

Gases no convencionales, recuperación mejorada de petróleo y dióxido de carbono

**La (re)aparición del gas natural en el escenario energético
global**

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Análisis de la competencia gas natural-carbón en la generación de energía ante un escenario cambio climático	4
✓ <i>Avances tecnológicos en las turbinas de gas</i>	9
✓ <i>Búsqueda de la purificación del gas desde los yacimientos</i>	11
✓ <i>La tercera condición es la disponibilidad del gas natural</i>	13
✓ <i>AIE prevé sobreoferta de gas natural</i>	14
<u>Enfoque:</u> ¿Habrán que esperar 20 años para la captura y almacenaje de CO2?	15
✓ <i>Resultados de la revisión de los proyectos retrasados o cancelados</i>	19
Infraestructura gasífera estadounidenses y las previsiones ante el boom del gas no convencional	20
✓ <i>Costos de infraestructura de tuberías</i>	24
<u>Inversión:</u> La extracción del shale activa las compras y ventas en el midstream norteamericano	25
✓ <i>La lista de los cinco productores más grandes de gas natural en Estados Unidos</i>	28
✓ <i>Denbury Resources compra Encore Acquisition para inyectar dióxido de carbono en los yacimientos maduros</i>	29
Rockies Express Pipeline, una de las formas de unificación de los precios del gas en Estados Unidos	33



Análisis de la competencia gas natural-carbón en la generación de energía ante un escenario cambio climático

*“Natural gas can kill two birds with one stone: solve the dependence on foreign oil, and reduce CO2 emissions”



El grado en el cual el gas natural tiene éxito, la atención pública y política favorable es en cuanto a la mitigación del cambio climático, que varía de país en país y de región en región. En el futuro, donde el gas natural y el carbón compitan en un mercado en crecimiento, la opinión a menudo será en favor del gas natural. Con relación al petróleo, con los precios actuales del gas a 5 dólares por millón de BTU y del crudo bordeando los 80 dólares el barril, ningún comprador de energía dudaría en escoger el gas como fuente de suministro porque su precio en términos energéticos resulta ser por lo menos tres veces más barato que el petróleo.

He demostrado aquí, de modo muy simple, a partir de los datos de base de la termodinámica, que una central a gas de ciclo combinado moderna, con un rendimiento energético de 60%, emite tres veces menos CO₂ que una central a carbón pulverizado actual teniendo un rendimiento del 40%.

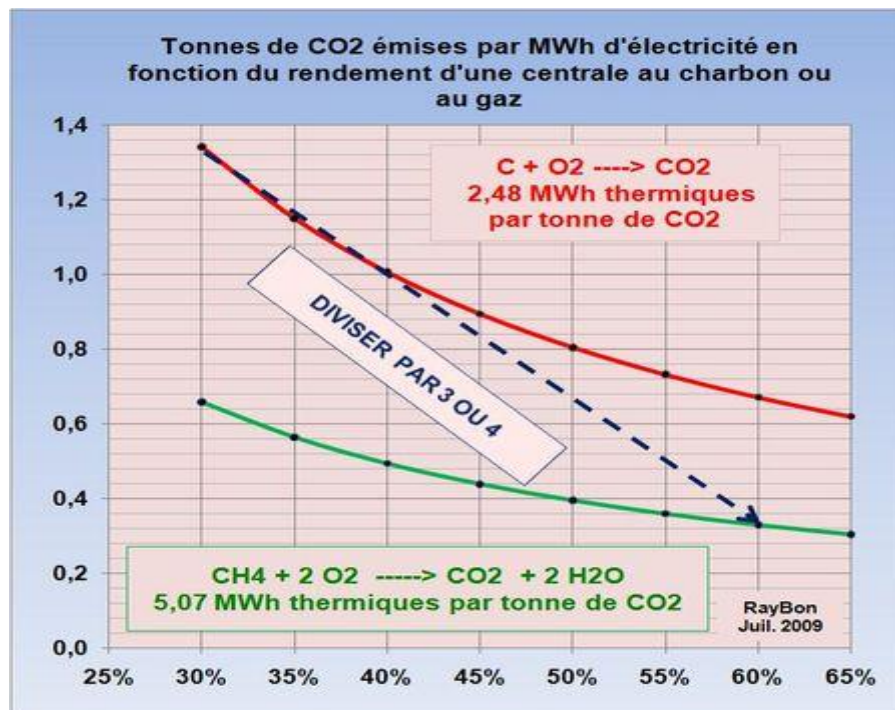
En el dominio de la energía es a veces difícil evitar las trampas tendidas por los astutos profesionales que hablan de modo abusivo del *Clean Coal* o de la captura y secuestro de CO₂, pero sin precisar muy bien algunos temas, por omisión, al lector bien intencionado pero no muy informado. Los franceses tienen una expresión para definir este accionar: “*miroir aux alouettes?*” (espejos para las alondras). Es una expresión que viene de un objetivo utilizado en otro tiempo para la caza de alondras. Este objeto giraba sobre un soporte y tenía pequeños espejos fijados arriba. Las alondras eran atraídas por esto y los cazadores tenían sólo que tirar a cubierto cuando venían a ver lo que era. Por extensión la expresión significa algo que sirva para seducir a la gente y luego poder estafarlos. Esto es muy comprensible por parte de los profesionales, cuyo oficio es el de vender carbón o las instalaciones que lo utilizan y que conjeturan malos días para su trabajo futuro. Por eso siempre es necesario volver a los datos que permiten tener en cuenta entre que es eslogan y qué realidad física.

Maquillar la realidad vendiendo avances que pesan relativamente poco, puede ralentizar las investigaciones necesarias para ganar la batalla al cambio climático. Teniendo en cuenta que todas las energías son imperfectas (la que no hace daño a la atmósfera o el paisaje, es insuficiente o cara) y los compromisos históricos con ciertos sectores económicos, cualquier

planificación energética resulta imposible. Tal es el caso de la esquizofrenia en la que se debate en estos días sobre el clean coal.

La combustión completa del carbón puede resumirse por lo esencial en la reacción de la formación del CO₂:

$C + O_2 \rightarrow CO_2$. Esta reacción genera 9,1 kWh de energía térmica por kilogramo de carbono, dice la termodinámica. Pero si se quiere enfocar en el tema sobre las emisiones de CO₂ comprobamos, dividiendo este valor por ratio de las masas moleculares $CO_2/C = 3.67$, que esta reacción produce 2,48 MWh de calor por tonelada de CO₂ emitida. Las centrales a carbón modernas, con temperaturas de agua supercríticas superiores a 566°C logran presentar rendimientos energéticos del 40% al 45%, lo que conduce a emisiones del CO₂ del orden de 900 Kg. a una tonelada de CO₂ por MWh eléctrico producido (en la figura de abajo, se ve en la curva roja)



Para aumentar los rendimientos de las centrales a carbón, es necesario adoptar un procedimiento más complejo: el IGCC, que previamente va a utilizar el carbón para producir hidrógeno (gasificación integrada) y este gas va a alimentar una turbina a alta temperatura y una caldera en un ciclo combinado. Es posible así esperar rendimientos energéticos superiores al 50%. Los despojos van entonces a tender hacia 700 Kg. de CO₂ por MWh. Percibimos así como los procedimientos llamados "Clean Coal" que tratan de descender a lo largo de la curva roja no son tan limpios como podríamos creer.

Queda entonces por ver la captación y el secuestro opcional que existirá algún día para captar parte del CO₂. Pero habrá que utilizar la energía para hacer accionar este procedimiento, lo que hará caer los rendimientos globales por tonelada de carbón. El procedimiento presentará pues un costo adicional financiero y energético. Los progresos sobre esta curva roja pues serán largos y fastidiosos.

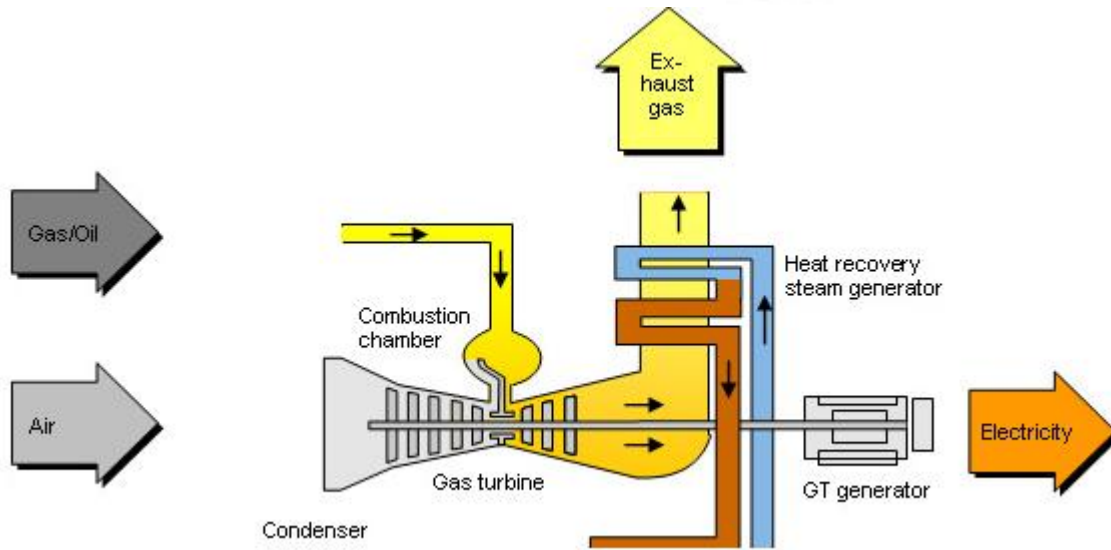
La combustión completa del gas natural compuesta esencialmente de metano puede escribirse:

$\text{CH}_4 + 2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$, cuya entalpía de reacción es de 9,95 kWh por m³ de gas metano y entonces de gas CO₂. En masa de CO₂, esta reacción libera entonces 5,065 MWh térmicos por tonelada de CO₂ producida. La combustión del gas natural produce dos veces más energía que la del carbón por tonelada de CO₂ emitida. Al presentar dos centrales rendimientos energéticos idénticos, uno el gas, otro el carbón, esta último emitirá dos veces más CO₂ que la primera.

El mercado de las turbinas a gas de generación de electricidad es pues un eje estratégico que importa para los grandes constructores de centrales eléctricas. Siemens por ejemplo contempla en su plan 2008-2013 de crecimiento anual en el mercado de centrales a gas en un 8% al año. La combustión del gas natural permite alcanzar temperaturas muy elevadas, yendo hasta 1600°C a la actualidad en el seno de la cámara de combustión de las turbinas a gas con altos rendimientos, acopladas a los generadores a vapor, alimentados por los gases de combustión de la turbina. Los conjuntos modernos de ciclo combinado anunciados por **Siemens, Alstom** y **Mitsubishi Heavy (MHI)** alcanzan o sobrepasan el 60% de rendimiento. Uno de los puntos tecnológicos claves es disponer de piezas mecánicas sofisticadas, en materiales modernos suficientemente refractarios, para tener un choque mecánicamente en las cámaras de combustión de las turbinas. Se esperan todavía más progresos en la temperatura extrema de las turbinas con un objetivo de 1700° C por parte de los japoneses, pero también en las generadoras a vapor asociadas como lo muestra el reciente acuerdo entre **GE** y **MHI** en este campo^{1,2}.

