

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

2 de septiembre de 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Introducción	4
<u>Análisis I:</u> El oil shale, consideraciones ambientales y encrucijada energética	6
✓ <i>Reuniones en el Congreso</i>	8
✓ <i>Diversificación de las líneas de negocio petrolero</i>	9
<u>Análisis II:</u> Producción de gas shale. Números erráticos	10
✓ <i>Cuando fractura es igual a regulación</i>	13
✓ <i>Potencialidades del gas shale en México</i>	14
<u>Enfoque:</u> Estímulos gubernamentales para el desarrollo del pre-sal brasileño	15
✓ <i>Competitividad de la industria brasileña ante el desafío del pre-sal</i>	16
✓ <i>Petrobras no será capaz de desarrollar sola el sector</i>	17
✓ <i>Profesionales: sobrante de empleos y salarios cada vez más altos</i>	18
✓ <i>En 2020, Brasil exportará 2.317 mil barriles de petróleo por día</i>	19



Introducción

De vez en cuando, especialmente cuando surge la ansiedad acerca de los precios de la energía o su seguridad, se oye a los voceros del petróleo shale. Hay miles de millones de barriles de ese producto, todos situados en los *friendly borders* de Colorado y Utah, se nos dice.

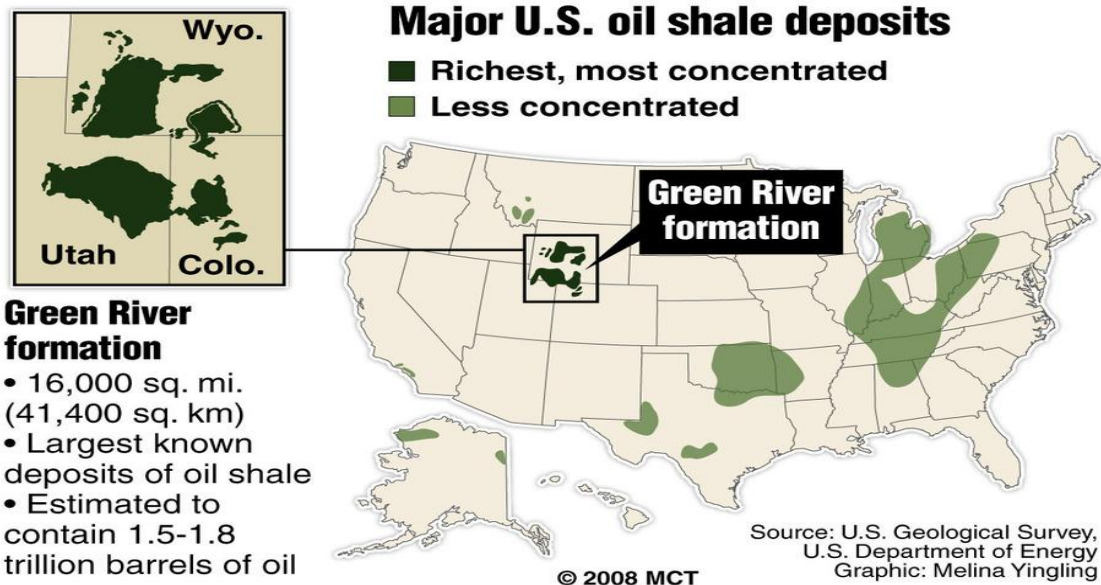
En primer lugar, una distinción semántica debe extraerse. El petróleo shale no es lo mismo que el shale oil. Algunos ejemplos de este último son las formaciones que incluyen **Bakken** en **Dakota del Norte** y **Eagle Ford** en **Texas**. Cerca de medio millón de barriles de shale oil por día que son producidos en Estados Unidos. El petróleo shale, por el contrario, es un nombre inapropiado. No es petróleo. Es una sustancia orgánica llamada querógeno, un hidrocarburo de bajo grado enterrados en la roca sedimentaria. La quema del querógeno produce un líquido de petróleo, pudiendo ser refinado en combustible. Por lo tanto, en aras de la claridad, lo vamos a llamar querógeno. No hay operaciones comerciales de querógeno en cualquier parte de Estados Unidos. Hay una buena razón -la producción de los costos de querógeno más que la producción del crudo convencional. Usted tiene que calentar el material hasta entre 650 y 1.000 grados.

En el esfuerzo de **Jimmy Carter** por la independencia energética, que él llamó la "*moral equivalent of war*", el querógeno fue una de las divisiones cerradas. **Exxon** disparó un boom del querógeno en el oeste de Colorado a finales de la década del 70. El gran boom devino en gran fiasco, cuando la economía obligó a Exxon a dejar atrás los proyectos el 2 de mayo, un día todavía conocido como el "*Domingo Negro*".

Sin embargo, aquellos que no ve alternativas a una economía de energía basada periódicamente en el petróleo sacan a relucir al querógeno como la gran esperanza del mañana. Por lo tanto, el 24 de agosto en un *subcommittee hearing*, donde el **Government Accountability Office** puso de relieve otro problema con la producción de querógeno, además de los altos costos. El agua. En concreto, los altos volúmenes de agua que la producción de querógeno demanda en una región árida donde el agua es un recurso con peleas sin final. Algunos analistas estiman que la producción de querógeno requiere más agua de lo que se consume actualmente 1 millón de residentes de la zona metropolitana de **Denver**.

Oil shale resources

The U.S. holds more than half of the world's oil shale resources, but extracting the oil requires huge amounts of energy.



Shell y otras empresas energéticas interesadas en entrar en el *game* del querógeno -si vale la pena, que es todavía una pregunta abierta- han adquirido los derechos de agua suficientes para empezar los proyectos, pero la ampliación es otra cosa. Tanto en Colorado como en Utah, los derechos del agua deben obtener de parte del Estado o comprado a otros propietarios de derechos.

El desarrollo de la industria del querógeno tomará de 15 a 20 años, según los cálculos de GAO, y mientras tanto, es probable que sea más fuerte la competencia por el agua. En las zonas afectadas de Colorado, por ejemplo, el crecimiento de la población para el año 2030 aumentará la demanda de agua urbana e industrial en un 76% con respecto al nivel del 2000. Eso sin plantear una industria del querógeno en la región. Las autoridades locales creen que tienen suficientes derechos de agua para satisfacer el crecimiento de la demanda de agua municipal e industrial, por lo que los productores del querógeno podrían tener que comprar derechos de agua ahora en manos de los agricultores.

Las cifras de GAO podría haber agua suficiente para mantener la industria del querógeno, pero la producción in situ y sus mayores necesidades de agua chocan con los límites físicos -la cantidad de agua en los ríos- y los límites legales -la cantidad que los titulares de derechos que pueden retirar. Luego, está el tema del cambio climático y las sequías más prolongadas que pueden venir con él.

En medio de los clamores por el desarrollo del querógeno, **James Spehar**, un ex alcalde de **Grand Junction**, Colorado, planteó preguntas difíciles a la subcomisión que surgió de los recuerdos de *Black Sunday*.

