año para pozos que estén fuera de los límites bien definidos de un yacimiento y de 30 (treinta) días para un pozo perforado dentro de un yacimiento bien definido.</p>
Louisiana	<p>Observaron que, para poder evaluar adecuadamente los planes propuestos para el espaciamento y la efectiva perforación de pozos, sería útil tener mayor disponibilidad de los datos de producción de pozos individuales y de otros datos de performance, información sobre el alcance de las fracturas y su geometría, estimación de reservas y características de los reservorios</p>
Texas	<p>Los registros de los pozos pueden ser confidenciales por 2 (dos) años con una opción para el operador de solicitar 1 (un) año adicional de confidencialidad. Toda otra información, una vez entregada a la Comisión de Ferrocarriles (Railroad Commission), se considera pública.</p>
Operadores	<p>Debieran revisarse los requisitos para los datos de presión y de flujo y cómo se utilizan esos datos. Los métodos tradicionales de balance de material para la estimación de reservas no son confiables para el gas no convencional porque los datos de presión tomados en reservorios de muy baja permeabilidad no son ni precisos ni representativos de la presión del reservorio. Los enfoques deterministas de estimación de reservas no funcionan; de modo que los reguladores debieran pensar en métodos más estadísticos.</p> <p>Los requisitos actuales de ERCB para los pozos de control de shale (es decir, recopilación de datos, perforación/muestreo de rocas, registros, pruebas de presión y flujo) están basados en el desarrollo de metano de lecho de carbón (coal bed methane) y por lo tanto no son apropiados para el desarrollo de shale dada la naturaleza singular del recurso shale y las propiedades de sus reservorios. Se reconoce la necesidad de ciertos datos y el ERCB debiera identificar nuevos requisitos específicos para la recopilación de datos de shale gas. Los reguladores debieran conocer mejor la carga en los costos que representan los requisitos de recopilación de datos, ya que los pozos de control de shale pueden costar hasta entre US\$ 3 y US\$ 4 millones cada uno. Se considera que tienen poco valor los requisitos específicos de pruebas de presión tales como la información sobre presión inicial recopilada en zonas mixtas y las pruebas</p>

	<p>acumulativas de 14 días en los reservorios de tight gas.</p> <p>Se debiera proveer para el desarrollo del shale gas una extensión de la confidencialidad de los datos por períodos de 3 a 4 años a través del otorgamiento del status de plan experimental a los proyectos de shale gas. Las sugerencias incluyen una revisión de las cláusulas existentes en relación con planes experimentales a través de la creación de una categoría “Plan experimental para shale gas” y de una solicitud piloto standard para shale gas experimental o de un proceso de solicitud con requisitos de información pertinente.</p> <p>Ya se han recopilado suficientes datos sobre el contenido de gas de carbón en Horseshoe Canyon como para permitir una estimación razonable del OGIP, de modo que el requisito de recopilar más datos debiera cesar.</p> <p>Las pruebas de gas para shale, tal como fueron especificadas por el ERCB no producen información útil para estimar el OGIP para el shale gas.</p> <p>Los onerosos requisitos de recopilación de datos que se impongan en la parte inicial del ciclo de evaluación del recurso pueden resultar prohibitivos desde el punto de vista de su costo en los casos en que el desarrollo potencial no haya sido confirmado aún.</p>
--	---

2 El estudio de la EPA sobre el Recurso Agua.

Nos referiremos ahora a algunos aspectos del programa de investigación de la EPA, que se refiere solo al impacto de la explotación no convencional sobre el recurso agua.

Es decir otros impactos ambientales como sismicidad inducida, ruido, emisiones de gases, etc, no son abordados en este estudio el cual se limita a un solo aspecto, tal vez el más importante que es el recurso agua.

2.1 Metodología

Vamos a desarrollar brevemente algunos aspectos de la metodología empleada por la EPA en el estudio que ha desarrollado y que estaría próxima a concluir.

2.1.1 Etapas de la actividad con incidencia en el Recurso Agua.

La EPA ha organizado su estudio en cinco temas de acuerdo a la posibilidad de interacción entre la fracturación hidráulica y los recursos de agua potable.

Estas cinco etapas del ciclo se ilustran en la Figura e incluyen:

- (1) la adquisición de agua,
- (2) la mezcla química,

- (3) pozo de inyección,
- (4) el flujo de retorno y el agua producida, y
- (5) el tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos.

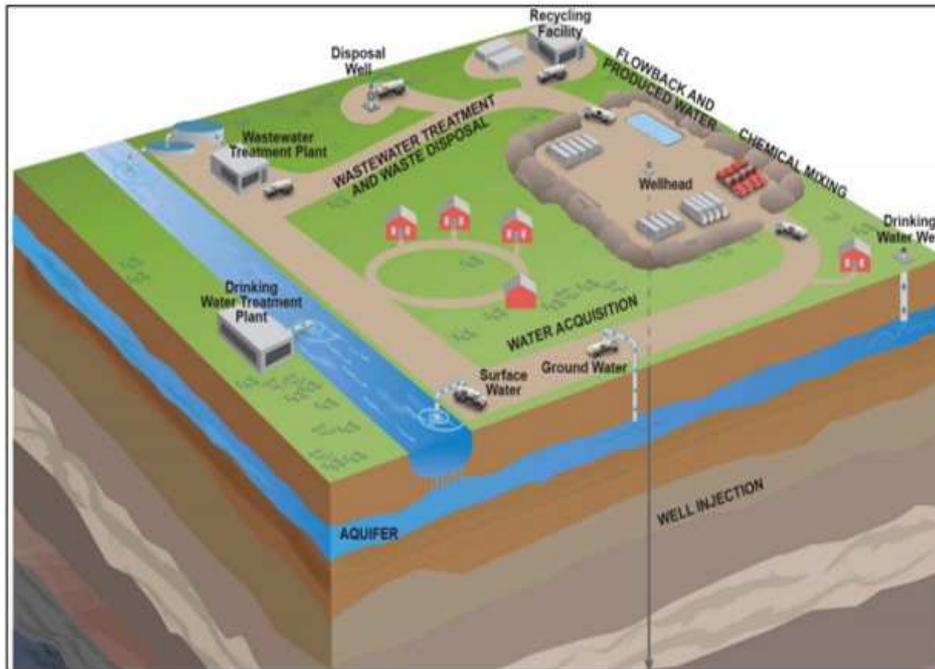


Figura 1. Ejemplo de las cinco etapas del ciclo del agua fracturación hidráulica. El ciclo incluye la adquisición de agua necesaria para el fluido de fracturación hidráulica, la mezcla in situ de los productos químicos con el agua para crear el fluido de fracturación, la inyección del fluido bajo presiones elevadas para fracturar la formación que contiene gas y/o petróleo, la recuperación de flujo de retorno y el agua producida (aguas residuales fracturación hidráulica) después que la inyección se ha completado, y el tratamiento y/o la eliminación de las aguas residuales

Fuente EPA (2012 a)

2.1.2 Preguntas Primarias.

Para cada una de las etapas del ciclo del agua se identificaron posibles problemas asociados al agua potable para cada etapa de la fracturación hidráulica.

Los posibles problemas, constituyen las “Preguntas Primarias”.

Cuadro A 1

Uso del Agua en las operaciones de fractura hidráulico.	<ul style="list-style-type: none">• Problemas potenciales del agua potable
Adquisición del agua de fractura	<ul style="list-style-type: none">• Disponibilidad de agua.• Impacto de la extracción de agua de la calidad del agua.
Mezcla química	<ul style="list-style-type: none">• Liberación de agua en superficie o subterránea, derrames o fugas.• Accidentes en el transporte de los químicos.
Pozo de inyección	<ul style="list-style-type: none">• Vertido accidental de aguas subterráneas o superficiales (fugas)• Migración de fluidos de fractura en los acuíferos de agua potable<ul style="list-style-type: none">• Desplazamiento fluido de formación en los acuíferos• Movilización de los materiales de formación del subsuelo en los acuíferos
Agua de producida y flujo de retorno	<ul style="list-style-type: none">• Fugas a aguas superficiales y subterráneas• Las fugas de almacenamiento in situ en los recursos de agua potable<ul style="list-style-type: none">• Mala construcción, mantenimiento y cierre de pozo.
Tratamiento de agua residual y eliminación de residuos	<ul style="list-style-type: none">• Accidentes en el transporte de aguas residuales• Vertido de capas superficiales y/o subterráneas• El tratamiento incompleto de las aguas residuales y residuos sólidos

Fuente EPA (2012 a)

2.1.3 Preguntas Secundarias

Tomando por ejemplo uno de estos problemas primarios, “mezcla química” surgen las preguntas secundarias, vinculadas a las causas de estas “mezcla química”, tal como es el caso de los Derrames.

El proyecto entonces se plantea preguntas secundarias, referidas a los derrames.

Cuadro A 2

Etapa del Ciclo del Agua	Preguntas de investigación aplicables
Mezclado de químicos	Que se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de fluidos de fractura hidráulica y los aditivos ?
Agua producida y flujo de retorno	¿Qué se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de flujo de retorno y el agua producida?

Fuente EPA (2012 a)

2.2 Proyectos de Investigación

Las preguntas de investigación secundarias fueron abordadas por los proyectos de investigación que figuran en la Cuadro siguiente

Cuadro A 3

Proyecto de Investigación	Descripción
<i>El análisis de los datos existentes.</i>	
Revisión de la literatura	Examen y evaluación de los documentos e informes existentes, centrándose en literatura revisada por pares.
Derrames Análisis de bases de datos	El análisis de las bases de datos federales y estatales seleccionados para obtener información sobre derrames de fluidos de fractura hidráulica y aguas residuales
Análisis Servicios de Empresas	Análisis de la información proporcionada por nueve servicios de empresas en respuesta a una solicitud de información de septiembre de 2010 sobre operaciones de fracturamiento hidráulico
Revisión del archivo	Análisis de la información proporcionada por nueve operadores de petróleo y gas en respuesta a una solicitud de información agosto 2011 para 350 archivos así
Análisis FracFocus	Analysis of data compiled from FracFocus, the national hydraulic fracturing chemical registry operated by the Ground Water Protection Council and the Interstate Oil and Gas Compact Commission