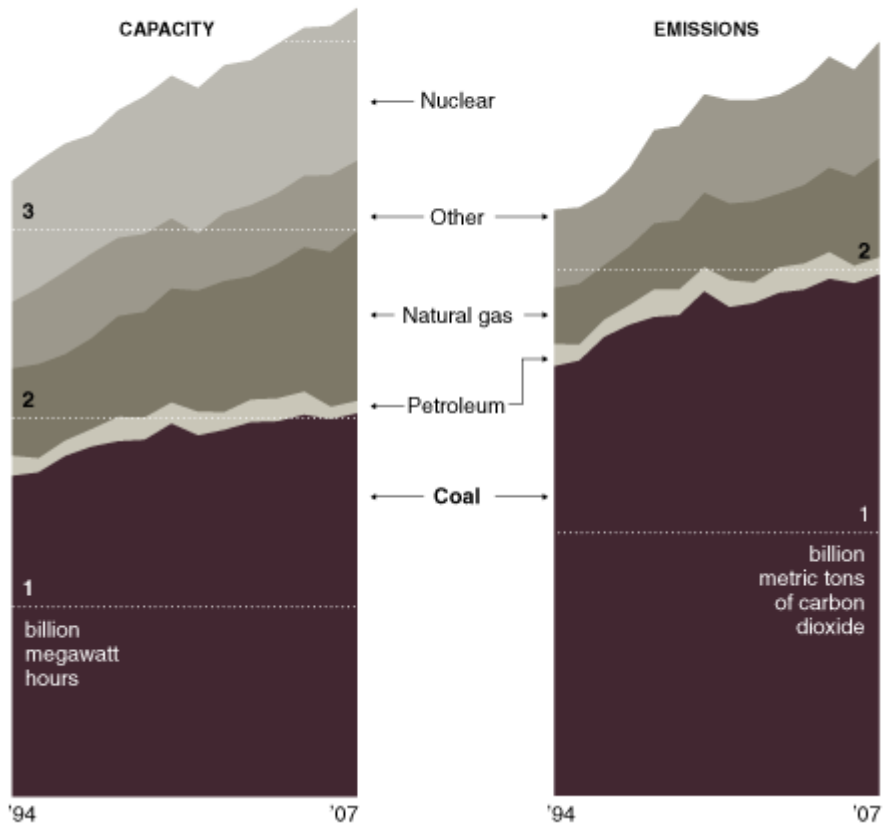
¹ http://www.gepower.com/about/press/en/2009_press/062309b.htm

² En una fase posterior, es posible que ambas compañías se planteen desarrollar conjuntamente una turbina de vapor para aplicaciones relacionadas con la energía nuclear. GE prevé un aumento potencial de la demanda de turbinas de vapor de gran capacidad para proyectos de generación de energía nuclear, dado que el interés por este sector de la industria de la energía se ha reavivado notablemente.



Producer and Polluter

Coal fuels half of all electricity generated, but contributes more than two-thirds of all carbon dioxide emissions from the electric power sector. Proposals to expand coal plant capacity may be curtailed.



Source: Energy Information Administration

THE NEW YORK TIMES



Estos dos parámetros hacen que sea posible en la actualidad, generar un MWh eléctrico emitiendo 330 Kg. de CO₂ con gas natural mientras hay que emitir una tonelada con el carbón pulverizado de muy buena calidad. Por supuesto la utilización de lignito baja en calidad energética agrava todavía más el *score* a costa del combustible sólido. Aumentando la prima, en provecho del gas natural en su combustión, contrariamente a las diversas hullas y lignitos permite librarse de los problemas tóxicos en el aire y de cenizas contaminantes en la

naturaleza.

Gran parte de la demanda actual de turbinas de vapor deriva del elevado interés en todo el mundo por las plantas de producción de energía de ciclo combinado alimentadas con gas natural. Aunque es necesario desarrollar múltiples opciones tecnológicas para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica global, las turbinas de vapor siguen siendo un elemento clave de la industria de la generación de energía. La **Agencia Internacional de Energía** (IEA por sus siglas en inglés) sorprendió con los datos del mercado mundial de generación eléctrica a partir del gas natural. Los 3.800 TWh producidos en 2006 deberán pasar a 4.700 TWh en 2015, cuando representarán mucho más que el 20% en la matriz energética global que el gas tiene hoy. Este fuerte elevación tiene como una de sus piezas clave a las turbinas a gas, objeto de una investigación hecha por la consultora especializada **Frost & Sullivan** que, entre otros datos, prevé una facturación del sector en 2009 de 20 billones de dólares, un 7,5% por encima del año anterior, esto después de un crecimiento "*fenomenal*" del 53% en comparación 2007-2006.

F&S analiza las causas de la extraordinaria demanda de turbinas a gas en estos últimos años, y aunque afirmando que esta *performance* no se mantendrá, anticipa una tasa de crecimiento del mercado del 4,7% al año hasta 2015, y extiende su previsión hasta 2030, cuando espera que la generación eléctrica a gas natural alcance 6.400 TWh. Entre otros factores que dan respaldo a estas estimaciones, la consultora alinea algunas razones para que las turbinas a gas sean y continúen siendo la tecnología escogida por gran parte de los emprendedores, órganos de financiación y constructores de usinas termoeléctricas:

*Las térmicas a gas son mucho más rápidas de implantar, si son comparadas con las unidades a carbón y nuclear. Sus costos de capital son sensiblemente menores, en especial por la exigencia, como en el caso del carbón, de instalaciones de protección ambiental. Existe aún un problema de escala, las térmicas a gas pueden ser factibles en potencias menores.

* Los costos de construcción son leves, todos los componentes de la instalación son de tecnología probada (lo que no ocurre, por ejemplo, con las técnicas IGCC y CCS exigidas en el carbón), los costos operacionales y de mantenimiento son bajos. Un último argumento de F&S es más discutible, ellos prevén una reducción a mediano plazo en los precios del gas natural. En el juego de los pronósticos, algunos pueden quedar mal parados.

Avances tecnológicos en las turbinas de gas

A todas estas consideraciones podría añadir los avances tecnológicos de las propias turbinas, que han sido frecuentemente anunciados y que expanden continuamente su franja de utilización, más horas entre paradas, menos necesidad de mantenimiento, mayor control y, recientemente, adaptabilidad a las más extremas condiciones atmosféricas. Un buen ejemplo fue descrito hace pocos días por la publicación especializada **Cogeneration&On-web Power Production**³, sobre el funcionamiento de las nuevas turbinas a gas GE MS 5001 PA en Siberia, donde la temperatura llega a -60° , en el yacimiento petrolero Vankor en la región Krasnoyarsk en Rusia, propiedad de la compañía petrolera **Rosneft**. La turbina de la central eléctrica 210 MW en el campo Vankor será la única fuente de energía utilizada para la producción de petróleo y gas. Esa misma turbina está operando en África y en Medio Oriente en lugares que pueden alcanzar $+60^{\circ}$.

La unidad de energía de **General Electric Co.** dijo que su último diseño de turbinas para centrales eléctricas a gas natural consumirá menos combustible y emitirá menos dióxido de carbono que las turbinas GE existentes. GE Energy introdujo un mejorado en la turbina de gas Frame 7FA para ayudar a los operadores de la central eléctrica a reducir costos y emisiones. Un típica planta de ciclo combinado usa dos nuevas turbinas de gas 7FA con una sólo turbina a vapor ahorrarían 2.1 millón de dólares por año con un precio de gas a 6 dólares por millón de BTU, comparado con la turbinas 7FA existente de GE.



La planta más eficiente también evitaría 19.000 toneladas métricas de CO₂ cada año comparado con la versión anterior, el equivalente de las emisiones que atrapa el calor de casi 3.800 autos. GE fabricará la turbina mejorada 7FA en Greenville, Carolina del Sur, y comenzará los envíos a principios de 2012. Una de las primeras nuevas turbinas 7FA será usado en **Oakley Generating Station** (de 585 megawatt) en Oakley, California⁵.

Al mismo tiempo, MHI anunció la introducción de una nueva turbina de gas llamada J-Series. La nueva máquina incorpora un compresor de alta presión basado en el compresor avanzado M501H⁶. Las nuevas tecnologías aplicadas a la sección de turbina en la máquina J-class incluyen *advanced thermal barrier coatings*, tecnología de enfriamiento mejorado y mejora de la aerodinámica de la turbina⁷.

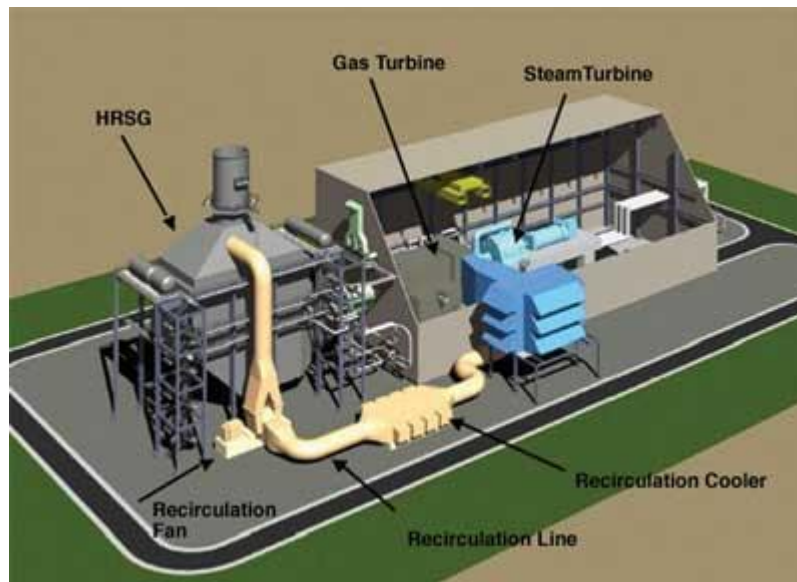
³ <http://www.cospp.com/>

⁴ Cogeneration&On-web Power Production, "GE turbine generators to operate at -60°C in Russia", (11/10)

⁵ Reuters, "GE advanced gas turbine cuts fuel use, emissions", (27/6)

⁶ Más información <http://www.mhi.co.jp/en/news/story/0903121287.html>

⁷ Power Engineering International, "Is Mitsubishi's J-Class just the job for 60 per cent efficiency?", Octubre 2009



Our Technologies, Your Tomorrow

R.B. 28/10/2009	MHI		Siemens	GE	Alstom	
Turbine	G serie	J serie	SGT5	7FA	GT26	GT26
Puissance en MW		320	375	211	292	
BTU/kWh			9096	8872	8856	
Rendement			37,51%	38,46%	38,53%	
Cycle combiné	M701G2	J serie	SGT5 800H		KA 26-1	KA 26-2 ICS
Puissance en MW	334	460	>570	627	426	858
BTU/kWh	5813	<5687	5687	5934	5833	5785
Rendement	58,7%	>60%	60,0%	57,5%	58,5%	59,0%
Délai	dispo	2011	dispo	2012	dispo	dispo

Búsqueda de la purificación del gas desde los yacimientos

Un *score* sin apelación supone que la extracción del gas natural se realice sin desechos de CO₂ con el cual es mezclado en los campos gasíferos. Esto supone que la unidad de purificación del gas como en **Sleipner** o en **Snöwhit** está equipado de una unidad de captura y secuestro de dióxido de carbono. Si no hay que añadir el CO₂ asociado con el metano en el balance. Para un mix muy ricos en CO₂ de estilo 50/50 molar, son 330 Kg. de CO₂ por MWh que hay que añadir a los desechos de la combustión del gas.

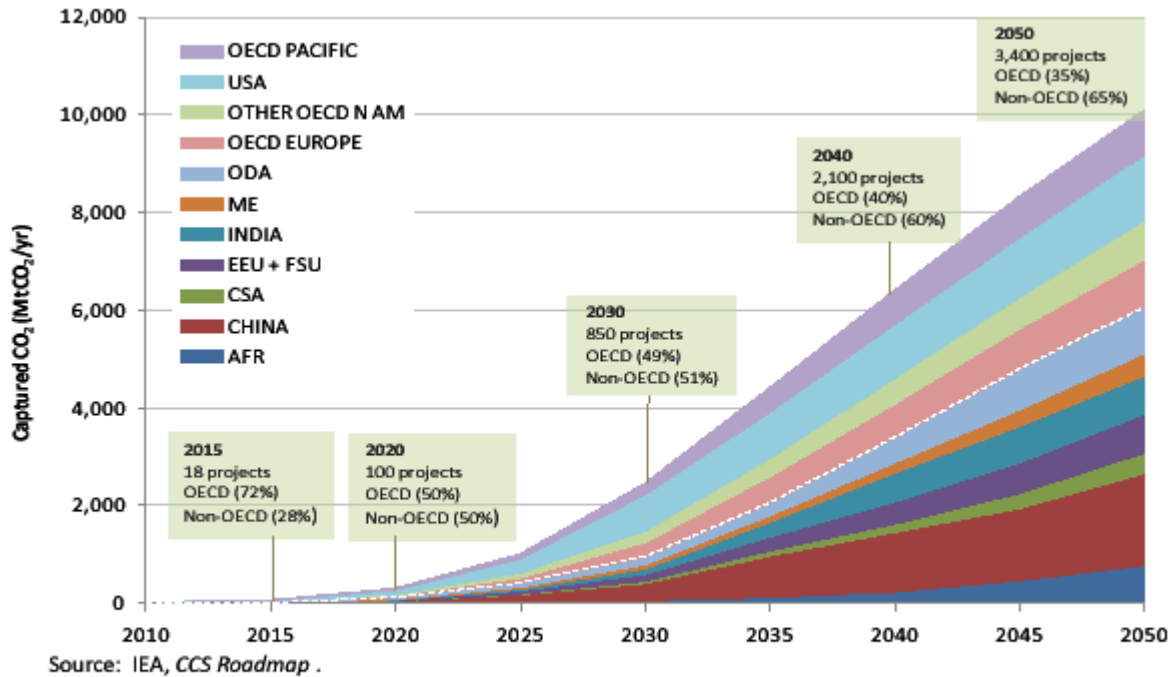
En cuanto a los desechos del metano respectivos, habría que comparar las emisiones de grisú e el momento de la explotación de una mina de carbón con los eventuales escapes en el momento de la extracción, de la purificación y del envío del gas natural. Los metaneros modernos relicuan a bordo el gas evaporado de sus cubas. Teniendo en cuenta estas consideraciones resulta que de reemplazar las viejas centrales a carbón o a lignito por centrales de gas modernas es un método que permite dividir por 2,5 o más las emisiones de CO₂ en la naturaleza para una cantidad de electricidad producida.

