



**CIECTI**

Centro Interdisciplinario  
de Estudios en Ciencia,  
Tecnología e Innovación

# DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES DE INNOVACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONALES EN LA ARGENTINA

Carlos Aggio, Miguel Lengyel, Darío Milesi y Laura Pandolfo

DT  
10

# DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES DE INNOVACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONALES EN LA ARGENTINA

**DOCUMENTO DE TRABAJO N°10**

Carlos Aggio, Miguel Lengyel, Darío Milesi y Laura Pandolfo

**CENTRO INTERDISCIPLINARIO DE ESTUDIOS EN CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN**





**CIECTI**

Centro Interdisciplinario  
de Estudios en Ciencia,  
Tecnología e Innovación

Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de petróleo y gas no convencionales en la Argentina / Miguel Lengyel ... [et al.]. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : CIECTI, 2017.  
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

**ISBN** 978-987-4193-08-7

1. Industria del Petróleo. 2. Extracción de Petróleo. 3. Petróleo. I. Lengyel, Miguel  
CDD 338.2728

La investigación que dio base a este estudio finalizó en septiembre de 2016.

© 2017 CIECTI

Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723.

Se autoriza la reproducción total o parcial de esta obra, para fines educativos u otros fines no comerciales, siempre que se cite la fuente.

---

Godoy Cruz 2390 – PB (C1425FQD), CABA

(54-11) 4899-5500, int.5684

[www.ciecti.org.ar](http://www.ciecti.org.ar) / [info@ciecti.org.ar](mailto:info@ciecti.org.ar)

Seguinos en  @ciecti

Buscanos en  /ciecti

# AUTORIDADES

## **Presidente**

Gustavo Lugones

## **Directora general**

Ruth Ladenheim

## **EQUIPO EDITORIAL**

### **Coordinación editorial**

Fernando Porta

### **Apoyo a la coordinación**

Paula Isaak, Julia Pena y Celeste De Marco

### **Equipo de investigación**

Carlos Aggio, Miguel Lengyel, Darío Milesi y Laura Pandolfo

### **Edición**

Mara Sessa

### **Diseño gráfico**

Lea Ágreda

## SIGLAS

|         |   |
|---------|---|
| ARI     | Advanced Resources International                            |
| CEPAL   | Comisión Económica para América Latina y el Caribe          |
| CONICET | Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas  |
| CTA     | Centro de Tecnología Aplicada de YPF                        |
| EIA     | Energy Information Administration                           |
| EyP     | exploración y producción                                    |
| I+D     | investigación y desarrollo                                  |
| IAPG    | Instituto Argentino del Petróleo y del Gas                  |
| IEA     | International Energy Agency                                 |
| Mtep    | mega toneladas equivalentes de petróleo                     |
| OCDE    | Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos |
| PBI     | producto bruto interno                                      |
| PyG     | petróleo y gas  |
| RG      | roca generadora   |
| SEN     | Secretaría de Energía de la Nación                          |
| YPF     | Yacimientos Petrolíferos Fiscales                           |
| Y-TEC   | YPF Tecnología S. A.  |
| USPTO   | United States Patent and Trademark Office                   |

# ÍNDICE

|  |    |
|--|----|
| Resumen .....  | 8  |
| Resumo .....   | 9  |
| Abstract .....   | 10 |
| Introducción .....   | 11 |
| Marco de discusión .....   | 13 |
| Recursos naturales y desarrollo .....  | 14 |
| La distinción entre qué se produce y cómo se produce .....   | 17 |
| Oportunidades para nuevos sectores intensivos en conocimiento<br>a partir de actividades intensivas en recursos naturales .....                              | 19 |
| Metodología .....  | 22 |
| Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: aspectos productivos .....  | 23 |
| La cadena de valor de la industria de petróleo y gas .....   | 23 |
| Relevancia de los hidrocarburos en la matriz energética .....  | 24 |
| Reservas y recursos .....  | 26 |
| Dimensión de los recursos no convencionales a nivel global .....   | 32 |
| Reservas [convencionales] y recursos [no convencionales] en la Argentina .....   | 34 |
| Situación actual y evolución reciente de la producción de hidrocarburos<br>no convencionales en la Argentina .....   | 40 |
| Síntesis .....   | 51 |
| La innovación en el <i>upstream</i> de petróleo y gas a nivel internacional:<br>dinamismo reciente y cambios en los roles de los principales jugadores ..... | 52 |
| Investigación y desarrollo en petróleo .....   | 54 |
| Patentamiento reciente en la actividad petrolera convencional y no convencional .....  | 58 |
| Oportunidades y desafíos tecnológicos asociados al desarrollo<br>de hidrocarburos no convencionales en la Argentina .....                                    | 62 |
| Conclusiones .....   | 70 |
| Anexo I .....  | 75 |
| Anexo II .....   | 81 |
| Anexo III .....  | 85 |
| Bibliografía .....   | 87 |

## RESUMEN

### Palabras clave

recursos naturales  
gas y petróleo  
no convencional  
innovación  
conocimiento

La economía argentina muestra una elevada especialización en actividades basadas en recursos naturales. Si bien los productos de estas actividades son caracterizados en general como *commodities*, debido a su escasa diferenciación y agregado de valor que los convierte en precio-aceptantes a nivel internacional, en muchos casos estas actividades están transitando un sendero de incremento en sus ritmos de innovación y virando hacia nuevas tecnologías. En este contexto, el presente estudio analiza la potencialidad en términos de generación de conocimiento, competencias tecnológicas, valor agregado y encadenamientos productivos en una actividad basada en recursos naturales de importante incidencia en la economía argentina, como lo es la extracción de petróleo y gas. En particular, se centra en las implicancias potenciales de una explotación a escala competitiva de los recursos no convencionales. La explotación de estos recursos genera una serie de desafíos que requieren desarrollos tecnológicos específicos. Si bien a nivel internacional su explotación es relativamente reciente y su factibilidad económica no depende actualmente solo de los avances tecnológicos; existe un grupo relativamente reducido de multinacionales de servicios petroleros que han intensificado sus inversiones en investigación y desarrollo, lo cual hizo que se convirtieran en los actores fundamentales del cambio tecnológico de la actividad en las últimas décadas. Si bien se encuentran en su mayoría en el país, la geología argentina tiene sus particularidades, por lo que las tecnologías importadas requieren de ajustes y adaptaciones y, en general, aún no se ha logrado una adecuada ecuación económica por los altos costos involucrados en este esquema de explotación.

Esta situación abre un escenario de oportunidades potenciales para un desarrollo a mayor escala de los recursos no convencionales con participación de capacidades tecnológicas locales. El estudio avanza exploratoriamente en el análisis de esas oportunidades y destaca lo reciente de la actividad en la Argentina, haciendo hincapié en las capacidades locales de partida reflejadas, entre otros elementos, en la trayectoria de YPF y su aprendizaje actual en la explotación embrionaria de estos recursos y en la aparición en escena de YPF Tecnología S. A. como actor llamado a jugar un papel fundamental en la generación local de tecnología ligada a la actividad.

## RESUMO

A economia argentina mostra uma elevada especialização em atividades baseadas em recursos naturais. Ainda que os produtos destas atividades sejam caracterizados, geralmente, como *commodities* devido a sua escassa diferenciação e valor agregado que os converta em preço-aceitáveis a nível internacional, em muitos casos estas atividades estão transitando um caminho de incremento em seus ritmos de inovação e rumando a novas tecnologias. Neste contexto, o presente estudo analisa a potencialidade em termos de geração de conhecimento, competições tecnológicas, valor agregado e cadeias produtivas em uma atividade baseada em recursos naturais de importante incidência na economia argentina como o é a extração de petróleo e de gás. Em particular, centra-se nas implicações potenciais de uma exploração em escala competitiva dos recursos não convencionais. A exploração destes recursos gera uma série de desafios que requerem desenvolvimentos tecnológicos específicos. Ainda que em nível internacional, sua exploração é relativamente recente e sua factibilidade econômica não depende atualmente apenas dos avanços tecnológicos, há um grupo relativamente reduzido de multinacionais de serviços petrolíferos que intensificaram seus investimentos em investigação e desenvolvimento, o que redundou em que tenham passado a se converterem em atores fundamentais na mudança tecnológica da atividade nas últimas décadas. Ainda que se encontrem em sua maioria no país, a geologia argentina tem particularidades, pelo que as tecnologias importadas requerem ajustes e adaptações e, em geral, ainda não se logrou uma adequada equação econômica para os altos custos envolvidos neste esquema de exploração.

Esta situação abre um cenário de oportunidades potenciais para um desenvolvimento em uma escala maior dos recursos não convencionais com a participação de capacidades tecnológicas locais no mesmo. O estudo avança explorando a análise dessas oportunidades, destacando o que há de mais novo na atividade na Argentina e dando ênfase nas capacidades locais de partida refletidas, entre outros elementos, na trajetória de YPF e seu aprendizado atual na exploração embrionária de estes recursos e na aparição em cena de YPF Tecnología S. A. como ator chamado a fazer um papel fundamental na geração local de tecnologia ligada à atividade.

### Palavras-chave

*recursos naturais  
gás e petróleo  
não convencional  
inovação  
conhecimento*

## ABSTRACT

### Keywords

*natural resources*  
*gas and oil*  
*nonconventional*  
*technological development*  
*local capabilities*

The Argentine economy highly specializes in activities intensive in natural resources. Even though natural resources-related products are generally typified as commodities due to its limited differentiation and low value added –that makes them “price-takers” at an international level–, many activities in this field have been experiencing in the past two decades an increasing innovation performance. In this context, this study analyses the potential of natural resources-based activities for knowledge production, technological upgrading, value adding, and generation of product linkages and externalities by analyzing an activity of substantial impact in the country’s economy, namely, gas and oil production, with a specific focus in its non-conventional modality. Exploitation of these resources generates a series of challenges that requires a significant amount of specific technological expertise. Notwithstanding that non-conventional oil and gas exploitation is relatively recent and its economic feasibility does not depend solely on technological progress, there is a reduced group of multinational companies providing oil-related tech services that have intensified their research and development, becoming therein the key actors of technological development during the last years. Even though most of these firms are located in Argentina, the particularities of the country’s geology call for adjustment and, in general, a proper economic equation has still to be achieved due to the high costs involved in this exploitation modality.

This situation opens opportunities for the participation of local technological capabilities in large-scale development of non-conventional resources. This study explores those opportunities, pointing out recent trends of non-conventional activities in Argentina and stressing existing local assets such as the long expertise of YPF and its recent learning in the embryonic exploitation of non-conventional resources as well as the emergence of YPF Tecnología S. A. as an actor called to play a central role in the generation of technology related to those activities.

## Introducción

La capacidad de los países para basar su producción en actividades intensivas en conocimiento configura un elemento fundamental para sustentar procesos de crecimiento económico sostenibles económica y socialmente. Una característica saliente de estas actividades es que no compiten prioritariamente por precio, lo cual les permite afrontar salarios elevados.

Generalmente, se han asociado estas características a determinados productos o sectores manufactureros. Sin embargo, en los últimos años se ha comenzado a cuestionar esta relación directa desde varias perspectivas. Por un lado, los sectores son internamente heterogéneos y contienen tanto productos intensivos en conocimiento como otros más simples. Por otro, en la producción de un mismo bien intervienen distintas actividades con diferente grado de intensidad tecnológica, por lo que cobra relevancia identificar el o los eslabones de la cadena intensivos en conocimiento (por ejemplo, el desarrollo de *microchips* y el armado de computadoras forman parte de un mismo producto final, pero la intensidad en conocimientos de ambas actividades difiere sustancialmente). Además, se ha cambiado progresivamente el foco desde el “qué se hace” hacia el “cómo se hace”, planteando que una misma actividad productiva puede generarse con mayor o menor intensidad de conocimiento.

Como ha ocurrido en los cambios de paradigma tecnoeconómico observados desde la primera Revolución Industrial, en los últimos años han irrumpido nuevas tecnologías que modificaron la lógica de la producción y las bases de la productividad en diversos sectores. Así como la electrónica dio lugar a la aparición de nuevos sectores de actividad y transformó las bases de la eficiencia institucional —en un sentido amplio— y productiva en los sectores existentes —incluidos los más tradicionales—, últimamente el desarrollo explosivo de la biotecnología y la nanotecnología —por mencionar los ejemplos más salientes— ha impulsado la generación de nuevas actividades y sectores, a la vez que propició nuevas posibilidades tecnológicas para las actividades ya existentes. En este proceso de cambio y reconfiguración de las bases de la competitividad a nivel internacional, la contraposición

de sectores de alta y baja tecnología se va haciendo más difusa a medida que la clave de incorporación de conocimiento en la actividad productiva se mueve crecientemente desde el “qué se hace” (tipo de producto) hacia el “cómo se hace” (conocimientos incorporados en los procesos productivos). En este marco, una actividad intensiva en recursos naturales que acuda a las nuevas tecnologías en sus procesos innovativos y productivos puede incorporar más contenido de conocimiento que una actividad industrial que se desarrolle con un bajo ritmo de incorporación de innovaciones. Además de ello, las nuevas tecnologías también tienen un elevado potencial de generar oportunidades de nuevos negocios intensivos.

En la Argentina se desarrollan con elevada relevancia económica diversas actividades basadas en recursos naturales tales como la agricultura, la ganadería, la minería, la explotación petrolera y la silvicultura. Los productos son caracterizados en algunos casos como *commodities* debido a su escasa diferenciación y agregado de valor, lo que los convierte en tomadores de precio a nivel internacional. Sin embargo, en muchos casos estas actividades están transitando un sendero de incremento en sus ritmos de innovación y virando en sus bases tecnológicas hacia nuevas tecnologías, lo cual abre un nuevo panorama sobre el mapa de las actividades generadoras de conocimiento en nuestro país que merece ser analizado con mayor detalle.

En este contexto, el presente estudio se propone analizar la potencialidad en términos de generación de conocimiento y competencias tecnológicas, valor agregado y encadenamientos productivos, en una actividad basada en recursos naturales de importante incidencia en la actividad económica nacional, como es la extracción de petróleo y gas (PYG). En los últimos años se han abierto nuevas posibilidades de desarrollo de la actividad a través del descubrimiento de yacimientos no convencionales (*shale oil/gas*), como el de la formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina y la formación D-129 en la cuenca del golfo San Jorge, y otras aún no exploradas en cuencas sedimentarias de la Argentina. Su denominación de no convencionales se debe a las características de las rocas que generan y almacenan los hidrocarburos. Estas características demandan, al momento del desarrollo y explotación de estos yacimientos, nuevos procesos que dan lugar a diversos tipos de requerimientos tecnológicos complejos en el área. Además, el potencial tecnológico del sector se refleja en la creación reciente de YPF Tecnología S. A. (Y-TEC), conformada por el

Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. (YPF), que se encuentra orientada de manera preponderante a la investigación y desarrollo (I+D) y a la formación de recursos humanos que puedan ofrecer soluciones innovadoras a los requerimientos de la actividad.

El documento está organizado en seis secciones, incluida esta introducción. La segunda sección encuadra este estudio en un marco de discusión más amplio acerca de la potencialidad que tienen las actividades intensivas en recursos naturales de constituir una base para el desarrollo de conocimientos y capacidades utilizables en el propio sector y en otros. La tercera sección presenta brevemente el abordaje metodológico que incluye la revisión de literatura conceptual y sectorial, el procesamiento de bases de datos y entrevistas a actores e informantes clave del sector. La cuarta sección aborda los aspectos productivos de la actividad extractiva del pyc, ahondando en las especificidades técnicas de los yacimientos no convencionales, y analiza la evolución reciente del sector local de hidrocarburos en el contexto internacional. Las estimaciones globales disponibles de recursos no convencionales técnicamente recuperables indican que la Argentina se ubica entre los cuatro países con mayor potencial y que una parte reducida ya está siendo explotada. La quinta sección caracteriza la innovación en la actividad extractiva del pyc a nivel internacional enfatizando en sus principales factores impulsores (*drivers*) y en los actores tecnológicos más relevantes a partir de datos sobre inversión en I+D y patentes. A continuación, se presentan los desafíos y oportunidades tecnológicas que surgen a partir del desarrollo del segmento no convencional. La sexta y última sección presenta una síntesis de los aspectos abordados en el documento y las principales reflexiones derivadas del estudio.

## Marco de discusión

La capacidad de los recursos naturales para promover el desarrollo económico de los países que los poseen en abundancia ha sido cuestionada desde la aparición y consolidación de las actividades industriales. Sin embargo, en los últimos años ese cuestionamiento ha sido puesto en debate a partir de evidencia empírica que parece contradecirlo y de argumentaciones teóricas que abren espacios para analizar el rol de los recursos naturales en

el desarrollo económico y tecnológico desde otras perspectivas. En este trabajo se ha decidido organizar esas nuevas evidencias e ideas en torno a tres ejes que operan a modo de marco de discusión para el análisis empírico que se desarrolla en las secciones siguientes: discusiones en torno a la relación entre los recursos naturales y el desarrollo económico; discusiones acerca de la diferencia entre qué se produce y cómo se produce; y discusiones sobre las relaciones tecnológicas entre actividades y las oportunidades para nuevos negocios que se generan a partir de ellas.

## Recursos naturales y desarrollo

En el ámbito latinoamericano, los cuestionamientos a la capacidad de los recursos naturales para promover el desarrollo son de larga data.<sup>1</sup> Durante muchas décadas tres argumentos han resultado centrales para los cuestionamientos mencionados: la tendencia secular al deterioro de los términos de intercambio de los productos primarios, la enfermedad holandesa y, más en general, el carácter de *commodities* de los bienes primarios.

La existencia de una tendencia secular al deterioro de los términos de intercambio para los productos primarios fue planteada en la década de 1950 en forma separada por Raúl Prebisch y Hans Singer, y se la conoce como la tesis Prebisch-Singer. Se trata de una de las argumentaciones más influyentes en contra de la especialización en productos primarios. La tesis sostiene que la especialización en tales bienes, al aprovechar las ventajas comparadas estáticas —o derivadas de la dotación de recursos—, resulta en menores posibilidades de crecimiento en el largo plazo que una especialización alternativa en bienes manufacturados, que presenta una mayor elasticidad de ingreso y un mayor contenido tecnológico.

El argumento de la “enfermedad holandesa” plantea que cuando hay un *shock* repentino de riqueza por recursos naturales se genera un exceso de demanda de bienes no comerciales que hace subir sus precios, incluidos los insumos no transables y los salarios. Esto afecta la rentabilidad de las actividades comercializables, como las manufacturas que usan esos insumos y se venden a precios relativamente fijos en el mercado internacional, lo que lleva en definitiva a una disminución de la actividad manufacturera que se ramifica en otros sectores y detiene el proceso de crecimiento (Sachs y Warner, 2001; García, 2012; López, 2012).

<sup>1</sup> Para una revisión sobre este debate, enfocado desde la industrialización, véase López (2012).

Además de ello, los productos primarios suelen tener el carácter de *commodities* o bienes indiferenciados en el mercado internacional, por lo que los productores son tomadores de precios y se encuentran sujetos a los vaivenes de mercados que operan competitivamente en el sentido neoclásico. Por lo tanto, son más vulnerables a los cambios en las condiciones de la oferta y demanda internacionales que los bienes diferenciados, y con mayor contenido tecnológico producidos por la actividad manufacturera, que, por lo mismo, se comercian en mercados imperfectos, algunos de ellos muy concentrados, en los que los productores tienen mayor poder sobre los precios. Por esas características, se sostiene que los bienes manufacturados pueden dar base a procesos de desarrollo más sostenibles en el tiempo.

En el marco de estas ideas, muchos países latinoamericanos intentaron desarrollar sus sectores manufactureros a través de la sustitución de importaciones, con mayor o menor alcance y con épocas más exitosas que otras, pero en todos los casos sin lograr consolidar un avance industrial sostenido, con capacidad de poner a las economías de la región en senderos de desarrollo sustentable.

Más allá del ámbito latinoamericano también se ha planteado un cuestionamiento a la capacidad de los recursos naturales para promover el desarrollo económico. De hecho, la “enfermedad holandesa” es un fenómeno que trasciende a Latinoamérica. Singer estudió los términos de intercambio en Europa como parte de su labor en las Naciones Unidas. Pero desde finales de la década de 1980, varios trabajos han estudiado la relación entre recursos naturales y desarrollo desde una perspectiva econométrica, utilizando bases de datos con amplia cobertura geográfica y temporal. Esa literatura (Gelb, 1988; Auty, 1990; Sachs y Warner, 1995 y 1999; Gylfason *et al.*, 1999; Sachs y Warner, 2001; entre otros) sostiene la existencia de una “maldición de los recursos naturales”, dado que sistemáticamente los datos muestran que desde la posguerra la abundancia de recursos naturales se correlaciona con bajo crecimiento; en otras palabras, los países con abundancia en estos recursos son los que registran los menores crecimientos.

Las causas de esa relación son materia de argumentaciones. Una de ellas plantea que los recursos naturales desplazan a otras actividades que conducen al crecimiento. Sachs y Warner (2001) encuentran que efectivamente las economías con abundancia de recursos

naturales presentan mayores niveles de precios y baja contribución de la exportación de manufacturas al crecimiento. En particular, plantean que los países con abundancia en tales recursos no experimentan procesos de crecimiento basado en exportaciones (*export-led growth*), como algunos de los países de industrialización reciente, porque los sectores exportadores se mantienen poco competitivos.<sup>2</sup>

Lederman y Maloney (2007 y 2012) discuten esta literatura y afirman que tal maldición no existe. Argumentan, por un lado, que la econometría que sostiene una relación negativa entre abundancia de recursos y desarrollo adolece de insuficiencia en los datos, limitaciones en los indicadores y errores en las especificaciones de los modelos. Pero además de ello, abordan la temática desde una perspectiva histórica que contradice desde un análisis más profundo la maldición de los recursos naturales, y muestran casos de países que se han desarrollado no solo teniendo abundancia de esos recursos sino que lo han logrado a partir de ellos. El caso más emblemático es el de Finlandia. Blomstrom y Kokko (2007) argumentan que la industria forestal finlandesa, desarrollada a la par de centros de investigación de alto nivel, universidades y centros de desarrollo de capital humano, derivó en innovaciones que sentaron las bases para moverse hacia nuevos sectores e industrias. Además, muestran cómo una compañía forestal con una fábrica de celulosa en la ciudad de Nokia se convirtió en un gigante de las telecomunicaciones a partir de las capacidades tecnológicas acumuladas en la actividad forestal. Sobre esa evidencia Lederman y Maloney afirman que, a pesar de que la actividad forestal es considerada por la literatura del desarrollo económico como poco atractiva y no sofisticada, en Finlandia esta se desarrolló como una actividad intensiva en conocimiento, lo cual hizo la verdadera diferencia. Enfatizan en tal sentido que lo que hizo posible el surgimiento de Nokia no fue su procedencia desde la producción de cierto tipo de productos, sino su recorrido de empresa altamente innovadora. A partir de ello, Lederman y Maloney sostienen que la riqueza en recursos naturales puede constituir una bendición en lugar de una maldición. Sin embargo, destacan que esto es posible si, como en el caso de Finlandia (Blomstrom y Kokko, 2007), la explotación de los recursos naturales se acompaña con políticas públicas inteligentes y con ingenio humano. Esto último aleja la idea de un desarrollo basado en recursos naturales de la simple anécdota de casos emblemáticos y excepcionales, y la coloca en el terreno de las estrategias posibles a ser transitadas por un país con abundancia de estos recursos.

<sup>2</sup> Otros autores (Cylfason *et al.*, 1999) argumentan que los recursos naturales también pueden desplazar a otras actividades vinculadas al crecimiento, como la innovación y el emprendimiento en otros sectores. Si los precios en las actividades ligadas a recursos naturales son muy altos, pueden atraer a los potenciales innovadores y emprendedores de otras actividades, y disminuir las tasas de innovación y emprendimiento de la economía, por lo tanto, reducen su crecimiento.

## La distinción entre qué se produce y cómo se produce

Desde la teoría del cambio tecnológico se plantea que hay diferencias entre las características de los bienes y que, por lo tanto, la especialización productiva y comercial de un país no tiene efectos neutrales sobre sus posibilidades de desarrollo. En tal sentido, a la producción de bienes de alta tecnología o de alto contenido tecnológico se le asocia una serie de ventajas y externalidades positivas que contribuyen al crecimiento y desarrollo. Un país con una canasta de producción y exportación crecientemente orientada hacia este tipo de bienes se vería obligado a competir vía diferenciación y agregado de valor, y por ende a mejorar su capacidad en I+D, a contar con recursos humanos altamente calificados y remuneraciones crecientes y a desarrollar sucesivamente actividades afines. Un conjunto de estudios empíricos y conceptuales permiten contar con clasificaciones y taxonomías que agrupan a los sectores de actividad —en general, manufactureros— de acuerdo a sus patrones de innovación. Entre ellos se destacan la conocida taxonomía de Pavitt (1984) y las más recientes clasificaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (Hatzichronoglou, 1997; Loschky, 2008). Sobre la base de esas clasificaciones y otras similares se realizaron numerosos estudios tendientes a analizar en términos tecnológicos la estructura productiva y, especialmente, comercial de los países.

Las comparaciones internacionales muestran que las estructuras con mayor peso de bienes de alto contenido tecnológico caracterizan a los países más desarrollados y que lo contrario ocurre con los países en desarrollo, entre ellos los latinoamericanos. Sin embargo, a medida que algunas actividades consideradas de alta tecnología en estas clasificaciones comienzan a madurar, las empresas multinacionales líderes de esos sectores pueden deslocalizar actividades productivas de acuerdo a las ventajas comparadas de países receptores a través de inversiones extranjeras directas. En el caso de los países en desarrollo, esas ventajas suelen vincularse al reducido costo de la mano de obra, a la cercanía al mercado o al acceso a un determinado recurso (Chudnovsky y López, 2001). En ese marco, algunos de estos países comienzan a verificar un cambio de sus estructuras hacia una mayor participación de bienes con más contenido tecnológico, aunque en muchos casos la ventaja comparativa revelada en comercio no parece estar explicada por el carácter innovador de la industria a nivel local. Lederman y Maloney (2012) ilustran este

punto al analizar la fabricación de aviones en Brasil y de computadoras en México, donde observan que, a pesar del impulso productivo de estas industrias registrado en ambos países, la producción local de conocimiento se ha reducido en términos relativos —reflejado en la caída del número de patentes del sector registradas por empresas locales en Estados Unidos, como porcentaje del número total de patentes vinculadas al sector registradas en Estados Unidos—. También es notable el caso de Costa Rica, donde a partir de la instalación de Intel las exportaciones de alta tecnología representan alrededor de un tercio del total, sin que necesariamente se haya desarrollado un entramado local alrededor de ese enclave.