<i>Evaluación de escenarios.</i>	
Modelado Migración subsuperficial	Modelización numérica de los escenarios de migración de fluidos del subsuelo para explorar el potencial de los gases y los líquidos para pasar de la zona de la fractura a los acuíferos de agua potable
Modelado Agua Superficial	Modelización de concentraciones de sustancias químicas seleccionadas al público de agua suministros aguas abajo de las instalaciones de tratamiento de aguas residuales que descargan aguas residuales tratadas fracturación hidráulica de aguas superficiales.
Modelado Disponibilidad de Agua	Evaluación y modelado de escenarios actuales y futuros estudios que exploren el impacto del uso del agua para la fracturación hidráulica y la disponibilidad del agua potable en la Cuenca Alta del Río Colorado y la Cuenca del Río Susquehanna.
<i>Estudios de laboratorios</i>	
Estudio de fuentes puntuales	Identificación y cuantificación de la fuente(s) de cloruro y bromuro de altas concentraciones en las tomas de suministro de agua públicas río debajo de las plantas de tratamiento que descargan las aguas residuales tratadas a las aguas superficiales.
Tratamiento de aguas residuales	Evaluación de la eficacia de los procesos de tratamiento y eliminación de sustancias químicas que se encuentran en el agua residual de fractura hidráulica.
Br-PAD Estudios Precursores	Evaluación de la capacidad de los compuestos de bromuro y bromatos presentes en las aguas residuales de fracturación para formar subproductos de bromado durante los procesos de desinfección (Br-DBPs) en el tratamiento de agua potable
Desarrollo método analítico	Desarrollo de métodos analíticos para sustancias seleccionadas que se encuentran en fluidos de fracturación hidráulica o de aguas residuales
<i>Evaluación de la toxicidad</i>	
Evaluación de la toxicidad	Valoración de los productos químicos utilizados en los informes, los fluidos de fractura hidráulica o que se encuentran en las aguas residuales de fractura

<i>Estudio de casos</i>	
Estudios retrospectivos	Investigaciones anteriores sobre si los impactos de agua potable pueden ser asociada con o causada por las actividades de fracturación hidráulica
Las Animas y Huérfano Counties, Colorado	Investigación de los posibles impactos sobre el agua potable de la extracción de metano de capas de carbón en la Cuenca Ratón
Dunn County, North Dakota	Investigación de los posibles impactos sobre el agua potable de un rotura durante el fracturamiento hidráulico en la formacion Bakken
Bradford County, Pennsylvania	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Marcellus
Washington County, Pennsylvania	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Marcellus
Wise County, Texas	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Barnett
Estudios Prospectivos	Investigación de los impactos potenciales de la fracturación hidráulica a través de colección de muestras en un sitio antes, durante y después del desarrollo, la construcción y la fracturación hidráulica.

Fuente EPA (2012 a)

2.3 Fuentes Primarias:

2.3.1 Empresas de Servicios y Revisión de Archivos

Una forma de generar datos primarios, es a través de encuestas a empresas, en este caso a empresas de servicios. Pero para relevar este tipo de información es necesario primero saber que hay que preguntar. El siguiente Cuadro ilustra las preguntas que guiaron las encuestas hacia las empresas de servicios.

Cuadro A 4

Etapa del Ciclo del Agua	Preguntas de investigación aplicables
Adquisición de agua	¿Cuánta agua se utiliza en las operaciones de fracturamiento hidráulico, y cuáles son las fuentes de esta agua?
Mezclado de químicos	¿Qué se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de fluidos de fracturamiento hidráulico y aditivos? ¿Cuáles son las identidades y cantidades de productos químicos utilizados en fluidos de fracturación hidráulica, y cómo puede variar esta composición en un sitio dado y en todo el país?
Inyección	¿Qué tan efectivas son las prácticas actuales de construcción de pozos para contener gases y líquidos antes, durante y después de la fractura? ¿Pueden ocurrir migración en el subsuelo de fluidos o gases a fuentes de agua potable y qué características geológicas o acciones hombre puede permitir esto? ¿Cómo podrían los fluidos de fracturamiento hidráulico cambiar el destino y transporte de sustancias en el subsuelo a través de interacciones geoquímicas?
Agua producida y flujo de retorno	¿Qué se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de flujo de retorno y el agua producida? ¿Cuál es la composición de las aguas residuales de fracturamiento hidráulico, y que factores pueden influir en esta composición?

Fuente EPA (2012 a)

2.3.2 Archivos e Informes de Pozo.

Otro tipo de fuentes primarias, es la que surge de revisar la documentación que se genera durante las etapas de construcción de pozos y las operaciones de fracturación hidráulica, según lo informado por las empresas operadoras. Nuevamente esta revisión se hace teniendo en cuenta ciertas preguntas, a saber:

Cuadro A 5

Etapa del Ciclo del Agua	Preguntas de investigación aplicables
Adquisición de agua	¿Cuánta agua se utiliza en las operaciones de fracturamiento hidráulico, y cuáles son las fuentes de esta agua?
Mezclado de químicos	<p>¿Que se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de fluidos de fracturamiento hidráulico y aditivos?</p> <p>¿Cuáles son las identidades y cantidades de productos químicos utilizados en fluidos de fracturación hidráulica, y cómo puede variar esta composición en un sitio dado y en todo el país?</p> <p>Si ocurre un derrame, ¿cómo podría contaminar los recursos de agua potable los aditivos químicos?</p>
Inyección	<p>Qué tan efectivas son las prácticas actuales de construcción de pozos que contiene gases y líquidos antes, durante y después de la fractura?</p> <p>¿Puede ocurrir migración en el subsuelo de fluidos o gases a fuentes de agua potable y qué características geológicas o acciones hombre puede permitir esto?</p>
Agua producida y flujo de retorno	<p>¿Qué se sabe actualmente sobre la frecuencia, la gravedad y las causas de derrames de flujo de retorno y el agua producida?</p> <p>¿Cuál es la composición de las aguas residuales de fracturamiento hidráulico, y que factores pueden influir en esta composición?</p> <p>Si ocurre un derrame, ¿cómo podría contaminar los recursos de agua potable las aguas residuales?</p>
Tratamiento de aguas residuales y disposición final	¿Cuáles son los métodos de tratamiento y eliminación comunes para las aguas residuales de fracturamiento hidráulico, y ¿dónde se están aplicando estos métodos ?

Fuente EPA (2012 a)

2.3.3 Estudios de caso.

Finalmente la EPA se plantea el estudio de 5 casos concretos.

Las Animas y Huérfano Counties, Colorado	Investigación de los posibles impactos sobre el agua potable de la extracción de metano de capas de carbón en la Cuenca Ratón
Dunn County, North Dakota	Investigación de los posibles impactos sobre el agua potable de un rotura durante el fracturamiento hidráulico en la formación Bakken
Bradford County, Pennsylvania	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Marcellus
Washington County, Pennsylvania	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Marcellus

Wise County, Texas	La investigación de los posibles impactos de agua potable a partir del desarrollo de shale gas en Barnett
---------------------------	--

A nuestro juicio, tal ves los estudios de casos, son escasos, y por lo tanto pueden ser escasamente representativos.

1.

Bibliografía

Academia Nacional de Ingeniería - (2011) “*Gas de Reservorios No Convencionales: Estado de Situación y Principales Desafíos* “. Instituto de Energía Documento N° 2.

Academia Nacional de Ingeniería - (2013) “*Aspectos Ambientales de en la Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales. El caso particular de “Vaca Muerta” en la Provincia de Neuquén*”. Instituto de Energía Documento N° 4.

Acharya H R , Henderson C, Matis H, Kommepalli H, Moore B, Wang H (2011) “*Cost Effective Recovery of Low- TDS Frac Flowback Water Re-use*”
http://www.netl.doe.gov/file%20library/Research/oil-gas/FE0000784_FinalReport.pdf

Adelman M.A. (1988) “*Mineral Depletion with Especial Reference to Petroleum*” MIT Energy Lab Working Paper MIT-EL 88-002WP

Adelman, M.A., y M.C. Lynch (1997) “*Fixed view of resource limits creates undue pessimism*” **Oil and Gas Journal** v. 95 n° 14 p 56 - 60

AGA/API/AXPC “*The Facts About Hydraulic Fracturing and Seismic Activity*”
<http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/facts-about-hydraulic-fracturing-and-seismic-activity.aspx> (consultado el 11-09-2012)

Agrawal A (2009): “*A technical and economic study of completion techniques in five emerging u.s. gas shale plays*” Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science

Alberta (2003) “*Ground Water Evaluation Guideline*”
<http://environment.gov.ab.ca/info/library/7508.pdf>

Alberta (2004) “*Alberta Environment Guidelines for Groundwater Diversion For Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Development*”
<http://www.assembly.ab.ca/lao/library/egovdocs/alene/2004/144806.pdf>

Alberta (2006) “*Standard for Baseline Water-Well Testing for Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Operations*” <http://environment.alberta.ca/01207.html>

Alberta (2011) “*Alberta Environment Guide to Groundwater Authorization*”
<http://environment.gov.ab.ca/info/library/8361.pdf>

Alberta Advisory Committee on Water Use Practice and Policy (2004) “*Final Report (2004)*” http://www.waterforlife.gov.ab.ca/docs/Final_Recommend_Online.pdf

Alberta Energy Regulator (1994) “*Directive 051: Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf>

Alberta Energy Regulator (2006) “*Directive 058: “Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry”*”

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive058.pdf>

Alberta Energy Regulator (2008) *Directive 058—Addendum: Oilfield Waste Management Facility Approvals—Notification and Amendment Procedures*
http://www.aer.ca/documents/directives/Directive058_addendum.pdf

Alberta Geological Survey (1990 a) “*Coalbed Methane in Alberta. What’s All About ?*”
http://www.ags.gov.ab.ca/publications/INF/PDF/INF_108.pdf

Alberta Geological Survey (1990 b) “*Coal Geology and its Application to Coal-Bed Methane Reservoirs Lectures notes for short course*”
http://www.ags.gov.ab.ca/publications/INF/PDF/INF_109.pdf

Alberta Geological Survey (2003) “*Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*”
http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ESR/PDF/ESR_2003_03.pdf

Alberta Geological Survey (2006) “*Water Chemister of Coalbed Methane Reservoir*”
http://www.ags.gov.ab.ca/publications/SPE/PDF/SPE_081.pdf

Alberta Geological Survey (2008) “*What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta*” http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ofr/pdf/ofr_2008_08.pdf

Alexander T, Baihly J, Boyer C, Clark B, Jochen V, Le Calvez J, Lewis R, Miller, Thaeler J, Toelle B (2011) “*Revolución del Gas de lutitas*. “ Autumn – Vol 23 N° 3 Oil Fiel Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Al-Jubori A, Johnston S, Boyer C, Lambert S., Bustos O, Pashin J, Wray A (2009) “*Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo*” Autumm Vol 21 N° 2 - Oil Fiel Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

