

Serie Documentos de Base del Reporte  
Recursos Naturales y Desarrollo

---

**2016-2017**

**DOCUMENTO DE TRABAJO N° 3**  
**INNOVACIÓN EN SECTORES INTENSIVOS**  
**EN RECURSOS NATURALES: EL CASO DEL**  
**PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONAL**  
**EN ARGENTINA**

**Carlos Aggio**  
**Darío Milesi**  
**Laura Pandolfo**  
**Miguel Lengyel**



**Canada**

## Serie Documentos de base del reporte Recursos naturales y desarrollo 2016-2017

### DOCUMENTO DE TRABAJO N° 3 > Innovación en sectores intensivos en Recursos Naturales: El caso del petróleo y gas no convencional en Argentina

© Red Sudamericana de Economía Aplicada/Red Sur  
Luis Piera 1992, Piso 3 - Edificio Mercosur, CP 11200, Montevideo, Uruguay  
Página web: [www.redsudamericana.org](http://www.redsudamericana.org)  
Septiembre de 2016

Dirección Ejecutiva: Cecilia Alemany y Andrés López  
Compilación: Victoria Agosto y Carolina Quintana  
Edición: Natalia Uval  
Diseño: Diego García

Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier procedimiento (ya sea gráfico, electrónico, óptico, químico, mecánico, fotocopia, etc.) y el almacenamiento o transmisión de sus contenidos en soportes magnéticos, sonoros, visuales o de cualquier tipo sin permiso expreso de Red Sur. Para solicitar autorización para realizar cualquier forma de reproducción o para proceder a la traducción de esta publicación, diríjase a la Oficina de Coordinación de Red Sur enviando un correo electrónico a: [coordinacion@redmercotur.org](mailto:coordinacion@redmercotur.org)

La realización de este trabajo fue posible gracias al apoyo del Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo (IDRC, Canadá), en el marco del proyecto “Pequeñas y medianas empresas, creación de empleo y sostenibilidad: Maximizando las oportunidades del auge de las commodities en América del Sur”, dentro de la iniciativa “*El futuro de las industrias extractivas en América Latina y el Caribe y el rol de la ciencia, la tecnología y la innovación*”. La realización de esta serie de documentos contó además con el apoyo del Fondo Pérez Guerrero de las Naciones Unidas (PGTF/G77).



La Red Sudamericana de Economía Aplicada (Red Sur/Red Mercosur) es una red de investigación formada por universidades públicas y privadas, y centros de producción de conocimiento de la región. Sus proyectos son regionales e involucran permanentemente a investigadores de varios países de América del Sur.

La misión de la Red es contribuir al análisis socioeconómico y al debate de políticas en América del Sur mediante la identificación de respuestas a los desafíos del desarrollo, la comprensión de la dinámica económica global y el análisis de las lecciones aprendidas a partir de las experiencias de otras regiones. El objetivo final es generar conocimientos útiles para abordar las prioridades de política que enfrenta el desafío de un crecimiento inclusivo y sostenible en la región. Sobre esta base, la Red promueve, coordina y lleva a cabo proyectos de investigación desde una perspectiva independiente y en base a metodologías rigurosas en coordinación con entidades nacionales, regionales e internacionales. Desde sus inicios, la Red ha tenido el apoyo del Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo (IDRC, Canadá).

En Argentina se desarrollan con elevada relevancia económica diversas actividades basadas en RRNN, cuyos productos son caracterizados en algunos casos como *commodities* debido a su escasa diferenciación y agregado de valor que los convierte en precio-aceptantes a nivel internacional. Sin embargo, en muchos casos estas actividades están transitando un sendero de incremento en sus ritmos de innovación y virando hacia nuevas tecnologías, abriendo así un nuevo panorama sobre el mapa de las actividades generadoras de conocimiento.

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 RRNN de importante incidencia en la economía Argentina como lo es la extracción de petróleo y gas. En los últimos años se han abierto nuevas posibilidades de desarrollo de la actividad a través del descubrimiento de yacimientos de 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, como así también otras oportunidades aún no exploradas en cuencas sedimentarias de la República 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 de lo anterior, el potencial tecnológico del sector se refleja en la creación reciente de YPF Tecnología S.A. (Y-TEC) conformada por el CONICET e YPF SA, orientada de manera preponderante a la investigación y desarrollo (I+D) y a la formación de recursos humanos para ofrecer soluciones innovadoras a la actividad.

El documento está organizado en seis secciones incluyendo la introducción. La segunda sección encuadra este estudio en un marco de discusión más amplio acerca de la potencialidad que tienen las actividades intensivas en RRNN de constituir una base para el desarrollo de conocimientos y capacidades utilizables en el propio sector y también en otros sectores. 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 claves del sector. La cuarta sección aborda los aspectos productivos de la actividad extractiva del petróleo y gas, ahondando en las especificidades técnicas de los yacimientos no convencionales y analiza la evolución reciente del sector de hidrocarburos argentino en el contexto internacional. La quinta sección caracteriza la innovación en la actividad extractiva del petróleo y gas 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.

## INSTITUCIONES MIEMBROS DE RED SUDAMERICANA DE ECONOMÍA APLICADA/RED SUR >

---

### ARGENTINA

Centro de Estudios de Estado y Sociedad (CEDES)  
Centro de Investigaciones para la Transformación (CENIT)  
Instituto Interdisciplinario de Economía Política (IIEP-BAIRES)  
Instituto Torcuato Di Tella (ITDT)  
Universidad de San Andrés (UDESА)

### BRAZIL

Instituto de Economía, Universidade Estadual de Campinas (IE-UNICAMP)  
Instituto de Economía, Universidade Federal de Río de Janeiro (IE-UFRJ)  
Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)  
Fundação Centro de Estudos do Comércio Exterior (FUNCEX)

### PARAGUAY

Centro de Análisis y Difusión de Economía Paraguaya (CADEP)  
Desarrollo, Participación y Ciudadanía (Instituto Desarrollo)

### URUGUAY

Centro de Investigaciones Económicas (CINVE)  
Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República (DECON-FCS, Udelar)  
Instituto de Economía, Facultad de Ciencias Económicas y de Administración (IECON-CCEE, Udelar)

## TÍTULOS DE LA SERIE RED SUDAMERICANA DE ECONOMÍA APLICADA/RED SUR >

- El Boom de Inversión Extranjera Directa en el Mercosur
- Coordinación de Políticas Macroeconómicas en el Mercosur
- Sobre el Beneficio de la Integración Plena en el Mercosur
- El desafío de integrarse para crecer: Balance y perspectivas del Mercosur en su primera década
- Hacia una política comercial común del Mercosur
- Fundamentos para la cooperación macroeconómica en el Mercosur
- El desarrollo industrial del Mercosur
- 15 años de Mercosur
- Mercosur: Integración y profundización de los mercados financieros
- La industria automotriz en el Mercosur
- Crecimiento económico, instituciones, política comercial y defensa de la competencia en el Mercosur
- Asimetrías en el Mercosur: ¿Impedimento para el crecimiento?
- Diagnóstico de Crecimiento para el Mercosur: La Dimensión Regional y la Competitividad
- Ganancias Potenciales en el Comercio de Servicios en el Mercosur: Telecomunicaciones y Bancos
- La Industria de Biocombustibles en el Mercosur
- Espacio Fiscal para el Crecimiento en el Mercosur
- La exportación de servicios en América Latina: Los casos de Argentina, Brasil y México
- Los impactos de la crisis internacional en América Latina: ¿Hay margen para el diseño de políticas regionales?
- La inserción de América Latina en las cadenas globales de valor
- El impacto de China en América Latina: Comercio e Inversiones
- Los desafíos de la integración y los bienes públicos regionales: Cooperación macroeconómica y productiva en el Mercosur
- Enrique V. Iglesias. Intuición y ética en la construcción de futuro
- Los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur: ¿ficción o realidad?
- Los recursos naturales en la era de China: ¿una oportunidad para América Latina?
- ¿Emprendimientos en América del Sur?: La clave es el (eco)sistema
- Uruguay + 25. Documentos de Investigación
- Reporte y Resumen Ejecutivo “Recursos Naturales y Desarrollo” > Edición 2014
- Integración financiera y cooperación regional en América del Sur después de la bonanza de los recursos naturales. Balance y perspectivas
- Reporte “Recursos Naturales y Desarrollo” > Edición 2015-2016
- Reporte “Recursos Naturales y Desarrollo” > Edición 2016-2017

# 1. 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 diferentes 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 fundamentalmente). Finalmente, 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 tecno-económico observados desde la Primera Revolución Industrial, en los últimos años nuevas tecnologías han irrumpido modificando 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 modificó las bases de la eficiencia institucional (en un sentido amplio) y productiva en los sectores existentes (incluidos los más tradicionales), en los últimos años 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 dio lugar a 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 (RRNN) 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 las mismas.

En Argentina se desarrollan con elevada relevancia económica diversas actividades basadas en RRNN tales como la agricultura, la ganadería, la minería, la explotación petrolera y la silvicultura, cuyos productos son caracterizados en algunos casos como *commodities* debido a su escasa diferenciación y agregado de valor que los convierte en precio-aceptantes 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, abriendo así un nuevo panorama sobre el mapa de las actividades generadoras de conocimiento en el 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 RRNN de importante incidencia en la actividad económica nacional como es la extracción de petróleo y gas. En los últimos años se han abierto nuevas posibilidades de desarrollo de la actividad a través del descubrimiento de yacimientos de 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, como así también otras oportunidades aún no exploradas en cuencas sedimentarias de la República 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 de lo anterior, el potencial tecnológico del sector se refleja en la creación reciente de YPF Tecnología S.A. (Y-TEC) conformada por el CONICET e YPF SA, 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 incluidas 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 RRNN de constituir una base para el desarrollo de conocimientos y capacidades utilizables en el propio sector y también en otros sectores. 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 claves del sector. La cuarta sección aborda los aspectos productivos de la actividad extractiva del petróleo y gas, ahondando en las especificidades técnicas de los yacimientos no convencionales, y analiza la evolución reciente del sector de hidrocarburos argentino en el contexto internacional. Las estimaciones globales disponibles de recursos no convencionales técnicamente recuperables que allí se presentan indican que Argentina se ubica entre los cuatro países con mayor potencial en no convencionales y que una parte reducida de los mismos ya está siendo explotada. La quinta sección caracteriza la innovación en la actividad extractiva del petróleo y gas 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.

## 2. 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 RRNN 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: i) discusiones en torno a la relación entre los RRNN y el desarrollo económico; ii) discusiones en torno a la diferencia entre qué se produce y cómo se produce; y iii) discusiones en torno a las relaciones tecnológicas entre actividades y las oportunidades para nuevos negocios que se generan a partir de ellas.

### 2.1. Los recursos naturales y el desarrollo

En el ámbito latinoamericano, los cuestionamientos a la capacidad de los RRNN para promover el desarrollo son de larga data<sup>1</sup>. Durante muchas décadas tres argumentos han resultado centrales para los cuestionamientos mencionados: i) la tendencia secular al deterioro de los términos de intercambio de los productos primarios; ii) la enfermedad holandesa y iii) 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 los años 50 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 aprovechando las ventajas comparativas 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 presentan una mayor elasticidad ingreso y un mayor contenido tecnológico.

El argumento de la “enfermedad holandesa” plantea que cuando hay un shock repentino de riqueza por RRNN se genera un exceso de demanda de bienes no comerciales que hace subir sus precios, incluidos los insumos no comercializables 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, llevando 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).

---

1. Para una revisión sobre este debate, aunque enfocado desde la industrialización, ver 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 en el tiempo, 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 RRNN para promover el desarrollo económico. De hecho, la enfermedad holandesa es un fenómeno que trasciende a Latinoamérica a la vez que Singer estudió los términos de intercambio en Europa como parte de su labor en las Naciones Unidas. Pero desde finales de los ochenta varios trabajos han estudiado la relación entre RRNN 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*<sup>2</sup> dado que sistemáticamente los datos muestran que desde la posguerra la abundancia de RRNN 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 RRNN desplazan a otras actividades que conducen al crecimiento. Sachs y Warner (2001) encuentran que efectivamente las economías con abundancia de RRNN 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>3</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 RRNN, mostrando casos de países

2. En inglés: *the curse of natural resources*.

3. Otros autores (Gylfason et al., 1999) argumentan que los RRNN 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 RRNN son muy altos, pueden atraer hacia ella a los potenciales innovadores y emprendedores de otras actividades, disminuyendo las tasas de innovación y emprendimiento de la economía y, por lo tanto, disminuyendo su crecimiento.

que se han desarrollado no solo teniendo abundancia de esos recursos sino que lo han logrado a partir de los mismos. El caso más emblemático es el de Finlandia. En Lederman y Maloney (2007), Blomstrom y Kokko 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. 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 argumentan que, a pesar de ser considerado por la literatura del desarrollo económico como poco atractivo y no sofisticado, en Finlandia el sector forestal se desarrolló como 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 RRNN puede constituir una bendición en lugar de una maldición. Sin embargo destacan que esto es posible si, como en el caso de Finlandia (como también documentan Blomstrom y Kokko), la explotación de los RRNN se acompaña con políticas públicas inteligentes y con ingenio humano. Esto último aleja la idea de un desarrollo basado en RRNN 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.

## 2.2. 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 lo tanto a mejorar su capacidad en investigación y desarrollo (I+D), a contar con recursos humanos altamente calificados, con 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 (Pavitt, 1984) y las más recientes clasificaciones de la OCDE (Hatzichronoglou, 1997; Loschky, 2008). Sobre la base de esas clasificaciones y otras similares se realizaron numerosos estudios tendientes a analizar la estructura productiva y, especialmente, comercial de los países en términos tecnológicos.

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 analizando 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 relacionadas al sector registradas por empresas locales en EEUU como porcentaje del número total de patentes relacionadas al sector registradas en EEUU). 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 en verdad se encuentra especializado en su mayor parte en el ensamblado final de las mismas, 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 salvables con un enfoque de cadena de valor que identifique las distintas actividades que pueden formar parte de la producción de un bien o sector 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>4</sup>

Esto último indica que un mismo producto es producido de modo diferente en los países e incluso, dado el elevado rango de precios, sugieren 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 *decomoditización* 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 de 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 RRNN con una baja potencialidad de desarrollo tecnológico y económico.

### 2.3. 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. En ella, un producto sería un árbol y todos los productos el bosque. Un país está compuesto por un conjunto de empresas, los monos, que se encuentran en algunos de esos productos. “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 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 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 es obvio que saltar de un árbol a otro es preferible que estar trepando un solo pero extenso árbol, 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, en donde la discusión no solo enfatiza la proximidad de los mismos sino también cuán buenos son los empresarios en dar esos saltos.

4. 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).

