

## **Gas Shale, recuperación e impacto ambiental**

**Debate sobre la cantidad de gas recuperado, prematuro declive de los pozos y posible contaminación de las aguas subterráneas**

**Por Hernán F. Pacheco**

## Índice:

<u>Enfoque:</u> Re-evaluación de la industria shale ¿prematureo desmembramiento del boom?	4
✓ <i>¿Será asfixiado el mercado de gas natural con exceso de suministro?</i>	5
<u>Análisis I:</u> Gas no convencional, geoestrategia en la transformación de las oportunidades globales	7
✓ <i>Discusión en las entrañas de la industria ¿Cuánto gas de los plays es recuperable?</i>	9
✓ <i>China, India y Europa, entre los potenciales del gas shale</i>	13
<u>Análisis II:</u> Gas shale, impactos ambientales y estructura regulatoria	18
✓ <i>Chesapeake no explotará los yacimientos de gas en la principal cuenca del estado de New York</i>	23
✓ <i>Fisonomía de las formaciones de gas shale en relación los pozos de gas natural convencionales</i>	25
<u>Análisis III:</u> Factores que hacen a la producción shale económicamente viable	26
✓ <i>Mitchell Energy en el perfeccionamiento de técnicas de perforación</i>	28
<u>Análisis IV:</u> Petrobras redefine la acumulación gasífera peruana	29
✓ <i>Incongruencias en el desarrollo energético del sur de Perú</i>	31



## Enfoque: Re-evaluación de la industria shale ¿prematureo desmembramiento del boom?



El efecto del gas shale sobre la industria tiene que ser re-evaluado. El año pasado, muchos observadores del sector de energía advirtieron que el rápido desarrollo de nuevos recursos del shale tumbaría la economía del negocio del gas natural. Los recursos shale toman más esfuerzo para ser extraídos que el gas natural tradicional pero con un costo menor de producción porque son abundantes. Pero un ejecutivo de un productor *major* de gas shale estadounidense ahora dice que el desarrollo de nuevos *pools* masivos de gas será perjudicado por las extraordinarias tasas de declinación, ya que un pozo shale pierde aproximadamente 75% de su producción dentro del primero año.

Los proyectos shale también afrontan importantes obstáculos regulatorios, ambientales y otros. Estos factores, que están desarrollados más abajo, forzarán a los precios a responder por más altos costos en la producción de reservas *older-style*, dijo **Richard Moorman**, manager de análisis estratégico para **Southwestern Energy Co.**, un productor de gas shale estadounidense *quick-growing*.

El escepticismo sobre el shale, sin embargo, es compartido por el propietario de la red de tuberías de gas natural más grande de continente. En una entrevista, el director ejecutivo de **TransCanada Corp.**, **Hal Kvisle** dijo que los nuevos recursos shale son los suficientemente grandes para dar un codazo a las importaciones extranjeras de gas, pero no lo bastante para evitar la necesidad de dos tuberías del Ártico que su empresa propuso. La mayor parte de los observadores creen que esas dos líneas, que obtendría acceso a reservas más costosas, no serán necesarias gracias al crecimiento del gas shale. Mr. Kvisle no está de acuerdo.

"Estamos extáticos con el desarrollo de gas shale, no porque esto tenga impacto en Mackenzie -o aún en Alaska, en realidad probablemente sólo tendremos que importar siete u ocho billones de pies cúbicos por día de gas natural licuado", dijo. Las mayores regiones shale en Estados Unidos sólo añadieron cinco bcf de producción diaria en los 3½ años pasados, dijo Moorman. El shale proporciona aproximadamente 11% de la demanda estadounidense.

Las provisiones shale "no puede salvar a Estados Unidos de las necesidades de otras fuentes de gas". "Necesitamos pozos verticales, y cuestan más. Entonces necesitamos mayores precios". Los pozos verticales son aquellos usados por los productores de gas convencional. La mayor parte de las necesidades de precios de los pozos convencionales es de 7 dólares por 1.000 pies cúbicos para ser *profitable*. Esto es aproximadamente dos terceras partes más altos de lo que es hoy.

## ¿Será asfixiado el mercado de gas natural con exceso de suministro?

Por un lado, un número cada vez más creciente de economistas advierten sobre los peligros de incrementar la producción de gas natural al tope de asfixiar el mercado con un exceso de provisión. Por otra parte, no hay escasez para las empresas de energía que se lanzan a la extracción de gas más grande proyectada en el mundo alguna vez, proclamando que la nueva era de demanda floreciente estará sobre nosotros.

1) una mirada por los *hazy clouds* de los pronósticos en los fundamentos del mercado de gas. Los precios Henry Hub en el **New York Mercantile Exchange** cayeron 62% este año. Las reservas en Estados Unidos están en los máximos históricos. De hecho, hay una superabundancia del insumo en los campos en desuso y las unidades de almacenamiento de GNL a través del globo. Desde hace muchos meses a la actualidad, los productores tuvieron la esperanza que los precios del gas siguieran el ascenso de los precios del petróleo, pero la conexión tradicional, con un desfase entre el gas que arrastra al petróleo, se desbarató. Una parte de esto es la recesión: **Royal Dutch Shell**, la empresa de energía más grande de Europa, advirtió hace unas semanas que no ve absolutamente ningún aumento de las necesidades de gas en Europa, sólo un leve aumento en Estados Unidos.

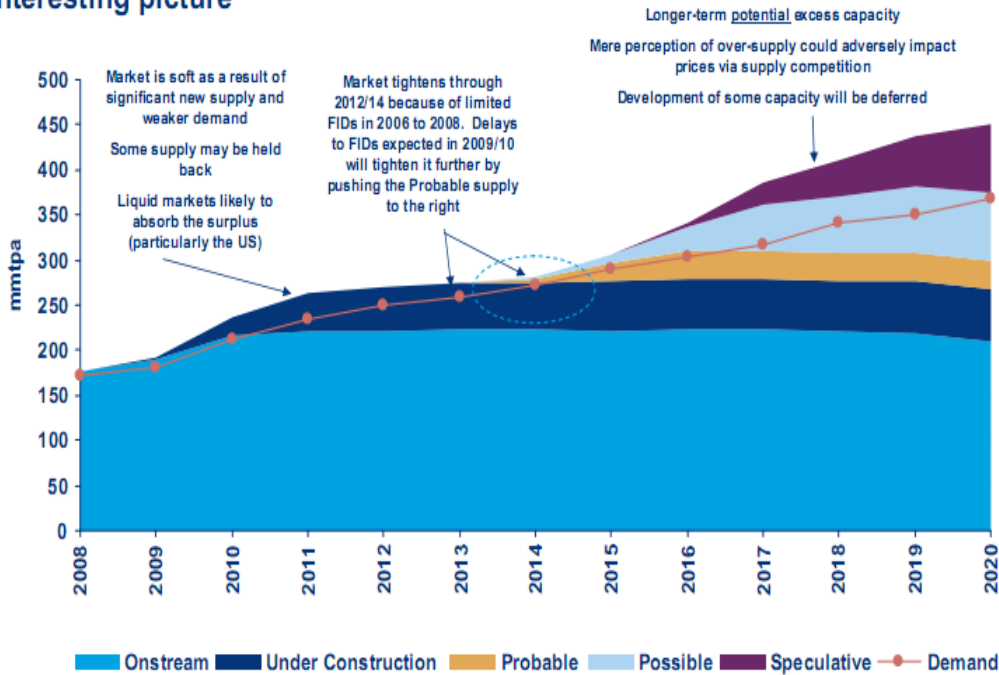
En el corto plazo, las conversaciones entre los analistas de **Morgan Stanley** sobre el estado natural del contango, donde los precios de transacción spot son inferiores que los precios forward, podrían derrumbarse haciendo que el mercado de gas entero se paralice el próximo año. Ahora la **International Energy Agency** advirtió que espera que haya poca posibilidad de una recuperación de la demanda antes de 2015, con el nuevo énfasis en las fuentes renovables, nuclear y eficiencia de energía.

Pero mirando más allá de la demanda estancada, el exceso de provisión también fue causado por los *breakthroughs* tecnológicos en técnicas de extracción más baratas para desarrollar. Estados Unidos se apresuró en su camino por reservas de gas natural a una tasa alarmante, pero durante las dos décadas pasadas, el gas no convencional -shale y *coal-bed methane*- creció de 10 a 40% del mercado.

Con todos estos factores de cambio, una cosa es cierta. El gas no se comporta como antes. Y su futuro como commodity estará enteramente entretejido por decisiones políticas -sumamente imprevisibles- sobre su fiabilidad como reemplazo del carbón y del petróleo.

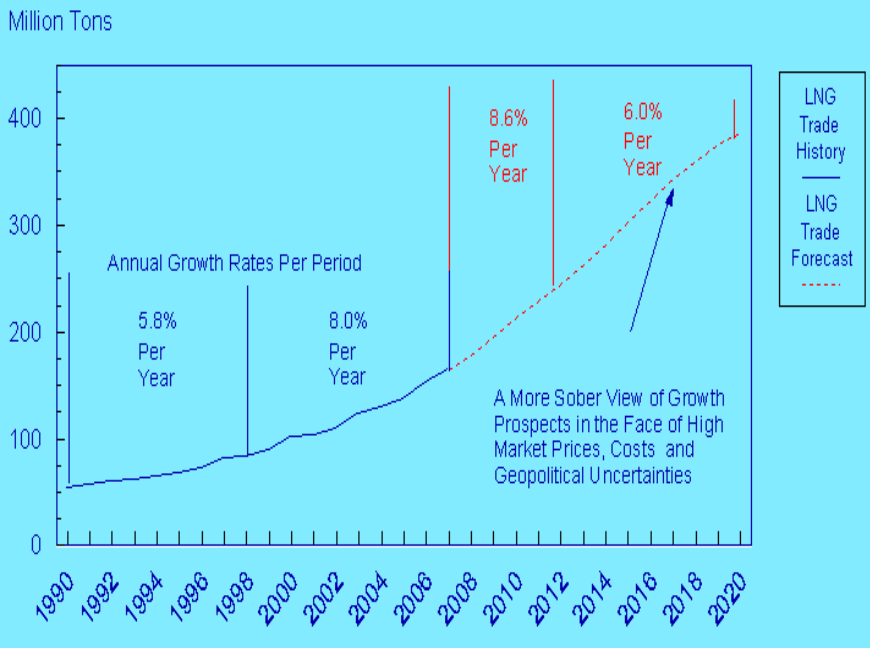


### Putting the demand and supply outlooks together creates an interesting picture



Source: Wood Mackenzie LNG Tool, August 2009

### PROJECTED WORLD LNG TRADE - BASE CASE



## Análisis I: Gas no convencional, geoestrategia en la transformación de las oportunidades globales

\*“Currently, the hottest play going in unconventional gas is the pursuit of shale gas reservoirs.”

