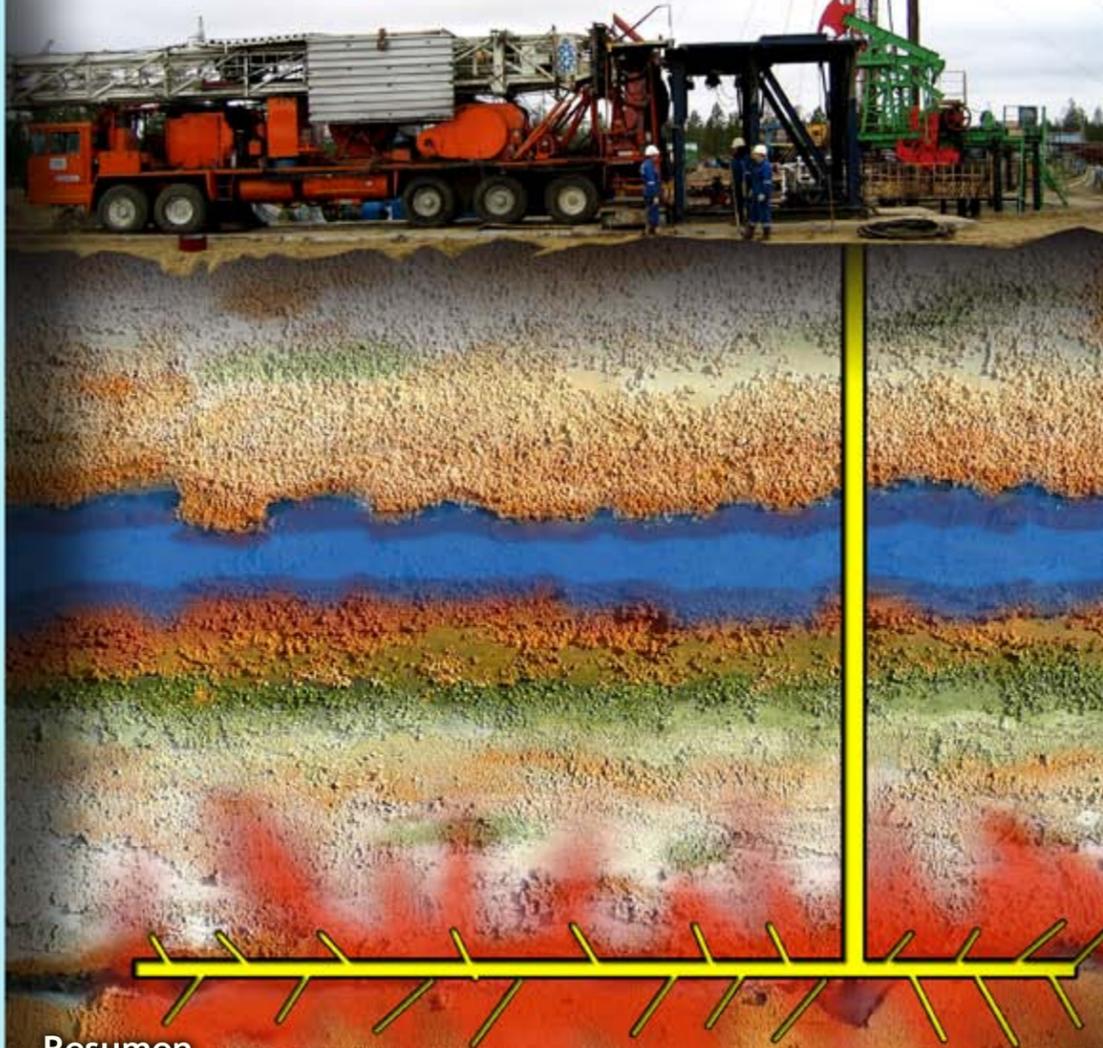


El Gas Natural No Convencional como Alternativa para Lograr Autosuficiencia Energética

Arlex Chaves G . Ph.D (achavesg@uis.edu.co)
Escuela de Ing. Química. Universidad Industrial de Santander.
Bucaramanga



Resumen

En la actualidad muchos países a nivel mundial son dependientes de las importaciones de combustibles fósiles para suplir la demanda interna de energía. Tal situación acompañada por el decrecimiento de las reservas de petróleo, la concentración de las mayores reservas en unos pocos países, problemas geopolíticos y la demanda creciente de combustibles, han resultado en precios del petróleo inestable y con tendencia al alza lo que se ha traducido en vulnerabilidad del suministro energético para muchos países. Ante esta situación, el desarrollo de campos no convencionales de gas se ha convertido en una posibilidad con un alto potencial para la obtención de autosuficiencia energética. En este campo, los Estados Unidos son líderes en las tecnologías de fracturamiento hidráulico y de perforación de pozos en dirección horizontal lo que le ha permitido acceder a fuentes de gas natural asociado a mantos de carbón, esquistos y arenas compactas. En este desarrollo, no obstante, han surgido serias dudas sobre los efectos ambientales y de salud pública asociada al fracturamiento hidráulico y de la rentabilidad actual de extracción versus los gastos de producción y limitaciones técnicas que aún persisten en la producción de gas no convencional.