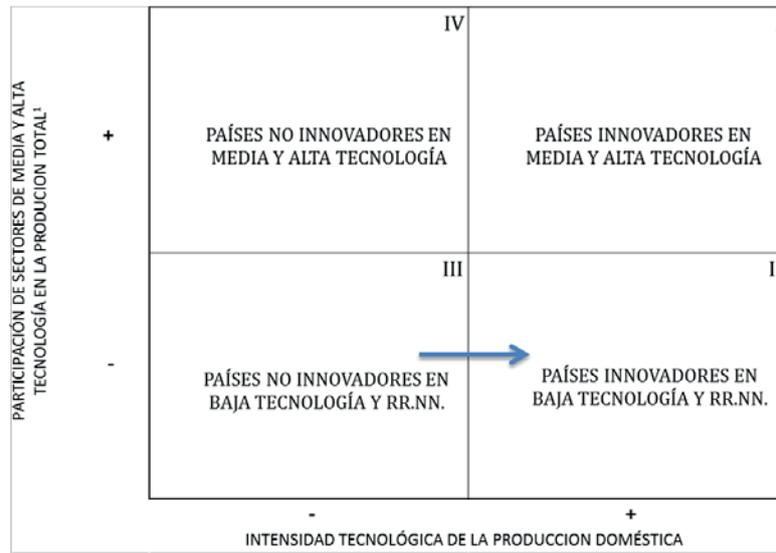
Esta mirada dinámica del vínculo tecnológico entre actividades, donde la acumulación de capacidades a través del *upgrading* en una misma actividad o derivada del paso a diferentes actividades da lugar a crecientes oportunidades de nuevos negocios basados en las mismas, también aporta al enfoque de este 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 RRNN. En el debate de la literatura ese objetivo encuentra justificación en: i) evidencias y argumentaciones recientes que ponen en duda el consenso tradicional acerca la incapacidad de los RRNN para sustentar tales procesos; ii) las evidencias sobre las limitaciones que encuentra la literatura sobre cambio tecnológico existente para dar cuenta de 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; iii) 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 a los aspectos estrictamente productivos y de la que 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 en la figura 1) implican cambios en el “qué” se produce pero no necesariamente han traído aparejadas las modificaciones esperadas en 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.

En el marco comentado, en este trabajo se analiza si la explotación de hidrocarburos no convencionales, que surge como una oportunidad que requiere aún ser efectivamente desarrollada en 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 petróleo y gas no convencional? ¿Cuál es la importancia económica de estos recursos a nivel internacional y en Argentina? ¿Cómo y quién innova en hidrocarburos en general y en petróleo y gas no convencional en particular? ¿Cuál es la situación de Argentina en el contexto del avance tecnológico internacional de no convencionales y cuáles son sus posibilidades de convertirse en un actor relevante a futuro?

Figura #1. Sendero de desarrollo basado en actividades intensivas en RRNN



Nota: <sup>1</sup> Siguiendo taxonomías sectoriales del tipo Pavitt u OCDE  
Adaptado de Scheingart, D. y Coatz, D. (2014)

### 3. Metodología

---

En 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 sea 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 petróleo y gas no convencional en el marco de los objetivos del trabajo y se identificaron los actores e informantes claves 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 petróleo y gas no convencional y en las posibilidades e implicancias de desarrollo competitivo de la actividad en la Argentina.

## 4. Hidrocarburos no convencionales en Argentina: aspectos productivos

---

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

La cadena de valor de la industria de petróleo y gas 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).

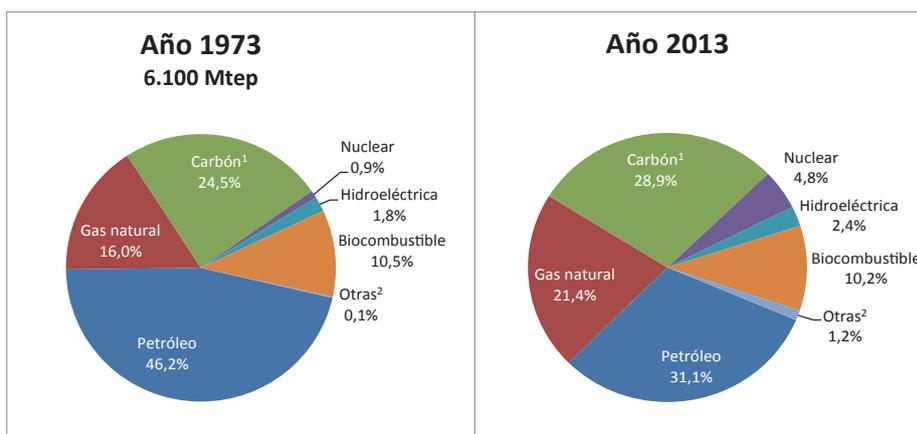
Las actividades del *midstream* no son dependientes de las características particulares, ni de la procedencia del producto, petróleo o gas, a transportar. Se pueden considerar algunas excepciones, como el caso de petróleos muy viscosos o con altos contenidos de fracciones ácidas, que requieren la aplicación 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, una serie de procesos mediante los cuales el petróleo 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 petróleos. También se considera como integrante de esta etapa a la industria petroquímica que, utilizando a 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.

## 4.2. Relevancia de los hidrocarburos en la matriz energética

El consumo de energía ha crecido de manera importante en las últimas décadas. Estadísticas internacionales muestran que en los últimos cuarenta años el consumo de energía se incrementó aproximadamente 120%, estimándose que para 2040 aumentará 60% sobre la base 2013 (IEA, 2015).<sup>5</sup> En lo relativo a las fuentes utilizadas, los análisis de la matriz energética global muestran que en el año 1973 los hidrocarburos, petróleo, gas natural y carbón, explicaban el 86,7% del total; en 2013, el 81,4%; y las estimaciones actuales indican que su contribución será del orden del 75% en 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.

Gráfico #1. Principales fuentes de energía a nivel global. Años 1973 y 2013



(1) Incluye turba y *oil shale*.

(2) Geotérmica, solar, eólica y otras.

Mtep: Mega toneladas equivalentes de petróleo

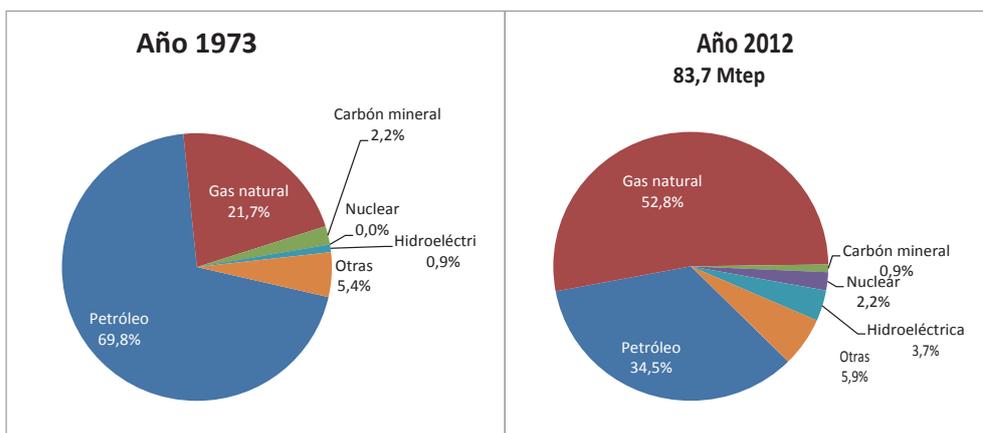
Fuente: Elaboración propia en base a IEA (2015).

En Argentina, en el mismo período<sup>6</sup>, la oferta total de fuentes primarias de energía se incrementó por encima del crecimiento global (140%). El gas natural fue la fuente que más creció y 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. Asimismo, proyecciones realizadas por la Secretaría de Energía 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.

5. La organización International Energy Agency 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.

6. En rigor de verdad, la información disponible en el caso argentino permite comparar el año 1973 con 2012 (39 años).

## Gráfico #2. Principales fuentes de energía primaria en Argentina. Años 1973 y 2012



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (2009 y 2013).

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 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 la producción de los mismos 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 avanzando en la terciaria, si no se quiere incrementar la dependencia de las importaciones.

### 4.3. Reservas y recursos

La cantidad de hidrocarburos que existen en el subsuelo continental y marítimo es calculada mediante procedimientos matemáticos que se basan en datos geológicos, tecnológicos y de producción del 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 y/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, así es que las reservas comprobadas son el porcentaje efectivamente obtenible de ese valor. Las segundas, 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 asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías probables y posibles.<sup>7</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 sólo 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 y 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 y/o comerciales cambian, o si se producen desarrollos tecnológicos que mejoren la viabilidad económica, o si se adquieren datos adicionales que modifiquen las estimaciones existentes. En este sentido, los yacimientos no convencionales 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>8</sup>/riqueza de muchos tipos de reservorios. Hay yacimientos convencionales que han producido por más de 30 o 40 años y esto genera 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 en base a extrapolaciones hiperbólicas y de modo erróneo se asumen recursos como reservas e indiscriminadamente se habla de los dos términos como sinónimos.

7. 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 un 50% de probabilidad de que la recuperación final igualará 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 el 10% de probabilidad de que la recuperación final igualará la suma de las reservas comprobadas.

8. Factor de recobro: relación entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.

Tal como se verá más adelante, esta situación deriva en diferencias entre fuentes de información sobre la verdadera dimensión de los recursos/reservas de hidrocarburos no convencionales disponibles. Tal como se ve en el diagrama 1, mientras que en la producción convencional la distinción entre recursos y reservas por un lado y entre distinto tipo de reservas por el otro es una práctica relativamente probada, en el caso de los no convencionales resta aún mucho por descubrir e investigar de modo de 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.

Diagrama #1. Categorías de reservas y recursos



Fuente: Elaboración propia en base a OECD-IEA (2013).

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 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 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 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 y, por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de la misma 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 2, la explotación de los reservorios no convencionales tiene alta dependencia del desarrollo de tecnologías complejas y consecuentes mayores costos.

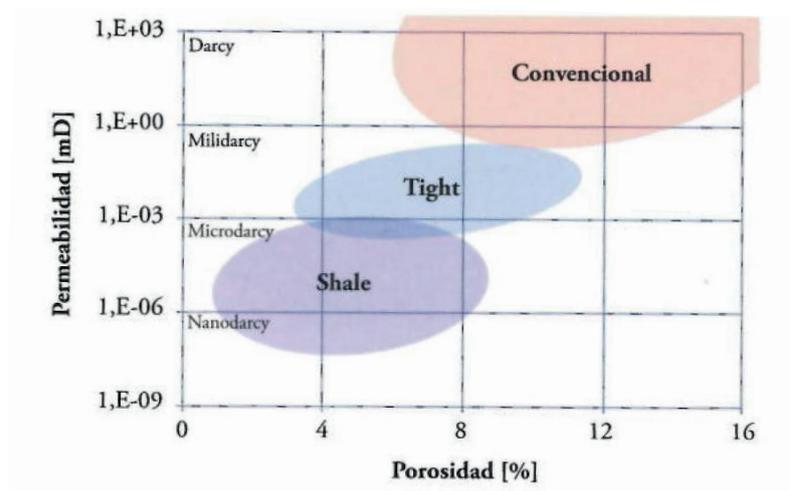
Figura #2. Recursos en reservorios convencionales y no convencionales



Fuente: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de Neuquén (2014).

En Argentina hay reservorios *shale* y también arenas compactas o areniscas de baja permeabilidad (*tight sand*). El rasgo que diferencia a estos reservorios es la geología; 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 (ver eje de las x de la figura 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 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, el informe se centra en la *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 *tight*.

Figura #3. Rasgos típicos de porosidades y permeabilidades en sistemas convencionales, tight y shale



Fuente: Caligari y Hurschfeldt (2015).

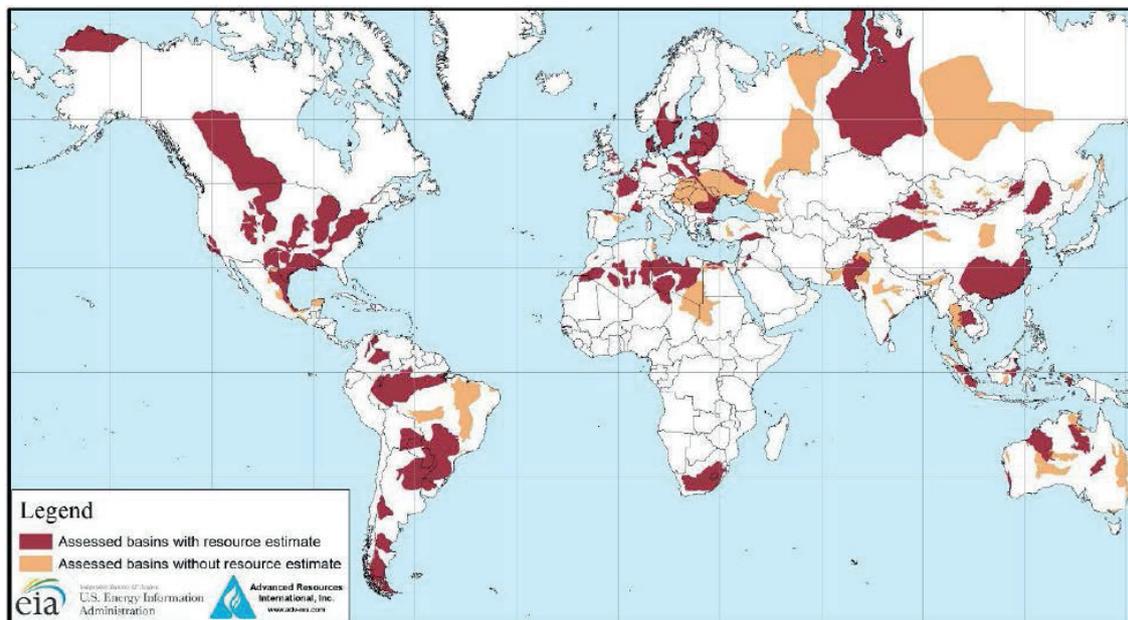
Por lo tanto, el desarrollo tecnológico es una condición indispensable para acceder a los hidrocarburos almacenados en cualquiera de los denominados reservorios no convencionales. Al presente, aunque se han realizado innovaciones y se produjeron importantes avances en las tecnologías de explotación,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

#### 4.4. Dimensión de los recursos no convencionales a nivel global

En relación a 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 (ver mapa y 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>9</sup> (tpc) de gas (recursos no probados en el sentido de reservas comprobadas del segmento convencional pero que son técnicamente recuperables).

9. Un tera pie cúbico equivale a 27.000 millones de metros cúbicos.

## Mapa de cuencas con formaciones de petróleo y gas shale (2013)



Fuente: Tomado de EIA (2013).

Para Argentina, la misma fuente señala que hay 802 Tpc de *shale* gas 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 m<sup>3</sup> de gas natural y 394 millones de m<sup>3</sup> 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>10</sup>. En el estudio de la EIA en cada país, incluyendo Argentina, este factor está determinado por analogía con formaciones geológicas similares a las presentes en EEUU, donde se cuenta con información de producción. Si bien esta metodología es útil para cuantificar los recursos, el supuesto de 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>11</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.

10. Los recursos *in situ* con ajuste por riesgo se obtienen multiplicando 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.

11. Esto significa que los factores de éxito aplicados en Argentina están basados en datos de producción de EEUU.

## Cuadro #1. Principales países con recursos no probados técnicamente recuperables de petróleo y gas shale

Ranking	País	Petróleo Shale (miles de millones de barriles)	Ranking	País	Gas Shale (tera pies cúbicos)
1	Rusia	75	1	China	1.115
2	EEUU	58	<b>2</b>	<b>Argentina</b>	<b>802</b>
3	China	32	3	Argelia	707
<b>4</b>	<b>Argentina</b>	<b>27</b>	4	EEUU	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 en base a EIA (2013).

De acuerdo a esta fuente, en Argentina los recursos están fuertemente concentrados en la cuenca neuquina, que explica poco menos de tres cuartas partes del total. 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 podría ser 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 Argentina por cuenca (2013)

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

Fuente: Elaboración propia en base a EIA (2013).