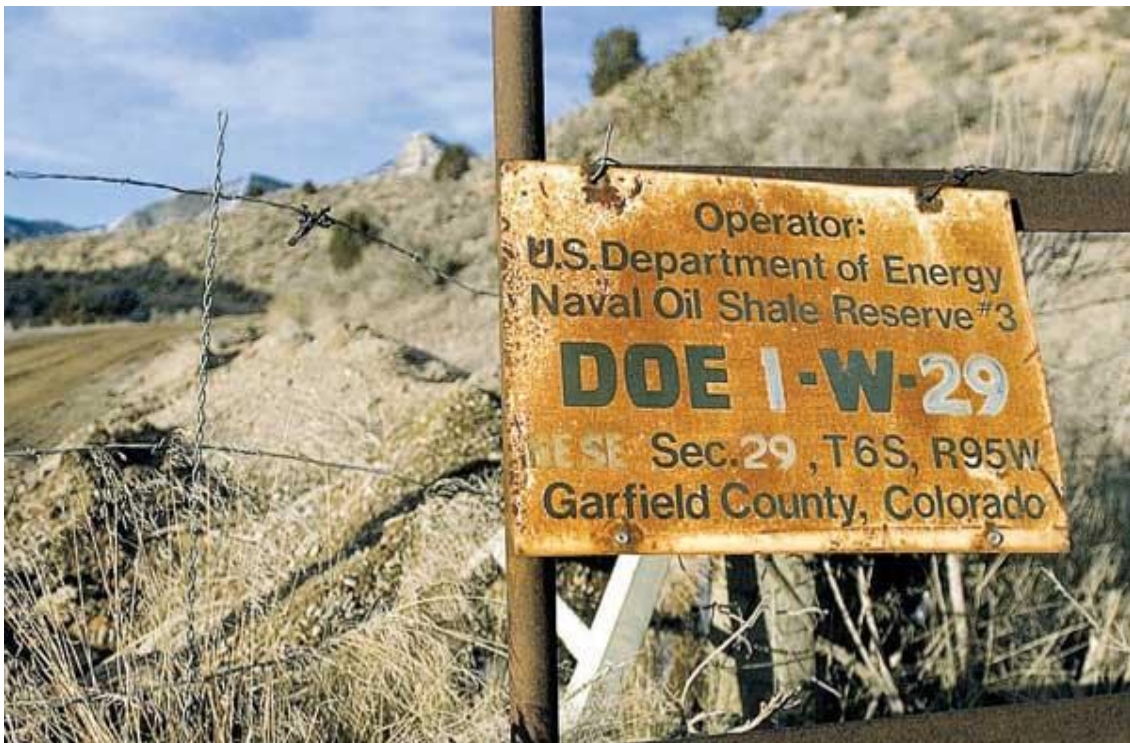
-¿Puede la Cuenca del Río Colorado, ya sobre-exigida, apoyar una producción de energía que requiere mucho más agua?

-¿El Congreso planifica subsidiar el querógeno en momentos en que todos los subsidios a la energía están bajo el microscopio?

-¿El Interior Department arrendará tierras públicas antes de la producción en escala comercial del querógeno demuestre su éxito, creando un regalo para los especuladores?

-¿Qué se hará para ayudar a las comunidades locales que carecen de recursos y de infraestructura para hacer frente a los impactos socio-económicos de un boom del querógeno?

Análisis I: El oil shale, consideraciones ambientales y encrucijada energética



Norteamérica se encuentra en una encrucijada energética. Tan barato, abundante, el petróleo convencional se ha convertido en un lujo del pasado, ahora la sociedad se enfrenta a una elección: para establecer un rumbo para un futuro energético más sostenible de combustibles renovables y limpios, o desarrollar combustibles derivados de combustibles fósiles a un costo mayor para la salud y el medio ambiente. Una de estas fuentes de energía sucia que ha llamado mucho la atención en los últimos tiempos es el petróleo shale. Este petróleo -que no debe confundirse con el gas natural derivado de las formaciones shale- se encuentra principalmente en el oeste de Estados Unidos.

El proceso de extracción de petróleo shale, que se asemeje literalmente a exprimir petróleo en la roca sólida, incurre en importantes impactos ambientales por aire, tierra, fauna, agua y recursos de agua (en un reciente informe del **NRDC** se confirma que la zona del Río **Colorado**, 30 millones de personas de **Wyoming** al sur de **California** que dependen de Río como una fuente importante de abastecimiento de agua, incluidos los

agricultores que producen el 15% de los cultivos norteamericanos, podría enfrentar una escasez sin precedentes con el desarrollo del petróleo shale moviéndose potencialmente hacia la cuenca del río). Y si eso no fuera suficiente, la extracción de petróleo shale también requiere enormes cantidades de energía para calentar el petróleo shale, que, básicamente, en contra del propósito de desarrollar nuevas fuentes de energía si tenemos en cuenta que se pone más energía en comparación con la extracción total de energía que es devuelta.

Escoger un *path* de petróleo shale tiene enormes consecuencias para el aire que respiramos, el agua que bebemos, el clima y las tierras silvestres. Y si bien a escala comercial el petróleo shale es todavía una utopía teórica en lo que respecta a la inmadurez de la tecnología de extracción del oil shale, hay una cantidad de políticos que continúan promoviendo el petróleo shale como una panacea para combatir los males energéticos americanos. Estos mismos, casi como alquimistas medievales, niegan una serie de verdades sobre las falacias que rodean al oil shale. Dado que el petróleo shale sigue siendo una desafortunada distracción de la adopción de un futuro energético transformador, lógico y eficiente, distintos sectores se comprometieron a representar los numerosos impactos y graves asociados con el desarrollo de esta clase de petróleo.

En el primero de estos análisis se hizo una evaluación detallada sobre los riesgos considerables del calentamiento global asociados con el desarrollo de petróleo shale. Otro estudio que se ha hecho público recientemente detalla los impactos potenciales del desarrollo del petróleo shale en el suministro de agua del río Colorado, un recurso que es sustento económico y ambiental de gran parte del Oeste¹. Además, el año pasado el NRDC realizó un análisis GIS que investigó los posibles impactos ambientales directos a la vida silvestre y a las tierras silvestres asociados con el desarrollo potencial del oil shale y las tar sands en tierras federales en **Colorado, Utah y Wyoming**.

Este análisis particular era necesario, dado que la nación estaba contemplando la comercialidad del petróleo shale en una región basado en reglas favorables que se adoptaron en el *midnight hour* de la administración **Bush**. Afortunadamente, el gobierno de **Obama**, consciente de la naturaleza no racional de estas normas, ha tratado de desarrollar un sistema de leasing que pone mayor consideración de los valores ambientales. Pero ahí es donde el espacio del Congreso resulta tan fundamental, por los intereses particulares de las **Big Oil** y los **Republicanos** que responden de una forma u otra a estos intereses, nada les gustaría más que derogar el actual proceso de la Administración Obama y volver a un sistema en que las Big Oil no tengan ninguna clase de restricción. Ante tal amenaza, vale la pena explorar cómo la industria del petróleo shale puede afectar al país. La mayoría de los recursos de petróleo shale del mundo se encuentran en la formación Green River, una área geológica que cubre 16.000 millas cuadradas en el noroeste de Colorado, el noreste de Utah y el sudoeste de Wyoming, la mejor parte mantenido en trust por el gobierno federal. La Green River Basin es también conocida por ser el hogar de la mayoría de las conocidas formaciones de tar sands, la mayor parte de las formaciones son manejadas por el **Bureau of Land Management (BLM)**.