Esto indica que el análisis de los bienes que un país exporta a partir de clasificaciones sectoriales puede no ser relevante a los efectos de deducir las habilidades empleadas en su producción. En tal sentido, puede ocurrir que en el país considerado se lleven a cabo las actividades más simples, estandarizadas y de menor valor agregado de la cadena de valor del producto, o bien, exactamente lo contrario. De este modo, dos países que a efectos de las estadísticas exporten un mismo bien pueden estar realizando actividades sustancialmente diferentes. Nuevamente, resulta ilustrativo el caso de México, que aparece como un importante exportador de computadoras pero que se encuentra especializado en su mayor parte en el ensamblado final, tarea que tiene escasa complejidad y potencial de innovación. Análogamente, en la producción de zapatos o en la de confecciones, que se clasifican como actividades tradicionales y de baja tecnología en cualquier taxonomía de contenido tecnológico, existen actividades intensivas en la generación de conocimiento, diferenciación y valor agregado.

Por lo tanto, la visión sectorial de la estructura productiva presenta limitaciones derivadas de la heterogeneidad interna de los sectores. Estas limitaciones son parcialmente salvable con un enfoque de cadena de valor que identifique las distintas actividades que pueden formar parte de la producción de un bien o sector, y que las clasificaciones sectoriales agregadas normalmente no distinguen. Sin embargo, aun cuando se trate de la misma actividad en el mismo eslabón de la cadena, en el comercio mundial es posible encontrar la coexistencia de productores muy sofisticados y de alto valor agregado con productores de baja calidad y precio. Lederman y Maloney (2012) presentan un análisis de calidad

relativa para un grupo de productos. Calculan el valor unitario promedio de los líderes de la calidad—el 10% de los países con mayor valor unitario—y luego estiman para cada país un cociente entre el valor unitario individual en relación al valor unitario de los líderes. Cuanto más bajo es ese cociente, más distante está ese país de la calidad de los líderes, y viceversa. En la mayoría de los productos, desde microprocesadores hasta calzados, la dispersión es muy amplia.<sup>3</sup>

Esto último indica que un mismo producto es producido de modo diferente en los países, e incluso, dado el elevado rango de precios, sugiere que puede haber productos considerados de baja tecnología, incluso tradicionales, con un elevado contenido de conocimiento y empresas innovadoras produciéndolos. En el sector primario, que es el más alejado de lo que se podrían considerar manufacturas de alta tecnología, existen numerosos ejemplos de decommoditización, tales como los del café, el arroz y otros cultivos industriales, donde empresas altamente innovadoras con altos niveles de inversión en I+D lograron segmentar el mercado, diferenciar el producto y obtener rentas de innovación.

Ambas cuestiones, la relevancia del qué se produce—más allá de las clasificaciones sectoriales agregadas—y del cómo se lo produce—aun cuando se trate de un mismo bien en un mismo eslabón de la cadena—brindan argumentos para cuestionar la tradicional asociación de las actividades ligadas a recursos naturales con una baja potencialidad de desarrollo tecnológico y económico.

### **Oportunidades para nuevos sectores intensivos en conocimiento a partir de actividades intensivas en recursos naturales**

Hausmann y Klinger (2006) e Hidalgo *et al.* (2007) plantean el cambio estructural utilizando una metáfora de árboles y monos, donde cada actividad económica sería un árbol, todos los productos, el bosque y las empresas, los monos. De este modo, se puede pensar al país incluyendo un conjunto de empresas (monos) que se dedican a diferentes actividades (árboles). “El proceso de crecimiento implica moverse de la parte pobre del bosque, donde los árboles tienen frutas pequeñas, hacia mejores partes del bosque. Esto implica que los monos puedan saltar distancias, o sea desplazar capital (físico, humano

<sup>3</sup> Cabe destacar, sin embargo, que no todos los productos muestran el mismo potencial de *upgrading*; las “escaleras de calidad” tienen diferentes longitudes. Los *commodities* que por definición son homogéneos tienen menos posibilidad de *upgrading* que productos que son más diferenciados—al menos para reflejar el *upgrading* en los valores unitarios.

e institucional) hacia bienes que son diferentes a aquellos que actualmente producen”. Partiendo de una construcción del espacio de producto, los autores encuentran que los productos más sofisticados se hallan en un núcleo densamente conectado, mientras que los productos menos sofisticados se encuentran en la periferia menos conectada, y el pasaje de estos últimos a los primeros es esencial al cambio estructural y las posibilidades de desarrollo de largo plazo. Esta metáfora ha disparado reflexiones e interrogantes de diferente índole. En primer lugar, no resulta obvio que saltar de un árbol a otro es preferible que trepar un solo árbol pero extenso, aunque en la práctica las economías se han desarrollado a través de la industria. Así es que resulta interesante conocer qué es lo que facilita poder saltar de un árbol a otro; y la discusión no solo enfatiza la proximidad entre los árboles, sino también cuán buenos son los empresarios en dar esos saltos.

Esta mirada dinámica del vínculo tecnológico entre actividades, donde la acumulación de capacidades a través del *upgrading* en una misma actividad o derivada del paso a diferentes actividades da lugar a crecientes oportunidades de nuevos negocios, también aporta al enfoque de este estudio.

En suma, este estudio se enmarca en el objetivo de analizar las posibilidades de desarrollo tecnológico y económico a partir de actividades intensivas en recursos naturales. En el debate de la literatura ese objetivo encuentra justificación en: evidencias y argumentaciones recientes que ponen en duda el consenso tradicional acerca de la incapacidad de los recursos naturales para sustentar tales procesos; las evidencias sobre las limitaciones que encuentra la literatura sobre cambio tecnológico para dar cuenta de las heterogeneidades de intensidad tecnológica, a partir de clasificaciones y taxonomías sectoriales en el marco de los cambios acontecidos en los últimos años en la tecnología y en las formas de producción; los análisis que muestran cómo las capacidades tecnológicas y de negocios pueden ser aplicadas en actividades distintas a las que les dieron origen, y a la vez ser retroalimentadas por estas en una red de vínculos que trasciende los aspectos estrictamente productivos y de la cual las clasificaciones sectoriales no pueden dar acabada cuenta.

En este contexto se plantea la posibilidad de recorrer un sendero de desarrollo alternativo al propuesto por políticas orientadas al cambio estructural de la matriz productiva, que en muchos casos derivó en mayor peso del sector industrial pero con baja intensidad

tecnológica en la producción local. Estos movimientos—desde el cuadrante III al IV de la figura 1—implican cambios en el “qué” se produce, pero no necesariamente han traído aparejadas las modificaciones esperadas sobre el “cómo” se produce. Por el contrario, existe la posibilidad de incrementar la intensidad tecnológica de aquellos sectores que caracterizan las matrices productivas de países en desarrollo. Estos movimientos en el “cómo” se hace—cuadrante III al II—implican la acumulación de capacidades e intensificación tecnológica de la producción doméstica sobre la base de una estructura productiva de partida.

**Figura 1** Sendero de desarrollo basado en actividades intensivas en recursos naturales

|   |          |  |  |
|---|----------|--|--|
| <b>Participación de sectores de media y alta tecnología en la producción total*</b> | <b>+</b> | IV<br>Países no innovadores en media y alta tecnología               | I<br>Países innovadores en media y alta tecnología               |
|   | <b>-</b> | III<br>Países no innovadores en baja tecnología y recursos naturales | II<br>Países innovadores en baja tecnología y recursos naturales |
|   |          | -  | +  |
| <b>Intensidad tecnológica de la producción doméstica</b>                            |          |  |  |

\* Según taxonomías sectoriales del tipo Pavitt u OCDE.

Fuente: Elaboración propia con base en Scheingart y Coatz (2014).

A partir de este marco, en este trabajo se analiza si la explotación de hidrocarburos no convencionales, que surge como una oportunidad que requiere aún ser efectivamente desarrollada en la Argentina, puede implicar a su vez una oportunidad de innovación y desarrollo tecnológico local. Dada la dimensión económica potencial de esta actividad, si hubiera oportunidad para la innovación y el desarrollo tecnológico local, sus requerimientos

en materia de recursos humanos y servicios diversos podrían dar lugar a la generación de una masa crítica de capacidades tecnológicas y, a través de ellas, a nuevas actividades intensivas en conocimiento. El enfoque utilizado se puede resumir en un conjunto reducido de preguntas concretas que son abordadas en las secciones siguientes para obtener elementos de reflexión en el marco de los objetivos más generales del estudio. ¿Cuáles son las características productivas y tecnológicas distintivas de la explotación de PYG no convencional? ¿Cuál es la importancia económica de estos recursos a nivel internacional y en la Argentina? ¿Cómo y quién innova en hidrocarburos en general y en PYG no convencional en particular? ¿Cuál es la situación de la Argentina en el contexto del avance tecnológico internacional de la explotación no convencionales y cuáles son sus posibilidades de convertirse en un actor relevante a futuro?

## Metodología

En la Argentina la actividad extractiva de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales es muy reciente. Esto hace que el período pasible de análisis sea corto y la evidencia disponible, escasa. Por estos motivos y por la naturaleza de las preguntas de investigación planteadas, el presente estudio es de carácter eminentemente exploratorio. Las actividades iniciales consistieron en una revisión exhaustiva de la literatura internacional y local sobre el sector y la identificación de fuentes estadísticas nacionales e internacionales sobre aspectos tecnológicos y productivos de la actividad. A partir de ello se identificaron los puntos de mayor relevancia para el estudio del PYG no convencional en el marco de los objetivos del trabajo y se identificaron los actores e informantes clave sectoriales a ser entrevistados. Posteriormente se desarrollaron pautas-guías para las entrevistas con esos actores y se llevaron a cabo entrevistas con la principal operadora del país—YPF—, con la empresa nacional de tecnología para el sector de hidrocarburos y energía en general—Y-TEC—, con las dos principales empresas de equipos y servicios petroleros a nivel internacional—Schlumberger y Halliburton—, con el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), con la Universidad Nacional del Comahue—donde tiene gran importancia la formación de recursos humanos para la actividad (teleconferencia)—y con distintos expertos sectoriales.

En todos los casos, las entrevistas estuvieron centradas en los aspectos productivos y tecnológicos asociados al PYC no convencional y en las posibilidades e implicancias de desarrollo competitivo de la actividad en la Argentina.

## Hidrocarburos no convencionales en la Argentina: aspectos productivos

### La cadena de valor de la industria de petróleo y gas

La cadena de valor de la industria de PYC consta de tres etapas principales: *upstream*, *midstream* y *downstream*. El *upstream* está conformado por las actividades de exploración y producción (EYP); la primera incluye los estudios geológicos que se realizan para definir potenciales acumulaciones de hidrocarburos, mientras que la segunda comprende las actividades de explotación –perforación y producción propiamente dicha– para extraer el hidrocarburo en caso de que los estudios geológicos hayan indicado su presencia. El *midstream* involucra las actividades de transporte y almacenamiento. Y el *downstream* corresponde al procesamiento y refinación del petróleo, la elaboración de productos químicos derivados y la comercialización.

Las empresas de hidrocarburos pueden desarrollar las tres etapas descriptas o especializarse en alguna de ellas. Las actividades relacionadas al *upstream* son las que conllevan mayor riesgo, especialmente en la fase de exploración, y también las más intensivas en capital. Una característica del sector, que se enfatiza en el *upstream*, es la tercerización de actividades completas del proceso productivo en diversas empresas proveedoras que funcionan como prestadoras de equipamientos y servicios. Esto es particularmente importante para los trabajos de perforación y puesta en producción de nuevos pozos. Operaciones complejas como perforación, cementación, construcción de las instalaciones de superficie, terminación, intervención de pozos para mantenimiento o aumento de producción son realizadas casi exclusivamente por empresas prestadoras de servicios con equipamientos específicos propios (Mansilla, 2013).

Las actividades del *midstream* no son dependientes de las características particulares, ni de la procedencia del producto—petróleo o gas— a transportar. Se pueden considerar algunas excepciones, como el caso de petróleos muy viscosos o con altos contenidos de fracciones ácidas, que requieren la aplicación de tecnologías especiales para su fluencia o mantenimiento de los ductos metálicos. Por último, la actividad del *downstream*, más sofisticada tecnológicamente, es la correspondiente a la refinación de petróleo, mediante la cual este se transforma en derivados comercializables. La instalación industrial que permite lograr esa transformación se denomina refinería y, en general, se diseña para procesar una gama amplia de calidades de petróleo. También se considera como integrante de esta etapa la industria petroquímica que, utilizando los hidrocarburos como principal materia prima, elabora diversos productos tales como plásticos, textiles, pinturas, pegamentos, solventes, fertilizantes, etc. Finalmente, en esta etapa del *downstream* también se encuentra la distribución y comercialización de los productos obtenidos en las refinerías, petroquímicas y el gas en sus distintas formas.

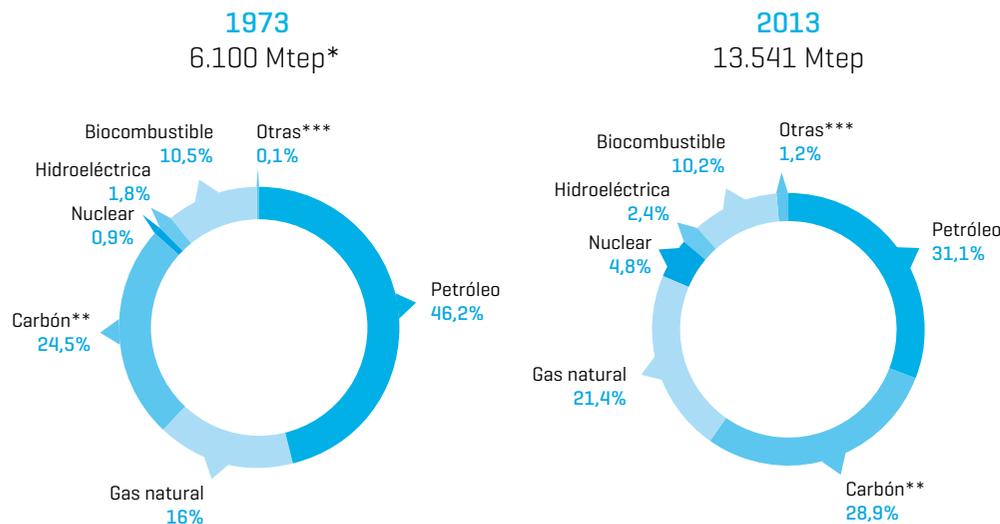
La presente investigación está centrada en el estudio de las actividades del *upstream*, que es la etapa en la que, como se verá más adelante, existen diferencias entre las fuentes convencionales y las no convencionales.

## Relevancia de los hidrocarburos en la matriz energética

El consumo de energía ha crecido de manera significativa en las últimas décadas. Estadísticas internacionales muestran que en los últimos cuarenta años el consumo de energía se incrementó aproximadamente un 120%, y se estima que para el 2040 aumentará en un 60% respecto de 2013 (IEA, 2015).<sup>4</sup> En lo relativo a las fuentes utilizadas, los análisis de la matriz energética global muestran que en 1973 los hidrocarburos—petróleo, gas natural y carbón— explicaban el 86,7% del total, en 2013 el 81,4% (gráfico 1), y las estimaciones actuales indican que su contribución será del orden del 75% en el 2040. Estos datos reflejan, por un lado, que se han producido ganancias sustanciales en eficiencia, ya que la economía global creció muy por encima del 120% en el mismo período y, por el otro, una decreciente pero aún fuerte dependencia en recursos fósiles, que redujeron solo cinco puntos porcentuales su participación en la matriz energética en las últimas cuatro décadas.

<sup>4</sup> La organización International Energy Agency (IEA) produce anualmente informes estadísticos que sirven de fuente a las empresas e instituciones para evaluar las tendencias energéticas globales. En su informe anual del 2015, presenta las fuentes de producción de energía con información disponible más actualizada (2013) y una comparación con las fuentes utilizadas hace cuatro décadas.

Gráfico 1 Principales fuentes de energía a nivel global [1973 y 2013]



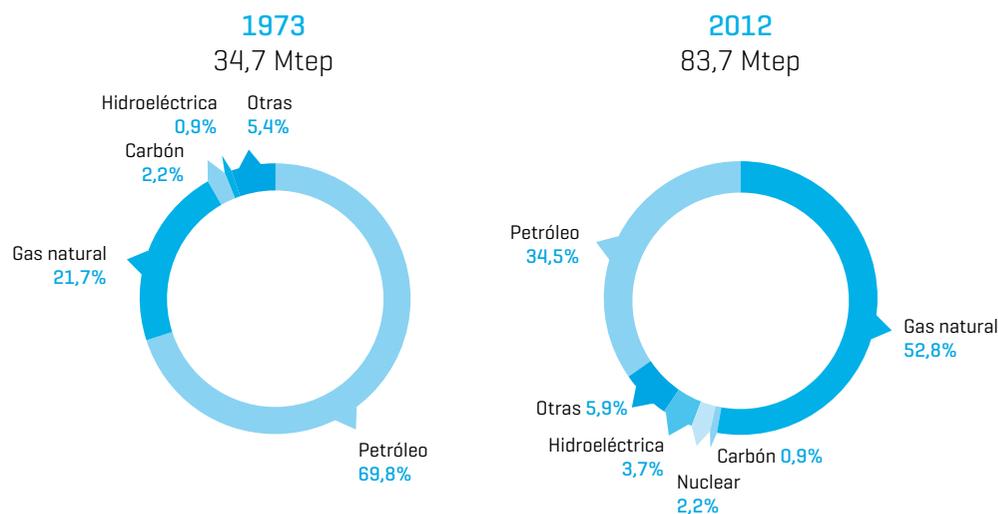
\*Mtep: megatoneladas equivalentes de petróleo. \*\* Incluye turba y *shale oil*. \*\*\* Geotérmica, solar, eólica y otras.  
Fuente: Elaboración propia con base en datos del EIA.

En la Argentina, para un período equivalente,<sup>5</sup> la oferta total de fuentes primarias de energía se incrementó por encima del crecimiento global (140%), y fue el gas natural la fuente que más creció—explica más del 50% de la matriz actual—. Los hidrocarburos en conjunto, si bien redujeron su peso en el total, siguen explicando cerca del 90% de las fuentes, lo que muestra que a nivel nacional también la dependencia de fuentes fósiles sigue siendo muy importante (gráfico 2). Asimismo, proyecciones realizadas por la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) indican que para el año 2025 el peso de los hidrocarburos seguirá siendo dominante, pero reduciría su participación a algo más de tres cuartas partes de las fuentes primarias de energía del país. Para que ese escenario se concrete, serían necesarias inversiones para la construcción de represas hidroeléctricas y usinas nucleares.

Asimismo, en los casos de las producciones de gas y petróleo, aun en el marco de la reducción estimada de su contribución hacia 2025, serían necesarios crecimientos del 28% y 51%, respectivamente, con respecto a 2008 para cubrir el incremento estimado en la

<sup>5</sup> La información disponible permite relevar un período de 39 años (entre 1973 y 2012).

**Gráfico 2 Principales fuentes de energía primaria en la Argentina [1973 y 2012]**



\*Mtep: megatoneladas equivalentes de petróleo. \*\* Incluye turba y *shale oil*. \*\*\* Geotérmica, solar, eólica y otras.  
Fuente: Elaboración propia con base en datos de la SEN.

demanda total de energía del país. Por lo tanto, aunque las proyecciones realizadas, tanto a nivel internacional como nacional, estiman menores aportes de los hidrocarburos en la composición de la matriz energética en términos relativos, dadas las proyecciones de crecimiento de la demanda energética, se deberá aumentar su producción en términos absolutos de modo significativo. En el caso argentino, este peso proyectado para los hidrocarburos en la matriz energética, combinado con la caída de las reservas registradas en los últimos años, exige que se intensifique la explotación de yacimientos no convencionales disponibles en su territorio y se profundice la explotación de yacimientos maduros, mejorando la eficiencia de la recuperación secundaria y avanzar en la terciaria, si no se quiere incrementar la dependencia de las importaciones.

## Reservas y recursos

La cantidad de hidrocarburos que existen en el subsuelo continental y marítimo es calculada mediante procedimientos matemáticos, basados en datos geológicos, tecnológicos

y de producción al momento de las estimaciones. Esos volúmenes son considerados reservas cuando pueden ser comercialmente recuperados bajo las condiciones económicas, régimen legal y prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Pero como los cálculos involucran diferentes niveles de incertidumbre, habitualmente se distingue entre reservas comprobadas y no comprobadas. Las primeras son las que se pueden estimar con razonable certeza y en general se basan en ensayos de producción real o pruebas de la formación de un reservorio. En algunos casos, las reservas también se comprueban sobre la base de estudios de pozos o análisis, que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios que están produciendo en la misma área —o han probado la posibilidad de producir— en las pruebas de formación. Las reservas son una fracción del hidrocarburo original *in situ*, dado que no es posible extraer el total del energético existente, por lo que las reservas comprobadas son el porcentaje efectivamente obtenible de ese valor. Las segundas —las no comprobadas— son aquellas que, basadas en datos geológicos y de ingeniería similares a los usados en la estimación de las comprobadas, tienen incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación mucho más altas. En estos casos, el efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado al asignar cantidades apropiadas de reservas a las categorías probables y posibles.<sup>6</sup> Mientras que las reservas comprobadas forman parte del activo de las empresas y figuran en sus balances, el alto grado de incertidumbre de las que no fueron comprobadas impide que sean sumadas de modo directo. El agregado de diferentes clases de reservas es solo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

Una categoría diferente es la de los recursos. Estos son cantidades estimadas de hidrocarburos contenidos naturalmente en los reservorios que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes, pero que no cuentan con un análisis favorable de viabilidad económica o comercial de la explotación. De tal forma, son recursos los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado. A futuro, los recursos pueden volverse recuperables si las circunstancias económicas o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos que mejoren la viabilidad económica, o si son adquiridos datos adicionales que modifiquen las estimaciones existentes. En este sentido, los yacimientos no convencionales

<sup>6</sup> Las reservas no comprobadas probables son aquellas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos ciertas que las comprobadas, pero que es más probable que sean producidas a que no lo sean. En este contexto, el término “probable” implica que existe por lo menos 50% de probabilidad de que la recuperación final iguale la suma de las reservas comprobadas. Por su parte, las reservas no comprobadas posibles son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las probables. En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término “posible” implica que debe haber por lo menos 10% de probabilidad de que la recuperación final iguale la suma de las reservas comprobadas.

han sido recursos durante décadas —se conoce su existencia desde principios del siglo pasado—, pero es solo a partir de las nuevas tecnologías y del incremento del precio de los hidrocarburos que se han ido convirtiendo en reservas primero y en producción más recientemente.

En este marco, el cálculo de reservas resulta fundamental para conocer con precisión la verdadera dimensión de la riqueza hidrocarburífera de una empresa, área geográfica o país. Pero esa precisión requiere de mucha información y capacidad de procesamiento y, en general, de mucho conocimiento. Los años de producción en yacimientos convencionales han generado mucha información histórica del comportamiento de estos yacimientos y, por consiguiente, se conoce el factor de recobro<sup>7</sup>/riqueza de muchos tipos de reservorios. Hay yacimientos convencionales que han producido por más de treinta o cuarenta años, y esto genera un gran conocimiento de su comportamiento, que puede ser aplicado a nuevos yacimientos. En el caso de los yacimientos no convencionales, la experiencia de producción es mucho menor, de modo que la estimación de reservas es aún un ejercicio problemático. Como resultado del poco conocimiento acumulado, muchos de los cálculos se hacen sobre la base de extrapolaciones hiperbólicas; de modo erróneo se asumen recursos como reservas, e indiscriminadamente se habla de los dos términos como sinónimos. Tal como se verá más adelante, esta situación deriva en diferencias importantes entre fuentes de información sobre la verdadera dimensión de los recursos/reservas de hidrocarburos no convencionales disponibles. Tal como se ve en el figura 2, mientras que en la producción convencional la distinción entre recursos y reservas, por un lado, y entre distinto tipo de reservas, por el otro, son una práctica relativamente probada, en el caso de los no convencionales resta aún mucho por descubrir e investigar para poder identificar la dimensión efectiva de las reservas dentro de los recursos disponibles. De este modo, mientras que en la producción convencional la industria opera con relativa certeza de lo que hay en el subsuelo, en la producción no convencional se necesita desandar un camino de aprendizaje que permita conocer más y mejor las cuencas.

<sup>7</sup> Factor de recobro: relación entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.