La ecuación medioambiental es muy favorable para el gas natural, pero allí está también la ecuación económica que favorece ampliamente al sector del carbón. Lo que explica la primacía actual del carbón en la generación de electricidad pero esta situación parece ser sólo provisional. En efecto, un cierto número de elementos debería hacer disminuir rápidamente el uso del carbón, por lo menos, y en los primeros tiempos, en los países de la OCDE.



Hay, en primer lugar, todo lo que está relacionado a los campos reglamentarios o penalidades financieras. Los derechos de emisiones de CO₂, las obligaciones de reducir el contenido del CO₂ por MWh de electricidad distribuida, la no concesión de las autorizaciones administrativas necesarias, bajo la presión de una opinión pública suficientemente informada, son unos de los motores poderosos de disuasión de la instalación de nuevas unidades.

Pero la verdadera cuestión es eliminar poco a poco las centrales a carbón de los países miembros de la OCDE, para atacar luego las centrales chinas e indias. Es el único método que permitirá reducir significativamente las emisiones mundiales de CO₂ que son en un 40% originaria de la combustión del lignito o del carbón. Los "*rêves éveillés*" (sueños despiertos, como suele llamarle la literatura francesa) de **Nobuo Tanaka**, de la **Agencia Internacional de Energía**, que quiere equipar en CCS 850 centrales en 2030 para capturar y secuestrar 2,5 mil millones de toneladas de CO₂, no deben ser tomadas en serio. Si una mínima parte de este objetivo tuviera fecha entonces sería más realista.

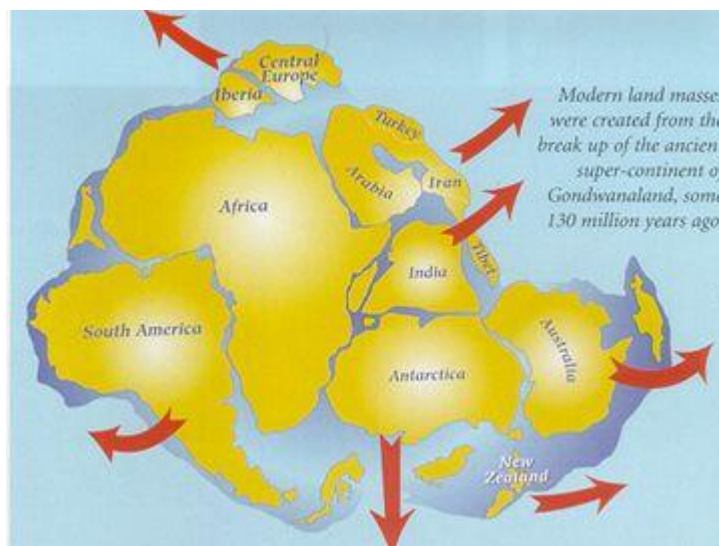


CCS will require additional investment of 2.5-3 trn by 2050

El punto de vaivén económico para un gas natural a 7 dólares por millón de BTU o 24 dólares por MWh térmico, se sitúa lejos de un precio del carbón de 150 dólares la tonelada o 18 dólares por MWh térmico. En Europa, el precio de carbón sudafricano entregado en los puertos del viejo continente está cercano a los 100 dólares la tonelada. Una tasa carbono de 50 dólares por tonelada de carbón bajo una forma u otra, hará volcar la ecuación económica en provecho del gas. En Estados Unidos, al estar los precios del carbón muy bajos, sólo precios muy bajos del gas natural podrían permitir desestabilizar al carbón. Haría falta que los precios del gas no sobrepasaran los 5 dólares el millón de BTU o 17 dólares el MWh para que el gas se vuelva competitivo frente al carbón.

La tercera condición es la disponibilidad del gas natural

Las reservas de gas en el mundo son inmensas y revisadas regularmente con incrementos merced a los descubrimientos en el corazón de los continentes o sobre los márgenes de los bloques del antiguo Gondwana⁸ (el gas del ártico, las pizarras bituminosas americanas, *coal bed methane*, los yacimientos offshore australianos, orillas meridionales atlánticas).



Mientras que el carbón es difícilmente transportable y es objeto de pocos intercambios internacionales, el gas natural se encamina fácilmente, por gasoducto cuando una red existe, o bajo forma licuada por metanero para el transporte marítimo. Los grandes grupos petroleros y gaseros internacionales quieren reducir sus inversiones para poder explotar de forma rentable los yacimientos offshore cada vez a mayor profundidad y más alejados de la tierra firme. Para evitar tener que construir gasoductos onerosos, se desarrollarán usinas inmensas de licuefacción en alta mar, sobre las que escribiré en el futuro. Desarrollos de este tipo, son parte de la naturaleza que hará al gas natural el primer recurso mundial de energía en una o dos décadas. Un gran mercado spot a partir de metaneros llenos de GNL está por desarrollarse, confinando los recursos rusos a su justo rango de número dos o tres mundial.

La apertura marítima de Europa debe permitirle hacer del gas natural su principal recurso energético para paliar las emisiones de gases de combustión de las centrales eléctricas todavía ampliamente alimentadas con lignito o carbón. Los inmensos recursos americanos de

⁸ Gondwana es el nombre que se le da a un antiguo bloque continental que resultó de la porción meridional de Pangea, cuando se extendió el Mar de Tetis hacia el oeste. De Gondwana surgieron Sudamérica, África, Australia, el Indostán, la isla de Madagascar y la Antártida, a lo largo del Cretácico.

gas propulsaron a Estados Unidos a la primera fila de los productores mundiales de gas natural, lo que llevará a los estados de este país a utilizar la ventaja del gas en la generación de electricidad y esto en complemento con los recursos renovables. La opción denominada "*clean coal*" no permite alcanzar los niveles de desechos de gas carbónicos adecuados, falta de flexibilidad y se requieren muy elevadas inversiones de gasificación del carbón y contaminantes.

Más adelante habrá que convencer a India y a China que hicieron malas elecciones con sus masivas inversiones en centrales a carbón. Esto será mucho más complejo de administrar. Recordemos una anécdota, la India, que posee las quintas reservas mundiales de carbón, pero que es incapaz de transportarlas por su vasto territorio, construye sus centrales eléctricas en los puertos para alimentarlas a través de carbón importado.

AIE prevé sobreoferta de gas natural

El mundo enfrenta una sobreoferta de gas natural que obligará a Estados Unidos a abandonar planes de nuevas terminales de importación y poner en suspenso mucha de su capacidad existente, estima la Agencia Internacional de Energía (AIE). En el borrador de su último Panorama Energético Mundial, la AIE anticipa que el exceso de capacidad de los ductos de gas natural y terminales de gas natural licuado se elevará al menos a 250.000 millones de metros cúbicos para 2015, más de cuatro veces el nivel de capacidad ociosa en 2007.

Dice que las políticas ambientales para reducir las emisiones de dióxido de carbono a 450 partes por millón para 2020, lejos de apoyar la demanda por gas, que emite menos carbono que el carbón en la generación eléctrica, harán que la demanda por gas toque techo a comienzos de los 2020. "*La demanda global proyectada apunta a una subutilización significativa de los ductos interregionales y la capacidad de GNL en el mundo. Este posible atochamiento podría tener amplios efectos en los precios del gas*", dice el informe.⁹

Un vocero de la AIE no quiso hacer comentarios sobre el documento antes de su lanzamiento el 10 de noviembre. Los ejecutivos de las empresas de energía esperan que moverse hacia el gas, el combustible fósil con las emisiones de carbono más bajas, ayude a limitar el impacto que se espera que las políticas ambientales tengan en la demanda petrolera.

La AIE concluyó que la caída en general de la demanda por gas causada por una generación eléctrica más eficiente compensará cualquier incremento del que disfrute el gas al actuar como sustituto del carbón. América del Norte tiene doce terminales de GNL con una capacidad de 145.000 millones de metros cúbicos al año y otras cinco en construcción, más una en ampliación. Esto elevará su capacidad de importación a 214.000 millones de metros cúbicos.

La AIE cree que quince proyectos adicionales que ya están aprobados no verán la luz del día. Para 2013, mucha de la capacidad estará parada, y se necesitarán sólo 35.000 millones de metros cúbicos si las políticas ambientales se aprueban, dijo la AIE. "*Los mercados globales de gas han pasado de un mercado de vendedores, caracterizado por una oferta y demanda ajustadas, a un mercado de compradores a medida que la demanda se debilita mientras la nueva oferta se pone en marcha*", dice el

⁹ Financial Times, "*Forecast of gas glut challenges Russia's hold on Europe's supply*", (5/11)

informe. Una sobreoferta en la escala proyectada por la AIE sería un golpe para Rusia, Irán y Qatar, que controlan las reservas de gas más grandes del mundo.

Para la estatal rusa Gazprom, la sobreoferta prevista sería un traspie mayor. Erosionaría el poder que la empresa ha tenido sobre países consumidores y en tránsito y dejaría sin satisfacer las ambiciones de GNL de la firma hasta 2030.

¿Habrá que esperar 20 años para la captura y almacenaje de CO₂?



La captura y almacenaje (o secuestro, como usted prefiera) cuesta mucho. Esta afirmación es el resultado del reporte del Global Carbon Capture and Storage Institute, hecho publico por el gobierno australiano. El informe declara que el CCS es improbablemente rentables, con los tarifas del mercado de carbono, antes del periodo 2030-2040. El **Global CCS Institute** fue establecido por el gobierno australiano e incluye a Estados Unidos, el Reino Unido y Japón, con distintas empresas entre sus miembros, como **Schlumberger**.

La correspondencia del precio del mercado de carbono, conforme cualquiera de los esquemas de *cap-and-trade*, es crucial para el umbral del CCS. Cuando las plantas CCS comiencen las operaciones verdaderamente en escala, lo que no ocurrirá hasta la próxima década- el costo de captura por tonelada de CO₂ será probablemente, mucho, mucho más alto que simplemente comprando concesiones de emisiones en el mercado¹⁰. El profesor **Richard Hillis**, jefe de la **University of Adelaide's Australian School of Petroleum**, dijo que es natural que la captura y almacenaje de carbono tomará algún tiempo para desarrollarse y que al principio sería caro. "*Si usted piensa en la industria petrolera cuando comenzó, no se desarrolló en semanas, tomó décadas, y la captura de carbono transitará por el mismo proceso*", dijo¹¹.

¹⁰ Financial Times Blog, "Carbon capture and storage in very, very expensive shock", (30/10)

¹¹ The Age, "Clean coal would add 78% to electricity price", (29/10)

El informe inspecciona el estado de la captura y almacenaje en todo el mundo en un entretenido formato de *question-and-answer*. (Muestra: ¿el CCS es opcional si el mundo quiere evitar el peligroso cambio climático? Respuesta: No) De los 213 proyectos activos o planificados, 101 son de escala comercial. De estos 62 proyectos son considerados como integrados, es decir, que cuentan con la cadena entera del proceso de CCS de captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Siete de estas ya están en operación. Esta cifra está muy por debajo de los 55 proyectos que se fijó como objetivo recientemente el G8. Excluyendo los proyectos operacionales, los 55 activos o planificados, en escala comercial, los proyectos integrados tienen un rango de inicio de operación de 2009 a 2020. En industrias nacientes, como la de CCS o la energía renovable, la tasa de fracaso de los proyectos es relativamente alta.

