

Vaca Muerta, gas de hoy y mañana



Por **Ing. Eduardo Fernández** (Presidente de la Comisión de Publicaciones del IAPG)

En cualquier actividad o campo del conocimiento, la cuestión que más inquieta a la mente es ¿hacia dónde vamos? y en consecuencia muchas veces esta pregunta requiere saber primero dónde estamos.

El desarrollo de la producción de no convencionales en la Argentina no es ajeno a estos interrogantes, y al igual que en muchas otras situaciones, entender claramente dónde estamos y dibujar los escenarios futuros genera discrepancias entre los interesados, quienes apoyan sus pronósticos según las diferentes percepciones de la actualidad. Revisemos un poco estas dos cuestiones.

Desde que en 2011 la EIA (Energy Information Administration) publicó por primera vez el estudio con el estado de situación mundial de los recursos hidrocarburíferos (gas y petróleo) de 32 países, que poseían y podían explotar con las nuevas tecnologías los recursos no convencionales, y que en 2013 actualizara la lista posicionando a la Argentina en segundo lugar respecto de los recursos mundiales (según se muestra en la tabla), la cuestión de la potencialidad de explotación de esos recursos se transformó en un tema prioritario en diferentes aspectos de las estrategias de desarrollo de las empresas y una oportunidad para los gobiernos nacional y provincial.

Un repaso por los escenarios transitados desde la incursión en el desarrollo de la formación, que puede cumplir con la gasificación de todo el país.



Paises con mayores recursos de gas no convencional

1°	China	1.115 Tcf
2°	Argentina	802 Tcf
3°	Argelia	707 Tcf
4°	Estados Unidos	665 Tcf
5°	Canadá	573 Tcf
6°	México	545 Tcf
7°	Australia	429 Tcf
8°	Sudáfrica	390 Tcf
9°	Rusia	285 Tcf

Fuente: EIA Reporte 2013.

Nota. Tcf (trillón de pies cúbicos) = 28.317 millones de m³.

La implementación de tecnologías cada vez más sofisticadas permite resolver los problemas de producción que plantean estos recursos de difícil extracción; sin embargo, existen otros aspectos aparte de los operativos que son necesarios

revisar con el fin de definir cuál puede ser el futuro más probable de su inclusión en la matriz de oferta energética.

En primer lugar, está claro que la extracción de estos recursos requiere importantes inversiones en la primera etapa de la cadena de valor de los hidrocarburos. Este tema se ha transformado en el factor más crítico de las estrategias de la explotación.

Desde un principio se vio en los no convencionales la oportunidad de atraer capitales productivos al país para consolidar un flujo de divisas que hasta ese momento estaba más marcado por oportunidades financieras que por las capacidades productivas de nuestra industria. Es así que promovidos por acciones públicas y/o corporativas, se comenzaron a firmar acuerdos más o menos firmes para aportar esfuerzos en busca de monetizar esos activos.

Sin embargo, los flujos de dinero esperados se han retrasado –o más correctamente, no han tenido la magnitud esperada, por lo menos hasta el momento–.

Cabe señalar que aún con esta gran cantidad de recursos, los nuestros son apenas un 15% del total que informan los primeros nueve países de la lista, lo que significa que a medida que otros países comiencen a desarrollar programas en un intento de explotarlos, habrá una gran competencia por la atracción de capitales para esos proyectos y seguramente algunos de los países de la lista podrían significar oportunidades más atractivas que la nuestra para los inversionistas, por lo menos en el corto/mediano plazo. Es por ello que para tener éxito en el financiamiento para el desarrollo de estos recursos, no solo hay que avanzar en su explotación sino que hay que anticiparse a otros candidatos. En vistas a lo que sucede en la actualidad, parecería que la Argentina está avanzando más rápido que otros y esto es un aspecto positivo.