Lo que define la convencionalidad de un reservorio es la geología y, de modo simplificado, la porosidad y permeabilidad de la roca. Los reservorios con alta permeabilidad dan lugar a los yacimientos convencionales, a los que se accede en general a partir de la perforación

Figura 2 Categorías de reservas y recursos

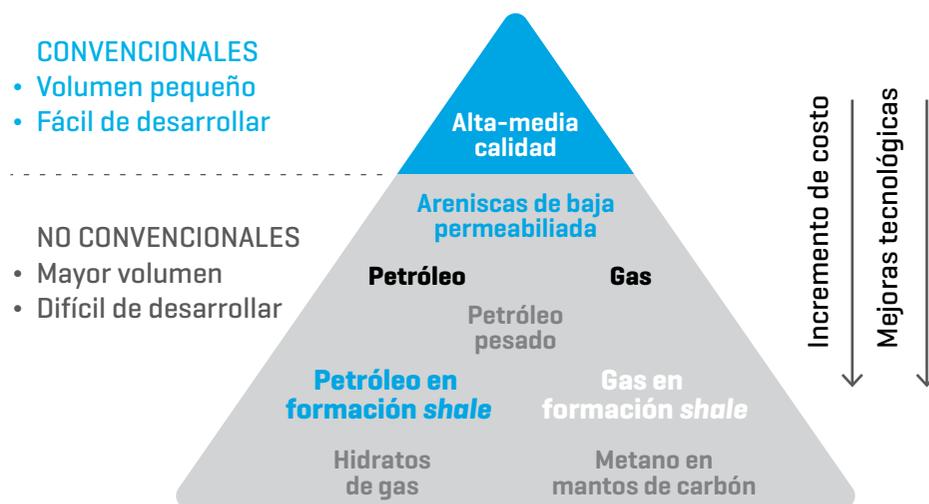
|                                  |                                    |                                  |                       |              |                               |                               |
|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Gas y petróleo no convencionales | Recursos técnicamente recuperables | Producido                        | Producido             | Comercial    | Gas y petróleo convencionales |                               |
|                                  |                                    | Recursos recuperables remanentes | Reservas comprobadas  |              |                               | Reservas posibles y probables |
|                                  |                                    |                                  | Recursos contingentes |              |                               |                               |
|                                  | No recuperable                     |                                  |                       | Subcomercial |                               |                               |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de OECD-IEA.

de pozos verticales y donde los hidrocarburos fluyen con relativa facilidad. Ahora bien, dentro de lo que se conoce como convencional, la heterogeneidad de la geología en la que está el recurso hace que la complejidad para acceder al recurso y para su productividad sea distinta. De este modo, bajo el rótulo de convencional es posible encontrar pozos con productividad y costos de extracción muy diferentes entre sí.

Por el contrario, 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 producidas con el objetivo explícito de explotar el recurso—estimulación hidráulica o *fracking*—. De modo genérico, se le dio el nombre de no convencional a todos los reservorios que difieren de las trampas convencionales, pero existen diferentes tipos. Como se observa en la figura 3, la explotación de los reservorios no convencionales tiene alta dependencia del desarrollo de tecnologías complejas y consecuentes mayores costos.

Figura 3 Recursos en reservorios convencionales y no convencionales

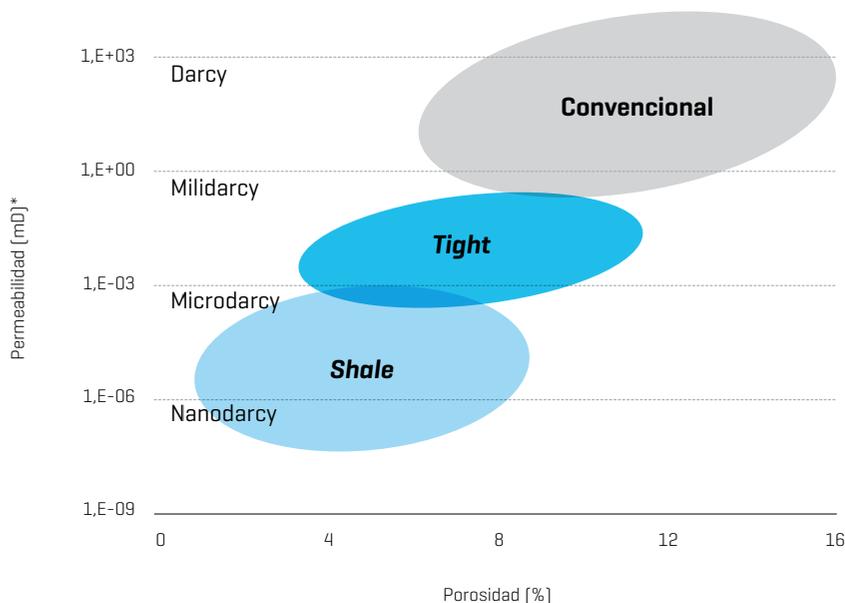


Fuente: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén.

En la Argentina hay reservorios *shale* y también arenas compactas o areniscas de baja permeabilidad (*tight sands*). El rasgo que diferencia a estos reservorios es la geología que tienen diferentes niveles de permeabilidad y porosidad. Los valores de porosidad de los sistemas *shale* y *tight* son bajos, aunque en el orden de magnitud de los valores de aquellos sistemas convencionales de baja porosidad (gráfico 3). El elemento que los distingue más es la permeabilidad. Así es que el flujo de gas y petróleo en una roca *tight* y sobre todo en *shale* está muy limitado por las bajísimas permeabilidades, y solo se logra la explotación comercial creando caminos artificiales para que fluyan los hidrocarburos por medio de la fractura hidráulica. La mayor permeabilidad del *tight* hace que sea considerado el más convencional dentro de los no convencionales, dado que la producción se hace por medio de pozos verticales con estimulación. Por el contrario, el *shale* es el verdadero desafío que requiere de una cantidad muy superior de pozos verticales y horizontales y de estimulación hidráulica. Tal como se verá más adelante, en la Argentina las cifras recientes

de producción de hidrocarburos en yacimientos *tight* de menor desafío tecnológico relativo son las que han mostrado más dinamismo. Sin embargo, este documento se centra en la tecnología *shale* por la magnitud de los recursos valorizados, la complejidad tecnológica asociada a su explotación y los consecuentes requerimientos de actividades intensivas en conocimiento que son el objeto de este estudio. Estos últimos son menos relevantes en el caso del sistema *tight*.

**Gráfico 3 Rasgos típicos de porosidades y permeabilidades en sistemas convencionales, *tight* y *shale***



\* mD: milidarcy.

Fuente: Caligari y Hirschfeldt (2015).

Por lo tanto, el desarrollo tecnológico es una condición indispensable para acceder a los hidrocarburos almacenados en cualquiera de los denominados reservorios no convencionales. Al presente, aunque se han realizado innovaciones y se produjeron importantes avances en las tecnologías de explotación, se reconoce que el conocimiento sobre este tipo de yacimientos se encuentra aún en una etapa embrionaria, y su explotación constituye un

emprendimiento de riesgo que requiere de un precio del barril de petróleo acorde a estas variables. Un valor de barril de petróleo insuficiente conlleva a una suspensión de las actividades de perforación y, según el lapso, a una consecuente caída de la producción del yacimiento.

## Dimensión de los recursos no convencionales a nivel global

En relación con los recursos de los reservorios *shale*, la institución estadounidense Energy Information Administration (EIA), en el informe elaborado en junio de 2013 en colaboración con Advanced Resources International (ARI), compila la distribución mundial de este tipo de reservorios (cuadro 1). Este informe señala que en el mundo existe un total de 345 miles de millones de barriles de petróleo *shale* y 7.299 tera pies cúbicos<sup>8</sup> de gas —recursos no probados en el sentido de reservas comprobadas del segmento convencional, pero que son técnicamente recuperables.

Para la Argentina, la misma fuente señala que hay 802 tera pies cúbicos de gas *shale* y 27 mil millones de barriles de petróleo *shale*. Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas de hidrocarburos convencionales —estimadas en 323 millones de metros cúbicos de gas natural y 394 millones metros cúbicos de petróleo (Di Sbroiavacca, 2013)—. Estas cifras revelan que la Argentina está cuarta y segunda, respectivamente, en el *ranking* mundial de disponibilidad de este tipo de recursos. Desde el punto de vista metodológico los recursos técnicamente recuperables fueron calculados a partir de los recursos *in situ* ajustados por un factor de éxito.<sup>9</sup> En el estudio de la EIA en cada país, incluida la Argentina, este factor está determinado por analogía con formaciones geológicas similares a las presentes en Estados Unidos, donde se cuenta con información de producción. Si bien esta metodología es útil para cuantificar los recursos, el supuesto que las formaciones argentinas se comportarán productivamente de modo análogo a las norteamericanas es algo que con el tiempo se deberá ir corrigiendo y reemplazando por datos locales.<sup>10</sup> Por otra parte, estos cálculos no tienen en cuenta los costos de extracción ni los precios de los hidrocarburos, de modo que carecen de la evaluación de viabilidad económica y comercial que es condición necesaria para estimar reservas.

<sup>8</sup> Un tera pie cúbico equivale a 27.000 millones de metros cúbicos.

<sup>9</sup> Los recursos *in situ* con ajuste por riesgo se obtienen al multiplicar la cantidad de gas cubicado por un factor de éxito, que representa la probabilidad de que una porción de formación posea tasas de producción atractivas de gas natural o petróleo.

<sup>10</sup> Esto significa que los factores de éxito aplicados en la Argentina están basados en datos de producción de Estados Unidos.

**Cuadro 1 Principales países con recursos no probados técnicamente recuperables de petróleo y gas shale (2013)**

| Ranking      | País             | Petróleo shale (miles de millones de barriles) | Ranking      | País             | Gas shale (tera pies cúbicos) |
|--------------|------------------|--|--------------|------------------|-------------------------------|
| 1            | Rusia            | 75   | 1            | China            | 1.115                         |
| 2            | Estados Unidos   | 58   | 2            | <b>Argentina</b> | 802                           |
| 3            | China            | 32   | 3            | Argelia          | 707                           |
| 4            | <b>Argentina</b> | 27   | 4            | Estados Unidos   | 665                           |
| 5            | Libia            | 26   | 5            | Canadá           | 573                           |
| 6            | Australia        | 18   | 6            | México           | 545                           |
| 7            | Venezuela        | 13   | 7            | Australia        | 437                           |
| 8            | México           | 13   | 8            | Sudáfrica        | 390                           |
| 9            | Pakistán         | 9  | 9            | Rusia            | 285                           |
| 10           | Canadá           | 9  | 10           | Brasil           | 245                           |
| Otros        |                  | 65   | Otros        |                  | 1.535                         |
| <b>Total</b> |                  | <b>345</b>                                     | <b>Total</b> |                  | <b>7.299</b>                  |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de EIA.

De acuerdo a esta fuente, en la Argentina los recursos están fuertemente concentrados en la cuenca Neuquina que explica poco menos de tres cuartas partes del total (cuadro 2). Sin embargo, tal como se verá más adelante, las estimaciones nacionales difieren de estas cifras, dado que existe un mayor conocimiento de las cuencas locales y además ya existen datos de producción que permiten estimar lo que es técnicamente recuperable con mayor precisión. La generación de este tipo de conocimiento no solo servirá para la producción local, sino que constituye además una ventaja competitiva para la explotación de este tipo de recursos en otras latitudes.

**Cuadro 2 Reservas técnicamente recuperables de petróleo *shale* y gas *shale* en la Argentina por cuenca (2013)**

| Cuenca          | Petróleo <i>shale</i><br>(millones de barriles) | % del total | Gas <i>shale</i><br>(tera pies cúbicos) | % del total |
|-----------------|---|-------------|---|-------------|
| Neuquina        | 19.880  | 74%         | 583                                     | 73%         |
| Golfo San Jorge | 500   | 2%          | 86                                      | 11%         |
| Austral         | 6.560   | 24%         | 130                                     | 16%         |
| Chaco-Paraná    | 10  | 0%          | 3                                       | 0%          |
| <b>Total</b>    | <b>26.950</b>                                   | <b>100%</b> | <b>802</b>                              | <b>100%</b> |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de EIA.

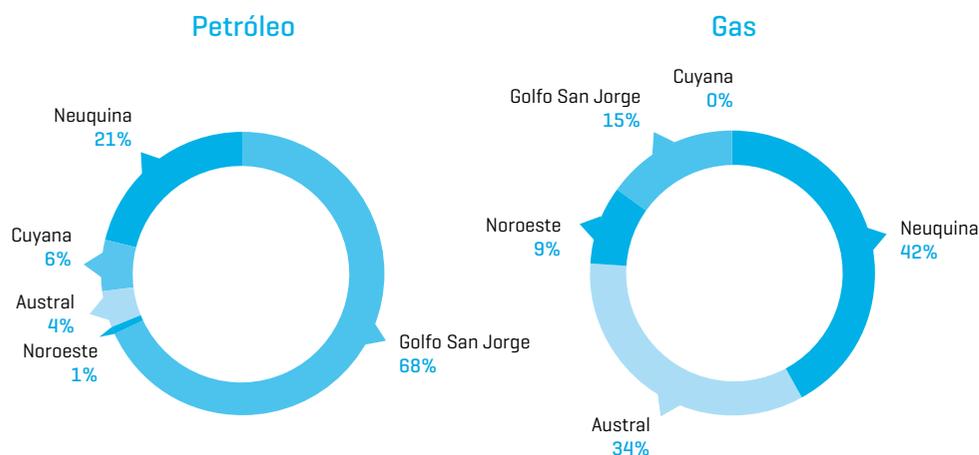
## Reservas (convencionales) y recursos (no convencionales) en la Argentina

En la Argentina se han identificado 22 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>. Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. Si bien se han realizado sondeos exploratorios en todas las cuencas, en la actualidad solo cinco son productivas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, golfo San Jorge y Austral. Considerando la porción emergida, su superficie abarca el 40% de lo que en la actualidad se conoce como “cuencas útiles a los fines petroleros”. En este sentido, la actividad hidrocarbúrfica se lleva a cabo en las siguientes provincias: norte de Salta, sudeste de Jujuy y oeste de Formosa (Noroeste); norte de Mendoza (Cuyana); centro y norte de Neuquén, sur de Mendoza, norte de Río Negro y sudoeste de La Pampa (Neuquina); sur de Chubut, norte de Santa Cruz y áreas *offshore* de ambas (golfo San Jorge); y Tierra del Fuego, sur de Santa Cruz y áreas *offshore* de ambas que alcanzan las Islas Malvinas (Austral) (De Dicco, 2014). Estas cuencas iniciaron su producción en las primeras décadas del siglo xx, por lo que se encuentran en una etapa de explotación madura.

Las reservas comprobadas disponibles en la actualidad están concentradas en determinadas cuencas. Mientras que gran parte del gas natural está localizado en la cuenca

Neuquina y Austral –entre ambas explican más de tres cuartas partes de las reservas–, en el caso del petróleo dos tercios de las reservas están en la cuenca del golfo San Jorge, y si a eso se le suma la cuenca Neuquina, entre ambas explican casi el 90% de las reservas de petróleo del país (gráfico 4).

**Gráfico 4 Distribución de reservas comprobadas de petróleo y gas natural por cuenta sedimentaria (2013)**



\*Mtep: megatoneladas equivalentes de petróleo. \*\* Incluye turba y *shale oil*. \*\*\* Geotérmica, solar, eólica y otras.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la SEN.

La situación descrita por cuenca –estado actual– es el resultado de una disminución casi ininterrumpida de las reservas a lo largo de los últimos años. Los cuadros 3 y 4 se presentan el detalle de esa disminución y también su composición en términos de reservas probables, posibles y recursos, que da una idea más completa de la disponibilidad del recurso convencional en la Argentina.

La disminución de reservas se explica porque el stock de reservas comprobadas se mantuvo relativamente estable debido a las bajas inversiones en perforación y exploración y al ritmo de producción –aunque también declinante– de pozos maduros. El gráfico 5 muestra la tendencia declinante de la producción que se redujo en los últimos quince

**Cuadro 3 Reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de petróleo**  
En millones de metros cúbicos

| Año  | Comprobadas | Probables | Posibles | Recursos |
|------|-------------|-----------|----------|----------|
| 2006 | 411.262     | 148.664   | 219.430  | 28.403   |
| 2007 | 415.913     | 150.140   | 140.868  | 48.442   |
| 2008 | 400.697     | 131.644   | 110.786  | 185.589  |
| 2009 | 399.296     | 136.129   | 116.189  | 90.112   |
| 2010 | 401.462     | 140.461   | 117.937  | 78.969   |
| 2011 | 393.996     | 131.534   | 101.186  | 73.986   |
| 2012 | 374.289     | 124.249   | 92.527   | 82.527   |
| 2013 | 370.374     | 132.287   | 91.101   | 147.589  |
| 2014 | 380.028     | 135.100   | 96.173   | 141.308  |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de SEN.

**Cuadro 4 Reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de gas natural**  
En miles de millones de metros cúbicos

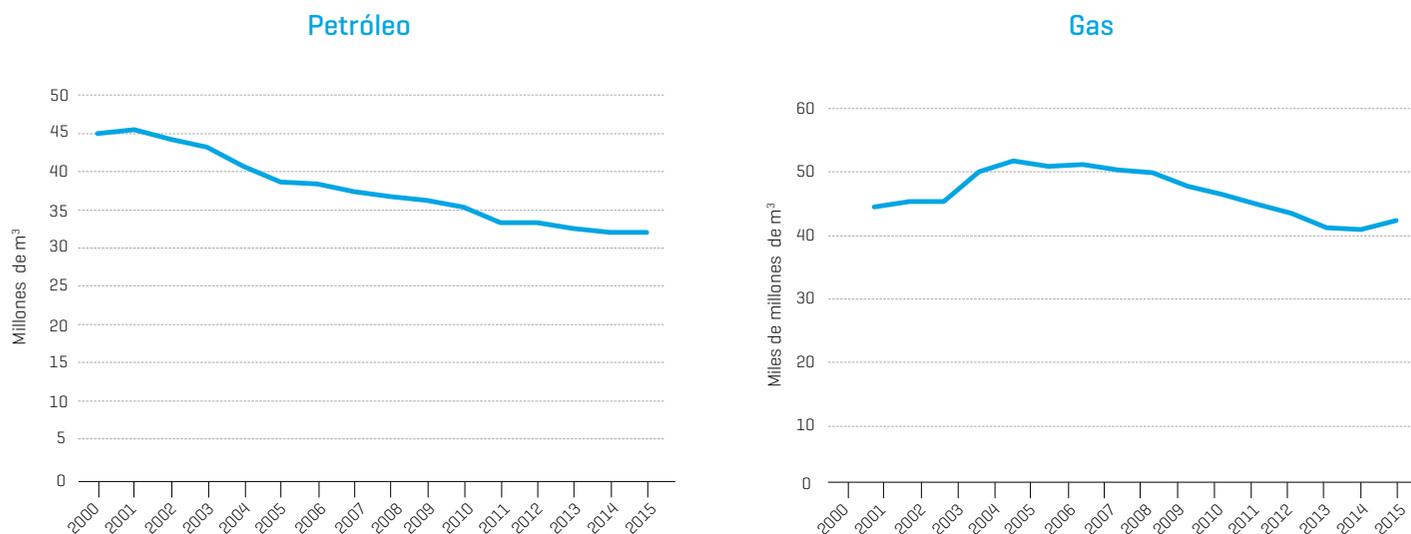
| Año  | Comprobadas | Probables | Posibles | Recursos |
|------|-------------|-----------|----------|----------|
| 2006 | 446.156     | 227.039   | 251.709  | 148.374  |
| 2007 | 441.974     | 202.673   | 201.571  | 124.473  |
| 2008 | 398.529     | 141.512   | 201.898  | 245.199  |
| 2009 | 378.820     | 156.400   | 208.548  | 206.825  |
| 2010 | 358.712     | 132.789   | 180.237  | 206.742  |
| 2011 | 332.510     | 137.398   | 155.601  | 197.608  |
| 2012 | 315.508     | 143.269   | 145.814  | 203.847  |
| 2013 | 328.260     | 142.011   | 135.033  | 214.391  |
| 2014 | 332.217     | 149.562   | 145.084  | 221.215  |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de SEN.

años casi un 30% en el caso del petróleo y un 5% en el caso del gas natural. Esta tendencia de producción se debe a que la mayor parte de los yacimientos tienen muchos años

de explotación, por lo que han superado el punto de extracción máxima diaria.<sup>11</sup> De este modo, la maduración natural de los yacimientos hace que la extracción vaya descendiendo de modo gradual en el tiempo; y para que haya aumentos en la producción es necesario que se descubran nuevas reservas.

**Gráfico 5 Producción total de petróleo y gas (2000-2015)**  
En millones y miles de millones de metros cúbicos



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

La caída de reservas y de producción de hidrocarburos se produjo en un período de alto crecimiento económico con fuertes subsidios a la energía de uso industrial, comercial y doméstico. Como resultado de la combinación de un aumento de la demanda asociado al dinamismo de la actividad económica y de la reducción en la producción comentada, se produjeron déficits energéticos crecientes que se fueron cubriendo fundamentalmente con importaciones de gas natural provenientes de Bolivia. El déficit energético terminó contribuyendo al déficit de cuenta corriente, lo que hizo aun más necesaria la producción doméstica para aliviar la restricción externa.

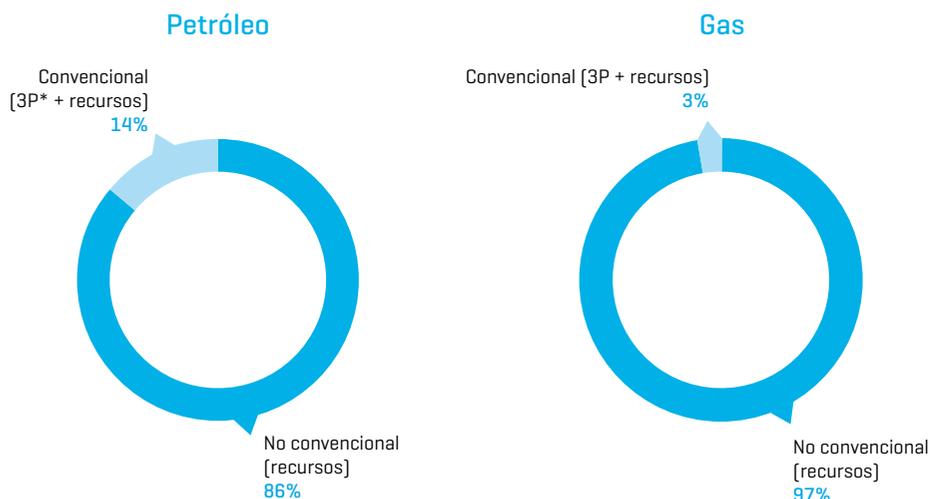
<sup>11</sup> Según la curva de Hubbert, la extracción de un pozo petrolero respeta una forma de campana de Gauss, y llega al punto máximo de extracción diaria cuando la extracción acumulada alcanza el 50% de las reservas (Mansilla, 2013).

Revertir la declinación de la producción nacional ha requerido avanzar en al menos dos direcciones. Por un lado, poner en valor los yacimientos convencionales maduros—que no desarrollaremos en este documento—, lo cual implica alargar la vida útil de los pozos y aumentar la extracción por medio de técnicas novedosas que aumenten el porcentaje de las reservas en condición de ser extraídas. Estas se denominan técnicas de recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburos e involucran desde la inyección de agua, gas o vapor, al uso de químicos. Mansilla (2013) sostiene que los avances en este campo aumentarían la extracción convencional de petróleo del país, al mismo tiempo que podrían generar una ventaja competitiva de exportación de tecnología a países petroleros con yacimientos maduros de baja productividad, como Colombia, Perú y Estados Unidos; este autor afirma que se trata de un nicho no priorizado por las grandes empresas multinacionales proveedoras de servicios. Por otro lado, se ha avanzado en la generación de conocimiento sobre los reservorios no convencionales y en el desarrollo de tecnologías apropiadas para su aplicación en los yacimientos argentinos—cuyos aspectos tecnológicos se analizan en este documento.

Tal como se mencionó, la metodología aprobada para el cálculo de reservas y su certificación no resulta apropiada para su aplicación en los reservorios no convencionales. Sin embargo, y a modo ilustrativo, el gráfico 6 compara la relevancia que tienen en la Argentina los recursos no convencionales con los convencionales. De esa comparación se desprende que los recursos hidrocarbúferos de la Argentina son mayoritariamente no convencionales: 97% y 86% en PYC, respectivamente (EIA, 2013; SEN, 2015).

Ahora bien, los cálculos de recursos no convencionales están en constante cambio, y con la realización de mediciones nuevas puede ocurrir que las estimaciones de recursos técnicamente recuperables varíe de acuerdo a la fuente y al momento en que se efectúen. El cuadro 5 muestra que las estimaciones de gas *shale* de la EIA difieren en algunas formaciones de modo significativo de las realizadas por la SEN (2011) y por Stinco y Barredo (2014). Las reservas de Vaca Muerta son para la EIA tres veces más grandes que para la SEN. Por el contrario, en el caso de la formación D-129 las reservas técnicamente recuperables son siete veces superiores de acuerdo a los cálculos de la SEN, en comparación con la EIA. También hay diferencias por formación con las estimaciones de Stinco y Barredo. Sin embargo,

**Gráfico 6 Reservas probadas, probables y posibles y recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas por tipo de reservorio (2013)**



\*3P: reservas probadas, probables y posibles.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de EIA y SEN.

las cifras agregadas de las tres fuentes difieren por tan solo 15% y las de EIA y Stinco y Barrero son muy similares, lo que evidencia, más allá de las diferencias en las estimaciones, una elevada coincidencia sobre la importancia de estos recursos en la Argentina.

La relevancia de estos recursos ha despertado a su vez el interés por estimar el impacto general que la explotación de los hidrocarburos no convencionales tendría sobre la economía argentina. Estos ejercicios tienen en común que sobre la base de una serie de supuestos entre los que se incluyen el tipo de producción, niveles de precios y eslabonamientos sectoriales a través de una matriz de insumo producto, calculan el impacto directo, indirecto e inducido que se produce a partir de la explotación de los recursos.<sup>12</sup> Por un lado, dos consultoras —la multinacional Accenture y la local CiGa Consulting— hicieron un ejercicio de modelización de la explotación de Vaca Muerta a lo largo de veinte años —entre 2015 y 2035—. Por el otro, la Comisión de Estudios Económicos del IAPG llevó adelante un estudio para cuantificar el impacto económico que tendrían mil pozos no convencionales en operación en la formación de Vaca Muerta.