ALL Consulting “*Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2002) “*Handbook on Best Management Practices and Mitigation Strategies for Coal Bed Methane in the Montana Portion of the Powder River Basin.*”
<http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2003 a) “*Coal Bed Methane Primer - New Source of Natural Gas - Environmental Implications*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2003 b) “*CBM Produced Water-Management and Beneficial Use Alternatives*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2005)“*Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2006) “*A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2009) “*Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 a) “*Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated with Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 b) “*Water and Shale Gas Development*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 c) “*A Comparative Analysis of Hydraulic Fracturing and Underground Injection*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 d) “*Considerations for Treating Water Associated with Shale Gas Development*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 e) “*Mixing and Scale Affinity Model for Hydraulic Fracturing Fluids*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 f) “*Technologies Reduce Pad Size, Waste*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 g) “*The Marcellus Shale: Environmental Issues for Landowners*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 h) “*An Environmental Discussion of Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 i) “*Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 j) “*Completion/Stimulation Technology-Considerations for Development of Marcellus Shale Gas*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 k) “*Produced Water Issues with Shale Gas Production*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 l) “*Prudent and Sustainable Water Management and Disposal Alternatives Applicable to Shale Gas Development*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2010 m) “*Projecting the Economic Impact of Marcellus Shale Gas Development in West Virginia*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2011) “*Water Management Planning in the Eagle Ford Shale Play*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2012 a) “*An Approach to Well Integrity Assessment: Best Management Practices in the Marcellus Shale Region*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2012 b) “*Alternative Water Sources for Shale Gas Development*”
<http://www.all-llc.com/page.php?92>

ALL Consulting (2012 c) “*Environmental Costs of Energy and the Basics on Shale Development in America*” <http://www.all-llc.com/page.php?92>

Alonso J C y Giusiano A (2012) “*Fracturación Hidráulica en Arcilitas (Shales) (Principales Tópicos)*” <http://www.energianeuenquen.gov.ar/reservnoconvencionales.aspx>

Allix P, Burnham A, Fowel T, Herron M, Kleinberg R, Symington B, (2010) “*Extracción del petróleo contenido en las lutita*” Winter Vol .22 N° 4- Oil Field Review
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Arnold R, Burnett D, Elphick J, Feeley T, Galbrun M, Hightower M, Jiang Z, Khan M, Lavery M, Luffey F, Werbeek P (2004) “*Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso*” Oil Field Review (otoño 2004, páginas 30 a 45)

API (1997) “*Environmental Guidance Document Waste Management in Exploration and Production Operations*”
<http://www.oilandgasbmps.org/docs/API%20E5%20Document.pdf>

API (2000) “*Biocumulation: an evaluation of Federal and State Regulatory Initiatives*” http://www.api.org/environment-health-and-safety/clean-water/surface-water-quality/~media/Files/EHS/Clean_Water/Ground_Water_Quality/4701-2000.ashx

API (2009) API HF1, “*Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction and Integrity Guidelines, First Edition*”
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/API_HF1.pdf

API (2010 a) “*Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*”
http://www.shalegas.energy.gov/resources/HF2_e1.pdf

API 65-2 (2010 b), “*Isolating Potential Flow Zones During Well Construction,*” Second Edition/December http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/exploration/65-2_isolating_potential_flow_zones.aspx

API (2010 c) “*Hydraulic Fracturing:Unlocking America’s Natural Gas Resources*”
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/HYDRAULIC_FRACTURING_PRIMER.pdf

API HF3, (2011) “*Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing*”, First Edition/January
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/HF3_e7.pdf

API (2011) “*Injection Wells & Induced Seismicity*”
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/UIC-and-Seismicity.pdf

API (2012 a) “*Putting Earnings into Perspective Facts for Addressing Energy Policy*”
<http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/industry-economics/~media/3DAB8509890449889BA9A0AD8ABBDBC0.ashx>

API (2012 b) *"The Facts About Hydraulic Fracturing and Seismic Activity"*
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/Facts-HF-and-Seismic-Activity.pdf

API (2012 c) *"Why Oil & Gas Tax Treatments Are Not Unique or "Subsidies"*
<http://www.api.org/~media/Files/Policy/Taxes/Oil-Gas-Tax-Treatments-Not-Subsidies-Feb-2012.pdf>

API (2012 d) *"Estimate Of Impacts Of EPA proposals to reduce air emissions from hydraulic fracturing operations. Final Report"* <http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/epa-proposals-to-reduce-air-emissions-from-hydraulic-fracturing.aspx>

API (2012 e) *"10 facts everyone should know about shale energy"*
<http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/10-facts-everyone-should-know-about-shale-energy.aspx>

API (2012 f) *"Overview of Industry Guidance/Best Practices on Hydraulic Fracturing (HF)"*
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/Hydraulic_Fracturing_Info_Sheet.pdf

API RP 51R, *"Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production Operations and Leases"*, First Edition
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/API_RP_51R.pdf

Arnold R, Burnett D, Elphik J, Feeley T, Galbrun M, Higtower M, Jiang Z, Khan M, Lavery M, Luffey F, Verbeek P. (2004) *"Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso"* Autumm - Oil Fiel Review
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Argentina. Academias Nacionales de Ingeniería, Ciencias Económicas y Ciencias Exactas, Físicas y Naturales(2010) *"La cuestión del agua. Algunas consideraciones sobre el estado de situación de los Recursos Hídricos de la Argentina"*
exactas.uba.ar/download.php?id=2096

Argentina Academia Nacional de Ingeniería (2011) *"Relexiones sobre una Matriz Energética Sostenible"*. http://www.acadning.org.ar/Institutos/Energia_matriz.pdf
Argonne National Laboratory (2010) *"Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region"*
http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/water_management_in_the_marcellus.pdf

Argonne National Laboratory (2010) *"Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region"*

Argonne National Laboratory (2011) *"Life-Cycle Analysis of Shale Gas and Natural Gas"*
<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/EE/813.PDF>

ARI (2011 a) “*World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*” <http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf>

ARI (2011 b) “*Economic and Market Impacts of Abundant International Shale Gas*” Resources http://csis.org/files/attachments/110505_EnergyVello.pdf
Armendariz A (2008) “*Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost Effective Improvements*” http://fortworthtexas.gov/uploadedFiles/Gas_Wells/Emissions%20report%20for%20barnett-shale%2010-14-08.pdf

ARPEL (1992) “*Guía para la disposición y el tratamiento del agua producida*” http://www.oilproduction.net/files/tratamiento_de_aguas_producidas.pdf

ARPEL (1994) “*Guía para el tratamiento y eliminación de desperdicios de perforación de exploración y producción*” <http://www.ingenierioambiental.com/4000/GUIA%2004%20-%20OK-desperdicios-exploracion-arpel.pdf>

Asche F Oglend A y Osmundsen P (2011) “*Gas versus oil prices The impact of shale gas*” http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1977108

Auditoria General de la Nación (2000) “*Informe 105- 2000, Gestión Ambiental en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos con riesgos ambientales*” <http://www.agn.gov.ar/informes/gestion-ambiental-en-las-etapas-de-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos-con-riesgos>

Austin - Texas– Energy Institute “*Separating Fact from Fiction in Shale Gas Development*” http://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/Resources/ei_shale_gas_reg_booklet1202%5B1%5D.pdf

Bailey B, Crabtree M, Elphick J, Kuchuck F, Romano C, Roodhart L (2000) “*Control del Agua*” Oil Field Review Verano del 2000 pagina 32 a 53.

Bamberger M. y Oswald R (2012) “*Impacts of gas drilling on human and animal health New Solutions.*” Vol. 22(1) 51-77, 2012

Barclay I, Pellenbarg J, Tettero F, Pfeiffer J, Slater H, Stall T, Stiles D, Tilling G, Whitney C (2002): “*El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento*” Oilfield Review Primavera 2002 pagina 28 a 41.

Barreiro, E. y Masarik, G. (2011) “*Los reservorios no convencionales: un “fenómeno global”*”. Petrotecnia 2 (2011), 10-18.

Bellabarba M, Bulte-Loyer H, Froelich B, Le Roy-Delage, Van Kuijk R, Guillot D, Moroni N, Pastor S, Zanchi A (2008) “*Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo*” Oilfield Review Verano 2008

Bergner C (2011) *Regulating Hydraulic Fracturing in Natural Gas Development A Policy Analysis*. http://www.sts.virginia.edu/pip/research_papers/2011/Bergner.pdf

Bernett D, Le Calvez J, Sarver D, Tanner K, Birk W, Water G, Drew J, Michaud G, Primiero P, Eisner L, Jones R, Leslie D, Williams M, Govenlock J, Klem R, Tezuka K, (2006) “*La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas*” Spring - Oil Field Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Binnion, M. (2012). “*How the technical differences between shale gas and conventional gas projects lead to a new business model required to be successful*”. Marine and Petroleum Geology 31, 3-7. www.elsevier.com/locate/marpetgeo

Bipartisan Policy Center (2011) Task Force on Ensuring Stable Natural Gas Markets <http://bipartisanpolicy.org/library/report/task-force-ensuring-stable-natural-gas-markets-final-report>

Blanco Ybáñez, A.J. y Vivas Hohl, J. (abril 2011). “*Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología*.” Petrotecnia, 2(2011) 38-53.

Bradley R (1996) , *Oil, Gas, and Government: The U.S. Experience*, Cato Institute.

Bol G, Grant H, Keller S, Marcassa F, Rozières J (1991) “*Putting a Stop to Gás Channeling*” Oil Field Review abril 1991 páginas 35 a 43

Boyer C, Clark B, Jochen V, Lewis R, Miller K. (2011) “*Gas de lutitas Un recurso global*” Autumn – Vol 23 N° 3 Oil Field Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, , Lewis R, Water G (2006) “*Producción de gas desde su origen*” Invierno 2006-2007 - Oil Field Review http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

British Columbia Oil and Gas Commission (2012) “*BC Oil and Gas Commission (2012) Fracture Fluid Report Upload Manual*” <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1208&type=.pdf>

Broderick J, Anderson K, Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Footitt A, Glyn S, Nicholls F (2011) “*Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts*” Tyndall Center University of Manchester UK <http://www.co-operative.coop/Corporate/Fracking/Shale%20gas%20update%20-%20full%20report.pdf>

Brouwer R y Pearce D (editores) (2005) “*Cost–benefit analysis and water resources management*” Edward Elgar Cheltenham, UK • Northampton, MA, USA

Brown S y Krupnick A.(2010) *Abundant Shale Gas Resources: Long-Term Implications for U.S. Natural Gas Markets* http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1666996

Brufatto C, Cochran J, Conn L, Power D, El-Zeghaty S, Fraboulet B, Griffin T, James S, Munk T, Justus F, Levine J, Montgomery C, Murphy D, Pfeiffer J, Pornpoch T, Rismani L, (2003/2004) “*Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas*” Oilfield Review Invierno 2003 / 2004 paginas 70 a 85.-

Burch D, Daniels J, Gillard M, Underhill W, Exler V, Favoretti L, Le Calvez J, Lecerf B, Potapenko D, Maschio L, Morales J, Samuelson M, Weimann M (2009) “*Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico*” Oil Field Review Invierno Vol 21 N° 3

Burwen J y Flegal J (2013) “*Case Studies on the Government’s Role in Energy Technology Innovation Unconventional Gas Exploration & Production*” American Energy Innovation Council <http://americanenergyinnovation.org/staff-research/case-study-unconventional-gas-production-2013/>

Caineng, Z., Dazhong, D., Jianzhong, L., Xinjing, L., Yuman, W., Denghua, L. y Keming, C.(2010). “*Geological characteristics and resource potential of shale gas in China.*” Petroleum Exploration and Development 37 (6), 641-653.

