



Tight

el no convencional de bajo perfil

Por **Guisela Masarik**
Editora de *Petrotecnia*

Una breve revisión sobre cómo evolucionó el tratamiento que se dio en la Argentina al *tight*, el hidrocarburo proveniente de las arenas compactas, desde su desarrollo en el país.

La producción de *tight gas* se instaló en el país hace algunos años con un perfil más bajo que el *shale gas* en la actualidad y fue logrando resultados que, a grandes rasgos, *Petrotecnica* busca resaltar en este número. Comenzaremos con un poco de historia.

Cuando en el 2009 el IAPG organizó las primeras Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight* (*tight sands*), el desarrollo de *tight gas*, tal como se conoce en la industria al gas proveniente de las arenas compactas (*tight sands*), era incipiente y no se hablaba de los recursos “no convencionales” con la característica de “boom” con que se trata el tema hoy.

Para poner en contexto, según planteaban los organizadores de esas Jornadas, hace cinco años también se hablaba de la declinación mundial de la producción y el incremento continuo de la demanda de hidrocarburos, que hacían que la explotación de gas de fuentes no convencionales fuera el gran desafío para la industria argentina, por entonces fuertemente sustentada en los reservorios convencionales, cuyo agotamiento era previsible.

En aquel primer congreso, se hizo hincapié en las experiencias recogidas, en el mundo y parcialmente en la Argentina, y en las posibilidades concretas de poder llevar adelante ese tipo de proyectos. Los trabajos presentados en aquel momento apuntaban sobre todo a la geología local y a la experiencia norteamericana que se podía aplicar.

Se sabía ampliamente que las *tight sands*, por su menor permeabilidad y porosidad, requerían de una explotación más costosa y terminaciones más complejas, con tecnología más sofisticada, y se advertía que “la producción de estos reservorios implicará un esfuerzo de sinergia importante entre los distintos actores que intervienen en todas las fases de desarrollo, desde la comprensión del mecanismo de los reservorios, pasando por la incorporación de tecnología hasta el análisis económico y financiero exhaustivo de las inversiones a realizar”.

Aunque aún la oficina estadounidense de información energética, *EIA* (*Energy Information Administration*) no se había expedido con anuncios tan importantes como los que ubican a nuestro país en lo más alto del ranking de recursos de *shale*, los organizadores de las Jornadas de 2009 ya decían que “es deseable que las importantes recursos y su potencial a largo plazo, sustentadas por precios de gas atractivos, convierten al gas de arenas compactas en uno de los baluartes del futuro energético mundial”. Fue en aquel momento que uno de los expositores presentó un trabajo en el que se concluía que había recursos similares a “al menos, dos Loma La Lata” en la provincia del Neuquén de *tight sand gas*.

Más adelante, en el 2011, se efectuaron las Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas, desarrollado en Neuquén, bajo el lema “El desafío del gas no convencional”. Allí se concentraron en un actor que ya empezaba a tener importancia: el *tight gas*, y otro que estaba naciendo, el *shale gas*. Las principales operadoras y compañías de servicios expusieron sobre los proyectos en marcha, así como los equipamientos y tecnologías especiales que exigen estos yacimientos. Se habló también de la necesidad de contar con precios de referencia para explotar estos recursos y los desafíos de todo tipo que enfrentaría este desarrollo de reservorios no convencionales.

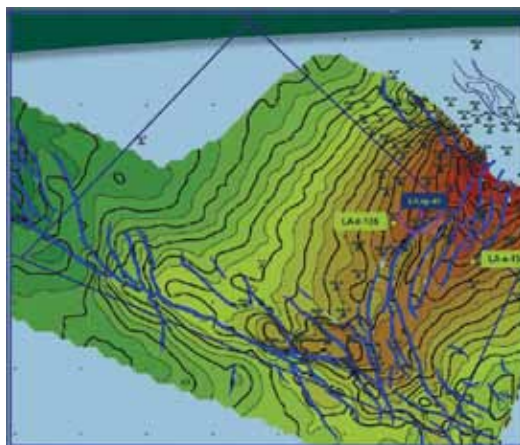
En dicho evento, se realizó la mesa redonda “*Tight gas - Shale gas*: políticas en desarrollo”, con panelistas como el Dr. Miguel Hassekief (por entonces Director Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos) y el Lic. Héctor Mendiberri (en aquel momento, Subsecretario de Hidrocarburos y Minería de Neuquén). Esta mesa resultó especialmente importante a partir de los datos aportados por el Dr. Hassekief, que aseguró que por aquel momento ya existían casi 9MMm³/día de gas provenientes de 50 proyectos aprobados de Gas Plus (entre los cuales están incluidos los proyectos de *Tight*), con una inversión comprometida de 4.200 MMU\$\$. Otros datos destacados fueron sobre el potencial de recursos de Neuquén en *tight gas* y *shale gas*, el cual, según informes de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Minería, ronda los 321 tcf.