<sup>12</sup> Se entiende por *impactos directos* a los efectos que se generan en la industria; los *impactos indirectos* miden cambios en las compras interindustriales en respuesta a los impactos directos; y los *impactos inducidos* miden los efectos de los cambios en el gasto a medida que se modifica el ingreso de las familias por los cambios en la producción.

Cuadro 5 Recursos no convencionales técnicamente recuperables según fuente de información y formación

| Cuenca              | Formación    | SEN (2011)   | EIA (2013)   | Stinco y Barredo (2014) | Máximo         | Mínimo       | Promedio     |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------------|----------------|--------------|--------------|
| Neuquína            | Los Molles   | 259,0        | 275,3        | 190,0                   | 275,3          | 190,0        | 241,4        |
| Neuquína            | Vaca Muerta  | 109,0        | 307,7        | 220,0                   | 307,7          | 109,0        | 212,2        |
| Golfo San Jorge     | D-129        | 246,0        | 34,8         | 100,0                   | 246,0          | 34,8         | 126,9        |
| Golfo San Jorge     | Neocomiano   | s/d**        | 50,8         | 20,0                    | 50,8           | 20,0         | 35,4         |
| Austral             | Palermo Aike | 91,0         | 129,5        | 160,0                   | 160,0          | 91,0         | 126,8        |
| Noroeste Paleozoica | Los Monos    | 34,0         | s/d          | 40,0                    | 40,0           | 34,0         | 37,0         |
| Otras*              |              | 2,0          | 3,2          | 70,0                    | 70,0           | 2,0          | 25,1         |
| <b>Total</b>        |              | <b>741,0</b> | <b>801,3</b> | <b>800,0</b>            | <b>1.149,8</b> | <b>480,8</b> | <b>804,9</b> |

\* Las otras formaciones difieren según el estudio de la SEN (2011), que incluye Los Molles Lajas; EIA (2013), que incluye Pontra Grossa; y Stinco y Barredo (2014), que incluyen Yacoraité, Cacheuta, Precuyano, Agrio y Serie Tobífera. \*\* s/d: sin datos.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la SEN (2011), EIA (2013) y Stinco y Barredo (2014).

Como se puede observar en el cuadro 6, con diferencias derivadas del uso de distintas metodologías y supuestos, los tres estudios concluyen que un desarrollo a escala competitiva de Vaca Muerta implicaría –a través de efectos directos, indirectos e inducidos– aportes millonarios al producto bruto interno (PBI) y miles de nuevos puestos de trabajo.

### Situación actual y evolución reciente de la producción de hidrocarburos no convencionales en la Argentina

Hasta aquí se ha visto que las reservas de hidrocarburos se han reducido a lo largo del tiempo tanto en gas como en petróleo. Por su parte, la producción de petróleo también viene registrando caídas ininterrumpidas desde el año 2002. En el caso del gas, la producción se ha mantenido relativamente estable e incluso registró un incremento en el año 2015. Esto último se explica casi exclusivamente por la extracción de gas no convencional en la provincia de Neuquén. En esta provincia es donde los proyectos están más avanzados tanto en *tight* como en *shale*, y es el único lugar en la Argentina donde hay suficiente actividad como para analizar comportamientos (Caligari y Hirschfeldt, 2015). A continuación, se analiza la evolución productiva en Neuquén.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> La evidencia fue tomada de diversos informes publicados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia.

**Cuadro 6 Estimaciones del impacto económico de la explotación de hidrocarburos no convencionales para 2035**

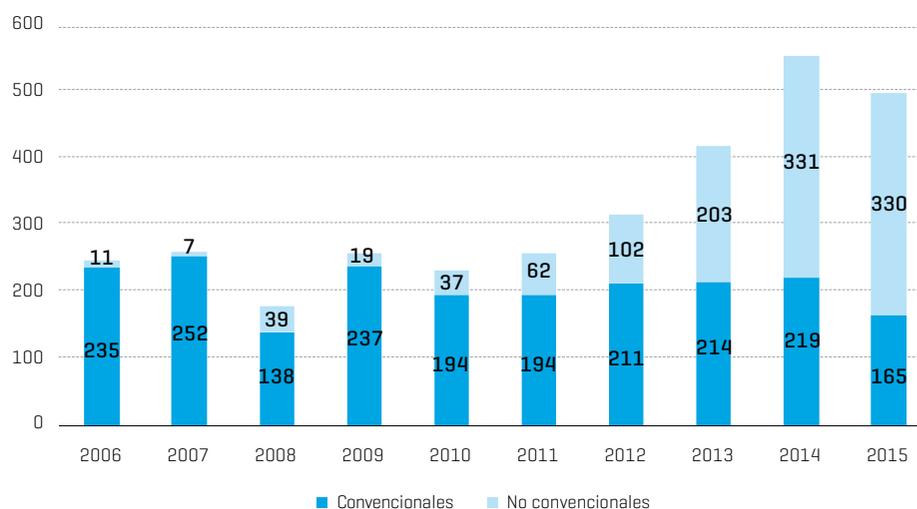
| Estudio  | Supuestos  | Impacto   |  |  | Principales sectores traccionados por la actividad extractiva no convencional   |
|--|--|---|--|--|---|
|  |  | PBI   | Empleo   | Producción   |   |
| “Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035”, Accenture y GiGa Consulting  | Sobre la base de las 112 áreas de concesión actuales, desarrollo de un <i>cluster</i> estándar de 160 acres, con costos promedio de producción, perforación y <i>lifting</i> . Estima la producción de pyc durante el ciclo de vida de Vaca Muerta, seguido de una segunda “ola” de desarrollo optimizado (con <i>infill</i> ) que comienza a los doce años posteriores del inicio de la fase de desarrollo inicial.* Se asume una <i>performance</i> de producción similar al de otras formaciones no convencionales de Estados Unidos. Para modelizar el impacto se utilizó la matriz insumo-producto.                         | Se espera que agregue al crecimiento económico promedio anual un 0,5% entre 2013 y 2035.** El impacto absoluto anual en el PBI llegaría a un rango de entre 62 y 68 miles de millones de dólares (50% explicado por el sector petrolero). | Creación de 20 mil a 22 mil puestos de trabajo por año en el agregado de los sectores (directos, indirectos e inducidos) durante la etapa de desarrollo. | 35.238 pozos perforados hasta 2035. Para entonces, la producción de petróleo habrá aumentado a casi 2 millones de barriles diarios, y una producción de gas natural superior a 317 millones de metros cúbicos diarios. | Actividades de soporte a la minería (servicios relacionados con la extracción de pyc; extracción de arena, arcilla y otros); transporte marítimo, ferroviario y automotor; manufactura de productos de hierro y acero; transporte por ductos y poliductos; bienes inmuebles y construcción; servicios profesionales; productos de la refinación del petróleo; suministro de agua, gas y energía; otros productos manufactureros y fabricación de productos plásticos. |
| “Análisis y proyección de impactos económicos esperados del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la Argentina”, Comisión de Estudios Económicos del IAPG | Para el análisis y cuantificación de impacto, el trabajo utiliza como metodología la matriz de insumo-producto de la provincia de Neuquén. Para un año determinado se asume que, desde el inicio del año se tiene un <i>stock</i> de mil pozos en el área de Vaca Muerta operando*** (80% con diseño horizontal y 20% vertical) y se reparten de igual forma entre tres tipologías de hidrocarburos. La inversión total estimada, según el estado del arte actual, se encuentra entre 11.100 y 14.800 millones de dólares en función del grado de adaptación tecnológica y el máximo aprovechamiento de las economías de escala. | Se estima un incremento de valor agregado de 14.600 millones de dólares que implica un incremento del PBI provincial de entre el 75% y el 100%. El impacto en el PBI nacional sería del 3% o 4%.  | Creación de entre 40 mil y 60 mil nuevos puestos de trabajo.****   | 156 mil barriles de petróleo por día en promedio, 78 millones de metros cúbicos por día de gas natural y 161 mil barriles de gas natural licuado.  | En este estudio se calcula el efecto directo de las actividades de extracción de pyc y servicios directos relacionados al pyc, y luego se estima el impacto en el resto de los sectores de la economía de modo agregado (por ejemplo, agro, industria, comercio, etc., sin dar detalles de los subsectores en cada caso).   |

**Notas:** \*El estudio además modela otros dos escenarios: el desarrollo de la producción de pyc no convencional principalmente de la formación Vaca Muerta; y el desarrollo de Vaca Muerta y el de otras cuencas (principalmente Cuyana, D129 y Austral). Los impactos están por debajo y por encima de los valores presentados en este cuadro (Accenture, 2014, p. 21). \*\*Sobre una tasa anual de crecimiento promedio del PBI del 3,6 % para el período 2014-2035 (sin considerar el *shale*). \*\*\* Para poder conocer la estrategia de desarrollo de un play no convencional se estima que se necesitan perforar mil pozos. \*\*\*\*Esto quiere decir que por cada empleo que se genera de forma directa en el sector pyc en la provincia, se generan de manera indirecta e inducida otros tres puestos registrados adicionales.

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de Accenture y Comisión de Estudios Económicos del IAPG.

Para empezar, teniendo en cuenta que el proceso productivo comienza con la perforación, las cifras de pozos perforados muestran que desde el año 2010 a la fecha la cantidad de pozos no convencionales perforados creció sustantivamente: pasó de 37 pozos en 2010 a más de 300 en los últimos dos años (gráfico 7).

**Gráfico 7 Evolución de pozos perforados convencionales y no convencionales en la provincia de Neuquén [2006-2015]**



<sup>14</sup> El período que se presenta en los gráficos fue el único al que se tuvo acceso a partir de fuentes de información oficiales.

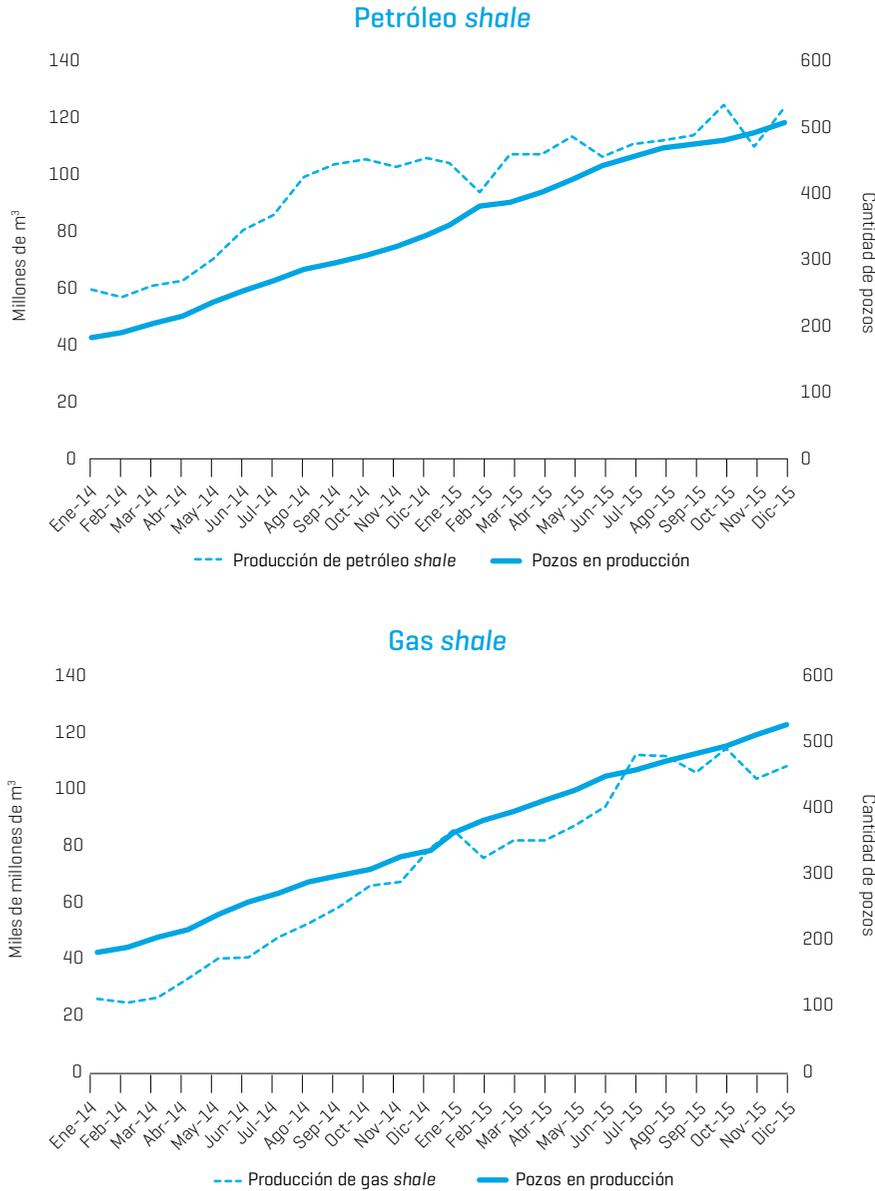
<sup>15</sup> Los yacimientos *tight* son los "más convencionales" dentro de los no convencionales, dado que se explota con pozos verticales pero es necesaria la estimulación hidráulica.

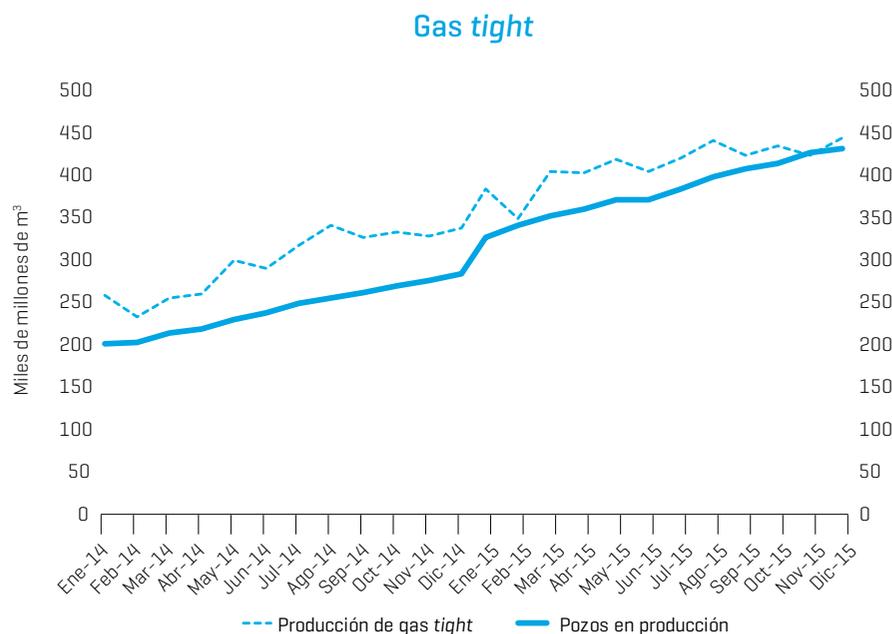
<sup>16</sup> A modo de referencia, Estados Unidos es el principal productor mundial de PYC no convencional. Entre 2007 y 2012, la producción de gas *shale* en este país aumentó más del 50% cada año, y su participación en la producción total de gas estadounidense pasó del 5% a casi el 40%. Entre 2011 y 2013 se perforaron en promedio 35.500 pozos anuales (Di Vincenzo, 2014). La obtención de estos resultados se sustenta en los significativos esfuerzos de I+D con fomento público y a una densa y eficiente red de proveedores de servicios y de infraestructuras de suministro.

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén.

En la provincia se registra extracción de gas *tight* y gas y petróleo *shale*. En los tres casos se observa un crecimiento ininterrumpido en la producción y en la cantidad de pozos operativos en los últimos dos años (gráfico 8).<sup>14</sup> En términos de volumen, el gas *tight* es el más importante de los tres: en el año 2015 representó el 27% de la producción total de gas provincial.<sup>15</sup> Por el contrario, la producción de gas y petróleo *shale* es bastante menor en términos de volumen pero, como muestra el gráfico 8 (gas *shale* y gas *tight*), requiere un número similar de pozos en producción, lo que demuestra la menor productividad de esos yacimientos. A modo ilustrativo, en diciembre de 2015 se produjeron 446 miles de millones de metros cúbicos de gas *tight* con 432 pozos en producción y 108 miles de millones de metros cúbicos de gas *shale* con 527 pozos en producción.<sup>16</sup>

**Gráfico 8 Producción y cantidad de pozos de petróleo shale, gas shale y gas tight (2014-2015)**  
En millones y miles de millones de metros cúbicos





**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén(2014 y 2015).

El incremento de la producción de los hidrocarburos no convencionales se ve reflejado en el total producido de la provincia. En 2015 un tercio del total producido de gas en la provincia (gráfico 8), que a su vez explica alrededor del 50% del total de gas producido en el país, provino de yacimientos no convencionales—fundamentalmente *tight*—. Por su parte, en el caso del petróleo representa un quinto de la producción total, en la que Neuquén tiene una participación muy inferior respecto al total del país.

En parte, el aumento de la producción de gas se explica por la creación del programa Gas Plus, que en el año 2008 implementó un mecanismo de incentivos de precio para fomentar las inversiones necesarias para incrementar la producción de gas nacional, mediante la exploración y el desarrollo de nuevos prospectos gasíferos. El objetivo del programa era alcanzar una mayor producción de gas priorizando inversiones en yacimientos de marcado potencial gasífero y establecer una política de precios acorde a estos objetivos y premisas. Para ello, las empresas debían presentar proyectos de alguno de estos tres tipos:

proyectos en yacimientos caracterizados como gas *tight*; proyectos de nuevos descubrimientos de gas y proyectos de “reactivación de yacimientos actualmente no productivos” (SPE, 2013). Los precios de venta obtenidos en el marco del programa llegaban en algunos casos a ser hasta 3,5 veces superior al que se obtenía en el mercado (Casares, 2013).

**Cuadro 7 Producción no convencional como porcentaje del total de hidrocarburos producidos en Neuquén**

| Año  | Petróleo shale | Gas shale | Gas tight | Gas no convencional (shale + tight) |
|------|----------------|-----------|-----------|-------------------------------------|
| 2014 | 15,1%          | 3,3%      | 21,3%     | 24,6%                               |
| 2015 | 20,2%          | 6,4%      | 27,4%     | 33,8%                               |

Fuente: Elaboración propia con base en Cutiérrer Schmidt y Alonso (2015), Molina y Alonso (2016) y Dirección Provincial de Estadística y Censos (2016).

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 y esta vendió la parte de *upstream* a YPF<sup>17</sup>, Apache—que también pasó a manos de YPF<sup>18</sup>, PAE, Pluspetrol y CAPEX (gráfico 9). 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.

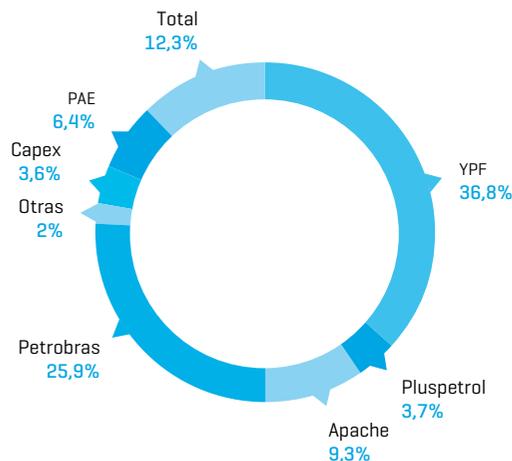
La participación de YPF es más evidente en el *shale*, donde el negocio está aun más concentrado. En este caso la información no está disponible por empresa sino por área (gráfico 10). A partir de la información de las empresas titulares de cada área es posible concluir que YPF está presente en prácticamente todas estas áreas, en sociedad con otras empresas o por su propia cuenta.

Si observamos la evolución de las cifras de producción, 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 pasó de 4,5 millones a 3 millones de dólares por pozo (gráfico 11). En la fase

<sup>17</sup> Véanse <<http://www.petrobras.com/es/paises/argentina/noticias/aprobacion-de-la-venta-de-petrobras-argentina.htm>> y <<http://www.cronista.com/negocios/Tras-comprar-Petrobras-Argentina-Pampa-le-vendio-a-YPF-participacion-en-dos-yacimientos-20160513-0095.html>>.

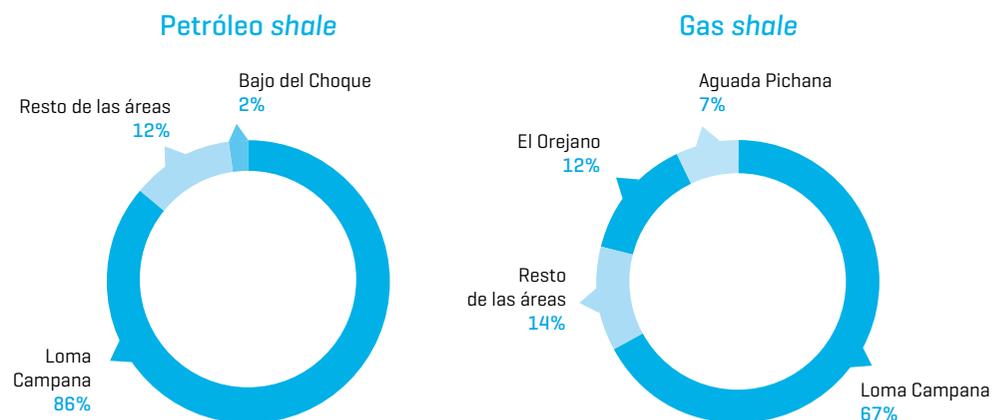
<sup>18</sup> Véase <<http://www.lanacion.com.ar/1663589-ypf-compro-los-activos-locales-de-la-petrolera-apache-por-us-800-millones>>.

**Gráfico 9 Participación por empresa en la producción anual de gas *tight* (2014)**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén.

**Gráfico 10 Distribución de la producción anual por área de petróleo y gas *shale* (2014)**

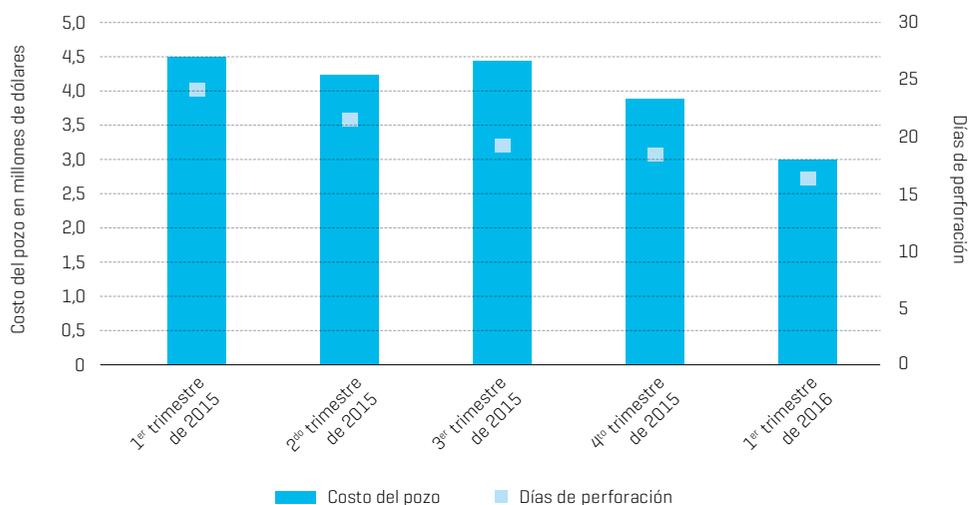


Nota: Loma Campana: YPF + Chevron, El Orejano: YPF + Dow (50% cada una), Aguada Pichana: TOTAL, YPF, Pan American Energy –Bridas(1) y BP– y Wintershall.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén.

productiva también se advierte que se ha optimizado el método de estimulación (fractura) y se han resuelto problemas de devolución de arena (Bizzotto, 2016). Si bien la información disponible es escasa, dado que las empresas consideran estos datos como estratégicos y confidenciales, Barreiro (2009) muestra cifras donde los tiempos de perforación en yacimientos *tight*, en la cuenca de Piceance (Estados Unidos), se redujeron de 30 a 13 días entre 1994 y 2005.<sup>19</sup>

**Gráfico 11 Costo y tiempos asociados a la perforación de gas *tight***  
En millones de dólares y días



Fuente: Bizzotto (2016).

El informe se centra en *shale* por la magnitud de los recursos valorizados y la complejidad tecnológica que requiere su explotación. En el caso de los yacimientos *tight*, el desarrollo se basa en la perforación de pozos verticales de menor profundidad y la fracturación hidráulica, por lo que la relación actual de costo/productividad resultaría adecuada.

En el caso de la producción de *shale*, el modelo de negocios se puede estilizar en cuatro etapas (Caligari y Hirschfeldt, 2015). La primera etapa es la de exploración –también

<sup>19</sup> Se asume que, al menos en parte, el aprendizaje más veloz registrado por YPF posiblemente se explique por los recorridos previos de las empresas multinacionales de servicios en locaciones como la mencionada.

nombrada por algunos como la etapa basada en ciencia—. Aquí, no existe un “descubrimiento” en sentido estricto, sino una etapa de estudios para caracterizar el *play* y comprobar las condiciones técnicas de explotación. A esto le sigue la etapa piloto 1 para definir geometrías de pozo, diseños de estimulaciones y estimaciones iniciales de productividad. Se hace una prueba de materialidad del proyecto a través de cinco a diez pozos para estudiar la probabilidad de alcanzar recuperaciones comerciales. La etapa piloto 2 se orienta a probar condiciones de un desarrollo a escala industrial de veinte pozos o más—se suele considerar al menos el 5% del total de pozos estimados para el proyecto—, para finalmente pasar a la etapa de desarrollo total del bloque donde se pone en marcha una “fábrica de pozos”. Este modelo ha sido llevado adelante por YPF solo en algunas localizaciones de Vaca Muerta hasta la etapa de factoría (cuadro 8). En el año 2012 se realizaron setenta pozos exploratorios en Vaca Muerta, se evaluó la potencialidad del recurso, se estudió la geología y se analizaron métodos de estimulación de los pozos y su productividad. A partir de los resultados exploratorios, se llevaron a cabo pruebas piloto para luego comenzar la producción en *factory mode* (factoría), que está aún en una etapa de mejora continua y búsqueda de optimización. Ya que las dos primeras etapas son intensivas en conocimiento, donde se prueban y desarrollan nuevas tecnologías que permiten caracterizar y conocer mejor el subsuelo para tomar mejores decisiones, de acuerdo a varios informantes clave, en la etapa de factoría hay un camino de optimización de costos por recorrer. Entienden que es un proceso aún incipiente de mejora continua donde hay mucho margen tecnológico pero también organizacional—logística, organización del trabajo, etcétera.

