

ANÁLISIS DE DIAGNÓSTICO TECNOLÓGICO SECTORIAL

PETRÓLEO Y GAS

RESPONSABLE:
DIEGO MANSILLA

MARZO 2013

AUTORIDADES

- Presidenta de la Nación
Dra. Cristina Fernández de Kirchner
- Ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva
Dr. Lino Barañao
- Secretaria de Planeamiento y Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva
Dra. Ruth Ladenheim
- Subsecretario de Políticas en Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva
Lic. Fernando Peirano

RECONOCIMIENTOS

Los estudios de Análisis de Diagnóstico Tecnológico Sectorial fueron coordinados, supervisados y revisados por la Mg. Florencia Kohon, el Lic. Gustavo Baruj y el Lic. Fernando Porta. Colaboró con la edición el Lic. Sebastián Spector.

Se agradece a los diferentes actores del sector gubernamental, del sistema científico-tecnológico y del sector productivo que participaron de los distintos ámbitos de consulta del Proyecto. No habría sido posible elaborar este documento sin la construcción colectiva de conocimientos.

Por consultas y/o sugerencias, por favor dirigirse a sspctip@mincyt.gob.ar

El contenido de la presente publicación es responsabilidad de sus autores y no representa la posición u opinión del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

COMPLEJO PRODUCTIVO: PETRÓLEO Y GAS

1. PROCESOS PRODUCTIVOS PRINCIPALES Y TECNOLOGÍAS EMPLEADAS

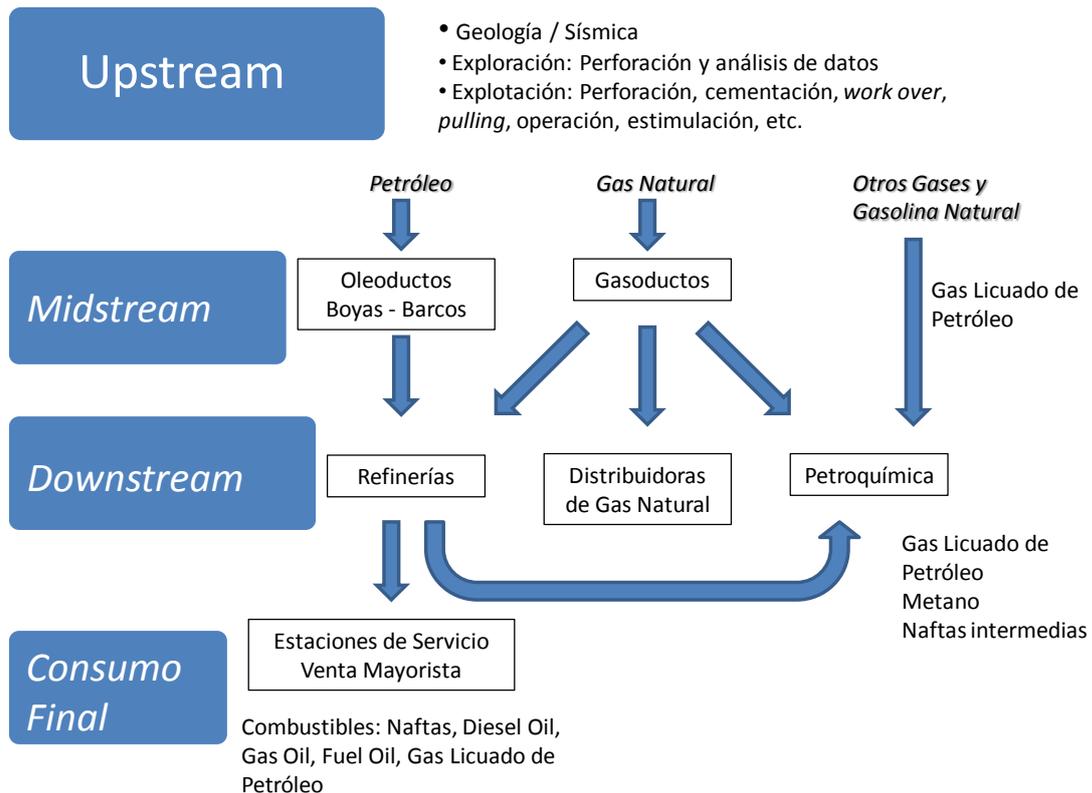
El Complejo Petróleo y Gas (en adelante Complejo PyG) se suele separar en tres partes. *Upstream* referido a la búsqueda, perforaciones y extracción de hidrocarburos; *Midstream* que involucra el transporte de los productos tanto por ductos como por barco desde la “boca de pozo” a las plantas procesadoras o la distribución al consumidor y *Downstream* que incluye la refinación, procesamiento y/o separación de los hidrocarburos, así como el transporte, distribución y venta de los subproductos.