1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía a nivel mundial está íntimamente relacionada al crecimiento de la población y al crecimiento del ingreso per cápita. Según, los datos estadísticos y de prospectiva presentados por BP [1], desde el año 1900, la población mundial se ha cuadruplicado. Así mismo, los ingresos reales de la gente han crecido por un factor de 25 y el consumo de energía primaria por un factor de 22.5. Este mismo documento, predice que en el periodo comprendido entre los años 2009 al 2030 la población mundial crecerá en 1.4 billones y que los ingresos reales a nivel mundial crecerán un 100% y por tanto el consumo de energía primaria a nivel mundial crecerá un 39% jalonado principalmente por el crecimiento económico de países como China e India. Adicionalmente, se estima que la participación del gas natural y los combustibles renovables en la matriz energética mundial crecerá a expensas del petróleo y el carbón como se puede observar de la Figura 1.

De la Figura 1, se puede observar que el único combustible fósil que se prevé aumentará en participación en la matriz energética mundial es el gas natural. Esta situación es motivada por el carácter relativamente limpio del gas natural en comparación al carbón y el petróleo, lo que ha impulsado la creación de una serie de políticas ambientales a nivel mundial para favorecer su consumo con miras a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y sus efectos de calentamiento global. La tabla 1, presenta datos de emisiones para la combustión de gas natural, petróleo y carbón. Una comparación de estos datos muestra que el gas natural produce aproximadamente la mitad de emisiones de CO₂ respecto al carbón y un 30% menos que el petróleo. Además, genera una menor cantidad de otras sustancias contaminantes del aire. Este hecho, hace del

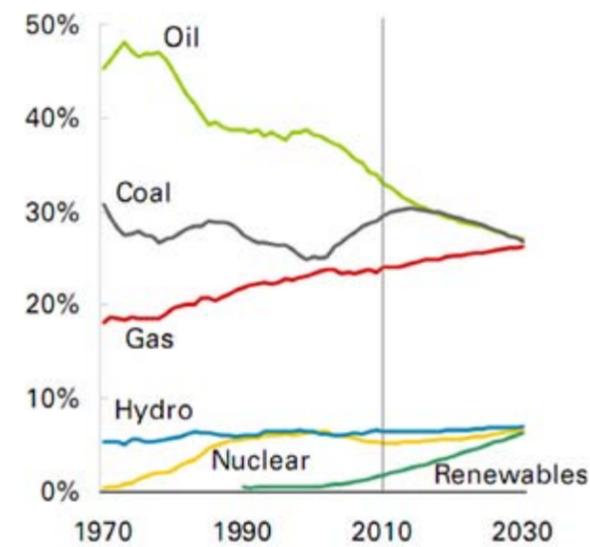


Figura 1. Participación actual y prospectiva al 2030 de energía primaria a nivel mundial [1].

Air Pollutant	(POUNDS/BILLION BTU OF ENERGY INPUT)		
	Combusted Source		
	Natural Gas	Oil	Coal
Carbon dioxide (CO ₂)	117,000	164,000	208,000
Carbon monoxide (CO)	40	33	208
Nitrogen oxides (NO _x)	92	448	457
Sulfur dioxide (SO ₂)	0.6	1,122	2,591
Particulates (PM)	7.0	84	2,744
Formaldehyde	0.750	0.220	0.221
Mercury (Hg)	0.000	0.007	0.016

Tabla 1. Datos de emisiones contaminantes generadas por la combustión de gas natural, petróleo y Carbón. [3]

gas natural, el combustible fósil preferido para la generación de energía con baja producción de gases de efecto invernadero. Adicionalmente la transición del uso de combustibles fósiles hacia energías renovables y limpias todavía necesita de considerable tiempo e investigación para que sea más eficiente y económica [2].

Así mismo, este crecimiento se verá favorecido por el creciente mercado internacional de Gas Natural Licuado (GNL) que ha permitido el transporte de gas a nivel intercontinental a precios competitivos. En la actualidad, a nivel mundial existe una capacidad instalada para licuefacción de 200 Billones de Metros Cúbicos por año (BCMA) y de regasificación sobre los 700 BCMA y se espera que siga fortaleciéndose en los próximos años [4].

Por otro lado, las reservas más grandes de combustibles fósiles en especial las de petróleo y gas natural se encuentran concentradas en unos pocos países con algún grado de inestabilidad política, lo cual hace vulnerable el suministro de energía y desestabiliza el precio de los combustibles, (Figura 2.) A este hecho se suma el aumento de la demanda global en comparación al suministro ya sea por tensiones geopolíticas y/o las mayores demandas energéticas para el desarrollo de países emergentes como China e India. Esta situación, pone en riesgo el adecuado suministro de combustibles a los países netamente importadores. Para aumentar la complejidad de la situación, se suma el hecho que las reservas de combustibles fósiles convencionales a nivel mundial han empezado a declinar. Para el caso del gas natural, estadísticas de la International Energy Administration (IEA), muestran que de los 22 países Europeos pertenecientes a la OECD solamente Noruega, Dinamarca y Holanda tienen reservas suficientes para suplir la demanda interna y que el resto de países Europeos se convertirán en netos importadores de gas natural [4]. Análisis de prospectiva muestran que para el 2030 las reservas de gas natural convencional en Europa disminuirán de forma tal, que sólo el 20%