En Vaca Muerta, YPF trabaja con socios internacionales: en Loma Campana, con Chevron; en La Amarga Chica, con Petronas; y en El Orejano, con Dow. En Loma Campana se comenzó con altos costos de logística, que se han ido optimizando con el tiempo. En función de la urgencia de lograr producción en un tiempo relativamente corto, YPF compró tecnología y buscó soluciones ya desarrolladas por otras firmas que trabajan fundamentalmente en Estados Unidos.<sup>20</sup> En esta búsqueda, Y-TEC ha jugado un rol clave en la evaluación de las diferentes tecnologías. Previamente a la compra de estas tecnologías y en simultáneo, abrió un programa de investigación completamente dedicado a estudiar la producción no convencional. Sus resultados son promisorios en relación con el desarrollo de una producción nacional de insumos—agentes sostén y productos químicos— utilizados

<sup>20</sup> La baja del precio del petróleo es vista como una oportunidad para el desarrollo tecnológico local. El argumento de algunos informantes clave entrevistados es que esto supone una menor presión de divisas y mayor tiempo de espera para las soluciones tecnológicas.

**Cuadro 8** Etapas de desarrollo del *shale* por parte de YPF en la Argentina

| Exploración  | Piloto  | Desarrollo   |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Evaluar potencialidad del recurso.</li> <li>&gt; Registrar características de la roca, grado de madurez térmica y fluido producido.</li> <li>&gt; Estimulación y evaluación de productividad.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Identificar las zonas de mayor potencial dentro de un bloque.</li> <li>&gt; Niveles de navegación.</li> <li>&gt; Probar tecnologías y diseños de terminación.</li> <li>&gt; Bases de diseño (<i>play books</i>).</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ciclo de evaluación de resultados y ajustes para converger a un diseño óptimo de terminación.</li> <li>&gt; Desarrollar un modelo de factoría que permita, a partir de la repetición del ciclo y la optimización de los procesos, reducir tiempos y costos.</li> </ul> |
| Un pozo cada 100 km <sup>2</sup>   | Apalancar conocimiento a partir de experiencias en bloques vecinos ( <i>data trade</i> ).   | Optimización de costos y productividad.  |

Fuente: Bizzoto (2016).

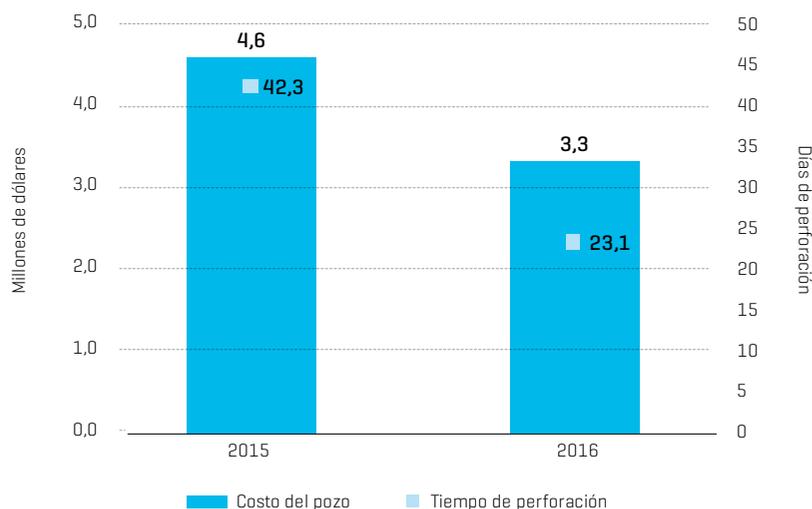
en la fracturación hidráulica; tecnologías para evaluaciones geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas; simulador de diseño de fracturas; entre otras.

En lo productivo, se comenzó a optimizar el proceso donde hay una cadena de servicios que requiere de estricta supervisión. De acuerdo con Caligari y Hirschfeldt (2015), la dinámica industrial de estas operaciones incorpora elementos de gestión y optimización de procesos que no eran hasta el momento evidentes en la industria. En particular, el concepto de curva de aprendizaje, que se ha aplicado a los desarrollos convencionales, adquiere un peso mayor cuando se perforan numerosos pozos en un período corto. Actualmente se está en una etapa donde es necesario bajar los costos de delineación de los pozos del *factoring mode*, pero es en este donde los actores identifican que se produce el aprendizaje, se aplica la tecnología y se hace la sintonía fina de la logística, que en términos de escala es muy superior a la logística de la producción convencional. Así, tanto la cantidad de días necesarios para realizar un pozo como los costos asociados se han reducido (gráfico 12).<sup>21</sup>

Sin embargo, respecto a las técnicas de fractura más adecuadas y efectivas, aún resta mucho por investigar. Un tema central es que las leyes de la física que rigen el reservorio convencional no son aplicables en los no convencionales, y eso exige un replanteo del modelo del reservorio para la identificación de los *sweet spots*—el área del reservorio que

21 Las principales optimizaciones surgieron de: i) locación reducida —en un 50%—, ii) preparación y utilización eficiente de lodo, cementación y prueba de BOP *offline* y iii) *batch drilling—skidding*, menor tiempo en armado de sondeo.

**Gráfico 12** Costo y tiempos de perforación en pozos *shale*  
En millones de dólares y días



**Nota:** Los datos corresponden al promedio de 2015 y al promedio de 2016 de los yacimientos LLL-1305 (h), LLL-1306 (h), LLL-1307 (h) y LLL-1308 (h).

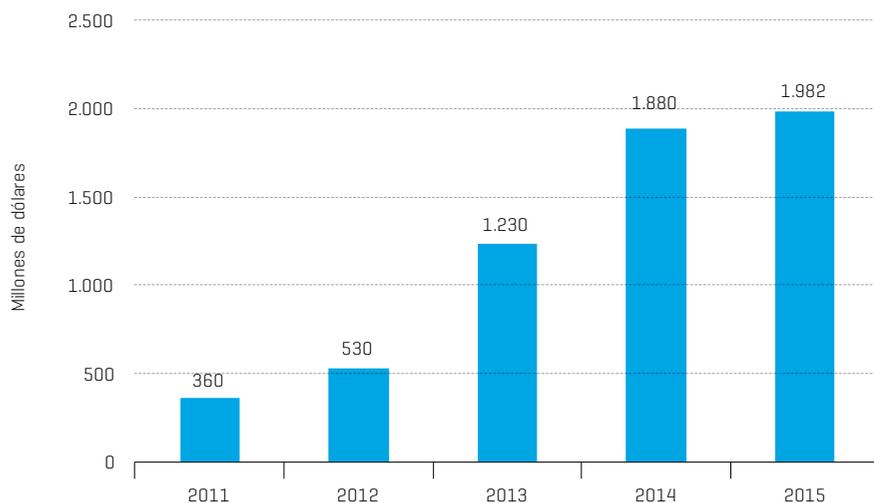
**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de Bizzotto (2016).

<sup>22</sup> En la industria se usa el concepto de *sweet spots* para referirse a áreas que presentan producción por encima del promedio. Esos sectores son los objetivos de perforación y poseen porosidad, permeabilidad y contenidos de materia orgánica adecuados, además de altas presiones y propiedades mecánicas de la roca que hacen factible una fractura hidráulica efectiva (Caligari y Hirschfeldt, 2015).

presenta el mejor potencial de explotación—y la determinación de las mejores locaciones para la perforación de los pozos.<sup>22</sup> Estudios en detalle del proceso de fracturamiento—grado de penetración en la roca, comportamiento de los distintos insumos inyectados, análisis de los fluidos recuperados en boca de pozo—relacionados con la productividad de los pozos permiten evolucionar en el conocimiento y mejorar en la eficiencia de la operación.

En términos monetarios, los esfuerzos de exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales se manifiestan en un crecimiento sustantivo de la inversión anual bruta. En cuatro años los montos invertidos se multiplicaron por cinco, pasando de 360 millones de dólares a casi 2 mil millones (gráfico 13).

**Gráfico 13** Inversión anual bruta de la empresa YPF en extracción no convencional [2011-2015]  
En millones de dólares



Fuente: Bizzotto (2016).

## Síntesis

Queda en evidencia que los hidrocarburos representan más del 90% de las fuentes primarias de energía del país y que, aun en escenarios optimistas de mayor participación de energías no renovables en la matriz energética, mantendrán su participación elevada por los próximos veinte años. A lo largo de la última década, en la Argentina se registró un período de alto crecimiento económico con fuertes subsidios a la energía de uso industrial, comercial y doméstico, que redundaron en un fuerte incremento del consumo energético. Esto se dio en un marco de caída de reservas y de producción doméstica de hidrocarburos, que derivó en incrementos de importaciones fundamentalmente de gas proveniente de Bolivia para cubrir el déficit energético, lo cual resultó en un problema de restricción externa.

Es en este contexto de alto déficit energético que los hallazgos de recursos no convencionales fueron –y aún son– vistos por los actores ligados al sector como una posible solución para abastecer al país de los requerimientos energéticos necesarios para sostener y

acelerar el crecimiento económico. No obstante, cabe aclarar que en materia de política energética —en lo que se refiere a no convencional— la estrategia que se impulsará desde el nuevo gobierno, y desde la conducción de YPF asumida en el año 2016, aún no es clara.

La evidencia reciente indica que la extracción no convencional es una realidad en la provincia de Neuquén. Los últimos datos revelan que la extracción no convencional en esta provincia, principal productora de hidrocarburos provenientes de estos yacimientos, representa el 20% y el 34% del total extraído de PYC, respectivamente. Esta participación se explica fundamentalmente por las actividades de YPF, que comienza a recorrer un sendero de aprendizaje relativo a estos recursos sobre la base de una producción efectiva, que constituye actualmente la segunda en importancia a nivel internacional, luego de Estados Unidos, y provee un campo de evidencia para indagar acerca de lo aprendido hasta el momento y de la participación local en ese aprendizaje.

## La innovación en el *upstream* de petróleo y gas a nivel internacional: dinamismo reciente y cambios en los roles de los principales jugadores

En las clasificaciones tecnológicas sectoriales la actividad petrolera aparece entre las de menor intensidad en I+D. Loschky (2008) calcula el cociente de la I+D directa e indirecta con respecto a la producción utilizando la matriz de insumo-producto del año 2000 con datos de 18 países de la OCDE. En su clasificación, la actividad petrolera se ubica entre los de media-baja tecnología con un coeficiente de 1,1%, apenas por encima de las de baja tecnología que concentran a las actividades con coeficientes menores a 1% y muy por debajo de las de media-alta tecnología con coeficientes superiores a 2,5% y a las de alta que se encuentran por encima de 7,5%. En la clasificación de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), forma parte de los bienes primarios y de las manufacturas basadas en recursos naturales, para las cuales ni siquiera se calcula la intensidad

tecnológica. Finalmente, en el caso argentino el CEP (2008) ubica a la actividad petrolera entre las de baja tecnología, utilizando el cociente I+D/ventas de acuerdo a los datos de la encuesta de innovación 2002-2004.

Sin embargo, diferentes análisis indican que la innovación ha sido muy importante en las últimas décadas en el *upstream* petrolero y que la industria se ha hecho crecientemente intensiva en tecnología (Acha, 2002; Persaud, 2007; Perrons, 2014; Shuen, Feiler y Teece, 2014). Una parte de ese nuevo ímpetu de la innovación se vincula con dos aspectos. Por un lado, las reservas convencionales muestran signos de insuficiencia y de caída de productividad y tanto la recuperación de los yacimientos convencionales como la explotación de fuentes no convencionales requieren de nuevas tecnologías (Persaud, 2007; Perrons, 2014). Además de ello, la explotación y producción han enfrentado varios episodios accidentales con elevados costos ambientales y en vidas humanas—por ejemplo, Piper Alpha, Exxon Valdez, Brent Spar y Deepwater Horizon—,<sup>23</sup> que han generado nuevas expectativas y requerimientos sobre los estándares de seguridad de la actividad petrolera.

En ese marco, se ha acelerado recientemente la innovación relacionada, entre otros aspectos, con la sísmica y procesamiento de datos—para la exploración—, la fractura horizontal y la logística en yacimientos no convencionales; con mejores técnicas de recuperación—secundaria y terciaria— en yacimientos convencionales; y con el uso y la reutilización del agua en lo relativo al medioambiente. Estos cambios técnicos resultan en gran medida de la actividad de un conjunto acotado de empresas dedicadas a la producción petrolera—operadoras— y a la provisión de equipos y servicios petroleros—empresas de equipos y servicios— a nivel internacional. Entre las primeras se encuentran las grandes operadoras multinacionales como Exxon Mobil, Shell o Total, y las grandes operadoras nacionales como Saudi Aramco, PDVSA, Petrobras, Statoil o Gazprom, que suelen participar en todas las actividades de la cadena de valor. Mientras, entre las empresas de servicios las más dinámicas en la generación de nuevas tecnologías relacionadas con el *upstream* son las transnacionales Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes y Weatherford. En este segmento, el panorama de los principales actores se completa en cada localización con proveedores pequeños y medianos de diversos servicios de alcance local y con reducida incidencia en el avance técnico de la actividad a nivel internacional, aunque

<sup>23</sup> Véase Perrons (2014).

con una importancia en los entramados nacionales, que varían de acuerdo a las formas institucionales que se van desarrollando localmente.<sup>24</sup>

Si bien las publicaciones sectoriales especializadas contienen abundante información —en algunos casos con un alto grado de detalle técnico— sobre innovaciones de producto y de proceso muy significativas para la actividad a nivel internacional, sin embargo, no se encuentra sistematizada. Por lo tanto, para realizar un análisis agregado de la situación y la evolución del cambio tecnológico en PYC, y contextualizarla en términos temporales y sectoriales, se debe recurrir a los tradicionales indicadores de inversión en I+D y solicitud de patentes que, a pesar de sus conocidas limitaciones para dar cuenta de los procesos de innovación desarrollados por una empresa, sector o país, se encuentran disponibles, sistematizados y permiten realizar análisis de evolución y comparaciones intersectoriales.

## Investigación y desarrollo en petróleo

Una de las fuentes de información más actualizadas y abarcativas sobre la inversión en I+D de las principales firmas a nivel internacional es la generada por EU Industrial R&D Scoreboard de la Comisión Europea,<sup>25</sup> que en su informe de 2015 incluye a las 2.500 empresas que cotizan en bolsa que más invirtieron en I+D en 2013, además de incorporar las ventas, el número de ocupados y el valor de mercado de la firma.

Utilizando esos datos, en el cuadro 9 se presenta un *ranking* sectorial de intensidad en I+D (calculada como inversión en I+D sobre ventas). Como se puede apreciar, las empresas ligadas a la actividad petrolera presentan una intensidad tecnológica bastante menor al promedio de las 2.500 empresas que más invierten en I+D a nivel internacional. En tal sentido, mientras que el promedio es de 3,2%, las empresas de equipos y servicios petroleros presentan una intensidad tecnológica de 0,8% y las operadoras, de 0,3%.

Cuando se analiza por empresas dentro del sector petrolero en particular (cuadro 10), tres firmas relativamente pequeñas de equipos y servicios, que invierten entre el 3,7% y el 6% de sus ventas en I+D, encabezan el *ranking*, mientras que inmediatamente a continuación se ubican las grandes multinacionales de la actividad: Schlumberger (2,6%), Halliburton (2,0%), Weatherford (1,7%) y Baker Hughes (1,7%). Entre las operadoras, ese *ranking* está

<sup>24</sup> Un ejemplo de armado de un sistema local basado en conocimiento alrededor de una gran petrolera nacional es el de Statoil en Noruega (Sasson y Blomgren, 2011).

<sup>25</sup> Véase <<http://iri.jrc.ec.europa.eu>>.

Cuadro 9 Ranking sectorial de intensidad en investigación y desarrollo (2013)

| Sector   | Intensidad tecnológica<br>[I+D/ventas] | I+D de 2013 (en<br>millones de euros) | Ventas de 2013<br>[en millones de euros] | Cantidad<br>de empresas |
|--|--|---------------------------------------|--|-------------------------|
| Farmacéutica y biotecnología                     | 14,5                                   | 96.861                                | 669.140                                  | 294                     |
| Software y servicios informáticos                | 10,4                                   | 50.846                                | 489.471                                  | 268                     |
| Computadoras y equipos informáticos              | 8,0                                    | 86.587                                | 1.085.253                                | 334                     |
| Productos para ocio                              | 7,3                                    | 12.499                                | 171.682                                  | 38                      |
| Aeroespacial y defensa                           | 4,6                                    | 18.712                                | 406.500                                  | 51                      |
| Equipo electrónico y eléctrico                   | 4,3                                    | 41.342                                | 961.455                                  | 242                     |
| Automotores y autopartes                         | 4,2                                    | 83.676                                | 1.978.227                                | 148                     |
| Equipos y servicios para la salud                | 4,2                                    | 11.742                                | 279.058                                  | 97                      |
| Servicios financieros                            | 3,5                                    | 889                                   | 25.687                                   | 15                      |
| Servicios de consultoría                         | 3,4                                    | 3.008                                 | 88.893                                   | 32                      |
| Ingeniería industrial                            | 2,8                                    | 23.509                                | 841.247                                  | 212                     |
| Medios de comunicación                           | 2,6                                    | 1.533                                 | 58.705                                   | 18                      |
| Químicos   | 2,6                                    | 19.736                                | 760.617                                  | 139                     |
| Bienes personales                                | 2,2                                    | 3.792                                 | 170.103                                  | 47                      |
| Industrias en general                            | 2,2                                    | 16.741                                | 767.688                                  | 95                      |
| Bienes para el hogar y construcción              | 2,1                                    | 4.597                                 | 218.013                                  | 38                      |
| Bancos   | 2,0                                    | 8.449                                 | 413.782                                  | 29                      |
| Telefonía fija                                   | 1,8                                    | 7.971                                 | 453.302                                  | 20                      |
| Turismo y entretenimiento                        | 1,6                                    | 2.176                                 | 136.600                                  | 24                      |
| Alimentos  | 1,3                                    | 6.345                                 | 478.024                                  | 60                      |
| Comercio minorista                               | 1,2                                    | 3.100                                 | 236.190                                  | 18                      |
| Materiales de construcción                       | 1,0                                    | 7.368                                 | 718.527                                  | 72                      |
| Equipos y servicios petroleros                   | 0,8                                    | 2.577                                 | 308.723                                  | 16                      |
| Metales y minerales industriales                 | 0,8                                    | 3.586                                 | 435.829                                  | 41                      |
| Forestal y papel                                 | 0,8                                    | 569                                   | 70.797                                   | 13                      |
| Minería  | 0,7                                    | 1.073                                 | 154.997                                  | 11                      |
| Electricidad                                     | 0,6                                    | 2.876                                 | 510.477                                  | 29                      |
| Transporte industrial                            | 0,5                                    | 619                                   | 129.878                                  | 11                      |
| Productoras de petróleo                          | 0,3                                    | 9.551                                 | 2.865.804                                | 27                      |
| Gas, agua y otras utilidades                     | 0,3                                    | 1.108                                 | 373.919                                  | 13                      |
| Otras (con menos de diez empresas en el ranking) | 1,1                                    | 4.862                                 | 437.414                                  | 48                      |
| <b>Total</b>                                     | <b>3,2</b>                             | <b>538.300</b>                        | <b>16.723.002</b>                        | <b>2.500</b>            |

Fuente: Elaboración propia con base en datos de EU Industrial R&D Scoreboard. Disponible en <<http://iri.jrc.eceuropa.eu/>>.

liderado por empresas nacionales como Petrobras (Brasil) con 0,9%, Sasol (Sudáfrica) con 0,8% y Petrochina (China) con 0,6%. Entre las principales operadoras multinacionales se destacan Total con 0,6%, mientras que BP, Shell, Exxon y Chevron muestran coeficientes de entre el 0,2% y 0,3%.

Si bien, como se puede observar, la intensidad tecnológica de las operadoras es significativamente menor a la de las empresas de equipos y servicios, a nivel agregado su inversión en I+D es cuatro veces mayor. En este marco, la menor intensidad se explica por el tamaño del negocio de las operadoras que es nueve veces mayor al de las empresas de servicios—a nivel agregado supera incluso holgadamente al de cualquiera de los demás sectores del *ranking*, aun cuando el número de empresas petroleras que ingresan al *ranking* es sustancialmente menor.

Esta situación matiza la diferencia de intensidad que pone a las empresas de servicios como las principales impulsoras del cambio técnico en el sector en los últimos años, a la vez que la diferencia de tamaño de los negocios de uno y otro segmento genera interrogantes acerca de la distribución de la renta de la innovación.<sup>26</sup> Sin embargo, existe consenso en la literatura acerca de que las empresas de servicios han ido ganando un protagonismo creciente en el cambio técnico del sector desde mediados de los setenta, que se ha acelerado desde inicios de los noventa, a partir de sucesivas reestructuraciones del negocio de las operadoras que, en búsqueda de mejoras de eficiencia y rendimiento, han ido tercerizando actividades que antes desarrollaban internamente (Bohi, 1998; Acha, 2002; Perrons, 2014; Maleki, Rosiello y Wield, 2016).

<sup>26</sup> Es decir, qué parte de los beneficios económicos de la innovación generada por las empresas de servicios puede ser efectivamente apropiada por estas empresas y qué parte se transfiere a las operadoras que aprovechan los avances técnicos generados por las empresas de servicios para acceder a nuevas fuentes de recursos, mejorar su productividad e incrementar las tasas de recuperación de pyc.

Cuadro 10 Ranking empresarial de intensidad en investigación y desarrollo en el sector petrolero (2013)

| Empresa                        | Segmento  | Intensidad tecnológica<br>(I+D/ventas) | I+D de 2013<br>(millones de euros) | Ventas de 2013<br>(millones de euros) | Ocupados de 2013 |
|--------------------------------|-----------|--|------------------------------------|---------------------------------------|------------------|
| CGG                            | Servicios | 6,0                                    | 163                                | 2.731                                 | 9.688            |
| Yantai Jereh Oilfield Services | Servicios | 5,6                                    | 24                                 | 434                                   | 2.917            |
| Petroleum Geo Services         | Servicios | 3,7                                    | 40                                 | 1.089                                 | 2.245            |
| Schlumberger                   | Servicios | 2,6                                    | 851                                | 32.823                                | 123.000          |
| Halliburton                    | Servicios | 2,0                                    | 426                                | 21.320                                | 77.000           |
| Weatherford International      | Servicios | 1,7                                    | 192                                | 11.067                                | 67.000           |
| Baker Hughes                   | Servicios | 1,7                                    | 268                                | 16.216                                | 59.400           |
| Sinopec Engineering            | Servicios | 1,4                                    | 75                                 | 5.177                                 | 19.219           |
| Tenaris                        | Servicios | 1,0                                    | 77                                 | 7.856                                 | 26.673           |
| Petrobras                      | Operadora | 0,9                                    | 834                                | 93.924                                | 86.108           |
| Cameron International          | Servicios | 0,8                                    | 60                                 | 7.134                                 | 29.000           |
| Technip                        | Servicios | 0,8                                    | 76                                 | 9.336                                 | 38.851           |
| Sasol                          | Operadora | 0,8                                    | 100                                | 12.530                                | 35.471           |
| Petrochina                     | Operadora | 0,6                                    | 1.682                              | 268.319                               | 544.083          |
| Total                          | Operadora | 0,6                                    | 949                                | 171.655                               | 98.799           |
| SBM Offshore                   | Servicios | 0,5                                    | 18                                 | 3.483                                 | 8.358            |
| Statoil                        | Operadora | 0,5                                    | 382                                | 76.017                                | 23.115           |
| CNOOC                          | Operadora | 0,5                                    | 152                                | 32.073                                | 17.553           |
| ConocoPhillips                 | Operadora | 0,5                                    | 187                                | 40.740                                | 18.400           |
| BG                             | Operadora | 0,4                                    | 55                                 | 14.087                                | 5.536            |
| Rosneft                        | Operadora | 0,4                                    | 377                                | 103.995                               | s/d              |
| Oil & Natural Gas              | Servicios | 0,3                                    | 70                                 | 20.295                                | 33.988           |
| Chevron                        | Operadora | 0,3                                    | 544                                | 159.716                               | 64.600           |
| Gazprom                        | Operadora | 0,3                                    | 371                                | 116.442                               | 429.000          |
| Royal Dutch Shell              | Operadora | 0,3                                    | 956                                | 327.195                               | 92.000           |
| Idemitsu Kosan                 | Operadora | 0,3                                    | 97                                 | 34.672                                | 8.749            |
| Exxon Mobil                    | Operadora | 0,2                                    | 757                                | 305.153                               | 75.000           |
| China Petroleum & Chemicals    | Operadora | 0,2                                    | 753                                | 314.001                               | 368.953          |
| Neste Oil                      | Operadora | 0,2                                    | 40                                 | 17.462                                | 5.097            |
| SK Innovation                  | Operadora | 0,2                                    | 104                                | 45.805                                | s/d              |

[cont.]

| Empresa                | Segmento  | Intensidad tecnológica [I+D/ventas] | I+D de 2013 [millones de euros] | Ventas de 2013 [millones de euros] | Ocupados de 2013 |
|------------------------|-----------|-------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------|
| SK                     | Servicios | 0,2                                 | 167                             | 76.796                             | s/d              |
| Repsol YPF             | Operadora | 0,2                                 | 112                             | 55.746                             | 30.296           |
| BP                     | Operadora | 0,2                                 | 513                             | 274.916                            | 83.900           |
| CPC                    | Servicios | 0,2                                 | 52                              | 28.668                             | s/d              |
| JX                     | Operadora | 0,2                                 | 155                             | 85.471                             | 26.616           |
| ENI                    | Operadora | 0,2                                 | 197                             | 114.722                            | 82.289           |
| Showa Shell Sekiyu     | Operadora | 0,1                                 | 30                              | 20.340                             | 5.829            |
| Petróleos de Venezuela | Operadora | 0,1                                 | 101                             | 82.647                             | 121.187          |
| GS Caltex              | Operadora | 0,1                                 | 32                              | 31.370                             | s/d              |
| Cosmo Oil              | Operadora | 0,1                                 | 23                              | 24.362                             | 6.491            |
| OMV                    | Operadora | 0,0                                 | 17                              | 42.415                             | 26.863           |
| PETRONAS               | Servicios | 0,0                                 | 18                              | 64.297                             | 5.428            |
| <b>Total general</b>   |           | <b>0,4</b>                          | <b>12.095</b>                   | <b>3.174.498</b>                   | <b>2.758.702</b> |

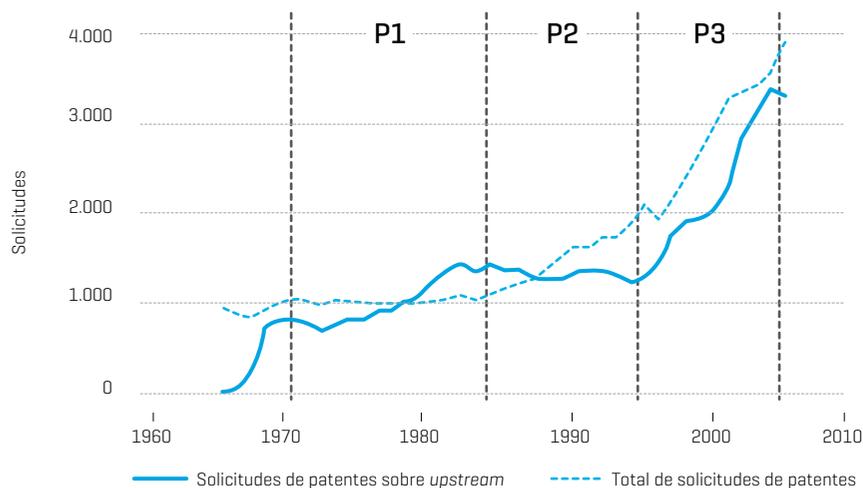
Fuente: Elaboración propia con base en datos de EU Industrial R&D Scoreboard. Disponible en <<http://iri.jrc.ec.europa.eu>>.