Sobra decir que la actividad del complejo es extractiva, basada en recursos naturales no renovables. Por tanto, en la etapa del *Upstream*, es incorrecto denominarla “Producción” siendo en realidad “Extracción”. Si bien se extrae una serie de hidrocarburos (principalmente petróleo y gas, seguido de gasolina natural y otros gases como butano y propano conocidos como gas licuado de petróleo), es necesario considerar al *Upstream* como una etapa monoproducción. Esto es así ya que las características geológicas de nuestro país obligan a la extracción conjunta de los hidrocarburos. Lo que varía entre los diferentes yacimientos por sus condiciones naturales es la proporción en que estos productos se obtienen.

La tecnología no puede modificar estas proporciones pero sí establecer el uso económico de los productos. Por ejemplo, el gas natural que indefectiblemente se extrae junto al petróleo puede ser inyectado a gasoductos, quemado para obtener electricidad en el yacimiento, reinyectado a la formación o ventado a la atmósfera. En nuestro país, es mayoritariamente inyectado a los gasoductos troncales. El consumo dentro de los yacimientos fue en 2012 el 10% del gas extraído, mientras que el 1,5% fue reinyectado a las formaciones y el 2% fue arrojado a la atmósfera. Aunque la situación es disímil entre provincias y estaciones. La reinyección se efectúa fundamentalmente en meses de verano en las provincias de Neuquén y

Mendoza, mientras que el gas aventado proviene de yacimientos sin conexión con los yacimientos principales. En cuanto a las transformaciones que se producen en el *Downstream*, las mismas mantienen las características de producción conjunta ya que las proporciones de los diferentes subproductos que se obtienen de un barril de petróleo o de un metro cúbico de gas son fundamentalmente fijas. No obstante, existe cierto margen menor para influir en las proporciones por medio de innovaciones tecnológicas (sobre todo buscando aumentar la cantidad obtenida de los subproductos más rentables como las naftas de uso automotor o el gas oil). Se acompaña un esquema del complejo, sus etapas y principales productos.

ESQUEMA COMPLEJO PETRÓLEO y GAS



Las empresas proveedoras de insumos y equipamientos incluyen algunos productos utilizados por toda la cadena (como válvulas o cañerías) y otros específicos a un segmento en particular. Como en otros complejos, encontramos una estructura de

proveedores en forma de red, llegando algunas empresas a aplicar mecanismos de *global sourcing*. Pero a diferencia de otros segmentos, los productos y procesos que operan bajo esta lógica incluyen tanto insumos relativamente simples como válvulas (cuya productividad está fuertemente atada a la escala) como procesos de alta demanda tecnológica y que requieren innovación y hasta laboratorios de I+D.

Una característica del sector, que se concentra sobre todo en el *Upstream*, es la deslocalización de procesos completos del proceso productivo en diversas empresas proveedoras que funcionan como prestadoras de 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, *work over* (intervención de pozos para repararlos o aumentar su producción), *pulling* (operaciones en el fondo del pozo) y mantenimiento son realizadas casi exclusivamente por empresas prestadoras de servicios con equipamientos específico propio.

De tal forma que podemos identificar distintos anillos de actores dentro del *Upstream* del complejo PyG. Por un lado, un núcleo central de empresas petroleras que son operadoras de yacimientos tales como YPF, Chevron San Jorge, Pan American Energy, Total Austral, Petrobras, entre las más importantes. Antes de la nacionalización de YPF S.A., casi la totalidad de las empresas importantes eran multinacionales con grandes niveles de producción a nivel mundial¹, mientras que en el resto de las petroleras PyME existía presencia de empresas nacionales².

Relacionado con este núcleo se encuentra un primer anillo de proveedores que brindan servicios específicos deslocalizados a las grandes empresas. En su mayoría son multinacionales como Halliburton, Baker Hughes, Schlumberger, San Antonio, etc. Se trata de los principales difusores de innovaciones tecnológicas en el

¹ Las primeras diez empresas petroleras, que concentran el 90% del petróleo extraído en 2012 fueron YPF, Pan American Energy (BP y Bidas), Petrobras, Pluspetrol, Sinopec, Chevron Tecpetrol, Entre Lomas, Total Austral, CAPSA.

² El 10% de la producción es explicado por 43 empresas.