Caineng, Z., Guangya, Z., Shizhen, T., Suyun, H., Xiaodi, L., Jianzhong, L., Dazhong, D., Rukai, Z., Xuanjun, Y., Lianhua, H., Hui, Q., Xia, Z., Jinhua, J., Xiaohui, G., Qiulin, G., Lan, W. y Xinjing, L. (2010). “*Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration*”. Petroleum Exploration and Development 37 (2), 129-145.

Campbell (1991) “*The Golden Century of Oil 1950 – 2050*” The Geo Journal Library – Kluwer Academic Publishers

Campbell, C.J., Laherrere, J.H., (1998). “*The end of cheap oil*”. **Scientific American**, March, 60–65.

Campbell C.J. (2002) “*Peak Oil: a Turning for Mankind*” **Hubbert Center Newsletter** # M. King Hubbert Center Petroleum Engineering Department Colorado School of Mines

Campbell C J (2005):“*The Age of Oil in Perspective*” Presentación en The 5th International ASPO Conference 18-19 July, 2006, San Rossore, Italy

CAPP Hydraulic Fracturing Operating Practice:
<http://www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/ShaleGas/Pages/default.aspx#operating>

“*Guiding Principles for Hydraulic Fracturing Industry Collaboration*”

- 1) *Fracturing fluid additive disclosure.*
- 2) *Fracturing fluid additive risk assessment and management.*
- 2) *Baseline groundwater testing.*
- 3) *Wellbore construction and quality assurance.*
- 5) *Water sourcing, measurement and reuse*
- 6) *Fluid Transport, handling, storage and disposal”*

Charpentier R y Cook T (2010 a) “*Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources*” Open-File Report 2010–1151 USGS <http://pubs.usgs.gov/of/2010/1151/pdf/OF10-1151.pdf>

Charpentier R y Cook T (2010 b) *Assembling Probabilistic Performance Parameters of Shale-Gas Wells* Open-File Report 2010–1138 USGS <http://pubs.usgs.gov/of/2010/1138/>

Charpentier R y Cook T (2010 c) “*USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources.*” Open-File Report 2011–1167 USGS <http://pubs.usgs.gov/of/2011/1167/>

Charpentier R y Cook T (2010 d) “*Improved USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources*” USGS Data Series 547 USGS <http://pubs.usgs.gov/ds/547/>

Charpentier R y Cook T (2011) “*Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources*” Open-File Report 2010–1151 pubs.usgs.gov/of/2010/1151/pdf/OF10-1151.pdf

Chebli G, Mendiberri H., Giusano A., Ibáñez G., Alonso J. (2011) “*El ‘shale gas’ en la provincia del Neuquén*” VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos <http://www.energianeuquen.gov.ar/reservnoconvencionales.aspx>

Cheng K (2012) “*Evaluation and Prediction of Unconventional Gas Resources in Underexplored Basins Worldwide.*” Tesis de Doctorado Texas A&M University <http://repository.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/ETD-TAMU-2012-05-9716/CHENG-DISSERTATION.pdf?sequence=2>

Cheng K, Wenyan Wu W, Holditch S, Ayers, W McVay, D (2010) “*Assessment of the Distribution of Technically Recoverable Resources in North American Basins*” CSUG/SPE 137599 http://www.cngascn.com/up_files/news/63610700.pdf

CHERVEL M, LE GALL. M (1989) “*Manuel d'évaluation économique des projets: la méthode des effets.*” Ministère de la Coopération et du Développement Paris

Christopherson S (2011 a) “*The Economic Consequences of Marcellus Shale Gas Extraction: Key Issues*” http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus_CaRDI.pdf

Christopherson S y Rightor N (2011 b) “*How Should We Think About the Economic Consequences of Shale Gas Drilling?*” http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus_SC_NR.pdf

Christopherson S (2011c) “*The Economic Consequences of Marcellus Shale Gas Extraction: Key Issues*” Cardí Reports N° 14 Septiembre 2011

http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus_CaRDI.pdf

Clark C, Burnham H, Wang D, (2011) “*Life-Cycle Analysis of Shale Gas and Natural Gas*” Center for Transportation Research – Energy System Division, Argonne National Laboratory <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/EE/813.PDF>

Clark C.E, y Veil J.A. (2009) “*Producer Water Volumes and Management Practices in the United States*” Argonne National Laboratory ANL/EVS/R-09/1

Cleveland, C.J. (2005), “*Net energy from the extraction of oil and gas in the United States,*” Energy, vol. 30, 2005

Colorado Oil and Gas Conservation Commission

<http://cogcc.state.co.us/>

“205. Access to Records.”

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule205.pdf
“317. General Drilling Rules”

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule317.pdf
“317B. Public Water System Protection.”

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule317B.pdf

“341. Bradenhead Monitoring During Well Stimulation Operations.

“http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule341.pdf”

“608. Coalbed Methane Wells

“http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule608.pdf”

“Aesthetic and Noise Control Regulations.

“http://cogcc.state.co.us/RR_Docs_new/rules/800series.pdf”

“903. Pit Permitting/Reporting Requirements.”

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule903.pdf
“904. Pit Lining Requirements and Specifications.”

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule904.pdf
“906. Spills and Releases “

http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/Rule906.pdf

Colorado Oil and Gas Conservation Commission (COGCC) – “*Corrección a Gas Land*”

http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/colorado_oil_gas_conservation_commission_response.pdf

Considine, T, Watson R, Entler R y Sparks J (2009) “*An Emerging Giant: Prospects and Economic Impacts of Developing the Marcellus Shale Natural Gas Play*” <http://groundwork.iogcc.org/sites/default/files/EconomicImpactsofDevelopingMarcellus.pdf>

Considine T J., (2010) “*The Economic Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia*” http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/exploration/the_economic_impacts_of_the_marcellus_shale.aspx

Control Risk *The Global Anti – Fracking Movement - What it wants, how it operates and what's next* <http://www.controlrisks.com/OurThinking/Pages/The-Global-Anti-Fracking-Movement.aspx#> Consultado 17-05-2013

Cook, T.A. (2005) “*Calculation of Estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Continuous-Type Oil and Gas Accumulations of the Uinta-Piceance Province*”, Chapter 23

U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-B
http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-b/REPORTS/Chapter_23.pdf

Cook T y Charpentier R (2010 a) “*Assembling Probabilistic Performance Parameters of Shale-Gas Wells*” USGS Open-File Report 2010–1138
<http://pubs.usgs.gov/of/2010/1138/pdf/OF10-1138.pdf>

Cook T y Charpentier R (2010 b) “*Improved USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources Using Analogs*” USGS Open-File Report 2010–1309
pubs.usgs.gov/of/2010/1309/pdf/OF10-1309.pdf

Crovelli R.A.(2005) “*Analytic Resource Assessment Method for Continuous Petroleum Accumulations--The ACCESS Assessment Method*,” Chapter 22 U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-B,
http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-b/REPORTS/Chapter_22.pdf

Crovelli R y Charpentier R, (2012) “*Analytic Resource Assessment Method for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Accumulations—The "ACCESS" Method*” USGS Open-File Report 2012–1146 pubs.usgs.gov/of/2012/1146/OF12-1146.pdf

CRS USA (2012) *Marcellus Shale Gas: Development Potential and Water Management Issues and Laws*

CRS USA (2013) “*Hydraulic Fracturing and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues*” <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41760.pdf>
<http://www.arcticgas.gov/sites/default/files/documents/12-1-27-crs-marcellus-shale-gas-development-potential-issues-laws.pdf>

Davies, R.J. (October 2011). “*Methane contamination of drinking water caused by hydraulic fracture remains unproven*”. PNAS 108 (43) E871.

Deane-Shinbrot S Ruggles K, Walker G, Werth S: “*Marcellus Shale: Cementing and Well Casing Violations*” <http://www.water-research.net/naturalgasPA/pdf/FILES/FINALnaturalgaswellcementing.pdf>

Del Regno, L. (junio 2011). “*Paradigmas y proyecciones: Malthus, Prebisch y el gas no convencional*”. Petrotecnia 2 (junio 2011), 84-91.

Dhir R, Dern R, Mavor M, (1991) “*Economics and Reserve Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs*” SPE 22024
http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/selected_papers/--Coalbed%20Methane/SPE%2022024%20Dhir.pdf

Ding, W., Li, Cha.,Li,Chi., Xu, C., Jiu,K., Zeng, W. y Wu, L. (2012) “*Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation*”. *Geoscience Frontiers* 3 (1), 97-105.

DOE - EIA (1979) “*Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 1999: Primary Energy*”
<http://www.eia.gov/oiaf/servicerpt/subsidy/pdf/sroiaf%2899%2903.pdf>

DOE (1999) “*Environmental benefits of advanced oil and gas exploration and production technology*” <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/Disk25/oilandgas.pdf>

DOE (2006) “*Energy Demands on Water. Resources Report to Congress on the Interdependency of Energy and Water*” <http://www.sandia.gov/energy-water/docs/121-RptToCongress-EWwEIAcomments-FINAL.pdf>

DOE (2007) “*DOE’s Unconventional Gas Research Programs of 1976-1995 An Archive of Important Results* ”
<http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk7/disk2/Final%20Report.pdf>

DOE – NETL - GWPC (2009) “*State oil and natural gas regulations designed to protect water resources*”
http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf

DOE (2011 a) “*Second Ninety Day Report – November 18, 2011*” US DOE (2011) The SEAB Shale Gas Production Subcommittee”
http://www.shalegas.energy.gov/resources/111011_90_day_report.pdf

DOE (2011 b) “*World Shale Gas Resources:An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

DOE (2011 c) “*Review of Emerging U.S. Gas Shale and Shale Oil Plays*”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>

DOE (2013) “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*”
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Dozier G, Elbel J, Fielder E, Hoover R, Lemp S, Reeves S, Siebrits E, Wisler D, Wolhart S (2003/2004): “*Operaciones de refracturamiento hidráulico*” Oil Field Review Invierno

Douglas, C.C., Qin, G., Collier, N. y Gong, B. (2011) “*Intelligent fracture creation for shale gas development*”. International Conference on Computational Science, ICCS, 2011.