El arrendamiento comercial y la producción de los recursos de petróleo shale de Green River Basin han estado sobre la mesa como una fuente potencial "*no convencional*" de combustibles líquidos desde el siglo XIX. Sin embargo, en repetidas ocasiones, la economía y los obstáculos técnicos relacionados con la producción de esta clase de petróleo han impedido la viabilidad comercial de la región. El establecimiento de la inviabilidad de extracción de estos recursos no impidió que el vicepresidente **Dick Cheney** buscara nuevas vías para fomentar el desarrollo de este recurso. La **Energy Policy Act** de 2005 incorporó disposiciones que requiere el **Department of Interior** para desarrollar el programa de arrendamiento comercial.

¹ http://switchboard.nrdc.org/blogs/bnelson/between_a_rock_and_a_dry_place.html

En diciembre de 2007, el BLM publicó un proyecto de **Oil Shale and Tar Sands Programmatic Environmental Impact Statement (PEIS)** que, en teoría, se supone que debe analizar los impactos asociados con el arrendamiento de tierras públicas para el desarrollo comercial de petróleo shale. El BLM llegó a la conclusión que la información crítica sobre la naturaleza del petróleo shale era demasiado especulativa en la naturaleza para iniciar una decisión final sobre la emisión de arrendamiento de locales comerciales.

Reuniones en el Congreso

Dan Whitney de **Shell Exploration and Production** dijo que su industria necesita un marco regulatorio estable y una en la que numerosas empresas puedan arrendar tierra públicas para proyectos de investigación. Los investigadores expresaron su necesidad de fondos y sugirieron un programa específico enfocado en el petróleo shale occidental.

Y **Anu Mittal** de GAO dijo que el **U.S. Department of Interior** debe ser responsable de la recopilación de datos sobre las condiciones del agua, así que cualquier efecto potencial sobre la actividad del petróleo shale puede detectar en los años futuros. Su agencia en octubre había recomendado recopilar datos de referencia.

Doug Lamborn, Republicano de Colorado, llamó al petróleo shale uno de las más desafiantes, tentadoras y promisorias fuentes de energía que Estados Unidos puede ofrecer, con el potencial para ayudar a reducir la dependencia de petróleo extranjero y crear puestos de trabajo. El petróleo puede ser liberado del shale por calentamiento, pero todavía las empresas todavía están investigando métodos comercialmente viables. "*Es importante que aprovechemos esta oportunidad en este momento para desarrollar, de manera responsable, los recursos en suelo estadounidense y obtener trabajos para los estadounidenses*".

El **U.S. Geological Survey** estima que el país cuenta con 4.3 trillones de barriles de petróleo en lugares de recursos de petróleo shale en **Colorado, Utah** y **Wyoming**, dijo **Helen Hankins**, director del **U.S. Bureau of Land Management** de Colorado. No todo puede ser recuperado. Seis empresas tienen contratos de arrendamientos de tierras públicas para la investigación de métodos de extracción, y aplicaciones para otras tres empresas por contratos de arrendamiento están en revisión. "*Mientras más empresas tengan acceso a los contratos de arrendamiento, más probable es que tengan éxito en la búsqueda de una ruta comercial del petróleo shale*", dijo Whitney de Shell.

Diversificación de las líneas de negocio petrolero



Las compañías de petróleo y gas majors han logrado diversificar sus líneas de negocio *upstream*. Según un reporte de **Wood Mackenzie**, con sede de **Edimburgo**, el petróleo y el gas no convencional (como las oil sands y el shale), el gas natural licuado y el petróleo y gas de aguas profundas representan ahora alrededor del 50% del valor futuro de los gigantes de energía, que es la friolera de 3,2 trillones de dólares. *"Hace unos años, el desafío más grande eran las limitadas oportunidades de petróleo y gas convencional. Irán estaba fuera de la mesa de discusión. Irak estaba prometiendo un valor pobre y los proyectos de aguas profundas eran relativamente nuevos"*, dijo **Iaian**

Brown, de WM. *"Pero con la proliferación de fuentes no convencionales, ahora hay una diversidad mucho mayor de oportunidades"*.

Las oportunidades de crecimiento para la extracción de gas y petróleo tradicional podrían estar en **Rusia** y en los estados del Caspio, que incluyen **Azerbaiján**, **Kazajstán** y **Turkmenistán**. Sin embargo, la política doméstica y las restricciones fiscales en general han provocado rechazo. Para Rusia, en particular, su sector de energía se mantiene en el escenario internacional haciendo negociaciones con Europa, los estados del **Caspio**, **Medio Oriente** y **China**, todos los más críticos. Sólo el Reino Unido, Kazajstán, Noruega y Rusia tienen la mayor parte de su valor almacenado en convencional, de fácil acceso a los plays de petróleo y gas, según el reporte.

Teniendo en cuenta otras variables. La perforación de gas natural ha sido dominante en los últimos años en Estados Unidos, pero el petróleo está de regreso con una venganza. Por primera vez en 18 años, el número de plataformas de perforación petrolera han superado en número de rigs de gas natural, según los datos compilados del mes de Julio por IHS-CERA, que abarca tanto plataformas en tierra como en el mar.

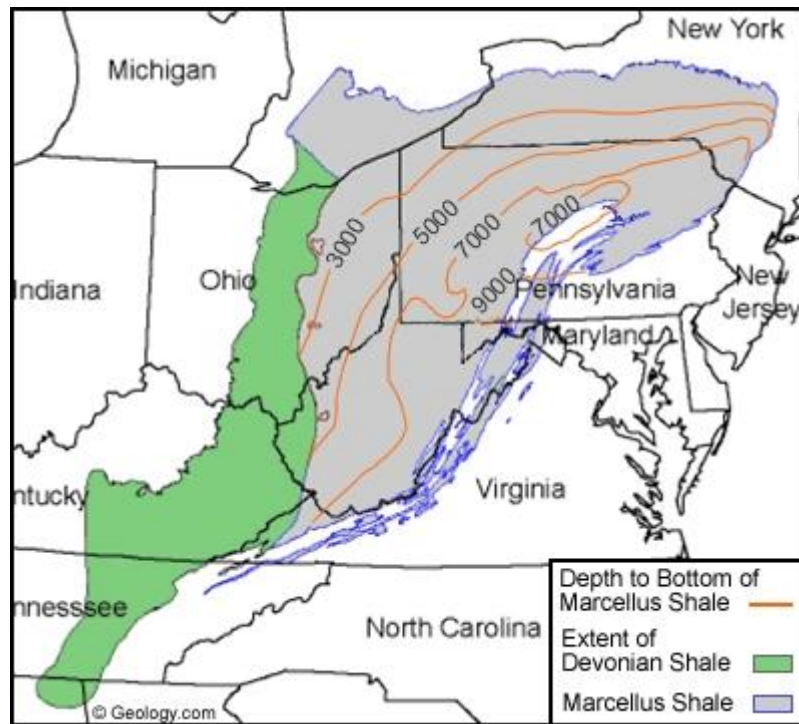
Para el año 2020 el aumento de la producción de petróleo estadounidense puede llegar a tanto como 3 millones de barriles por día, dijo Peter Stark, jefe de relaciones de la industria de IHS-CERA en el principio del Summer NAPE, un proyecto de petróleo y gas que se celebra en Houston. Hay dos factores que están impulsando el aumento de la producción de petróleo. La combinación de la perforación horizontal y la fractura hidráulica, que abrió una provisión de gas antes inaccesible, también abrió nuevas posibilidades para la producción de petróleo.