En la figura 1, más abajo, la clasificación de escala comercial, proyectos integrados por la región y la etapa del ciclo de vida del activo muestra que 66% de los proyectos propuestos está en el sector de generación de energía. Sin embargo, ninguno de estos avanzó más allá de la sanción del proyecto. Las industrias de producción de cemento, de aluminio, de hierro y de acero son consideradas insuficientes en términos de la propuesta de escala comercial y de proyectos CCS integrados. En términos de distribución geográfica, el 37% de este subconjunto está en Europa, 24% en Estados Unidos, el 11% en Australia y Nueva Zelanda, y el 10% en Canadá. La distribución de proyectos en otras partes del mundo como India, China o Sudamérica es relativamente baja.

De este subset de 62 proyectos, el 63% está considerado almacenaje geológico. La reutilización beneficiosa (es decir, *enhanced oil recovery*, *enhanced gas recovery* o *enhanced coal bed methane recovery*) representan más del 26% de este tipo de almacenaje. El 11% restante de los proyectos no especificó el tipo de almacenaje o no fue aún determinado. Algunos de los proyectos propuestos en Europa consideran opciones de almacenaje offshore. Los costos en el desarrollo de nuevos sitios offshore de almacenaje serán probablemente de una magnitud mayor que las opciones de almacenaje onshore.



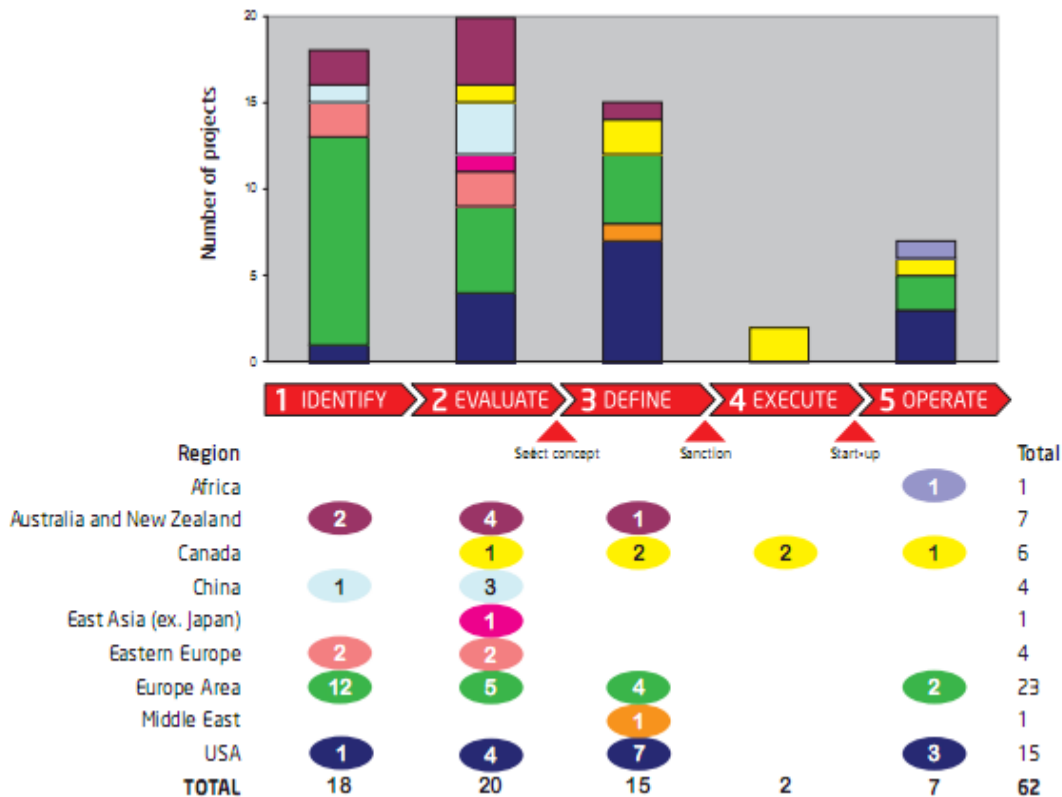


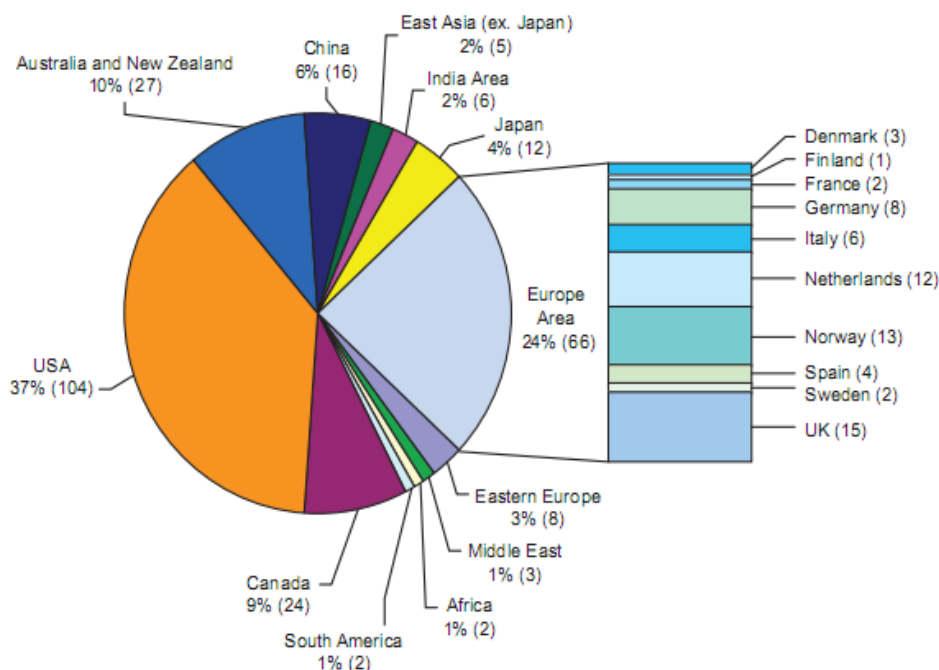
Figura 1

La experiencia de la industria de ingeniería en grandes proyectos de infraestructura como estos que podrían ser instalados con CCS sugiere que requieren entre siete y diez años para los estudios de pre-factibilidad. Por lo tanto, los proyectos identificados en el estudio, y quizás los nuevos proyectos identificados para 2013 representan probablemente el pool de escalas comerciales, de proyectos de CCS integrados que podrían encontrar los objetivos del G8.

Contrastando con el objetivo indicado por el grupo de los ocho países más industrializados, la industria ve el período complicado en el ciclo proyectado de CCS:

- 10 años para diseñar, para permisos y construcción de centrales eléctricas a combustibles fósiles y otros grandes facilities industriales con CCS como fundidores de acero o factorías de cemento;
- 20 a 30 años de operación e inyección de CO₂ antes de que el cierre de la planta sea considerado; y
- 20 a 100 años o más para supervisar un sitio CCS post-inyección.

Figure 3-3 Total projects by geographic region



Además, las plantas CCS, denominadas FOAK (*First-Of-A-Kind*) tienden intrínsecamente a tener gastos más altos que provienen de mayores riesgos en términos de encontrar y valorar un sitio de almacenamiento, el transporte, la financiación, el *design integration* y la licencia medioambiental. Sumado a esto, la incertidumbre que rodea al valor económico potencial del CO₂ (es decir, el costo marginal futuro del cumplimiento con las regulaciones del cambio climático) hizo que los defensores de los proyectos sean incapaces de identificar las potenciales corrientes de ingresos a largo plazo. Como consecuencia de esto, pocos proyectos de CCS fueron desarrollados sin incentivos financieros gubernamentales.

Uno de los últimos ejemplos es el Reino Unido que está decidido a impulsar el CCS, para lo que tiene previsto apoyar un proyecto de central de carbón de escala comercial que incorpore esta tecnología y que pueda empezar a probarse en 2014. Entre los candidatos preseleccionados está Scottish Power y las alemanas RWE y EON. Para llevar adelante sus planes, el Gobierno de Gordon Brown estudia crear un nuevo impuesto que permita financiar la central que se elija para la demostración. "*Estamos decididos a llegar tan lejos y tan rápido como podamos en este asunto. Por eso estamos planeando llevar adelante la creación de un impuesto para financiar estos proyectos mediante un mecanismo transparente que permita sacarlos adelante*", explicó el secretario de Energía, Ed Miliband.

Algunas propuestas de proyectos en áreas de Europa buscan opciones de almacenamiento offshore. Los costos de desarrollo de almacenaje offshore serán considerablemente más altos que las opciones onshore pues esto requiere la búsqueda de convenientes depósitos geológicos y construcción de tuberías submarinas en sitios de almacenaje offshore. Requisitos más caros comparados con las opciones onshore. El transporte de CO₂ puede ofrecer una alternativa, sin embargo, la experiencia en este espacio es muy limitada y también planteará desafíos económicos y logísticos.

La puesta en práctica de CCS en sistemas de generación de energía u otras instalaciones industriales requiere la adición de componentes para la captura, el transporte y

el almacenaje seguro de CO₂. Estos componentes pueden aumentar considerablemente los costos de inversión de estas instalaciones que, junto a las pérdidas de eficacia y las *auxiliary loads*, aumentan los costos de operación. Estas adiciones al sistema crean una de las barreras más significativa para alcanzar los objetivos del G8.

Resultados de la revisión de los proyectos retrasados o cancelados:

La economía del proyecto: algunos de los proyectos eran poco rentables debido al alto costo de CCS, el forecast del bajo valor del CO₂ y la falta de señales de precio del CO₂. La crisis financiera global y el impacto que tuvo en la búsqueda de financiación fue también expresamente identificada como un desafío.

Política/regulaciones: la incertidumbre que rodea el CCS incluye las regulaciones de *pipeline* de CO₂, la futura política de emisiones y la carencia de, o ambigüedad que existe en las regulaciones de CCS fue identificado como los temas claves.

Stakeholder issues: Algunos partidarios de proyectos encuentran la oposición del público y temas específicos identificados tuvieron un efecto negativo en CCS como el valor de las propiedades en las áreas proyectadas.

Almacenaje: Algunos de los proponentes de proyectos identificaron temas como los efectos del almacenaje de CO₂ sobre los reservorios de petróleo/gas, la actividad sísmica alrededor del sitio de CCS, y las dificultades en el establecimiento de un caso fuerte para un almacenamiento seguro y de largo plazo de CO₂ como los motivos principales para cancelaciones y retrasos.

Financiación: numerosos proponentes declararon que eran incapaces de obtener financiamiento. Destacaron a la crisis financiera global como un contribuyente significativo para que su proyecto sea cancelado o retrasado.

El desarrollo acertado de los proyectos de CCS está sujeto a una constelación de factores. Mientras existe mucha literatura sobre los objetivos de despliegue general, hay pocos, sólo algunos, estudios específicos sobre las tasas de fracaso de los proyectos CCS. Esto puede ser debido al hecho que la experiencia histórica en el desarrollo de proyectos de CCS es muy limitada. Y en el informe del Global CCS Institute, los autores constatan que muchos proponentes asociados a proyectos fallidos no desearon revelar cualquier información. Por lo tanto, son difíciles de cuantificar las tasas de fracaso con un alto grado de certeza.

La madurez de las tecnologías actualmente demostradas proporcionará una oportunidad de bajar los costos entre 3 y 5% basado en las lecciones aprendidas por la operación de las plantas FOAK. Esto está basado en la madurez y demostraciones previas de muchos de los componentes individuales del CCS. Fundamentalmente, los costos del CCS disminuirán sólo si hay inversión significativa en el despliegue de la escala comercial,

proyectos CCS integrados para apoyar su estudio. Los proyectos de demostración reducen las incertidumbres y generan una valiosa experiencia de planificación, construcción y operación.

