POLICY BRIEF
5

CIECTI
Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación

CIECTI PUBLICACIONES | SERIE POLICY BRIEFS | NÚMERO 5 . OCTUBRE 2017

Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: oportunidad para el desarrollo de capacidades tecnológicas locales

Relevancia económica

Gracias al descubrimiento de yacimientos no convencionales, se han abierto en los últimos años nuevas posibilidades para la extracción de petróleo y gas (PyG) en la Argentina. Esto llevó a evaluar el potencial de desarrollo que tiene nuestro país en términos de generación de conocimiento, competencias tecnológicas, valor agregado y encadenamientos productivos vinculados a esta actividad.

La disponibilidad presunta de PyG no convencionales es cuantiosa en relación con las reservas de recursos convencionales comprobadas. Estos recursos no convencionales representan 11 y 67 veces las reservas de PyG convencionales del país, respectivamente; tres cuartas partes de estas reservas están localizadas en la provincia de Neuquén.

Como resultado de la reducción en la producción convencional y el simultáneo aumento de la

LA ARGENTINA EN EL *RANKING* MUNDIAL DE DISPONIBILIDAD DE PyG NO CONVENCIONALES

PETRÓLEO *SHALE*

4º

CON 27 MIL MILLONES DE BARRILES

GAS *SHALE*

2º

CON 802 TERA PIES CÚBICOS

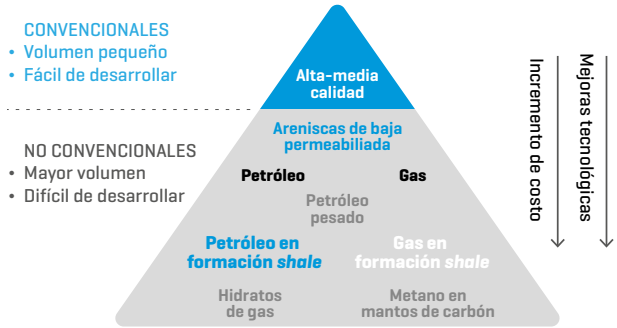
CIFRAS TOTALES EN EL MUNDO

345 MIL MILLONES DE BARRILES

7.299 TERA PIES CÚBICOS

Fuente: Energy Information Administration.

RECURSOS EN RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES



Fuente: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén.

Los recursos no convencionales de PyG representan 11 y 67 veces las reservas convencionales del país, respectivamente.

demanda asociado al dinamismo de la actividad económica de los últimos diez años, se produjeron déficits energéticos crecientes, cubiertos fundamentalmente con importaciones de gas natural provenientes de Bolivia. El déficit energético contribuyó al déficit de cuenta corriente de la balanza comercial, lo que ha hecho aun más necesaria la producción doméstica para aliviar la restricción externa. Es en este contexto que el hallazgo de recursos no convencionales ha sido visto por los actores ligados al sector como una posible solución para abastecer al país de los requerimientos energéticos para sostener y acelerar el crecimiento económico.

Esto se suma a la preocupación por transitar en el mediano plazo hacia una matriz energética más amigable ambientalmente con un mayor aprovechamiento de energías renovables, lo que a su vez podría tener un alto impacto en términos de generación de empleo y valor agregado.

¿Qué es la "no convencionalidad"?

Los reservorios no convencionales se caracterizan por su baja permeabilidad y porosidad. En estos, los hidrocarburos se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos no conectados entre sí; por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de ella a menos que se produzcan fisuras naturales por movimientos en la corteza terrestre o fisuras artificiales –a través de la estimulación hidráulica o *fracking*– producidas con el objetivo explícito de explotar el recurso.

El *upstream* petrolero

Diferentes análisis indican que la innovación en las actividades de exploración y producción de petróleo –*upstream*– ha sido muy importante en las últimas décadas y que la industria se ha hecho crecientemente intensiva en tecnología. La tecnología principal para esta actividad es suministrada por proveedores que operan globalmente y que cuentan con representaciones comerciales regionales. Estas empresas realizan actividades de investigación y desarrollo en centros localizados en sus casas matrices y abastecen a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas. En la mayoría de los casos se ha seguido la estrategia de realizar investigaciones sobre las características geológicas del reservorio y se ha optado por el modelo de explotación llamado "factoría de pozos". Este se centra en perforar una gran cantidad de pozos, principalmente horizontales, y estimularlos por fractura hidráulica, poniendo el foco en la eficiencia operativa y las economías de escala.

Además de ello, se desarrollan permanentemente mejoras logísticas con el fin de ahorrar tiempo en la perforación de los pozos e innovaciones tecnológicas para perfeccionar las fracturas y recuperar mayores volúmenes de gas o petróleo.

