

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

19 de agosto de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Introducción	4
<u>Análisis I</u> : ¿El gas shale es game changer? Del slogan a la realidad.	6
✓ <i>Texas y el daño ambiental</i>	6
✓ <i>The New York Times y los e-mails que ponen en tela de juicio al gas shale</i>	7
<u>Estados Unidos</u> : recomendaciones para mejorar la producción de gas shale	12
✓ <i>Establecimiento de normas para la construcción de pozos de agua privados</i>	14
<u>Enfoque</u> : ¿Estados Unidos destronará a Rusia como mayor proveedor de gas?	15
<u>Análisis II</u> : Perspectiva del gas no convencional en Argentina	17
✓ <i>Proyectos de inversión en gas shale y tight</i>	20



Introducción



Si hay algo que Estados Unidos no necesita en este momento, es más acritud y estancamiento. Ahí es donde el debate sobre el desarrollo del gas natural en Estados Unidos ha estado dirigiendo, pero no es demasiado tarde para cambiar de dirección. Para ser francos, la industria del gas natural tiene un problema de credibilidad. El gas natural es una parte cada vez mayor y cada vez mayor de la economía de energía estadounidense, pero muchos norteamericanos no creen que este recurso pueda ser aprovechado de manera segura.

En los últimos años, un estado y varios municipios han prohibido efectivamente (algunos de forma permanente, otros temporalmente) el desarrollo de gas no convencional. Restablecer la confianza llevará tiempo, una fuerte supervisión por parte del gobierno, transparencia y un trabajo duro de la industria. No será fácil, pero se puede hacer. Un nuevo informe del Departamento de Energía encomendado a un panel de asesoramiento (que desgloso más abajo en un apartado especial) muestra algunos de los primeros pasos cruciales que puede ayudar a poner en marcha el proceso.

En el 2000, el gas shale representa el 1% del suministro del gas natural estadounidense. Hoy, esa cifra es de alrededor del 25% y sigue subiendo. Desde una perspectiva ambiental, lo que significa una buena noticia, ya que el gas natural es más limpio que el carbón, emiten menos contaminación de gases de efecto invernadero durante la combustión y evita el mercurio, el dióxido de azufre y otros contaminantes atmosféricos peligrosos que provienen del carbón.

El desarrollo de gas natural no convencional ha estado bajo intenso escrutinio debido a la preocupación generalizada sobre los impactos en el aire y la calidad de las aguas subterráneas, y los temores sobre la gestión de management inseguros y la eliminación de millones de galones de aguas residuales que produce cada pozo.

Los estudios recientes han cuestionado las ventajas del carbono del gas natural -una ventaja que se ve socavada por las fugas de metano de los pozos, tuberías y otros equipos. Todo esto es preocupante. Como el presidente Obama advirtió recientemente: "*Tenemos que asegurarnos de que estamos extrayendo gas natural de manera segura, sin contaminar el suministro de agua*".

Durante 90 días de intensa investigación y deliberación, el panel, presidido por el profesor del MIT, John Deutch, llevó a cabo una serie de audiencias públicas. Se han escuchado a representantes de la industria, líderes ambientales, los reguladores estatales y federales, científicos y otros. Se visitaron sitios de perforación y producción de primera mano. Se llevaron a cabo reuniones públicas en el sur de Pennsylvania para escuchar directamente a las personas que viven con el uso intensivo del desarrollo de gas shale, tanto lo bueno como lo malo. Partidarios y opositores llenaron el auditorio y contaron historias acerca de cómo el boom del gas shale los había afectado. Para algunos, había proporcionado un sustento económico. Para otros, se había hecho la vida una pesadilla. Si las recomendaciones del panel es puesto en marcha por los reguladores estatales y federales, la industria del gas natural podría ayudar a encausar el camino a seguir.

El informe insta a una mayor supervisión de la industria y deja en claro que *"una regulación eficaz y capaz es esencial para proteger el interés público"*. Por otra parte, los desafíos *"de la protección de la salud humana y el medio ambiente a la luz de la ampliación prevista de la producción de gas shale requiere esfuerzos conjuntos de los reguladores estatales y federales. Esto significa que los recursos dedicados a la supervisión de la industria debe ser suficiente para hacer el trabajo y no hay suficiente personal de regulación a nivel estatal y federal con los conocimientos técnicos por emitir, inspeccionar y hacer cumplir los reglamentos"*.

La falla de la industria en la divulgación de los productos químicos utilizados para la fractura de las formaciones shale es una de las razones por lo que la confianza pública fue fuertemente erosionadas. Es por eso que el panel enfatizó la necesidad de divulgar completamente los químicos, así como nuevas normas para la construcción de pozos y el manejo de aguas residuales. Igualmente importante, los reguladores deben contar con los recursos necesarios para la revisión oportuna y exhaustiva de las solicitudes de permiso.

La divulgación es necesaria en otras áreas. La industria debe proporcionar más datos sobre las operaciones en general, incluyendo las fugas de metano, que socavan la ventaja de carbono del gas natural respecto del carbón. El informe hace un llamamiento para la evaluación de las condiciones básicas de la calidad del agua antes de comenzar la perforación, la revelación de la composición de las aguas residuales de perforación, y una cuidadosa medición de las emisiones del aire asociadas con el proceso de perforación. El reporte también propone la creación de una base de datos nacional de información pública sobre las operaciones de gas shale, de modo que todas las partes interesadas puedan acceder fácilmente a la información clave.

Finalmente, el informe pide a la industria del gas natural ayudar a crear una organización nacional, con *stakeholders* externos, dedicados a la mejora continua de las *best practices* para la extracción de gas shale. Esta nueva organización sería muy necesaria para trabajar en la reducción de riesgos ambientales de las operaciones de gas shale, con un enfoque incansable en la protección de la calidad del aire y del agua. No es una tarea sencilla encontrar un equilibrio entre la seguridad pública y el desarrollo de esta fuente de energía en crecimiento continuo, pero es esencial que ocurra.