## Patentamiento reciente en la actividad petrolera convencional y no convencional

En lo relativo a patentes, el análisis sobre solicitudes en tecnologías vinculadas a la actividad petrolera indica que la innovación se ha acelerado desde mediados de los años setenta, a partir de la denominada crisis del petróleo (gráfico 14). Dentro de esa tendencia creciente que abarca las últimas cuatro décadas, Maleki, Rosiello y Wield (2016) identifican tres subperíodos con particularidades en lo relativo al ritmo de las solicitudes, al tipo de agentes responsables de estas y a la evolución del precio del petróleo.

El primer período que va desde inicios de los setenta hasta mediados de los ochenta muestra una tendencia creciente de las solicitudes, y en 1984 llega casi a duplicar las de 1970—aproximadamente 1.450 contra 700—. Este período se inicia en el *shock* de los setenta, cuando confluyen la nacionalización del petróleo en los países árabes, la revolución

**Gráfico 14** Evolución de las solicitudes de patentes vinculadas al *upstream* petrolero en la United States Patent and Trademark Office



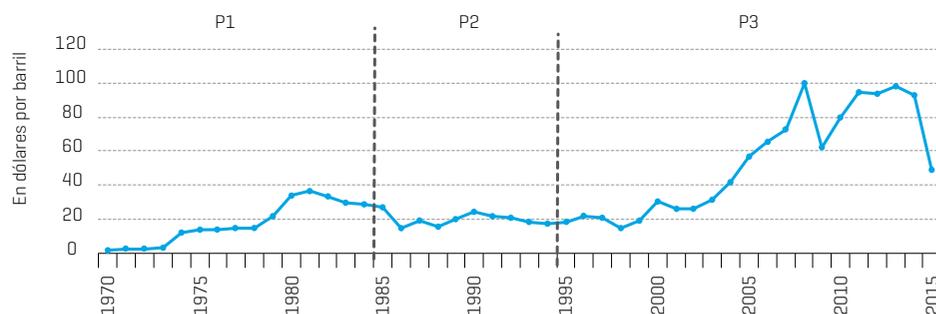
Fuente: Maleki, Rosiello y Wield (2016).

iraní y el incremento del consumo que elevó los precios del petróleo (gráfico 15). Esto llevó a esfuerzos de innovación para diversificar los recursos que se tradujeron en una tasa creciente de innovaciones y patentes. De acuerdo con Fagan (1997), estos esfuerzos lograron reducir los costos de exploración y producción e incrementar las tasas de reemplazo de las reservas. Este progreso tecnológico provocó un exceso de oferta que redujo los precios del petróleo y la actividad innovadora a partir de mediados de los ochenta.

El segundo período, donde las solicitudes de patentes decrecen, coincide precisamente con los precios del petróleo estancados y en descenso. Los precios decrecientes dieron lugar a las modificaciones en las formas de organización del negocio mencionadas más arriba. Las principales operadoras comenzaron a reducir la participación de los costos fijos en sus estructuras de costos, principalmente a través de la tercerización de la provisión de equipos y servicios, lo cual modificó la configuración de la industria en particular en lo relativo a la innovación. En este marco, se empezó a abandonar el esquema tradicional

donde las grandes operadoras verticalmente integradas manejaban la mayor parte del negocio y la tecnología, lo cual dio paso a una mayor división del trabajo que, a su vez, se vio reflejada en un creciente protagonismo de las empresas de servicios en la generación de las nuevas tecnologías requeridas por la actividad.<sup>27</sup>

**Gráfico 15 Evolución del precio del barril de petróleo (1970-2015)**



**Nota:** Las series completas de precios de petróleo utilizan para el período 1970-1973 el precio oficial Saudi Light; para 1974-1985, precios de importación de Estados Unidos; y, finalmente, para 1986-2007, precios *spot* para West Texas Intermediate at Cushing (WTI Cushing).

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de EIA. Disponible en <<http://www.eia.gov>>.

<sup>27</sup> El cambio de roles en la industria petrolera desde inicios o mediados de los noventa hacia un papel más significativo de las empresas de servicios petroleros en el avance tecnológico del sector también es destacado por Acha (2002) y *The Economist* (2012).

<sup>28</sup> En este marco, Maleki, Rosiello y Wield (2016) argumentan que el primer período se puede asociar con la forma Schumpeter Mark I, de regímenes tecnológicos; el segundo, con la forma Mark II; y el tercero también con una forma Mark II pero modificada por el ingreso y rápida consolidación de un conjunto de nuevos actores principales en la innovación del sector, que son las empresas multinacionales de servicios petroleros.

Este nuevo rol de las empresas de servicios con respecto al cambio técnico en la actividad petrolera coincide con un pronunciado incremento de la actividad innovadora en el tercer período, que se inicia a mediados de los noventa. En este período el incremento de la actividad innovadora antecede en parte a la evolución del precio del barril, ya que este comienza a aumentar de manera más sostenida solo a partir de 2002. En tal sentido, en la explicación de la creciente actividad innovadora del período parecen predominar los desafíos tecnológicos enfrentados por la industria por la apuesta a los recursos no convencionales y las fuentes *offshore*, en el marco de una tendencia clara al agotamiento de los recursos tradicionales en muchas localizaciones y de la necesidad de dar respuesta a los requerimientos de dotar de mayor seguridad a las actividades, a partir de los acontecimientos previamente comentados.<sup>28</sup> Sin embargo, si se comparan los gráficos 14 y 15, se puede apreciar que el patentamiento muestra una evolución similar a la del precio del

petróleo, lo cual explica un comportamiento procíclico del patentamiento. Mayores precios de petróleo incentivan a las empresas a poner en producción áreas cuyas técnicas de extracción no están del todo desarrolladas.<sup>29</sup> También es factible que, al menos en la parte inicial del período de precios en ascenso, el aumento del patentamiento se explique por un comportamiento contracíclico de la I+D, que debió desarrollarse previamente para permitir ese patentamiento. La importancia de desarrollar un comportamiento contracíclico en la búsqueda de nuevas soluciones tecnológicas ha sido destacado por varios de los informantes clave entrevistados para este estudio, que destacan que ante nuevas oportunidades o necesidades, “cuando el precio sube ya es tarde para iniciar la investigación”.<sup>30</sup>

En lo relativo a las tecnologías asociadas específicamente a recursos no convencionales –fracturación horizontal y fracturación en formaciones subterráneas–, se identificaron 4.869 solicitudes de patentes publicadas en la United States Patent and Trademark Office (USPTO) entre 1970 y 2013.<sup>31</sup> Sin embargo, el número de solicitudes relacionadas con estas tecnologías fue reducido y relativamente constante hasta finales de los noventa, para comenzar a incrementarse rápidamente desde inicios de los 2000 (gráfico 16).<sup>32</sup> Esta evolución parecería confirmar que la necesidad de desarrollar tecnologías asociadas a la exploración y explotación de recursos no convencionales se encuentra entre los determinantes de la intensificación del desarrollo tecnológico en la actividad petrolera del último período.

Entre los titulares de esas solicitudes prevalecen claramente las empresas de servicios, especialmente Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes (gráfico 17).

En síntesis, el *upstream* petrolero es todavía una actividad de baja pero creciente intensidad tecnológica. Esto último se aprecia especialmente cuando se observa el crecimiento del patentamiento en las últimas dos décadas. Los principales impulsores de esta creciente intensidad son la tendencia al agotamiento de los recursos convencionales, la necesidad de dotar de mayor seguridad a la actividad para evitar accidentes y efectos ambientales no deseados y la necesidad de desarrollar tecnologías que hagan rentable la explotación de los recursos no convencionales. En ese marco, a lo largo de las últimas dos décadas, que son en las que se han verificado los principales avances tecnológicos que han permitido la viabilidad de la explotación de yacimientos no convencionales, principalmente

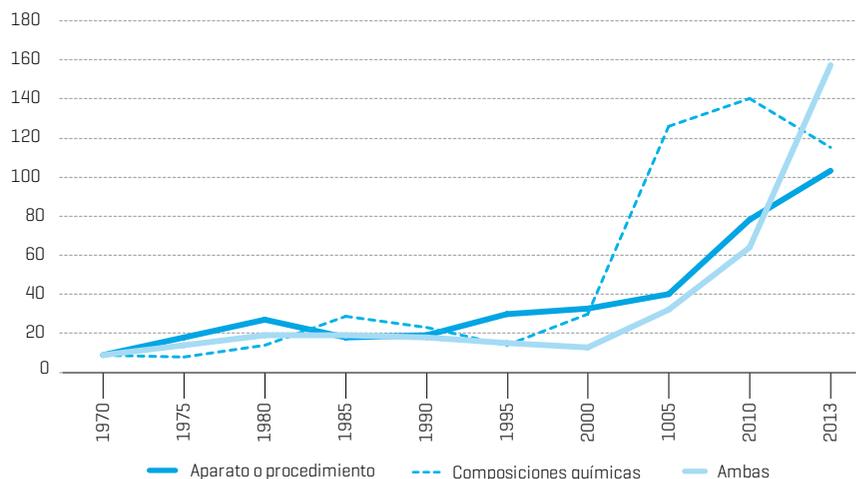
<sup>29</sup> A modo ilustrativo, en la Argentina, una de las empresas líderes de servicios que opera en Vaca Muerta señaló haber registrado dos patentes que protegen desarrollos propios, realizados para dar respuesta a problemas productivos específicos de esa formación.

<sup>30</sup> En el caso particular de los no convencionales, algunos entrevistados destacaron que quien decida discontinuar los programas de I+D porque los precios actuales del petróleo no permiten vislumbrar la posibilidad de una explotación rentable del recurso en el corto plazo, no va a tener oportunidad de competir con quienes sostengan sus programas una vez que se modifique la tendencia de los precios.

<sup>31</sup> Para el segmento no convencional fue necesario realizar un análisis *ad hoc* para este trabajo, ya que no hay estudios actualizados sobre el tema. Para ello se recurrió a la base de datos abierta *Worldwide Espacenet*, donde se consultaron las solicitudes publicadas por la USPTO entre 1970 y 2013. Para hallar las solicitudes relevantes se utilizó la *Cooperative Patent Classification*, uno de los dos sistemas de clasificaciones tecnológicas utilizados por la *Worldwide Espacenet*, debido a que contiene al menos seis grupos altamente vinculados con las tecnologías analizadas por este estudio.

<sup>32</sup> El incremento del número de solicitudes presentadas a principios de la década de 2000 es consistente con otros estudios sobre patentes en fracturación hidráulica (Cahoy, Gehman y Lei, 2013).

**Gráfico 16 Solicitudes de patentes relacionadas con *fracking* presentadas en la United States Patent and Trademark Office, años seleccionados (1970-2013)**



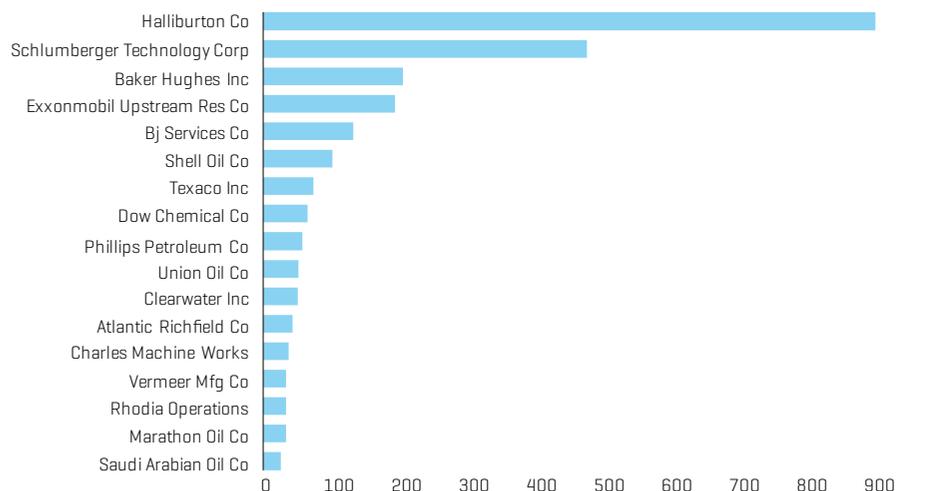
Fuente: Elaboración propia con base en datos de *Worldwide Espacenet*.

en Estados Unidos pero también en la Argentina y Canadá, se ha consolidado un cambio estructural en cuanto a los actores que impulsan el cambio tecnológico. Este cambio ha involucrado un claro pasaje del protagonismo tecnológico desde las operadoras a las empresas de equipos y servicios petroleros.

### **Oportunidades y desafíos tecnológicos asociados al desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la Argentina**

Los reservorios no convencionales son complejos y presentan numerosos desafíos. Como se planteó previamente, la tecnología principal para la actividad petrolera es suministrada por proveedores tecnológicos que operan globalmente y que cuentan con representaciones comerciales regionales. Estas empresas realizan actividades de I+D en centros que se encuentran en sus casas matrices y en unas pocas localizaciones en mercados muy relevantes para sus operaciones, y abastecen a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas.

**Gráfico 17** Cantidad de patentes relacionadas con *fracking* presentadas en la United States Patent and Trademark Office por titular [1970-2013]



**Nota:** Los titulares de las patentes corresponden a empresas de Estados Unidos, a excepción de Rhodia Operations (Francia) y Saudi Arabian Oil Co (Arabia Saudita).

**Fuente:** Elaboración propia con base en datos de *Worldwide Espacenet*.

Dado que los mayores desarrollos de reservorios no convencionales se realizan en Estados Unidos, las empresas tecnológicas se han enfocado en brindar soluciones relacionadas a estudios geológicos y, especialmente, a la perforación horizontal, la fracturación hidráulica y la eficiencia operativa, para atender las necesidades de las operadoras en ese país. 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”, que consta de tres etapas (véase cuadro 8). Este se centra en perforar una gran cantidad de pozos, principalmente horizontales, y estimularlos por fracturación hidráulica, poniendo el foco en la eficiencia operativa y las economías de escala. Además de ello, realizan permanentemente mejoras logísticas para bajar tiempos en la perforación de los pozos e innovaciones tecnológicas para perfeccionar las fracturaciones hidráulicas, recuperando mayores volúmenes de gas o petróleo.

En el caso argentino, el modelo de “factoría de pozos” ha servido también de referencia para el desarrollo inicial de Vaca Muerta, apoyado en los proveedores globales de soluciones tecnológicas. Sin embargo, los reservorios argentinos tienen características geológicas particulares, diferentes a las de Estados Unidos, y hay una estructura menos desarrollada de proveedores tecnológicos locales y un menor tamaño de las actividades de explotación. Como consecuencia de ello, las tecnologías que cuentan estos proveedores y que ofrecen en el país no están totalmente adaptadas a las necesidades particulares de los reservorios argentinos y tienen además un costo elevado para el grado de desarrollo actual del negocio en la Argentina –aun más teniendo en cuenta que a los valores de referencia calculados en puertos de Estados Unidos se deben adicionar los costos de transporte, impuestos y seguros.

Ese contexto permite visualizar un conjunto de desafíos tecnológicos y oportunidades consecuentes asociados a un mayor desarrollo de la explotación de hidrocarburos no convencionales –*shale* y *tight*– en la Argentina. Los desafíos se pueden agrupar en tres áreas principales: desarrollo de conocimientos en relación a la geología del reservorio; mejora de la productividad de los pozos y reducción de los costos operativos en modo factoría.

Respecto del desarrollo de conocimientos y tecnologías en relación con la geología y delineación del reservorio, los principales desafíos y oportunidades se relacionan con: la geofísica, tanto en el registro como en el procesamiento, para la identificación de las capas lutíticas de los reservorios *shale* y de las fracturas/microfracturas naturales o artificiales; la roca generadora, geoquímica y petrofísica, para el estudio de la capacidad de producción de hidrocarburos económicamente explotables; la trampa y sello, estudio de la mecánica de rocas –geomecánica– para el diseño de las fracturas para la óptima recuperación de los hidrocarburos; el reservorio, modelos para la interpretación de las características geológicas y de los fluidos congruentes con su problemática, e identificación de los *sweet spot* –zonas con mayor probabilidad de acumulación–; y las reservas, métodos y sistemas satisfactorios para la certificación de las reservas según normas vigentes.

En mejora de la productividad de los pozos, las principales necesidades de avance se vinculan a: fracturación hidráulica, productos, equipos y modelos que optimicen la apertura de la fractura y, especialmente, la superficie de contacto con el reservorio; terminación,

equipos para la instalación de producción en subsuperficie que faciliten el flujo del hidrocarburo; y seguimiento de la producción, sistema basado en la tecnología de la información para el monitoreo continuo de la producción 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, equipos con mayor potencia para reducir tiempos y perforar pozos múltiples; fracturación hidráulica, plataformas móviles que abarquen los productos y equipos, y que faciliten la logística de esta actividad.

El conjunto de oportunidades de desarrollo tecnológico mencionadas no debe considerarse exhaustivo, por un lado, porque solo hace referencia a las más relevantes de mencionar en este documento y, por el otro, porque se basa en el conocimiento desarrollado al presente. En esta última dirección, la resolución de los desafíos de productividad y economicidad de los reservorios no convencionales posiblemente requiera imaginar nuevas tecnologías con un pensamiento creativo –*out of the box*– que puedan resultar en cambios tecnológicos más disruptivos. Al respecto, los entrevistados en el marco del presente estudio señalaron la intención de llevar adelante proyectos de esa naturaleza, donde los resultados no estén urgidos por las demandas y los tiempos de los campos productivos. Esto implicaría confrontar el problema de una nueva manera, conceptualizarlo desde una mirada distinta, estudiarlo en forma holística y considerarlo desde perspectivas externas fuertemente multidisciplinarias –geología, geofísica, física, química, ingenierías y computación, entre otras–, y así trascender el enfoque actual –donde predomina la tendencia a adaptar el conocimiento y la tecnología disponible para yacimientos convencionales– a la explotación de los no convencionales.

En vista de este escenario, es importante destacar que en la Argentina existe una larga trayectoria en hidrocarburos, que ha generado un conjunto de actores y capacidades en términos institucionales y de recursos humanos que dan una base preliminar pero significativa para encarar algunos de los desafíos y oportunidades mencionados.

Así es que el caso argentino se encuentra signado por algunos factores específicos que deben considerarse a la hora de analizar lo ya desarrollado y la potencialidad de la actividad

no convencional en el país para constituir una plataforma de desarrollo tecnológico relevante y con impactos sobre otras actividades.

Un primer elemento a considerar es la especificidad de la geología local. Esto involucra, entre otros elementos, una distinta profundidad de los reservorios en comparación con los de Estados Unidos y una distinta conformación de la roca y de la capa que contiene el recurso. Todo ello afecta las tecnologías necesarias para la identificación y estimación del recurso—sísmica, datos, modelos, etc.—y para su explotación.

Un segundo factor tiene que ver con los actores de la cadena productiva. La mayoría de las operadoras petroleras multinacionales tienen inversiones y se encuentran operando en el país. Lo mismo ocurre con las empresas multinacionales de equipamientos y servicios. Sin embargo, el principal actor del sector en la Argentina es YPF. Según datos de la empresa, entre 2012 y 2014 su inversión en I+D se ubica entre el 0,09% y el 0,15% de la facturación, por debajo del promedio de las principales operadoras multinacionales que se encuentra en el 0,3%. Aunque YPF tiene en muchos casos acuerdos y explotación conjunta con operadoras extranjeras, no realiza programas de desarrollo tecnológico conjuntos. Además, tiene vínculos fluidos con las principales proveedoras multinacionales de equipamientos y servicios, pero estas no tienen programas significativos de I+D en el país, sino que ofrecen tecnologías desarrolladas en sus casas matrices casi “llave en mano” y luego coordinan la asistencia técnica o realizan las adaptaciones que son necesarias para el uso local. El panorama de los actores que participan de manera directa en el *upstream* se completa con un grupo numeroso de pymes locales de equipos y servicios. Muchas de estas empresas surgieron a partir de la reestructuración y tercerización de actividades emprendidas por YPF en los noventa. De acuerdo a un relevamiento realizado en 2013 por el Ministerio de Industria, las pymes de servicios petroleros en la Argentina son más innovadoras que el promedio de la industria y ello genera una base para el desarrollo de proveedores. Sin embargo, informantes clave consultados indican que, si bien las pymes del sector tienen algunas capacidades para sumarse a la cadena de generación de conocimientos, la escala del negocio local aún debe expandirse para que efectivamente realicen los esfuerzos que les permitan transitar ese *upgrading*. En particular en no convencionales, donde la tecnología se encuentra en desarrollo y la

actividad avanza aún lentamente, las empresas multinacionales tienen una clara preeminencia en la provisión de servicios y equipamientos.

Un tercer aspecto involucra a la red de actores que no operan en el plano estrictamente productivo, pero tienen incidencia indirecta sobre la actividad a partir de la generación de conocimientos y de recursos humanos. En este aspecto se destaca Y-TEC, una empresa con participación de YPF y de CONICET que tiene como objetivo generar conocimiento para la industria de hidrocarburos en particular, pero también para la industria de la energía en general. En tal sentido, la actividad principal de Y-TEC es en I+D,<sup>33</sup> por lo que en el marco de su inserción en YPF está llamada a convertirse en un actor tecnológico central en el campo de los hidrocarburos y de la energía en general en la Argentina. Sin embargo, aún se encuentra en una etapa temprana de su desarrollo y con un camino por recorrer antes de alcanzar ese sitio (recuadro 1). En materia de formación de recursos humanos, las disciplinas más relevantes son la geología y la ingeniería con orientación en petróleo o química. De acuerdo con los informantes entrevistados, en el caso argentino se registra tanto una insuficiencia en el número de graduados de estas disciplinas como la necesidad de actualizar las herramientas y los objetivos de la formación a efectos de que los graduados tengan competencias más ajustadas a los requerimientos de la actividad. Sin embargo, en los últimos años sus aspectos tecnológicos se han complejizado, ya que su desarrollo y adaptación se nutren crecientemente de otras disciplinas, como la física, la nanotecnología, las tecnologías de la información y la comunicación, entre otras.

Todo lo anterior indica que el potencial de desarrollo tecnológico local, a partir de un eventual desarrollo productivo en alta escala de los recursos hidrocarbúricos no convencionales, depende de que varios factores confluyan. En particular, se requiere un mayor alineamiento de la capacidad de I+D y la formación de recursos humanos locales con las necesidades de la industria. Sin embargo, aun en un marco de escasa coordinación en los aspectos mencionados, de acuerdo con los informantes entrevistados, las pruebas y explotaciones piloto que YPF viene desarrollando en Vaca Muerta le generan un activo de conocimiento que posiciona a la empresa ventajosamente en el panorama de los recursos no convencionales a nivel internacional. Esto es así porque las características específicas de este tipo de yacimientos aún se están conociendo y en esta actividad la posibilidad

<sup>33</sup> Y-TEC también realiza actividades de formación, transferencia de conocimientos y servicios a empresas.

**Recuadro 1****Y-TEC**

**Y-TEC** es una empresa de tecnología creada en 2012 por YPF (51%) y el CONICET (49%), cuya misión es brindar soluciones tecnológicas de alto impacto para el sector energético. Las capacidades tecnológicas aportadas por YPF a esta empresa se fueron conformando en el Centro de Tecnología Aplicada (CTA), que a su vez sucedió a la Gerencia de Activos Tecnológicos; ambos constituían los espacios principales de I+D de YPF. La empresa busca potenciar la industria nacional de hidrocarburos e impulsar las nuevas energías.