Los precios del gas natural relativamente bajos han impulsado a las empresas a enfocar sus esfuerzos en la más valorable exploración de petróleo y líquidos de gas natural. El petróleo actualmente puede haber regresado a la cima de las plataformas de perforación en Estados Unidos a principios de este año, según otro grupo de datos. La cuenta de plataforma que hace Baker Hughes al 21 de abril tanto en tierra como offshore tuvo al frente al petróleo superando al gas natural (913 plataformas de petróleo contra 878 de gas natural) por primera vez desde el 28 de abril de 1995 (343 plataformas de petróleo vs. 321 de gas natural).

Análisis II: Producción de gas shale. Números erráticos

Geólogos federales publicaron nuevas estimaciones sobre la cantidad de gas natural que existe en la formación **Marcellus Shale**, que se extiende de **New York** a **Virginia**. La formación shale tiene alrededor de 84 trillones de pies cúbicos de gas por descubrir, técnicamente gas natural recuperable, según el **United States Geological Survey**². Esto es drásticamente menor que los 410 trillones de pies cúbicos, que se publicaron a principios de este año por la **Energy Information Administration (EIA)**. Como resultado de ello, el EIA, que se encarga de la cuantificación de las reservas de petróleo y gas, dijo que reducirá su estimación oficial de Marcellus Shale en casi un 80%, una medida que es probable que genere nuevas preguntas acerca de cómo la agencia calcula sus estimaciones y por qué fue tan lejos en sus proyecciones.³

La decisión de la agencia para reducir las estimaciones llega en medio del creciente escrutinio del Congreso sobre cómo el gobierno calcula su número y porqué depende de consultores externos vinculados a la industria para producir algunos de sus informes. Las estimaciones precisas son importantes para los legisladores que están tomando decisiones de largo plazo sobre los subsidios y las políticas relativas al mix energético estadounidense. También son esenciales para los propietarios e inversores que deciden dónde y si arrendar sus tierras a los perforadores o invertir en compañías de gas.



² http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=2893&from=rss_home

³ The New York Times, "Geologists Sharply Cut Estimate of Shale Gas", (24/8)

Algunos analistas de mercados dicen que las grandes diferencias entre las estimaciones públicas de recursos de gas natural proporcionan una evidencia adicional de que puede haber riesgos e incertidumbres relacionados con la perforación de gas que muchos inversionistas se dan cuenta. En medio de los crecientes interrogantes sobre la investigación de la administración, **Howard K. Gruenspecht**, director interino de la agencia, se presentó en el Congreso en julio para reiterar que, a pesar de algunas incertidumbres, las estimaciones de la agencia eran exactas. Pero en los últimos días, la administración dijo que rebajaba drásticamente las estimaciones. "*Consideramos que el U.S.G.S son expertos en esta materia*", dijo **Philip Budzik**, analista de investigación de operaciones con el EIA, según **Bloomberg**, que fue el primero en informar de la decisión de las autoridades federales de rebajar las estimaciones. "*Son los geólogos, no lo somos. Vamos a tomar este número y lo usaremos en nuestro modelo*".

Un portavoz de la administración agregó que si bien las nuevas estimaciones son muy importantes, los costos de perforación y la performance de los pozos pueden tener un impacto mayor sobre su futura producción de gas natural. Los nuevos números federales son mucho más bajos que los 350 trillones de pies cúbicos que se estiman son técnicamente recuperables en la región **Atlántico**, casa de Marcellus Shale, por el **Potential Gas Committee**, un *nonprofit group* de expertos de la industria y académicos, en un reporte hecho público en abril. Sin embargo, funcionarios de la asociación de la industria aplaudieron el informe.

La naturaleza de *up-and-down* de estos consejos en las evaluaciones tiene gran cantidad de incertidumbre. "*Esta es una muy nueva, naciente fuente de recursos*", dijo **Francis O'Sullivan**, ingeniero de investigación del **MIT Energy Initiative**, que analizó los temas de suministro en un estudio para el futuro del gas natural hecho público en junio. Todavía no hay datos suficientes para predecir definitivamente el rendimiento de los depósitos de gas shale en los próximos 20 a 30 años, dijo. La evaluación de los diferentes grupos de depósitos están sujetos a comenzar con muy diferentes, dijo O'Sullivan. La medida en que esto puede haber dado lugar a la discrepancia entre las estimaciones de este año no está clara, ya que los detalles de las metodologías respectivas no se han hecho públicos. Las diferencias entre los conjuntos de datos de las organizaciones también son poco claras⁴.

Independientemente de que la estimación sea más correcta, sostiene O'Sullivan, hay una gran cantidad de gas recuperable en la formación Marcellus Shale, que, según sus cálculos, podría en su pico contribuir de 10 a 15% de gas producido en Estados Unidos. "*Lo que significa es que si usted tiene 200 TCF, 400 TCF, u 80 TCF o recursos recuperables es bastante discutible en este punto, y será discutible por 20 años*". Además, durante ese período, la tecnología seguirá evolucionando, cambiando la definición de "*técnicamente recuperables*" en el camino. "*El horizonte temporal de 20 años es un tiempo muy largo en el contexto de la tecnología en el espacio de gas, y en el contexto de la tecnología energética más amplia*", dijo O'Sullivan.

Kathryn Z. Klaber, presidente de **Marcellus Shale Coalition**, los describió como "*la afirmación, además, que el Marcellus Shale seguirá produciendo de forma segura cantidades prolíficas de combustible limpio para las generaciones venideras de gas natural*". Las nuevas estimaciones son mucho mayores que la última evaluación del Geological Survey en 2002. Estas estimaciones - que sugerían que Marcellus sólo contenía cerca de dos trillones pies de gas recuperable- fueron siempre antes que la nueva tecnología aumentara drásticamente la extracción de gas natural en las formaciones shale.