Y fue allí que se presentó información acerca de que la necesidad de agua para la masificación de las fracturas hidráulicas era ínfima, si se compara con los considerables caudales de los ríos de la región que terminan desembocando en el mar, como aseguró Mendiberri.

Llegando al año 2012, en el número de *Petrotecnica* dedicado a los recursos no convencionales, en pleno *boom* de anuncios sobre el fenómeno del otro no convencional, el *shale*, se avisaba: “Lo concreto hoy es el *tight gas*”. En efecto, aún no estábamos en la etapa actual en que el *shale gas* comienza a ser una realidad, y hasta entonces el *tight* era lo más concreto que se tenía a mano.

Hoy, un lustro después de aquellas primeras jornadas de 2009, varios congresos del IAPG y de otras instituciones, se ha sucedido, y se ha desarrollado una experiencia local importante; no se habla más de análogos de EE.UU. para hablar directamente de la experiencia local.

Ya en plena producción de los recursos de arenas compactas (*tight sands*), lo que interesa sobre la temática ya hila mucho más fino: de general se ha pasado a particular, a cómo optimizar cada reservorio y a la mejora continua, buscando reducir los costos de perforación y terminación. Esto último, en conjunto con mejores precios de venta del gas dados por los Programas de “Gas Plus” y “Estímulo a la Inyección de Gas Natural Gas Excedente”, están recién ahora permitiendo pasar a la etapa de masificación. (Ver recuadro en página 13). Falta que estos programas se afiancen en el tiempo dando previsibilidad a la inversión.





La experiencia de las empresas

Petrobras se cuenta entre las primeras empresas que dedicó esfuerzos a los proyectos *tight*, y planea continuar. Según enumeró a *Petrotecnia* Pablo De Diego, Gerente de Reservas y Reservorios, los proyectos comenzaron en 2006 cuando la compañía inició un proyecto piloto con el fin de viabilizar los recursos de *tight gas* existentes en el área de Río Neuquén.

Prosiguió con estudios y pilotos en las Áreas El Mangrullo y Sierra Chata, con el objetivo de incorporar tecnología, en particular la relacionada con la fractura hidráulica. Desde 2008, con la promulgación de la resolución que creó el Programa Gas Plus, se implementaron más proyectos de *tight gas* que permitieron incrementar la producción de gas en la Cuenca Neuquina, y ayudaron a mitigar la declinación de los yacimientos maduros. En la actualidad, la empresa produce más de 2MMm³/día de gas provenientes de reservorios *tight*.

Por su parte, PanAmerican Energy inició proyectos *tight* en 2010, apuntando a los más de 90 pozos actuales.

Ya en octubre último, durante su presentación en el Foro de la Industria de los Hidrocarburos (FIH2013), desarrollado en La Rural junto con la Argentina Oil&Gas 2013, Alejandro Bulgheroni, presidente de Bridas, alabó el rendimiento del *tight* y dijo que en estos proyectos focalizarían la inversión allí.

Poco más tarde, Oscar Prieto, CEO de PAE, anunciaba para 2014 unos 38 pozos más de *tight gas* en Lindero Atravesado, en las inmediaciones de Loma La Lata; anunció la intención de producir *tight gas* en la Fm Los Molles, estiman-

do que se producirán 3 MMm³/día, y no descartó ampliar el número de equipos de perforación: “En caso de obtener indicadores favorables, lanzaremos la perforación de otros 50 pozos en el área”, indicó Prieto a la prensa.

Hacia esas mismas fechas, en la primera jornada de la industria organizada por la Escuela de Postgrado de Ingeniería de la Universidad Austral, el vicepresidente de ventas de Gas Natural de PAE señaló que para alcanzar más rápidamente la oferta de gas necesaria el *tight* tiene “costos unitarios menores al *shale*”, tal y como ha pasado en los Estados Unidos, “que primero aprendió del *tight* y después, del *shale*”.

Otro aspecto al que siempre se apunta desde estas páginas es el de compartir la información, “que es escasa y no se comparte abiertamente entre los distintos operadores”, como señaló Bulgheroni en el marco del FIH2013.

Recordó que “es fundamental tener presente un paradigma que a veces se olvida: de los errores se aprende tanto o más que de los aciertos”, por lo que además de “regulaciones eficientes a nivel nacional y provincial, se debe implementar capacitación y alianzas entre empresas”.

Y mirando qué hace la mayor operadora del país, YPF, respecto del *tight*, la empresa ha comunicado que se han perforado 20 pozos en Sierra Barrosa, y hoy extraen de allí 2,8 MMm³/día, un 8% de su producción total de gas, aprovechando además el precio de extracción de u\$s 7,5 por Mbtu. “Tenemos todas las condiciones para acelerar el desarrollo”, ha repetido el CEO de la empresa, Ing. Miguel Galuccio, y anunció que la empresa prevé perforar 60 pozos más en los próximos dos años; siempre de acuerdo a sus comunicados, también se prevén 17 pozos

de *tight gas* a través de acuerdos con empresas en Rincón del Mangrullo, en una primera fase, y avanzar con 15 más a futuro.