Dozier G, Elbel J, Fielder E, Hoover R, Lemp S, Reeves S, Siebrits E, Wisler D, Wolhart S (2003/2004) “*Operaciones de Refracturamiento Hidráulico*” Oil Field Review Invierno (2003/2004)

Earth Works (2005) “*Oil and Gas Accountability Project Our drinking water at Risk What EPA and the Oil And Gas Industry Don’t Want Us to Know About Hydraulic Fracturing*” <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2008) “*Oil and Gas Accountability Project Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale*”. <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 a) “*Gas Patch Roulette. How Shale Gas Development Risks Public Health in Pennsylvania* ” <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 b) “*Breaking All the Rules The Crisis in Oil and Gas Regulatory Enforcement States are betraying the public by failing to enforce oil and gas development rules (Full report)*” <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 c) “*Enforcement Report – PADEP Inadequate enforcement guarantees irresponsible oil and gas development in Pennsylvania Enforcement Report – PADEP Ohio Division of Oil and Gas Resources Management:*” <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 d) “*Inadequate enforcement means current Ohio oil and gas development is irresponsible*” <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 e) “*Enforcement Report – PADEP Texas Railroad Commission - Inadequate enforcement means irresponsible oil and gas development*”. <http://www.earthworksaction.org/about>

Earth Works (2012 f) “*Enforcement Report – NYS DEC Current enforcement of New York's oil and gas rules is inadequate, and means the state is not prepared for a shale gas boom.*” <http://www.earthworksaction.org/about>

EIA (2000) “*Federal Energy Market Interventions 1999*”: [www.eia.gov/oiaf/servicerpt/subsidy1/pdf/sroiaf\(2000\)02.pdf](http://www.eia.gov/oiaf/servicerpt/subsidy1/pdf/sroiaf(2000)02.pdf)

EIA (2003) “*Federal Energy Subsidies Direct and Indirect Interventions in Energy Markets*” [ftp://tonto.eia.doe.gov/service/emeu9202.pdf](http://tonto.eia.doe.gov/service/emeu9202.pdf)

EIA (2008) “*Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 2007*” <http://www.eia.gov/oiaf/servicerpt/subsidy2/>

EIA (2011) “*Direct Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Year 2010*” <http://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/>

Economides, M.J., Wood, D.A. (2009). “*The state of natural gas.*” Journal of Natural Gas Science and Engineering, 1, 1-13.

Economides, M.J., Oligney, R.E. y Lewis, P.E. (2011). “*US natural gas in 2011 and beyond.*” *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1-7. Disponible en: www.elsevier.com/locate/jngse

EPA (1976) “*Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the Oil and Gas Extraction Point Source Category*”
<http://www.epa.gov/fedrgstr/EPA-WATER/2001/January/Day-22/w361.pdf>

EPA (1987) “*Report to Congress Management of Waste from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy*” 3 Volúmenes

EPA (2002) “*Exemption of Oil and Gas Exploration and Production Wastes from Federal Hazardous Waste Regulations*”
<http://www.epa.gov/osw/nonhaz/industrial/special/oil/oil-gas.pdf>

EPA (1993 – 2014) “*Gas STAR Gold Program*”
<http://www.epa.gov/gasstar/index.html>

EPA (2011 – 2013) “*Oil and Natural Gas Air Pollution Standards*”
<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/actions.html>

EPA (2004) “*Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study*”
http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm

EPA(2011a) “*Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources.*”
http://www.epa.gov/hfstudy/HF_Study__Plan_110211_FINAL_508.pdf.

EPA(2011b) “*Proceedings of the Technical Workshops for the Hydraulic Fracturing Study: Water Resources Management*”
“http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/HF_Workshop_4_Proceedings_FINAL_508.pdf”

EPA (2012 a) “*Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources PROGRESS REPORT*”
<http://www2.epa.gov/hfstudy/study-potential-impacts-hydraulic-fracturing-drinking-water-resources-progress-report-0>

EPA (2012 b) “*Draft Guidance: Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels Draft - Underground Injection Program Guidance*” #84
“<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/hydraulic-fracturing.cfm>”

EPA (2013 a) “*Summary of the Technical Workshop on Analytical Chemical Methods*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/analytical-chemical-methods-technical-workshop-summary.pdf>

EPA (2013 b) “*Summary of the Technical Workshop on Case Studies to Assess Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-11/documents/summary-case-studies-technical-workshop-20130730.pdf>

EPA (2013 c) “*Summary of the Technical Workshop on Water Acquisition Modeling: Assessing Impacts Through Modeling and Other Means*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-09/documents/technical-workshop-water-acquisition-modeling.pdf>

EPA (2013 d) “*Summary of the Technical Workshop on Well Construction/Operation and Subsurface Modeling and Subsurface Modeling Technical Follow-up Discussion*”
<http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-10/documents/summary-technical-workshop-well-construction-operation-subsurface-modeling.pdf>

EPA (2013 e) “*Summary of the Technical Workshop on Wastewater Treatment and Related Modeling*”
http://www2.epa.gov/sites/production/files/2013-08/documents/summary_of_the_technical_workshop_on_wastewater_treatment_and_related_modeling_0.pdf

EPA (2014) “*Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels: Underground Injection Control Program Guidance #84*”
<http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfdieselfuelguidance.pdf>

EP Fórum (1993) “*Exploration and Production (EYP) Waste Management Guidelines*”
<http://info.ogp.org.uk/Geophysical/reports/E5.pdf>

ERCB (1990) “*Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements*”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive009.pdf>

ERCB (1994) “*Directive 51 “ Injection and Disposal Wells - Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*”
<https://ercb.andornot.com/Record/ERCB30768>

ERCB (1994) “*Directive 051 Injection and Disposal Wells - Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*”
http://www.ercb.ca/directives/Draft_Directive051.pdf

ERCB (2006) “*Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry*”
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive058.pdf>

ERCB (2008) “*Coalbed Methane - ERCB's role in ensuring that CBM development is conducted in an orderly, efficient, and responsible manner - EnerFAQs 08*”
<http://www.ercb.ca/learn-about-energy/enerfaqs/enerfaqs08>

ERCB (2009) “*Shale Gas Development—Definition of Shale and Identification of Geological Strata. Bulletin 2009-23* ERCB “
<http://www.ercb.ca/bulletins/Bulletin-2010-28.pdf>

ERCB (2009) “*Directive 027 : Shallow Fracturing Operations—Restricted Operations (August 14, 2009)*”
http://groundwork.iogcc.org/sites/default/files/AB_ERCBDirective027.pdf

ERCB (2010) *Directive 008: Surface Casing Depth Requirements*

ERCB (2011) “*Unconventional Gas Regulatory Framework—Jurisdictional Review*”
<http://www.ercb.ca/reports/r2011-A.pdf>

ERCB (2012) “*Regulating Unconventional Oil and Gas in Alberta: A Discussion Paper*”
http://www.ercb.ca/projects/URF/URF_DiscussionPaper_20121217.pdf

Ernest Young 2007 “*Investment and Other Uses of Cash Flow By the Oil Industry, 1992–2006*” <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/industry-economics/~media/A3A04578B88A4A4F88C8E542F3764036.ashx>

España Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas “*Gas no convencional en España, Una oportunidad de futuro* “
http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf

Foldager R.A. (2003) “*Economics of desalination concentrate disposal methods in inland regions: deep –well injection, evaporation ponds, and salinity gradient solar ponds*”
http://www.twdb.state.tx.us/wrpi/rwp/3rdRound/2011_RWP/RegionK/Files/Reference_Docs/Brackish_Desal/foldager.pdf

Fredrick K, Vanderberg T Hanson J (1996) “*Economic Value of Freshwater in the United State*”
http://www.ecy.wa.gov/programs/wr/hq/pdf/evfus_frederick.pdf

Gabriel, S.A., Rosendahl, K.E., Egging, R., Avetisyan, H.G. y Siddiqui, S. (2012). “*Cartelization in gas markets: studying the potential for a “Gas OPEC”*”. Energy Economics 34, 137-152.

Galant C (2012) “*In drought, a storm brews: DFCs and the Oil and Gas exemption*” Texas Tech Law Review Vol. 44:817 paginas 817 a 835.

Gas Strategie (2010) “*Shale gas in Europe: A revolution in the making?*”
http://www.gasstrategies.com/files/files/euro%20shale%20gas_final.pdf

Gas Technology Institute - USA (2010) “*Global Gas Shales and Unconventional Gas Unlocking Your Potential*”

Giampaoli H N (2013) “*Vaca Muerta: Dos años de shale en la Argentina. Análisis estadístico de producción a noviembre de 2012*”
http://www.petrotecnica.com.ar/1_2013/Petrotecnica/PdfsSinPublic/VacaMuerta.pdf

Gleick, PH., (1994), “*Water and energy*,” Annual Review of Energy and the Environment 19 :267-99

Gilje E (2011) “*Does Local Access To Finance Matter?: Evidence from U.S. Oil and Natural Gas Shale Booms*”
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1927997

Goodwin S, Carlson K, Douglas C, Knox K “*Life cycle analysis of water use and intensity of oil and gas recovery in Wattenberg field, Colo.*” Oil & Gas Journal | May 7, 2012 <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-5/exploration-development/life-cycle-analysis-of-water.html>

Gray, J.K., (1977) “*Future gas reserve potential Western Canadian Sedimentary Basin.*” 3rd National Technical Conference, Canadian Gas Association, citado en Masters (1979)

Green C (2003) “*Handbook of water economics: principles and practice*” John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England
Griffin J M , Hendrickson C , Jaramillo P , Van Briesen J y Venkatesh A (2011) “*Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*” <http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/034014/fulltext/>

Groar C, y Grimshaw T (2012) “*Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development*”
http://heartland.org/sites/default/files/texas_fracking_study_feb_2012.pdf

Gullion J, Meier N . Love R, (2011) “*A Perspective on Health and Natural Gas Operations: A Report for Denton City Council*” <http://es.scribd.com/doc/76392377/A-Perspective-on-Health-and-Natural-Gas-Operations-A-Report-for-Denton-City-Council>

GWPC USA “*Injection Wells An Introduction to Their Use, Operation, and Regulation*” http://www.gwpc.org/sites/default/files/injection_wells-an_introduction_to_their_use_operation_and_regulation.pdf

GWPC USA (2007) “*Ground Water Report to the Nation: A Call to Action*”
<http://www.gwpc.org/sites/default/files/GroundWaterReport-2007-.pdf>

GWPC-USA (2009) “*State Oil and Natural Gas Regulation Designed to Protect Water Resources*”
http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf

GWPC USA (2011) “*State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations And Their Role in Advancing Regulatory Reforms A Two-State Review: Ohio and Texas*”
<http://www.gwpc.org/sites/default/files/State%20Oil%20%26%20Gas%20Agency%20Groundwater%20Investigations.pdf>

GWPC – USA (2012) “*A White Paper Summarizing the Stray Gas Incidence & Response*”
Forum

<http://www.gwpc.org/sites/default/files/stray%20gas%20white%20paper-final.pdf>

GWPC - USA (2013) “*A White Paper Summarizing a Special Session on Induced Seismicity*” http://www.gwpc.org/sites/default/files/white%20paper%20-%20final_0.pdf

Guangming, Z., Cuhngming X., Jiandong, L., Juan, J. y Luhe, S. (2011). “*Finite element analysis method for horizontal well hydraulic fracturing.*” 2011 SREE Conference on Engineering Modeling and Simulation, CEMS 2011. Disponible en: www.sciencedirect.com

Guarnone, M., Rossi, F., Negri, E., Grassi, C., Genazzi, D. y Zennaro, R. (2012). “*An unconventional mindset for shale gas surface facilities*”. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 6, 14-23.