En su informe reciente, los geólogos federales se centraron en las estimaciones de "*recursos*", que se refieren a la cantidad de gas que se encuentra en el suelo y técnicamente se

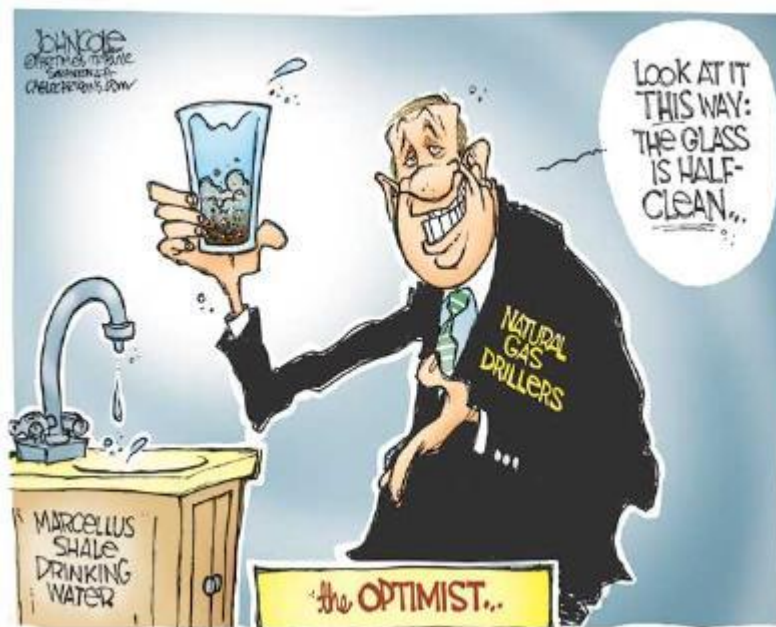
⁴ Technology Review, "How Much U.S. Shale Gas Is There, Really?", (31/8)

puede extraer. No se centraron en lo que se conoce como estimaciones de "reserva", que se refieren a la cantidad de este gas que puede ser extraída de forma rentable de la tierra.

Las estimaciones de recursos de gas natural, como la producida por el Geological Survey federal y la EIA han sido criticados por los analistas del mercado y por los expertos en energía, ya que a menudo dan una visión demasiado optimista y simplista de la perspectiva sobre cómo una fuente de combustible puede reemplazar al petróleo y al carbón. Las estimaciones de los recursos a menudo incluyen el gas en *pockets* que son tan pequeños o tan profundos que nunca pueden ser perforados o producidos a cualquier precio. El gas también puede estar en áreas que están fuera de los límites o muy difícil de perforar.

En abril de 2010, el EIA revisó su metodología para estimar la producción de gas natural. A pesar del cambio algunos analistas dicen que en **Texas** había discrepancias significativas entre las cifras entre los números federales y las estimaciones realizadas por los reguladores estatales. Algunos analistas de energía consideran que también fallaron los reguladores de **Pennsylvania**, que es el único productor de gas en publicar datos de la producción de petróleo y gas cada seis meses en lugar de proporcionarlos mensualmente.

Las malas noticias para los *wildcatters* de gas natural es a menudo música para los oídos de los ambientalistas. Si el premio económico es mucho más pequeño de lo que se pensaba anteriormente, ¿por qué correr el riesgo ambiental? Pero los inversores no deben alarmarse. Incluso por los ultra-conservadores cálculos, aún hay 109 años de producción actual, según **Christopher Swann**.⁵ "Si el país va a adoptar el gas natural como combustible del futuro", dijo **Bill Powers**, editor de Powers Energy Investor, una publicación de investigación de energía, "es necesario que haya una transparencia muchos más en la forma en que estas estimaciones se calculan y una discusión más escéptico e informado sobre la economía del gas shale".



⁵Reuters Blog, "Fluctuating gas estimates needn't freak investors", (30/8)

Cuando fractura es igual a regulación

La **Securities and Exchange Commission (SEC)** está pidiendo a las empresas de petróleo y gas que provean información detallada, incluyendo los químicos que utilizan y sus esfuerzos para minimizar el impacto medioambiental. La agencia del gobierno se sumó al acalorado debate que rodea a la fracturación hidráulica o fracking, en momentos en que funcionarios federales y estatales comienzan a incrementar la presión sobre la industria. El proceso, que consiste en bombear agua, sustancias químicas y arena bajo tierra para liberar gas natural de difícil extracción atrapado en depósitos de esquisto, se ha convertido en blanco de críticas por la preocupación que generan las toxinas que, incluidas en la mezcla, podrían contaminar el aire y el agua.

La iniciativa de la SEC muestra el amplio interés que los reguladores de Washington tienen en analizar más de cerca el fracking y sugiere que las compañías que están apostando miles de millones de dólares a esta tecnología tendrán que evaluar cómo informar sobre técnicas que frecuentemente consideran confidenciales. Ya se han desatado batallas sobre los requisitos de transparencia de información en estados como Nueva York y Pensilvania que se ubican sobre la enorme formación subterránea Marcellus, que se ha transformado en un centro de actividad de fracking debido a las grandes cantidades de gas natural que hay allí.

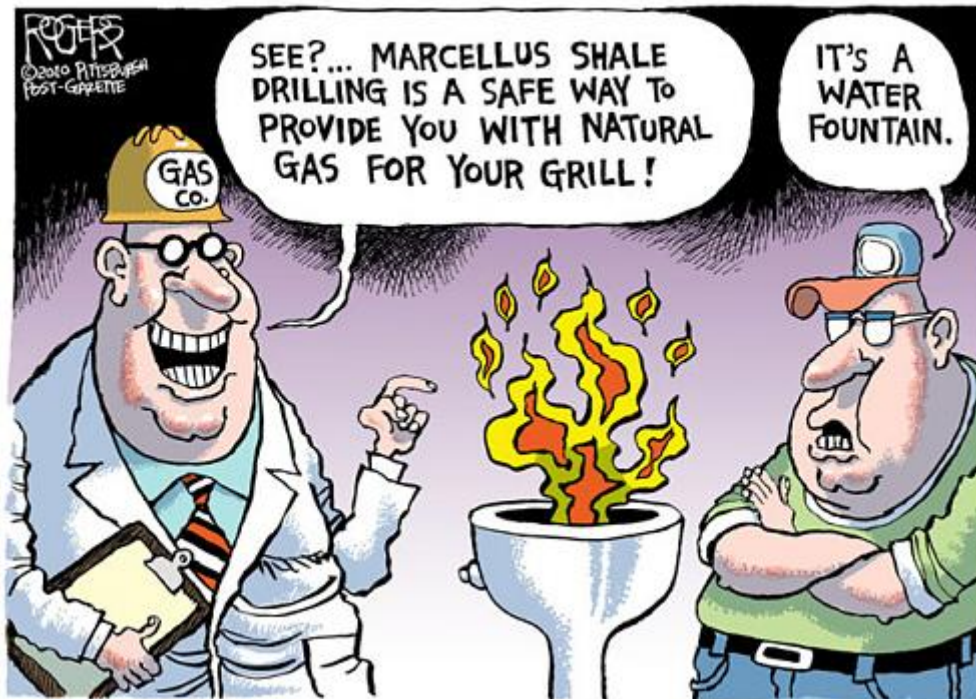
Los reguladores de varios estados han identificado casos en los que las perforaciones —aunque no necesariamente el proceso de fracturación en particular— han permitido que el gas natural llegase a pozos de agua para consumo residencial y al menos un estudio científico ha vinculado de forma más general las perforaciones con la contaminación. Aun así, ha habido pocos casos documentados de contaminación producida por los productos químicos utilizados en la fracturación hidráulica. La industria reconoce que pozos construidos de manera inapropiada pueden permitir escapes de gas, pero dice que esos casos son infrecuentes y no están vinculados directamente a la actividad del fracking.