El plantel de Y-TEC está integrado por 320 científicos y técnicos especializados. Recientemente la empresa se ha trasladado a su nueva sede de 13.000 m<sup>2</sup>, ubicada en la ciudad de Berisso, provincia de Buenos Aires, que está equipada con 600 equipos, 47 laboratorios y doce plantas piloto.

La actividad principal de Y-TEC es en I+D, organizada actualmente en seis áreas estratégicas que constituyen el paraguas de quince programas tecnológicos y de 75 proyectos de I+D. Una de las áreas estratégicas es la de Recursos No Convencionales, a la que aporta de manera directa el Programa de Tecnologías para No Convencionales. Este programa busca nichos de innovación en no convencionales, por ejemplo, en el área de simuladores, fibra óptica, agentes de sostén y cerámicos, arenas resinadas, etcétera.

Desde una perspectiva más cercana a la aplicación a campo, uno de los principales desafíos en no convencionales pasa por mejorar las técnicas de fractura y de apuntalamiento. En la Argentina, el CTA inició los desarrollos de agentes de sostén e Y-TEC continúa con esos desarrollos. En lo que respecta a simulación, en las formaciones no convencionales no aplica la ley de Darcy,\* que es usada en las convencionales. En condiciones de baja permeabilidad, no es válida y no se conoce la ley de movimiento de los fluidos, lo cual genera desafíos no menores. Y-TEC trabaja sobre los fluidos para mejorar las fracturas y llevar los agentes de sostén. Si bien la simulación de fractura existe desde hace muchos años, resulta adecuada para fracturas más pequeñas, con base en la experiencia desarrollada en yacimientos convencionales. En yacimientos no convencionales la fractura es más profunda y más heterogénea, por lo que requiere de otro tipo de simulaciones. Este es otro de los ámbitos de trabajo de Y-TEC con proyectos próximos a alcanzar resultados.

\* La ley de Darcy describe el movimiento del agua en un medio poroso sobre la base de simulaciones de laboratorio. Se aplica para simular el movimiento de los fluidos en la actividad petrolera. Si el medio es de muy alta o muy baja porosidad, pierde validez.

de correr modelos de simulación que tengan elevados niveles de precisión resulta fundamental a los efectos competitivos. En este ámbito, YPF es una de las pocas empresas a nivel internacional que cuenta con la posibilidad de aprender a partir de la experimentación en terreno, lo que le permite obtener datos, correr modelos, probar su eficacia y ajustarlos con nuevos resultados.

A modo de resumen, en el cuadro 11 se presentan, de manera genérica, las principales oportunidades tecnológicas asociadas a la explotación no convencional mencionados, de acuerdo al nivel de capacidades domésticas y a los avances que se han dado en los últimos años. Al respecto, se observa que para un número de cuestiones no solo existen en el país los actores con el conocimiento necesario para desarrollarlas, sino que se advierten algunos avances moderados. Hay un segundo grupo de oportunidades tecnológicas donde las capacidades locales parecen ser suficientes para iniciar su desarrollo en el país, aunque no se hayan explotado aún —salvo en el caso de la geomecánica para el diseño de las fracturas—. Por último, hay un grupo de oportunidades para los cuales no existe capacidad suficiente para pensar en su aprovechamiento a partir de actores locales en el corto y mediano plazo. Las implicancias de política difieren para cada uno de estas situaciones. En el primer caso se deriva la conveniencia de sostener y profundizar las capacidades y avances locales. En el segundo, sería necesario fortalecer las capacidades existentes para que se puedan comenzar a dar algunos pasos hacia el aprovechamiento de las oportunidades identificadas. El tercer grupo invita a pensar en una estrategia de mediano y largo plazo para la creación de capacidades locales en el marco de alianzas estratégicas con jugadores globales que lideran actualmente esos campos de la tecnología.

En el caso específico de YPF, bajo el escenario que describe el cuadro previo como referencia, en estos últimos tres años se han logrado avances significativos en aquellas oportunidades orientadas a la reducción de costos y aumento de la productividad de los pozos. Esto se logró a partir de un conocimiento incremental de la geología de los reservorios, por mejores diseños de pozos y ajustes en diferentes aspectos de la logística de producción, que es bastante más compleja y sofisticada que en la producción convencional. La evidencia también indica que nada de lo realizado hasta el momento se hubiera hecho sin la participación de las empresas multinacionales de servicios que manejan la tecnología a escala global y que han sido los socios estratégicos para desarrollar el *shale* en el país. Asimismo, a nivel local se han registrado avances en la generación de conocimiento aplicado que son pasibles de ser incrementados a través de distintas estrategias, con implicancias directas sobre las políticas públicas a las que se hace referencia en la sección final.

Cuadro 11 Síntesis: oportunidades tecnológicas, capacidades locales y avances realizados

| Capacidad local | Oportunidades  | Avances                                      | Implicancias  |
|-----------------|--|--|---|
| <b>Elevada</b>  | 1.b. Geoquímica y petrofísica para el estudio de la capacidad de producción de hidrocarburos.  | Moderados                                    | Sostener los esfuerzos y profundizar  |
|                 | 2.c. Seguimiento de la producción: sistema basado en la tecnología de la información para el monitoreo continuo de la producción y predicción de la declinación. |  |   |
| <b>Media</b>    | 1.c. Mecánica de rocas (geomecánica) para el diseño de las fracturas.  | Sin avances                                  | Impulsar/fomentar   |
|                 | 1.d. Modelos para la interpretación de las características geológicas y de los fluidos.  |  |   |
|                 | 3.a. Equipos con mayor potencia para reducir tiempos y perforar pozos múltiples.   |  |   |
|                 | 3.b. Fracturación hidráulica: plataformas móviles que abarquen los productos y equipos, que faciliten la logística de esta actividad.                            |  |   |
| <b>Reducida</b> | 1.a. Geofísica, tanto en el registro como en el procesamiento, para la identificación de las capas lutíticas.  | Sin avances por falta de capacidades locales | Alianzas estratégicas, importar la tecnología o desarrollar capacidades a largo plazo |
|                 | 1.e. Métodos y sistemas satisfactorios para la certificación de las reservas.  |  |   |
|                 | 2.a. Fracturación hidráulica, productos, equipos y modelos que optimicen la apertura de la fractura.   |  |   |
|                 | 2.b. Equipos para la instalación de producción en subsuperficie que faciliten el flujo del hidrocarburo.   |  |   |

Fuente: Elaboración propia con base en las entrevistas realizadas.<sup>34</sup>

## Conclusiones

El propósito de este documento ha sido indagar acerca del potencial de innovación de la actividad extractiva de pyc no convencional en la Argentina, en el contexto de una renovada mirada en la literatura hacia los recursos naturales como posibles impulsores del desarrollo tecnológico y económico.

<sup>34</sup> Véase "Anexo III. Listado de personas entrevistadas".

En ese marco, un primer paso consistió en indagar acerca de la importancia económica potencial de los recursos hidrocarburíferos no convencionales en la Argentina. El estudio realizado muestra que los recursos de PYG no convencionales técnicamente recuperables estimados en el país son cuantiosos. La Argentina está cuarta (petróleo) y segunda (gas) en el *ranking* mundial de disponibilidad de este tipo de recursos, que a su vez representan 11 y 67 veces, respectivamente, las reservas probadas de hidrocarburos convencionales. En función de la necesidad, la potencialidad y la dimensión económica de estos recursos es que a principios de la presente década, con precios del petróleo en alza, se comenzó a evaluar la viabilidad técnica y económica de su explotación, e YPF comenzó a explotar este tipo de recursos en sociedad con operadoras extranjeras. Los últimos datos revelan que la extracción no convencional en la provincia de Neuquén, principal productora de hidrocarburos provenientes de estos yacimientos, es del 20% y 34% del total extraído de PYG, respectivamente. Sin embargo, existe un elevado consenso acerca de que la actividad se encuentra aún en una fase embrionaria en el país y con un camino por recorrer para consolidarse como una alternativa de peso a la producción convencional. Si esto último ocurriera, distintas estimaciones indican impactos positivos muy significativos de la explotación de no convencionales sobre el producto y el empleo.

Establecida la importancia económica potencial de la actividad, se avanzó en el análisis de los aspectos tecnológicos asociados. Un primer elemento que surge en ese marco es que la explotación de los recursos no convencionales genera una serie de desafíos que requieren desarrollos tecnológicos específicos, tal como lo demuestra la experiencia de los Estados Unidos –único país en que estos recursos se explotan a una escala significativa–. Estos requerimientos han generado un conjunto de desafíos a la industria a nivel internacional que han sido abordados preferencialmente por las multinacionales de servicios petroleros a través de la intensificación de sus inversiones en I+D, lo que ha redundado en que hayan pasado a convertirse en los actores fundamentales del cambio tecnológico en las últimas décadas.

El desarrollo inicial de la actividad en la Argentina se ha sustentado en los avances generados por esos actores ante la necesidad de iniciar la producción y obtener resultados en un plazo relativamente corto en un contexto de déficit energético, relegando en

parte la alternativa de fomentar un desarrollo tecnológico local con resultados potenciales a mediano plazo.

Sin embargo, como ocurre en la mayoría de las actividades productivas, en la explotación de petróleo y gas no convencionales existe una importante heterogeneidad en las características de los yacimientos, que sugiere que muchas de las soluciones o progresos tecnológicos asociados a la actividad en un determinado contexto difícilmente sean automáticamente aplicables en otros, al menos sin adaptaciones importantes. En este sentido, la geología argentina tiene particularidades con respecto a la de los Estados Unidos, por lo que las tecnologías recibidas requieren de ajustes y adaptaciones y, en general, aún no se ha logrado una adecuada ecuación económica por los altos costos involucrados en este esquema de explotación. Las especificidades locales mantienen, por lo tanto, diversos desafíos y oportunidades tecnológicas para desarrollar el potencial de explotación de estos recursos en la Argentina. En otras palabras, cierto nivel de “customización” en algunos desarrollos tecnológicos parece que serán imprescindibles para aprovechar el potencial que ofrece la dotación de PYG no convencionales en la Argentina.

Existe en esa dirección una base de capacidades locales para afrontarlas que se sustenta en la trayectoria de YPF y los aprendizajes que viene desarrollando en estos primeros años de explotación, en la creación de Y-TEC y sus programas de I+D sobre la temática en el marco de su relación con YPF, en la existencia de recursos humanos formados en distintas disciplinas relevantes para esta actividad y, más en general, en una trayectoria de más de cien años de la actividad petrolera en la Argentina, que hace que haya actores locales con experiencia y capacidades desarrolladas en diversos tipos de actividades y servicios fundamentales para la actividad. Por contrapartida, el actual descenso del precio del barril del petróleo no ayuda a que se haga una apuesta decidida en esa dirección, aunque existe un elevado consenso entre los actores entrevistados acerca de la necesidad de al menos sostener el camino recorrido hasta el momento tanto para no perder los aprendizajes obtenidos como para estar en condiciones de disputar ese espacio en caso de una nueva alza de los precios.

Sin embargo, a pesar de este reconocimiento y de la existencia de las diversas capacidades de base señaladas, no se observa una coordinación de esfuerzos que permitan vislumbrar

la conformación de la masa crítica necesaria para un desarrollo integral de los no convencionales liderado localmente. Si no se genera esa coordinación, en la que YPF e Y-TEC están llamados a desempeñar roles clave, es probable que el desarrollo local de los no convencionales sea lento y se siga basando en adaptaciones de tecnologías generadas por los actuales líderes tecnológicos del sector.

En este marco, es posible especular que se presenta una situación de geometría variable en materia de estrategias para encarar las oportunidades de desarrollo tecnológico:

- › Extender el modelo inicial que ha prevalecido hasta recientemente, en el que el protagonismo tecnológico corresponde a las empresas multinacionales de servicios. En ese esquema, los efectos tecnológicos de un mayor desarrollo de la actividad en la Argentina no serían muy significativos, más allá de las externalidades positivas que se obtendrían en otros campos (infraestructura, empleo, etcétera).
- › Buscar la alternativa de propiciar, a través de la decisión política para embarcarse en esa ruta y de obtener progresos importantes en materia de coordinación institucional –hoy precaria–, un mayor protagonismo local en la atención a los desafíos y oportunidades tecnológicos generados por la especificidad de los recursos no convencionales en la Argentina. Además de la obtención de las externalidades ya señaladas, esta estrategia daría lugar a una mayor acumulación local de conocimientos y capacidades y, a través de ello, a un mayor desarrollo productivo de los recursos no convencionales en el esquema alternativo centrado en adaptaciones de tecnologías importadas. Los límites de esta estrategia no son menores, particularmente por el monto de la inversión pública de largo plazo requerida para el desarrollo de los activos necesarios para hacerla viable (recursos humanos, infraestructura especializada y, por supuesto, I+D).
- › Perseguir una estrategia de articulación de alianzas estratégicas o de cooperación de mediano/largo plazo con operadoras y empresas de servicios multinacionales en las que prime una suerte de división del trabajo, por la cual la Argentina busque posicionarse en el desarrollo tecnológico e innovación en cuestiones de “nicho”, asociadas a los aspectos idiosincráticos que reviste la explotación de PYC no convencionales en el país. De hecho, varios de los entrevistados indicaron que una intensificación de la acumulación de *know-how* y capacidades que viene desarrollando YPF –sustentada en una estrategia decidida de desarrollo tecnológico con mayor participación de los

demás actores relevantes locales públicos (Y-TEC) y privados, y complementada con el aporte en términos de equipamientos, logística, desarrollos tecnológicos “estandarizados” y recursos financieros por parte de las empresas multinacionales señaladas—podría posicionarla como referente internacional en no convencionales.

En un escenario potencial de un desarrollo a mayor escala de los recursos no convencionales y con fuerte participación de capacidades tecnológicas locales, quedaría por evaluar en qué medida esas capacidades podrían a su vez nutrir nuevas oportunidades basadas en conocimiento, en el mismo sector o en otras actividades. Sin embargo, tanto porque se trata de un proceso muy embrionario en el que las mayores definiciones se encuentran aún por observarse, cuanto por la posibilidad de que el avance tecnológico fundamental pueda presentar a futuro elementos disruptivos, resultaría apresurado con el grado de avance alcanzado en este estudio aventurar definiciones en esa dirección.

## Anexo I

### La generación de los hidrocarburos

Existe un consenso relativo acerca de la teoría orgánica que explica la conformación de PYC. Esta teoría afirma que el PYC se generó en ambientes acuáticos a partir de material orgánico proveniente de microorganismos, fundamentalmente plancton, que se fue acumulando en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclado con otros materiales, una capa sobre otra en un proceso de miles de millones de años. Las capas sucesivas fueron hundiendo a las otras por el propio peso y los restos orgánicos quedaron sometidos a una elevada presión y temperatura, en ausencia de oxígeno en una especie de “cocina geológica”. A lo largo de millones de años, las grandes presiones, las elevadas temperaturas y la falta de oxígeno transformaron esta materia orgánica primero en un material parafinoso –querógeno– y luego en compuestos líquidos y gaseosos: PYC. Este proceso, llamado catagénesis, se produjo en la denominada roca generadora (RG).

Esta roca se encuentra en diferentes profundidades y una de sus características principales es la relativa baja porosidad y escasa permeabilidad. Así, en esta roca se encuentra el PYC encerrado u ocluido en millones de poros microscópicos que no están 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 producidas con el objetivo explícito de explotar el recurso. Donde se han originado fisuras naturales sumados al propio proceso de generación del PYC se han producido caminos por los cuales el PYC que estaba contenido en la RG se liberó y migró hacia otras formaciones más porosas y permeables. Así, los hidrocarburos que escaparon de la RG lo hicieron a la superficie o han quedado en el camino capturados en estructuras impermeables que operan como techo, atrapando al PYC. La acumulación del PYC que migró de la RG y quedó atrapada en rocas más permeables y porosas constituye un reservorio. Al contrario de lo que muchas veces se cree popularmente acerca de la existencia de lagos de PYC en el subsuelo, estos fluidos se acumulan en

una formación porosa semejante a una esponja cuyos poros están conectados entre sí y permiten desplazar al pyc por el interior de la roca con relativa facilidad.

Los reservorios con alta permeabilidad dan lugar a los yacimientos de pyc convencionales, a los que se accede en general a partir de la perforación de pozos verticales. Ahora bien, dentro de lo que se conoce como convencional, la heterogeneidad de la geología en la que está el recurso hace que la complejidad para acceder al recurso y la productividad sea distinta. De este modo, bajo el rótulo de “convencional”, es posible encontrar pozos con productividad y costos de extracción muy diferentes entre sí.

Por otra parte, donde no se produjeron fracturas naturales ni la generación misma del pyc derivó en fisuras, el recurso quedó en la roca, en lo que se llama reservorios no convencionales, también denominadas *shale*. Resulta importante aclarar que la existencia y disponibilidad de estos recursos es conocida desde hace décadas pero, por un lado, no se había presentado la necesidad de explotarlos dada la disponibilidad de reservas convencionales y, por el otro, aunque relacionado a esa circunstancia, no se habían desarrollado las tecnologías que permitieran extraerlos de modo económicamente rentable y sustentable desde lo ambiental. Asimismo, existen otras formaciones de baja permeabilidad y porosidad cuya extracción también fue inviable económicamente durante mucho tiempo, que son las llamadas arenas compactas o *tight sands*. De modo genérico, se le dio el nombre de no convencional a todos los reservorios que difieren de las trampas convencionales.

Asimismo, dentro de la clasificación de reservorios de hidrocarburos no convencionales, además del *shale* y el *tight*, que son los analizados en este estudio, también se incluyen los siguientes:

**Coal bed methane/mantos de carbón.** El gas metano está naturalmente presente en los mantos de carbón, adsorbido en la matriz. Al decrecer la presión del agua permite que el metano se reabsorba del carbón, a partir del cual puede ser extraído.

**Petróleo negro pesado.** Son arenas parcialmente consolidadas saturadas en petróleos densos, muy viscosos, en general explotados con tecnologías basadas en altas temperaturas.

**Hidratos de gas.** Las moléculas de gas son atrapadas en la estructura cristalina de la molécula, se desarrollan en profundidades marinas a muy bajas temperaturas. No se han desarrollado aún tecnologías para su explotación.

En suma, la geología es la que define a un reservorio como convencional o no convencional. Una síntesis utilizada de las características distintivas de ambos tipos de reservorios es la siguiente.

En cuanto a la geología, se observan:

**Roca generadora.** Todos los yacimientos, ya sean convencionales o no convencionales, necesitan la RG para que puedan producir hidrocarburos. En los yacimientos no convencionales la RG y la roca reservorio son el mismo horizonte estratigráfico.

**Trampa.** Es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de migrar a otras capas. Las trampas en reservorios convencionales son críticas para su éxito. Por el contrario, en los no convencionales el hidrocarburo está embebido en los poros y en la matriz, por consiguiente, la trampa en el sentido clásico no aplica. Naturalmente, dentro del área prospectiva de los yacimientos no convencionales hay que identificar las áreas más apropiadas (*sweet spots*) para su explotación.

**Rocas reservorio.** En ellas se aloja el hidrocarburo. En los reservorios convencionales se constituyen en areniscas y carbonatos porosos, ya sean con porosidad primaria o secundaria; y en los no convencionales, lutitas, margas, mantos de carbón, y las areniscas y calizas que, debido a su baja porosidad y permeabilidad, entrarían en esta categoría.

**Porosidad.** Se toma el 10% como límite de yacimientos que podrían ser explotables por medios convencionales de producción. Es decir, con más del 10% de porosidad se considera convencional. Esta cifra es una guía y no un valor absoluto. Sin embargo, se puede decir que la gran mayoría de yacimientos no convencionales tienen mucho menos del 10% de porosidad.

**Permeabilidad.** En reservorios convencionales la permeabilidad se puede encontrar arriba de los 100 mD (mildarcy),<sup>35</sup> pero en los no convencionales puede ser menor de 0,1 mD. Frecuentemente el rango puede ser del orden de nanodarcys.

**Geoquímica.** Muchos de los valores y datos geoquímicos aplican para ambos tipos de yacimientos. No obstante, en yacimientos convencionales podemos tener campos de hidrocarburos comerciales en rocas inmaduras debido a su migración. En yacimientos no convencionales la sección productiva debe tener la madurez térmica, el contenido de materia orgánica y la calidad (tipo de querógeno) apropiados para la generación de PyG. Cuanto mayor es el

porcentaje de materia orgánica, mayor es la cantidad de hidrocarburos a obtener. En relación con el querógeno, debe ser del tipo I o II para asegurar la generación de petróleo o gas.

**Sello.** En yacimientos convencionales se necesita una roca sello para impedir el escape de los hidrocarburos. En los no convencionales la roca reservorio es de hecho un sello pero con hidrocarburos embebidos que no podrán salir a menos que sean estimulados de alguna forma, habitualmente mediante el fracturamiento hidráulico.

**Migración.** La migración y el tiempo que esta demora pueden ser claves en yacimientos convencionales para su comercialidad. Muchas veces se encuentran yacimientos comerciales a mucha distancia de la RC, debido a la migración de los hidrocarburos. A los yacimientos no convencionales se los encuentra directamente en la RC, es decir, no se verifica la migración a distancia.

En relación con las características de su explotación, se distinguen:

**Pozos.** En los yacimientos convencionales se perforan pozos mayormente verticales, aunque se han perforado pozos horizontales para responder a las particularidades del reservorio. Sin embargo, en los yacimientos no convencionales, la mayoría de los pozos son horizontales.

**Producción.** En yacimientos convencionales se encuentran varios estados de producción: primario, secundario y terciario. En yacimientos no convencionales no hay factor de recobro, ya que no producen a menos que se los estimule y fracturen hidráulicamente para que desarrollen permeabilidad. En yacimientos convencionales la producción diaria es superior a la de los no convencionales.

**Declinación.** El agotamiento de los yacimientos no convencionales puede ser muy precipitada con relación a los convencionales. Los pozos de gas de yacimientos convencionales declinan alrededor del 20% por año. No obstante, los pozos de gas de yacimientos no convencionales declinan muchas veces alrededor del 35% anual. Por ello, en la explotación no convencional se debe ejecutar un plan agresivo de perforación de pozos para mantener la producción y se debe intervenir repetidamente con la fractura hidráulica para mantener el nivel de producción.

El cálculo de reservas en yacimientos convencionales, aunque no es una ciencia exacta, pues se realiza en función de modelos y simulaciones numéricas, se basa en mucha

<sup>35</sup> Darcy: unidad de medida de la permeabilidad que indica la capacidad de fluencia de un líquido en relación con el material que atraviesa.

información histórica del comportamiento de estos yacimientos y, por consiguiente, en el conocimiento de los factores de recobro/riqueza de muchos tipos de reservorios. Hay yacimientos convencionales que han producido por más de 30 o 40 años y esto da un gran conocimiento de su comportamiento para aplicarlo a nuevos yacimientos. En el caso de yacimientos no convencionales la experiencia se remonta a pocos años de producción en forma masiva. Muchos de los cálculos se hacen usando extrapolaciones hiperbólicas y se asumen recursos como reservas, e indiscriminadamente se habla de los dos términos como sinónimos.

En el cuadro I se mencionan las diferencias entre los yacimientos convencionales y no convencionales.

En el cuadro II se resume la situación actual del estudio de oportunidades de explotación de reservorios no convencionales en la Argentina.

**Cuadro I Diferencias entre reservorios convencionales y shale**

|                    | Características | Convencionales                | Shale                              |
|--------------------|-----------------|-------------------------------|------------------------------------|
| <b>Geología</b>    | Roca generadora | Distante del reservorio       | Coincide con roca reservorio       |
|                    | Trampas         | Se extiende más allá de la RG | Se limita a la RG                  |
|                    | Roca Reservorio | Areniscas porosas             | Coincide RG: lutitas y margas      |
|                    | Porosidad       | > 10%                         | < 10%                              |
|                    | Permeabilidad   | > 10 mD                       | < 0.1 mD                           |
|                    | Geoquímica      | Inmaduras                     | Alto COT                           |
|                    | Sello           | Necesario                     | Innecesario                        |
|                    | Migración       | Clave                         | No se considera                    |
| <b>Explotación</b> | Pozos           | Perforación vertical          | Perforación horizontal             |
|                    | Producción      | Alta                          | Estimulación: <i>fracking</i>      |
|                    | Declinación     | Baja                          | Alta                               |
|                    | Reservas        | Probadas según normativa      | Recursos técnicamente recuperables |

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro II Formaciones no convencionales por cuenca, tipo de roca y estado

| Cuenca           | Formación        | Shale | Tight | Estatus       |
|------------------|------------------|-------|-------|---------------|
| Noroeste         | Los Monos        | x     |       |               |
|                  | Yacoraite        |       | x     |               |
| Cuyana           | Potrerillos      |       | x     | En evaluación |
|                  | Cacheuta         | x     |       |               |
| Neuquina         | Basamento        |       | x     | En producción |
|                  | Precuyano        |       | x     |               |
|                  | Punta Rosada     |       | x     |               |
|                  | Los Molles       | x     | x     |               |
|                  | Lajas            |       | x     |               |
|                  | Lotena           |       | x     |               |
|                  | Tordillo         |       | x     |               |
|                  | Vaca Muerta      | x     | x     |               |
|                  | Mulichinco       |       | x     |               |
|                  | Agrio            | x     |       |               |
| Golfo San Jorge  | Neocomiano       | x     |       | En evaluación |
|                  | Pozo D-129       | x     | x     |               |
| Austral          | S. Tobífera      |       | x     |               |
|                  | Palermo Aike     | x     |       |               |
| Chaco Paranaense | Devónico pérmico | x     |       |               |

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo II

### Aspectos ambientales relacionados con la explotación no convencional

Si bien el objetivo principal del presente estudio es indagar sobre el potencial impacto del desarrollo de actividades intensivas en conocimiento en la extracción de hidrocarburos no convencionales, resulta necesario dejar planteada la discusión en curso alrededor de los aspectos ambientales que vienen despertando fuerte controversia tanto a nivel internacional como a nivel nacional. La manera en que este tema se aborde y los resultados a los que se arriben tendrán implicancias directas en el desarrollo futuro del sector. Asimismo, los esfuerzos exitosos por lograr innovaciones que eliminen o al menos reduzcan sensiblemente el impacto ambiental potencial podrían ser el medio para hacer asegurar la sustentabilidad ambiental del sector que está siendo cuestionada.