En perspectiva, el “shale” explotó en los Estados Unidos no tanto por las bondades geológicas, que son reducidas en aquellas formaciones, sino por el contexto del mercado local, que presentaba marcados desbalances entre la oferta y la demanda y altos precios del gas (cuando estaba por encima de 5 o 6 USD/MMBTU), por el abundante financiamiento (a tasas inusualmente bajas), gracias al desarrollo de las tecnologías de *fracking* y a partir de la disponibilidad de la infraestructura y la logística ya existente. Debe recordarse que, en los Estados Unidos, el proceso de reconversión de sus plantas de regasificación existentes, a instalaciones de licuefacción requirió y sigue requiriendo mucho menos capital que la construcción de una planta totalmente nueva, ya que parte de las instalaciones son coincidentes en ambas operaciones como los brazos de carga y descarga y los tanques de almacenamiento en fase líquida, esto es lo que facilitó la proliferación de instalaciones aptas para la exportación de gas natural licuado desde el norte y además, con parte del capital ya amortizado, redujo los costos totales de procesamiento del producto ofrecido haciéndolo más competitivo.

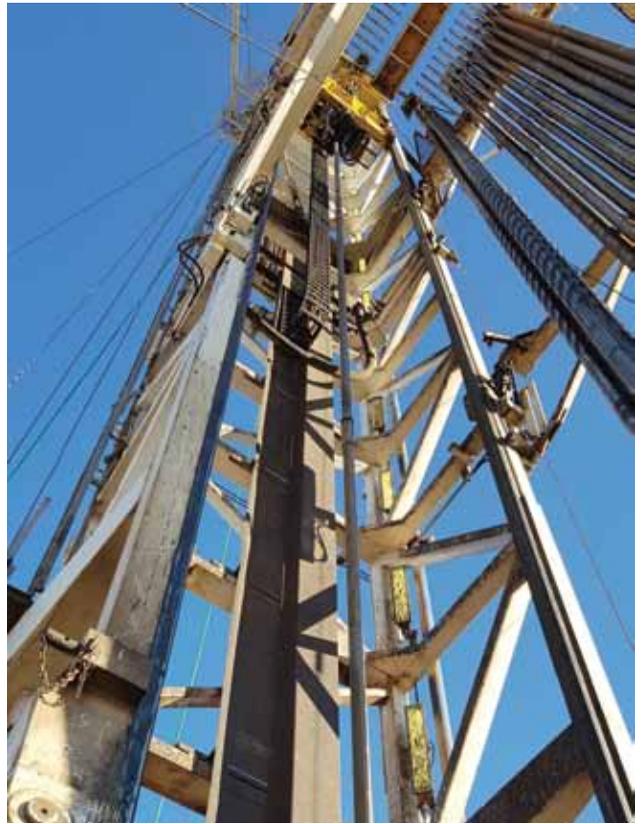
Retomando nuestra situación actual, el crecimiento de la producción de gas no convencional se apoya primariamente en la conversión de recursos en reservas a través del reconocimiento de las condiciones geológicas y físicas de la formación. Recién después se puede establecer un plan de explotación (ingeniería de producción) de esas reservas. En Vaca Muerta la mayoría de las áreas está todavía en etapa de reconocimiento, en una fase intermedia de la

curva de aprendizaje (plays-pilotos), por ahora solamente dos o tres bloques han pasado a la fase de desarrollo y, por lo tanto, se espera que el incremento de la producción sea gradual en la medida que más áreas puedan avanzar hacia la segunda instancia.

Por otro lado, una serie de eventos se han alineado incentivando la aversión al riesgo de los inversionistas: las preocupaciones medioambientales referidas a las actividades de producción no convencional, la devaluación de la moneda local, el incremento del riesgo país y de los costos financieros y la incursión de las tecnologías renovables en el mercado de generación eléctrica; adicionalmente, el incremento del precio internacional del crudo no ha impulsado el aumento correspondiente en los precios del gas. Todo esto ha hecho que los capitales interesados en la monetización de los activos gasíferos argentinos hayan demorado la afluencia de fondos a la expectativa de la evolución del entorno económico-político del país.

¿Cuál es entonces la expectativa futura de esta riqueza potencial con que contamos?