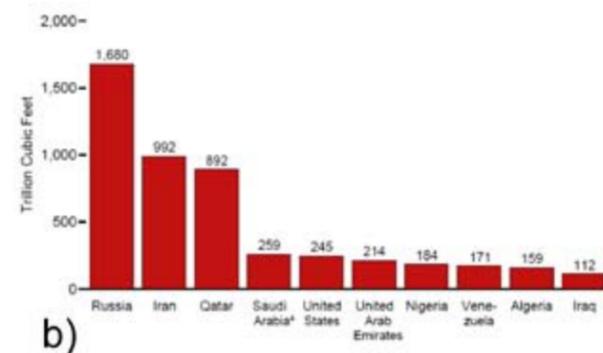
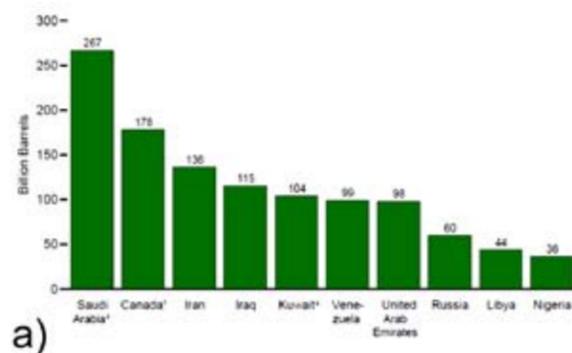


Figura 2. Histograma muestran a) las reservas de petróleo crudo y b) gas natural por país a enero del 2011. Tomadas de referencia [5]

de la demanda interna de los países que la conforman pueda ser cubierta por la producción interna y que el 80% restante, deba ser importado de Rusia y gradualmente en una mayor proporción de otros países no Europeos a través de gasoductos y GNL, Figura 4.

Una situación similar ha sido reportada en Estados Unidos para el caso del petróleo. Según la AEI [5], Estados Unidos ha importado petróleo desde antes de 1950 con el fin de satisfacer su demanda interna; situación que se ha intensificado por la continua disminución de sus reservas desde aproximadamente el año 1950. En el caso del gas natural, Estados Unidos fue autosuficiente hasta aproximadamente 1961 y desde entonces ha tenido que recurrir a importaciones, Figura 4.

No obstante, y a diferencia del caso del petróleo, las reservas probadas de gas natural han aumentado desde aproximadamente 1997, gracias a la explotación de gas no convencional en especial el proveniente de arenas compactas, gas metano asociado al carbón y gas de esquistos [6]. En el 2009, la producción de gas natural seco a partir de fuentes no convencionales tuvo la siguiente participación: 6.59

trillones de pies cúbicos correspondiente al 31.4% de la producción total provenientes de fuentes de arenas compactas, 3.28 trillones de pies cúbicos correspondientes al 15.6% de la producción obtenido desde rocas de esquistos y 1.8 trillones de pies cúbicos correspondiente al 8.6% obtenido desde gas asociado a mantos de carbón. Adicionalmente, se predice que el gas de esquistos aportará el 46.5 % de la producción de gas seco de los Estados Unidos en el año 2035 [5], Figura 5.

Estos desarrollos de campos no convencionales de gas natural han sido posibles debido a la combinación y desarrollo de técnicas para la perforación de pozos horizontales combinada con fracturamiento hidráulico y sobre todo el rápido incremento en los precios del gas natural [3]. Este boom de los fuentes no convencionales de gas ha permitido a los Estados Unidos cubrir su demanda de gas natural interna y se ha convertido en un modelo que otros países desean evaluar y usar para garantizar su independencia energética. No obstante, han surgido también serias controversias por parte de ciudadanos que residen cerca de estos campos de explotación y de sectores de la comunidad científica que alertan sobre la posible contaminación de fuentes hídricas subterráneas y superficiales producidas por los procesos usados para estimular el flujo (fracturamiento hidráulico) de gas natural a velocidades rentables para el negocio. Este documento pretende dar una visión general

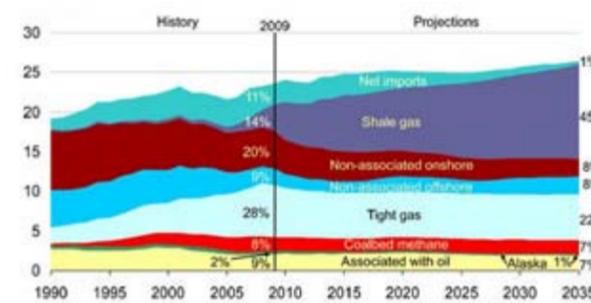


Figura 5. Valores históricos de las reservas probadas de gas natural humedo en los Estados Unidos. Fuente [6]

del potencial de las fuentes de gas natural convencional como un factor que puede redistribuir las reservas de gas natural a nivel mundial.

2. FUENTES DE GAS NATURAL NO CONVENCIONAL

Los reservorios de gas natural y petróleo se clasifican en convencionales y no convencionales dependiendo de la permeabilidad de la formación. Pozos en reservorios convencionales obtienen el gas desde arenas y carbonatos que poseen una red de poros interconectados que permiten que el gas ascienda con facilidad a la superficie a través del pozo. Por otro lado, reservorios de gas no convencional obtienen el gas desde formaciones de baja permeabilidad como arenas compactas, carbonatos, carbón y esquistos. En el caso de gas asociado a mantos de carbón y formaciones de esquistos el gas es obtenido de la roca misma. Debido a esta baja permeabilidad es necesario estimular la formación para obtener una mayor permeabilidad [3]. Como consecuencia de las características físicas de estas formaciones resulta necesario utilizar tecnología especializada y mayores recursos financieros para su extracción. Por una fuente de gas natural no convencional, se entiende todas aquellas fuentes de gas que se encuentran en depósitos no comunes y que por lo tanto necesitan de tecnología especializada y grandes recursos financieros para su extracción. La técnica más utilizada para acceder al gas desde fuentes no convencionales es el fracturamiento hidráulico. Teniendo en cuenta esta clasificación, las fuentes de gas no convencional han sido divididas en seis categorías: Gas de arenas compactas (tight gas sands), gas de esquistos (Shale Gas), gas asociado a mantos de carbón (Coalbed Gas), gas natural profundo (deep Natural Gas), hidratos de gas y zonas geopresurizadas. A continuación se da una breve descripción de los cuatro primeros [7]:

- a. **Gas metano asociado al carbón (Coalbed Gas):** Muchas vetas de carbón tienen gas natural contenido en ellas mismas o en rocas alrededor de la formación. Este gas es formado en el mismo proceso geológico de generación del carbón y se encuentra a profundidades que están entre los 450 pies hasta mayores de los 10,000 pies. No obstante, por debajo de los 7,000 pies la per-

meabilidad de la formación, baja de forma tal, que no es económicamente eficiente su recuperación. Según un estudio realizado por EPA [8], la mayoría de los formaciones de gas asociadas a carbón necesitan de fracturamiento hidráulico para su producción. En principio, extraer el gas metano de los mantos de carbón es rentable cuando se puede recuperar aproximadamente 1.5-2m3 de gas por tonelada de carbón [9]. Tradicionalmente, el metano asociado al carbón era considerado como una molestia y un riesgo en la industria del carbón el cual generaba peligro de explosión en las minas por acumulación. Para prevenir esta situación el metano era venteado hacia la atmósfera generando contaminación.

- b. **Gas de arenas compactas (tight gas sands):** Este es gas natural atrapado en rocas duras o en formaciones de rocas de areniscas o piedra caliza de muy baja porosidad y permeabilidad y ubicado a profundidades que están en el rango de 1,200 a 20,000 pies y casi todos sus pozos requieren de fracturamiento hidráulico para su producción.
- c. **Gas de esquistos (Gas Shale):** Las formaciones de esquistos actúan como una fuente natural de gas y como un reservorio en el cual el gas permanece libre en los poros de las rocas y en las fracturas naturales, y/o absorbido sobre superficies naturales y en material orgánico. Los esquistos son rocas sedimentarias suaves que pueden ser fácilmente fracturadas en capas delgadas paralelas que se encuentran almacenadas a profundidades de entre 500 a 13,500 pies. Los costos de operación y de extracción del gas desde esquistos dependen de la formación del esquisto y claramente son superiores a los respectivos costos del gas convencional.
- d. **Gas natural profundo (deep Natural Gas):** Esta fuente de gas no convencional, se caracteriza (como su nombre lo indica), por estar situado a profundidades de aproximadamente 15,000 pies haciéndolo poco rentable económicamente para la industria, aun cuando ya existe la tecnología necesaria para su extracción.

3. Producción de gas no convencional

La necesidad de producción de gas natural, a una razón de flujo rentable, hace necesario una infraestructura considerable para la extracción de gas a partir de fuentes no convencionales. Básicamente, este tipo de gas se puede recuperar usando una combinación de dos técnicas: perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

- a. **Pozos horizontales:** En la actualidad se utilizan técnicas de perforación vertical, horizontal y direccional (forma de S) para la extracción de gas natural no convencional. Un pozo típico para extraer gas desde una formación de esquistos,

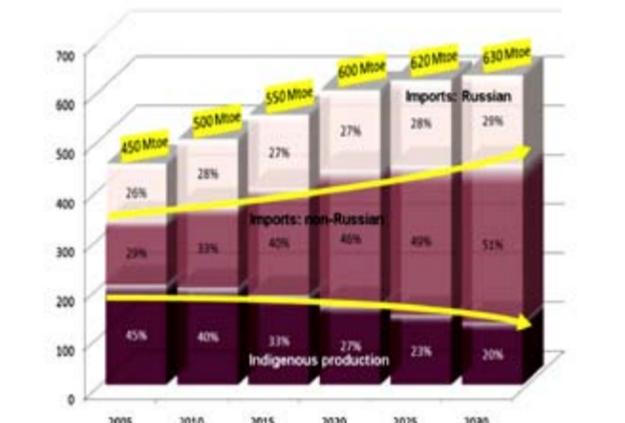


Figura 3. Demanda actual y futura de gas natural para 25 países Europeos (sin incluir Noruega). Adicionalmente se muestra la cantidad de gas producido y la cantidad que se importa desde Rusia y otros países no Europeos. (Mtoe es Millones de toneladas de petróleo equivalente). Figura tomada de la referencia [4]