## 4.5. Reservas (convencional) y recursos (no convencional) en Argentina

En la República 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 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros. En este sentido, la actividad hidrocarburífera 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 veinte, 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 #3a Distribución de reservas comprobadas de gas natural por cuenca sedimentaria. Año 2013

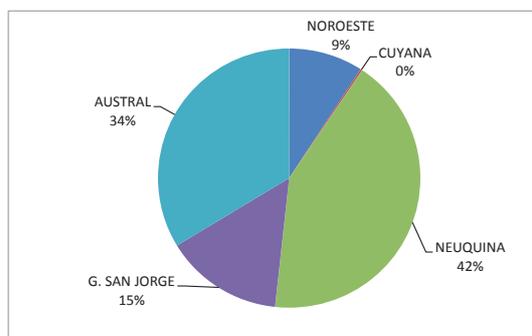
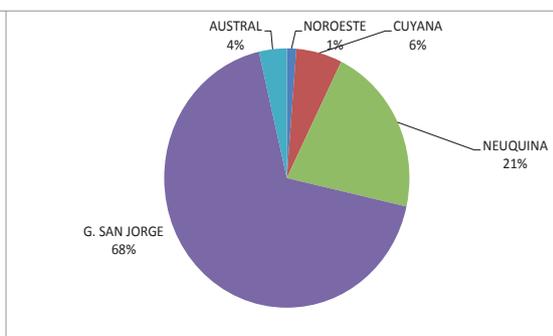


Gráfico #3b Distribución de reservas comprobadas de petróleo por cuenca sedimentaria. Año 2013



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación.

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

### Cuadro #3. Reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de gas natural (en millones de m<sup>3</sup>)

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 en base a Secretaría de Energía de la Nación .

### Cuadro #4. Reservas comprobadas, probables, posibles y recursos de petróleo(en miles de millones de m<sup>3</sup>)

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 en base a Secretaría de Energía de la Nación.

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. Los gráficos 4a y 4b muestran la tendencia declinante de la producción , que se redujo en los últimos 15 años

casi 30% en el caso del petróleo y 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>12</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 #4a Producción total de gas en miles de millones de m<sup>3</sup>

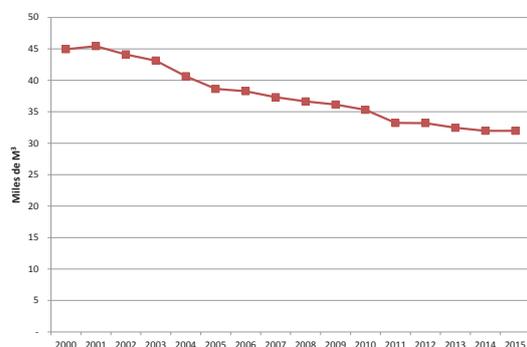
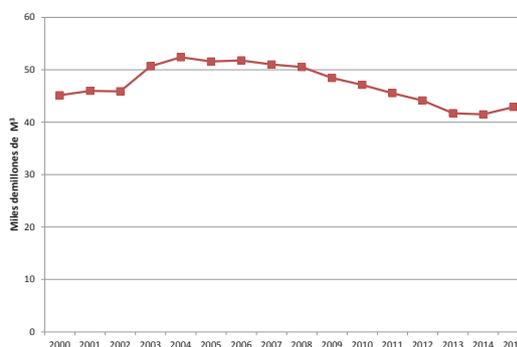


Gráfico #4b Producción total de petróleo en millones de m<sup>3</sup>



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio Nacional de Energía y Minería.

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 y 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, haciendo aún más necesaria la producción nacional para aliviar la restricción externa.

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. Esto último, que no se desarrolla aquí, 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 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 EE.UU (pp 24). El autor afirma que es un nicho no priorizado por las grandes empresas multinacionales proveedoras de servicios. La otra dirección en la que se enfocaron esfuerzos para revertir la declinación

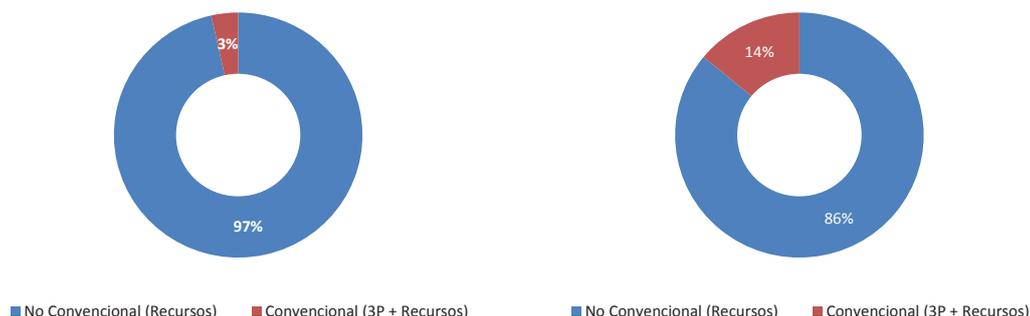
12. Según la curva de Hubbert, la extracción de un pozo petrolero respeta una forma de campana de gauss, llegando al punto máximo de extracción diaria cuando la extracción acumulada alcanza el 50% de las reservas (Mansilla, 2013).

de la producción nacional es la de generación de conocimiento en los no convencionales y desarrollo de tecnologías apropiadas para su aplicación en los yacimientos argentinos (cuyos aspectos tecnológicos se analizan en este estudio)

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 de la relevancia que tienen los recursos no convencionales en Argentina, en los gráficos 5a y 5b se los compara con los recursos convencionales. De esa comparación se desprende que los recursos hidrocarburíferos de Argentina son mayoritariamente no convencionales: 97% y 86% en petróleo y gas, respectivamente.

Gráfico #5b Recursos y reservas técnicamente recuperables de gas por tipo de reservorio. Año 2013

Gráfico #5a Recursos y reservas técnicamente recuperables de petróleo por tipo de reservorio. Año 2013



Fuente: EIA (2013) y SEN (2015).

Ahora bien, los cálculos de recursos no convencionales están en constante cambio y se irán haciendo mediciones nuevas, y así puede ocurrir que las estimaciones de recursos técnicamente recuperables varíe de acuerdo a la fuente y al momento del tiempo. 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 Secretaría de Energía Nacional y por Barreda y Stinco (2014). Las reservas de Vaca Muerta son para la EIA tres veces más grandes que para la Secretaría de Energía de la Nación. 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 Barreda y Stinco. Sin embargo, las cifras agregadas de las tres fuentes difieren por tan solo 15% y las de EIA y Barreda y Stinco son muy similares, evidenciando, más allá de las diferencias en las estimaciones, una elevada coincidencia sobre la importancia de estos recursos en Argentina.

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

Cuenca	Formación	SEN (2011)	EIA (2013)	Barredo y Stinco (2014)	Máximo	Mínimo	Promedio
Neuquina	Los Molles	259,0	275,3	190,0	275,3	190	241,4
Neuquina	Vaca Muerta	109,0	307,7	220,0	307,7	109	212,2
Golfo San Jorge	D-129	246,0	34,8	100,0	246	34,8	126,9
Golfo San Jorge	Neocomiano	s.i.	50,8	20,0	50,8	20	35,4
Austral	Palermo Aike	91,0	129,5	160,0	160	91	126,8
Noroeste Paleozoica	Los Monos	34,0	s.i.	40,0	40	34	37,0
Otras (*)		2,0	3,2	70,0	70	2	25,1
<b>Total</b>		<b>741,0</b>	<b>801,3</b>	<b>800,0</b>	<b>1149,8</b>	<b>480,8</b>	<b>804,9</b>

Notas: Las otras formaciones difieren según el estudio SEN (2011) incluye Los Molles Lajas, EIA (2013) incluye Pontra Grossa y Barredo y Stinco (2014) incluyen Yacoraite, Cacheuta, Precuyano, Agrió y Serie Tobífera. S.i.: Sin Información.  
Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la Nación (2011), EIA (2013) y Barredo y Stinco (2014).

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 en base a 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>13</sup> Por un lado, dos consultoras (la multinacional *Accenture* y la local *GiGa consulting*) hicieron un ejercicio de modelización de la explotación de Vaca Muerta a lo largo de 20 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 1.000 pozos no convencionales en operación en la formación de Vaca Muerta.

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 PBI y miles de nuevos puestos de trabajo.

13. Se entiende por efectos directos a los impactos en la industria directamente afectada; los efectos indirectos miden cambios en las compras interindustriales en respuesta a los efectos directos y los efectos inducidos miden los efectos de cambios en el gasto a medida que cambia el ingreso de las familias debido a modificaciones en la producción.

## Cuadro #6. Estimaciones del impacto económico de la explotación de hidrocarburos no convencionales

Estudio	Supuestos	Impacto			Principales sectores traccionados por la actividad extractiva no convencional
		PBI	Empleo	Producción	
Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035 <b>Accenture y Giga Consulting</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobre la base de las 112 áreas de concesión actuales.</li> <li>Desarrollo de un <i>cluster</i> estándar de 160 acres, con costos promedio de producción, perforación y <i>lifting</i></li> <li>Estima la producción de PyG durante el ciclo de vida de Vaca Muerta, seguido de una 2da de vida de desarrollo optimizado (con infill) que "oía" de desarrollo optimizado (con infill) que comienza a los 12 años posteriores al inicio de la fase de desarrollo inicial.<sup>1</sup></li> <li>Se asume una performance de producción similar al de otras formaciones no convencionales de EE.UU.</li> <li>Para modelizar el impacto se utilizó la matriz insumo-producto</li> </ul>	<p>Se espera que agregue al crecimiento económico promedio anual 0,5% entre 2013 y 2035.<sup>2</sup></p> <p>El impacto absoluto anual en el PBI llegaría a un rango de entre US\$ 62.-568 miles de millones de (50% explicado por el S. Petrolero).</p>	<p>En esta etapa de desarrollo se estima que se crearán entre 20.000-22.000 puestos de trabajo por año en el agregado de los sectores (directos, indirectos e inducidos).</p>	<p>35.238 pozos perforados en el período.</p> <p>Para el año 2035 la producción de petróleo habrá aumentado a casi 2 millones de barriles diarios (b/d), y habrá una producción de gas natural superior a 317 millones de m<sup>3</sup> diarios.</p>	<p>1. Actividades de soporte a la minería (servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas; extracción de arena, arcilla y otros); 2. Transporte marítimo, ferrocarril y automotor; 3. Manufactura de productos de hierro y acero; 4. Transporte por ductos y poliductos; 5. Bienes inmuebles y construcción; 6. Servicios profesionales; 7. Productos de la refinación del petróleo; 8. Suministro de agua, gas y energía; 9. Otros productos manufactureros y 10. Fabricación de productos plásticos</p>
<p>Comisión de Estudios Económicos-IAPG</p> <p>Análisis y proyección de impactos económicos esperados del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la Argentina</p>	<p>El trabajo toma como metodología para el análisis y cuantificación de impactos a la Matriz de Insumo Producto de la provincia de Neuquén.</p> <p>Para un año determinado se asume que desde el inicio del año se tiene un stock de <b>1.000 pozos en el área de VM operando</b> (80% con diseño horizontal y 20% vertical) y se reparten de igual forma entre 3 tipologías (<i>oil</i>, <i>dry gas</i> y <i>wet gas</i>).</p> <p>Para efectuar 1.000 pozos de las características anteriores la inversión total podría rondar, según el estado del arte actual, entre US\$ 14.800 millones u US\$ 11.100 millones de lograr la mejor adaptación tecnológica y el máximo aprovechamiento de las economías de escala.</p>	<p>Si se contemplan los efectos totales se alcanza un aumento del VA de US\$ 14.591 millones.</p> <p>Se incrementaría el <b>PBI provincial</b> entre 75% - 100%</p>	<p>Habría entre 40.000 y 60.000 nuevos puestos de trabajo.</p>	<p>En promedio a 156 mil barriles de petróleo por día, 78 millones de m<sup>3</sup> por día de gas natural y 161 mil barriles de gas natural licuado.</p>	<p>En este estudio se calcula el efecto directo de las actividades de extracción de PyG y servicios directos relacionados al PyG y luego se estima el impacto en el resto de los sectores de la economía de modo agregado (Ej. agro, industria, comercio, etc., sin dar detalles de los subsectores en cada caso).</p>

Fuente: Elaboración propia en base a (ACCENTURE (2014) y CEE-IAPG (2014).

1. El estudio además modela otros dos escenarios: i) Desarrollo inicial: desarrolla la producción de gas y petróleo no convencional principalmente de la formación Vaca Muerta y ii) Vaca Muerta y otras cuencas: asume el desarrollo de Vaca Muerta y el de otras cuencas (Cuyana, D129 y Austral principalmente). Los impactos están por debajo y por encima de los valores presentados en esta tabla (Accenture, 2014 pág. 21).

2. Sobre una tasa anual de crecimiento promedio del PBI sin shale para el período 2014-2035 estimada de 3,6%.

3. La cantidad de pozos escogida se basa en que para poder conocer la estrategia de desarrollo de un play no convencional se estima que se necesitan perforar 1.000 pozos.

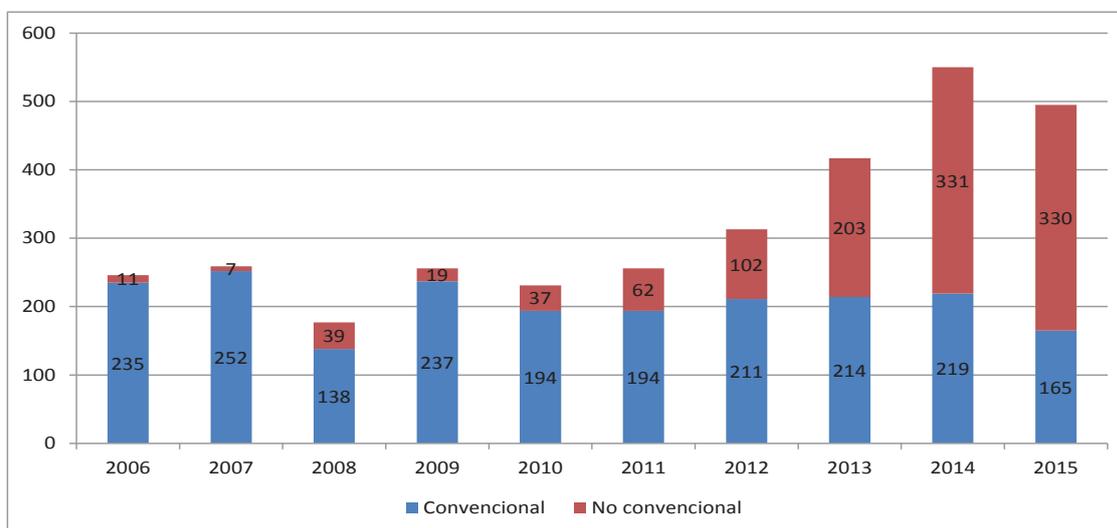
4. Esto quiere decir que por cada empleo que se genera de forma directa en el sector O&G, en la provincia se generan de manera indirecta e inducida otros tres puestos registrados adicionales.

## 4.6. Situación actual y evolución reciente de la producción de hidrocarburos no convencional en Argentina

Hasta aquí se ha visto que las reservas de los 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 Argentina donde hay suficiente actividad como para analizar comportamientos (Cagliari y Hirschfeldt, 2015). En lo que sigue de esta sección se analiza la evolución productiva en Neuquén.<sup>14</sup>

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 pasando de 37 pozos en 2010 a más de 300 en los últimos dos años (gráfico 6).