Complejo, mediante I+D realizado en el exterior del país y la importación de tecnología utilizada en los países más avanzados (incorporada en bienes de capital y desincorporada en servicios específicos). Se ubican en las diferentes zonas de acuerdo a la estrategia de localización de las empresas núcleo.

Finalmente, un segundo anillo de proveedores que brindan servicios básicos, insumos o equipamiento de baja complejidad y especialización tecnológica tanto a las empresas núcleo como a las prestadoras de servicios del primer anillo. En su mayoría son PyME nacionales ubicadas en cercanías de las zonas de producción, carecen de poder de negociación ante los otros participantes y suelen operar localmente, sin lograr siquiera llegada al mercado nacional³.

Trabajos de campo realizados sobre estas empresas de la zona de Comodoro Rivadavia⁴, Mendoza⁵ y Neuquén⁶ permiten generalizar un cuadro de situación que las muestra como proclives a iniciar procesos innovativos (aunque sin estructuras específicas), encontrándose con limitaciones financieras, poca vinculación con organismos públicos de Ciencia y Técnica y los laboratorios de pruebas. Así como se reflejan pocos casos de certificaciones de calidad internacional, lo cual perjudica la capacidad de brindar servicios a las empresas más importantes del núcleo. El crecimiento de este anillo se da (sobre todo en las empresas dedicadas a los servicios) luego de la privatización de YPF por dos motivos. Primero, porque la privatización crea la demanda de estos servicios ya que la anterior empresa estatal concentraba muchas operaciones (desde la perforación y *work over* al mantenimiento y la jardinería) que las empresas privadas que se hicieron de sus yacimientos comenzaron a tercerizar. Pero además, muchas de estas empresas nacen como emprendimientos de profesionales desvinculados de la estatal, con amplios conocimientos técnicos (no siempre formales) que crean empresas para ofrecer al mercado lo que anteriormente realizaban para YPF bajo relación de dependencia.

³ Kozulj y Lugones (2007)

⁴ Ruiz (2012)

⁵ IDITS (2005)

⁶ Kozulj y Lugones (2007)

Los tres segmentos del Complejo PyG (*Upstream*, *Midstream* y *Downstream*) son marcadamente Capital Intensivos, donde los requisitos de mano de obra cumplen un rol relativamente menor dentro de la estructura productiva y de costos de las empresas. No obstante, se tratan de los asalariados mejor remunerados del país. En realidad, como en toda actividad extractiva, la productividad del trabajo va a ser muy variable y está fuertemente condicionada por la disponibilidad de Recursos Naturales.

Una vez establecida la existencia de hidrocarburos en un yacimiento y se comienza con la extracción comercial de los productos, toda la cadena del Complejo PyG funciona bajo la lógica del proceso continuo. La extracción puede deberse a la surgencia natural o a diferentes métodos de bombeo artificial cuando esto no sucede. El bombeo mecánico por medio de las conocidas 'cigüeñas' es el método de bombeo artificial más utilizado en nuestro país. En la refinación y transporte por ductos, el proceso también funciona en forma continua y los procesos se encuentran casi completamente automatizados. El único ejemplo de actividad específica y disruptiva es el momento previo a la perforación de un pozo, desde la selección de un *play* o un prospecto mediante trabajos geológicos y sísmicos a la perforación efectiva de un pozo, que se realiza mediante un complicado proceso de ingeniería.

La ubicación geográfica de los actores, sobre todo en las primeras etapas, depende fundamentalmente de la localización de los recursos naturales. Así es como encontramos diferentes núcleos productivos con reservas y extracción de hidrocarburos donde se encuentran diversas empresas prestadoras de servicios, tanto del primer anillo como del segundo: Comodoro Rivadavia, Neuquén, Mendoza y en menor medida Tierra del Fuego y Salta. En estos lugares, no existen *clusters* formalmente constituidos ni parques industriales específicos. No obstante, su cercanía geográfica y complementariedad productiva permiten entender a estos núcleos productivos (por lo menos en los tres primeros centros mencionados) como *clusters* específicos del Complejo PyG. En la provincia de Neuquén, se está gestionando desde el sector público la instauración de un *Cluster Shale*, específicamente dirigido a los recursos no convencionales presentes en dicha



provincia. La Fundación Alejandría y la empresa Gas y Petróleo del Neuquén son los propulsores de este *cluster*, aunque recién en 2012 se llevó a cabo un primer *workshop* con las empresas e instituciones interesadas.