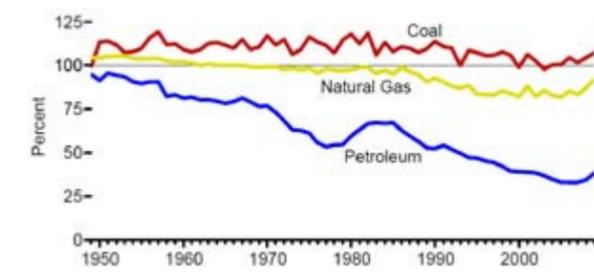


Figura 4. La figura muestra la producción de carbón, gas natural y petróleo para los Estados Unidos. Las curvas arriba del 100% muestran que la producción es suficiente para satisfacer la demanda interna. Es claro entonces, que Estados Unidos ha sido autosuficiente en carbón, lo fue hasta 1961 en gas natural y depende de las importaciones de petróleo desde antes de 1950. Fuente [5]

está compuesto de una primera parte taladrada en dirección vertical respecto a la superficie que puede extenderse hasta más de 5,280 pies de profundidad y una segunda parte taladrada en dirección horizontal que puede llegar a extenderse hasta 10,560 pies desde la vertical. La principal ventaja de construir pozos horizontales, es que se provee una mayor exposición del pozo a la formación del esquisto en comparación con la perforación vertical, incrementando la recuperación del gas y la rentabilidad del pozo. Adicionalmente, se disminuye el número de pozos necesarios para la recuperación del gas en comparación con la perforación vertical. Estos pozos son protegidos con recubrimientos metálicos y cemento para evitar que se filtre el fluido de fractura, gas o aguas subterráneas especialmente hacia las fuentes hídricas bajo la superficie. El criterio para seleccionar el tipo de pozo a perforar (horizontal o vertical) depende de muchos factores. Entre estos se debe balancear la inversión versus la producción esperada. Un pozo vertical requiere menos inversión de capital por pozo (aproximadamente US\$800,000 solo en perforación) pero tiene altos costos de producción en comparación con pozos horizontales cuyo costo de perforación se estima en US \$ 2.5 millones o más [3, 8].

b. Fracturamiento hidráulico: Después de construido el pozo, el gas natural es extraído de las rocas de esquisto, mantos de carbón o arenas compactas, usando el proceso de fracturamiento hidráulico (“fracing”). Este proceso consiste en bombear a alta presión grandes cantidades de una mezcla de agua, “propante” o apuntalante (arena, bauxita o granos de cerámicas) y otras sustancias químicas hacia la formación, con el fin de producir grietas y permitir que el gas natural fluya hacia la superficie (aumento de permeabilidad). El propante tiene como objetivo mantener la fractura abierta después que la presión del pozo se haya reducido. La mezcla de todas estas sustancias es conocida como Fluido de Fracturamiento Hidráulico (FFH) y su composición depende del tipo de formación que se quiera explotar. Después de bombeado el FFH y creada las fracturas, se libera la presión del pozo con el fin de recuperar el fluido en una operación que se conoce con el nombre de “flowback”. No obstante, el propante o apuntalante se queda en

Para el fracturamiento hidráulico de gas asociado al carbón se usan principalmente FFH basados en agua. En el caso de formaciones de esquistos se utiliza fluidos de fractura a base de agua, arena y lubricantes [10]. Sin embargo, los fluidos de fractura también puede estar basados en hidrocarburos, metanol, o una combinación de agua metanol. El metanol es usado con el fin de minimizar fugas del fluido de fractura en la formación y mejorar la recuperación del mismo al final del proceso.

la formación con el fin de evitar que se cierre de nuevo. La parte del FFH recuperado o líquido de “flowback” está compuesto además del agua, de aditivos químicos originalmente inyectados y algo de propante, también se encuentran disueltas sustancias arrastradas desde la formación. Este fluido recuperado o flowback es almacenado posteriormente en tanques o puestas en piscinas antes de ser transportados para su tratamiento, posible aplicación o disposición.

c. Fluidos de Fracturamiento Hidráulico: La información que se presenta a continuación fue extraída del estudio realizado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA) para la evaluación del impacto del Fracturamiento Hidráulico en mantos de carbón sobre fuentes subterráneas de agua para consumo humano [8].

Para el fracturamiento hidráulico de gas asociado al carbón se usan principalmente FFH basados en agua. En el caso de formaciones de esquistos se utiliza fluidos de fractura a base de agua, arena y lubricantes [10]. Sin embargo, los fluidos de fractura también puede estar basados en hidrocarburos, metanol, o una combinación de agua metanol. El metanol es usado con el fin de minimizar fugas del fluido de fractura en la formación y mejorar la recuperación del mismo al final del proceso.

Cuando se utiliza agua como base, se agregan geles para aumentar la viscosidad y transportar más efectivamente el propante. Ácido típicamente HCL, es también agregado para remover cemento desde la perforación.

Del mismo modo, biocidas son agregados con el fin de prevenir el crecimiento de bacterias en la perforación. Por último, sustancias conocidas como rompedores son agregadas durante la inyección con el fin de disminuir la viscosidad del gel y llevar a cabo una mejor liberación del propante en las fracturas y a la vez, facilitar la recuperación del fluido en la superficie cuando se libere la presión del pozo. En el caso de fracturamiento hidráulico en mantos de carbón también se utilizan mezclas de N_2 o CO_2 combinado con un fluido de fractura con el fin de formar una espuma como fluido base. Las espumas requieren volúmenes sustancialmente menores para el transporte de una cantidad equivalente de propante. El diesel es otro componente de algunos fluidos de fracturamiento. Una variedad de otros aditivos líquidos son incluidos en la mezcla de fluidos de fracturamiento para llevar a cabo