Gráfico #6. Evolución de pozos perforados convencionales y no convencionales en la provincia de Neuquén



Fuente: Elaboración propia en base a 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 (gráficos 7a, 7b y 7c)<sup>15</sup>. En términos de volumen, el gas *tight* es el más importante de los tres; llegó a representar en el año 2015 el

14. La evidencia fue tomada de diversos informes publicados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia.  
15. El período que se presenta en los gráficos fue el único al que se tuvo acceso a partir de fuentes de información oficiales.

27% de la producción total de gas provincial.<sup>16</sup> Por el contrario, la producción de gas y petróleo *shale* es bastante menor en términos de volumen pero como muestran los gráficos 7b y 7c requieren un número similar de pozos en producción lo que muestra la menor productividad de esos yacimientos. A modo ilustrativo, en diciembre del 2015 se produjeron 446 miles de millones de m<sup>3</sup> de gas *tight* con 432 pozos en producción y 108 miles de millones de m<sup>3</sup> de gas *shale* con 527 pozos en producción<sup>17</sup>.

Gráfico #7a Producción y cantidad de pozos de gas *tight*

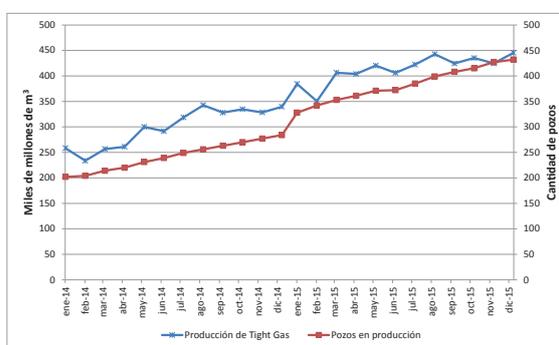
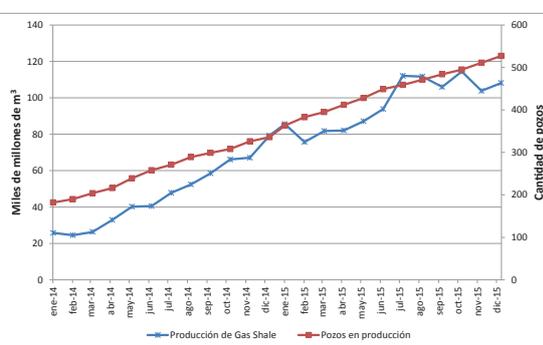
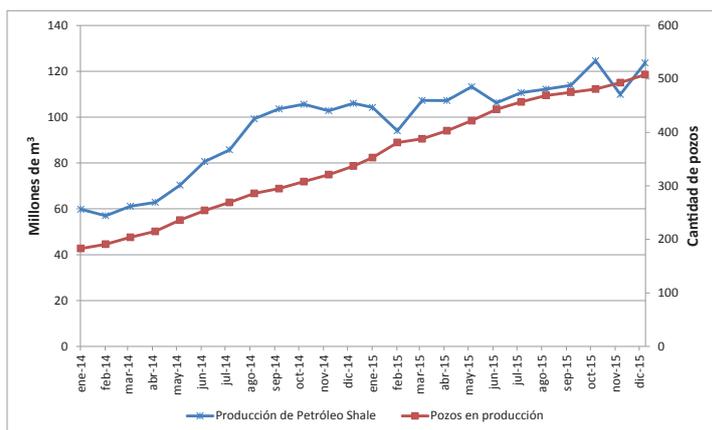


Gráfico #7b Producción y cantidad de pozos de gas *shale*



Fuente: Elaboración propia en base a informes 2014 y 2015.

Gráfico #7c Producción y cantidad de pozos de petróleo *shale*



Fuente: Elaboración propia en base a informes 2014 y 2015.

16. El yacimiento *tight* es el "más convencional" dentro de los no convencionales, dado que se explota con pozos verticales pero es necesaria la estimulación hidráulica.

17. A modo de referencia, EEUU es el principal productor mundial de petróleo y gas no convencional. Entre 2007 y 2012, la producción de gas shale en EEUU aumentó más de 50% cada año, y su participación en la producción total de gas estadounidense pasó de ser el 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 investigación y desarrollo con fomento público y a una densa y eficiente red de proveedores de servicios y de infraestructuras de suministro.

El incremento de la producción de los hidrocarburos no convencionales se ve reflejado en el total producido de la provincia. En el año 2015 un tercio del total producido de gas en la provincia, 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 donde Neuquén tiene una participación muy inferior respecto al total 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 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 esto las empresas debían presentar proyectos de alguno de estos tres tipos: i. proyectos en yacimientos caracterizados como gas *tight*; ii. proyectos de nuevos descubrimientos de gas; y iii. proyectos de “reactivación de yacimientos actualmente no productivos” (SPE, 2013). Los precios de venta obtenidos en el marco del programa llegaba 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 la Provincia de Neuquén

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

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

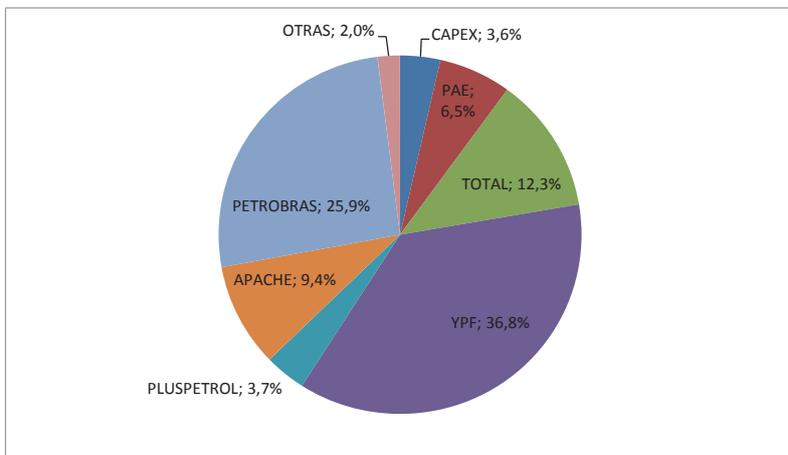
En el año 2014 en la producción de gas *tight*, además de YPF que explicaba más de un tercio de la producción, participaban Petrobras (cuyos activos en Argentina fueron vendidos a Pampa Energía y esta vendió la parte de *upstream* a YPF)<sup>18</sup>, Apache (que también pasó a manos de YPF)<sup>19</sup>, PAE, Pluspetrol y CAPEX. De este modo, con las compras de Apache y operaciones de Petrobras, YPF pasa a explicar alrededor de tres cuartas partes de la producción del gas *tight* en la provincia.

18. <http://www.petrobras.com/es/paises/argentina/noticias/aprobacion-de-la-venta-de-petrobras-argentina.htm>

<http://www.cronista.com/negocios/Tras-comprar-Petrobras-Argentina-Pampa-le-vendio-a-YPF-participacion-en-dos-yacimientos-20160513-0095.html>

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

Gráfico #8. Participación por empresa en la producción anual de gas tight (2014)



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

La participación de YPF es más evidente en el *shale*, en donde el negocio está aún más concentrado. En este caso la información no está disponible por empresa sino por área. A partir de 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.

Gráfico #9a. Participación por área en la producción anual de petróleo shale (2014)

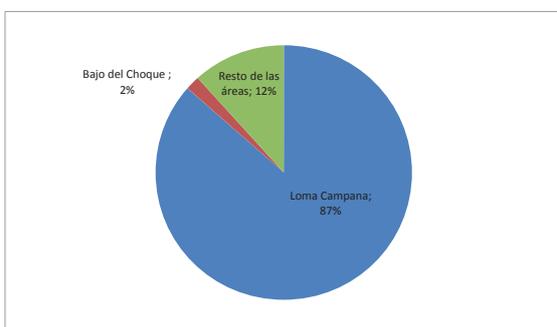
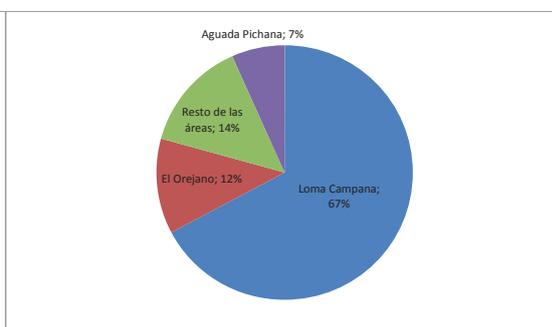


Gráfico #9b. Participación por área en la producción anual de gas shale (2014)



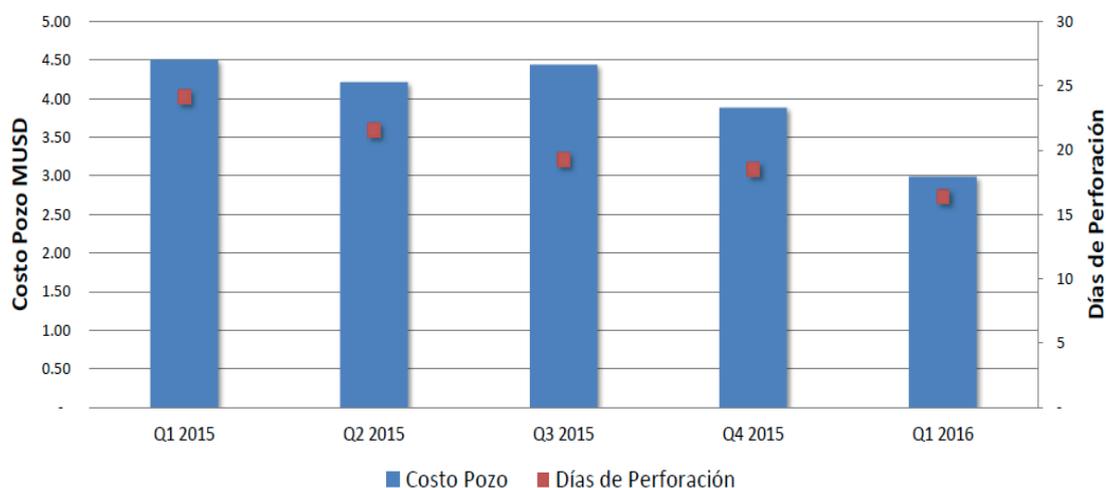
Nota: Loma Campana :YPF + Chevron; El Orejano: YPF + DOW (50% cada una), Aguada Pichana: TOTAL, YPF, Pan American Energy -Bridas(1) y BP- y Wintershall.

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

Acompañando la evolución de las cifras de producción se han registrado importantes aprendizajes en períodos relativamente cortos de tiempo. En la producción de gas *tight*, YPF señala haber reducido los tiempos de perforación de un pozo desde 27 a poco menos

de 10 días. Asimismo, el costo de perforación de los mismos pasó de cuatro millones a menos de tres millones de dólares. En la fase productiva también se advierte que se ha optimizado el método de estimulación (fractura) y se han resuelto problemas de devolución de arena (Bizzoto, 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 (EEUU), se redujeron de 30 a 13 días entre 1994 y 2005.<sup>20</sup>

**Gráfico #10. Costo y tiempos asociados a la perforación (en millones de dólares y días)**



Fuente: Bizzoto (2016).

El informe se centra en el *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; la relación actual de costo/productividad es adecuada.

En el caso de la producción de *shale*, el modelo de negocios se puede estilizar en cuatro etapas (Cagliari y Hirschfeldt, 2015). La primera etapa es la de exploración (también nombrada por algunos como la etapa basada en ciencia). Aquí, a diferencia de lo convencional, 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 prueba de materialidad del proyecto a través de 5 a 10 pozos para estudiar la probabilidad de alcanzar recuperaciones comerciales. La etapa siguiente (piloto 2) se orienta a probar condiciones de un desarrollo a escala industrial de 20 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 y llegó solo en algunas localizaciones de Vaca Muerta hasta la etapa de factoría (ver diagrama 2).

20. 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.

En 2012 se realizaron 70 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 la productividad asociada a estos. A partir de los resultados exploratorios se llevaron a cabo pilotos para luego comenzar la producción en *factory mode* (factoría) que está aún en una etapa de mejora continua y búsqueda de optimización. Mientras que las dos primeras etapas son las intensivas en conocimiento y en donde se prueban y desarrollan nuevas tecnologías que permiten caracterizar y conocer mejor el subsuelo y así tomar mejores decisiones. De acuerdo a varios informantes claves, 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 de mejora, que es tecnológica pero también organizacional (logística, organización del trabajo).

## Diagrama #2. Etapas de desarrollo del *shale* por parte de YPF en Argentina

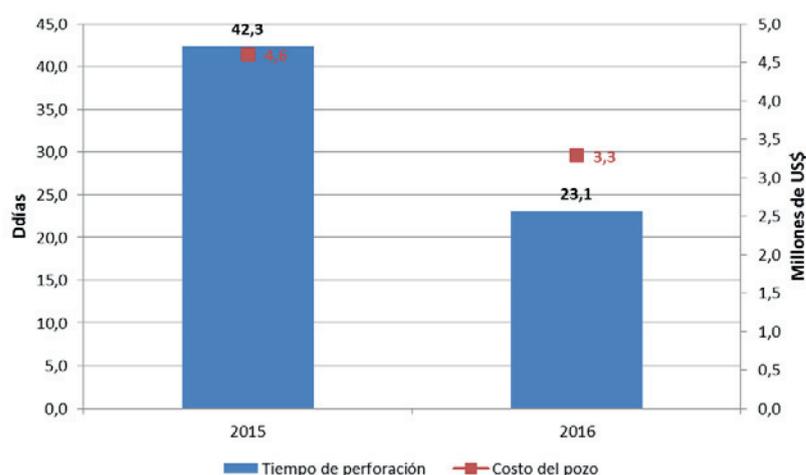
EXPLORACIÓN	PILOTOS	DESARROLLO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar potencialidad del recurso</li> <li>• Registrar características de la roca, grado de madurez térmica y fluido producido</li> <li>• Estimulación y evaluación de productividad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar las zonas de mayor potencial dentro de un bloque</li> <li>• Niveles de navegación</li> <li>• Probar tecnologías y diseños de terminación</li> <li>• Bases de Diseño (<i>Play books</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo de evaluación de resultados y ajustes para converger a un diseño óptimo de terminación</li> <li>• 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>
1 pozo cada 100 km <sup>2</sup>	Apalancar conocimiento a partir de experiencias en bloques vecinos ( <i>data trade</i> )	Optimización de costos & productividad. Desafiar paradigmas

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 salió a comprar tecnología y a buscar soluciones ya desarrolladas por otras firmas, fundamentalmente trabajando en EEUU<sup>21</sup>. En esta búsqueda Y-TEC ha jugado un rol clave en la evaluación de las diferentes tecnologías previo a la compra de las mismas y en simultáneo abrió un programa de investigación completamente dedicado a estudiar la producción no convencional, cuyos resultados son promisorios en relación al desarrollo de una producción nacional de insumos (agentes sostén y productos químicos) utilizados en la fracturación hidráulica, tecnologías para evaluaciones geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas, simulador de diseño de fracturas, entre otras.

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

En lo productivo, se comenzó a optimizar el proceso y hay una cadena de servicios que requiere de estricta supervisión. De acuerdo a 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 de tiempo. Actualmente se está en una etapa donde es necesario bajar los costos de delineación de los pozos del *factoring mode*. Pero es en este último 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 #11)<sup>22</sup>.