En el pasado, la SEC se ha concentrado en otras áreas como las hipotecas de mala calidad y ha pedido a las compañías que provean información adicional a los inversionistas. El gobierno explica que el interés de la SEC en la fracturación tiene que ver con su deseo de asegurarse de que los inversionistas reciban información sobre demandas legales, costos y otras incertidumbres que las empresas puedan enfrentar. Otros organismos como la **Agencia de Protección Ambiental (EPA)**, por sus siglas en inglés) están recopilando información sobre el fracking pero esos esfuerzos son independientes de los de la SEC.

Las solicitudes de la SEC están haciendo sonar algunas alarmas en el sector. *"Mientras que nuestra industria apoya totalmente las medidas de transparencia que sean de sentido común, los pedidos que puedan alejarse de la misión principal de la agencia son problemáticos y contrarios a lo que nuestro país necesita en este momento"*, dijo **Kathryn Klaber**, presidenta de **Marcellus Shale Coalition**, un grupo que reúne a las empresas involucradas en la formación Marcellus. Un vocero de la SEC dijo que *"nuestro personal hará preguntas vinculadas a las áreas sobre las que informen las empresas en sus documentos"*. La EPA no respondió a los pedidos de comentarios.

Las solicitudes de la SEC se producen en momentos en que el gobierno de EE.UU. intenta encontrar un camino intermedio entre las preocupaciones ambientales y una industria que está creando empleos e incrementando la oferta local de una fuente de energía

alternativa al carbón. Los **Departamentos de Energía e Interior** también están examinando la práctica. Algunos estados han multado a empresas que hacen perforaciones por problemas ambientales.



Potencialidades del gas shale en México

El potencial de los recursos de gas shale de **México** es casi tan grande como el de Estados Unidos y el país podría explotarlos a través de un nuevo esquema de contratos con empresas privadas. México tiene la cuarta mayor reserva de gas shale, de 681 billones de pies cúbicos, según las cifras de la **Energy Information Administration (EIA)**, detrás de China, **Estados Unidos** y **Argentina**. Hasta ahora, México sólo tiene un pozo produciendo gas shale, que obtuvo su primer rendimiento en febrero de este año y que produce 2.9 millones de pies cúbicos por día (pcd). La petrolera estatal **Pemex** estableció en su plan de negocios evaluar el potencial y áreas prioritarias.

El pozo de gas shale en México está ubicado en el estado de **Coahuila**, en el norte del país, y Pemex cree que existe más en ese estado y en los vecinos **Chihuahua**, **Nuevo León**, **Tamaulipas** y **Veracruz**. La empresa cree que México tiene entre 150 y 459 billones tcf de gas shale, ligeramente más conservador que los estimados de la gubernamental estadounidense EIA. Según se mencionó, se requerirían perforar entre 3.000 y 4.000 pozos para producir 1.000 millones de pcd de gas shale.

El esquema de los llamados “*contratos integrales*” arrancó en marzo de este año y Pemex asignó los primeros para la exploración y producción de crudo en seis campos maduros de tres áreas petroleras en el sur del país. Pemex espera iniciar otro proceso de licitación para campos maduros de crudo en el norte del país en los próximos meses.

Actualmente, México importa gas natural para cumplir su demanda interna y la CNH argumenta que el gas puede ser una alternativa viable para satisfacer parte de las

necesidades que cubre el crudo. México, el séptimo mayor productor mundial de petróleo, está batallando para elevar su producción de crudo, que se ha debilitado desde niveles de más de 3 millones de bpd en el 2004, ante el declive de viejos yacimientos.

Pemex ha destinado millonarias inversiones a la exploración y explotación de nuevos campos y actualmente ha logrado estabilizar sus niveles de producción en 2.5 millones de bpd. México espera cerrar el 2011 con una producción de 2.6 millones de bpd y el próximo año en 2.7 millones de bpd para tratar de acercarse a su meta de 3 millones de bpd.



Enfoque: Estímulos gubernamentales para el desarrollo del pre-sal brasileño

Un día después del anuncio de medidas de estímulo a la industria por el gobierno brasileño, el **BNDES** informó que lanzará una línea de 4 mil millones de reales para financiar la cadena de proveedores del sector de petróleo y gas natural hasta 2015. Las tasas

de interés van a variar de 4,5% al año, para proyectos de innovación, a 11,04%, para giros de capital, pasando por tasas de cerca de 9% para la implantación de nuevos proyectos, fusiones y adquisiciones.

Según el jefe del departamento de la cadena productiva de petróleo y gas natural del banco, **Ricardo Cunha**, el objetivo principal del programa es aumentar la capilaridad del BNDES para atender a los proveedores, en su mayoría de micro, pequeño y mediano tamaño, y garantizar el contenido nacional exigido por el gobierno por **Petrobras** y las empresas que actúan en el país. “*El potencial de la cadena de petróleo y gas natural es muy grande. Comenzamos con un presupuesto pequeño para ver el comportamiento del mercado, pero puede aumentar*”, dijo Cunha. “*Todo va a depender mucho de Petrobras, pero en los próximos cuatro años no necesita mucho de contenido nacional*”, explicó⁶.

“*A partir de la 7ma ronda (de licitaciones de la ANP) es que es más exigente, pocos bloques van a entrar en operación antes de 2015*”, complementó, refiriéndose a la licitación en la cual Petrobras adquirió áreas en el pre-sal de la Cuenca de Santos, en 2005. Según Cunha, la idea del banco es estimular la industria ahora para que esté lista a atender la demanda cuando fuera necesario. En un primer momento, Cunha prevé que el banco vaya a desembolsar 1 mil millones de reales por año, excluyendo 2011, cuando el volumen será menor. El valor coincidentemente es el mismo que tiene Petrobras entre sus estimaciones para sus habituales financiaciones a proveedores, práctica que pretende dejar de hacer para liberar su flujo de caja para inversiones.

Además de las mejores condiciones financieras, el acceso para las micro, pequeñas y medianas empresas, que representan el 85% de los proveedores del sector, también será flexibilizado. “*Sólo financiamos a partir de 10 millones de reales y muchas empresas de la cadena (de petróleo y gas) no tendrían condiciones, por eso creamos condiciones de acceso de empresas menores*”, explicó el ejecutivo. El banco podrá financiar empresas de pequeño porte por intermedio de una empresa, con un ingreso anual de más de 90 millones de reales. Esa empresa-ancla tendrá que hacer un plan de desarrollo para sus proveedores, haciendo un direccionamiento como mínimo 30% de la financiación a la cadena de proveedores y sub-contratistas.