Gutierrez Schmidt N, Alonso J.C. y Giusiano A.(2013) “*Evaluación del Shale Oil en Vaca Muerta, análisis de declinación de la producción*” Petrotecnia febrero 2013 pp 56 a 67

http://www.petrotecnia.com.ar/1_2013/Petrotecnia/PdfsSinPublic/Evaluacion.pdf

Halliburton “*Coalbed Methane Principles and Practices*”

http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf

Hammer R, Van Vriensen J, Levine L, (2012) “*In Fracking’s Wake: New Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater*”
<http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Wastewater-FullReport.pdf>

Hardisty P.E. Y Özdemirolu E (2005) “*The Economics of Groundwater Remediation and Protection*” CRC Press

Hayes T (2009) “*Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus shale gas*”

<http://eidmarcellus.org/wp-content/uploads/2012/11/MSCCommission-Report.pdf>

Hefley W.E. Seydor S. (2011) “*The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*” <http://d-scholarship.pitt.edu/10484/>

Holditch, S.A. (2003). “*The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business.*” Journal of Petroleum Technology 3 (4): 34-37.

Holditch, S.A. (2004). “*The Effect of Globalization upon Petroleum Engineering Education.*” Paper SPE 101637 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 September, citado en Cheng (2012)

Hubbert K.(1956) “**Nuclear Energy and the Fossil Fuels**”

<http://www.hubbartpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf>

Hubbert K.(1959) **“Techniques of Prediction with Application to The Petroleum Industry”**

<http://www.energycrisis.biz/hubbert/techniquesofprediction.pdf>

Hubbert K. (1959) *“Energy from Fossil Fuels”*, **Science** vol. 109 N° 2823 página 103-109

Hubbert K. (1962) *“Energy Resources: A Report to the Committee on Natural Resources”* National Academy of Sciences Publication 1000 – D

<http://www.hubbertpeak.com/hubbert/EnergyResources.pdf>

Hubbert K. (1967) *“Degree of advancement of petroleum exploration in United States”* **Am. Assoc., Petroleum Geologists Bull.**, v. 51, no. 11, p. 2207-2227.

Hubbert K. (1982) *“Oil and gas supply modeling”* NBS special publication 631, U.S. Department of Commerce/National Bureau of Standards (now the National Institute of Standards and Technology, NIST)

Howarth, R.W., Santoro, R. y Ingraffea, A. (2011). *“Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations”*. A letter. *Climatic Change*.

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2009) *“Práctica Recomendada Consideraciones ambientales para la construcción de locaciones y la gestión de lodos y recortes durante la Perforación de Pozo*

http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasyrecortes/VF_PR_01.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2010) *“Aseguramiento y control de barreras de aislamiento en pozos inyectores”*

http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasyrecortes/VF_PR_02.pdf “”

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2012) *“Operación Reservorios No Convencionales”* http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasyrecortes/VF_PR_07.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2013 a) *“Gestión del Agua en la Exploración y Explotación de Reservorios No Convencionales en el área de influencia de la Cuenca Neuquina”* http://www.iapg.org.ar/sectores/practicasyrecortes/VF_PR_09.pdf

Instituto Argentino del Petroleo y el Gas (IAPG) (2013 b) *“El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales Shale Gas, Shale Oil, Tight gas”*

<http://www.energianeuenquen.gov.ar/files/ESTUDIOS/IAPG%20NO%20CONVENCIONALES.pdf>

Internacional Association of Oil and Gas Producers (2003) *“Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations.”* Report N° 342

<http://www.ogp.org.uk/pubs/342.pdf>

IEA (2011) *“Are we entering a golden age of gas?”*

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf

IEA (2012) “*Golden Rules for a Golden Age of Gas*”

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

IECPT (2012) “*Unconventional Gas – A review of estimates*” ICEPT Working Paper
<https://workspace.imperial.ac.uk/icept/Public/121022%20Unconventional%20gas%20-%20A%20review%20of%20estimates%20%28ICEPT%20working%20paper%29.pdf>

IFC International (2008) *Gas Supply Potential and Development Costs of Rocky Mountain Gas and LNG Delivered to the Pacific NW* (2008)
<http://www.jordancoveenergy.com/pdf/JCEP%20Task%203%20Rockies%20Gas%20and%20LNG%20June%202013.pdf>

IGU (2012) “*Shale Gas The Facts about the Environmental Concerns*”

http://www.igu.org/gas-advocacy/Final%20IGU_Shale%20Booklet_SinglePage.pdf/view

IHS (2009) “*Impacts of proposals to regulate Hydraulic Fracturing*”

IHS (2011) “*The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*” http://www.ihs.com/images/Shale_Gas_Economic_Impact_mar2012.pdf

IHS (2012) “*America’s New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy Volume 1: National Economic Contributions*”
http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/10/IHS_Americas-New-Energy-Future.pdf

INGAA (2008) “*Availability, Economics, and Production Potential of North American Unconventional Natural Supplies*” <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=7878>

Interfaith Center of Corporate Responsibility “*Extracting the Facts: An Investor Guide to Disclosing Risks from Hydraulic Fracturing Operations*”
<http://www.iehn.org/documents/frackguidance.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) (2009)

“*Guidelines for waste management with special focus on areas with limited infrastructure*” <http://www.ogp.org.uk/pubs/413.pdf>

“*Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil & gas industry*” <http://www.ogp.org.uk/pubs/412.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) (2010) “*Regulators’ use of standards*” <http://www.ogp.org.uk/pubs/426.pdf>

International Association of Oil & Gas producers (OGP) “*Shale Gas and Hydraulic Fracturing : Ensuring a Safe, Clean, Secure and Competitive Energy Source for Europe*” http://www.ogp.org.uk/files/3013/6395/5703/OGP_Shale_Gas_FAQs.pdf

IOGCC (2009) “*History of litigation concerning hydraulic fracturing to produce coalbed methane*”

<http://iogcc.publishpath.com/Websites/iogcc/Images/Marvin%20Rogers%20Paper%20of%20History%20of%20LEAF%20Case%20Jan.%202009.pdf>

IOGCC (2011) “*Resolution 09.011*”

<http://iogcc.publishpath.com/Websites/iogcc/Images/State-Resolutions-HF.pdf>

Jackson, R.B., Osborn, S.G., Vengosh, A. y Warner, N.R. (October 2011). “*Reply to Davies: Hydraulic fracturing remains a possible mechanism for observed methane contamination of drinking water*”. PNAS, 108 (43) E872.

Jacoby H, O’Sullivan F, y Paltsev S.(2011) “*The influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy* “ EUI Working Paper RSCAS 2011/52

http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/18775/RSCAS_2011_52.pdf?sequence=1

Jenner S y Lamadrid A (2012) “*Shale Gas vs. Coal A comparison of the environmental impacts of shale gas, conventional gas and coal deployment on air, water, and land in the United States.*” http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2025627

Jup V (2002) “*Methods of Criminological Research*” Routledge

Katz J. (2011) “*The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well*”

http://pasbdc.org/uploads/media_items/the-economic-impact-of-the-value-chain-of-a-marcellus-shale-well-university-of-pittsburgh-joseph-m-katz-graduate-school-of-business-august-2011.original.pdf

Katyal S, Valix M., Thambimuthus K (2007) “*Study of Parameters Affecting Enhanced Coal Bed Methane Recovery*” Energy Sources, Part A, 29:193–205, 2007

Keister T (2010) *Marcellus Hydrofracture Flowback and Production Wastewater Treatment, Recycle, and Disposal Technologies*

<http://www.bucknell.edu/script/environmentalcenter/marcellus/default.aspx?articleid=8XTBGJZMAZGLLIS431QANOEKS>

Kelsey T, Shields M, Ladlee J, y Ward M (2011) “*Economic Impacts of Marcellus Shale in Pennsylvania: Employment and Income in 2009*” Shale Training & Education Center <http://www.shaletec.org/docs/EconomicImpactFINALAugust28.pdf>

Kinnaman, T.C. (2011). “*The economic impact of shale gas extraction. A review of existing studies*”. Ecological Economics 70, 1243-1249.

King G (2012) “*Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*”.

http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic_fracturing_101.pdf

Kitsuse J, y Cicourel A (1963) “*A Note on the Uses of Oficial Statistics*” Social Problema Vol 11 N° 2 (Autumm) paginas 131-139

Klett, B , Schmoker T,y Charpentier, R.R.(2003) “*U.S. Geological Survey Input-Data Form and Operational Procedure for the Assessment of Conventional Petroleum Accumulations, Chapter 20*” U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-B http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-b/REPORTS/Chapter_20.pdf

Kefferpütz R (2010) *Shale Fever: Replicating the US gas revolution in the EU?* CEPS Policy Brief junio 2010 <http://www.ceps.eu/book/shale-fever-replicating-us-gas-revolution-eu>

Koplow D., (1993) “*Federal Energy Subsidies: Energy, Environmental, and Fiscal Impacts*” <http://www.earthtrack.net/documents/federal-energy-subsidies-energy-environmental-and-fiscal-impacts>

Koplow D., (2009) “*Track Measuring Energy Subsidies Using the Price-Gap Approach: What does it leave out?*” <http://www.earthtrack.net/documents/measuring-energy-subsidies-using-price-gap-approach-what-does-it-leave-out-draft>

Koplow D., (2010) “*EIA Energy Subsidy Estimates: A Review of Assumptions and Omissions*” <http://www.earthtrack.net/documents/eia-energy-subsidy-estimates-review-assumptions-and-omissions>

Koplow D., (2012) *An Introduction to Fossil Fuel Subsidies* <http://www.earthtrack.net/documents/introduction-fossil-fuel-subsidies>

Kurth T, Mazzone M, Mendoza M y Kulander C (2010) “*Law Applicable to Hydraulic Fracturing in the Shale States*” http://www.haynesboone.com/law_applicable_to_hydraulic_fracturing/

Krupnick A, Gordon H, y Olmstead S: (2013) “*Pathways to dialogue: What the Experts say about the Environmental Risks of Shale Gas Development*” http://www.rff.org/Documents/RFF-Rpt-PathwaystoDialogue_FullReport.pdf

Leontief W (1941) “*The Structure of the American Economy, 1919-1939*”. 2da Edición 1951 Oxford University Press,

Magoon, L.B., and Dow W.G. (1994). “*The petroleum system*”, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., *The Petroleum System—From Source to Trap*: AAPG Memoir 60, p. 3–24.