Gráfico #11. Desempeño de tiempo de perforación y costo de pozo en *shale*



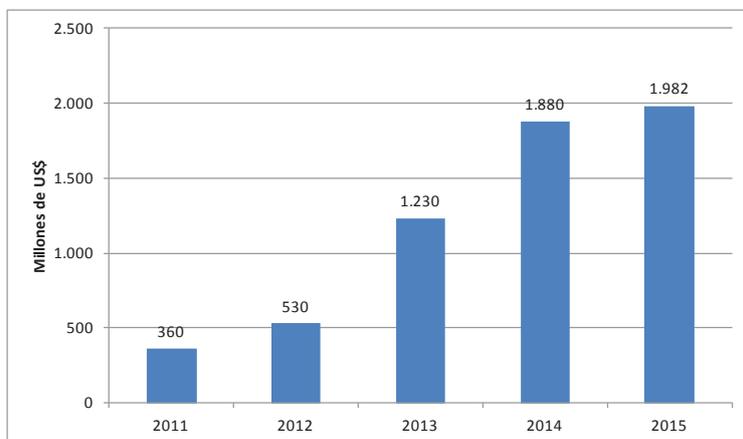
Nota: Los datos corresponden al promedio 2015 y al promedio 2016 de los yacimientos (LLL-1305 (h), LLL-1306 (h), LLL-1307 (h), LLL-1308 (h)).  
Fuente: Elaboración propia en base a Bizzoto (2016).

Sin embargo, respecto a cómo se hace la fractura y como se la apuntala hay mucho para hacer y mucho que no se sabe. Un tema central es que las leyes de la física que rigen al reservorio convencional no son aplicables en los no convencionales y eso exige un replanteo del modelado del reservorio para la identificación de los *sweet spots* (el área del reservorio que presenta el mejor potencial de explotación) y determinación de las mejores locaciones para la perforación de los pozos<sup>23</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.

22. Las principales optimizaciones surgieron de: i) Locación reducida (180\*150m a 150\*85m), ii) Preparación y utilización eficiente de lodo, cementación y prueba de BOP *Off-line*, iii) *batch drilling - skidding*, menor tiempo en armado de sondeo.

23. 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 (Cagliari y Hirschfeldt, 2015).

Gráfico #12. Inversión anual bruta de la empresa YPF en extracción no convencional (millones de US\$)



Fuente: Bizzoto (2016).

## 4.7. Síntesis

A modo de resumen, la presente sección ha mostrado 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 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 que derivó 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, aunque 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 proveniente de estos yacimientos, es el 20% y 34% del total extraído de petróleo y gas, respectivamente. Estas participaciones se explican 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 detrás de EEUU, y provee un campo de evidencia para indagar acerca de lo aprendido hasta el momento y la participación local en ese aprendizaje.

## 5. La innovación en el *upstream* de PyG 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 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 las 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 CEPAL forma parte de los bienes primarios y de las manufacturas basadas en RRNN, 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; Shuen *et al.*, 2014; Perrons, 2014). Parte de ese nuevo ímpetu de la innovación tiene que ver 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 requiere de nuevas tecnologías (Perrons, 2014, Persaud, 2007). 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>24</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 que entre las empresas de servicios las más dinámicas en la generación de nuevas tecnologías relacionadas con el *upstream* son las transnacionales Schlumberger,

---

24. Ver Perrons (2014).

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 con una importancia en los entramados nacionales que varía de acuerdo a las formas institucionales que se van desarrollando localmente<sup>25</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, esta no se encuentra sistematizada. Por lo tanto, para realizar un análisis agregado de la situación y la evolución del cambio tecnológico en petróleo y gas, 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.

## 5.1. I+D 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>26</sup>, que en su informe de 2015 incluye a las 2500 empresas que cotizan en bolsa que más invirtieron en I+D en 2013, incorporando además las ventas, el número de ocupados y el valor de mercado de la firma.

Utilizando esos datos, en el cuadro 8 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 2500 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, 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 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 destaca Total con 0,6%, mientras que BP, Shell, Exxon y Chevron muestran coeficientes de entre el 0,2% y 0,3%.

25. 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 Blongrem, 2011).

26. Ver <http://iri.jrc.ec.europa.eu/>

## Cuadro #8. Ranking sectorial de intensidad en I+D (R&D Scoreboard 2500)

Sector	Intensidad tecnológica (I+D/Ventas)	I+D 2013 (millones de euros)	Ventas de 2013 (millones de euros)	Cantidad 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	263.190	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 10 empresas en el ranking)	1,1	4.862	437.414	48
Total	3,2	538.298	16.723.001	2500

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

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>27</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

27. Esto es 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 petróleo y gas.

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 et al., 2016).

### Cuadro #9. Ranking empresarial de intensidad en I+D en el sector petrolero (R&D Scoreboard 2500)

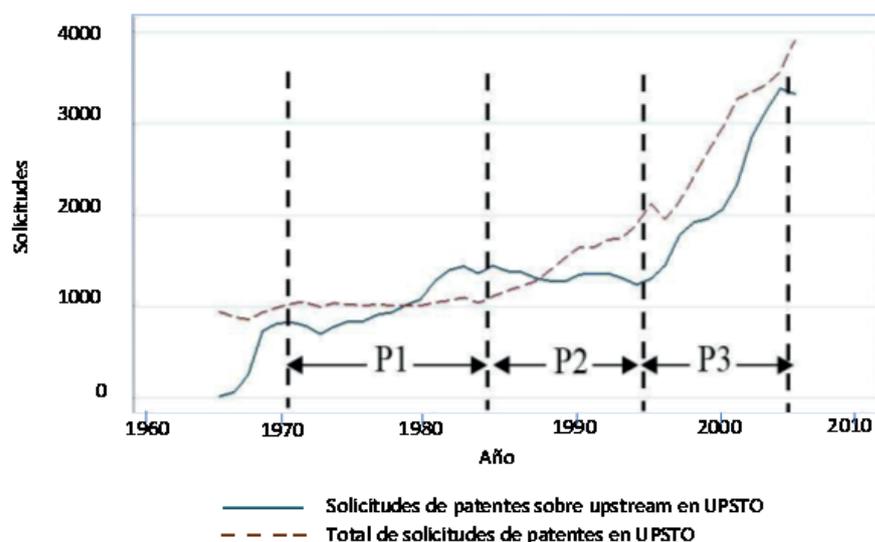
Empresa	Segmento	Intensidad tecnológica (I+D/Ventas)	I+D 2013 (millones de euros)	Ventas de 2013 (millones de euros)	Ocupados 2013
CGG	Servicios	6,0	163	2.731	9.688
YANTAI JEREH OILFIELD SERVICES	Servicios	5,6	24	434	2.917
PETROLEUM GEO SERVICES	Servicios	3,7	40	1.089	2.245
SCHLUMBERGER	Servicios	2,6	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
PETROLEO BRASILEIRO	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
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
PETROLEOS 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
PETROLIAM NASIONAL	Servicios	0,0	18	64.297	5.428
SOLAZYME	Operadora	117,7	34	29	271
Total general		0,4	12.129	3.174.527	2.758.973

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

## 5.2. 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. Dentro de esa tendencia creciente que abarca las últimas cuatro décadas, Maleki *et al.* (2016) identificó tres subperíodos con particularidades en lo relativo al ritmo de las solicitudes, al tipo de agentes responsables de las mismas y a la evolución del precio del petróleo.

Gráfico #13. Evolución de las solicitudes de patentes vinculadas al *upstream* petrolero en UPSTO



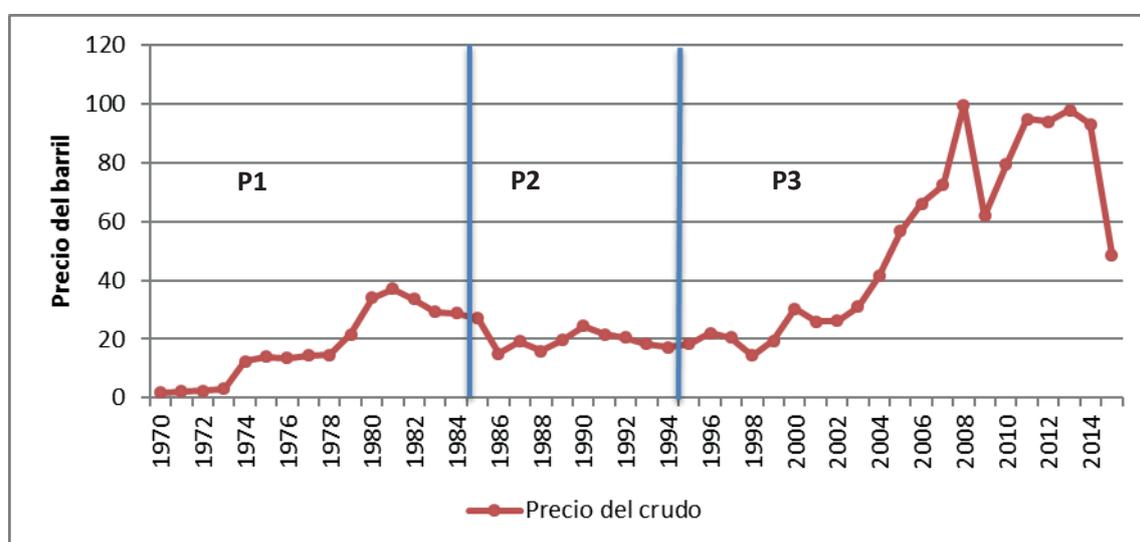
Fuente: Maleki *et al.* (2016).

El primer período que va desde inicios de los setenta hasta mediados de los ochenta muestra una tendencia creciente de las solicitudes, que en 1984 llegaron casi a duplicar las de 1970 (aproximadamente 1450 contra 700). Este periodo se inicia en el shock de los setenta, cuando confluyen la nacionalización del petróleo en los países árabes, la revolución iraní y el incremento del consumo, lo que elevó los precios del petróleo (gráfico 14). Esto llevó a esfuerzos de innovación para diversificar los recursos que se tradujeron en una tasa creciente de innovaciones y patentes. De acuerdo a 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 precios del petróleo estancados y en descenso. Los precios decrecientes dieron lugar

a las modificaciones en las formas de organización del negocio mencionadas anteriormente. 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 que 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, dando 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>28</sup>.

**Gráfico #14. Evolución del precio del petróleo (1970-2015)\***



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

\* 1970-1973 precio oficial Saudi Light, 1974-1985 precios de importación, 1986-2007 precios spot para West Texas Intermediate at Cushing (WTI Cushing)

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 éste comienza a incrementarse 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 *off shore* 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 derivadas de los acontecimientos previamente comentados.<sup>29</sup> Sin embargo, si se comparan los gráficos 13 y 14, se puede apreciar que el patentamiento muestra una

28. 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).

29. En este marco, Maleki et al. (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.

evolución similar a la del precio del petróleo, mostrando un comportamiento procíclico. Mayores precios de petróleo incentivan a las empresas a poner en producción áreas cuyas técnicas de extracción no están del todo desarrolladas.<sup>30</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 claves entrevistados para este estudio, que destacan que ante nuevas oportunidades o necesidades, “cuando el precio sube ya es tarde para iniciar la investigación”.<sup>31</sup>

En lo relativo a tecnologías asociadas específicamente a recursos no convencionales (fracturación horizontal y fracturación en formaciones subterráneas), se identificaron 4.869 solicitudes de patentes publicadas en la Oficina de Patentes y Marcas Registradas de los Estados Unidos (*USPTO*, por su sigla en inglés) entre 1970 y 2013.<sup>32</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<sup>33</sup> (ver gráfico 15). 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.

30. A modo ilustrativo, en 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.

31. 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 una explotación rentable del recurso en el corto plazo, no van a tener oportunidad de competir con quienes sostengan sus programas una vez que se modifique la tendencia de los precios.

32. 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. El período analizado abarca de 1970 a 2013. Para hallar las solicitudes relevantes se utilizó la *Cooperative Patent Classification*

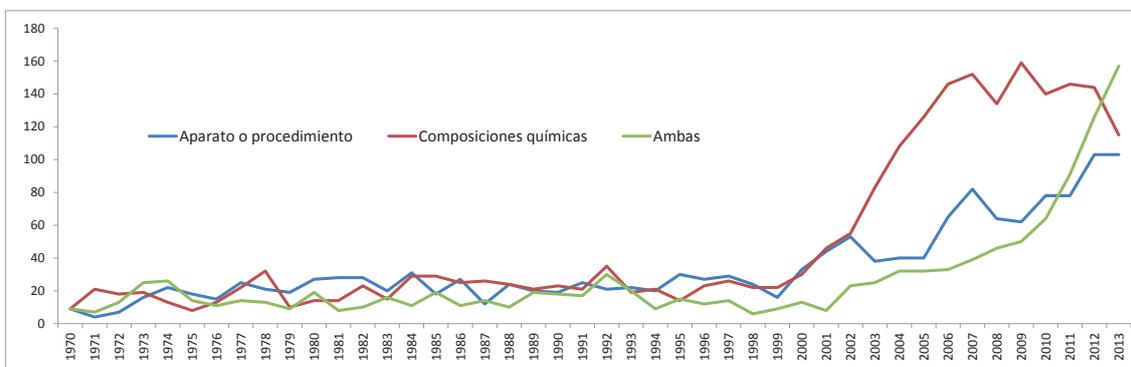
Descripción de las clasificaciones CPC empleadas				
Sección	Clase	Subclase	Grupo	Resumen de la clasificación
E	21	B	046/low	Perforación horizontal en formaciones subterráneas
E	21	B	261/low	Pasos para (1) cementar o consolidar; (2) y fracturar o atacar formaciones subterráneas
E	21	B	43/267/low	Perforación subterránea reforzando fracturas a través del apuntalamiento
E	21	B	43/305/low	Perforación subterránea con al menos un pozo inclinado u horizontal
C	09	K	8/62/low	Composiciones para formar fracturas o grietas en pozos subterráneos
C	09	K	8/80/low	Composiciones para estimular la producción de formaciones subterráneas a través de fracturas

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. Se emplearon los siguientes grupos CPC:

Se agradece la colaboración de Luis Gil Abinader (CIECTI) en la búsqueda y procesamiento de esta información.

33. El incremento del número de solicitudes presentadas a principios de la década 2000 es consistente con otros estudios sobre patentes en fracturación hidráulica (Cahoy, *et al.*, 2013; Lloyd, *et al.*, 2014).

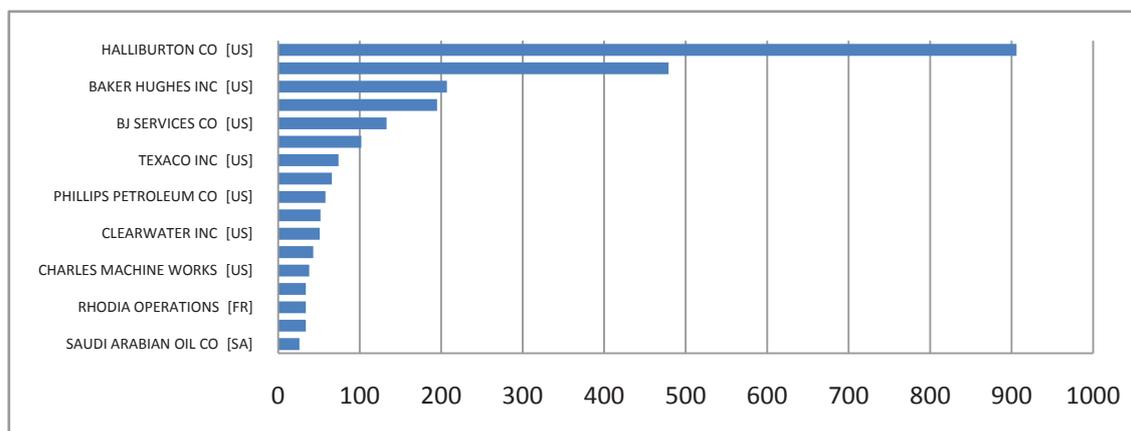
**Gráfico #15. Solicitudes de patentes relacionadas con fracking presentadas en la UPSTO, por año de prioridad**



Fuente: Elaboración propia en base a *Worldwide Espacenet*.