A partir de un análisis riguroso podría decirse que, considerando las situaciones actuales, en este momento hay tres escenarios posibles para el desarrollo de los hidrocarburos domésticos y, como es lógico, cada uno depende más de la disponibilidad de capitales que del acceso a la ingeniería necesaria. El primer escenario implicaría el desarrollo paulatino de una oferta de gas no convencional que alcance para mitigar las capacidades productivas de



una industria que tuvo una considerable caída y en los últimos años está revirtiéndose. De esta forma las producciones adicionales de *tight* y *shale* podrían compensar las caídas de producción, abastecer el mercado local y reducir o eliminar la necesidad de apelar a la importación de gas de otras latitudes en la medida que la infraestructura permita acercar las moléculas producidas en los campos no convencionales a los centros de demanda. Como se mencionó, esto requiere de los desarrollos ingenieriles de producción, la conformación de un moderado flujo de capital para mantener el avance de los volúmenes producidos por encima del natural crecimiento de la demanda.

Un segundo escenario, mucho más optimista sería la “explosión” del fenómeno no convencional generando volúmenes de producción tan importantes que permitieran no solo el abastecimiento de la demanda local sino también la disponibilidad de suficiente gas para competir en el nivel internacional con otras ofertas. Para que esto suceda deberá haber un acompañamiento del crecimiento en la

monetización del producto local frente a la competencia de la oferta norteamericana.

Sin embargo, existe otra posibilidad (el tercer escenario) que también podría alcanzar la condición de “escenario explosivo” con una estrategia de inversión diferente. Para entender su perspectiva, revisemos algunos aspectos de la matriz energética local.

En primer lugar, la participación del gas natural en la matriz primaria local es superior al 48% con un aporte del petróleo (en segundo lugar) de algo más del 36%¹, que mayoritariamente se destina a locomoción y en parte a la generación eléctrica como sustituto del gas.

A pesar de que nuestra matriz está altamente gasificada, en este tercer escenario la propuesta sería incrementar aún más la participación del gas, sustituyendo todo el combustible líquido destinado a la generación por gas, y también una parte significativa del destinado a la locomoción, de esta forma la participación del petróleo (y sus derivados) se reduciría y quedarían volúmenes disponibles para la exportación con



infraestructura de transporte y licuefacción que requerirá grandes sumas de capital para disponibilizar las cargas de los barcos metaneros que exporten nuestras cuantiosas reservas. La viabilidad de este escenario depende de la predisposición de todos los actores, de mucho mayores flujos de capital y de las posibilidades de reducir los costos operativos y financieros para que la construcción de las plantas para acondicionar el gas para exportación tengan una rentabilidad razonable para el inversionista sin castigar los precios de venta para que el producto sea competitivo comparado con las otras fuentes en los mercados más importantes. Esta condición implica todo un tema porque, a diferencia de lo que ocurre en los Estados Unidos, la construcción de las plantas de licuefacción locales deberán hacerse desde cero, instalando la infraestructura de refrigeración y los sistemas de almacenamiento y carga que, según lo mencionado, implican una parte proporcional significativa del capital total de la planta, las que estaban instaladas con anterioridad en el norte (y en muchos casos amortizadas) para las operaciones de regasificación a finales del siglo pasado. Este escenario no es imposible, pero como se puede deducir, requerirá mucho más capital que el anterior y además más tiempo para llegar al objetivo. Adicionalmente, nuestra posición geográfica no facilita la

precios que podrían ser más competitivos, porque no se requiere tanta inversión en infraestructura de exportación de líquidos como para exportar gas. Esto nos daría una ventaja competitiva en el nivel regional y posiblemente también internacional para mejorar la balanza comercial.

Complementariamente, más gas podría ser utilizado en la conversión a otros productos como fertilizantes en base a urea, que posibilitarían reconvertir tierras improductivas en generadoras de granos exportables o productoras de alimento para ganado. Los requerimientos de financiamiento de este escenario probablemente estarían entre los dos casos mencionados.

Es posible que la propuesta del tercer escenario luzca con una dosis de ingenuidad, ciertamente habrá personas altamente calificadas que encuentren muchos argumentos para refutar la factibilidad de su materialización, pero vale la pena tenerlo en cuenta como una estrategia alternativa. Si no lo incluimos, al menos, como una posibilidad, jamás lo analizaremos como una alternativa y de esa forma, ciertamente, nunca ocurrirá. ■

¹ Nota: De acuerdo con las estadísticas del 2017 presentadas por el informe *BP Statistical Review of World Energy* - June 2018.