Management Information Services, Inc. (2011) «*60 Years of Energy Incentives Analysis of Federal Expenditures for Energy Development*” http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/newplants/whitepaper/federal_expenditures_for_energy_development

Marcellus Shale Coalition (2012)

“*Recommended Practices For Responding To Stray Gas Incidents*” <http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/10/RP-Stray-Gas-Oct-2012.pdf>

“*Recommended Practices: Pre-Drill Water Supply Surveys*” http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/08/Pre_Drill_Water_Supply_Surveys_8.28.12.pdf

“Recommended Practices: Supply Chain ”
<http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/07/supply-chain-rp.pdf>
“Recommended Practices: Site Planning, Development and Restoration “
<http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/04/Site-Planning-Development-and-Restoration.pdf>

Masters. J.A. (1979): *“Deep-basin gas trap, western Canada “ AAPG Bulletin*, v 63, p 152-181

McCabe P (1998) *“Energy Resources-Cornucopia or Empty Barrel ?” AAPG Bulletin*, V. 82, N° 11 Noviembre 1998, P. 2110-2134

Mc Feeley M (2012) *“State Hydraulic Fracturing Disclosure Rules and Enforcement: A Comparison”* <http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Disclosure-IB.pdf>,
http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_12072501e.pdf,
http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_12072501f.pdf

Medlock K B K., Jaffe M, y. Hartley P (2011) *“Shale Gas and U.S. National Security”*
<http://www.bakerinstitute.org/publications/EF-pub-DOEShaleGas-07192011.pdf>

Medlock, K.B.III (2012) *“Modeling the implications of expanded US gas production”*.
Energy Strategy Reviews, 1-9.

Mielke E, Anadon L y Narayanamurti V (2010) *“Water Consumption of Energy Resource Extraction Processing, and Conversion Energy”* Technology Innovation Policy Discussion Paper Series Discussion Paper No. 2010-15
<http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2010-15-final-4.pdf>

Milieu (2013) *“Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected Member States “*
<http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/Final%20Report%2024072013.pdf>

MIT (2011) *“The Future of Natural Gas Natural”*
<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>

Mohr, S.H. y Evans, G.M. (2011) *“Long term forecasting of natural gas production”*
Energy Policy 39, 5550-5560.

Moureau M. y Brace G. (1993). *« Comprehensive Dictionary of Petroleum Science and Technology.*” Editions Technip. Paris, Francia.

Moreyra, J.D. (2011). *“Los reservorios y los aspectos comerciales de los no convencionales”*. Petrotecnia 2 (2011), 20-30.

Murphy D, y Hall C (2010) *“Year in review – EROI or energy return on (energy) invested”* Annals of The New York Academy of Sciences 1185 (2010) 102-118.

Naciones Unidas (2012) *“Recomendaciones internacionales para las Estadísticas del agua”* http://unstats.un.org/unsd/envaccounting/irws/irwswebversion_spa.pdf

National Energy Technology Laboratory (NETL) (2012) “*Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Power Technology Assessment*”
<http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NGTechAssess.pdf>

National Research Council USA (2001) “*Was It Worth It? Energy Efficiency and Fossil Energy Research 1978 to 2000*”
<http://www.nap.edu/openbook.php?isbn=0309074487>

National Research Council USA (2005) “*Prospective Evaluation of Applied Energy Research and Development at DOE (Phase One): A First Look Forward (2005)*”
http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=11277

National Research Council USA (2007) “*Prospective Evaluation of Applied Energy Research and Development at DOE (Phase Two)*”
http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=11806

National Petroleum Council (2012) “*Prudent Development – Realizing the Potential of North America’s Abundant Natural Gas and Oil Resources*”
http://www.npc.org/Prudent_Development.html

Noble Energy, Inc. and Colorado State University (2012) “*Lifecycle Analysis of Water Use and Intensity of Noble Energy Oil and Gas Recovery in the Wattenberg Field of Northern Colorado*”
<http://cewc.colostate.edu/wp-content/uploads/2012/04/Water-Intensity-Report-Final.pdf>

NRDC (2009) “*Protecting New Yorkers’ Health and the Environment by Regulating Drilling in the Marcellus Shale*” <http://www.nrdc.org/land/files/marcellus.pdf>

NRDC (2012) “*Protecting Americans from the Risks of Fracking*”
<http://www.nrdc.org/energy/files/frackingrisks.pdf>

NYSERDA (2009 a) “*Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed Final Impact Assessment Report*”
http://www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural_gas_drilling/12_23_2009_final_assessment_report.pdf

NYSERDA (2009 b) “*Water-related issues associated with gas production in the Marcellus Shale*” <http://www.nyserdera.ny.gov/Publications/NYSERDA-General-Reports/~media/Files/Publications/NYSERDA/ng/urs-report-11-3-25.ashx>

NYSERDA (2011 a) “*Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*” <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>

NYSERDA URS Coporation (2011 b) *Water-Related Issues Associated with Gas Production in the Marcellus Shale: Additives Use: Flowback Quality and Quantities, Regulations, On-site Treatment, Green Technologies, Alternate Water Sources, Water Well-Testing*

OAEA (2013) “*Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*” Report for the European Commission DGEnvironment
<http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>

Oil and Gas Journal (2004) “*Coalbed Methane A supplement to Oil and Gas Investor*”
http://www.oilandgasinvestor.com/pdf/Coalbed_Methane.pdf

Oil Field Review (varios números)
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review.aspx

Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R. y Jackson, R.B. (2011). “*Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing.*” PNAS, 108 (20) 8172-8176.

Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R. y Jackson, R.B. (September 2011). “*Reply to Saba and Orzechowski and Schon: Methane contamination of drinking water accompanying gas –well drilling and hydraulic fracturing*”. PNAS, 108 (37) E665-E666.

Ottulich, M., García, F. y Grande, R. (2011). “*La producción de petróleo en yacimientos no convencionales. Petrotecnia*” 2 (2011), 54-61.

Partridge M y Weinstein A (2011) “*The Economic Value of Shale Natural Gas in Ohio*”

The Ohio State University <http://aede.osu.edu/sites/drupal-aede.web/files/Economic%20Value%20of%20Shale%20Dec%202011.pdf>

Pennsylvania State University (2008) “*Natural Gas Exploration A Landowner’s Guide to Leasing Land in Pennsylvania*” <http://pubs.cas.psu.edu/freepubs/pdfs/ua448.pdf>

Pennsylvania State University (2009):”*Natural Gas Exploration A Landowners Guide to Financial Management*” <http://pubs.cas.psu.edu/FreePubs/pdfs/ui394.pdf>

Pennsylvania State University:Natural (2009) “*Marcellus Shale: What Local Government Officials Need to Know* “ <http://pubs.cas.psu.edu/FreePubs/pdfs/ua454.pdf>

Pennsylvania State University (2012)”*Water’s Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region* “
<http://pubs.cas.psu.edu/FreePubs/PDFs/ee0023.pdf>

Petak K y Henning B (2009) “*Economy, Shales Key In Price Outlook*” The American Oil and Gas Reporter (Diciembre 2009)

Petroleum Technology Alliance Canada. (PTAC) (2011) “*The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources*”
<http://www.ptac.org/projects/42>

Petroleum Technology Alliance Canada. (PTAC) (2012) “*Reuse of Flowback & Produced Water for Hydraulic Fracturing in Tight Oil*”
<http://www.ptac.org/projects/current>

Philippe & Partners (2011) “*Final Report on Unconventional Gas in Europe*”
http://ec.europa.eu/energy/studies/doc/2012_unconventional_gas_in_europe.pdf

Pochat V (2005) “*Entidades de gestión del agua a nivel de cuencas: experiencia de Argentina*” CEPAL Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 96
<http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/5/22905/lcl2375s.pdf>

Pflüger F y Kuhn M (2012) “*Strategic Perspective of Unconventional Gas: A game changer with Implication for EU s Energy Security*” European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS), Department of War Studies, King’s College London
<http://www.kcl.ac.uk/sspp/departments/warstudies/research/groups/eucers/strategy-paper-1.pdf>

PricewaterhouseCoopers (2009) “*The Economic Impacts of the Oil and Natural Gas Industry on the U.S. Economy: Employment, Labor Income and Value Added*”
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Taxes/Economic_Impacts_on_Industry_Report_09082009.pdf

Puder M.G, Bryson B, Veil J (2003) “*Compendium of Regulatory Requirements Governing Underground Injection of Drilling Wastes*”
<http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk23/D-Water%20Management%20Projects/Produced%20Water%5CW-31-109-ENG-38%5CW-31-109-ENG-38-11ArgonneCompendium%20of%20Regulatory.pdf>

Puder M.G, Veil J (2006) “*Offsite Commercial Disposal of Oil and Gas Exploration and Production Waste: Availability, Options, and Costs*” Argonne National Laboratory (ANL/EVS/R-06/5)

Pws (2012) “*Shale gas Reshaping the US chemicals industry*”
http://www.pwc.com/en_US/us/industrial-products/publications/assets/pwc-shale-gas-chemicals-industry-potential.pdf

Rahm, B.G. y Riha, S.J. (2012). “*Toward strategic management of shale gas development: regional, collective impacts on water resources.*” Environmental Science and Policy 17, 12-23

Rahm, D. (2011). “*Regulating hydraulic fracture in shale gas plays: the case of Texas*” Energy Policy 39, 2974-2981

Rigozzone “*Costs for Drilling The Eagle Ford*”
https://rigzone.com/news/article.asp?a_id=108179

Rigozzone “*The Well Completions Bottleneck*”
http://rigzone.com/news/article.asp?a_id=108298&hmpn=1

Riha, S. J.y Rahm, B. C. (2010 a). “*Framework for assessing water resource impacts from shale gas drilling*”. Clear Waters, Winter 2010, 16-19.

Roger R, Ramurthy K, Rodvelt G, Mullen M (2007) “*Coalbed Methane: Principles y Practices*” Oktibbeha Publishing Co, LLC.

RPSA (2005) “*Technology Needs for U.S. Unconventional Gas Development*”
http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EP/GasWorkShop_Summary.pdf

Saba, T. y Orzechowski, M. (September 2011). “*Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing.*” PNAS, 108 (37) E663.