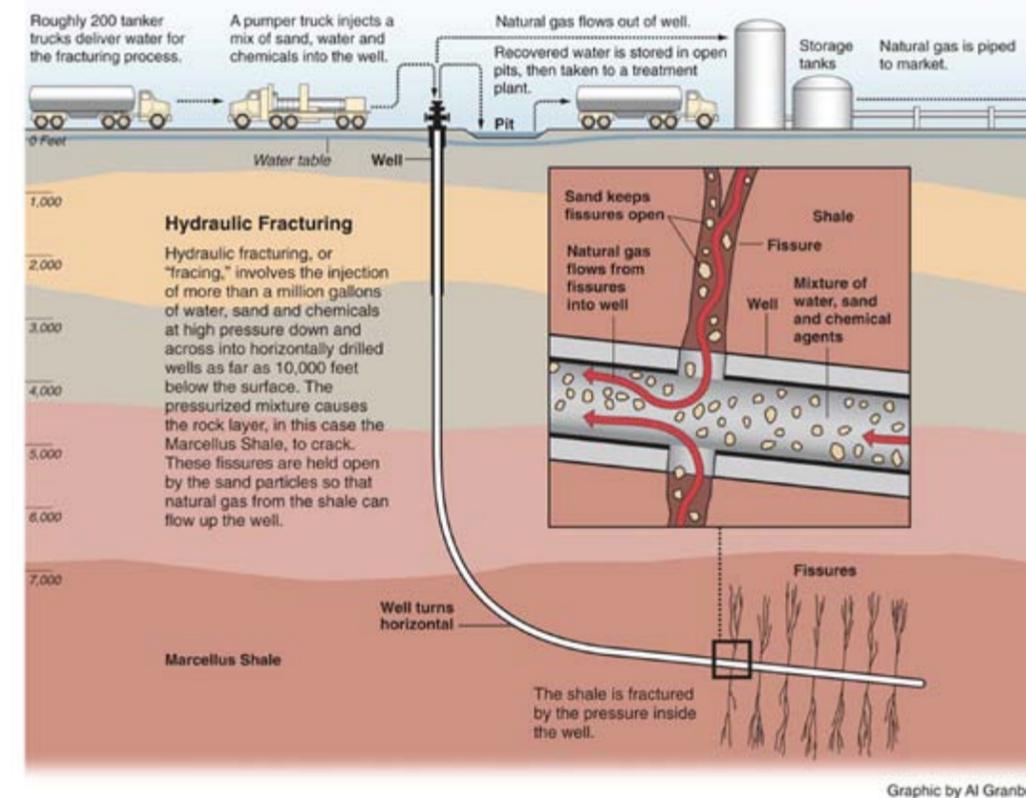


Figura 6. El dibujo esquematiza los componentes principales necesarios para la explotación de fuentes de gas no convencional usando fracturamiento hidráulico y perforación horizontal. Figura tomada de referencia [12]

tareas esenciales como la limpieza de la formación, estabilización de la espuma, la inhibición de fugas del fluido de fractura, o la reducción de la tensión superficial.

Hay empresas dedicadas a esta tarea de fracturamiento y son ellas quienes elaboran el esquema más eficaz de fractura basados en las características de la formación, utilizando la combinación de fluidos que consideren más eficaz. Debe ser claro, que la composición exacta de estos fluidos de fractura no es revelada fácilmente por las empresas dedicadas al fracturamiento. No obstante, cada vez se ha ejercido mayor presión por parte de agencias de protección ambiental del gobierno para conocer la composición, cantidad y frecuencia con que estos fluidos son usados con el fin de predecir y poder controlar la contaminación que podría generarse por el vertimiento de estos. En la referencia [11] se presentan ejemplos de la composición típica de fluidos de fractura.

4. Preocupaciones ambientales sobre el fracturamiento hidráulico

El proceso de fracturamiento hidráulico ha generado una serie de preocupaciones de carácter ambiental como es: la contaminación de fuentes de agua subterráneas, la contaminación por aditivos químicos

usados en la formulación de los fluidos de fractura, disminución de las fuentes de agua para consumo humano y de su calidad, la huella ambiental dejada por las actividades de perforación debido a la mayor cantidad de equipo necesario en la explotación, en comparación a reservorios de gas convencional, contaminación por fugas de fluidos de fractura y aspectos de seguridad por instalación de gasoductos en zonas pobladas.

Según EPA [11], la cantidad de agua requerida para el fracturamiento hidráulico en pozos de gas asociado a mantos de carbón se ha estimado en el rango de 50,000 a 350,000 galones por pozo, mientras que para los pozos de gas de esquistos se necesita una cantidad considerablemente mayor que está entre los 2 a 4 millones de galones de agua por pozo. Estos valores varían dependiendo de la profundidad, distancia horizontal, y número de veces que el pozo es fracturado. El agua es obtenida desde depósitos superficiales o subterráneos dependiendo de la ubicación del yacimiento e incluso puede ser transportada en camiones hasta el pozo. Este gasto de agua podría tener un impacto significativo sobre la disponibilidad de agua y sobre la calidad de las fuentes de agua dependiendo de las zonas donde estén ubicados los campos de gas no convencional. Adicionalmente existe preocupación por la cantidad de químicos usados en la formulación de los FFH y