A continuación se presentan los principales temas ambientales que forman parte del debate, con los argumentos centrales que esgrime la industria por un lado y los grupos ambientalistas por otro, sin entrar aún en cómo se ve esto en el caso particular de la Argentina. Para ello se toman como referencia el informe de López Anadón *et al.* (2013), como la “voz de la industria”, y los informes de Urresti y Marcellesi (2012) y Amigos de la Tierra (2014), como la “voz de los grupos ambientalistas”.<sup>36</sup> El primer aspecto es la contaminación de las aguas subterráneas. Al fracturar el subsuelo, existe la posibilidad de que una de las fracturas inducidas alcance un acuífero, contaminando el agua con los fluidos de fracturación y con el propio gas de la formación. Además de este riesgo, existe también la posibilidad de que durante la fracturación se conecte con un pozo antiguo, mal abandonado, y de ahí el gas se comuniquen bien con un acuífero, como con la superficie. Existen registros que este tipo de accidentes ya han ocurrido. Desde la industria se afirma que las aguas subterráneas son protegidas durante la perforación por medio de la combinación entre un encamisado de acero protector y el cemento, lo cual constituye una práctica muy consolidada. Que las fracturas comienzan recién cuando se terminó el entubamiento y se

<sup>36</sup> Es importante señalar que no hay una única voz de la industria ni una única voz de los grupos ambientalistas, por lo cual puede haber matices y diferencias al interior de estos grupos. Aquí se presentan como posiciones a favor y en contra de la práctica del *fracking*.

comprobó la hermeticidad del pozo. Dicho esto, se reconocen afectaciones de agua subterránea pero se las señala como “raras excepciones”, y se las adjudica a instalaciones defectuosas del encamisado protector, no a las fisuras en la roca generadora producidas por la fractura hidráulica. Se afirma haberlas resuelto de inmediato.

El segundo aspecto está asociado al riesgo de los productos químicos que se utilizan para fracturar la roca. Cada perforación requiere de agua, arena y un número de productos químicos que, si bien al diluirse en agua su toxicidad se ve reducida, llegan a la plataforma sin mezclar.<sup>37</sup> Esto alerta por el volumen de productos que son transportados en camiones hasta el lugar de la perforación y exigen un número de trasiegos considerable, lo cual constituye un riesgo importante. Asimismo, los grupos en contra de esta práctica sostienen que en muchos casos la cantidad total y el detalle de los químicos a inyectar no es informada debidamente. Desde la industria afirman que esto es habitual en otros sectores y señalan que en la estimulación hidráulica el fluido contiene entre tres y doce aditivos, según las características del agua y la formación que se fractura. Se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano —que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo—, gelificantes —que permiten que el fluido adquiera consistencia de gel— y reductores de fricción —para que el fluido fluya más eficientemente dentro del pozo—, entre otros. Según la industria, la mayoría de dichos aditivos están presentes en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación. La información sobre los aditivos químicos que se utilizan en los fluidos de estimulación hidráulica no es secreta ni reservada, y se encuentra a disposición de las autoridades de aplicación y regulatorias. Algunos de los compuestos químicos, según la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de PYC. Por eso la industria se ocupa de que no entren en contacto con el medio ambiente, los confina en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones y los inyecta en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final, aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado.

<sup>37</sup> Entre los productos se destaca el naftaleno, que la Organización Mundial de la Salud lo ha clasificado como parte del grupo C (potencial cancerígeno humano), debido a pruebas con animales que demostraron tumores nasales y pulmonares. Además, la exposición a corto plazo en humanos es asociado con anemia hemolítica, daño neurológico y en hígado.

Un tercer aspecto son los requerimientos de grandes volúmenes de agua, un recurso escaso y que es arrebatado del consumo humano, para animales domésticos o riego. Desde la industria se reconoce que la estimulación hidráulica de un pozo de hidrocarburos de

esquistos y lutitas, por ejemplo, puede demandar hasta 30.000 m<sup>3</sup> de agua (30 millones de litros). Sin embargo, la cantidad dependerá del tipo de pozo y de la formación, y podría necesitarse hasta una tercera parte de esa cifra. Por otra parte, se están buscando maneras de reducir el uso del agua y utilizar la que se extrae de las formaciones convencionales (agua de purga), pero no se ha confirmado aún que este procedimiento se haya llevado adelante.

Un cuarto aspecto es que puede activar fallas geológicas y producir terremotos. Los grupos ambientalistas señalan que en aquellas zonas donde el desarrollo del *fracking* está más avanzado, se ha constatado un aumento de la sismicidad que coincide con los períodos de fracturación hidráulica. El sobreesfuerzo al que se le somete puede ser suficiente como para provocar desplazamientos de fallas subterráneas, y por lo tanto terremotos, como ha pasado en Lancashire en Reino Unido, donde la empresa Cuadrilla Resources ha reconocido que su perforación fue la causa de dos terremotos locales. Por su parte, las empresas afirman contar con sensores que permiten medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica. Estas vibraciones son unas 100 mil veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos, y mucho menores aún que las que podrían producir algún daño. En 2011, por ejemplo, se completaron más de 250 mil etapas de estimulación hidráulica en el mundo sin que se informaran eventos sísmicos significativos. Asimismo, dicen que a la fecha, y pese a los numerosos estudios científicos, no se probó ninguna vinculación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos o dañinos y proyectos de gas o petróleo de esquistos y lutitas.

El quinto aspecto se refiere al destino final que se les da a las aguas residuales que son perjudiciales para el medio ambiente. Por un lado, la industria señala que al finalizar la operación, la porción del fluido de estimulación hidráulica que retorna a la superficie es tratada y luego es posible utilizar el agua en nuevas estimulaciones hidráulicas, o puede ser inyectada en pozos sumideros, a las profundidades necesarias para asegurar su confinamiento, y siempre según las regulaciones vigentes. Por el otro, los ambientalistas señalan que esas aguas, al haber estado en contacto con el gas en subsuelo, absorben una cantidad de gas que al retornar a superficie es emitido a la atmósfera. Se ha estimado que en un pozo en el que se ha realizado fracturación hidráulica, el aumento de emisiones de

metano es del 2%. Un informe de la Universidad de Cornell estima por lo tanto que el gas de pizarra supone un aumento de emisiones de gases de efecto invernadero de entre el 30% y el 100% comparado con el carbón.

Los aspectos aquí señalados no agotan todos los elementos de la discusión ni presentan de modo cabal los matices que hay en cada uno de ellos. Por el contrario, se buscó dejar planteado el debate central sobre el tema y las implicancias que esto tiene o podría tener en el desarrollo del sector. En varios lugares del mundo, los gobiernos han tenido que regular la actividad de diferentes maneras en respuesta a demandas de la ciudadanía. Los movimientos anti-*fracking* lograron que la actividad se suspendiera temporalmente en varios estados de Estados Unidos (Nueva Jersey, Nueva York y Pensilvania) hasta que se conozcan mejor los riesgos de contaminación de agua potable, mientras que en 16 municipios la actividad quedó completamente prohibida, aun cuando no tienen capacidad regulatoria sobre la industria del *pyc*. Acciones en la misma dirección se han producido en otros lados del mundo. El parlamento europeo en 2011 indicaba que los riesgos y las cargas medioambientales del *fracking* no eran compensados por su correspondiente beneficio potencial. La actividad está prohibida en Francia desde el año 2011 y en Bulgaria desde 2012. El resto de los países europeos están trabajando en los marcos regulatorios específicos.

## Anexo III

### Listado de personas entrevistadas

ARREGUI, CARLOS, Universidad Nacional del Comahue  
COLO, CARLOS, gerente ejecutivo de Exploración y Desarrollo, YPF  
CORTÉS, EDUARDO, Universidad Nacional del Comahue  
CURCIO, JOSÉ, consultor técnico de ventas, Landmark-Halliburton  
EUWE, MIGUEL, consultor técnico de ventas, Landmark-Halliburton  
FRYDMAN, MARCELO, Technology Integration Center Manager, Schlumberger  
GARCÍA, DANIEL, *product champion*, Geología, Y-TEC  
GORDON, ARIEL, coordinador de Asuntos Institucionales, YPF  
KAINDL, MARTÍN, director de Relaciones Institucionales y Administración, IAPG  
LÓPEZ ANADÓN, Ernesto, presidente del IAPG  
MOREYRA, JUAN, Universidad Nacional del Comahue  
RAMÍREZ, JOAQUÍN, *product champion*, Reservorios No Convencionales, Y-TEC  
RELLÁN, DANIEL, director técnico de Petróleo y Gas, IAPG  
SACERDOTE, SANTIAGO, presidente de Y-TEC  
SÁNCHEZ, MARTÍN, *product champion*, Geomecánica, Y-TEC  
SOMARUGA, CARLOS, Universidad Nacional del Comahue



## BIBLIOGRAFÍA

- ACCENTURE (2014), "Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035". Disponible en <[https://www.accenture.com/ar-es/\\_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Local/PDF/Industries\\_2/accenture-reimaginando-argentina.pdf](https://www.accenture.com/ar-es/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Local/PDF/Industries_2/accenture-reimaginando-argentina.pdf)>.
- ACHA, V. (2002), "Framing the past and future. The development and deployment of technological capabilities by the oil majors in the upstream petroleum industry", tesis doctoral, Reino Unido, SPRU.
- ALBRIEU, R., A. LÓPEZ Y G. ROZENWURCEL (coords.), "Los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur: ¿ficción o realidad?", *Serie Red Mercosur*, N° 23.
- AMIGOS DE LA TIERRA (2014), "Fracturando límites. Argentina: el desembarco del *fracking* en Latinoamérica", mayo.
- Auty, R. M., (1990), *Resource-based industrialization: sowing the oil in eight developing countries*, Nueva York, Oxford University Press.
- BARREIRO, E. (2009), "Análisis de la provisión futura de gas a la Argentina. Comparación del gas de tight con otras opciones importadas", presentado en UNCuyo.
- BASTIAN, B., CH. TUCCI Y M. BOGERS (2011), "Natural resource constraints and innovation", Dinamarca, DRUID, 15-17 de junio.
- BEHBUDI, D., S. MAMIPOUR Y A. KARAMI (2010), "Natural resource abundance, human capital and economic growth in the petroleum exporting countries", *Journal of Economic Development*, vol. 35, N° 3, pp. 81-102.
- BIZZOTTO, P. (2016), "YPF, de la roca madre al mercado. Primeros cuatro años de historia", presentado en SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, junio, Buenos Aires.
- BLOMSTRÖM, M. Y A. KOKKO (2007), "From natural resources to high-tech production: the evolution of industrial competitiveness in Sweden and Finland", en Lederman, D. y W. F. Maloney (eds.), *Natural resources: neither curse nor destiny*, California, Stanford University Press.

- BOHI, D. (1998), "Changing Productivity in U.S. Petroleum Exploration and Development", *Discussion Paper 98-38, Resources for the future*, Washington.
- BRAVO, V. (2012), "Una opinión sobre el fracking", Fundación Patagonia, mimeo.
- BUSTILLO, I., R. ARTECONA, I. MAKHOUL Y D. PERROTTI (2015), *Energía y políticas públicas en los Estados Unidos. Una relación virtuosa para el desarrollo de fuentes no convencionales*, Serie Estudios y Perspectivas, Washington, CEPAL.
- CAHOY, D. R., J. GEHMAN Y Z. LEI (2013), "Fracking Patents: The Emergence of Patents as Information Containment. Tools in Shale Drilling", *Telecommunications and Technology Law Review*, vol. 10, N° 279, Michigan.
- CALIGARI, R. Y M. HIRSCHFELDT (2015), "Condiciones para la explotación de recursos hidrocarbúricos no convencionales en la Argentina", en Riavitz, L. *et al.*, *Recursos hidrocarbúricos no convencionales. Shale y el desarrollo energético de la Argentina*, Buenos Aires, Eudeba.
- CASARES, C. (2013), "La comercialización de gas plus", *Contacto SPE*, septiembre.
- CASTANEDA, L., J. MUÑOZ Y J. ANCHEYTA (2014), "Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils", *Catalysis Today*, pp. 220-222, 248-273.
- CEP (Centro de Estudios de la Producción) (2008), "Contenido tecnológico de las exportaciones argentinas (1996-2007). Tendencias de *upgrading* intersectorial", Buenos Aires, CEP.
- CHUDNOVSKY, D. Y A. LÓPEZ (2001), "La inversión extranjera directa en el Mercosur. Un análisis comparativo", en Chudnovsky, D. (coord.), *El boom de inversión extranjera directa en el Mercosur*, Madrid, Siglo XXI.
- DE DICCO, R. (2014), "Indicadores Upstream Hidrocarburos de Argentina, enero de 2014", documento de trabajo, Bariloche, OETEC-CLICET.
- DE FERRANTI, D., G. PERRY, D. LEDERMAN Y W. MALONEY (2002), "From natural resources to the knowledge economy: trade and job quality", *Latin American and Caribbean Studies*, Washington, Banco Mundial.
- DE LA TORRE, A., E. SINNOTT Y J. NASH (2010), *Natural resources in Latin America and the Caribbean: Beyond booms and busts?*, Washington, Banco Mundial.
- DI SBROIACCA, N. (2013), "Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva", documento de trabajo, Departamento de Economía Energética, Bariloche, Fundación Bariloche.

- DI VINCENZO, M. (2014), "Desarrollo de los recursos no convencionales en los Estados Unidos", *Petrotecnia. Revista del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas*, abril, Buenos Aires, pp. 54-61.
- EIA (Energy Information Agency) (2013), "Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States". Disponible en <[https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf)>.
- (2015), "Key World Energy Statistics". Disponible en <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld\\_Statistics\\_2015.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf)>.
- FAGAN, M. (1997), "Resource Depletion and Technical Change: Effects on U.S. Crude Oil finding Costs from 1977 to 1994", *The Energy Journal*, vol. 18, N° 4, pp. 91-106.
- FERNÁNDEZ, R. (2015), *Escenarios energéticos Argentina 2015-2035: resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable*, Buenos Aires, Fundación AVINA.
- GARCÍA, E. (2012), "Prólogo", en Albrieu, R., A. López y G. Rozenwurcel (coords.), *Los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur: ¿ficción o realidad?*, Montevideo, Series Red Mercosur, pp. 13-14.
- GELB, A. H. (1988), *Windfall gains: blessing or curse?*, Nueva York, Oxford University Press.
- GUOPING BAI Y YAN XU (2014), "Giant fields retain dominance in reserves growth", *Oil and Gas Journal*. Disponible en <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-112/issue-2/exploration-development/giant-fields-retain-dominance-in-reserves-growth.html>>.
- GUTIÉRREZ SCHMIDT, N. Y M. ALONSO (2014), "Informe anual de producción no convencional de petróleo y gas. Provincia de Neuquén", Dirección General de Información y Estudios, Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Gobierno de Neuquén. Disponible en <<http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/cms/files/contenido/67/Informe%20anual%20de%20Prod%20No%20Convencional%20de%20Petroleo%20y%20Gas%202014.pdf>>.
- GYLFASON, T., T. T. HERBERTSSON Y G. ZOEGA (1999), "A mixed blessing: natural resources and economic growth", *Macroeconomic Dynamics*, vol. 3, pp. 204-225.
- HATZICHRONOGLU, T. (1997), "Revision of the high-technology sector and product classification", *STI Working Papers*, 1997/2, París, OCDE.

- HAUSMANN, R. Y B. KLINGER (2006), "Structural transformation and patterns of comparative advantage in the product space", *Working Paper Series rwp06-041*, Cambridge, Mass., John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- HEUM, P., C. QUALE, J. E. KARLSEN, M. KRAGHA Y G. OSAHON (2003), "Enhancement of local content in the upstream oil and gas industry in Nigeria: A comprehensive Working Paper Series and viable policy approach", SNF Report N° 25/03, agosto, Bergen, SNF-Institute for Research in Economics and Business Administration.
- HIDALGO, C. ET AL. (2007), "The product space conditions and the development of nations", *Papers 0708.2090*, arXiv.org.
- HOLDEN, S. (2013), "Avoiding the resource curse the case Norway", Departamento de Economía, Universidad de Oslo, agosto.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2015), *World Energy Outlook 2015*, París, OCDE/IEA.
- LEDERMAN, D. Y W. MALONEY (2007), *Natural resources: neither curse nor destiny*, Washington, Stanford University Press/Banco Mundial.
- (2012), *Does what you export matter? In Search of empirical guidance for industrial policies*, Washington, Banco Mundial.
- LENGYEL, M., C. AGGIO Y D. MILESI (2015), "Generación de conocimiento y capacidades tecnológicas en sectores basados en recursos naturales. El caso de la agricultura en Argentina", documento de trabajo, Buenos Aires, CIECTI.
- LESKINEN, O., P. KLOUMAN BEKKEN, H. RAZAFINJATOVO Y M. GARCÍA (2012), *The oil & gas cluster in Norway. A story of achieving success through supplier development*, Boston, Mass., Harvard Business School.
- LÓPEZ, A. (2012), "Los recursos naturales y los debates sobre la industrialización en América Latina", en Albrieu, R., A. López y G. Rozenwurcel (coords.), *Los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur: ¿ficción o realidad?*, Montevideo, Series Red Mercosur, pp. 23-50.
- LÓPEZ ANADÓN, E. (2015), "El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales", Buenos Aires, IAPG.
- , V. Casalotti, M. Guisela y F. Halperin (2013), "El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales", Buenos Aires, IAPG.

- LOSCHKY, A. (2008), "Reviewing the nomenclature for high-technology trade. The sectoral approach", OCDE, Statistics Directorate, STD/SES/WPTCS 9, septiembre, París.
- MALEKI, A., A. ROSIELLO Y D. WIELD (2016), "The effect of the dynamics of knowledge base complexity on schumpeterian patterns of innovation: the upstream petroleum industry", Edinburgh, Innogen Institute, University of Edinburgh.
- MANSILLA, D. (2013), "Análisis de diagnóstico tecnológico sectorial. Petróleo y gas", Buenos Aires, Ministerio de Ciencia.
- MARIN, A., L. NAVAS-ALEMÁN Y C. PÉREZ (2009), "The possible dynamic role of natural resource-based networks in Latin American development strategies", documento de trabajo, Buenos Aires, CEPAL-SEGIB.
- MARIN, A., L. STUBRIN Y P. VAN ZWANENBERG (2013), "Developing capabilities in the seed industry: which direction to follow?", Buenos Aires, CENIT, mimeo.
- MATRANGA, M. Y M. GUTMAN (2012), "Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina", Buenos Aires, mimeo.
- MENDIBERRI, H., A. VALDEZ Y A. GIUSIANO (2014), "Reservorios no convencionales, cálculo de recursos, la visión desde la provincia de Neuquén", Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Gobierno de Neuquén. Disponible en <[http://www.energianeuquen.gov.ar/cms/files/contenido/70/1reser\\_no\\_conv\\_calculo\\_recursos.pdf](http://www.energianeuquen.gov.ar/cms/files/contenido/70/1reser_no_conv_calculo_recursos.pdf)>.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN (2013), Sección Hidrocarburos. Disponible en <<http://www.energia.gov.ar/home/hidrocarburos.php>>.
- MORRIS, M., R. KAPLINSKY Y D. KAPLAN (2012), *One thing leads to another. promoting industrialization by making the most of the commodity boom in Sub-Saharan Africa*, Cape Town, MMCP Book.
- PANDOLFO, LAURA (2012), "Núcleo Socio-Productivo Estratégico: tecnologías para petróleo y gas", documento de referencia, Argentina Innovadora 2020, Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, Buenos Aires, Ministerio de Ciencia.
- PÉREZ, C. (2010), "Dinamismo tecnológico e inclusión social en América Latina: una estrategia de desarrollo productivo basada en los recursos naturales", *Revista de la CEPAL*, N° 100, abril, pp. 123-145.

- PERRONS, R. (2014), "How innovation and R&D happen in the upstream oil & gas industry: Insights from a global survey", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 124, pp. 301-312.
- PERSAUD, J. (2007), "Innovation and performance: the case of the upstream petroleum sector", tesis doctoral, Ottawa, Carleton University.
- SACHS, J. D. Y A. M. WARNER (1995), "Natural resource abundance and economic growth", National Bureau of Economic, *Research Working Paper* N° 5398, Cambridge, Mass.
- (1999), "The big push, natural resource booms and growth", *Journal of Development Economics*, vol. 59, N° 1, pp. 43-76.
- (2001), "The curse of natural resources", *European Economic Review*, vol. 45, Nos 4/6, pp. 827-838.
- SASSON, A. Y A. BLOMGREN (2011), "Knowledge based oil and gas industry", *Research Report 3/2011*, Norwegian Business School.
- SCHTEINGART, D. Y D. COATZ (2015), "¿Qué modelo de desarrollo para la Argentina?", *Boletín Informativo Techint*, N° 349, mayo/agosto.
- SEN (Secretaría de Energía de la Nación), 2011, "Análisis de las potencialidades del desarrollo del gas no convencional en Argentina", en Bogetti, D. y J. Ubeda, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- (2015), "Información Estadística de Reservas", Buenos Aires, SEN.
- SHUEN, A., P. FEILER Y D. TEECE (2014), "Dynamic capabilities in the upstream oil and gas sector: Managing next generation competition", *Energy Strategy Reviews*, vol. 3, N° 10, pp. 5-13.
- SPE (Society of Petroleum Engineers) (2013), "A 5 años del nacimiento del Programa de Gas Plus", *Contacto SPE*, septiembre.
- STINCO, L. Y S. BARREDO (2014), "Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo *shale* de las cuencas productivas de la Argentina", *Petrotecnia. Revista del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas*, octubre, pp. 44-66. Disponible en <[http://www.petrotecnia.com.ar/octubre2014/Pdfs\\_SIN\\_Public/Caracteristicas.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/octubre2014/Pdfs_SIN_Public/Caracteristicas.pdf)>.
- SUBSECRETARÍA DE MINERÍA E HIDROCARBUROS DE LA PROVINCIA DE NEUQUÉN (2014), "Informe anual de Producción No Convencional de Petróleo y Gas", Neuquén.

- (2015), "Informe anual de Producción No Convencional de Petróleo y Gas", Neuquén.
- THE ECONOMIST (2012), "The unsung masters of the oil industry. Oil firms you have never heard of are booming", 21 de julio, Aberdeen. Disponible en <<http://www.economist.com/node/21559358>>.
- URRESTI, A. Y F. MARCELLESI (2012), "Fracking: fractura que pasará factura", *Ecología Política*, N° 43, Cuadernos de Debate International.
- WALKER, M. Y P. JOURDAN (2003), "Resource-based sustainable development: An alternative approach to industrialization in South Africa", *Minerals and Energy*, vol. 18, N° 3, pp. 25-43.
- WRIGHT, G. Y J. CZELUSTA (2004), "Why economies slow: The myth of the resource curse", *Challenge*, vol. 47, N° 2, pp. 6-38.

# DT 10

**CARLOS AGGIO** es licenciado en Economía por la Universidad Nacional del Sur y magíster en Estudios de Desarrollo del Institute of Development Studies de la University of Sussex. Cuenta con más de quince años de experiencia internacional en diversas áreas vinculadas al desarrollo. Participó en diversos proyectos de investigación y consultorías en el campo de la innovación, el comercio internacional y la educación con financiamiento internacional (BID, CEPAL, UNESCO, UNICEF, Banco Mundial, entre otros) y nacional. Es docente universitario de grado y posgrado (FLACSO y UNLZ). En el CIECTI desarrolla tareas de investigación y coordinación académica en áreas de desarrollo productivo e innovación y de políticas e instituciones de CTI.

**MIGUEL LENGYEL** es magíster en Relaciones Internacionales por la Universidad de Belgrano y candidato a doctor del Massachusetts Institute of Technology. Entre 2009 y 2014 se desempeñó como director de la FLACSO (sede Argentina), donde actualmente es investigador, docente y director del Programa de Desarrollo, Innovación y Sociedad. También es director de proyectos interinstitucionales del CIECTI. Ha sido asesor principal del Sistema de Naciones Unidas en la Argentina y consultor del BID, del Banco Mundial, de la Escuela de Negocios de Harvard y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Es autor y compilador de numerosos trabajos sobre desarrollo internacional, organización industrial y políticas e instituciones de CTI.

**DARÍO MILESI** es licenciado en Economía de la Universidad Nacional de Córdoba, magíster en Economía y Desarrollo Industrial de la Universidad Nacional de Mar del Plata y doctor en Economía y Gestión de la Innovación y Política Tecnológica por la Universidad Complutense de Madrid. Es investigador-docente del Instituto de Industria de la Universidad Nacional de General Sarmiento (UNGS) y coordinador académico de la Maestría en Gestión de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación (UNGS-REDES-IDES). También es autor de diversos trabajos en temáticas vinculadas con CTI.

**LAURA PANDOLFO** es licenciada en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires, con formación posterior y continua en las disciplinas vinculadas con la exploración y explotación de hidrocarburos. Desarrolló su actividad profesional en YPF en Gerencia de Exploración. Con la compra del paquete accionario de YPF, por parte de la empresa Repsol, asume la Dirección de Sistemas de Información para Exploración y Producción, asignación de alcance global a todas las operaciones de la compañía. Fue directora desde el año 2008 hasta el 2012 del Centro de Tecnología Argentina. Seguidamente se incorpora al Ministerio de Ciencia para participar en el Plan Argentina Innovadora 2020 para la coordinación de la Mesa de Implementación de Tecnologías para petróleo y gas. Actualmente realiza asesoramiento profesional orientado a la identificación de oportunidades de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías en la industria del petróleo y gas.