Sin evocar a la figura de *cluster*, desde distintos sectores de sector público (tanto nacional como provincial) se está fomentando y promoviendo la interconexión de empresas del complejo, especialmente en el sector de bienes y servicios relacionados (como mencionamos, donde las PyME argentinas tienen mayor peso). Así es como se encuentra en proceso un mapa tecnológico productivo de las empresas de servicios petroleras del país, llevado adelante por el Ministerio de Industria. A nivel provincial, podemos mencionar trabajos similares en Mendoza⁷.

Las instituciones de I+D específicas del sector hidrocarburífero son muy pocas, muchas menos que lo que se esperaría en un país con más de un siglo de historia petrolera, empresas proveedoras en toda la cadena y, durante muchos años, una fuerte petrolera estatal. Así es como no existe dentro del CONICET ninguna Unidad Ejecutora o Centro Tecnológico referida a los hidrocarburos. Sólo se encuentran algunas líneas de investigación desde la química, sobre todo referidas a los procesos de *Downstream*⁸.

Diversas Universidades (Instituto Tecnológico de Buenos Aires –ITBA-, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Universidad Nacional de Cuyo, Universidad de Buenos Aires, Universidad Nacional de Salta, Universidad Nacional del Comahue y Universidad Nacional de Salta) cuentan con carreras de Ingeniería en Hidrocarburos, ya sea de grado o posgrado (especializaciones y maestrías). En el marco de estas

⁷ Idits (2005)

⁸ Podemos mencionar por ejemplo el Centro de Inv. en Cs. Aplicadas "Dr. Jorge J. Ronco" que junto a la UNLP investiga "Procesos Catalíticos relacionados con la Industria Petroquímica", el Instituto Argentino de Nivología, Glaciología y Cs. Ambientales que junto a la UNCU que trabaja "Procesamiento y estudio paleopalinoológico de muestras para exploración de hidrocarburos" y el Instituto de Investigación en Catálisis y Petroquímica que cuenta con varias líneas referidas a procesos de refinación del petróleo y petroquímica, desarrollo de catalizadores y obtención de mejores combustibles y menos contaminantes, teniendo como contraparte a la UNL.

carreras y departamentos, existen laboratorios de investigación en ingeniería de hidrocarburos, más centrados en el *Upstream* que en el resto de la cadena. No obstante, si bien existen algunas líneas de investigación en las universidades, su funcionamiento se centra en brindar servicios profesionales, laboratorios de prueba y asistencia técnica a empresas del sector. Así es como, por ejemplo, las regulaciones de la Secretaría de Energía de la Nación, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, obligan a las empresas petroleras que deseen exportar hidrocarburos a realizar la certificación anual de sus reservas por medio de universidades nacionales.

En el año 2012 se creó en el Centro Petróleo de Comodoro Rivadavia del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (perteneciente al Centro Regional Chubut) que se centrará en la metrología, por lo menos en una primera etapa.

Dentro del sector privado, el único laboratorio de I+D establecido es la Dirección de Tecnología del Centro de Tecnología Argentina de YPF S.A. Este centro está ubicado dentro de las instalaciones de la refinería de la empresa en Ensenada y existe desde el cierre en 1994 del Centro de Tecnología de la estatal YPF de Florencio Varela, que llegó a albergar a 500 profesionales y técnicos. Mientras que YPF S.A. estuvo en control de la española Repsol, el mayor esfuerzo innovativo se concentró en España, desde 2002 específicamente en su centro tecnológico de Móstoles⁹. En la actualidad, la Dirección cuenta con 50 profesionales y un presupuesto de 10 millones de dólares¹⁰. Se dedica a proyectos tecnológicos del *Upstream o Downstream* de la empresa y en la firma de acuerdos de cooperación con las universidades nacionales (que absorben más del 30% del presupuesto en I+D).

Luego de la expropiación del 51% de las acciones de YPF S.A., el Estado Nacional ha tomado una serie de medidas tendientes a vincular a la empresa y sus necesidades con las instituciones de I+D. Recientemente, se creó la empresa YPF Tecnología S.A, juntamente con el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas -

⁹ Svarzman (2007).

¹⁰ Esto representa menos del 0,01% de las ventas del 2011 de la empresa.