Análisis I: ¿El gas shale es game changer? Del slogan a la realidad

Natural gas: It's American, affordable and abundant. Así va el eslogan de marketing, pero cada vez más su precisión se cuestiona. El *game changer* tan promocionado sobre esta forma de energía no es todo lo bueno que se parece. Las predicciones sobre el maravilloso potencial de altos rendimientos de estos recursos se han puesto en duda en medio de las preocupaciones ambientales sobre la forma en que los recursos se extraen. A pesar de estas preocupaciones, los principales *players* en la industria de gas natural de **Connecticut** llevan adelante sus planes de expansión, a pesar que los precios de la energía subirán y la dependencia de los países extranjeros se incrementará si la oferta interna resulta no ser tan grande como se había predicho. "*Incluso si las predicciones del shale se reducen, aún representa una gran cantidad de gas natural en la región y una oportunidad para Connecticut*", dijo **Karen Samide**, vocera de **Berlin utility Yankee Gas**, que está expandiendo su sistema.

Algunos artículos publicados por el **New York Times** indican que las predicciones de gas shale exageran en su impacto, lo que equivale el entusiasmo en torno a estos recursos con la burbuja inmobiliaria que estalló en el inicio de la recesión económica. The New York Times indica que gran cantidad del gas shale no es sostenible en el largo plazo y los correos electrónicos internos de los funcionarios dentro de la EIA duda del futuro del gas shale.

Oficialmente, la EIA ha mantenido su postura sobre las perspectivas positivas para el gas shale, pero admite que hay incertidumbre sobre el futuro del recurso. Los pozos shale tiene sólo unos pocos años de edad, y su productividad a largo plazo no se han probado, la producción de gas shale se ha limitado a puntos claves, por lo que no se sabe si las formaciones tienen rendimientos similares, y muchas formaciones son tan grandes que no han sido ampliamente probado. Debido a la reciente entrada el suministro de gas natural, la consiguiente caída de los precios y las predicciones para el futuro, la compañías distribuidoras de gas natural de Connecticut: **Yankee Gas, Southern Connecticut Gas Co. and Connecticut Natural Gas Corp.** están tratando de ampliar su base de clientes. "*El suministro adicional en Connecticut es siempre bueno*", dijo **John Dobos**, director e marketing y ventas de Southern Connecticut Gas and Connecticut Natural Gas. "*Hemos estado construyendo un buen momento*".

Texas y el daño ambiental

La polémica sobre el daño ambiental que ocasiona la perforación de gas llegó a los tribunales tejanos. En un artículo de **Kate Galbraith**, para el diario **Texas Tribune** y reproducido por **The New York Times**, se expone el tema. El reciente aumento de la perforación de pozos, incluyendo la fracking ha llevado a demandas legales y quejas de algunos propietarios de viviendas en Texas sobre la contaminación de los mantos acuíferos, así como preocupaciones acerca de la gran cantidad de agua necesaria para operar un pozo.

Pero las preocupaciones sobre la contaminación atmosférica de las operaciones de perforación también han estimulado la ira en **Barnett Shale** alrededor de **Fort Worth**, la primera de las tres principales zonas de perforación en el estado. En Texas, estas

preocupaciones llevaron a los legisladores, en particular los de la región de Barnett, para presentar una serie de proyectos de ley para aumentar la supervisión de la industria gasífera.

Debido a que el estado de Texas enfrenta un déficit de 15 mil millones a 27 mil millones de dólares, los ejecutivos de la industria del gas temen que se acabe la exención fiscal de 22 años de antigüedad, que estimula algunas técnicas de perforación de gas natural, en las que se incluye la fractura hidráulica. El legislador **Lon Burnam**, demócrata de **Fort Worth**, acaba de presentar a la legislación un proyecto que elevaría en 2.3 mil millones de dólares para el estado durante los próximos dos años. “*La rebaja de impuestos tenía el propósito de impulsar a la industria, pero ahora no lo necesita más*”, expresó Burnam.

Hace un siglo, en los primeros días del auge del petróleo en Texas, el gas natural se consideraba un producto de desecho. Pero después de descubrirse un yacimiento gigante de gas en la zona del **Panhandle** en el año 1918, los tejanos comenzaron a utilizar el combustible para la fabricación de carbón negro, que se utiliza para fabricar neumáticos. Con el tiempo, los estadounidenses comenzaron a utilizar el gas para calentar sus hogares y, más tarde, para alimentar las centrales de energía eléctrica.

La producción de electricidad usando gas natural en Texas se está convirtiendo en una cuestión política. El vicegobernador **David Dewhurst** dijo recientemente que preferiría que las viejas plantas a carbón sean sustituidas por otras de gas natural en el largo plazo. Sin embargo, los expertos en energía dicen que esto sería muy costoso y difícil de lograr en un mercado liberado. Mientras tanto, la perforación va a continuar. La crisis en Medio Oriente hasta ahora ha tenido poco impacto en el gas, porque es de producción nacional.

Sin embargo, las controversias sobre el impacto de la perforación en la contaminación del agua y del aire parecen intensificarse, como los perforadores llegan a nuevas áreas en **Eagle Ford Shale**. **Jen Powis**, representante del **Sierra Club** en la región de Texas, dijo: “*Estas tres grandes obras representan un problema enorme*” para las comunidades locales, en términos de emisiones al aire y daños al agua. Añadió que los reguladores de Texas han sido demasiado laxos para acabar con la contaminación del aire y del agua, y que los problemas que ocurren en Texas pasan “*desapercibidos*”, en contraste a otros estados donde hay perforación como ocurre en **Pennsylvania**. Uno de los casos más importantes en Texas en el que la **EPA** acusó a un perforador **Rangers Resources**, por la contaminación de dos pozos de agua en el condado de **Parker**, se mantiene enredado en un litigio.