Infraestructura gasífera estadounidenses y las previsión ante el boom del gas no convencional

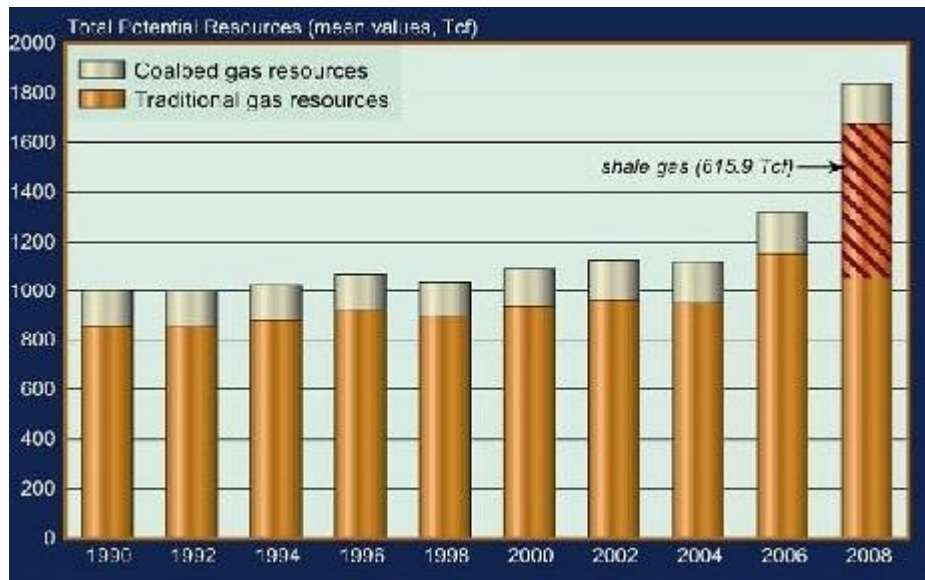


El crecimiento proyectado en las provisiones y mercados de gas natural norteamericanas requerirá miles de millones de dólares adicionales de inversiones en gasoductos, almacenamiento y otra infraestructura de *midstream* hasta 2030, según un reciente estudio concluido por el **INGAA Foundation Inc.** El estudio, que la **Interstate**

Natura Gas Association of America's research division hizo público el 20 de octubre pasado, proyectó inversiones de 133-210 mil millones o 6-10 mil millones/año será necesario en los próximos 20 años bajo varios escenarios de mercado. Los gastos en nuevas instalaciones de procesamiento representarán aproximadamente del 8 al 10% de la inversión de los nuevos activos *midstream*. La infraestructura de almacenaje y de GNL, mientras es importante para la eficiencia del mercado, están proyectando que representará una pequeña parte de las futuras necesidades de inversión total. La capacidad de importación actual de las terminales de GNL está infrautilizadas y pueden acomodar su crecimiento proyectado. En relación al almacenaje, el costo de desarrollo es inferior a otras inversiones.

Los desembolsos serían necesarios principalmente para unir el aumento de la producción de gas de las cuencas shale no convencionales y *tight sands* a la red de gasoductos existentes. La generación de energía eléctrica prevista y el crecimiento de la demanda industrial así como el potencial para unir los recursos masivos de gas del ártico y las importaciones de GNL a la red también serán *key drivers*.

La insuficiente inversión en infraestructura de gas en el *midstream* podría conducir a la volatilidad de los precios, reduciendo el crecimiento económico, y disminuyendo las entregas a los consumidores que necesitan más el gas, advirtió el estudio. Otros expertos convienen que con la fractura hidráulica y otras tecnologías se abren recursos significativos de gas que no habrían sido hecho caso hace 20 años.



El estudio proyectó que Estados Unidos y Canadá necesitarían 29,000-62,000 millas de gasoductos y 370-600 bcf de capacidad adicional de almacenamiento para satisfacer anticipadamente los requerimientos del mercado. La mayor parte del nuevo almacenaje en cavernas de sal *high-deliverability*, que esencialmente duplicarían la capacidad de almacenaje actual.

Para hacer un forecast de los futuros requerimientos de infraestructura de gas natural, tres proyecciones diferentes del mercado de gas natural estadounidense y canadiense fueron realizadas por el estudio: (1) el **Base Case** que representa una perspectiva esperada en el futuro, (2) el **High Gas Growth Case** en el cual la política y los mercados conducen a un mayor crecimiento del consumo de gas natural, y (3) **Low Electric Growth Case** en el cual las ventas futuras de electricidad crecen a una tasa relativamente lenta. Todos los casos estudiados causan una necesidad de significativos costos de capital en la infraestructura del gas natural.

Cada escenario hace suposiciones explícitas sobre el futuro. El Base Case refleja las consecuencias esperadas por los mercados de gas natural de Norteamérica por consideraciones, y, en la mayoría de los casos, siguiendo tendencias recientes del mercado. Por ejemplo, el caso proyecta que, después del *rebound* económico, las generación eléctrica a gas continuará creciendo crecerá de forma consistente con el crecimiento observado durante los últimos diez años.

El High Gas Growth Case prueba una gama superior de necesidades posibles de infraestructura asumiendo una política plausible y resultados del mercado que conducen a una mayor demanda de gas natural que en el Base Case. Este caso usa el Base Case como punto de partida, y modifica las variables claves para reflejar el impacto de los cambios potenciales en las políticas para ser compatible con la dirección señalada por la administración Obama.

El Low Electric Growth Case intenta cuantificar los impactos para la infraestructura de gas natural si las ventas de electricidad y otras medidas de conservación de gas. Las suposiciones de este caso crean un ambiente relativamente constante al declinar el consumo de gas. Este caso ilustra la necesidad futura de infraestructura de gas natural aún con un mercado relativamente débil.

Todos los casos asumen que la economía estadounidense permanece en una recesión profunda a partir de mediados de 2008 a 2010, lo que retrasa el crecimiento del mercado de gas natural durante unos años. El crecimiento económico estadounidense es de

un positivo 2% en el primer trimestre de 2010 y, después un pequeño salto al 4% en el segundo trimestre, permaneciendo en un crecimiento anualizado de 2.75% en el tercer trimestre de 2010 y a partir de entonces.

Los precios del petróleo crudo **West Texas Intermediate (WTI)** con un promedio de 50 dólares en 2009 con la recesión mundial continuando con la presión a la baja de los commodities. Ambos casos asumen un rebound de los precios al final de la recesión. El petróleo estará en un promedio de 70 dólares por barril (en dólares de 2008) a partir de 2010. Los precios del WTI alcanzan 130 dólares por barril en dólares nominales para 2030, cerca de los 140 dólares por barril ocurridos en 2008.

Las tendencias demográficas tanto para Estados Unidos como para Canadá son compatibles con las tendencias observadas durante los últimos 20 años. Los niveles demográficos en ambos países aumentan en aproximadamente 1% por año. Por lo tanto, el número de consumidores de gas para calefacción en los sectores residencial y comercial aumentarán como ocurrió en el pasado.

En los años recientes, aproximadamente un tercio del crecimiento económico estadounidense y canadiense puede ser atribuido al aumento de la población. Las tendencias demográficas tienden a conducir al consumo de gas natural en los sectores comerciales y residenciales. Más altos niveles demográficos se traducen en un aumento de gas natural en la calefacción de los hogares. El gas natural es el combustible preferido para las unidades de hogares recién construidas. El gas natural también sigue ganando cuotas de mercado en los sistemas de distribución de gas natural que son expandidos y que ofrecen servicio a vecinos que hasta ese momento no tenía el servicio.

El crecimiento del uso de gas natural en los hogares es compensado por las mejoras en la eficacia (Ej.: hornos más eficientes y calentadores de agua, mejor aislamiento y ventanas). Los aumentos de los ingresos también afectan a la demanda de gas natural residencial. Una población *wealthier* puede permitirse casas más grandes, que se traducen en un mayor uso del gas natural. En el sector comercial, el aumento de la población se traduce en un crecimiento del espacio comercial, que también se traduce en un aumento del uso de gas natural.

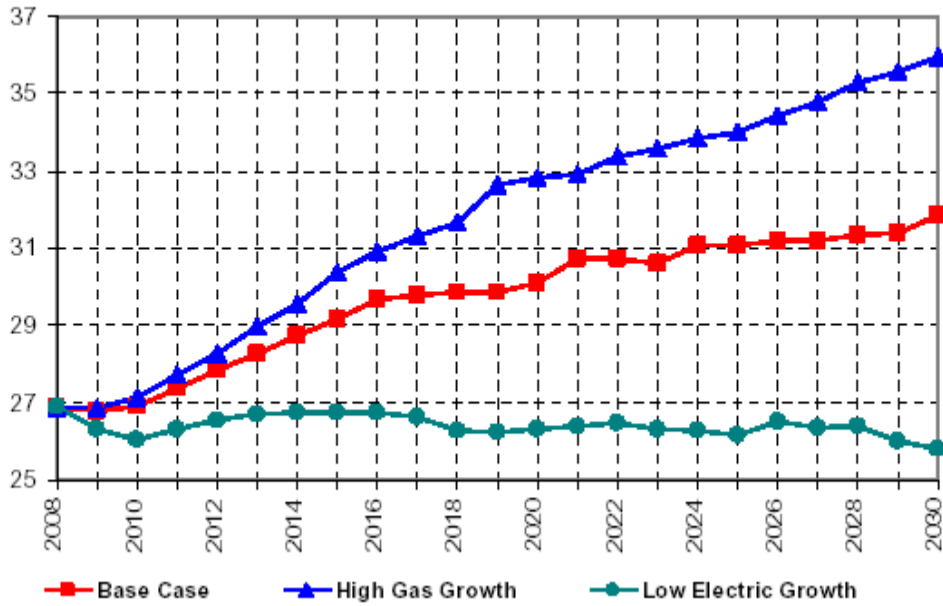
El uso de gas natural en el sector industria está influido, de manera importante, por las condiciones económicas. Influye en la demanda de la producción del sector industrial. En el largo plazo, la producción industrial y la eficiencia de los nuevos equipos conducirán al uso industrial del gas natural.

El tiempo puede seguir las temperaturas normales (el promedio de los últimos 30 años). No hay ninguna interrupción significativa de huracanes para el suministro de gas natural.

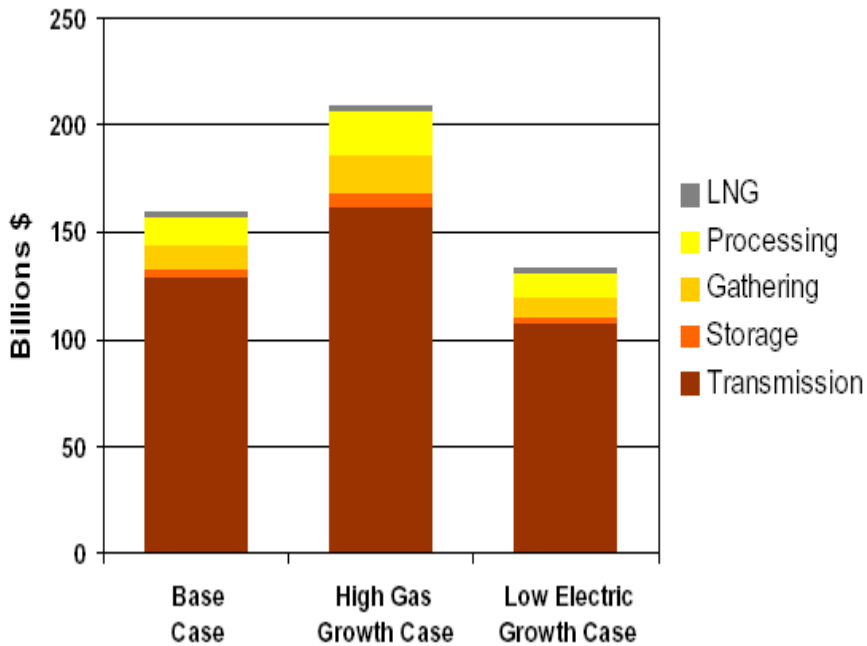
La actividad de E&P de gas natural permanece debajo de los niveles de actividad recientes a lo largo de 2009 debido a la recesión, pero rebota en 2010. Una sustancial base de recursos de gas natural norteamericana suma casi 2.400 Tcf de reservas probadas y los recursos no descubiertos están disponibles para abastecer al mercado de gas estadounidense y canadiense durante casi 100 años a los niveles de producción actual.

En los tres casos, una política de carbono federal estadounidense es asumida que será promulgada, surtiendo efecto en 2015. Todos los casos asumen un programa de *cap-and-trade* multi-sector, basado en objetivos de emisión de largo plazo similares a las recientes propuestas del presidente Obama, el Congreso, y la industria de energía. El programa *cap-and-trade* cubre la energía eléctrica, la producción de combustible, fuentes industriales y transporte. La *allowance* pone un precio alto de 15 dólares por tonelada en 2015 a más de 40 dólares por tonelada en 2030 en el Base Case. Los precios de las concesiones en el High Gas Growth Case son más altos, pero no considerablemente más que en el Base Case.