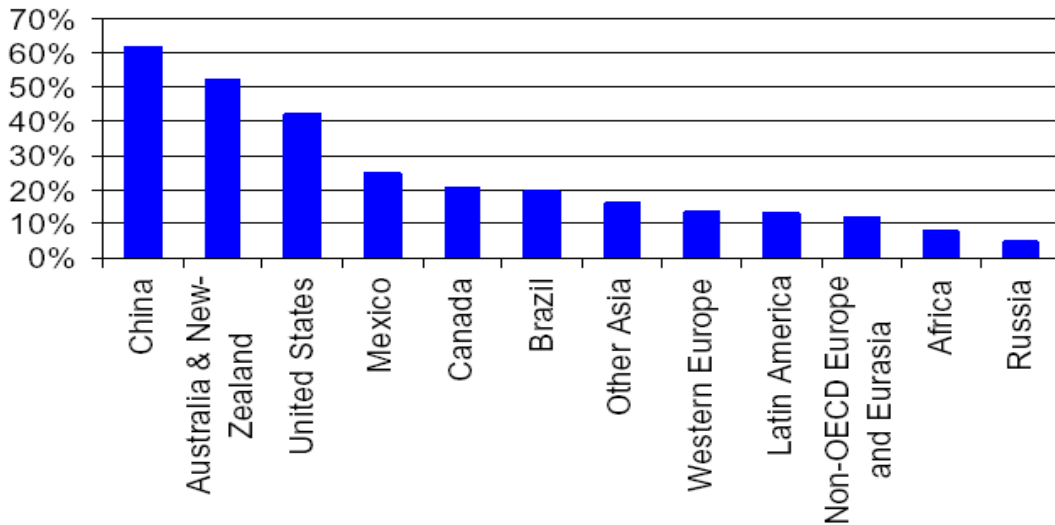


El potencial de producción de fuentes shales y otras no convencionales cambiaron considerablemente el *outlook* mundial de gas natural. Nada ilustra el poder de la tecnología de transformar esta perspectiva de energía más claramente que el ejemplo del desarrollo de los depósitos de gas shale en Barnett. Las fuerzas geoestratégicas, las ambiciones nacionales, el *risk capital* y los avances tecnológicos de la industria estadounidense y los procesos de management transforman a la búsqueda de gas shale en una oportunidad global.

Si el éxito norteamericano con el gas shale es en parte reproducido en Europa, China y más tarde, tal vez, en India, los mercados físicos de energía y financieros mundiales serán modificados de modos notables y positivos. "*Las fuentes no convencionales probablemente desempeñen un rol en otras partes del mundo*", observó **Glen Sweetnam**, director de la división económica y de gases de efecto invernadero del **US Energy Information Administration**.

Para 2035, el gas shale podría representar el 62% de gas total producido en China, el 50% en Australia, y el 42% en Estados Unidos. "*Ellos también tienen gas shale en Europa, pero allí aumenta el desacuerdo sobre si se desarrollará*" porque algunos de estos recursos están en propiedades privada, los funcionarios deben afirmar con una actitud "*not-in-my-backyard*" (NIMBY) -expresión del inglés americano "*mientras no me toque a mí*"-, y la región no tiene una industria de servicios de yacimientos petroleros robusta para apoyarlos, dijo. Sweetnam dijo que la EIA está proceso de "*tuning up*" de su primer modelo de perspectiva de gas internacional, que será incluida en el próximo energy outlook anual. El gas proporcionó 26% de la energía mundial consumida en 2006 y debería suministrar una parte similar, dijo, agregando "*en el uso final, el gas competirá con otros combustibles en mercados estacionarios*".

## Unconventional gas is also likely to play an important role in other regions



Por otra parte, Sweetnam dijo "el gas convencional low-cost estadounidense se ha agotado. Queremos con el gas convencional en la profundidad onshore de alto costo y en pequeños espacios offshore. El recurso no convencional es grande, pero sus costos tendrán que llegar a cerca de 4 dólares por millón de BTU para ser competitivos".

Las condiciones locales determinarán el tiempo y la extensión de los desarrollos de gas shale. La carencia de infraestructura existente y las cuestiones relacionadas con el manejo del agua probablemente hará el desarrollo del Marcellus shale más lento que otros shale de otras partes de Estados Unidos", según **Jen Snyder**, jefe de gas en Norteamérica para **Wood Mackenzie**, con sede en Houston. Europa podría ser un "game-changer" pero sólo después de 2019, añadió.

**Jim Jensen**, presidente de **Jensen Associates** en Weston, Mass., advirtió contra el sobre-optimismo del gas shale. "El gas natural es una energía manic-depressive, que se balancea hacia la disminución a las abundantes perspectivas de suministro", dijo, agregando que el desarrollo de gas shale podría ser afectado por cuestiones de costo así como la disponibilidad de agua y temas como NIMBY. Snyder dijo que la llegada de una recesión económica para finales de 2008 y una recuperación que se contempla hay una influencia cada vez más gradual en la demanda de gas y en el outlooks de precios. "La reducción de la demanda ocurrió con el crecimiento de la capacidad de licuación global, creando un completo desajuste", observó. El nuevo crecimiento de la producción de gas shale norteamericano hasta 2015 podría dejar de lado el GNL de la cuenca del Atlántico, sugirió.

"Los que contemplamos los próximos años de las provisiones europeas, conforme a los contratos take-or-pay, los volúmenes se contraerán para proteger el precio en los períodos de exceso de suministro", dijo Snyder. Los precios del GNL en Europa y Estados Unidos podrían quedarse cerca hasta 2013, pero pueden subir en 2013 en Europa, pero no en Estados Unidos debido a su producción de gas shale. "Esencialmente, un amplio gap podría abrirse cuando más provisiones de GNL son entregadas en Europa".

Los miembros del panel "The Evolution of Global Gas Markets" en el **Center for Strategic and International Studies** dijeron también que estaban escépticos de la perspectiva estadounidense de hacerse exportador de GNL si sus recursos de gas shale son agresivamente desarrollados. Jensen dijo que las plantas de licuefacción requieren compromisos sustanciales de clientes, y que los exportadores estadounidenses competirían



en un mercado global con proveedores con inferior *overhead*. "Pienso que Norteamérica es mucho más probablemente exportador de la tecnología de GNL que del producto", añadió Snyder. "Podríamos también ver el renacimiento de la industria petroquímica local".

## Discusión en las entrañas de la industria ¿Cuánto gas de los *plays* es recuperable?

\*Barnett Shale es el campo que ha estado en la producción por un período más largo y Arthur Berman había estudiado la producción de gas de unos miles de sus pozos detalladamente. La producción media por pozo es inferior de lo que habían esperado. Los pozos tienen una vida media productiva de 8 años.



Una riña interna en la industria de energía sobre la verdadera capacidad de gas shale se filtró ahora para llamar la atención de algunos inversionistas institucionales en empresas de energía. La importancia de estas fuentes de aprovisionamiento es evidente para cualquiera que siga los periódicos especializados en el mercado de la industria petrolera o que simplemente lea de manera regular las páginas de negocios del *Wall Street Journal*.

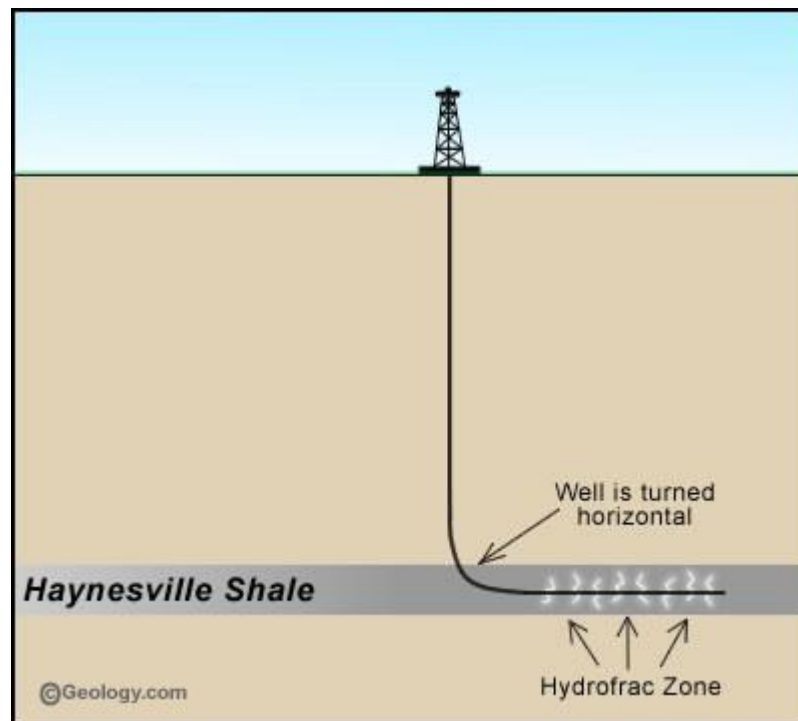
Mientras tanto, en el resto del mundo comienza una etapa de excitación sobre las perspectivas de las reservas de gas shale, una escaramuza crece en cuanto a gas shale es en realidad recuperable en Estados Unidos. La promesa de suficiente gas natural para Estados Unidos por más de 100 años debido a los descubrimientos de las enormes formaciones shale ¿podría ser la siguiente burbuja especulativa a punto de reventar? **Matt Simmons** dijo en varias oportunidades durante este año que no ve evidencias que los *big shale plays*, como **Barnett**, puedan en realidad proporcionar grandes aumentos en la producción de gas natural. Y también indicó problemas ambientales en la extracción del gas shale con el uso de la fractura hidráulica.

El geólogo y consultor de energía **Arthur Berman**<sup>1</sup>, que trabajó dos décadas para Amoco Corp., también estuvo advirtiendo sobre las rápidas tasas de declinación para algunos de los grandes *plays* de gas shale desde hace algún tiempo, y que las vidas de los pozos son muy cortas y los declives simplemente brutales (del 25% anual). Los 26Tcg declarados como "recurso" se reducen a 10Tcf en reservas, de las cuales un 70% no serían