La medida viene al encuentro de la nueva estrategia de Petrobras de no utilizar más su caja para financiar a sus proveedores, un volumen de recursos que alcanzaba cerca de 1 mil millones de reales por año. Por otro lado, la empresa tiene necesidad, así como las otras que actúan en el sector del país, de cumplir un índice de contenido nacional exigido por el gobierno en sus proyectos. El apoyo del BNDES ayuda a liberar de la caja de la estatal para las inversiones programadas hasta 2015 de 224,7 mil millones de dólares.

Competitividad de la industria brasileña ante el desafío del pre-sal

La entrada de los productos chinos en **Brasil**, que se intensificó durante el periodo de recuperación de la crisis financiera de 2008 (cuando Brasil pasó a hacerse blanco de inversores extranjeros por ser considerado seguro y la gran cantidad de dólares dejó la moneda más barata) y viene quitando mercado al sector automotor, ahora amenaza también el suministro de la cadena de petróleo y gas de cara al pre-sal. Una válvula

⁶ Veja Abril, “BNDES cria linha de R\$4bi para cadeia de petróleo e gás”, (3/8)

mariposa (usada para aislar o regular el traslado de un fluido) fabricada en **China**, por ejemplo, llega en Brasil con un precio tres veces menos que lo que se paga solamente por la materia prima brasileña.

La atracción de empresas del extranjero para ese segmento puede provocar, además de la pérdida de mercado para los importados, el desplazamiento de la industria local para los sectores de menor valor agregado. O sea, en vez de desarrollar la tecnología, las empresas pasan a trabajar solamente con el montaje de los productos. Otros puntos destacados por el relevamiento de la **Organização Nacional da Indústria do Petróleo**. Entre los riesgos de captación de financiación externa junto al suministro y de crear un cliente único proveedor de Petrobras.

Existe una serie de factores que contribuyen para ese escenario, que preocupa al sector por desestimular la competitividad de la industria. Entre ellos, los ya conocidos y criticados por los fabricantes de auto piezas, como la alta carga tributaria, el costo de capital –que incluye préstamos para activos circulantes- y la valoración del real. Todos señuelos para la importación. Para algunos sectores es preciso hacer cambios estructurales en la cadena de petróleo y de gas, como la remoción de obstáculos que impidan el aprovechamiento de ganancias en escala, el aumento de la ganancia de productividad, la inversión en educación básica y técnica y la reducción de cuellos de botella en infraestructura. *“Es preciso, en primer lugar, asegurar una mejor llegada de las inversiones y garantizar a las empresas locales las mismas condiciones de exención de las empresas extranjeras para el suministro de productos y servicios”*, dijo Eloi Fernández y Fernández, Onip.

Petrobras no será capaz de desarrollar sola el sector

El desarrollo de la región del pre-sal de la **Cuenca de Santos** depende de más participación de empresas brasileñas en las inversiones en nuevas tecnologías, así como de mayor inserción de los gobiernos federal y estadual en el proceso, ya que, sola, Petrobras no será capaz de desarrollar el sector. La conclusión es del profesor **Adilson de Oliveira**, coordinador del estudio *Capacidade de Produção da Indústria Nacional para o Setor de Petróleo e Gás* y profesor del **Colégio de Altos Estudos da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)**.

El estudio de UFRJ buscó identificar los principales cuellos de botella para que el desarrollo de la región del pre-sal avance y para que Petrobras encuentre suplida la necesidad creciente de bienes y equipamientos, cada vez más sofisticados y complejos. En entrevista con la Agencia Brasil, Oliveira dijo que el país tiene condiciones de avanzar tecnológicamente y de eliminar los cuellos de botella, pero, para eso, tendrá que unir esfuerzos e invertir en su parque tecnológico. *“El país tiene condiciones de hacer eso, pero no es una tarea simple y no es lo que está escrito en las políticas actuales. Es necesario un enfoque bastante importante en el sector de petróleo, por ejemplo. Y el lanzamiento reciente del Plan Brasil Maior, que tiene por objetivo desarrollar el parque industrial brasileño, no habló nada, o casi nada, en relación al petróleo”*, observó el investigador.

El estudio de UFRJ concluyó que el parque brasileño de proveedores de equipos tiene una situación bastante diversificada. *“Y nosotros lo dividimos en cuatro grandes grupos: los que trabajan con tecnología metalúrgica; mecánica; eléctrica; y los que trabajan con tecnología de instrumentación, especificación y control de proceso”*. Los investigadores constataron, por ejemplo, que el sector eléctrico está capacitado tecnológicamente para atender a la demanda. *“No*

identificamos, en el sector, dificultades para atender a las demandas tecnológicas que serán colocadas y acompañarlas”. Ya los sectores electro-electrónico y de mecánica presentan dificultades de planificación, pero de solución relativamente fácil.

Según el estudio, en la metalurgia hay cuellos de botella como “*algunos equipos que exigen insumos importados, como aceros especiales y cosas del género*”. Las restricciones a las que el estudio se refiere, necesario para extraer petróleo debajo de la capa de sal. Para que esos avances sean posibles, Oliveira defiende un compromiso amplio por parte de los gobiernos y, en particular, del gobierno de Río de Janeiro. “*El gobierno del estado tiene un papel muy importante en ese proceso, pero lo que se ve es que el Ejecutivo fluminense viene delegando toda la responsabilidad del proceso al gobierno federal y a Petrobras, lo que es muy poco. A buen seguro que es necesaria una posición política y una participación mucho más activa del gobierno del estado en ese proceso. Porque la oportunidad está dada, pero los indicios de que ella será aprovechada, ni tanto*”.

Oliveira criticó lo que llama de “*falta de participación más activa*” del área de medio ambiente del gobierno, de modo de evitar lo que viene aconteciendo con el desarrollo del sector eléctrico en Brasil. “*Lo que la gente ve en el sector eléctrico es la existencia de una distancia grande entre los que se posicionan de forma proteccionista en relación a la preservación de los ecosistemas y el sector productivo, lo que acaba generando más problemas que soluciones*”, dijo.

Según el profesor, otro desafío a ser superado es la cuestión de la formación de cuadros. Faltan ingenieros y técnicos de nivel medio para las diversas actividades que se hacen necesarias para el desarrollo de la región del pre-sal. “*Ese es un cuello de botella importante que a exigir, aunque no pueda ser solucionado a corto plazo, una inversión maciza del gobierno en los próximos tres, cuatro o cinco años, para formar todos los cuadros necesarios al desarrollo de los yacimientos*”.⁷ En la comprensión del profesor, la decisión del gobierno federal de enviar cerca de 70 mil investigadores para hacer el doctorado fuera de Brasil es una señal clara de que ya hay, por parte del gobierno, el reconocimiento de la existencia del problema.