U.S. and Canada Natural Gas Consumption from 2008 Through 2030 (Tcf)



Total Expenditures for Natural Gas Pipeline, Storage, and Gathering Infrastructure, 2009 – 2030 (Billion \$)



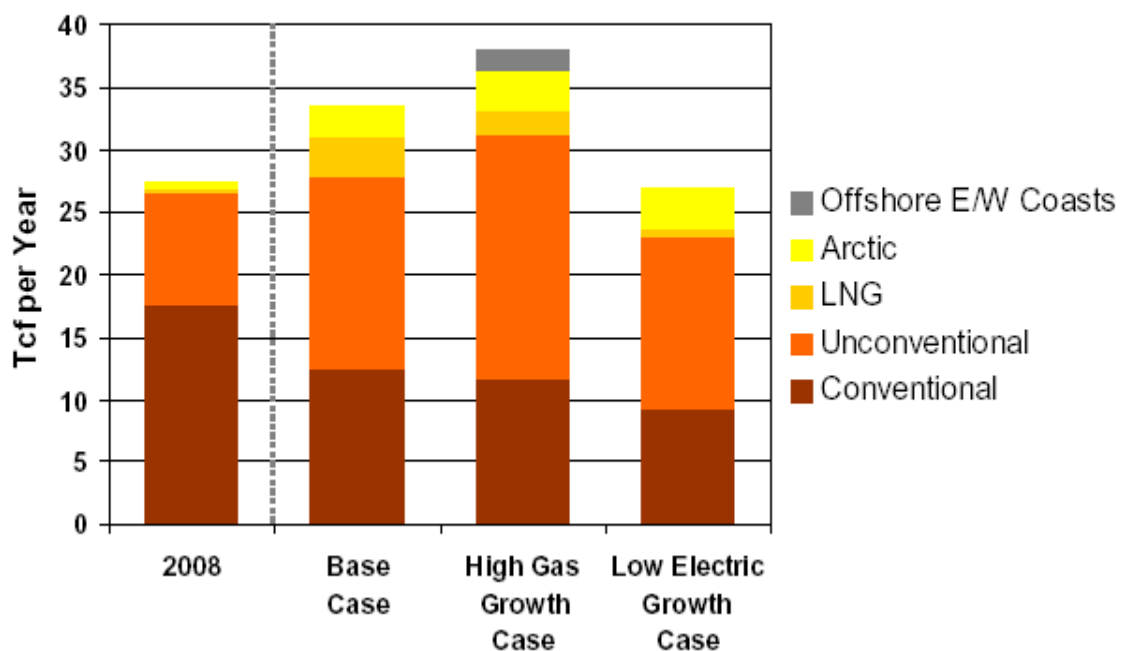
Costos de infraestructura de tuberías

El costo de construir infraestructura de tubería de gas natural varía entre 30.000 dólares y 100.000 dólares por pulgada-milla a partir de 1993 hasta 2007. Hasta 2004, el aumento de los costos de la construcción de tubería fue generalmente modesto. Después de este año, sin embargo, los costos comenzaron a intensificarse dramáticamente, casi doblando los niveles anteriores para el año 2006. Esto estaba previsto, en parte, a los altos precios mundiales de los commodities, especialmente el precio del acero.

Los costos disminuyeron recientemente y esperan que el *run-up* de varios años sólo sea temporal. Ya que los tres casos tienen suposiciones de PBI similares, introducen costos que son asumidos para todos los casos. Los costos de construcción están proyectados para disminuir hasta 2010. Después de ese año, los costos continuarán subiendo según el modelo compatible con las tendencias de costos pre-2004, que son ligeramente menores que la futura tasa de inflación, asumida en 2.5% anual.

El costo de construcción de la tubería está dividido aproximadamente entre materiales, trabajo y misceláneos. En 2007, los costos de los materiales consideraban más del 35% de los costos totales, pero desde entonces disminuyeron. La categoría mixta incluye ingeniería, inspección, administración y costos ambientales. Los costos por el *right-of-way* representan el 8 al 9% de los costos totales de construcción. Este componente ha aumentado recientemente a unas tasas más rápidas que otros componentes. Esta proyectado que los componentes laborales y el derecho de paso se harán ligeramente más rápidos que otros componentes.

Conventional, Unconventional, and Frontier Natural Gas Supplies, 2030 Versus 2008 Level



El crecimiento significativo en provisiones de gas no convencional en los tres casos es el *main driver* de las necesidades futuras de infraestructura de gas natural. Las provisiones de gas natural de nuevas fuentes sustituyen al suministro de la producción de áreas maduras. Por lo tanto, la mayor parte del crecimiento en la transmisión ocurre a lo largo de

los corredores que entregan nuevas provisiones no convencionales a los mercados. Aunque el consumo de gas natural crezca considerablemente tanto en el Base Case y en el High Gas Growth Case, éste no es el driver primario de las necesidades futuras de infraestructura de gas.

En relación a los flujos interregionales para el año 2030 aumentarán predominantemente debido al crecimiento de la producción no convencional en Mid-continent y en el Norte de las Rockies, de las importaciones de GNL y de los proyectos del Ártico si ellos son desarrollados. En el Base Case, el corredor de tuberías con aumentos de volúmenes más significativos incluye el corredor Rockies Express de Wyoming al Noreste del país, el corredor de Mid-continent y el Este de Texas al Norte de Louisiana, el corredor de Western Canadá a Chicago, y a lo largo de la costa del Golfo en Florida. En todos, excepto uno Florida, de estos movimientos aumentará el suministro. Los flujos interregionales en el High Gas Growth Case son más grandes en relación a los flujos del Base Case, debido al aumento del desarrollo de suministro doméstico y el aumento de consumo de gas natural.

Varios corredores de tuberías en el Low Electric Growth Case muestran aumentos significativos en el flujo interregional de 2008 a 2030. Como en el Base Case, el aumento de los flujos fuera del Mid-continent debido al desarrollo del gas de los shales y fuera de las Rockies del Norte debido al crecimiento en la producción de gas no convencional.

Inversión: La extracción del shale activa las compras y ventas en el midstream norteamericano



Los productores estadounidenses de gas natural dividen sus gasoductos y plantas de procesamiento en algunos de los campos más establecidos en una apuesta para cortejar a los inversores con nuevos descubrimientos¹². Este año, los precios del gas natural cayeron a los niveles más bajos en aproximadamente siete años, incitando a los bancos a dar rienda suelta a préstamos a los más pequeños players en el sector. Al mismo tiempo, esas empresas tratan

también cada vez más cortar su deuda monetizando el procesamiento, gasoducto y re-inyección de gas -o midstream- activos, por ventas, *joint ventures* o sociedades.

Esperan que los gastos de grandes proyectos de midstream ocurran en regiones con mayor crecimiento proyectado de la producción de gas. Los *shifts* en las fuentes de suministro de gas natural están proyectados para ser un *main driver* en las inversiones de midstream y no en el crecimiento del consumo de gas natural.

Todo esto terminó de convencer a los banqueros de energía de que habrá más acuerdo el próximo año ante los miedos moderados de valoración y la mejoría de los mercados de créditos. Los inversores valoran a las empresas de exploración más por sus reservas de gas y petróleo, esto da sentido a que se deshagan de algún activo del midstream

¹² Reuters, "U.S. gas midstream sector hopping, more deals seen", (26/10)

y pague deuda reorientándose a la perforación. "Las empresas consiguen crédito por sus reservas en la tierra, no un activo complementario como el midstream", dijo Robert Lane, investment banker de SMH Capital Inc en Houston. "Pero los accionistas son bastante indiferentes en cuando a si una empresa junta su gas o alguien lo junta por ellos".

Los últimos acuerdos incluyen a **Carrizo Oil & Gas Inc**, que cerró un trato para vender su tubería y su sistema de recolección de gas Mansfield en el Barnett Shale en el Norte de Texas a **Delphi Midstream Partners LLC**¹³, una firma apoyada por un *private equity*.¹⁴ El sistema de tubería Mansfield fue construido por Carrizo para juntar y transportar el gas natural de la empresa en Southeast Tarrant County, Texas área de operación. El sistema tiene 19 millas de tubos con capacidad máxima de 70 millones de pies cúbicos de gas por día. El acuerdo incluye la venta de un facility de compresión/deshidratación asociada y un acuerdo con Carrizo para operar el sistema de tubería Mansfield para Delphi Midstream.



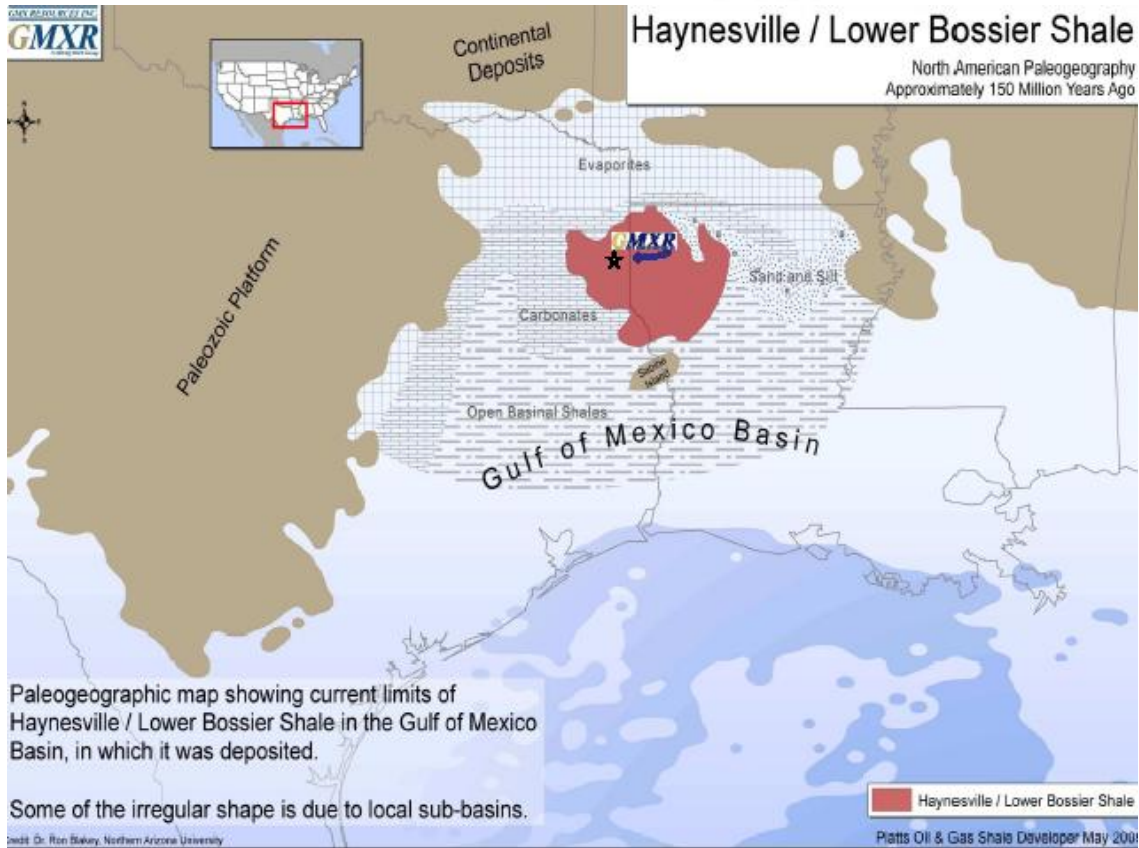
GMX Resources (GMXR)¹⁵ es *Pure Play*, y **Exco Resources** cerraron acuerdos similares por operaciones de gasoductos y procesamiento este año. GMXR y **Kinder Morgan Energy Partners**¹⁶ anunciaron a mediados de octubre que las dos empresas firmaron un acuerdo de *purchase agreement* definitiva en la cual GMXR venderá una participación del 40% a sus negocios de recolección y compresión de gas a Kinder Morgan por 36 millones de dólares. La finalización de la transacción, que ocurrirá a principios de noviembre, está sujeta a las condiciones acostumbradas de cierre. El negocio de *gathering* y compresión de gas proporcionan servicios a GMXR en sus Cotton Valley Sands y desarrollos de Shale Haynesville/Bossier en el Este de Texas, y proveerán financiamiento para la futura infraestructura necesaria para apoyar el crecimiento de la producción prevista de GMXR. **Endeavor Pipeline Inc.**, filial totalmente poseída por GMXR, seguirá actuando como operador del sistema. El activo de disposición de agua salada y otras tuberías no serán parte de la transacción.