The New York Times y los e-mails que ponen en tela de juicio al gas shale

En los e-mails, ejecutivos de energía, *lawyers* de la industria, geólogos de estados y analistas de mercado son escépticos sobre las previsiones de los análisis en voz alta y preguntan si las empresas de forma intencionada, e incluso ilegal, exageran la productividad de sus pozos y el tamaño de sus reservas. Muchos de estos e-mails también sugieren una visión que está en un marcado contraste con los comentarios públicos más optimistas realizados por la industria¹. “*El dinero está entrando*”, de los inversores a pesar que el gas shale es “*inherentemente no rentable*”, escribió un analista del **PNC Weath Management**, una

¹ The New York Times, “*Insiders Sound an Alarm Amid a Natural Gas Rush*”, (25/6)

compañía de inversión, a un contratista por e-mail en febrero último. "*Reminds you of dot-coms*".

"*La palabra en el mundo de los independientes es que las shale plays son un gigante esquema de Ponzi y su economía simplemente no funciona*", escribió un analista de **IHS Drilling Data**, una compañía de energía, en un e-mail del 28 de agosto de 2009. Datos de la compañía por más de 10.000 pozos en tres grandes formaciones de gas shale plantean nuevas preguntas sobre las perspectivas de la industria. Es indudable que existe una gran cantidad de gas en las formaciones. La cuestión sigue siendo cómo de asequible se puede extraer.

Los datos muestran que si bien existen algunos pozos muy activos, a menudo están rodeados de amplias zonas de regiones menos productivas con pozos que en algunos casos cuestan más perforar y operar que el gas que producen termina siendo una pena. Además, la cantidad de gas producido con éxito en muchos de los pozos está cayendo mucho más rápidamente de lo inicialmente previsto por las empresas de energía, por lo que es más difícil para ellos obtener una ganancia a largo plazo.

Si la industria no está a la altura de las expectativas, el impacto se sentirá mucho. Los legisladores federales y estatales están considerando aumentar drásticamente los subsidios para el negocio del gas natural con la esperanza de proporcionar energía a un costo más bajo en las próximas décadas. Pero si el gas natural en última instancia, resulta más costoso de extraer de la tierra como se ha predicho, los propietarios, inversores y prestamistas podrían ver sus inversiones fallar, mientras que los consumidores pagarán un precio más alto en las facturas de electricidad y de calefacción.

Hay aquí implicaciones ambientales, también. La tecnología utilizada para obtener el gas que fluye de la tierra puede requerir más de un millón de galones en agua por pozo, y algunas cantidades de agua deben ser eliminadas, ya que se contaminan en el proceso. Si los pozos de gas shale se desvanecen más rápido de lo esperado, las empresas de energía tendrán que perforar más pozos, con más frecuencia, lo que resulta en más residuos tóxicos.

Los e-mails fueron obtenidos a través de registros de solicitudes abiertas o proporcionado a The New York Times por consultores de la industria y analistas que dicen que creen que la percepción pública del gas shale no coincide con la realidad, los nombres y datos de los involucrados fueron preservados para proteger a estas personas, que estaban autorizados para comunicarlo públicamente. "*Y ahora estos gigantes corporativos están teniendo un momento Enron*", dijo un geólogo retirado de una compañía mayor de petróleo y gas que escribió un mail en febrero sobre las compañías que invirtieron en gas shale. "*Quieren desviar la luz para ocultar la verdad*".

Overestimating Natural Gas Production

Gas producers are more optimistic in their projections than are analysts like Art Berman, a Houston-based petroleum geologist who has studied the average per-well reserves for six producers in the Barnett shale in Texas. Below is a comparison of his projections and company estimates, in billions of cubic feet.

COMPANY	MR. BERMAN'S ESTIMATE	COMPANY CLAIM	PCT. EXCEEDING MR. BERMAN'S ESTIMATES
Quicksilver	1.0	4.5	+350%
XTO	1.4	3.3	+136
EOG Resources	1.2	2.8	+133
Encana	1.3	2.4	+85
Devon Energy	1.2	2.2	+83
Chesapeake Energy	1.5	2.6	+73

Source: Art Berman, Labyrinth Consulting Services

THE NEW YORK TIMES

Otros dentro de la industria siguen siendo optimistas. Ellos argumentan que la economía del gas shale mejorará a medida que suba el precio del gas, la tecnología evoluciona y la demanda de gas crece con la ayuda del aumento de los subsidios federales que se están considerando en el Congreso. *"El suministro de gas shale va a seguir aumentando"*, dijo **Steven C. Dixon**, vicepresidente Chesapeake Energy, en una conferencia de la industria de energía en Abril en respuesta al escepticismo sobre la performance de los pozos.

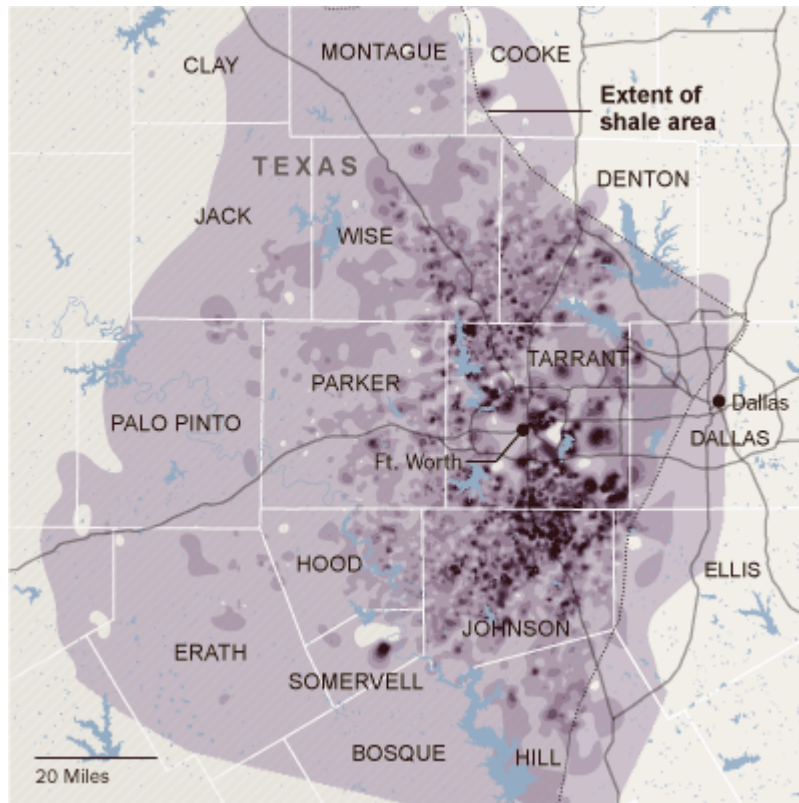
Una ex *stockbroker* con **Merrill Lynch**, **Deborah Rogers**, dijo que comenzó a estudiar los datos de las compañías en octubre de 2009 después de asistir a un discurso del director ejecutivo de Chesapeake, **Aubrey K. McClendon**. Las matemáticas no daban resultados, dijo Rogers. Su investigación mostró que los pozos fueron diluyéndose más rápido de lo esperado. Estos pozos se están agotando tan rápidamente que los operadores están en un costoso juego de *"catch-up"*. Rogers escribió en un e-mail el 19 de noviembre de 2009, a un geólogo de petróleo en **Houston**, quien estuvo de acuerdo con lo escrito. *"Esto podría tener graves consecuencias para nuestra economía local"*, explicó en el e-mail.