Por otro lado, varios episodios accidentales en la explotación y producción han ocasionado severos costos humanos y ambientales que han llevado a repensar nuevos estándares de seguridad de la actividad petrolera. Aquí también aparece la necesidad de innovación y nuevas tecnologías que atiendan esta problemática.

Desde 2002 la producción de gas se ha mantenido estable gracias a la extracción de gas no convencional en Neuquén.

Panorama reciente

Las reservas de hidrocarburos se han reducido a lo largo del tiempo tanto en gas como en petróleo. La producción de petróleo también viene registrando caídas ininterrumpidas desde el año 2002 y, en el caso del gas, se ha mantenido relativamente estable e incluso ha registrado un incremento en el año 2015. Este aumento se explica casi exclusivamente por la extracción de gas no convencional en la provincia de Neuquén, donde los proyectos están más avanzados tanto en *tight* –cuando el hidrocarburo queda atrapado en arenas compactas de baja permeabilidad– como en *shale* –cuando el hidrocarburo permanece atrapado en la roca madre.

Desde el año 2010 a la fecha la cantidad de pozos no convencionales perforados creció sustantivamente: pasó de 37 en aquel año a más de 300 en los últimos dos. En Neuquén, que explica alrededor del 50% del total de gas producido en el país, un tercio del total producido de gas en 2015 provino de yacimientos no convencionales –fundamentalmente *tight*.

En 2014, en la producción de gas *tight* participaban, además de YPF –que explicaba más de un tercio de la producción–, Petrobras –cuyos activos en la Argentina fueron vendidos a Pampa Energía, que a su vez vendió la parte de *upstream* a YPF–, Apache –que también pasó a manos de YPF–, PAE, Pluspetrol y Capex. De este modo, con las compras de Apache y operaciones de Petrobras, YPF pasa a explicar alrededor de tres cuartas partes de la producción del gas *tight* en la provincia. La participación de YPF es incluso más evidente en el *shale*, donde el negocio está aun más concentrado.

Se han registrado importantes aprendizajes en períodos relativamente cortos. En la producción de gas *tight*, YPF señala haber reducido los tiempos de perforación de un pozo de 25 a 17 días. Asimismo, el costo de perforación por pozo pasó de 4,5 millones a 3 millones de dólares.

Y-TEC ha jugado un rol clave en la evaluación de las diferentes tecnologías.

En Vaca Muerta, YPF trabaja con socios internacionales como Chevron, Petronas y Dow. En Loma Campana se comenzó con altos costos de logística, que se han ido optimizando. En función de la urgencia por producir en un tiempo relativamente corto, YPF compró tecnología y buscó soluciones ya desarrolladas por otras firmas que trabajan fundamentalmente en Estados Unidos. En esta búsqueda, Y-TEC ha jugado un rol clave en la evaluación de las diferentes tecnologías. En simultáneo, abrió un programa de investigación completamente dedicado a estudiar la producción no convencional, que ha tenido promisorios resultados en materia de desarrollos tecnológicos locales.

En el aspecto productivo, se incorporaron elementos de gestión y optimización de procesos que no eran evidentes hasta el momento en la industria. Así, tanto la cantidad de días que se emplean para realizar un pozo como los costos asociados se han reducido. Sin embargo, es necesario seguir achicando los costos de delineación de los pozos del *factoring mode*, a través de la aplicación de nuevas tecnologías y de ajustes en la logística para alcanzar estándares de competitividad que hagan más rentable la explotación.

En términos monetarios, los esfuerzos de exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales requirieron un crecimiento sustantivo de la inversión anual bruta. En cuatro años los montos invertidos se multiplicaron por cinco: de 360 millones de dólares pasaron a casi 2 mil millones.

Desafíos tecnológicos y posibles maneras de aprovecharlos

A lo largo de las últimas dos décadas –primordialmente en Estados Unidos pero también en la Argentina y Canadá– se han producido los principales avances tecnológicos que permitieron la viabilidad de la explotación de yacimientos no convencionales. En este proceso, el protagonismo tecnológico se ha transferido desde las operadoras a las empresas multinacionales de equipos y servicios petroleros.

De todas maneras, esta tecnología se encuentra aún en pleno desarrollo, por lo que existen oportunidades para sumarse a ese proceso con el aprovechamiento y la incubación de capacidades locales. La Argentina, dada su larga trayectoria en la producción de hidrocarburos, ha promovido un conjunto de actores y capacidades que dan una base preliminar pero significativa para encarar dichos desafíos. Existen capacidades empresariales –YPF y otras operadoras–, recursos humanos –universidades y empresas– y recursos tecnológicos –universidades, CONICET e Y-TEC– para sumarse al proceso de cambio técnico a partir de los problemas específicos que generan las particularidades geológicas de los reservorios argentinos.