¹³ <http://www.delphimidstream.com/>

¹⁴ Forbes, "Carrizo sells Mansfield pipeline system for \$34.7M", (20/10)

¹⁵ <http://ir.gmxresources.com>

¹⁶ Kinder Morgan Energy Partners, L.P. is a leading pipeline transportation and energy storage company in North America. KMP owns an interest in or operates more than 28,000 miles of pipelines and 170 terminals. Its pipelines transport natural gas, gasoline, crude oil, CO2 and other products, and its terminals store petroleum products and chemicals and handle bulk materials like coal and petroleum coke. KMP is also the leading provider of CO2 for enhanced oil recovery projects in North America.



Exco Resources Inc. venderá toda su producción de gas y de petróleo en Oklahoma a **Sheridan Holding** por 540 millones de dólares¹⁷. Y empresas más grandes, como **Chesapeake Energy** y **Anadarko Petroleum Corp.** sacaron dinero de sus activos de midstream en 2009.

Con el credit crunch ya como parte del pasado, las firmas moderaron su perspectiva sobre las valoraciones de acuerdos. Probablemente los compradores de activos de midstream en los próximos meses incluyen *private equity* y *master limited partnerships*. Las sociedades fueron realizadas con fuerza sobre todo durante la crisis crediticia porque

necesitan acceso a los mercados de capitales para crecer. Pero ahora, el sector está equilibrado para crecer otra vez.

Las firmas de *private equity*, antes atraídas por flujos de caja estables en *fee-based assets* (activos por servicios) como las tuberías, han sido grandes compradores en el sector. Pero la crisis de crédito restringió severamente la capacidad de los *private equity* de obtener acuerdos. La naturaleza defensiva de las compañías de midstream *fee-based* parece que seguirá atrayendo a actores como *private equity* y fondos de infraestructur

¹⁷ Dallas News, "Exco Resources selling oil, gas assets to Oklahoma firm", (2/10)

La lista de los cinco productores más grandes de gas natural en Estados Unidos en el segundo trimestre de 2009 viene como una sorpresa para algunos inversores:



1. **XTO Energy** es el productor más grande de gas natural, con 2.352 Bcf por día. La empresa tiene una base doméstica bien diversificada de propiedades que incluyen prácticamente cada shale play prometedor en Estados Unidos, donde la compañía tiene el 30% de su producción diaria.



2. **BP, Inc.**, es el número dos, la única *oil major* integrada de la lista. Produce 2.339 mil millones de pies cúbicos (Bcf) de gas natural por día.



3. **Anadarko Petroleum** es el tercer productor con 2.336 Bcf por día. De modo interesante, la base principal de la producción de la empresa no es el *shale plays* que sus pares decidieron enfocarse, pero en el área de las Rocky Mountains tiene diferentes campos que incluyen Powder River Basin y el Pinedale.



4. **Chesapeake Energy** es el cuarto con 2.245 Bcf por día de la producción de gas natural. Chesapeake es uno de los líderes en el desarrollo de *shale plays* en Norteamérica, con posiciones de liderazgo en los shale Haynesville, Marcellus, Barnett y Fayetteville.



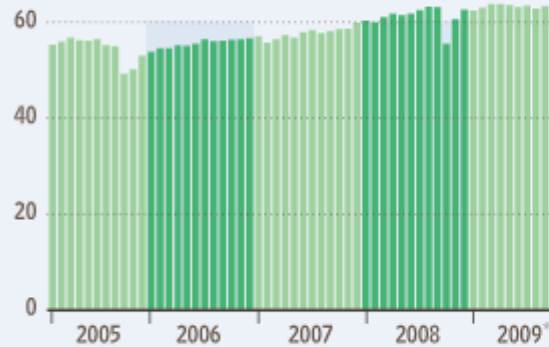
5. **Devon Energy** es el quinto en la lista con 2.129 Bcf por día de producción. Devon Energy domina el área principal del Barnett Shale en el Fort Worth Basin en Texas, donde tiene un poco más de la mitad de su producción total de gas natural. La empresa tiene casi 4.100 pozos de producción allí¹⁸.

¹⁸ <http://www.reuters.com/article/pressRelease/idUS139721+02-Nov-2009+PRN20091102>

Still Going Strong

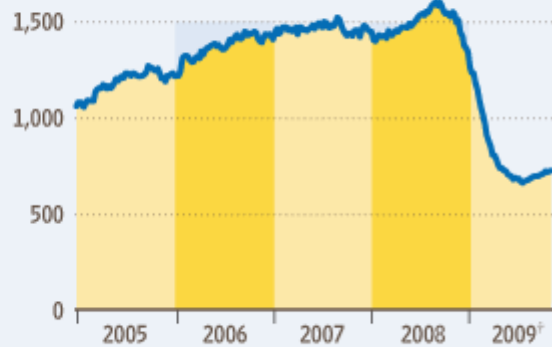
U.S. natural-gas production remains high this year despite a big drop in drilling activity due to low prices.

Natural-gas production (billions of cubic feet per day)



*Through August †Through October

Number of natural-gas rigs working in the U.S.



Sources: Energy Information Administration (production); Baker Hughes (rig count)

Denbury Resources compra Encore Acquisition para inyectar dióxido de carbono en los yacimientos maduros

Denbury Resources Inc acordó la compra de Encore Acquisition Co, en una transacción valuada en unos 3.250 millones de dólares que combinará dos compañías independientes de exploración y producción petrolera en América del Norte¹⁹. La adquisición²⁰ no es ninguna sorpresa dada la presión de los independientes de Estados Unidos ante la caída del precios de los commodities desde los máximos del año pasado, particularmente el gas natural. Denbury²¹ es el mayor operador de petróleo y de gas natural en Mississippi y tiene activos de gas natural en el Barnett shale en Texas. Encore²² opera proyectos de petróleo y gas natural en las Rockies, y en las cuencas de Mid-Continent y de Permian.



Encore
Acquisition Company

Aunque no sólo por la producción de petróleo y de gas se trata el acuerdo, este aumentaría la demanda del dióxido de carbono. *Yes, demand. Not emissions.* Entonces la pregunta es ¿dónde puede Denbury conseguir el gas invernadero? y ¿cómo está dispuesta a la empresa a pagar? En una tele-conferencia, los ejecutivos de Denbury dijeron que piensan conseguir el CO₂ de las facilities que emiten el gas, como las centrales eléctricas. Algunas facilities en el área están experimentando con la captura del dióxido de carbono. Otro rasgo

¹⁹ The Wall Street Journal, Environmental Capital, “Denbury buys Encore, Potentially Creating a CO₂ Injecting Giant”, (2/11)

²⁰ Según las modalidades de la transacción, los accionistas de Encore recibirán 50 dólares por acción, es decir 15 dólares en efectivo y 35 dólares en forma de acción ordinaria.

²¹ Denbury was advised by JPMorgan Chase and the law firm Baker & Hostetler.

²² Encore was advised by Barclays Capital and the law firm Baker Botts.

interesantes sobre la adquisición es que es una apuesta sobre el petróleo. Los ejecutivos de Denbury dijeron que las propiedades petroleras de Encore son el "crown jewels"²³.

"Con la adición de las propiedades de Encore, nosotros tendremos más del doble de nuestros actuales inventarios de reservas de petróleo recuperables con dióxido de carbono, y amplia enormemente nuestro futuro crecimiento con el segundo nuevo core en el área EOR en las Rockies", **Phil Rykhoek**, dijo el jefe ejecutivo de Denbury²⁴. Las empresas combinadas tendrán reservas totales de más de 500 millones de barriles de petróleo equivalente.²⁵ Denbury tiene 212.4 millones boe de reservas, 59% desarrollados y 82% de petróleo, en los campos maduros de Mississippi, Louisiana, Alabama, y Texas²⁶.



Encore, Fort Worth, recientemente reportó 186 millones boe de reservas, 72% petróleo y 80% probado, en la cuenca Williston, en las Rocky Mountains, Midcontinent, y Permian. Sus intereses incluyen 300.000 acres neto en el shale oil play Bakken. En esta prima mitad del año, Encore produjo un promedio de 41,652 boe/día.

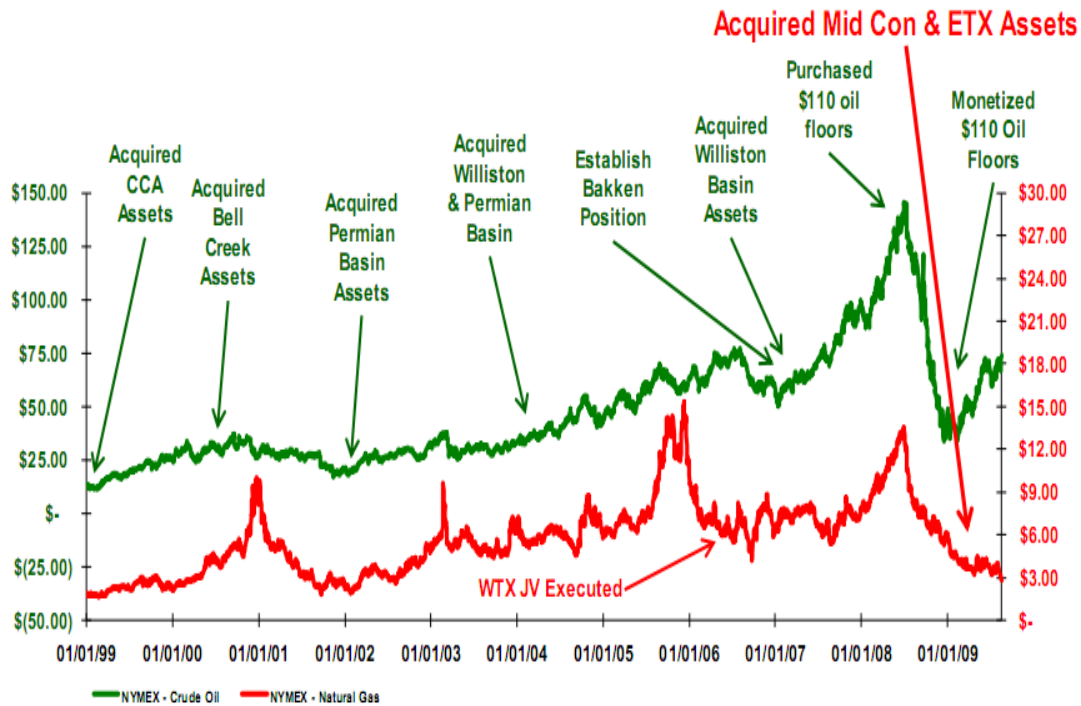


²³The Dallas Morning News, "Denbury purchase of Encore to boost demand for carbon dioxide", (3/11)

²⁴ Reuters, "Texas oil explorer/producer Denbury to buy Encore", (1/11)

²⁵ Bloomberg, "Denbury Resources to Acquire Encore for \$4.5 Billion", (2/11)

²⁶ Oil and Gas Journal, "Denbury-Encore merger to test carbon dioxide-oil synergies", (2/11)



What's more, el acuerdo junta a dos de las empresas en la vanguardia para recolectar el dióxido de carbono y transportarlo a los yacimientos petroleros envejecidos, donde puede ser usado en operaciones de *enhanced-oil recovery* para conseguir barriles adicionales de la tierra. Denbury construye una tubería de dióxido de carbono de Louisiana al sur de Houston. Encore contemplar un proyecto similar en las Rockies.

El *point of moving* de esto es obviamente producir petróleo. Este de otra manera no sería producible. El petróleo que permanece después de una inundación de agua es en esencia inmóvil. El CO₂ entra y se mezcla con ese petróleo, haciéndolo móvil. Por lo tanto puede ser producido. Por regla general, aproximadamente del 15 al 30% del petróleo en un depósito puede ser extraído usando la presión de la formación subterránea.²⁷ Un *water flood*, esencialmente del bombeo en agua para expulsar el petróleo, puede ponerse en un cálculo de hasta 40%. Un acertado EOR, operación con dióxido de carbono puede conseguir otro 10 al 20%. Según el Energy Department, las estimaciones la productividad de algunos pozos puede aumentar hasta 60% de la cantidad de petróleo recuperado. Si las empresas pueden sacar más crudo de sus viejos pozos, no necesitan hallar tantos nuevos, lo que reduce el riesgo de costosos fracasos.