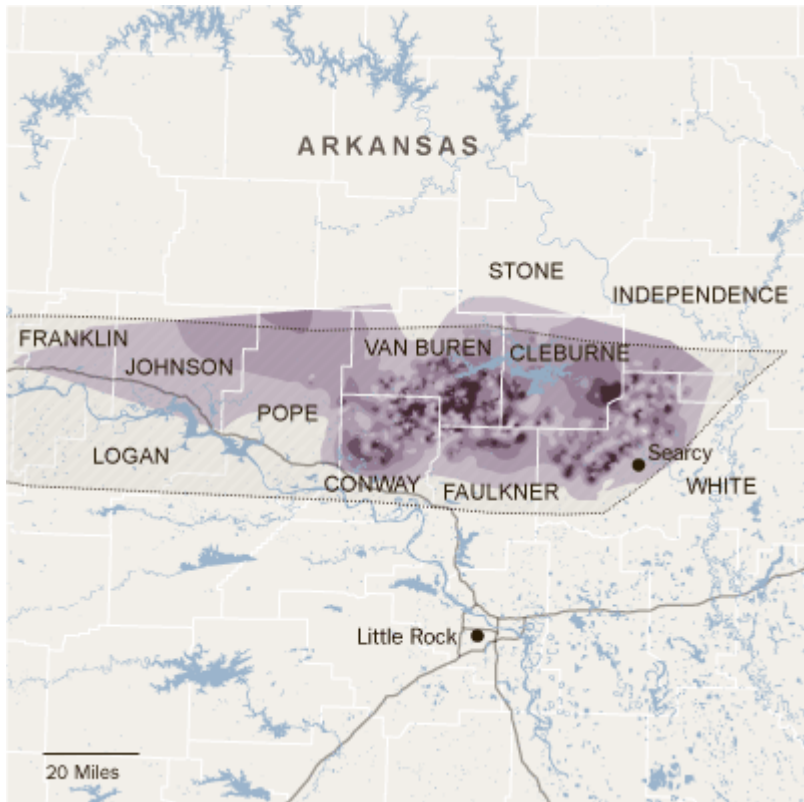
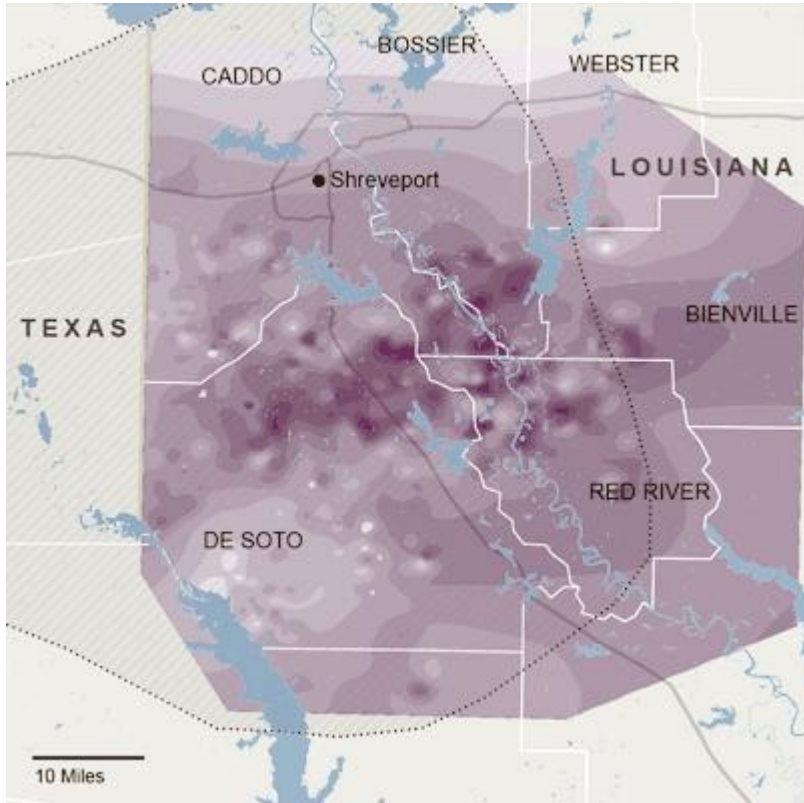
Para los inversores, las empresas shale tenían un pitch más sofisticado. Con mejor tecnología, que había refinado un *"manufacturing model"*, dijeron, que les permita colocar prácticamente en cualquier parte de las formaciones shale y esperar retornos de largo plazo. Para **Wall Street**, este era el Santo Grial: una propuesta de bajo riesgo y alta rentabilidad. Pero a finales de 2008, la recesión se apoderó y el precio del gas cayó en cerca de dos tercios, llevando a caer en picada al modelo de perforación de las empresas.

En Texas, los anuncios de las petroleras sobre las virtudes del Shale desaparecieron. Las compañías de energía rescindieron los arrendamientos de altos precios que ofrecieron a miles de habitantes, lo que motivó demandas colectivas. Los royalty disminuyeron. Los ingresos tributarios cayeron. El impacto de la crisis fue inmediato para muchos. *"Oscuros, que es como yo lo describiría"*, dijo el reverendo **Kyev Tatum**, presidente del **Fort Worth chapter of the Southern Christian Leadership Conference**.