Sage Policy Group (2012) “*The Potential Economic & Fiscal Impacts of Natural Gas Production in Western Maryland*” <http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/03/MD-Marcellus-Study.pdf>

Saskatchewan – Ministry of Energy and Resources (2000) “*Saskatchewan issues Hydraulic Fracturing Fluids and Propping Agents Containment and Disposal Guidelines*”
http://groundwork.iogcc.org/sites/default/files/SK_PDB%20ENV%2011%20-%20GL2000-01%20Frac%20Fluid%20and%20Sand%20Disposal%20Guidelines.pdf

Schon, S.C., (September 2011). “*Hydraulic fracturing not responsible for methane migration*” PNAS, 108 (37) E664.

Secretaria de Energía (2010) “*Shale Gas*”

Selley, R.C. (2012). “*UK shale gas: the story so far.*” Marine and Petroleum Geology 31, 100-109.

Schlumberger (2011) “*Reservorios No Convencionales La experiencia en el país*” Petrotécnica abril

Schlumberger (1990) “*The Challenge of Completing and Stimulation Horizontal Wells*”
Abril - Oil Field Review
http://www.slb.com/resources/publications/oilfield_review/sp.aspx

Schlumberger – MI-SWACO (2012) “*Decision Tree and Guidance Manual*” Fracturing Fluid Flowback Reuse Project Prepared for Petroleum Technology Alliance of Canada and the Science and Community Environmental Knowledge (SCEK)
<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=222996&DT=NTV>

Sipple-Srinivasan M, Bruno M, Bilack R, Danyluk P, “*Field Experience With Oilfield Waste Disposal Through Slurry Fracture Injection*” SPE 38.254

Schmoker, J.W. (2003) “*U.S. Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations, Chapter 17*” USGS Digital Data Series DDS-69-B
http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-b/REPORTS/Chapter_17.pdf

Schmoker JW (1999) “*U.S. Geological Survey Assessment Model for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Accumulations - The "FORSPAN" Model*” U.S. Geological

Skone P.E. (2014) “*Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States*”
<http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f16/Life%20Cycle%20GHG%20Perspective%20Report.pdf>

Survey Bulletin 2168 <http://pubs.usgs.gov/bul/b2168/>

Soeder D y Kappel W (2009) “*Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale*” USGS Fact Sheet 2009–3032
<http://pubs.usgs.gov/fs/2009/3032/>

SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG (2011) “*Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (2011)*”
http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

SPEE (2010) “*Guidelines for the Practical Evaluation of Undeveloped Reserves in Resource Plays,*” Monograph 3.

SPG (2012) “*The Potential Economic & Fiscal Impacts of Natural Gas Production in Western Maryland*”
<http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2012/03/MD-Marcellus-Study.pdf>

STRONGER (2005) “*State Review Guidelines*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Revised%20guidelines.pdf>

STRONGER (2010 a) “*Hydraulic Fracturing Guidelines*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/HF%20Guideline%20Web%20posting.pdf>

STRONGER (2010 b) “*Pennsylvania Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/PA%20HF%20Review%20Print%20Version.pdf>

STRONGER (2011a) “*Ohio Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Report%20of%202011%20OH%20HF%20Review.pdf>

STRONGER (2011b) “*Ohio Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Colorado%20HF%20Review%202011.pdf>

STRONGER (2011c) “*Luisiana Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Louisiana%20HF%20Review%203-2011.pdf>

STRONGER (2011d) “*Oklahoma Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Final%20Report%20of%20OK%20HF%20Review%201-19-2011.pdf>

STRONGER (2012) “*Arkansas Hydraulic Fracturing State Review*”
<http://67.20.79.30/sites/all/themes/stronger02/downloads/Arkansas%20HF%20Review%202-2012.pdf>

Taillant J.D., Valls M., D’Angelo M.E., Headen C, Roeloff A (2013) “*Fracking Argentina Informe Tecnico y Legal Sobre la Fracturacion Hidraulica en Argentina*”
Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE
<http://fracking.cedha.net/?tag=fracturacion-hidraulica>

Testino A y Saez S (2014) “*Importaciones de Gas Natural*” ITBA Julio 2014
Seminario de la Industria del Gas.

UE Parlamento europeo y Consejo (1994) Directiva 94/22/CE “*Sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos.*”

UE Parlamento Europeo (2011) “*Impacts of shale gas and shal oil extraction on the environment and on human health Directorate-General fof Internal Policies*” – Policy Department – Economic and Scientific Policy – Environment, Public Health and Food Safety
<http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201203/20120322ATT41624/20120322ATT41624EN.pdf>

UE (2012) “*Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*”
http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_report_2012_09_unconventional_gas.pdf

UKER (2012) “*A review of regional and global estimates of unconventional gas resources*”
<http://www.ukerc.ac.uk/support/Unconventional+gas+resource>

UK Royal Society (2012) “*Shale gas extraction in the UK:a review of hydraulic fracturing* (2012)”
http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf

Universidad de Arkansas (2008) “*Projecting the Economic Impact of the Fayetteville Shale Play for 2008-2012*”
<http://arkansasedc.com/media/1708/fayetteville%20shale%20economic%20impact%20study%20%282008-2012%29.pdf>

University of Maryland (2010) “*Marcellus shale gas development: reconciling shale gas development with environmental protection, landowner rights, and local community needs*” <http://test.publicpolicy.umd.edu/faculty/nelson>

USA Energy Policy Act of 2005: Section 322 on Hydraulic Fracturing (August 2005)
<http://iogcc.publishpath.com/Websites/iogcc/Images/Sec322EPACT.pdf>

USA Department of Interior Bureau of Land Management (2012) “*Oil and Gas; Well Stimulation, Including Hydraulic Fracturing, on Federal and Indian Lands.*”
<http://www.doi.gov/news/pressreleases/loader.cfm?csModule=security/getfile&pageid=293916>

USGS Oil and Gas Assessment Team (2012 a) “*Variability of Distributions of Well-Scale Estimated Ultimate Recovery for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Resources in the United States*” Open-File Report 2012–1118
<http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/OF12-1118.pdf>

USGS (2012 b) “*An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World*” Fact Sheet 2012–3028 March 2012
<http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3042/>

U.S. National Research Council Report (2012) , “*Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*”,
<http://dels.nas.edu/Report/Induced-Seismicity-Potential-Energy-Technologies/13355>

Veil J (1997) “*Costs for off-site disposal of nonhazardous oil field wastes: salt caverns versus other disposal methods.*”
<http://web.ead.anl.gov/saltcaverns/doc/saltcost.pdf>

Veil J, Smith K, Tomasko D, Elcock D, Blunt D y Williams G (1998) “*Disposal of NORM-Contaminated Oil Field Waste in Salt Caverns*” Trabajo preparado para el DOE.
<http://www.evs.anl.gov/downloads/Veil-et-al-1998-Salt-Cavern-Risk-Assessment.pdf>

Veil J (2001) “*New Technologies for Managing Oil Field Wastes*”
<http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/766354>

Veil J (2010) “*Water Management Practices Used by Marcellus Shale Gas Producers*” Argonne National Laboratory ANL/EVS/R-10/3
<http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2010/07/67463.pdf>

Veil J (2011) “*Water Management Practices Used by Fayetteville Shale Gas Producers*” Argonne National Laboratory ANL/EVS/R-11/5
http://www.veilenvironmental.com/publications/pw/Water_Mgmt_in_Fayetteville_Shale.pdf

Wang, J., Ryan, D. y Anthony, E.J. (2011). “*Reducing the greenhouse gas footprint of shale gas*”. Energy Policy 39, 8196-8199.

Wang, X. (2009). “*The state-of-the-art in natural gas production*”. Journal of natural Gas Science and Engineering 1, 14-24.

WEC (2010) “*Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*”
<http://www.worldenergy.org/documents/shalegasreport.pdf>

WEC (2012) “*Survey of Energy Resources: Shale Gas – What’s New*”
<http://www.worldenergy.org/documents/shalegasupdatejan2012.pdf>

Wei, H., Li, L., Wu, X. y Hu, Y. (2011). “*The analysis and theory research on the factor of multiple fractures during hydraulic fracturing of CBM wells.*” Xi’an International Conference on Fine Geological Exploration and groundwater and gas hazards control in coal mines. Disponible en: www.sciencedirect.com

Weinstein, B y Clower T (2008) “*Potential Economic and Fiscal Impacts from Natural Gas in Broome County, New York*”
<http://www.gobroomecounty.com/files/countyexec/Marcellus-Broome%20County-Preliminary%20Report%20for%20distribution%207-27-09.pdf>

Weijermars, R. (2011).”*Strategy implications of world gas market dynamics*”.Energy Strategy Reviews, 1-5. Disponible en: www.ees.elsevier.com/esr

Wentworth C.K. (1922). “*A scale of grade and class terms for clastic sediments.*” J. Geology V. 30, 377-392 (1922).

Wiseman H (2009) “*Untested Waters: The Rise of Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Production and the Need to Revisit Regulation*” 20 Fordham Env'tl. Rev. 115 (2009)

Wiseman H (2011) “*State Enforcement of Shale Gas Development Regulations, Including Hydraulic Fracturing*”
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1992064&rec=1&srcabs=1953547&alg=1&pos=1

Wiseman H y Gradijan F (2012 a) “*Regulation of Shale Gas Development, Including Hydraulic Fracturing*” Center for Global Energy, International Arbitration and Environmental Law University of Texas School of Law
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1953547

Wiseman H (2012 b) “*Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development: Enforcement of Shale Gas Development Regulations*”
<http://ssrn.com/abstract=1953547>

Wiseman H (2012 c) “*Fracturing Regulation Applied*” Duke Environmental Law and Policy Forum Spring 2012 páginas 363 a 384.

Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Anderson K, Footitt A (2011), “*Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*”
http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf

Wood Mackenzie (2010) “*US/Overseas Tax Analysis*”
http://www.api.org/~media/Files/Policy/Taxes/US_Overseas_Tax_Analysis_Dec_2010.pdf

Wood Mackenzie (2011) “*Energy Policy at a Crossroads: An Assessment of the Impacts of Increased Access versus Higher Taxes on U.S. Oil and Natural Gas Production, Government Revenue, and Employment*”

http://www.api.org/~media/Files/Policy/Taxes/SOAE_Wood_Mackenzie_Access_vs_Taxes.pdf

Wright Randall (2011) “*Resource Plays: Undeveloped Reserves*”
“*The Learning Curve*”

<http://www.wrightandcompany.com/2011%20TOGA%20Conference%20-%20May%2012.pdf>

Yaritani H, y Matsushima J (2014) “*Analysis of the Energy Balance of Shale Gas Development*” *Energies* 2014, 7, 2207-2227; doi:10.3390/en7042207
www.mdpi.com/1996-1073/7/4/2207/pdf

Yuhua, Z. y Dongkun, L. (2009). “*Investment optimization in oil and gas plays*”. *Petroleum Exploration and Development*, 36 (4) 535-540.

Ziff Energy Group (2011) “*How changing gas supply costs leads to surging production*”

http://www.ziffenergy.com/download/papers/Gas_Costs_Supply_%20Growth_April_2011_web_version.pdf