Hay también todo un esfuerzo en el sentido de que las empresas brasileñas inviertan más en ciencia y tecnología, pues, según él, las que hacen esas inversiones hoy son, en general, las multinacionales que están instaladas aquí dentro –pero lo hacen, en su gran mayoría, aún fuera de Brasil. “*Y los centros de esas empresas aquí instalados hacen nada más que ajustar el conocimiento desarrollado en el exterior a las características del proceso productivo brasileño. Y esa no es una innovación que pueda cambiar realmente el cuadro que se hace presente con el pre-sal, donde los desafíos tecnológicos exigen, realmente, cambios radicales en relación a lo que es hecho actualmente*”, dijo. Oliveira citó, también, la existencia de iniciativas aisladas como la de **Financiadora de Estudos e Projetos (Finep)**, órgano vinculado al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. La institución vincula su plan de colocación de recursos al apoyo a las empresas proveedoras de bienes y servicios. “*El papel de Finep es crucial, fundamental, en la medida en que hay toda una demanda y una necesidad gigantesca de apoyar a las empresas proveedoras, de apoyar iniciativas que lleven al desarrollo de esos proveedores. Y Finep ya comienza a dar los primeros pasos en ese sentido*”.

Profesionales: sobrante de empleos y salarios cada vez más altos

⁷ Exame, “*Brasil deve aproximar empresa e pesquisa para melhor exploração do pré-sal*”, (31/8)

En el furor del buen momento vivido por la economía brasileña (y siendo, inclusive, uno de los responsables por él), el sector de petróleo y gas se está posicionando como uno de los más prometedores. Como consecuencia inmediata, la demanda por profesionales para las diversas áreas que involucran sus procesos –de la explotación a la comercialización en los mercados internacionales- creció bastante y debe permanecer en alza, por lo menos, hasta 2020. En contrapartida, el número de personas calificadas para ese tipo de trabajo aún es bastante inferior a la necesidad de las compañías, lo que –en un primer momento- genera por lo menos dos factores a los cuáles los interesados en actuar en esa área deben quedarse atentos: empleos sobrando y salarios cada vez más altos.

“Las perspectivas son prometedoras, visto que la previsión de inversiones en el sector es grande para los próximos años. Sólo el monto anunciado por Petrobras ya indica la apertura de nuevas plazas: serán 224,7 mil millones de dólares en 2011 a 2015”, explica **Goret Pereira Paulo**, directora adjunta y coordinadora del **Núcleo de Energía do FGV**. Por lo menos 173.686 personas ya dieron cuenta del buen momento que el mercado de petróleo y gas vive hoy. Ese fue el número de inscritos en el último concurso de Petrobras para cargos de niveles medio y superior cuyos salarios superan los 6 mil reales. Tener plazas en el mercado no significa, sin embargo, que ellas están allá para que sean llenadas por el primero que llega. El gran punto débil enfrentado hoy por el sector del petróleo y gas es la falta de profesionales capacitados, y para eso sólo existe una solución: capacitarlos.

“Varios cursos de facultades ya están adaptándose en la especialización y formación de profesionales para el sector de petróleo y gas. Pero, no hay en el mercado hoy mano de obra especializada para algunas áreas como el pre-sal, por ejemplo”, afirma **Gabriel Jacintho**, especialista en asuntos relacionados al petróleo y gas. *“El pre-sal, de momento, aún es una promesa de gran negocio –digo “promesa”, pues las estimaciones necesitan ser confirmadas-, pero su explotación involucra una tecnología muy sofisticada que aún ni fue completamente desarrollada”*, complementa Loret.

La coordinadora del Núcleo de Energía de FGV in company resalta algunas áreas en que la demanda es mayor. *“El sector necesita de profesionales calificados en diversos segmentos, pero destaca cuatro, debido a la naturaleza del negocio: análisis de riesgo, finanzas, logística y planificación. De una manera general, faltan ingenieros y más aún: ingenieros con conocimiento de gestión, una de los principales reclamos de las empresas. El sector también está carente de mano de obra especializada en gestión de proyectos, regulación, medio ambiente, apoyo offshore, procesamiento y refinación, distribución y venta”*, detalló Goret.

En 2020, Brasil exportará 2.317 mil barriles de petróleo por día

Las inversiones de Petrobras de 224,7 mil millones de dólares, siendo la mayor proporción, el 57% se destinarán a exploración y producción. La capacidad de producción de petróleo de Petrobras en Brasil va a triplicarse en diez años, pasando de 2.772 mil barriles/día actuales a 6.418 mil barriles/día en 2020. *“La participación del pre-sal en la producción de petróleo de Petrobras en el país va a pesar del 2% en 2011 a 18% en 2015 y a 40,5% en 2020”*, dijo **José Sergio Gabrielli de Azevedo**, presidente de la estatal brasileña. El Plan de Petrobras también prevé un cambio en el mercado internacional. En 2020, Brasil

exportará 2.317 mil barriles por día, lo que equivale a toda la producción nacional actualmente.

Están previstos también grandes inversiones en el área de refinación, representando un 31% del total del plan, que incluye la optimización en las refinerías actuales, contemplando la mejoría de los procesos y de la calidad de los productos, y la construcción de cuatro nuevas refinerías, que deberán entrar en producción hasta 2020, haciendo a Brasil autosuficiente en la producción de derivados de petróleo. *“Brasil ya es hoy autosuficiente en la producción de petróleo, pues produce 2.1 millones de barriles por día y utiliza 1,8 millones de barriles. Pero nunca dijimos que Brasil era autosuficiente en derivados, lo que no es porque hace 20 años no se construye nuevas refinerías”*, explicó.

La construcción de nuevas refinerías y plataformas va a promover una gran demanda por mano de obra y proveedores. En cuanto a los recursos humanos directos de Petrobras, Gabrielli mostró tranquilidad, sin embargo, dijo que es preciso un esfuerzo para aumentar la capacitación de personas para atención a la cadena de proveedores. Buena parte de los proveedores tendrá dificultad en obtener mano de obra calificada suficientemente para atender a la demanda de inversiones de Petrobras. Por eso, la estatal brasileña está invirtiendo también en la calificación profesional. Desde el inicio del año pasado 78.402 profesionales fueron clasificados, sin embargo, la necesidad de recursos humanos llegará a 212.638 trabajadores hasta 2014.

Gabrielli afirmó que la existencia de la injerencia política es intrínseca a la cadena del petróleo. La misma situación es enfrentada por las principales petroleras globales, como Exxon, Shell, BP y Chevron, entre otras. *“Alguien cree que alguna empresa grande de petróleo no tiene injerencia política?”*, dijo. *“Hay, porque forma parte de la naturaleza del petróleo”*, complementó. Esa intervención es vista principalmente en las *“grandes decisiones”* de las compañías, explicó Gabrielli. Después de la declaración, el ejecutivo defendió las inversiones de Petrobras en diversas áreas y la política de integración, con explotación y refinación asociadas. *“Si miramos la historia de Exxon, de Shell, caminaron como Petrobras está caminando. Son empresas integradas”*, resaltó. *“En el caso de Exxon, la refinación es tan importante como el upstream. En el caso de Shell, el gas es más importante que el petróleo”*, ejemplificó.

Gabrielli destacó aunque el retorno sobre el capital empleado por las empresas integradas, en comparación con los índices de empresas que sólo o sólo producen petróleo, es mayor cuando se observa un escenario de 20 años.

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