Entre los titulares de esas solicitudes prevalecen claramente las empresas de servicios, especialmente Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes (gráfico 16). En los gráficos 17a, 17b y 17c también se puede apreciar la evolución de la importancia de estos actores en el desarrollo tecnológico del sector, en línea con lo comentado previamente.

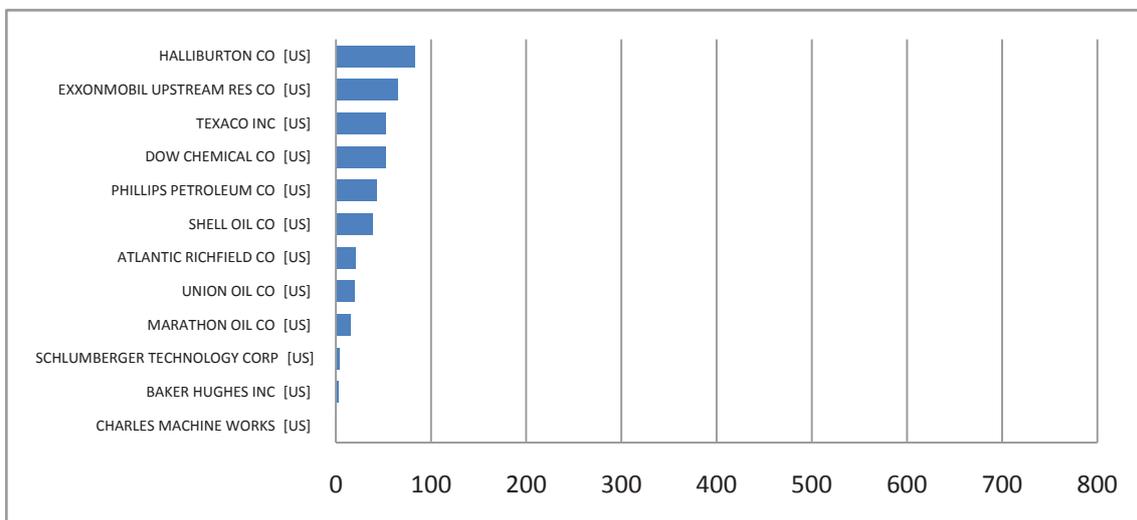
**Gráfico #16. Titulares de patentes relacionados con fracking en la USPTO (1970-2013)**



Fuente: Elaboración propia en base a *Worldwide Espacenet*.

En tal sentido, entre 1970 y 1984 (gráfico 17a) las solicitudes de patentes no son muy numerosas en las tecnologías relacionadas con fracturación horizontal y entre las empresas más activas se filtran operadoras como ExxonMobil, Texaco y Shell.

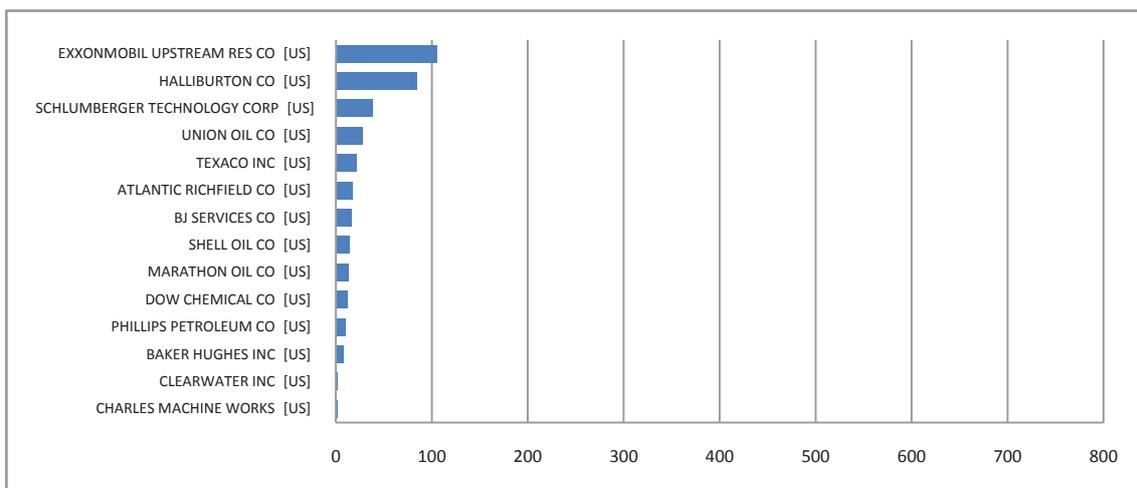
Gráfico #17a. Titulares de patentes relacionadas con fracking en la USPTO (1970-1984)



Fuente: Elaboración propia en base a *Worldwide Espacenet*.

Entre 1985 y 1994 (gráfico 17b), tampoco es muy elevado el patentamiento pero surge como hecho destacable la aparición de Schlumberger como actor relevante en el impulso de las tecnologías asociadas a no convencionales. En este período es una operadora, ExxonMobil, la que lidera el ranking de patentes.

Gráfico #17b. Titulares de patentes relacionadas con fracking en la USPTO (1985-1995)



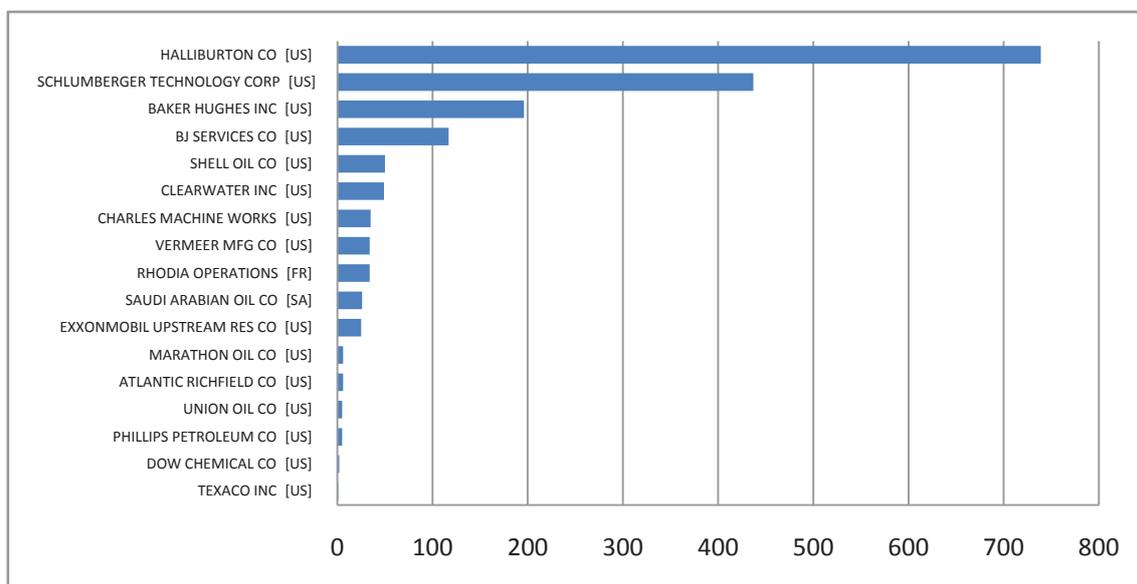
Fuente: Elaboración propia en base a *Worldwide Espacenet*.

El cambio significativo en este escenario se produce con posterioridad a 1995 (gráfico 17c). Este cambio involucra dos aspectos. Por un lado, se incrementa mucho el patentamiento

pasando de promedios anuales de 54 patentes en 1970-1984 y 62 en 1985-1995 a 181 en 1996-2013. Por el otro, se perfila un claro liderazgo tecnológico en materia de fracturación horizontal por parte de las empresas de equipos y servicios y, dentro de ellas, de Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes.

En síntesis, el *upstream* petrolero es una actividad de aún 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 en Estados Unidos pero también en Argentina y en 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.

Gráfico # 17c. Titulares de patentes relacionadas con fracking en la USPTO (1996-2013)



Fuente: Elaboración propia en base a *Worldwide Espacenet*.

### 5.3. Oportunidades y desafíos tecnológicos asociados al desarrollo de hidrocarburos no convencionales en 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, abasteciendo a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas.

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 atendiendo 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 (ver diagrama 2 en la sección 4). 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 con 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 Argentina (aún más teniendo en cuenta que a los valores de referencia calculados en puertos de EEUU se deben adicionar los costos de transporte, impuestos y seguros).

Ese contexto permite visualizar un conjunto de desafíos tecnológicos y oportunidades consecuentes asociadas a un mayor desarrollo de la explotación de hidrocarburos no convencionales (*shale* y *tight*) en Argentina. Los desafíos se pueden agrupar en tres áreas principales:

1. Desarrollo de conocimientos en relación a la geología del reservorio.
2. Mejora de la productividad de los pozos.
3. Reducción de los costos operativos en modo factoría.

En lo relativo al desarrollo de conocimientos y tecnologías en relación a la geología y delineación del reservorio los principales desafíos y oportunidades se relacionan con: a. 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; b. La roca generadora, geoquímica y petrofísica para el estudio de la capacidad de producción de hidrocarburos económicamente explotables; c. La trampa y sello, estudio de la mecánica de rocas (geomecánica) para el diseño de las fracturas para la óptima recuperación de los hidrocarburos; d. El reservorio, modelos para la interpretación de las características geológicas y de los fluidos congruentes con su problemática, identificación de los *sweet spot* (zonas con mayor probabilidad de acumulación); y e. 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: a. fracturación hidráulica, productos, equipos y modelos que optimicen la apertura de la fractura y, especialmente, la superficie de contacto con el reservorio; b. terminación, equipos para la instalación de producción en sub-superficie que faciliten el flujo del hidrocarburo; 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.

Con respecto a la reducción de costos de operación, los desafíos y oportunidades tecnológicas más evidentes se encuentran en las actividades de: a. perforación de pozos, equipos con mayor potencia para reducir tiempos y perforar pozos múltiples; b. fracturación hidráulica, plataformas móviles que abarquen los productos y equipos, que faciliten la logística de esta actividad.

El conjunto de oportunidades de desarrollo tecnológico mencionadas no debe considerarse exhaustivo, por un lado, porque sólo hace referencia a las que se ha considerado más relevante 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 el deseo de llevar adelante proyectos de esa naturaleza en 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), trascendiendo 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 Argentina existe una larga trayectoria en hidrocarburos que ha generado un conjunto de actores y de 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 la explotación del mismo.

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, tal como se comentó. Lo mismo ocurre con las empresas multinacionales de equipamientos y servicios. Sin embargo, el principal actor del sector en Argentina es YPF. De acuerdo a 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 (como ya se comentó) - aunque no programas de desarrollo tecnológico conjuntos- y, además, tiene vínculos fluidos con las principales proveedoras multinacionales de equipamientos y servicios. Estas últimas 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 emprendida por YPF en los noventa. De acuerdo a un relevamiento realizado en 2013 por el Ministerio de Industria, las pymes de servicios petroleros en Argentina son más innovadoras que el promedio de la industria y ello genera una base para el desarrollo de proveedores. Sin embargo, informantes claves 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 permita 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 los aspectos productivos pero que tienen incidencia indirecta sobre la actividad a partir de la generación de conocimientos y de recursos humanos. En este aspecto se destaca Y-TEC, que es 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 la I+D<sup>34</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 (ver recuadro 1). En materia de formación de recursos humanos, las disciplinas más relevantes son la geología y la ingeniería con orientación

34. Y-TEC también realiza actividades de formación, transferencia de conocimientos y servicios a empresas.

en petróleo o química. De acuerdo a 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 los aspectos tecnológicos se han complejizado, y el desarrollo y adaptación de la actividad se nutren crecientemente de otras disciplinas, como la física, la nanotecnología y las TIC, entre otras.

### 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 que 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 12 plantas piloto.

La actividad principal de Y-TEC es la I+D que está organizada actualmente en seis áreas estratégicas que constituyen el paraguas de 15 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, con agentes de sostén y cerámicos, arenas resinadas etc.

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 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 los 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 y en base a la experiencia desarrollada en yacimientos convencionales. En yacimientos no convencionales la fractura es más profunda y más heterogénea, por lo que requiere de otras 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 en base a 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.

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 la necesidades de la industria. Sin embargo, aun en un marco de escasa coordinación en los aspectos mencionados, de acuerdo a los informantes entrevistados, las pruebas y explotaciones piloto que YPF viene desarrollando en Vaca Muerta le generan un activo de conocimiento que posicionan 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 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 la experimentación en terreno que le permite obtener datos, correr modelos, probar su eficacia y ajustarlos con nuevos resultados.

A modo de cierre, en el siguiente cuadro se presentan de manera genérica las principales oportunidades tecnológicas asociadas a la explotación no convencional mencionadas anteriormente, 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 en 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 geo mecánica para el diseño de las fracturas). Por último, hay un grupo de oportunidades que no podrían ser aprovechadas por actores locales en el corto y mediano plazo porque no existe capacidad suficiente. Las implicancias de política difieren para cada una 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.

Yendo específicamente al caso de YPF y tomando 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 #10. Síntesis: oportunidades tecnológicas, capacidades locales y avances realizados

CAPACIDAD LOCAL	OPORTUNIDADES	AVANCES	IMPLICANCIAS
ELEVADA	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.		
	1.c. Mecánica de rocas (geo mecánica) para el diseño de las fracturas		
MEDIA	1.d. Modelos para la interpretación de las características geológicas y de los fluidos	Sin avances	Impulsar / Fomentar
	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.		
REDUCIDA	1.a Geofísica, tanto en el registro como en el procesamiento, para la identificación de las capas lutíticas		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 sub-superficie que faciliten el flujo del hidrocarburo;		

Fuente: Elaboración propia en base a entrevistas

## 6. Síntesis y conclusiones

---

El propósito de este proyecto ha sido indagar acerca del potencial de innovación de la actividad extractiva de petróleo y gas no convencional en Argentina en el contexto de una renovada mirada en la literatura hacia los RRNN como posibles impulsores del desarrollo tecnológico y económico.

En ese marco, un primer paso consistió en indagar acerca la importancia económica potencial de los recursos hidrocarburíferos no convencionales en Argentina. El estudio realizado muestra que los recursos de petróleo y gas no convencional técnicamente recuperables estimados en el país son cuantiosos. 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 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 proveniente de estos yacimientos, es el 20% y 34% del total extraído de petróleo y gas, 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 esta. 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 EEUU -única localización en la 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 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 convencional 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 EEUU, 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 Argentina. En otras palabras, cierto nivel de “customización” en algunos desarrollos tecnológicos parece que será imprescindible para aprovechar el potencial que ofrece la dotación de petróleo y gas no convencional en Argentina.