<sup>1</sup> <http://petroleumtruthreport.blogspot.com/>

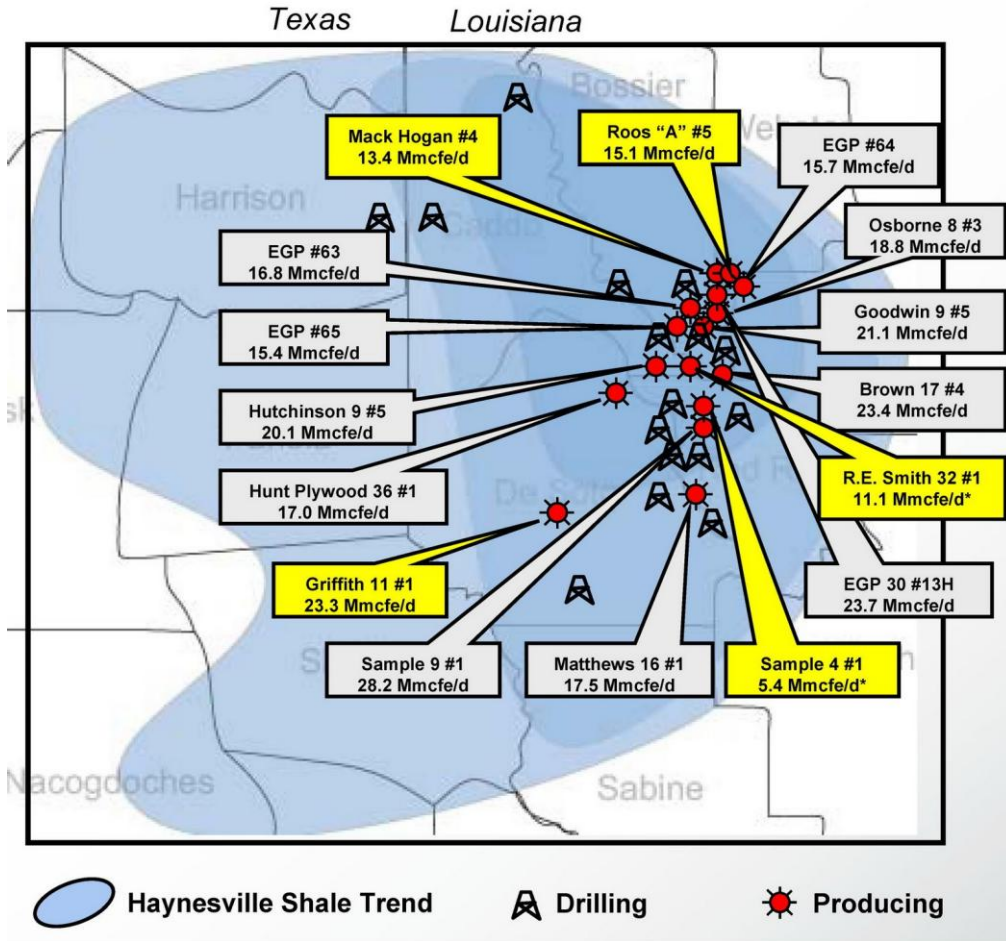
comerciales.<sup>2</sup> "En medio de un boom o una burbuja, es difícil mantenerse al margen", dijo Berman durante una conferencia **Association for the Study of Peak Oil and Gas**. "If you're not in one of these plays, then Wall Street says, 'Well, what's the matter with you guys?'"<sup>3</sup>

Berman y **Lynn Pittinger** escribieron en su asistencia en el simposio del shale **Haynesville** a principios de octubre: "En la preparación de mi presentación para el meeting, Lynn y yo pusimos al día nuestras previsiones de reservas para el shale Haynesville. Las proyecciones **EUR (estimated ultimately recoverable)** fueron realizadas para 67 pozos basados en una tasa standard versus un análisis del tiempo de la curva de decline. Entre los major challengers se incluyó la historia de producción limitada y la carencia de acceso a la presión de la producción. Reconocemos que nuestras estimaciones de reservas pueden ser algo pesimistas porque la curva de disminución media consistió en datos de sólo siete meses. Sin datos de presión, no sabemos si para algunos pozos, las tasas de flujo de decrecimiento representan agotamiento o flujo contra presiones del sistema de producción alto".



<sup>2</sup>En este link puede ver la participación de Berman en la conferencia ASPO-US <http://www.aspo.tv/arthur-e-berman.html>

<sup>3</sup> The Seattle Times, "Gas shale may be next bubble to burst", ( 12/10)



From Petrohawk Website

"Pienso que la disminución de pozos en una tasa mucho más alta de lo que los operadores piensan", dijo Berman en una entrevista en Houston. "Ellos son demasiado optimistas". Empresas como **Cheaspeake**, que tuvo un alza del 55% este año en el New York stock trading, dijo que sus pozos de shale producirán durante cuatro o más décadas. Berman citó los datos del **Texas Railroad Commission**<sup>4</sup> que sugieren que la vida de los pozos de gas shale es de 10 a 20 años.

"Hay un enorme interés personal en el status quo porque si estos pozos no trabajan, será un infierno pagar allí", dijo **John E. Olson**, que maneja 50 millones de dólares para **Houston Energy Partners**. Olson abandonó su trabajo en **Merill Lynch & Co.** en 1998, después de ser demasiado crítico de Enron Corp., que se derrumbó en 2001.



Las preguntas sobre la investigación de Berman eran tan frecuentes que el banco de inversión **Tudor Pickering Holt & Co.** en Houston envió un mail a sus clientes rechazando las declamaciones de los *shale skeptics*, dijo **Dave Pursell**, director administrativo de la firma<sup>5</sup>. "Si usted lee su material, básicamente dijo que hay un fraude siendo cometido por Wall Street, las empresas de E&P y los ingenieros de reservas, todos en una colusión", dijo Pursell. Berman dijo que no alega fraude; más bien discrepa con cómo los productores interpretan los datos de los pozos.

<sup>4</sup> <http://www.rrc.state.tx.us/>

<sup>5</sup> Bloomberg, "Shale-Gas Skeptic's Supply Doubts Draw Wrath of Devon Energy", (17/11)

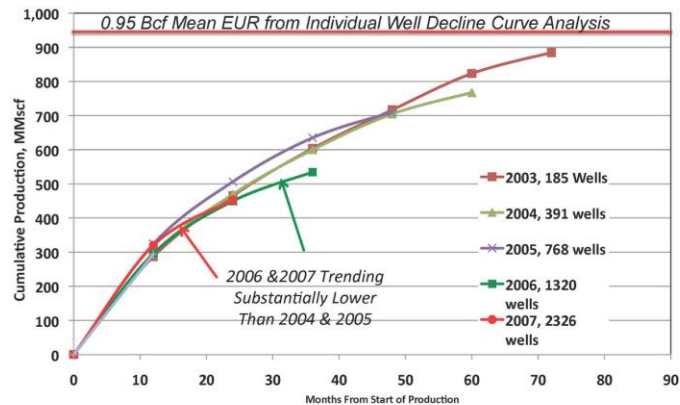
Berman no tiene experiencia en proyectos de gas no convencionales para validar sus aseveraciones, dijo Pursell. La producción de gas shale estadounidense subirá aproximadamente 22 mil millones de metros cúbicos para finales de 2013, de los 8 mil millones de finales del año pasado, dijo en agosto Tudor Pickering en agosto. De ser explotados correctamente, las formaciones shale serán un "game changer" para aumentar las provisiones de energía estadounidenses y ayudará a cortar las emisiones de carbono, dijo **Porter Bennett**, jefe ejecutivo de la firma de consultoría **Bentek Energy**, cerca de Denver.

**David Hager**, jefe de exploración de Devon en la ciudad de Oklahoma, comparó el desarrollo del gas shale con un cuadrangular para ganar la World Series y dijo que Berman "esta en la postura de los que especulan si el boxeador usa esteroides"<sup>6</sup> La producción de los pozos shale cae bruscamente en los primeros dos años, luego cae tan despacio que Chesapeake estima que la producción económica durará 65 años, dijo **Steve Dixon**, Chief Operating Officer de la productora de gas.

**James Halloran**, consultor con **Financial America Securities** en Cleveland, dijo que la investigación de Berman lo hizo "más cauteloso" sobre los productores implicados en las formaciones shale. "Soy mucho menos optimista sobre esa área a largo plazo como una inversión", dijo. **Rick Buterbaugh**, un portavoz de **Quicksilver** de Fort Worth, Texas, dijo que Berman subestima la producción del Barnett Shale de la empresa usando cifras de la **Railroad Commission** que no incluye los líquidos de gas natural.

Berman dijo que se alegra que las empresas y analistas comiencen a hablar de su investigación sobre el shale. "El aumento de la inversión, y la dependencia, en el gas natural para el futuro puede resultar en un aumento de las necesidades de importación de gas natural licuado en el futuro. Mi conclusión es que los vendedores que promueven sus mercancías son fáciles de encontrar, pero también debemos tratar el tema con realidad y animarnos a reflexionar".

Barnett horizontal wells:  
average cumulative production by completion year



<sup>6</sup> <http://newsok.com/shale-speculation-off-base/article/3410199>



## China, India y Europa, entre los potenciales del gas shale

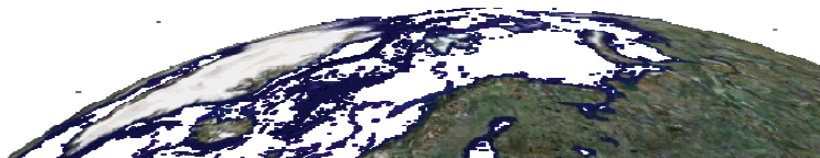
**China** es un área muy importante para el gas natural shale. La exploración del gas shale en China está una generación atrás de Estados Unidos pero los chinos tienen proyectos ambiciosos. Las compañías de E&P occidentales, sobre todo las americanas más experimentadas responden con entusiasmo al llamado chino. Los chinos usan a Barnett como su modelo de investigación y de desarrollo comercial. Las majors americanas están activamente investigando oportunidades y un *joint-venture* entre europeas y más experimentadas se formaron para armar una posición en el shale chino. Tanto geólogos chinos como americanos que trabajan para empresas de E&P creen que el potencial del gas shale de China es masivo y que las cuencas no sólo rivalizan, sino exceden enormemente el recurso y reserve base de Barnett será encontrado en China<sup>7</sup>.

**China** modela su proyecto de investigación shale a escala nacional en las cuencas que tienen características geológicas similares a las provincias hidrocarburíferas estadounidenses. Los chinos seleccionaron cuatro provincias grandes para el estudio y el desarrollo. La bahía del sur de China con una madurez similar a Appalachian; las cuencas **Zhungaer** y **Tuha** similar a **Rocky Mountains**, y las cuencas **Qadam** y del este de China similares a la cuenca de Michigan<sup>8</sup>.

**India**, también, es un área para la exploración del gas shale, pero el esfuerzo está rezagado respecto de China tanto en dinero como en ambición. Sin embargo, las empresas de la industria comienzan a buscar dinero y talento, aunque en cantidades modestas. Barnett, otra vez, es la cuenca de referencia para los esfuerzos indios. Los experimentos en campos son realizados en la cuenca de **Gondwana** y **Gambay**. Los resultados iniciales prometen ser comparables con la producción de las cuencas shale estadounidenses.

La empresa india **Reliance Industries** (RIL) puede unirse a las *oil majors* globales en la búsqueda de gas shale. RIL estuvo estudiando *breakthroughs* y nuevas tecnologías que son usadas en la producción de gas shale y espera tomar decisiones sobre la inversión en los próximos seis meses<sup>9</sup>. RIL, que ha usado la tecnología avanzada en sus proyectos de exploración en la cuenca de **Krishna-Godavari**, apuesta a su expertise en tecnología para las fuentes de energía no convencionales en la cadena de valor de energía.

## Gas Shales in Europe



Europa es otro continente con potencial. La fiebre del gas shale en Europa incluye a **Shell**, **OMV**, **BNK Petroleum**, **ConocoPhillips** y **ExxonMobil**. Pero tomará al menos

<sup>7</sup> Seeking Alpha, "Natural Gas from Shale: Emerging Plays", (16/10)

<sup>8</sup> Petromin, "Shale Gas in China, New Important Role of Energy In 21 Century".