En este contexto, se puede visualizar un conjunto de desafíos tecnológicos asociados con:

- **La geofísica**: identificación de reservorios y fracturas.
- **La roca generadora**: estudio de la capacidad de producción.
- **La trampa y el sello**: estudio de la mecánica de rocas para la óptima recuperación de los hidrocarburos.
- **El reservorio**: identificación de los *sweet spots* –zonas con mayor probabilidad de acumulación.
- **Las reservas**: certificación según normas vigentes.

Para la mejora de la productividad de los pozos, las principales necesidades de avance se vinculan con:

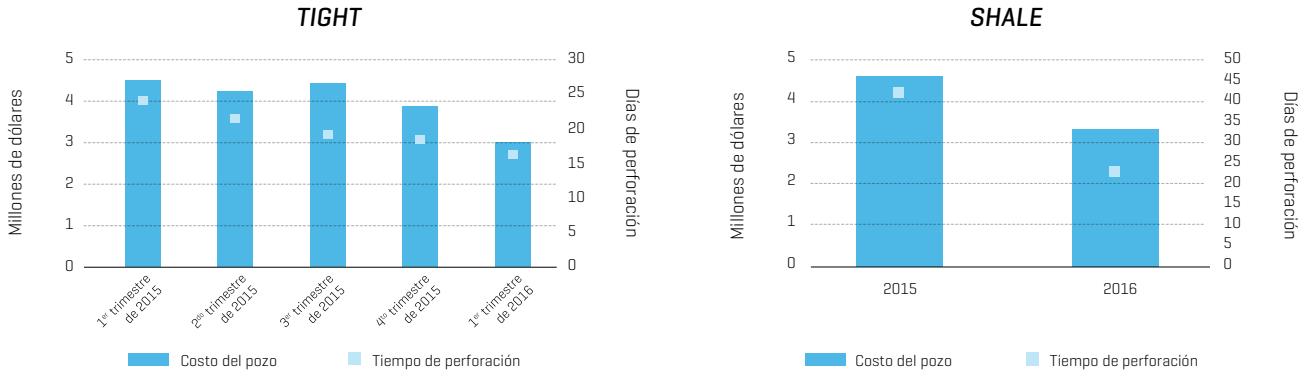
- **Fractura hidráulica**: optimización de la superficie de contacto con el reservorio.
- **Terminación**: producción en subsuperficie.
- **Seguimiento de la producción**: monitoreo y predicción de la declinación.

Con respecto a la reducción de costos de operación, los desafíos y oportunidades tecnológicos más evidentes se encuentran en las actividades de:

- **Perforación de pozos**: reducción de tiempos.
- **Fractura hidráulica**: facilitación de la logística.