su nivel de toxicidad. Se ha estimado que para un pozo que utilice 3 millones de galones de FFH con una concentración de aditivos entre 0.5 y 2% (en volumen) implicaría una cantidad de aditivos químico de 15,000 a 60,000 galones. En el 2010, la EPA dio a conocer una lista de los aditivos químicos usados en la formulación de FFH. No obstante, no se conoce la totalidad de los aditivos usados, concentración ni la frecuencia con que han sido utilizados ya que esta información es considerada como confidencial por las empresas dedicadas al fracturamiento hidráulico haciendo complicado identificar los riesgos reales de fugas o accidentes. No obstante, organizaciones críticas a estos métodos afirman que estos fluidos contienen sustancias tóxicas y cancerígenas que incluyen combustible diesel, kerosene, benceno, tolueno y xileno. Este hecho fue confirmado por EPA. Así mismo, se han reportado casos de contaminación de pozos de agua potable con FFH. Según se reportó, en el condado Dish en Texas, se encontró que el 65% de un grupo de personas residentes fueron positivas a tolueno en muestras de sangre y orina y otro 53% registraron niveles detectables de xileno. Otra situación digna de atención es la disposición del flowback y del agua subterránea extraída con el gas. La disposición del fluido flowback es complicada y se ha optado en la mayoría de los casos por su inyección en depósitos subterráneos y como segunda opción el tratamiento y posterior disposición en fuentes de agua subterráneas o superficiales. No hay un consenso claro respecto al porcentaje de fluido de fractura recuperado como flowback. Valores reportados para operaciones en gas de esquistos están en el rango del 25 al 75% aunque hay datos donde se dan valores de recuperación del 10 al 30%. Adicionalmente, durante la producción de gas o petróleo es obtenida una cantidad adicional de agua subterránea emergiendo con el gas, la cual también contiene fluido de fractura y materiales arrastrados de la formación al igual que gas y petróleo. Se ha determinado que una composición general de estos fluidos contiene sólidos disueltos en el rango de 5,000 a 200,000 mg/l dependiendo de la formación geológica, posición geográfica y composición del FFH. Se sabe, que la porción del fluido de fractura recuperado y el agua producida tienen alguna concentración de iones como bario, bromo, calcio, cloro, hierro, magnesio, sodio, estroncio, bicarbonato y compuestos orgánicos volátiles como benceno, tolueno, xileno, acetona y otros. La referencia [11], presenta en su apéndice D una lista de varias decenas de compuestos encontrados en el fluido de flowback y en las aguas obtenidas de la producción de gas de esquistos. Otro caso que se conoció recientemente y en el cual fue implicada la compañía Barnett Shale gas en Fort Worth Texas, es la contaminación de las fuentes de agua con metano lo que convirtió el agua del grifo en una sustancia inflamable con alto riesgo de explosión o incendio.

Todas estas cuestiones ambientales y de salud pública vienen de tiempo atrás. En 1997, fue realizado un estudio por parte de la EPA para determinar el efecto del fracturamiento hidráulico en mantos

de carbón y su posible relación en la contaminación de fuentes de agua potable. Los resultados de la investigación fueron dados en el 2004 y se concluyó que la técnica ameritaba un certificado de salud [8]. Este resultado fue posteriormente cuestionado por expertos sobre el tema quienes consideraron que el estudio fue superficial y políticamente sesgado por la administración del entonces presidente Bush [13]. Posteriormente, en el 2005, en una ley controversial posteriormente conocida como "the Halliburton Loophole", eximio al fracturamiento hidráulico de ser regulado bajo el "Safe Drinking Water Act" con lo cual se exonera a las compañías de fracturamiento de tener que identificar los componentes químicos utilizados en la formulación de fluidos de fractura. Esta situación ha generado tal controversia en la población que habita cerca a estos campos y a otros nuevos proyectos, que el congreso de los Estados Unidos comisionó de nuevo a la EPA para que retomara la investigación de un modo más profundo de forma tal que se estudie por separado el efecto de cada una de las etapas del fracturamiento hidráulico como son la recolección del agua, mezclado con aditivos químicos, fracturamiento, pos fracturamiento, recolección tratamiento y disposición del flowback y del agua obtenida con el gas y sus posibles efectos sobre las fuentes de agua y la salud.

5. Problemas que enfrentan las compañías explotadoras de gas no convencional

Es claro que el gas no convencional puede redistribuir las reservas de gas natural a nivel mundial y garantizar el sostenimiento energético por muchos años. No obstante aún quedan temas por discutir como: 1) la preocupaciones surgidas respecto a los efectos ambientales y de salud producidos por el proceso de fracturamiento hidráulico y la disposición de fluido de flowback y del agua producida como fue mencionado en la sección anterior y 2) la preocupación sobre los pequeños o nulos márgenes

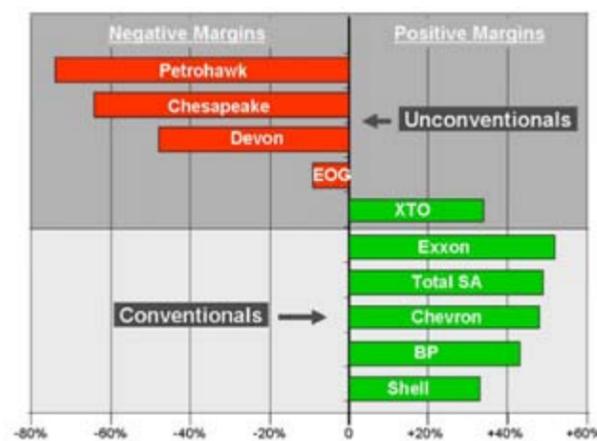


Figura 7. La figura muestra claramente que nuevos campos de gas no convencional con excepción de XTO presentan márgenes negativos en comparación con los campos de gas convencional. Figura tomada de [4]

de ganancia de los productores de gas no convencional. En cuanto a este último, Wijersmar et al. [4] menciona que los más recientes campos productores de gas no convencional en Estados Unidos han producido gas bajo márgenes negativos de ganancias. Este caso contrasta con el comportamiento de fuentes de gas convencional, los cuales siguen obteniendo márgenes positivos de ganancia, aun a pesar de los bajos precios de gas en los Estados Unidos. Precisamente, estas pérdidas económicas son atribuidas a los bajos precios del gas que se mantienen desde el 2008 y agravadas por los bajos flujos de gas desde el pozo.