<sup>9</sup> The Economic Times, "RIL to join hunt for shale gas", (16/11)



otros cinco años tan sólo para completar una más comprensiva revisión del potencial del gas shale en el viejo continente. Ya que el desarrollo de estos recursos están en una etapa temprana, una organización llamada **Gas Shales in Europe (GASH)**<sup>10</sup> fue formada para realizar un estudio de seis años del potencial en Europa. Está encabezado por el **GeoForschungsZentrum (GFZ)**<sup>11</sup>, el centro de investigación alemán para las geociencias en Potsdam, y es financiado por **Exxon, Marathon Oil, StatoilHydro, GdfSuez, Vermilion, Total**, y uno nuevo, pero todavía confidencial.

GASH<sup>12</sup> creará una base de datos de los depósitos de shale europeos, y examinará los mejores métodos para su desarrollo. Esto no es simplemente trasplantar la expertise de América a Europa<sup>13</sup>. Para algunos, la geología montañosa de Europa Central y Occidental es por lejos diferente a las planicies de Texas y Pensilvania y **Rocky Mountains**, donde hubo grandes hallazgos de gas. La densidad demográfica es también un factor. La perforación en el shale es una operación grande, invasiva y Europa no tiene tanto espacio abierto como Norteamérica<sup>14</sup>.

**Europa Oriental** emerge como un área de amplio interés y de crecientes inversiones en la exploración de gas shale. Las consecuencias económicas y estratégicas del encuentro y desarrollo de las grandes cantidades de gas dentro del ámbito de la Unión Europea son obvios e importantes. La investigación y la exploración en Europa es de aproximadamente 20 años atrás de Estados Unidos. El gas natural shale existe en cuencas sedimentarias europeas. Los dos *major topics* de investigación son: una compilación de base de datos black shale para Europa, también con Barnett como referencia.

La participación de la industria es de rápido crecimiento así como en gastos. Muchas de las grandes empresas de E&P europeas incluyendo aquellas que adquieren experiencia en Estados Unidos están implicadas junto con varias independientes y majors estadounidenses que esperan traducir su experiencia y la competencia en el shale norteamericano en un éxito comercial en Europa. Las empresas de E&P seleccionaron aproximadamente una docena de cuencas en Europa para la exploración inicial. Ellos incluyen **Cambrian Alum** en el sur de Suecia, la cuenca de Viena en Austria, múltiples ubicaciones en Polonia (especialmente en la prometedora cuenca Gdansk), la **Weald Basin** en Inglaterra, la cuenca del Este parisino en Francia (así como otras dos locaciones en Francia), la cuenca de Sajonia Inferior en Alemania y el muy grande **Mako Trough** en Hungría. La múltiple cuenca shale en Europa aunque mucho más pequeña en tamaño en el EE.UU. son mucho más pesados en zonas de paga potencial.

**Polonia y Hungría** atraen la mayor parte de la actividad y las empresas, incluyendo las US majors, las mini majors y las independientes altamente especializadas acumulan sustanciales áreas de prospección en Polonia (la cuenca del Báltico en el Norte) y Hungría. La actividad más escudriñada está en el campo **Foldeak-1** en la formación **Szolnok** en el Mako Trough.

En agosto, **ConocoPhillips** anunció que obtuvo una licencia de un millón de acres de un pequeño operador privado en la parte de la cuenca del báltico polaca. Los socios comenzaron el *shooting* sísmico en julio y esperan comenzar a perforar en el primer trimestre de 2010. Un mapa de la concesión revela que los titulares de las áreas adyacentes o cercanas incluyen a la californiana **BNK Petroleum**<sup>15</sup> y **CalEnergy**<sup>16</sup>, subsidiaria de

<sup>10</sup> <http://www.gas-shales.org>

<sup>11</sup> <http://www.gfz-potsdam.de/portal/-?part=GFZ&locale=en>

<sup>12</sup> <http://www.gfz-potsdam.de/portal/-?part=binary-content&id=2022464&status=300&language=en>

<sup>13</sup> <http://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2009/EGU2009-8897.pdf>

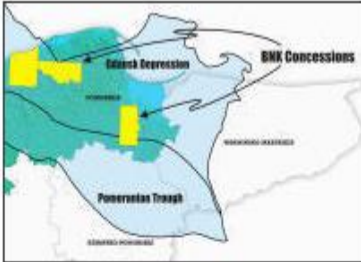
<sup>14</sup> The Times, "Shale gas blasts open world energy market", (1/10)

<sup>15</sup> <http://www.bnkpetroleum.com/project-poland.shtml>

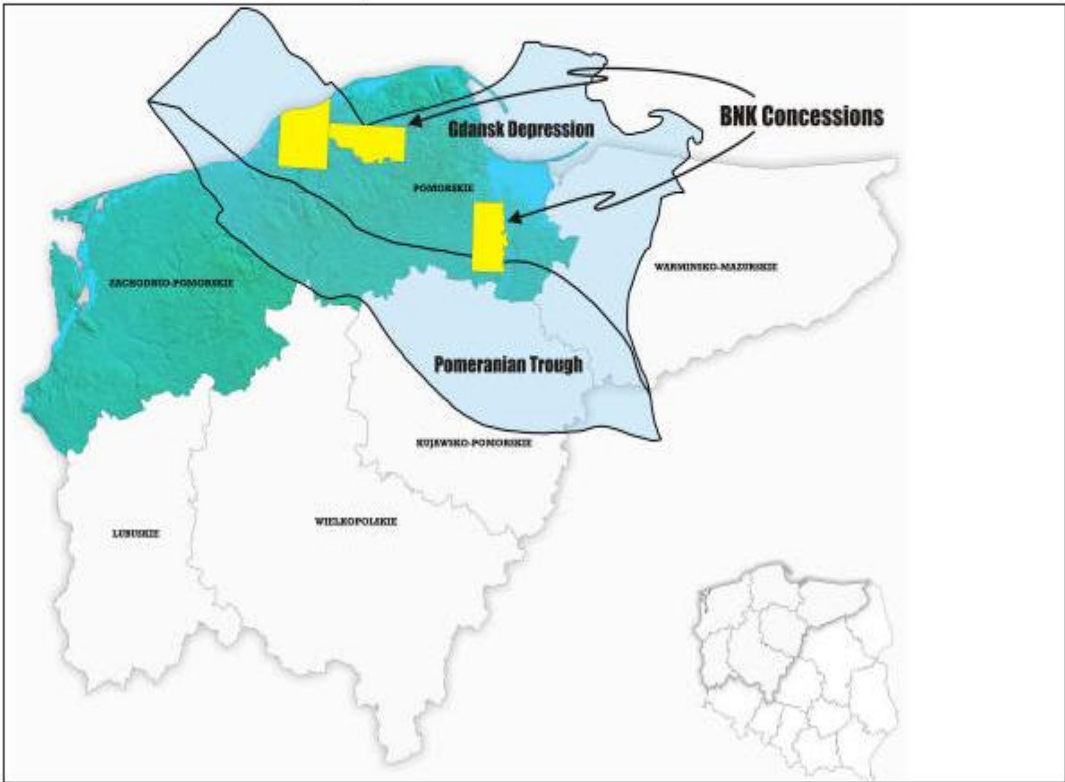
<sup>16</sup> <http://www.calenergy.com>

MidAmerican Energy, propiedad de Warren Buffet<sup>17</sup>. Yes, even if you're *tired of him*, it appears that Mr. Buffett's in on the shale race, too. Otra Americana en Polonia es Maratón Oil. La empresa ve una gran oportunidad en los mercados europeos.

## Poland Basin, Europe



- 3 concessions
- 720,000 acres with an 80% working interest
- Targeting the Silurian Shale
- Further Core analysis scheduled for 2009
- Entertaining partnerships for exploration phase

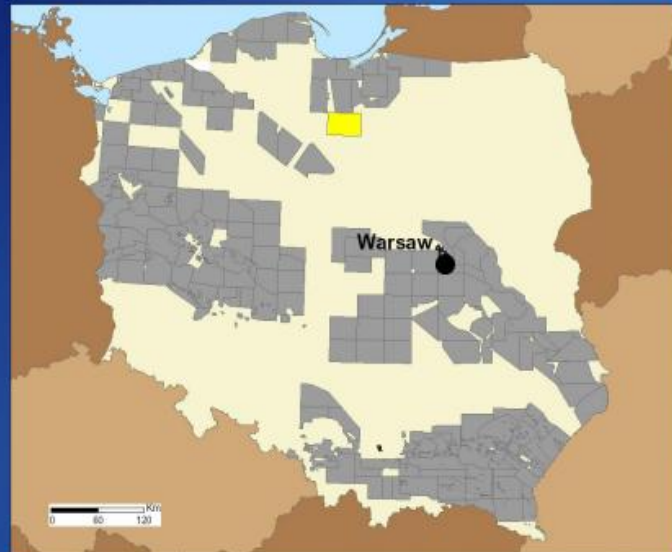


<sup>17</sup> The Motley Fool, "The Amazing Shale Race", (20/10)

## Poland Unconventional Early Entry into Potential Shale Gas Play



- ◆ Shale gas potential
  - Lower Paleozoic shales
  - Range of TOCs up to 7%
  - 100-500' thick
  - 8,000-13,000' Wells
- ◆ Kwidzyn license awarded
  - 100% WI
  - 295,500 acres
  - 2D Seismic & 1 well commitment in exploration phase
- ◆ Pursuing additional licenses
- ◆ Large European gas market locally undersupplied



■ Marathon License      ■ Existing Licenses

**Donald I. Hertzmark**, consultor que aconseja a compañías petroleras multinacionales en proyectos de gas dijo que en poco más de una década, los nuevos recursos de gas shale mejorarían la capacidad de Europa para resistir cualquier futura reducción de los envíos de gas rusos<sup>18</sup>. Para otros analistas, el gas shale improbablemente modifique la ecuación de energía europea. "Hay mucho potencial, pero no estamos exactamente en el punto donde puede cambiar el paisaje del gas europeo", dijo **Nikos Tsafos**, analista de gas para Europa con **PFC Energy**, una consultora de energía con sede en Washington. "La gente reconoce que esto es grande, pero no reconocen el tiempo que tomará llegar hasta la meta. La gente habla del gas no convencional como una panacea para Europa sin necesariamente minimizar las que las necesidades son actuales. Y el gap entre la realidad y las expectativas me preocupan".<sup>19</sup>

1) Las formaciones Shale y las reservas de gas están ampliamente distribuidos (entonces el riesgo de perforar un pozo completamente seco es bajo) pero el gas es menos concentrado que en los campos convencionales (es por eso que más pozos tienen que ser taladrados para obtener la misma cantidad de gas).