COSTOS Y TIEMPOS ASOCIADOS A LA PERFORACIÓN

En millones de dólares y días

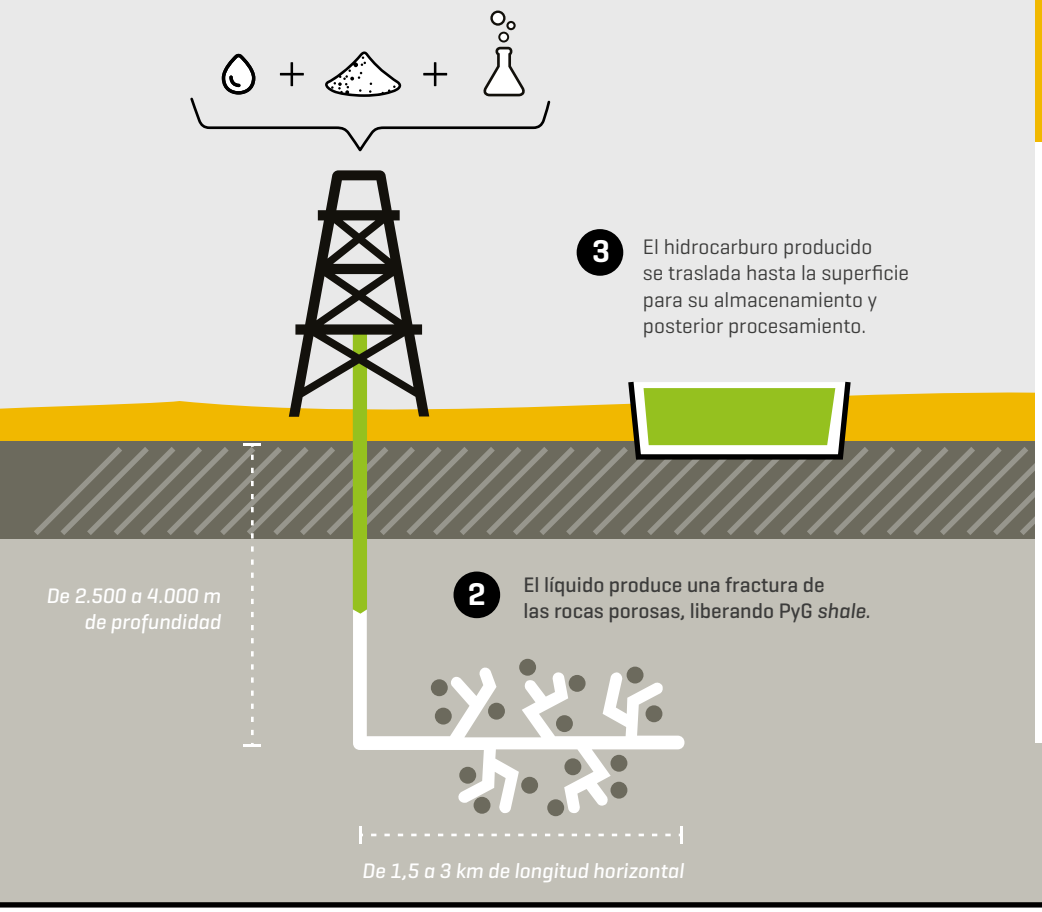


Fuente: YPF (2016).

PROCESO DE FRACTURA HIDRÁULICA *(FRACKING)*

La fractura hidráulica es una técnica de exploración, extracción y producción de hidrocarburos almacenados en los poros de las rocas subterráneas.

1 Se introducen a presión millones de litros de una mezcla de agua, arena y químicos a través de una tubería de acero.



2 El líquido produce una fractura de las rocas porosas, liberando PyG *shale*.

3 El hidrocarburo producido se traslada hasta la superficie para su almacenamiento y posterior procesamiento.

DEBATES EN TORNO A POSIBLES IMPACTOS AMBIENTALES

- Problemas de sostenibilidad de agua
- Posible contaminación de aguas subterráneas
- Riesgos asociados al transporte y utilización de elevados volúmenes de químicos
- Impacto en fallas geológicas
- Consecuencias ambientales por aguas residuales

Recomendaciones de política pública

De acuerdo con el grado de capacidades domésticas del sector y los avances registrados en los últimos años, se proponen diferentes iniciativas.

ÁMBITO DE CAPACIDAD LOCAL ELEVADA (CON AVANCES MODERADOS)	ÁMBITO DE CAPACIDAD LOCAL MEDIA (AVANCES DÉBILES)	ÁMBITO DE CAPACIDAD LOCAL REDUCIDA (SIN AVANCES)
› Sostener y profundizar los progresos en las áreas de geoquímica y petrofísica para el estudio de la capacidad de producción de hidrocarburos. › Mejorar el sistema basado en la tecnología de la información para el monitoreo continuo de la producción y predicción de la declinación.	Impulsar y fomentar: › La mecánica de rocas (geomecánica) para el diseño de las fracturas. › Modelos para la interpretación de las características geológicas y de los fluidos. › El uso de equipos con mayor potencia para reducir tiempos y perforar pozos múltiples. › La fractura hidráulica: plataformas móviles que abarquen los productos y equipos, que faciliten la logística de esta actividad.	Generar alianzas estratégicas, importar tecnología y desarrollar capacidades a largo plazo en: › Geofísica, tanto en el registro como en el procesamiento, para la identificación de las capas lutíticas. › Métodos y sistemas satisfactorios para la certificación de las reservas. › Fractura hidráulica, productos, equipos y modelos que optimicen la apertura de la fractura. › Equipos para la instalación de producción en subsuperficie que faciliten el flujo del hidrocarburo.

El actual estadio de desarrollo de la tecnología relativa a hidrocarburos no convencionales ofrece una ventana de oportunidad. En el sistema científico-tecnológico argentino existen suficientes capacidades de base y potencialidades que permitirían aprovechar esas circunstancias. La conformación de una masa crítica de conocimientos locales en la actividad es absolutamente necesaria para maximizar los beneficios del desarrollo productivo. Ahora bien, para alcanzar estos objetivos es imprescindible una estrategia pública explícita que sea capaz de impulsar mayor protagonismo y articulación de los actores locales.

bajar DT10

Este *policy brief* fue elaborado a partir del Documento de Trabajo N° 10 del CIECTI, "Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de petróleo y gas no convencionales en la Argentina", de Carlos Aggio, Miguel Lengyel, Darío Milesi y Laura Pandolfo

CIECTI
Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación

Godoy Cruz 2390, PB (C1425FQD)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
+54 11 4899-5500 (int. 5684)
info@ciecti.org.ar
www.ciecti.org.ar