Existe en esa dirección una base de capacidades locales para afrontar este desafío 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 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 claves, 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, a saber:

- Extender el modelo inicial que ha prevalecido 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 Argentina no serían muy significativos, más allá de las externalidades positivas que se obtendrían en otros campos (infraestructura, empleo, etc);
- 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 tecnológicas generadas por la especificidad de los recursos no convencionales en 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 que en el esquema alternativo centrado en adaptaciones de tecnologías importadas. Los límites de esta estrategia no son menores, sin embargo, particularmente por el monto de la inversión pública de largo plazo requerida para el desarrollo de los activos necesarios (recursos humanos, infraestructura especializada y, por supuesto I+D) para hacerla viable;

- 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 Argentina busque posicionarse en el desarrollo tecnológico e innovación en cuestiones de “nicho”, asociadas a los aspectos idiosincráticos que reviste la explotación de petróleo y gas no convencional 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 posicionar a YPF 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, como 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.

# Bibliografía y fuentes consultadas

---

Accenture (2014). *Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035*.

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. SPRU, Reino Unido.

Albrieu, R., López, A. y Rozenwurcel G. (coordinadores) (2012). "Los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur: ¿ficción o realidad?", *Serie Red Mercosur* 23.

Amigos de la Tierra (2014). "Fracturando límites. Argentina: El Desembarco del Fracking en Latinoamérica", Informe Mayo.

Auty, R.M. (1990). *Resource-Based Industrialization: Sowing the Oil in Eight Developing Countries*, Oxford University Press, Nueva York.

Bastian, B., Tucci, Ch., Bogers, M. (2011). "Natural Resource Constraints and Innovation", DRUID 2011, Denmark, June 15-17.

Behbudi, D., Mamipour, S. Karami, A. (2010). "Natural resource abundance, human capital and economic growth in the petroleum exporting countries", *Journal of Economic Development*, 81, 35 (3), 81-102.

Barreiro, E. (2009). Análisis de la provisión futura de gas a la Argentina. Comparación del gas de *tight* con otras opciones importadas. Presentación Uncuyo.

Bizzotto, P. (2016). "YPF de la Roca Madre al Mercado. Primeros cuatro años de de historia", presentado en SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, junio de 2016.

Blomström, M. y Kokko, A. (2007). "From Natural Resources to High- Tech Production: The Evolution of Industrial Competitiveness in Sweden and Finland", en *Natural Resources: Neither Curse nor Destiny*, editado por D. Lederman y W. F. Maloney, Capítulo 8, Stanford University Press.

Bohi, D. (1998). "Changing Productivity in U.S. Petroleum Exploration and Development", Discussion Paper 98-38. *Resources for the future*, Washington DC.

Bravo, V. (2012). "Una opinión sobre el Fracking", Fundación Patagonia, mimeo.

Bustillo, I., Artecona, R., Makhoul, I., y Perrotti, D. (2015). *Energía y políticas públicas en los Estados Unidos. Una relación virtuosa para el desarrollo de fuentes no convencionales*, Serie Estudios y Perspectivas, CEPAL, Washington.

Caligari, R. y Hirschfeldt, M. (2015). "Condiciones para la explotación de recursos hidrocarbúricos no convencionales en la Argentina", en Riavitz et al, *Recursos Hidrocarbúricos No Convencionales. Shale y el Desarrollo Energético de la Argentina*, Eudeba, Buenos Aires.

Casares, C. (2013). "La Comercialización de Gas Plus", *Contacto SPE*, septiembre de 2013.

Castaneda, L. Muñoz, J. y Ancheyta, J. (2014). "Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils", *Catalysis Today*, 220-22, 248-273.

Chudnovsky, D. y López, A. (2001). "La inversión extranjera directa en el Mercosur. Un análisis comparativo", en D. Chudnovsky (coord.), *El boom de inversión extranjera directa en el Mercosur*, Madrid, Siglo Veintiuno.

De Ferranti, D., Perry, G., Lederman, D. y Maloney, W. (2002). "From Natural Resources to the Knowledge Economy: Trade and Job Quality", *Latin American and Caribbean Studies*, Banco Mundial, Washington, DC.

De la Torre, A., Sinnott, E. y Nash, J. (2010). *Natural resources in Latin America and the Caribbean: Beyond booms and busts?*, Banco Mundial, Washington, DC.

- Di Sbroiavacca, N. (2013). "Shale Oil y Shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva", Documento de Trabajo, Departamento de Economía Energética, Fundación Bariloche, Bariloche.
- Di Vincenzo, M. (2014). "Desarrollo de los recursos no convencionales en los Estados Unidos". Petrotecnia, pp. 54-61, abril.
- 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". [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)
- Energy Information Agency (2015). "Key World Energy Statistics" [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*, 18(4), 91-106.
- Fernández, R. (2015). *Escenarios Energéticos Argentina 2015 - 2035: Resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable*, Fundación AVINA, Buenos Aires.
- Gelb, A.H. (1988). *Windfall Gains: Blessing or Curse?*, Oxford University Press, Nueva York.
- Guoping Bai y Yan Xu, (2014). "Giant fields retain dominance in reserves growth", *Oil and Gas Journal* <http://www.ogj.com/articles/print/volume-112/issue-2/exploration-development/giant-fields-retain-dominance-in-reserves-growth.html>
- Gutierrez Schmidt N. y Alonso, M., Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Gob. De Neuquén (2014). "Informe anual de Producción No Convencional de Petróleo y Gas Provincia de Neuquén", <http://www.energianeuquen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc=>
- Gylfason, T., Herbertsson, T.T. y Zoega, G. (1999). "A mixed blessing: Natural resources and economic growth", *Macroeconomic Dynamics* 3, 204-225.
- Hatzichronoglou, T. (1997). "Revision of the high-technology sector and product classification", *STI Working Papers*, 1997/2, OCDE, París.
- Hausmann, R. y Klinger, B. (2006). "Structural Transformation and Patterns of Comparative Advantage in the Product Space", *Working Paper Series rwp06-041*, Harvard University, John F. Kennedy School of Government, EEUU.
- Heum, P., Quale, C., Karlsen, J. E., Kragha, M. y Osahon, G. (2003). "Enhancement of local content in the upstream oil and gas industry in Nigeria: A comprehensive and viable policy approach" (SNF Report No. 25/03, August). Bergen, Norway: SNF-Institute for Research in Economics and Business Administration.
- Hidalgo, C., Klinger, B., Barabasi L. y Hausmann, R. (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 de la Universidad de Oslo, agosto.
- International Energy Agency (IEA) (2015). *World Energy Outlook 2015*, OECD/IEA, París.
- Lederman, D. y Maloney, W. (2007). *Natural Resources: Neither Curse nor Destiny*, Stanford University Press y Banco Mundial, Washington, D.C.
- Lederman, D. y Maloney, W.F. (2012). *Does What You Export Matter? In Search of Empirical Guidance for Industrial Policies*, Banco Mundial, Washington, DC.
- Lengyel, M., Aggio, C. y Milesi, D (2015). Generación de conocimiento y capacidades tecnológicas en sectores basados en recursos naturales. El caso de la agricultura en Argentina. Documento de Trabajo CIECTI.
- Leskinen, O.; Klouman Bekken, P.; Razafinjatovo, H.; García, M. (2012). The oil & gas cluster in Norway. A story of achieving success through supplier development. Harvard Business School.

- López Anadón, E. (2015). "El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales", Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires.
- López Anadón, E., Casalotti, V., Guisela M. y Halperin F. (2013). "El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales", IAPG, Buenos Aires.
- Loschky, A. (2008). "Reviewing the Nomenclature for High-Technology Trade. The Sectoral Approach", OCDE, Statistics Directorate, STD/SES/WPTGS (2008) 9, París, septiembre.
- Maleki, A., Rosiello, A. y Wield, D. (2016). "The Effect of the Dynamics of Knowledge Base Complexity on Schumpeterian patterns of Innovation: the upstream petroleum industry", Innogen Institute, University of Edinburgh.
- Mansilla, D. (2013). "Análisis de diagnóstico tecnológico sectorial. Petróleo y gas", MINCYT, Buenos Aires.
- Marin, A., Navas-Alemán, L. y Pérez, C., (2009). "The possible dynamic role of natural resource-based networks in Latin American development strategies", Documento de trabajo CEPAL-SEGIB, Buenos Aires.
- Marin, A., Stubrin, L., y van Zwanenberg, P. (2013). "Developing capabilities in the seed industry: which direction to follow?", mimeo, CENIT, Buenos Aires.
- Matranga, M. y Gutman, M. (2012). "Gas y Petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina", mimeo, Buenos Aires.
- Mendiberri, H., Valdez, A. y Giusiano, A., Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Gob. De Neuquén (2014). "Reservorios no convencionales, calculo de recursos, la visión desde la provincia de Neuquén", [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 Nacional de Energía y Minería: Sección Hidrocarburos (2013). <http://www.energia.gov.ar/home/hidrocarburos.php>
- Morris, M., Kaplinsky, R. y Kaplan, D. (2012). *One Thing Leads To Another. Promoting Industrialization by Making the Most of the Commodity Boom in Sub-Saharan Africa*, MMCP Book, Cape Town.
- Pandolfo, L. (2012). "Núcleo Socio Productivo Estratégico", Documento de Referencia sobre Tecnologías para petróleo y gas, SePP, MINCYT, Buenos Aires.
- Pérez, C. (2010). "Dinamismo tecnológico e inclusión social en América Latina: una estrategia de desarrollo productivo basada en los recursos naturales", *Revista CEPAL*, No. 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*, 124(2014) 301-312.
- Persaud, J. (2017). "Innovation and performance: the case of the upstream petroleum sector", Tesis Doctoral, Carleton University, Canadá.
- Sachs, J.D. y Warner, A.M. (1995, revisado en 1997 y 1999). "Natural resource abundance and economic growth", National Bureau of Economic, Research Working Paper No. 5398, Cambridge, MA, EEUU.
- Sachs, J.D. y Warner, A.M. (1999). "The big push, natural resource booms and growth", *Journal of Development Economics*, 59, 43-76.
- Sasson, A. y Blomgren, A. (2011). "Knowledge Based Oil and Gas Industry", Research Report 3/2011. Norwegian Business School.
- Shuen, A., Feiler, P. y Teece, D. (2014). "Dynamic capabilities in the upstream oil and gas sector: Managing next generation competition", *Energy Strategy Reviews* 3 (2014) 5-13.
- SPE (2013). "A 5 años del nacimiento del Programa de Gas Plus", Contacto SPE, septiembre de 2013.
- Stinco, L. y Barredo, S. (2014). "Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina", *Revista Petrotecnia*, [http://www.petrotecnia.com.ar/octubre2014/Pdfs\\_SIN\\_Public/Caracteristicas.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/octubre2014/Pdfs_SIN_Public/Caracteristicas.pdf)

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013). "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", U.S. Energy Information Administration, Washington.

Urresti, A. y Marcellesi, F. (2012). Fracking: Factura que pasará factura, *Ecología política* N° 43, Cuadernos de Debate International.

US Energy Information Administration (EIA) (2013). "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", [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)

Walker, M., y Jourdan, P. (2003). "Resource-based sustainable development: An alternative approach to industrialisation in South Africa", *Minerals and Energy*, 18(3), 25-43.

Wright, G., y Czelusta, J. (2004). "Why economies slow: The myth of the resource curse", *Challenge*, 47(2), 6-38.

# Anexos

---

## ANEXO I. La generación de los hidrocarburos

Existe relativo consenso acerca de la teoría orgánica que explica la conformación del petróleo y el gas (PyG). Esta teoría afirma que el PyG se generó en ambientes acuáticos a partir de material orgánico proveniente de micro organismos, 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 del tiempo, millones de años, las grandes presiones, las elevadas temperaturas y la falta de oxígeno transformaron esta materia orgánica primero en un material parafinoso 'querogeno' y luego en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. Este proceso, denominado catagénesis se produjo en lo que se denomina 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 PyG encerrado u ocluido en millones de poros microscópicos que no están conectados entre sí y, por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de esta 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, sumadas al propio proceso de generación del PyG, se han producido caminos por los cuales el PyG 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 PyG. La acumulación del PyG 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 petróleo y gas 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 PyG por el interior de la roca con relativa facilidad.

Los reservorios con alta permeabilidad dan lugar a los yacimientos de PyG 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 PyG 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, absorbido en la matriz. Al decrecer la presión del agua permite que el metano se desorba 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 utilizando 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:

1. 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.
2. 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 y 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.

3. Rocas reservorio: en ellas se aloja el hidrocarburo, siendo su constitución en los reservorios convencionales 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.
4. Porosidad: se toma el 10% como límite de yacimientos que podrían ser explotables por medios convencionales de producción. Es decir, con más de 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.
5. Permeabilidad: en reservorios convencionales la permeabilidad se puede encontrar arriba de los 100 mD (Mili Darcy)<sup>35</sup> pero en los no convencionales puede ser menor de 0.1 mD. Frecuentemente el rango puede ser del orden de nanodarcys.
6. Geoquímica: muchos de los valores y datos geoquímicos aplican para ambos tipos de yacimientos. Sin embargo, en yacimientos convencionales podemos tener campos de hidrocarburos comerciales en rocas inmaduras debido a la migración de los mismos. En yacimientos no convencionales la sección productiva debe tener la madurez térmica y el contenido de materia orgánica (COT) 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 al querógeno debe ser del tipo I ó II para asegurar la generación de petróleo o gas.
7. 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 el fracturamiento hidráulico.
8. Migración: la migración y el tiempo que lleva pueden ser claves en yacimientos convencionales para su comercialización. Muchas veces se encuentran yacimientos comerciales a mucha distancia de la RG debido a migración de los hidrocarburos. A los yacimientos no convencionales se los encuentra directamente en la RG, es decir, no se verifica la migración a distancia.

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

1. 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.
2. Producción: en yacimientos convencionales se encuentran varios estados de producción, primario, secundario y a un terciario. En yacimientos no convencionales

35. Darcy: unidad de medida de la permeabilidad que indica la capacidad de fluencia de un líquido en relación al material que atraviesa

no hay fases 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 los no convencionales.

3. Declinación: el agotamiento de los yacimientos no convencionales puede ser muy precipitado con relación a los convencionales. Los pozos de gas de yacimientos convencionales declinan alrededor del 20% por año. Sin embargo, 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 información histórica del comportamiento de estos yacimientos y por consiguiente, con conocimiento los factores de recobro/riqueza de muchos tipos de reservorios. Hay yacimientos convencionales, que han producido por más de 30-40 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.

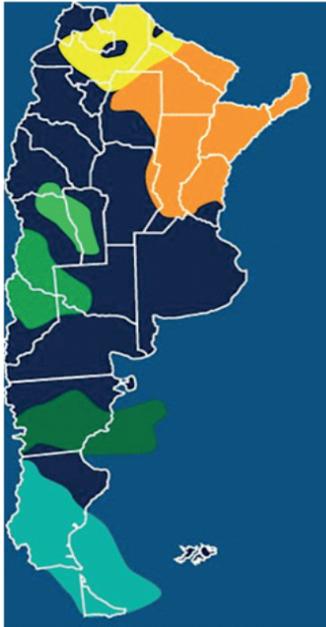
**Tabla # 1. Resumen diferencias entre reservorios convencionales y shale**

	Características	Convencionales	Shale
Geología	Roca generadora	Distante del reservorio	Coincide roca reservorio
	Trampas	Se extiende más allá RG	Se limita a la RG
	Roca reservorio	Areniscas porosas	Coincide RG: lutita y margas
	Porosidad	>10%	<10%
	Permeabilidad	>100mD	<0.1mD
	Geoquímica	Inmaduras	Alto COT
	Sello	Necesario	Innecesario
	Migración	Clave	No se considera
Explotación	Pozos	Perforación vertical	Perforación horizontal
	Producción	Alta	Estimulación: Fracking
	Declinación	Baja	Alta
	Reservas	Probadas según normativa	Recursos técnicamente recuperables

Fuente: Elaboración propia.