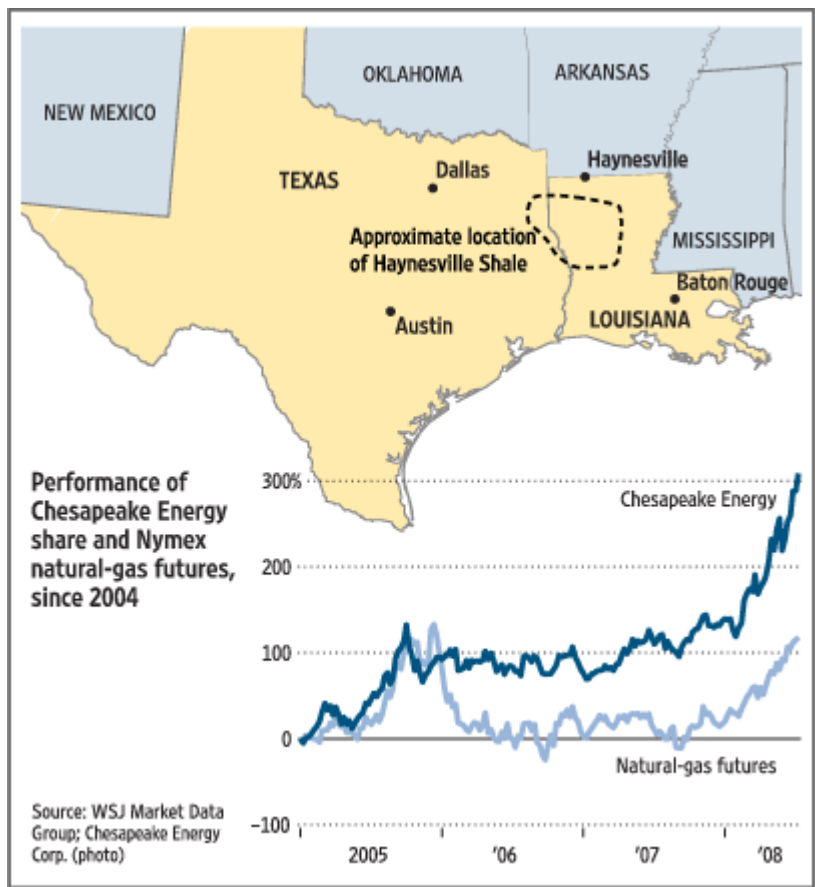
<sup>18</sup> The New York Times, "New Way to Tap Gas May Expand Global Supplies", (9/10)

<sup>19</sup> Energy Tribune, "Europe and Shale Gas, Lots of Unanswered Questions", (17/11)

2) En un campo convencional de petróleo o de gas, los hidrocarburos son sostenidos en una roca porosa y el flujo al interior del pozo, inicialmente bajo la presión natural del yacimiento, más tardes es complementada con la inyección de agua u otros fluidos para mantener la caída de la presión natural. Pero el shale no es poroso entonces el gas no fluye naturalmente hacia el pozo.

3) La producción de shale lleva enormes cantidades de agua salobre a la superficie que debe ser eliminada sin arruinar el suministro de agua potable local.

4) A causa de la baja densidad y porosidad del gas, los *plays shale* necesitan al menos 10 veces el número de pozos que los campos convencionales, perforando más en conjunto. Una superficie mucho más grande afectada por las operaciones de perforación y de producción.





## **Análisis II: Gas shale, impactos ambientales y estructura regulatoria**



Los nuevos desarrollos de petróleo y gas traen cambios en el paisaje ambiental y socio-económico, en particular en esas áreas donde el desarrollo de gas es una nueva actividad. Con estos cambios sobrevinieron preguntas sobre la naturaleza del desarrollo del gas shale, los potenciales impactos ambientales, y la capacidad de la actual estructura regulatoria para tratar este desarrollo. Los reguladores, los *policy makers*, y el público necesitan una fuente objetiva de información para obtener respuestas a estas preguntas y decisiones sobre como manejar todos los aspectos que pueden acompañar al desarrollo de gas shale.

Una serie de leyes federales gobierna la mayoría de los aspectos ambientales del

desarrollo de gas shale. Por ejemplo, el **Clean Water Act** regula las descargas superficiales de agua asociadas con la perforación y la producción de gas shale. El **Safe Drinking Water Act** regula la inyección subterránea de fluidos de las actividades de gas shale. El **Clean Air Act** limita las emisiones de aire de motores, equipos de procesamiento de gas, y otras fuentes asociadas con la perforación y producción.

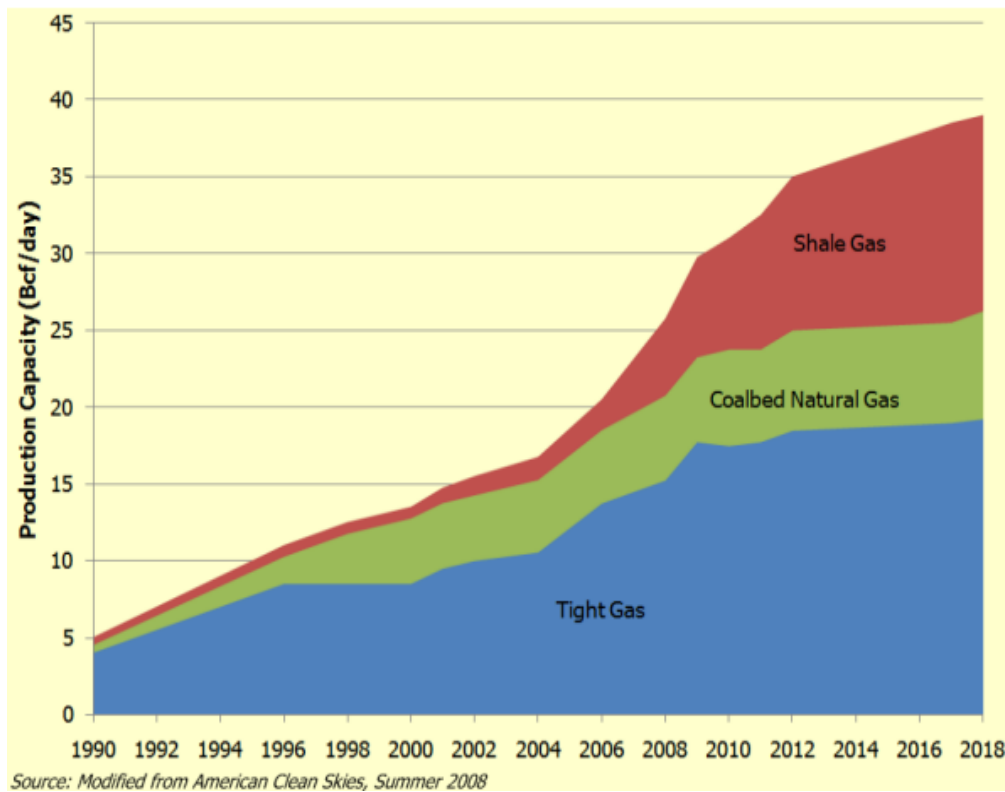
El **National Environmental Policy Act (NEPA)** requiere que la exploración y la producción en tierras federales sean analizadas a fondo por los impactos ambientales. La mayor parte de estas leyes federales tienen provisiones para conceder la "primacía" a los estados (Ej.: las agencias ponen en práctica los programas con federal *oversight*). Algunos de los factores específicos que incluyen la regulación son: la geología, la hidrología, el clima, la topografía, las características de la industria, la historia de desarrollos, las estructuras legales estatales, la densidad demográfica y las economías locales.

Los estados tienen amplios poderes para regular, permitir, y hacer cumplir todas las actividades de desarrollo de gas shale -la perforación y la fractura en los campos, las operaciones de producción, el management y la disposición de los desechos, y el abandono y el tapado de los pozos. La regulación de la perforación y la producción de gas shale es una aproximación "*cradle-to-grave*" (de principio a fin).

Todos los estados requieren un permiso antes que un operador pueda taladrar y manejar un pozo de gas. El uso de este permiso incluye la información sobre la locación, construcción y recuperación de un pozo.



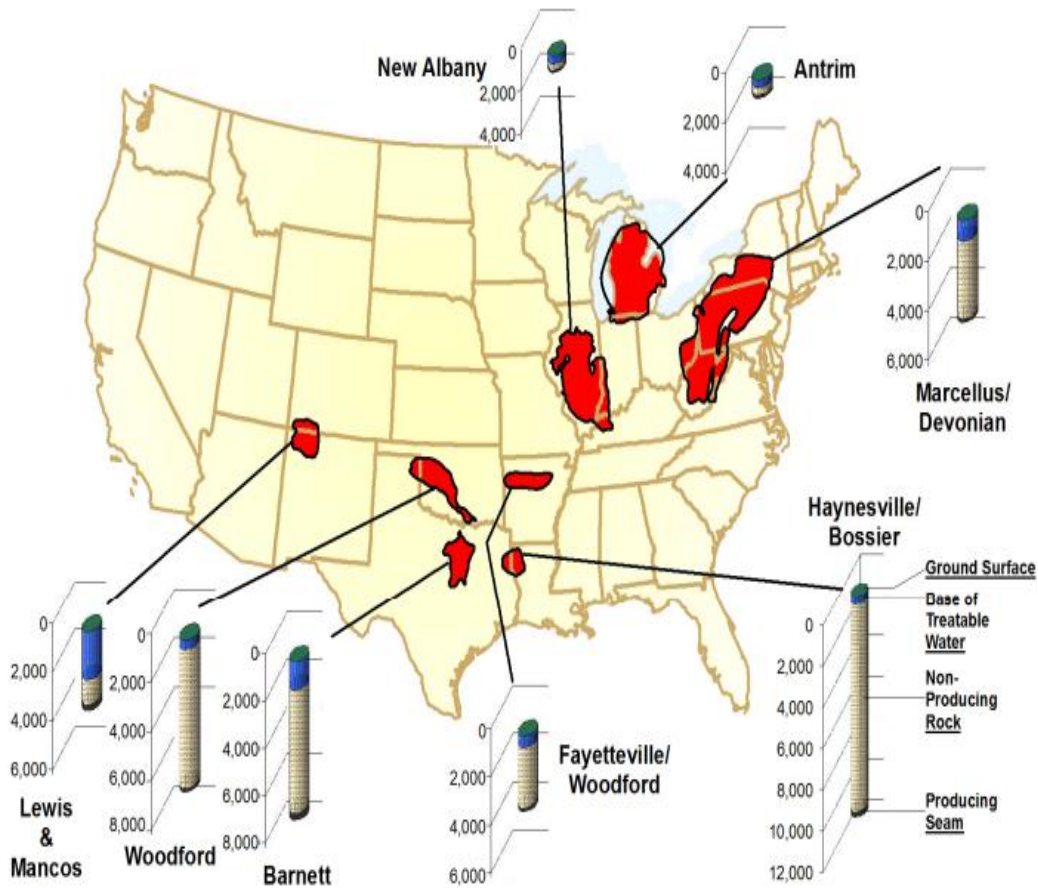
### EXHIBIT 8: UNITED STATES UNCONVENTIONAL GAS OUTLOOK (BCF/DAY)



La cantidad de agua necesaria para perforar y fracturar horizontalmente pozo de gas shale se extiende en general a aproximadamente 2 millones a 4 millones de galones, dependiendo de las características de la formación y de la cuenca. Mientras estos volúmenes pueden parecer muy grandes, son pequeños en comparación a algunos otros usos del agua, como la agricultura, la generación de energía, y municipios, y generalmente representan un pequeño porcentaje del uso de los recursos total de agua en cada área de gas shale. Los cálculos indican que el uso de agua para el desarrollo de gas shale se extenderá de menos de 0.1% al 0.8% del uso total del agua por cuenca. Como el desarrollo de gas shale es nuevo en algunas áreas, estas necesidades de agua pueden todavía ser desafíos de suministro e infraestructura.