Algunas dudas acerca de la industria están siendo creados por personas que trabajan dentro de las empresas de energía, también. *"Nuestros ingenieros aquí proyectan que estos pozos tienen de 20 a 30 años de producción y en mi mente aún no se ha demostrado ser viable"*, escribió un

geólogo de Chesapeake, el 17 de marzo por e-mail a un analista de energía federal. "De hecho, soy bastante escéptico cuando veo el porcentaje de declive en el primer año de producción". "En estos plays de gas shale no es bueno en términos económicos en este momento", dijo el geólogo en un e-mail anterior al mismo funcionario el 16 de marzo. "Ellos están perdiendo un poco de dinero o sólo hacen pocas cantidades de dinero".







Estados Unidos: recomendaciones para mejorar la producción de gas shale

***Después de nueve meses de estudio, un panel del U.S. Department of Energy emitió fuertes recomendaciones para minimizar la contaminación del aire y del agua por la fractura hidráulica, o fracking como se denomina en inglés, de la extracción del gas natural de las rocas profundas.**

La producción de gas shale en Estados Unidos se ve amenazada por la oposición pública que crecerá al menos que el impacto ambiental de la industria sea controlado "*tan pronto como sea posible*", según un comité asesor promocionado por el gobierno. El panel de siete miembros fue consultado por **Steven Chu**, el secretario de energía, para hacer recomendaciones para mejorar la seguridad y el desempeño ambiental de la producción del gas shale. En su primer reporte, propusieron nuevos requerimientos para hacer un monitoreo ambiental, divulgación y fomento de las mejores prácticas, pero no menciona ninguna modificación del marco regulatorio.

John Deutch, ex director de la **Central Intelligence Agency** que preside el comité, dijo que el presidente **Barack Obama** ha dejado claro que quería que la industria crezca, sin dañar el medio ambiente. Las recomendaciones del panel mostraron la manera para que esto suceda. El comité, formado por académicos, consultores y el jefe del **Environmental Defense Fund**, fue atacado por los críticos de la industria antes que el reporte sea publicado porque varios miembros eran directores de compañías de energía.²

"*Nuestro informe es un compromiso, y en ese sentido no hará a todos felices*", dijo Deutch. Muchos ejecutivos de la industria dicen que aceptan la necesidad de normas ambientales más estrictas, pero la perspectiva de los nuevos requisitos pueden plantear problemas de aumento de costos que podría disuadir a algunos desarrolladores.

El comité argumentó que el riesgo de vertido de los líquidos de la fractura en el suministro de agua a través de las grietas en la roca es "*remoto*", a pesar que los líquidos derramos pueden causar contaminación. Otros problemas son la contaminación causada por el vertido incontrolado de líquidos de la fractura después de su uso, y la liberación de gas natural y contaminante al aire. El comité advirtió que estos "*serios impactos ambientales... es necesario prevenir, reducir y, cuando sea posible, eliminar lo más pronto posible*". Agregó: "*en ausencia de un control eficaz, la oposición pública va a crecer, poniendo así la continuidad de la producción en riesgo*".³

Las propuestas incluyen la exigencia a las compañías para informar el abastecimiento, uso y disposición de las aguas y químicos, un programa de recopilación de datos sobre contaminación del aire, y una nueva organización para fomentar las mejores prácticas. Al tiempo que insta a una regulación "*efectiva y capaz*", el comité dijo que la cuestión de si las autoridades federales deben desempeñar un papel mayor en comparación con los reguladores del estado "*no era el ámbito del informe*".

² Financial Times, "US panel warns of shale gas backlash", (11/8)

³ The Wall Street Journal, "Panel Calls for More 'Fracking' Rules", (11/8)

Priority best practice topics

Air

- Measurement and disclosure of air emissions including VOCs, methane, air toxics, and other pollutants.
- Reduction of methane emission from all shale gas operations

Water

- Integrated water management systems
- Well completion – casing and cementing
- Characterization and disclosure of flow back and other produced water

La reducción de los costos de perforación atrajo a compañías para desarrollar **Marcellus Shale**, una formación de **New York** a **West Virginia** que incluye regiones que no está típicamente asociadas con la producción de gas. El crecimiento de la *fracking* ha suscitado dudas "*sobre si la producción actual y futura puede hacerse de una forma ambientalmente adecuada que satisfaga las necesidades de confianza pública*", dice el informe.

Establecimiento de normas para la construcción de pozos de agua privados

Una comisión especial del Estado recomienda el establecimiento de normas a nivel estatal para la construcción de nuevos pozos de agua privados, resucitando un tema que se ha debatido en las últimas dos décadas. El Gobernador del **Marcellus Shale Advisory Commission** incluye la recomendación en un informe del mes pasado una guía para el desarrollo de los *deep pockets* de gas natural en la formación Marcellus Shale. La comisión también recomendó duplicar la distancia que separa a un pozo de gas de un pozo de agua de 250 a 500 pies. El Senador **Gene Yaw** está considerando la introducción de la legislación para establecer normas de nuevos pozos de agua.⁴

Más de 3 millones de residente en **Pennsylvania** se basan en aproximadamente 1 millón de pozos privados de agua potable. La contaminación del agua potable con metano ocurrió el año pasado en **Dimock Twp.**, es uno de los temas más volátiles que rodea las operaciones de fractura hidráulica usada en los pozos de gas en Northeast Pennsylvania. **Cabot Oil and Gas Corp.** acordó pagar 4.1 millón de dólares a los residentes Dimock afectados por la contaminación de metano atribuida a los malos pozos de gas natural.