Denbury siempre quiso poder sacar más cantidad de gas y de petróleo de sus yacimientos. Para eso, la compañía desarrolló un modelo diferente: se volvió dueña de los reservorios de Co₂ y cañerías conductoras. Actualmente ese yacimiento- Jackson Dome en Mississippi- es una de las mayores fuentes de Co₂ del país. En 1999, cuando Denbury daba sus primeros pasos con el CO₂ con la compra de un yacimiento en Mississippi, tuvo una extracción total de 1000 barriles por día.²⁸ Desde ese momento, la compañía experimentó un crecimiento dramático: en los últimos meses de 2007 extrajo en promedio 17.400 barriles de petróleo por día de diez yacimientos. Actualmente, Denbury extrae de

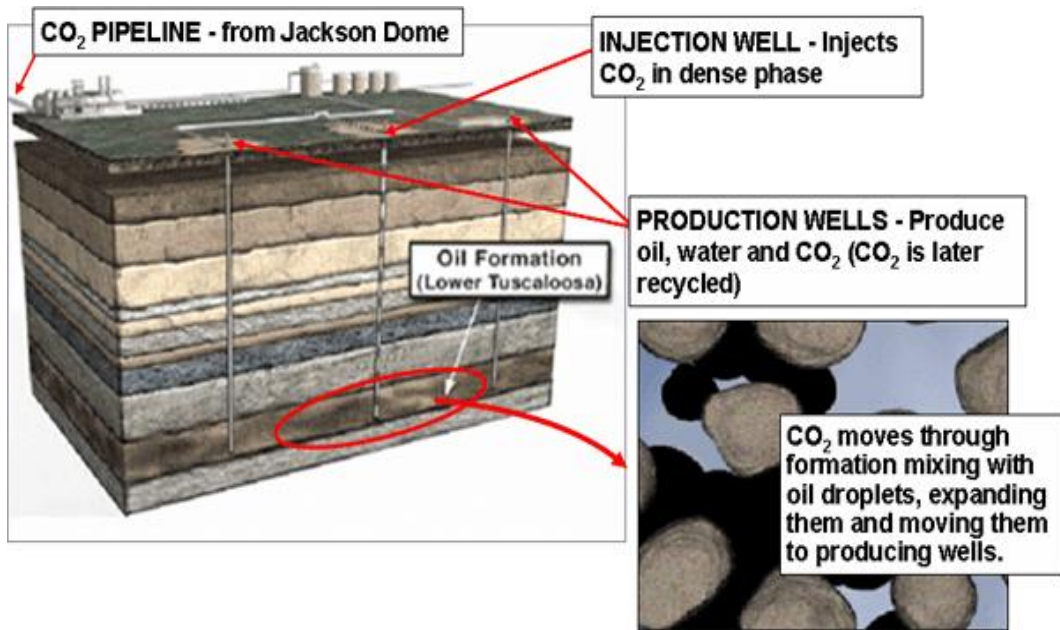
²⁷ <http://www.denbury.com/greenpipelineproject.htm>

²⁸ http://www.denbury.com/E_Mississippi.htm

Jackson Dome alrededor de 500 mmcf por día de CO₂. Del total, la empresa utiliza 4000 mmcf por día en sus propias operaciones de mejora de extracción.

Denbury no es revendedora de CO₂, vende 100 mmcf por día a usuarios que no pertenecen al mercado petrolero. La meta de la empresa es triplicar la producción, llegando a extraer 60.000 barriles por día en el año 2014²⁹. En Jackson Dome hay reservas estimadas de CO₂ en 5.6 tcf probados, 3 tcf probable, y 2 tcf posibles conectados con los campos petroleros maduros en 750 millas de distancia y tuberías planeadas. Denbury espera complementar el suministro de Jackson Dome con CO₂ de los emisores de la Costa del Golfo y proyectos para gasificar carbono sólido.

Los gigantes Exxon Mobil Corp. y Royal Dutch Shell PLC muestran interés es este tipo de proyectos. Occidental Petroleum Corp. extendió las vidas útiles de campos en Omán, Colombia y el estado de Texas al inyectar dióxido de carbono, vapor y otras sustancias a las reservas de crudo.



En el segundo trimestre de este año Denbury produjo un promedio de 44,240 boe (barrels of oil equivalent) /día después de ajustes por la adquisición a finales del año pasado del yacimiento petrolero Hastings en el sur de Houston y la venta de *properties* este año en el gas shale de Barnett. Entre otros proyectos, Denbury instaló una tubería de 320 millas para llevar CO₂ de Donaldsonville, cerca de la terminación de la línea existente, al campo Hastings.

²⁹ <http://www.denbury.com/CO2Assets.htm>

Rockies Express Pipeline, una de las formas de unificación de los precios del gas en Estados Unidos



Para la industria de energía, REX es el rey de las tuberías. Para la mano de obra que pelea en esta ciudad, REX es el rey de los trabajos. Esta es la última tubería de gas natural más grande de ese país construida en 25 años.³⁰ El proyecto de cuatro años, previsto para finalizar el 1 de noviembre, tiene un costo de 6.7 mil millones de dólares, 50% más que lo esperado. Esta es la apuesta más grande por el multimillonario de Houston, **Richard Kinder**. Detrás de este cambio está la **Rockies Express Pipeline**, una línea de gas de 1,679 millas, desarrollada por **Kinder Morgan Energy Partners (KMP)**, **ConocoPhillips (COP)** y la unidad de **Sempra Energy (SRE)**.

La empresa usó 1.4 millones de toneladas de acero y soldó 110,814 secciones de tubo de 42 pulgadas. Kinder negoció con 6.530 propietarios de tierras por el *rights of way* y repasó el

proyecto en casi 300 reuniones públicas.

Aproximadamente 9.5 mil millones de pies cúbicos al día de gas es producido en las Rockies, según **Bentek Energy**, una firma de consultoría de energía en Evergreen, Colo. Hasta 1.8 bcf/día es enviado a los mercados del Este via Rockies Express. Otros proyectos, entre los que se incluyen a **TransCanada Corp.**, **Bison pipeline**, **El Paso Corp.** con **Ruby Pipeline**, llevarán gas de las Rockies a los mercados del Midwestern y occidentales cuando entren en línea durante los próximos dos años.

La nueva gigante tubería que se desplaza desde las Rocky Mountains hasta Ohio creó un *paradigm shift* en el mercado de gas natural estadounidense, borrando un *gap* de muchos años entre los precios en las Rockies y los precios en los mercados del este. En el inicio de esta década, una oleada de producción de las Rockies y una carencia de gasoductos para llevar el gas a los mercados necesitados, con una gran diferencia de precios de los encontrados en otros lugares del país³¹. El cálculo diferencial de precios ahora casi desapareció, sin embargo, con la construcción del **Rockies Express Pipeline**³² así como la decisión de los productores de disminuir la actividad de perforación después de la caída de los precios. Incluso con los precios totales significativamente abajo a partir de los máximos

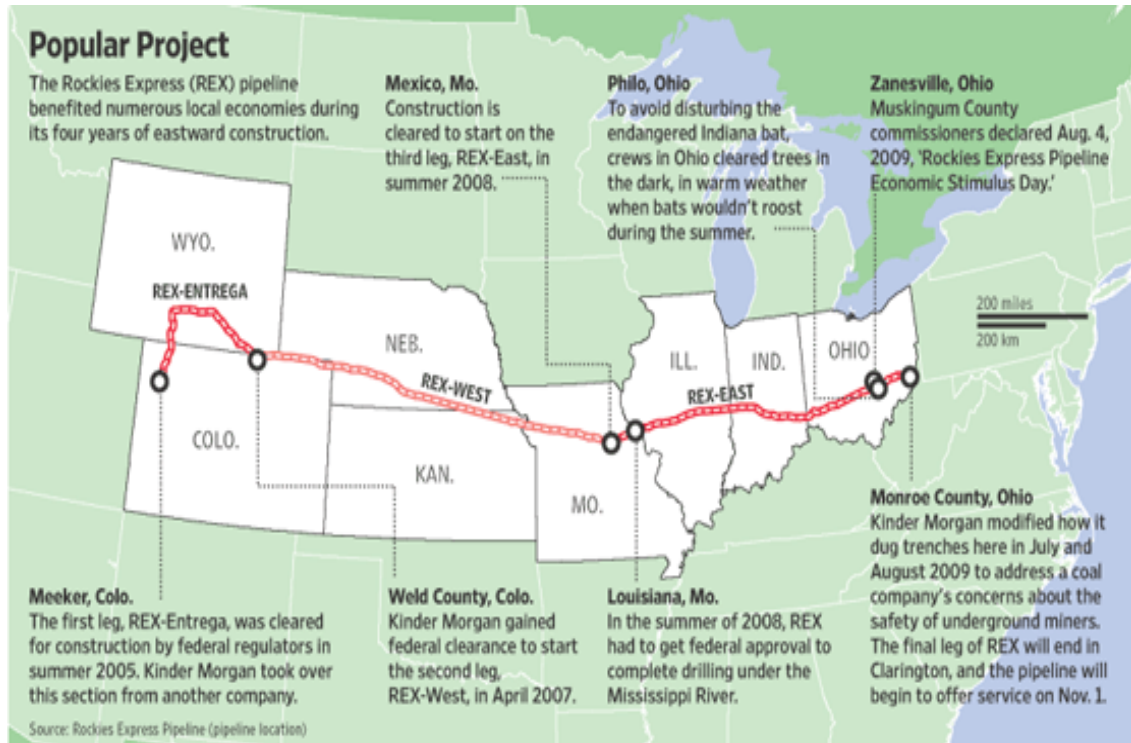
³⁰ The Wall Street Journal, "Huge Pipeline Delivers Bonanza to Towns on Route", (3/10)

³¹ Denver Post, "Pipelines put natural gas from Rockies near same prices as other regions", (9/10)

³² <http://www.rexpipeline.com/>

del verano de 2008, borrando el diferencial son buenas noticias para productores como **Williams Cos. (WMB)**³³ y **Ultra Petroleum Corp. (UPL)**, que son activos en las Rockies.

Antes de finales de los años de 1990, los productores de gas vieron a las reservas de las Rockies como demasiado costosas para explotaras, considerando el terreno difícil. Pero el aumento de los precios del gas y los avances tecnológicos hicieron a la producción de gas de la región económicamente viable.



El crecimiento de la producción dejó atrás al desarrollo de las tuberías para llevar gas a las Rockies a mercados más densamente poblados en el Midwest y el Nordeste, conduciendo a una superabundancia de gas de las Rockies y haciendo disminuir considerablemente los precios del combustible en la región. En octubre de 2008, por ejemplo, el precio promedio del gas en el Cheyenne Hub en Wyoming era de 3.92 dólares por millón de BTU, más abajo que el precio del gas en el Columbia-Appalachia Hub de Ohio, según el IntercontinentalExchange. Este octubre esa diferencia se estrechó a 17 centavos, mientras los precios para el gas de las Rockies y el *benchmark* de gas Henry Hub, eran los mismos, llevando la diferencia a cero. "En las Rockies, ese *basis discount* se encogió considerablemente, y esta fue directamente al flujo de caja y a mejorar los márgenes", dijo Kelly Whitley, manager de relación con los inversionistas de Ultra Petroleum, que tiene operaciones en las Rockies.

Un shift en la producción de gas onshore de las Rockies a otras regiones redujo también el *gap* de precios. Aunque la producción siga elevándose en las Rockies, la producción de gas de las rocas de shale en Texas, Louisiana y Pennsylvania pueden sacar provecho con un gas en 3 dólares por millón de BTU, pero los productores de los Rockies requieren un gas a 4-5 dólares por millón de BTU, según Bentek³⁴.

³³ La empresa de 102 años produce aproximadamente 1,2 millones de pies cúbicos de gas natural por día en EE.UU., offshore y en el extranjero. Posee 8.500 millas de *gathering lines* y 14.600 millas de tuberías.

³⁴ <http://www.bentekenergy.com/Bentek/index.aspx>



Mientras este gas de las Rockies compite con el suministro de extracción más barato de los *shale plays*, el desarrollo del gasoducto en el occidente debería ayudar también a los precios en la región, dijo **Bruce Hinchey**, presidente del **Petroleum Association** de Wyoming. "*Pensamos que el nuevo desarrollo de tubería debería hacernos más competitivos en el mercados y darnos más outlets para vender nuestro gas*", dijo Hinchey.

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