Según, Weijersmars et. al. [4]. Resolver el primer tópico requiere de una combinación de mejoramiento de la tecnología y de monitoreo y gerencia por parte de la industria y la comunidad afectada. Mientras que, para obtener mayores márgenes de ganancia se requiere de un mejor proceso de validación en la selección de prospectos de pozos con el fin de tener mayor posibilidad de éxito. Adicionalmente, es necesario mejorar la razón de producción de gas y reducir los gastos de operación de los pozos.

Esta experiencia vivida en los Estados Unidos, puede ser la base sobre la cual se debe desarrollar la explotación de gas no convencional en otras partes del planeta. No obstante, antes se debe promover un desarrollo de las fuentes de gas no convencional con mayores garantías ambientales.

6. Conclusiones

En un mundo donde existe una creciente demanda de energía fósil, el gas natural obtenido de fuentes no convencionales se perfila como una alternativa real para que países actualmente importadores logren la tan anhelada autosuficiencia energética, crucial para el desarrollo económico y bienestar de sus gentes. Este gas no convencional exige de técnicas también no convencionales como perforación horizontal y fracturamiento hidráulico que permitan extraer el gas de una manera económicamente rentable. No obstante, debido a las características de tales fuentes, su producción ha dejado una mayor huella ambiental en comparación a la explotación de gas desde reservorios convencionales. Esta situación deja como resultado una situación de disputa entre sectores que apoyan el uso de estas técnicas como medio de obtener autosuficiencia energética y dividendos económicos como el estado de Texas y que están en conflicto con los entes reguladores del gobierno federal y sectores pro ambiental y que han llevado esta disputa inclusive ante estrados judiciales. En Estados Unidos, la EPA empezó a realizar un estudio que espera culminar en el 2012, para conocer el impacto real que puede tener cada una de las etapas del fracturamiento hidráulico sobre las fuentes de agua para consumo humano. También, es claro que se necesita de un mayor desarrollo científico y tecnológico que permita reducir los costos de producción de gas no convencional de forma tal

que sea rentable para la industria y amigable al ambiente. Aunque Estados Unidos ha realizado convenios para desarrollar campos de gas no convencional con Polonia y China, el mundo sigue a la espera de la solución que la industria y el gobierno de Estados Unidos planteen acerca de las constantes quejas de residentes ubicados cerca a grandes campos de gas de esquisto sobre los impactos ambientales, contaminación de fuentes de agua y sobre efectos negativos sobre la salud. En Europa las reservas de fuentes de agua subterráneas son fuertemente protegidas por la Directiva Marco del Agua (European Framework Directive). por lo que se espera que las licencias para explotar campos de gas no convencional sean más estrictas que las actualmente existen en los Estados Unidos. No obstante, Francia acaba de aprobar una ley donde no se permite la explotación de recursos no renovables usando fracturamiento hidráulico con excepción de pozos desarrollados con fines de investigación [14]. Esto hace necesario que las empresas desarrolladoras de campos en Europa tengan incorporado un esquema de protección ambiental en el centro de sus procedimientos operativos [4]. Por otro lado a pesar de las grandes discusiones presentadas en Estados Unidos entre detractores y simpatizantes del fracturamiento hidráulico no se vislumbra en un futuro próximo una restricción que detenga el uso de fluidos de fractura.

7. Referencias

- [1] BP, "Energy Outlook 2030," BP, London January 2011 2011.
- [2] Economides M. J. and Wood D. A., "The state of natural gas," Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 1, pp. 1-13, 2009.
- [3] U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, and National Energy Technology Laboratory, "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer," 2009, pp. 116.
- [4] Weijersmars R., Drijckoning G., Heimovaara T.J., Rudolph E.S.J., Weltje G.J, and Wolf K.H.A.A., "Unconventional gas research initiative for clean energy transition in Europe," Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 3, pp. 402-412, 2011.
- [5] U.S. Energy Information Administration, "Annual Energy Review 2009," U. S. D. o. Energy, Ed., 2010, pp. 446.
- [6] U.S. Energy Information Administration, "U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves," vol. 2011. Washington D.C., 2010.
- [7] Naturalgas.Org, "Unconventional natural gas resources," vol. 2011, 2011.
- [8] U.S. EPA, "Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study (2004)," 2004.
- [9] Christian Ngo and Joseph Natowitz, Our energy future: resources, alternatives, and the environment. New Jersey: Wiley, 2009.
- [10] Northeastern United States a Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, KSCE Journal of Civil Engineering, vol. 15, pp. 679-687, 2011.
- [11] U.S. Environmental Protection Agency, "Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources," O. o. R. a. Development, Ed., 2011, pp. 140.
- [12] U.S-EIA, "What is shale gas and why is it important?," 2011.
- [13] "The Halliburton Loophole" in New York Times. New York, 2009.
- [14] "French Senate Passes Amended Shale Legislation," in Natural gas for Europe, 2011.