Alrededor 20.000 nuevos pozos nuevos de agua se perforan cada año en el estado, con todo esto la dependencia de agua del pozo, Pennsylvania es uno de los pocos estados sin una reglamentación de pozos privados. La Comisión mantuvo su recomendación sobre normas de pozos de agua en su alcance, en referencia a otro estudio realizado en 2009 por el **Center for Rural Pennsylvania**, una agencia de investigación legislativa, que concluyó

⁴ TheTimes-Tribune.com, "Marcellus report revives water well issue" (15/8)

que el 40% de los pozos de agua privado no han podido cumplir al menos un standard de agua potable relacionadas con la salud. La comisión señaló que los pozos de agua pobremente construidos pueden ser vías para bacterias y contaminantes como el gas metano para migrar a los suministros de agua.

Los acuíferos de agua subterránea puede ser contaminada por los sistemas sépticos, la escorrentía de fertilizantes y de minería, encontró el centro de estudio, mientras que los pozos individuales puede ser contaminada por cubiertas expuestas así. El estudio recomienda la aprobación de las leyes estatales que requieren de pruebas de nuevos pozos de agua por un laboratorio certificado y normal para las nuevas construcciones. La perforación de Marcellus Shale ha llevado a la gente a pedir la protección del suministro de agua.

¿Estados Unidos destronará a Rusia como mayor proveedor de gas?



Percentage increase in U.S. natural gas output from hydro-fracking since 2008

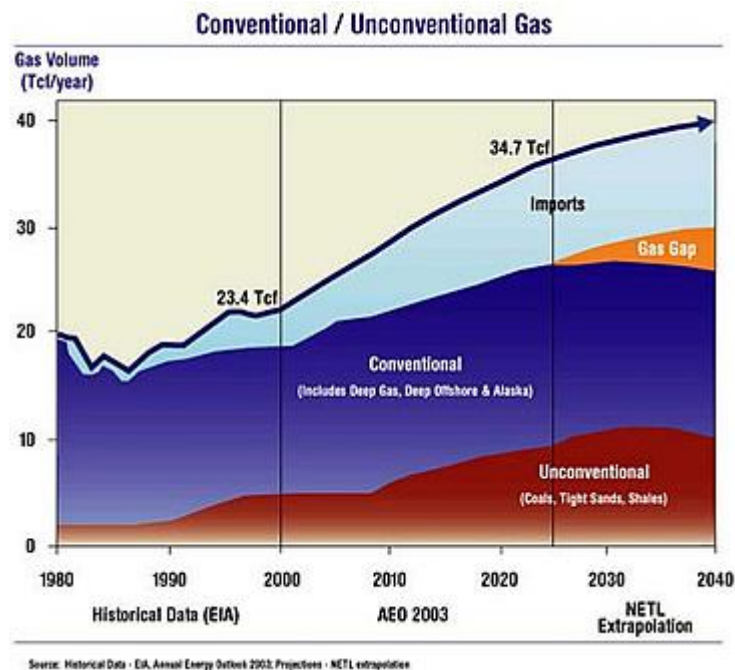
El boom del gas natural estadounidense hará que **Estados Unidos** destrone a **Rusia** como el mayor proveedor de gas natural en el mundo, y seguirá creando puestos de trabajo en Louisiana, según un nuevo estudio. El **Baker Institute for Public Policy** de la **Rice University** hizo público un estudio, titulado "*Shale Gas and U.S. National Security*", afirma que la participación de Rusia en el mercado de gas de **Europa Occidental** caerá de 27% en 2009 al 13% en 2040 como resultado del aumento de la producción de gas shale, especialmente del aumento de la actividad en **Haynesville Shale** en **Louisiana** y el **Marcellus Shale** en **Pennsylvania**, creando una oportunidad para el aumento de las exportaciones estadounidenses de gas natural a los mercados de Europa y Asia.

En los últimos 12 meses, más o menos 48.000 personas han sido contratados en Pennsylvania para trabajar en Marcellus Shale, y en abril, **Dow Chemical** anunció planes para expandir varias *facilities* en Louisiana, incluyendo la construcción de nuevas plantas de etileno en la **Costa del Golfo** que iniciará operaciones en el año 2017, y una planta de producción de propileno que abrirá sus negocios en 2015. La razón de la elección de Louisiana por Dow? un precio competitivo del etano y el propano como *feedstocks* que se

usan para una amplia variedad de productos de consumo, incluyendo plásticos, fibras y lubricantes, y se producen a través de la fractura hidráulica.

Además, las terminales de importación de GNL, como **Sabine Pass** de **Cheniere Energy** en Louisiana, están buscando los permisos y la financiación para construir la capacidad para exportar el gas natural. El estudio, patrocinado por **U.S. Department of Energy**, afirma que los países europeos están en proceso de desarrollar su propia producción de gas shale, lo que genera un mayor impacto en la demanda de la región para las importaciones de Rusia e Irán, y sostiene que la producción de gas shale reducirá la capacidad de Rusia para utilizar su riqueza petrolera y gasífera como una "*herramientas para obtener beneficios políticos*".

Rusia es el mayor exportador del mundo de gas natural, con 187 mil millones de metros cúbicos exportados en 2010, y tiene las mayores reservas probadas del mundo. Sin embargo, Rusia ya ha comenzado a aceptar precios más bajos por su suministro por tubería para algunos clientes en Europa Occidental, y ahora está permitiendo que algunas ventas a la región sean indexados a los precios spot del gas, a diferencia de la negociación de los mercados de futuros.



La Rice University afirma que este cambio en el mecanismo de fijación de precios marca un "*cambio de paradigma*" en el dominio de Rusia sobre el suministro energético de Europa. Además, países como Polonia está en el proceso de producción de gas natural a escala comercial, y de acuerdo con la **U.S. Energy Information Administration**, puede tener más de 5 trillones de metros cúbicos de recursos de gas shale. **Amy Myers Jaffe**, uno de los autores del estudio y director asociado del **Rice Energy Program**, afirma que las consecuencias geopolíticas de la expansión del gas shale estadounidense "*será enorme*". "*Al aumentar la oferta alternativa a Europa en forma de gas natural licuado el mercado estadounidense hará tambalear a los petro-poderes de Rusia, Venezuela e Irán*".