Una clave en el desarrollo acertado del gas shale es la identificación del suministro de agua capaz de satisfacer las necesidades para el desarrollo de la compañía en la perforación y fractura sin interferir con las necesidades de la comunidad. Mientras existe una variedad de opciones, las condiciones de obtención de agua son complejas y varía según la región. Los estados, las administraciones locales y los operadores de gas shale procuran manejar el agua producida en un camino que protege la superficie y los recursos de aguas subterráneas y, de ser posible, reduce las futuras demandas de agua dulce.

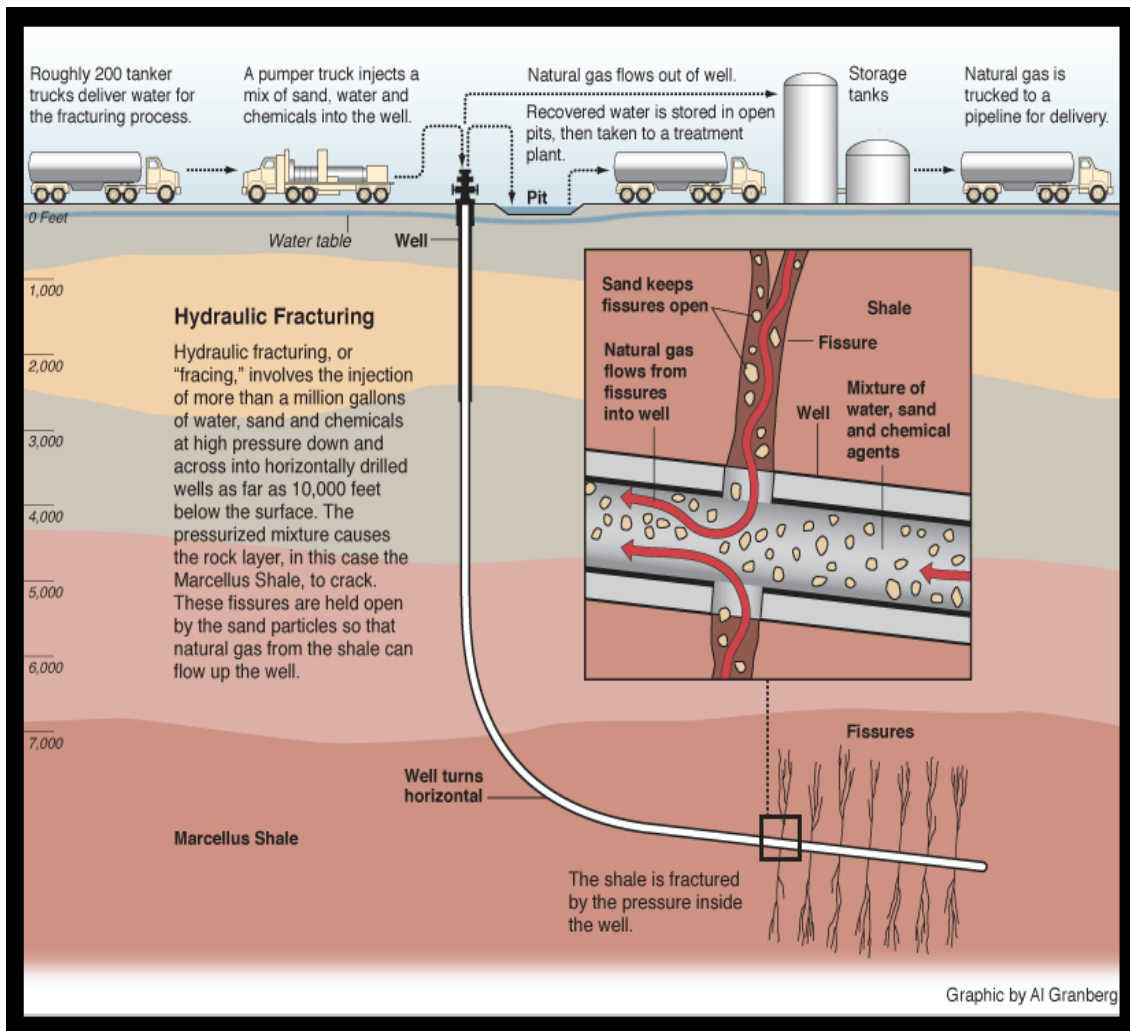
**EXHIBIT 31: COMPARISON OF TARGET SHALE DEPTH AND BASE OF TREATABLE GROUNDWATER**



La contaminación del agua por parte de los combustibles fósiles es a menudo pasada por alto. **Environment America Research and Policy Center** sostiene en un reporte que la industria del gas natural *"amenaza el agua potable con químicos tóxicos usados en perforación"*. *"La adición de una amenaza a uno de los recursos más valiosos es peligrosa. El gobierno debe actuar para salvaguardar el agua potable"*. El gas natural existe en burbujas subterráneas, mucho como las burbujas en la soda carbónica. Para extraer el gas se requiere la inyección de millones de galones de agua, arena y químicos en la tierra para abrir estas burbujas en la roca para permitir que el gas natural fluya a la superficie.

Mientras los químicos usados en la perforación cerca del agua requiere el monitoreo y la regulación, la perforación también amenaza el agua de otras formas. Las enormes cantidades de agua requerida para perforar cada sitio pueden agotar las líneas divisorias de aguas locales. Los lugares de perforación pueden usar hasta 7.5 millones de galones de agua por pozo. Otros problemas con el proceso incluyen los *standards* inadecuados para la deshacerse de los residuos y una carencia de supervisión apropiada en los sitios de perforación.

Limpia, el agua potable, por lo general proviene de fuentes de agua dulce como las corrientes, los lagos o las aguas subterráneas. El agua arriba y abajo de la tierra afronta una amenaza de contaminación por la técnica de perforación de gas, fractura hidráulica. Aunque algunos piden el aumento el uso de gas natural en Estados Unidos, el cambio de un combustible fósil a otro no debe hacer a expensas del agua potable limpia.



En 1940 fue utilizado por primera vez comercialmente, la fractura hidráulica se hizo recientemente crucial para la industria del petróleo y gas. Hoy, el 90% de los pozos de petróleo y gas de Estados Unidos emplea alguna forma de fractura hidráulica. Esperan que el número de pozos de gas que requerirán el procedimiento aumentaran el enfoque de la perforación de gas shale así como *coal-bed methane*. Los métodos de fractura varían en base a la localización del gas, pero ninguna regulación *baseline* existe para todas las prácticas. El resultado es una amalgama de regulaciones estatales que no protegen suficientemente la salud pública por las amenazas al agua potable debido a la perforación. Además la perforación puede contaminar el agua con el derrame de químicos.

Para algunos tipos de pozos, se estima que del 65 al 91% de los fluidos permanece subterráneo. Estos químicos pueden emigrar por capas acuíferas subterráneas y encontrar la forma de subir por los pozos de agua. EPA en su informe de 2004 sobre la fractura hidráulica para el *coal bed methane*, dijo que, "la literatura también indica que la fractura hidráulica puede aumentar o tiene el potencial para aumentar la comunicación entre los coal seams y los acuíferos adyacentes".

Aunque EPA haya fallado en unir de manera concluyente la fractura hidráulica con la contaminación de un pozo particular, la investigación que está desarrollándose actualmente en los pozos de **Pavillion, Wyoming** puede cambiar esto. Pavillion, pequeña ciudad de 172 personas, puede transformarse en el centro de la batalla de esta práctica de perforación polémica. La EPA estudió recientemente los pozos de agua en el área y

encontró que casi un tercio de esos pozos está contaminando. Tres de los pozos probados por EPA contiene 2-BE. El organismo ambiental planea hacer público un informe sobre la causa de la contaminación en la primavera de 2010.

Hay temores de que el fluido de la “fractura” pueda filtrarse y que los químicos que produce causen cáncer, dañen el sistema inmunológico y reproductivo en el ser humano y provoquen otras enfermedades<sup>20</sup>. Según **Endocrine Disruption Exchange**, una organización de investigaciones en Paonia, Colorado, el 30% de los 54 químicos evaluados usados en el fluido son cancerígenos; un 74% pueden causar daños respiratorios y un 54% representan un riesgo para el sistema sanguíneo y cardiovascular. El centro de estudios evaluó el suelo y el agua tras los derrames en los estados de Colorado y Wyoming, donde las perforaciones en busca de gas son más avanzadas que en Marcellus. Al noreste de Pensilvania, los pozos de gas también amenazan la cuenca del río Delaware, según **Damascus Citizens for Sustainability**, un grupo que se opone al desarrollo. Según la organización, 245 químicos incluyendo metano, benceno, éteres de glicol y biocidas son usados en el fluido para atacar a la roca en busca de gas.

En el pasado, las empresas se resistieron a revelar los componentes de los fluidos de fractura, diciendo que los ingredientes eran equivalentes a secretos comerciales y argumentando que la revelación de ellos haría daño a la competitividad. Pero la resistencia parece disminuir, cuando dos de los productores líderes de gas y una empresa de servicios proclamaron su buena voluntad de hacer público los detalles de los fluidos de la fractura hidráulica.

▼ Table 2. Disclosure Regulations in States with Most Gas Wells

State	# of Wells <sup>48</sup>	Some disclosure <sup>49</sup>	Public Disclosure?	Specific Hydraulic Fracturing Regulation? <sup>50</sup>
Colorado	40,234 <sup>51</sup>	Yes	No	Yes
Kansas	30,232	Yes	Yes	No
Louisiana	19,441	No		Yes
New Mexico	28,417	No		Yes
Ohio	34,817	No		No
Oklahoma	41,921	No		Yes
Pennsylvania	52,700 <sup>52</sup>	Yes	No	No
Texas	95,814 <sup>53</sup>	No		No
West Virginia	46,123 <sup>54</sup>	No		No
Wyoming	29,125	No		Yes

Representantes demócratas **Diana DeGette** y **Jared Polis** de Colorado y **Maurice Hinchey** de Nueva York introdujeron la legislación (H.R. 2766) este verano que requeriría a las empresas de perforación para cumplir con el **Safe Drinking Water Act** y revelarían las sustancias químicas usadas en sus procesos de fractura hidráulica. El Senador demócrata **Charles Schumer** de Nueva York introdujo un legislación acompañando (S. 1215) en el Senado. Ninguna de las leyes salió del comité<sup>21</sup>.

*"Pensamos que seguramente la ley de la congresista DeGette que requiere el disclosure es el primer paso para tener perforadores responsables"*, dijo **Michael Berkowitz**, de **Environment America**

<sup>20</sup> Reuters, “U.S. gas drilling boom stirs water worries”, (25/2)

<sup>21</sup> The New York Times, “More Oversight Sought for Hydraulic Fracturing”, (4/11)



y autor del reporte. "Pero definitivamente pensamos que hay muchas formas de perforación de gas que tienen el potencial de contaminar el agua potable, y tenemos que encontrar un solución comprensiva para asegurarnos que ningún Americano tenga químicos tóxicos en su agua potable".