La situación actual del estudio de oportunidades de explotación de reservorios no convencionales en la Argentina se resume en la siguiente figura:

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



Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO II. Aspectos ambientales relacionados a 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 de los mismos tendrán implicancias directas en el desarrollo futuro del sector. Asimismo, 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

En lo que sigue se presentan, sobre los principales temas ambientales que forman parte del debate, los argumentos centrales que se esgrimen desde la industria por un lado y desde los grupos ambientalistas por el otro, sin entrar aún en cómo se ve esto en el caso particular de la Argentina. Para ello se toman como referencia al informe de López Anadón *et al.* (2013) como "voz de la industria" y los informes de Amigos de la Tierra (2014) y Urresti y Marcellesi (2012) como "voz de los grupos ambientalistas".<sup>36</sup>

<sup>36</sup> Es importante señalar que no hay una única voz de la industria ni una única voz de los grupos ambientalistas, sino que 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*.

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 comunique bien con un acuífero, como con la superficie. Existen registros que este tipo de accidentes han ocurrido ya. 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 comprobó la hermeticidad del pozo. Dicho esto, se reconocen afectaciones de agua subterránea pero se las señala como 'raras excepciones' adjudicándolas a instalaciones defectuosas del encamisado protector, no a las fisuras en la roca generadora producidas por la fractura hidráulica y 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, los mismos 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 convirtiendo esto en 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 se afirma que esto es habitual en otros sectores y señalan que en la estimulación hidráulica, el fluido contiene entre 3 y 12 aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación que se fractura. Se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo); gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel); y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo), entre otros. Según la industria, la mayoría de dichos aditivos está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (ver cuadro). 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 enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado.

Un tercer aspecto son los requerimientos de grandes volúmenes de agua, que es un recurso escaso y que son quitados de usos alternativos como el consumo humano, de animales domésticos o riego. Desde la industria se reconoce que la estimulación hidráulica de un

37. Entre los productos se destaca el naftaleno que la OMS 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.

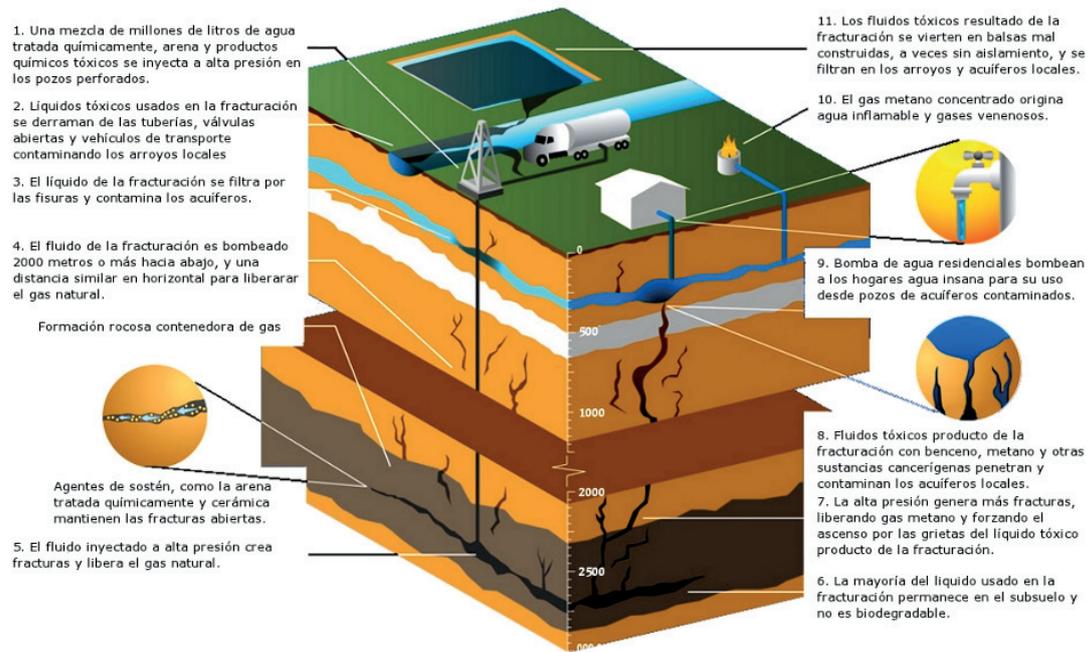
pozo de hidrocarburos de esquistos y lutitas, por ejemplo, puede demandar hasta 30.000 m<sup>3</sup> de agua (30 millones de litros). Sin embargo, la cantidad dependerá del tipo de pozo y de la formación, pudiendo ser una tercera parte de esa cifra. Por otra parte, se están buscando maneras de reducir el uso del agua usando la que se extrae de las formaciones convencionales (agua de purga) pero no está confirmado que lo estén haciendo ya.

Un cuarto aspecto es que se pueden 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 coincidiendo con los periodos 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 era 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 100.000 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 250.000 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.

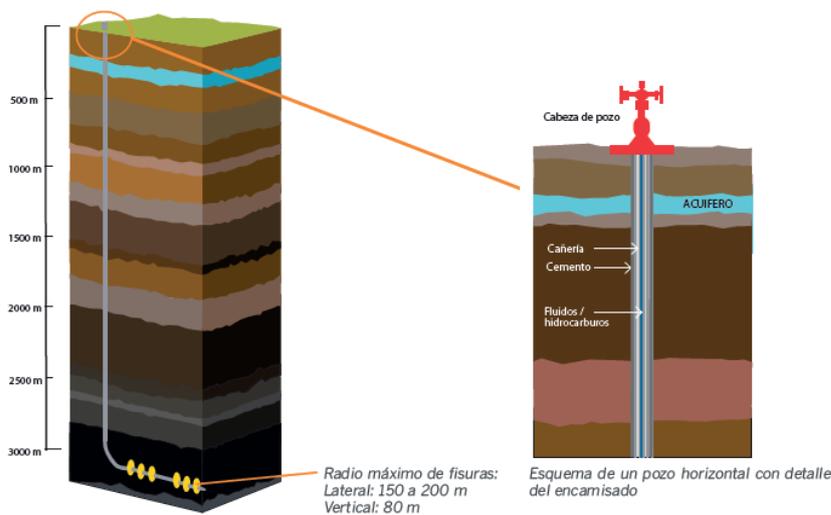
El quinto aspecto que se presenta aquí se refiere al destino final que se les da a las aguas residuales que son perjudiciales para el medio ambiente. Por un lado, la industria señala que al finalizar la operación, la porción del fluido de estimulación hidráulica que retorna a la superficie es tratada y que 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 30% y 100% comparado con el carbón.

## Diagramas que ilustran la extracción del HNC según cada una de las dos posiciones

### ¿Cómo funciona la fracturación hidráulica?



Fuente: Bravo (2012).



Fuente: López Anandón *et al.* (2013).

Los aspectos aquí señalados no agotan todos los elementos de la discusión ni presentan de modo cabal los matices que hay en cada postura. De todos modos, 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 EEUU hasta que se conozcan mejor los riesgos de contaminación de agua potable (Nueva Jersey, Nueva York y Pensilvania) mientras que en 16 municipios la actividad quedó completamente prohibida aun cuando no tienen capacidad regulatoria sobre la industria del gas y el petróleo. 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 (2012). El resto de los países europeos están trabajando en los marcos regulatorios específicos.

	La industria	Movimientos socio ecológicos	Comentarios
<p><b>Contaminación de agua</b> Al hacer una perforación se atraviesan, si los hubiera, los acuíferos cercanos a la superficie, que son los que generalmente se utilizan para obtener agua dulce.</p>	<p>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. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se comprueba la hermeticidad del pozo y en caso de identificar fallas son reparadas para luego proceder con el resto de los trabajos en el pozo, entre ellos la continuación de la perforación a las profundidades en las que se encuentran los hidrocarburos. Una vez alcanzada dicha profundidad, se vuelve a entubar y cementar el pozo. Las fracturas comienzan cuando se terminó el entubamiento y se comprobó la hermeticidad del pozo. Se reconocen como raras excepciones las afectaciones de agua subterránea y se las adjudica a instalaciones defectuosas del encamisado protector, no a las fisuras en la roca generadora producidas por la fractura hidráulica, y se afirma haberlas resuelto de inmediato.</p>	<p>A los riesgos habituales de un sondeo de hidrocarburos, se unen los específicos de los sondeos desviados. Hablamos por lo tanto de riesgos de explosión, escapes de gas, escapes de ácido sulfhídrico (muy tóxico en bajas concentraciones), y derrumbes de la formación sobre la tubería. Este último es mucho más habitual en el caso de sondeos desviados como los que se realizan en los HNC. Se debe tener en cuenta que se están perforando una media de 6-8 pozos por plataforma, y entre 1,5 y 3,5 plataformas por km<sup>2</sup>, con lo que aunque a priori el riesgo de que ocurra un accidente de este tipo por pozo es bajo, al aumentar el número de pozos a realizar el riesgo aumenta de forma alarmante.</p> <p>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. Este tipo de accidente ya ha sucedido.</p>	<p>El riesgo es reconocido por la industria pero se afirma que es bajo, que está bajo control y las excepciones que cuando ocurrió fue resuelto de modo inmediato. Sería útil indagar más sobre la evidencia presentada en contaminación de napas y el grado de tolerancia de las mismas, en qué medida se pudo remediar el accidente.</p>

<p><b>Riesgo químico de los aditivos</b></p> <p>En cada perforación es necesario emplear unas 4.000 toneladas de productos químicos, la mayoría de ellos altamente contaminantes.</p>	<p>En general, los fluidos están compuestos por 99,5% de agua y arena, y 0,5% de productos químicos, algo habitual en varias ramas de la industria. En la estimulación hidráulica, el fluido contiene entre 3 y 12 aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación que se fractura. Se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo); gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel); y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo), entre otros. Según la industria, la mayoría de dichos aditivos está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (ver cuadro). Algunos de ellos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas. Es por eso que en ninguna fase del proceso el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el medio ambiente. 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 enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado.</p>	<p>La mayoría de los productos químicos son altamente contaminantes. Si bien se diluyen en 2% en agua, reduciendo el nivel de toxicidad, los productos químicos llegan a la plataforma sin mezclar. El riesgo de accidente durante el traslado debe tenerse en cuenta. La cantidad de trasiegos de camiones a realizar para la densidad de pozos que se perforan es elevada (lo que provoca a su vez contaminación acústica e inseguridad vial). Para cada plataforma se estima que el movimiento de camiones mínimo es de 4.000, una gran cantidad de ellos para el trasiego de productos químicos. De nuevo, aunque el riesgo de producirse un accidente con derrame del producto químico sea bajo, el gran número de operaciones a realizar lo convierte en un riesgo importante.</p> <p>Algunos señalan que la composición de los productos no es dada a conocer argumentando secreto comercial, pero se supone que hay alrededor de medio millar de sustancias químicas.</p>	<p>Existe coincidencia en la presencia de alta toxicidad en los productos utilizados para la fractura. Sin embargo, en la industria señalan que en su mayoría son productos utilizados en otras industrias y que se toman todos los recaudos para que no tomen contacto con personas y el medioambiente. Desde los grupos ambientalistas, además de dudar sobre la efectividad de lograr lo señalando, sospechan que hay productos que se inyectan de modo secreto en la roca.</p>
---	--	---	--

<p><b>Requerimiento de grandes volúmenes de agua,</b> quitando la posibilidad de que sean usados con fines alternativos, tales como riego o consumo humano</p>	<p>La producción de hidrocarburos no convencionales requiere del uso de mayor cantidad de agua, comparada con el sistema tradicional o convencional. 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. Sin embargo la cantidad dependerá del tipo de pozo y de la formación. Por ejemplo, hoy, un pozo vertical típico requiere de hasta 6.500 m<sup>3</sup>, cifra que asciende hasta 12.000 m<sup>3</sup> en el caso de los horizontales. Esta cantidad se utiliza, en general, por única vez en la historia de cada pozo. La industria experimenta constantemente nuevos desarrollos en búsqueda de reducir las cantidades de agua como, por ejemplo, la estimulación hidráulica con el agua que se extrae junto con los hidrocarburos de las formaciones convencionales (agua de purga). O, más recientemente, el reuso para nuevas etapas de estimulación hidráulica. Además, la tendencia es a producir fisuras cada vez más pequeñas, lo que disminuye el requerimiento.</p>	<p>Se requieren millones de litros de agua por pozo. La utilización de la misma con este fin la resta en el uso para el consumo humano, consumo de animales y riego, comprometiendo así las actividades económicas alternativas de la región.</p>	
<p><b>La estimulación hidráulica puede activar fallas geológicas y producir terremotos</b></p>	<p>Con sensores adecuados, es posible medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica. Estas vibraciones son unas 100.000 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 250.000 etapas de estimulación hidráulica en el mundo sin que se informaran eventos sísmicos significativos.</p> <p>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.</p>	<p>En aquellas zonas donde el desarrollo del fracking está más avanzado, se ha constatado un aumento de la sismicidad coincidiendo con los periodos de fracturación hidráulica. Hay que tener en cuenta que durante las operaciones de fracking se presuriza el subsuelo en más de 100 ocasiones.</p> <p>Este 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 Ressources ha reconocido que su perforación era la causa de dos terremotos locales.</p>	

<p><b>Las aguas residuales son perjudiciales para el medio ambiente</b></p>	<p>Al finalizar la operación, la porción del fluido de estimulación hidráulica que retorna a la superficie es tratada. 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.</p>	<p>El problema añadido de las técnicas de fracking con respecto a los escapes de gas es el agua de fracturación en su retorno. Al haber estado en contacto con el gas en subsuelo, absorbe 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 30% y 100% comparado con el carbón.</p>	
<p><b>Ocupación de terreno</b></p>		<p>Un problema añadido es la gran ocupación de terreno de este tipo de explotación. Como se ha comentado anteriormente, es necesario realizar un gran número de pozos para aprovechar correctamente los recursos. Se suelen perforar de 1,5 a 3,5 plataformas por km<sup>2</sup>, con una ocupación de 2 hectáreas por cada una. El impacto visual de esta acumulación de sondeos es muy grande.</p> <p>Esto imposibilita por ejemplo que algunos grupos poblacionales puedan desarrollar actividades productivas (problema de los mapuches en Nqn y la crianza de chivos).</p>	

Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO III. Listado de personas entrevistadas

- **Santiago Sacerdote** (Presidente Y-TEC)
- **Martín Kaindl** Director de Relaciones Institucionales y Administración del Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG)
- **Ernesto López Anadón** Presidente Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG)
- **Daniel Rellán** Director Técnico de Petróleo y de Gas Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG)
- **Carlos Colo** (YPF)
- **Daniel Gerardo García** (YPF -YTEC)
- **Joaquín Ramírez** (YPF -YTEC)
- **Miguel Euwe**, Technical Sales Manager (Landmark-Halliburton)
- **José Curcio**, Technical Sales Consultant (Landmark-Halliburton)
- **Carlos Somaruga** (Universidad Nacional del Comahue)
- **Carlos Arregui** (Universidad Nacional del Comahue)
- **Juan Moreyra** (Universidad Nacional del Comahue)
- **Eduardo Cortés** (Universidad Nacional del Comahue)
- **Marcelo Frydman**, Technology Integration Center Manager (Schlumberger)

Supported by



International Development Research Centre  
Centre de recherches pour le développement international

Canada 