El estudio contradice la noción de que la revolución de gas shale estadounidense es de corta duración, y concluye que la producción nacional aumentará a más del cuádruple en 2040 a partir de niveles de 2010, y representan más de la mitad de la producción de gas estadounidense en 2030. Hace una década, las compañías estadounidenses estaban realizando grandes inversiones en terminales de importación de GNL basadas en el

supuesto que la producción nacional de gas natural seguía bajando, y que Estados Unidos pasaría a depender de las importaciones de **Rusia, Medio Oriente, África y Australia**. La historia se modificó radicalmente con la perforación horizontal.

No todo el mundo está alabando los avances tecnológicos. **Jackie Savitz** de **Oceana** afirma que el gas natural no es la panacea que nuestra economía ha estado buscando. "El proceso de fractura hidráulica es muy destructivo, y puede conducir a la contaminación del agua subterránea, que es difícil, sino imposible de resolver"

Análisis II: Perspectiva del gas no convencional en Argentina

La existencia del gas no convencional era un dato conocido en **Argentina** y las prospecciones de la extinta **YPF** estatal ya los había detectado. El dato es cierto, pero hace pocos años nadie hablaba de estos recursos. Tuvo que ocurrir el progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales (Argentina sufrió a partir de 2006 una intensa caída en la extracción y las reservas de gas natural), pero también un cambio tecnológico con el aumento de los precios internacionales, para que pueda pensarse en pasar de lo que sólo eran recursos muy potenciales a la esperanza de futuras reservas. Y aquí se plantean algunas preguntas: ¿Cuáles son los factores claves que pueden conducir al éxito económico y hasta qué punto pueden ser replicados como ocurre en Estados Unidos para Argentina? ¿Qué tecnologías pueden ser replicadas fácilmente y cuáles son las compañías especializadas? ¿Qué oportunidades económicas pueden ser esperadas en la región? ¿Qué precios mínimos de gas son necesarios para tener un desarrollo sostenible del gas shale? ¿Qué marcos legales y regulatorio están mejor posicionados para facilitar el desarrollo de gas shale?

Uno de los ejemplos es **Neuquén**, el petróleo y el gas están allí, en las arenas profundas y en la roca madre de las grandes formaciones del subsuelo provincial: **Vaca muerta** y **Los Molles**. Pero deberá extraerse y serán necesarias inversiones multimillonarias, nuevas tecnologías, etc. Actualmente existen algunas barreras para el gas no convencional en Argentina. En la industria se espera que en un periodo de entre 3 y 5 años se superen las barreras de precios, costos, provisión de equipamiento, desarrollo de recursos humanos calificados, importaciones de insumos y repuestos, soluciones ambientales, etc.

Una de las características de la industria de hidrocarburos es su carácter extractivo, con relativamente bajo efecto multiplicador económico en las zonas de producción, en función a los recursos totales generados por la actividad. La producción no convencional, en cambio, es mucho más intensiva y cara, lo que visto desde la región significa que quedarán localmente mucho más recursos. A modo de ejemplo: la perforación de un pozo convencional, dependiendo de sus características, insume entre 1 y 2 millones de dólares. Un pozo fracturado vertical de tight (arenas compactas) demanda entre 3,5 y 5 millones de dólares. El pozo exploratorio, profundo, fracturado horizontal, presentado recientemente por la estadounidense Apache en cercanías de Zapala requirió una inversión de 24 millones de dólares. El pozo en La Calera de la misma firma, "*ultra profundo*", de 5.300 metros, con temperaturas de trabajo en profundidad de hasta 180°C, insumió 17 millones de dólares.

Estos no serán los estándares. Por ahora se trata de pozos exploratorios, que forman parte de una secuencia de producción no estandarizada. Su objetivo consiste en determinar la productividad potencial de las formaciones a fin de conseguir las ecuaciones económicas para decidir el inicio de las inversiones mayores para la potencial producción a gran escala. Pero estos números brindan una aproximación al cambio en la magnitud de las inversiones que recibirá la cuenca neuquina. Otro dato adicional es que donde la explotación convencional demandaba un solo pozo, la no convencional necesita un reticulado de pozos.



Las razones para la esperanza existen porque los recursos están. Pero en el medio existen razones políticas y económicas que transforman el camino en una verdadera carrera de obstáculos. La privatización de los años 90, primero, y la provincialización de la década pasada, después, dejaron a la provincia en una situación de dependencia de la suerte de las empresas. Si a las operadoras les va bien, a la provincia también. Esto explica las gestiones actuales por conseguir una mejora de los precios recibidos por los privados, actualmente plasmados en los programas Plus. El tema no está resuelto. A modo de ejemplo: de los 5 millones de metros cúbicos diarios de gas que se extraen bajo el programa Plus, sólo alrededor de 2 millones reciben los precios plus. De todas maneras las partes reconocen que el proceso no está completo, pero sí encaminado, fundamentalmente porque se suma una realidad adicional. Las importaciones argentinas de gas son cada vez más caras, con un precio claramente superior al que se necesitaría para desarrollar el aumento de la producción local. Con referencia a las importaciones, se llegó a un acuerdo para incrementar las importaciones desde Bolivia de 5 a 7 millones de metros cúbicos diarios entre 2010 y 2011. También desde Bahía Blanca se aumentaron las cantidades ingresadas (de 7 a 10 millones de metros cúbicos) y, finalmente, se incorporó otro buque regasificador en Escobar que inyecta diariamente 8 millones de metros cúbicos, los efectos sobre el déficit comercial energético de este nuevo buque se reflejarán en los datos del segundo semestre⁵. Este dato permite predecir que el problema para transformar recursos en reservas y motorizar el boom de la explotación en la cuenca neuquina seguramente no estará en la insuficiencia del nivel de precios.