## Chesapeake no explotará los yacimientos de gas en la principal cuenca del estado de New York



El agua de **Nueva York** tiene fama de ser una de las mejores de EE.UU. **Chesapeake Energy Corporation** anunció a fines de octubre que no explotará los yacimientos de gas en la principal cuenca del estado. La empresa de gas tomó la decisión luego de la creciente oposición pública al plan estatal que permitiría excavaciones en yacimientos de gas en el esquisto **Marcellus**, que abastece de agua potable a aproximadamente quince millones de personas, entre ellas, nueve millones de

neoyorquinos<sup>22</sup>. El anuncio fue saludado con un suspiro de alivio por los políticos locales y los grupos ambientales, que temieron el impacto de la perforación industrial sobre el agua potable de Nueva York. El shale contiene enormes depósitos de gas natural que podría añadir provisiones de energía a la región e impulsar la economía interna de Nueva York. The New York Times afirmó en un editorial que "con cuidado y en sitios seleccionados, la perforación debería causar el mínimo daño ambiental"<sup>23</sup>.

El cambio parece ser una señal de un tono más conciliatorio de la industria del gas, que afronta una oposición creciente en Nueva York por sus prácticas de perforación. La decisión también aumenta la presión sobre los reguladores estatales para cambiar su decisión de permitir la perforación dentro de la línea divisoria de aguas. Chesapeake, uno de los más grandes productores de gas de Estados Unidos, es el arrendatario más grande en Marcellus Shale, una capa subterránea de roca shale que corre de Nueva York a Tennessee.

*The fight, however, is not over.* Muchos grupos advirtieron rápidamente que la promesa de la empresa no levanta el riesgo futuro de perforar en la línea divisoria de aguas. Algunos grupos sugirieron que Chesapeake transfiera sus arriendos a la ciudad de Nueva York y pidieron al estado emitir una prohibición rotunda a la perforación en el watershed. "Así, podemos asegurarnos que esta protección sea permanente", dijo **Deborah Goldberg**, de **Earthjustice**, en una declaración. "De otra forma, estos arriendos podrían ser vendidos a otras empresas de perforación que no mantuvieran la promesa".

El debate también ha cambiado las nuevas regulaciones propuestas por el estado para el desarrollo del gas natural en la formación geológica llamada Marcellus Shale. El watershed<sup>24</sup> de Nueva York sólo cubre el 4% del estado. Esto deja mucho espacio para

<sup>22</sup> The New York Times, "Gas Company Won't Drill in New York Watershed", (27/10)

<sup>23</sup> The New York Times, "Shale and our Water", (17/11)

<sup>24</sup> Watershed: Drainage area of a stream, lake or aquifer.



perforar en otros lugares. El mes pasado<sup>25</sup>, la agencia ambiental del estado publicó sus directrices propuestas para la nueva tecnología de fractura hidráulica. Los críticos afirman que las nuevas reglas son inadecuadas y harían poco para prevenir los derrames y otros tipos de contaminación que se hicieron comunes en otras partes del país, donde la fractura hidráulica se hizo más común.

**James L. Simpson**, un abogado del grupo de medio ambiente **Riverkeeper**, dijo que el informe falla en dirigir las cuestiones críticas de la perforación, como la emisiones de aire, el aumento del tráfico, o el llamado impacto secundario de la perforación, incluyendo todos los servicios auxiliares que serían necesarios para que la industria despliegue en todas partes del estado. "*No pensamos que el Department of Environmental Conservation tiene los recursos para rever todos los permisos y supervisar este proceso*", dijo Simpson<sup>26</sup>.

## Marcellus shale

This map shows the extent of the Marcellus shale in New York state. The area has the potential for natural gas drilling.



Source: NYS Department of Environmental Conservation The Post-Standard

<sup>25</sup> The New York Times, "State Issues Rules on Upstate Natural Gas Drilling Near City's Water", (30/9)

<sup>26</sup> Industrial Gas Drilling Reporter was prepared by James L. Simpson:  
<http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2009/11/RvK-Gas-Drilling-Reporter-Vol-51.pdf>

## Fisonomía de las formaciones de gas shale en relación los pozos de gas natural convencionales

A diferencia de los proyectos de gas natural poco profundos, como el *coal bed methane*, las partes producibles de las formaciones de gas shale existen a muchos miles de pies debajo de la superficie. A través de Estados Unidos, la profundidad media por ejemplo de un campo de Chesapeake es de más de 7.700 pies (casi una a una milla y media debajo de la superficie de la tierra y muchos miles de pies debajo de las formaciones de agua dulce)<sup>27</sup>. Este número varía dependiendo del desarrollo de las áreas. Chesapeake afirma que no conducen ninguna producción o actividad de fractura en acuíferos de aguas subterráneas frescas. De hecho, en las operaciones de gas shale profundas de Chesapeake, las capas acuíferas de aguas subterráneas y la producción de las formaciones de gas natural están separadas a unos miles de pies de barreras de rocas protectoras.

### How deep is 7,700 feet?

- Over **six Empire State Buildings** stacked end to end
- **1 ½ times deeper** than the deepest part of the **Grand Canyon**
- More than **25 football fields** laid out goal post to goal post

Según Chesapeake, los programas reguladores estatales de petróleo y gas colocan gran énfasis en la protección de aguas subterráneas. Los actuales requerimientos de construcción de pozos consisten en la instalación de múltiples capas de cubierta protectora de acero rodeada por el cemento que es específicamente diseñada e instalada para proteger los acuíferos de agua fresca. "*Las medidas requeridas por las agencias reguladoras estatales en la exploración y producción de las formaciones profundas de gas shale fueron muy eficaces en la protección de las capas acuíferas de agua potable de la contaminación atribuible a la fractura hidráulica*".

El **Ground Water Protection Council (GWPC)**<sup>28</sup> publicó un informe en abril del 2009 declarando que el potencial de la fractura hidráulica en pozos profundos de shale gas que afecte a las aguas subterráneas es sumamente remoto, tan bajo como uno en 200 millones.

---

<sup>27</sup>Chesapeake, *FACT SHEET, HYDRAULIC FRACTURING*, Octubre 2009

<sup>28</sup> [http://www.gwpc.org/home/GWPC\\_Home.dwt](http://www.gwpc.org/home/GWPC_Home.dwt)

## **Análisis III: Factores que hacen a la producción shale económicamente viable**

**\*El matrimonio de dos técnicas usadas por mucho tiempo para perforar -la fractura hidráulica y la perforación horizontal- muestran el potencial. Durante años, las empresas usaron la fractura hidráulica -inyectando el agua en formaciones subterráneas para quebrar rocas y liberar más petróleo y gas.**

Los 48 estados inferiores tienen una amplia distribución de shale sumamente orgánicas que contienen enormes recursos de gas natural. Ya, el shale play en Texas produce 6% de todo el gas natural producido en los 48 estados inferiores. Tres factores en conjunto hicieron a la producción de shale gas económicamente viable: 1) avances en la perforación horizontal, 2) avances en la fractura hidráulica, y, quizás el más pretencioso, 3) el rápido aumento de los precios del gas natural en los últimos años como consecuencia de las presiones significativas de oferta y demanda.

Los avances en las tecnologías preexistentes de perforación direccional y fractura hidráulica ponen al día una nueva etapa para técnicas de perforación horizontal y fracturación, sin las cuales muchos de los play de gas natural no convencionales no serían económicos. Tan recientemente como a finales de los años de 1990, sólo 40 plataformas de perforación (el 6% de los aparejos activos totales en EE.UU.) eran capaces de perforar horizontalmente onshore; ese número creció a 519 plataformas (28% de los aparejos totales activos en EE.UU.) en mayo de 2008.

Las estimaciones de los recursos como el gas natural no convencional cambian con el tiempo. Además, hay una variedad de organizaciones que hacen a las estimaciones de producción y de los recursos para el gas shale. Estos análisis usan suposiciones diferentes, datos y metodologías. Por lo tanto, uno puede encontrar por casualidad una amplia gama de números para la recuperación de gas shale proyectada, tanto a escala estadounidense y según la cuenca. Estas estimaciones de recurso de gas shale probablemente cambien con la nueva experiencia adicional de información y los avances en las tecnologías que se hacen disponibles.

## Drilling into the numbers

Six major shale plays in the U.S. are fueling a boom in natural gas exploration and production.



	Barnett	Woodford	Fayetteville	Marcellus	Haynesville	Eagle Ford
Core acres*	2,000,000	480,000	400,000	5,000,000	750,000	500,000
Locations drilled	5,800	600	1,000	100	150	20
Remaining recoverable gas (trillion cubic feet)	33.9	10.6	7.8	199.2	42.1	19
Median break-even**	\$5.18	\$6.97	\$4.69	\$3.74	\$4.49	\$3.88

\*Areas known to be productive; noncore areas still are being explored or have proven less productive.

\*\*Price per million British thermal units.

Sources: Ross Smith Energy Group, Energy Information Administration

HOUSTON CHRONICLE GRAPHIC

A priori, los analistas estimaron que para 2011 el crecimiento de las nuevas reservas (50 a 60% o aproximadamente 3bcf/día) vendrá de los reservorios no convencionales de gas shale. Los recursos recuperables totales de los 4 plays emergentes (Haynesville, Fayetteville, Marcellus, y Woodford) puede ser más de 550 tcf. Los volúmenes de producción anual total de 3 a 4 tcf pueden ser sostenibles durante décadas.

Una ventaja adicional de los plays de gas shale es que muchos existen en áreas antes desarrolladas para la producción de gas natural, y por lo tanto, la mayor parte de la infraestructura de tuberías necesaria ya está en el lugar. Muchas de estas áreas son también próximas a los centros demográficos facilitando así el potencial transporte a los consumidores. Sin embargo, algunas tuberías adicionales tendrán que ser construidas para tener acceso al desarrollo en las áreas que no tuvieron anteriormente producción de gas.

El gas shale es el gas natural producido de las formaciones shale que típicamente funcionan tanto como depósito y fuente para el gas natural. En términos de *makeup* químico, el gas shale es típicamente un gas seco primariamente compuesto de metano (el 90% o más de metano), pero algunas formaciones producen el gas mojado. Los gases shale son formaciones shale orgánicas ricas que antes eran consideradas sólo como rocas del recurso y sellos para el gas que se acumula estratigráficamente asociado a la arenisca y los reservorios de carbonate del desarrollo de gas onshore tradicional. El shale es una roca sedimentaria que está predominantemente comprendida de partículas consolidadas *clay-sized*.



## Mitchell Energy en el perfeccionamiento de técnicas de perforación.



Dos millas bajos los retales cobijados por los bosques, campos de algodón y pasturas del noroeste de Louisiana, docenas de taladros de perforación cerca de las copas de los árboles representan el paisaje de lo que muchos denominan el futuro de la energía en Estados Unidos. La región alrededor de Shreveport es conocida desde hace décadas por la exploración de petróleo y de gas, pero ahora las empresas tratan de capitalizar un hecho simple: las potenciales enormes cantidades de gas shale en las formaciones<sup>29</sup>.