Recientemente han anunciado hallazgos en el sur de Mendoza; hallazgos que, de confirmarse, incrementarían en un 10% las reservas de hidrocarburos de la provincia, según la empresa.

La lista de empresas es mucho más amplia. Visto desde las provincias, en declaraciones recientes, el gobernador de Neuquén, Jorge Sapag, ratificó que “a la fecha, el 10% del gas proviene de los recursos no convencionales; esta nueva era histórica en el gas y en el petróleo debe consolidarse con millonarias inversiones”.

Conclusiones

Actualmente, aun con la creciente cantidad de pozos de *shale* poblando cada vez más el horizonte de Vaca Muerta o Los Molles, el *tight* es una opción sólida. “El declino de los grandes yacimientos puede ser compensado si se direccionan más equipos a *tight gas*”, estiman los analistas por estos días.

En suma, desde los inicios de su producción en la Argentina, el *tight gas* es un recurso no convencional que ha avanzado con un perfil bajo pero a paso firme; si los precios de gas se sitúan en valores “razonables” y hay “previsibilidad en el cobro”, es de esperar que esta producción se incremente en forma significativa. ■

La importancia de los Planes de Gas

En el año 2008, el Gobierno Nacional creó un programa denominado “Gas Plus”, para promover la producción de gas natural. Incluía incentivos de precios en valores en boca de pozo para la producción. Según se lee en la Resolución 24/2008, “Es menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (*tight gas*) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos”.

A comienzos del 2010, la Secretaría de Energía tenía aprobados 12 proyectos de exploración y puesta en producción de Gas Plus en las provincias de Río Negro, Neuquén y Salta. Hacia noviembre de 2011, el director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekieff, señaló que ya se producían 9 millones de metros cúbicos de gas por día bajo ese plan y que había 50 proyectos aprobados.

“El programa Gas Plus fue un éxito porque por fin había un incentivo, que permitía aportar nuevo gas al sistema”, asegura a *Petrotecnia* el ex director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekieff, encargado de implementar el programa.

Y explicó que “independientemente de los beneficios por la promoción del precio, como muchas empresas querían buscar extraer gas, eso traccionó a nuevas tecnologías, es decir que la necesidad de incrementar el volumen de hidrocarburo obligó a las empresas a incursionar en nuevas experiencias tecnológicas e incorporar más personal y darle mayor capacitación”.

Con una mirada retrospectiva, Hassekieff, hoy a cargo de la implementación de la Resolución 318 sobre normas y procedimientos a los que deberán ajustarse los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, reflexiona que “la experiencia fue positiva, porque las inversiones que se necesitan son cuantiosas y el desarrollo no es rápido sino a mediano y largo plazo, pero sin duda es el único futuro posible para remontar el déficit energético en los próximos años”.

“Gas Plus fue una suerte de punta de lanza para los no convencionales, ya que un porcentaje muy importante de los proyectos presentados eran de *tight gas* y de *shale gas* –aseguró–. El gran aporte de Gas Plus a la producción fue un mejor esquema de precio mejorado por el esfuerzo económico diferencial que tenían las empresas, y los volúmenes alcanzados superaron en más de 14 m³/día lo planeado”. Y concluyó: “es decir, que con un incentivo que permitiera un precio razonable, las empresas respondieron”.

Hace aproximadamente un año, el Gobierno creó un nuevo plan, denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural”, mediante Resolución 1/2013, con una característica interesante: por la curva denominada excedente se paga 7,5 USD/MMbtu (la base promedio de venta estaba en 2,4-2,70 USD/MMbtu); el procedimiento era negociar una curva base sobre la cual se paga este último valor y sobre el incremental, se paga el primero. Si no se cumplía con la producción base, se debía pagar un valor de aproximadamente 16 USD/MMbtu sobre la producción faltante. En este plan ingresaron principalmente las empresas grandes y pocas medianas/chicas. El Gas Plus se aplica a los proyectos, en cambio este programa de estímulos es a partir de la producción de la compañía.

En noviembre de 2013, con la sanción de la Resolución 60/2013, se creó el segundo plan denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”. Este plan tiene características similares al anterior, solo que ahora estaba orientado a empresas medianas a chicas; si la empresa proyectara no hacer nada, cobraría el mismo precio que hasta ahora, pero en la medida en que invierta por ese excedente, cobraría precios que van subiendo desde 4 hasta 7,5 USD/MMbtu. Este plan está vigente desde enero de 2014 y durará 4 años con opción a uno más.



Miguel Hassekieff (centro) junto a Héctor Mendiberri (ex Director de Hidrocarburos de Neuquén) y Jorge Buciak (ex Presidente de la Comisión de Producción del IAPG) en la mesa redonda “*Tight gas, shale gas* políticas en desarrollo” durante las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas de 2011.