Los precios no se olvidaron. Siempre que, por las razones que fueren, una firma privada no recibe los precios plenos del mercado internacional las demandas de precios existen, pero pasaron a un segundo plano. En cambio, se volvió más común el reclamo por los costos. Por ahora, la situación no parece tan dependiente del tipo de cambio, como sucede con otras actividades exportadoras de la región más intensivas en mano de obra, sino por los costos en dólares locales comparados con los costos en dólares en otros países. Por ejemplo: para producir las fracturas hidráulicas en los pozos no convencionales se requieren equipos que aporten la potencia de presión hidráulica. Un equipo que brinda una potencia de 1.000 HHP (Hydraulic Horsepower) tiene un costo, alquilado en la cuenca neuquina, de 18.000 dólares diarios. El mismo equipo, alquilado en **Estados Unidos**, cuesta 12.000. Las firmas que proveen este servicio (de las que hay sólo 3 en la Argentina) descartaron problemas de falta de competencia en la provisión, o de escasez en los actuales niveles de producción. Atribuyeron el diferencial de casi el 50% a mayores costos de mano de obra, presuntamente, por la falta de flexibilidad, y a los mayores costos emergentes de la importación, tanto del propio equipamiento, como de los repuestos para mantenimiento.

Lo expuesto brinda los primeros indicios para conocer por dónde pasan las principales limitaciones para la expansión de la actividad. A la cabeza se encuentra la provisión de los nuevos equipos. El reciente caso del pozo de Apache en proximidades de Zapala vuelve a servir de ejemplo. Allí fue necesario proveer 32.000 HHP. No sólo se llevaron todos los equipos de la cuenca, sino que debieron traerse también de otras cuencas. Luego, ante una avería, se demandó un equipo de una segunda empresa. En otras palabras, la perforación de un solo pozo demandó, por más de un mes, casi todos los equipos de una proveedora.

Desde la economía la ecuación es clara. En un solo pozo puede existir entre 30 y 40 millones de dólares en equipamiento. Si las inversiones lo justifican, los equipos aparecerán, pero las empresas de servicios de perforación necesitan tener la certidumbre de continuidad

⁵ La Mañana de Neuquén, "El regreso del déficit energético", (14/8)

y volumen de la actividad para decidir traer los equipos. En este punto, el principal reclamo se encuentra en las restricciones a la importación, no sólo por los mayores costos, sino por las demoras en Aduana. Hilando más fino, los empresarios comparan la legislación local con la canadiense, donde el régimen de propiedad de los hidrocarburos es similar al de Argentina (a diferencia de Estados Unidos) y donde hoy existe uno de los desarrollados en hidrocarburos no convencionales más importantes del mundo (junto con Estados Unidos). Las operadoras destacan que allí se exime de impuestos hasta que se completa el repago del capital invertido. Por ello demandan también algún régimen impositivo especial tanto del Estado argentino, como del provincial, todo mientras dure el proceso inversor.

Proyectos de inversión en gas shale y tight

Un grupo de empresas canadienses y norteamericanas comenzaron a evaluar proyectos de inversión en gas shale y tight en Argentina, en los que por el momento sólo actúan YPF y Apache energía. Las firmas canadienses **ArPetrol** y **Madalena**, y la estadounidense Quintana -que por pocos años fue socia de CGC en el área Santa Cruz I- podrían empezar a invertir en el sector. Los fondos que se destinarían a ese tipo de exploración podrían duplicar el presupuesto de 1.500 millones de dólares que en los últimos años se empleó para proyectos de "upstream". Al mismo tiempo, Exxon Mobil desarrollará proyectos de inversión por su cuenta en **Bajada del Choique**, y en conjunto con **Petrobras**, en **Sierra Chata**.

Apache Energía fue la primera empresa en concretar proyectos de inversión en yacimientos no convencionales. La compañía perforó un pozo multi-fracturado en Lindero Atravesado y ahora analiza los resultados.

Kim Bates, vicepresidenta para América de **Exxon Mobil**, presentó proyectos de desarrollo hidrocarbúfero no convencionales al gobernador neuquino Jorge Sapag. La ejecutiva consideró que esos planes serán "*una verdadera revolución*", que impulsarán la actividad petrolera en áreas no conflictivas.

En los últimos meses las compañías **China National Off Shore Oil Corporation**, la argentina Bidas y Sinopec hicieron inversiones millonarias sobre un total de 29 áreas petroleras operadas por PanAmérica Energy y Oxy. Por otro lado, Royal Dutch Shell, también se mostró interesada en el negocio de la explotación de yacimientos **de hidrocarburos** no convencionales. Pero el Gobierno se negó a aceptar esa posibilidad.

Apache Energía Argentina SRL comunicó el 26 de julio el descubrimiento de un pozo de gas en su área de concesión Anticlinal Campamento, que está ubicada 20 kilómetros al este de la ciudad de Zapala. Dentro del plan exploratorio previsto por la empresa para este año, se perforó el pozo **APA.Nq.ACO.xp-2001** horizontal. En la profundidad vertical de 3.392 a 3.387 metros bajo boca de pozo (mbbp), luego de punzar y realizar una fractura múltiple en diez niveles correspondientes a la formación Los Molles (reservorio de gas en arcillas), resultó con una producción por surgencia de 83.500 metros cúbicos de gas por día. Actualmente se continúa con los ensayos.

Por otra parte, la empresa **YPF SA** informó un descubrimiento en el pozo **YPF.Nq.BAñ.x-2**, ubicado en el área exploratoria **Bajada de Añelo**, 30 kilómetros al noroeste de Añelo. Allí trabaja una unión transitoria de empresas conformada por YPF (70 por ciento), **Gas y Petróleo -G&P-** (15) y **Rovella Energía** (15).

El descubrimiento se produjo en la formación Vaca Muerta (reservorio de petróleo en arcillas), en la profundidad de 2.724 a 2.849,5 mbbp. Luego de punzar y fracturar el pozo, resultó con una producción por surgencia de 42,46 metros cúbicos por día de



petróleo, 7.512 de gas y 21,2 de agua. YPF SA también informó sobre un descubrimiento en el pozo YPF.Nq.LGus.x-2 (**Los Gusanos**), en la concesión de explotación **Loma La Lata-Sierra Barrosa**, ubicado en las proximidades de Añelo. Se produjo en la formación Vaca Muerta (reservorio de petróleo en arcillas), en la profundidad de 2.775,2 a 2.966 mbbp. Luego de punzar y fracturar el pozo, resultó con una producción por surgencia de 67,7 metros cúbicos por día de petróleo, 37.104 de gas y 28,8 de agua.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com