**Mitchell Energy**, con sede en Woodlands, perfeccionó las técnicas en las formaciones shale Barnett en el Norte de Texas. Pero esto no ocurrió hasta que **Devon Energy** adquiriera Mitchell en 2002 que los ingenieros añadieron la perforación horizontal. De repente estas formaciones densas que las empresas pensaron demasiado caras para perforar son económicamente factibles.

El shale Haynesville es más profundo que muchas otras formaciones shale, pero los pozos tienden a producir más gas sobre *start-up* que en otros campos, a menudo cinco veces más. Es por eso que el nuevo sistema de gathering y procesamiento de gas **CenterPoint Energy**<sup>30</sup> que se está construyendo para la producción de **Shell** y **EnCana** en Haynesville será dos veces más grandes que un sistema de gathering típico. La nueva construcción es para alcanzar 700 MMcf/día que incluye más de 200 millas de tuberías, casi 25,500 caballos de fuerza de compresión y más de 800 MMcf/día de capacidad de tratamiento. Los tubos que corren desde la extracción serán de 24 pulgadas de diámetro en vez del standard de 12 pulgadas.

"Los pozos producen mucho más", dijo **Kerri Selsor**, vicepresidente de ingeniería y construcción en CenterPoint. "Ellos trabajan con un *aggressive schedule* y en un corto periodo de tiempo porque tienen solamente tres años para perforar antes que los arriendos expiren".



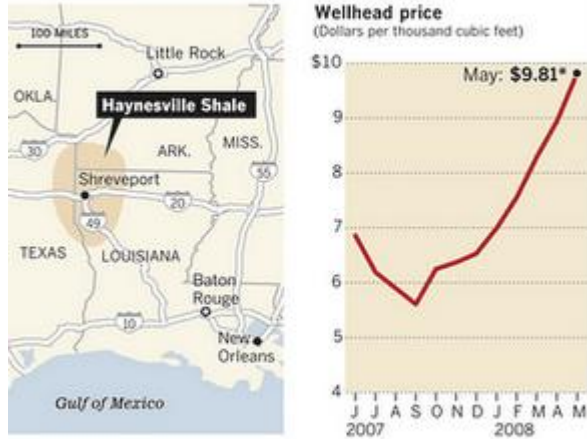
<sup>29</sup> My San Antonio, "Great promise, skepticism over rush for gas in shale", (7/11)

<sup>30</sup> CenterPoint Energy, Inc., headquartered in Houston, Texas, is a domestic energy delivery company that includes electric transmission & distribution, natural gas distribution, competitive natural gas sales and services, interstate pipelines, and field services operations. <http://www.centerpointenergy.com/home>



### Perfect timing

Haynesville Shale property owners are profiting from the higher price of natural gas:



\* Most recent available  
 Sources: Energy Information Administration, geology.com  
 Graphics reporting by TOM REINKEN  
 PAUL DUGINSKI Los Angeles Times

## Análisis IV: Petrobras redefine la acumulación gasífera peruana



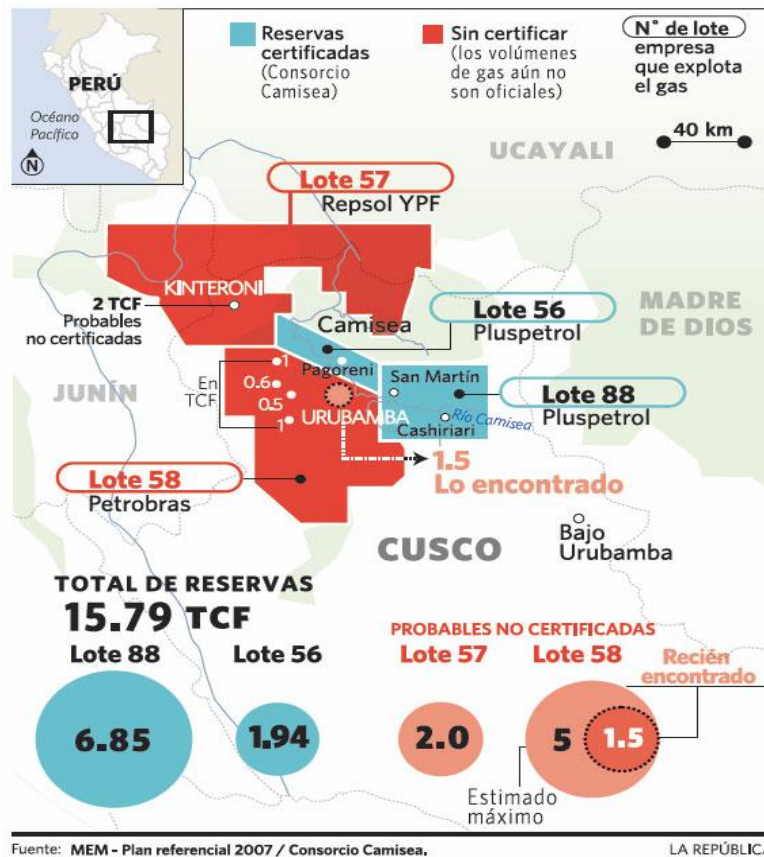
La petrolera brasileña **Petrobras** halló alrededor de 1,5 trillones de pies cúbicos (28.000 millones de metros cúbicos) en el pozo denominado Urubamba, ubicado en el lote 58, en plena selva del Cusco. Una vez que Petrobras culmine con la perforación de cinco pozos, el hallazgo podría llegar a cerca de 4 o 5 TCF. Por su ubicación y las características de la zona de exploración, el Ministerio de Energía y Minas esperaba que el éxito de este trabajo sea de un 80% y desde septiembre último se esperaba el anuncio oficial de Petrobras. Se debe indicar que el pozo exploratorio se encuentra próximo a la planta de fraccionamiento Las Malvinas, en Camisea. Petrobras esperaba realizar dos pozos exploratorios, pero sólo pudo perforar uno: el Urubamba. Con el hallazgo Perú podría incrementar en 10% las reservas de gas natural. Según expertos y firmas del sector, Perú alberga una reserva de gas natural de entre 8,79 y 14,1 TCF.

De confirmarse las cifras del nuevo lote descubierto en la Selva, Perú tendrá aseguradas las reservas de gas para los próximos 40 años en el uso domiciliario, vehicular, las industrias mineras, petroquímica y para la exportación del gas. Tras anunciar el hallazgo de Petrobras, el presidente peruano Alan García informó que existe el ánimo para la construcción de tres plantas petroquímicas que están interesadas en aprovechar el gas natural peruano. En el sector petrolero es conocido que la brasileña Braskem (uno de cuyos accionistas es **Odebrecht**) insistentemente buscó oportunidades para ingresar al mercado peruano. La empresa está interesada en invertir hasta 2.000 millones de dólares en la construcción de una planta de este tipo.

Funcionario de **PeruPetro** confirmaron la existencia de las reservas de gas, aunque recomendaron a Petrobras ser prudente en el manejo de la información; de lo contrario, dicha empresa podría ser acusada en las diferentes bolsas de valores del mundo, de generar expectativas para dar mayor valorización a sus acciones.

## LOS CUATRO LOTES DE GAS NATURAL

Las reservas certificadas son tan solo 8,8 TCF.



Mayor costo. El recurso del **Lote 58** se vendería al precio del mercado internacional, un precio mayor que el que se extrae del yacimiento de **Camisea**, es decir el doble del actual precio de Camisea de los lotes 88 y 56. El precio final lo determinará la empresas pues esta tiene que recuperar su inversión, pero en el caso de que este recurso sea destinado para el Gasoducto del Sur podría llegar a 6 millones de BTU. “Lo natural sería que el gas más barato sea para el país y el más caro para la exportación. Y si este gas va para el sur, según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), solo el transporte ha sido

*calculado en US\$ 3 dólares, es decir, el triple de lo que cuesta transportar el gas de Camisea”, afirmó el ex ministro de Energía y Minas Carlos Herrera Descalzi.*

**Aurelio Ochoa**, especialista en temas energéticos, reiteró que el actual precio del gas natural de los lotes 88 y 56 es barato ya que en su momento **Shell** invirtió, exploró y revirtió esos campos al Estado. “El precio que disfrutamos actualmente en Lima y Callao es económico. Una medida razonable sería que se exporte el gas del Lote 58 a precios internacionales y el gas del Lote 88 sea solo para favorecer a los consumidores locales”, afirmó Ochoa.

## Incongruencias en el desarrollo energético del sur de Perú

Una nueva incongruencia vuelve a poner en grave riesgo el desarrollo energético de la región sur de **Perú**. Transportar el gas natural por el futuro gasoducto andino le costará a toda esta zona más del triple de lo que pagan actualmente las empresas limeñas por obtener el gas de Camisea. Para corroborar ello solo basta comparar los 0.89 dólares por millón de BTU que cuesta transportar el gas por el ducto de Camisea a Lima con los 3.19 dólares que valdrá –según ha propuesto el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (**Osinergmín**)- llevar el gas por el **Gasoducto Surandino**, cuyo proyecto está a cargo de **Kuntur Transportadora de Gas**.

Pero a esta tarifa de transporte todavía habrá que sumarle el propio valor del gas en boca de pozo para así obtener el precio final. Si, tal como prevén los analistas, serán otros lotes los que abastezcan a la región sur y no Camisea (porque las reservas ya están copadas), el precio de este gas bordeará los 3 dólares el millón de BTU. Es decir, mientras que la zona sur de Perú pagará por su gas alrededor de 6 dólares el millón de BTU, en Lima las empresas solo pagan un promedio de 3 dólares. Un claro hecho de desventaja, si recordamos que el gas de Camisea proviene precisamente del sur.

Sin embargo, ¿por qué transportar el gas por el sur resulta más costoso? **Osinergmín** sustenta su tarifa en la demanda de capacidad y de volumen que tendrá el gasoducto a lo largo del periodo de evaluación. El regulador estima que hasta el 2025 dicho ducto solo transportará 650 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, lo que incrementará la tarifa. Sobre este punto, el ex ministro de Energía y Minas **Carlos Herrera Descalzi** asegura que no es descabellada la tarifa planteada por **Osinergmín** en un contexto en el que las exigencias para la construcción de un ducto son mucho mayores.

*“El gasoducto del sur es un ramal que va hacia muchas poblaciones y eso es mucho más costoso, además que los precios de los materiales de construcción en los últimos 10 años definitivamente se han incrementado, todo eso influye en la tarifa final”,* explicó. El Gasoducto Andino se iniciará en los yacimientos de gas natural, ubicados en la región Cusco, hasta las ciudades de **Juliaca (Puno)**, **Matarani (Arequipa)** e **Ilo (Moquegua)**, y comprende los puntos de derivación o ramales hacia las ciudades de Quillabamba, Cusco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Para evitar que el sur se caliente, Herrera Descalzi propuso un subsidio cruzado, es decir, si en Lima se paga por el transporte US\$ 1 el millón de BTU y en el sur US\$ 3, en ambas zonas se debería plantear una tarifa fija de US\$ 2 el millón de BTU. *“Lo mismo se podría hacer con el precio en boca de pozo, se le puede cobrar un poco más a Lima para aliviar la tarifa del sur, pero esos temas se deben plantear antes de proceder con la construcción del ducto”,* recomendó Herrera.



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](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)