CONICET (que reporta el 49% de las acciones) aunque a la fecha no fue aprobado por los directorios de ambas instituciones. Según se informó, la empresa tendrá como objetivos principales la investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios asociados a la exploración, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Asimismo, se creó junto a Subsecretaría de Gestión y Coordinación de Políticas Universitarias el programa “La Universidad con YPF” que tiene entre sus objetivos promover la realización de actividades de Vinculación Tecnológica y Extensión en YPF, la Promoción de la investigación científica universitaria al servicio de YPF, la Promoción de las carreras vinculadas al estudio de energía, hidrocarburos y petroquímica y la Inserción de recursos humanos altamente calificados en YPF. No obstante, estos proyectos son tan recientes que no han comenzado a operar efectivamente.

Un ejemplo de vinculación entre los diferentes organismos públicos y privados para el desarrollo de tecnología específica es el proyecto de Recuperación Mejorada de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR por su sigla en inglés). Es decir, la búsqueda de métodos para aumentar la extracción de yacimientos maduros, particularmente por medio de la inyección de químicos. Dicho proyecto se enmarca en el Convenio Marco de Cooperación suscripto por la cartera nacional de Ciencia y el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), en 2009 e involucra a las mayores empresas petroleras¹¹ (que además de *know how*, aportan la financiación) y a tres universidades nacionales (Universidad de Buenos Aires, Universidad Nacional del Comahue y Universidad Nacional de Cuyo) que estarán a cargo de las actividades de investigación y desarrollo. Además se encuentran en contacto con diversos actores como la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP), el IAPG, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva y el Instituto Petroquímico Argentino.

No obstante, más allá de este proyecto en proceso que los diversos participantes entienden como positivo y que debe repetirse en nuevos temas, el vínculo de los

¹¹ YPF SA, Pan American Energy, Chevron Argentina S.R.L, Tecpetrol S.A., Pluspetrol S.A. y Petrobras Argentina S.A.

organismos de CyT y el sector productivo es bajo, basado fundamentalmente en los contratos de extensión, vinculación y prestación de servicios. La estructura del sector hizo que no existan laboratorios en las petroleras ni importantes esfuerzos para obtener innovación *in house*, lo que dificultó la vinculación de las instituciones con el sector privado.

La adquisición de tecnologías por parte de las empresas del sector se realiza fundamentalmente por medio de las grandes prestadoras de servicios, que denominamos del Primer Anillo. Estas empresas lideran las innovaciones a nivel mundial (dedicando cerca del 3% de su facturación a actividades de I+D) y se encargan de difundir las nuevas tecnologías entre las empresas, aunque siempre incorporadas a bienes y servicios.

El otro mecanismo de actualización tecnológica y capacitación de recursos humanos (aunque con un peso menor a las empresas de servicios) son las asociaciones profesionales (como la *Society of Petroleum Engineers* (SPE)) y el IAPG que funciona como 'cámara' de la industria con diferentes comisiones que permiten el contacto e intercambio entre las empresas. A la vez que ofrece múltiples cursos y seminario, actúa como Instituto de capacitación y distribución de tecnología.

2. ORIGEN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS BIENES DE CAPITAL MÁS RELEVANTES

Los bienes de capital que se entienden como más relevantes en el Complejo PyG para este estudio son los relacionados con el *Upstream*. Más precisamente, con las etapas de perforación, exploración y explotación de hidrocarburos. Estos son los equipos de mayor renovación y rotación. Los equipos utilizados en los otros eslabones de la cadena funcionan como capital fijo una vez que entran en producción, resultando un costo hundido muy importante. No obstante, debemos remarcar que existen innovaciones tecnológicas en estos segmentos (aunque siempre en la forma de importación de bienes de capital). En el caso de la refinación, las mayores innovaciones se tratan fundamentalmente de la importación de equipamiento¹² que permite una modificación de los procesos para aumentar la capacidad de refinación y modificar las proporciones obtenidas de los hidrocarburos a favor de los más rentables y demandados.

Los bienes de capital utilizados en el *Upstream*, si bien cuentan con cierta antigüedad, se encuentran en línea con las características de los requisitos del sector en nuestro país, con yacimientos maduros y de baja productividad. Sin embargo, para evitar su obsolescencia se deberán realizar importantes actualizaciones y se registra una importante diversidad en el grado de modernización de los equipos. No solo entre las grandes y las empresas pequeñas sino que en firmas como YPF S.A. conviven bienes de capital de muy distinta antigüedad y productividad. Además, los bienes de capital existentes¹³ no permitirán el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

¹² Por ejemplo, la nueva planta de hidrodesulfuración de gasoil consta de tanque de cargas, bombas compresoras, hornos calentadores, generadores de vapor, un reactor, tanques enfriadores y strippers.

¹³ Los equipos específicos para la exploración no convencional son perforadoras que permitan la perforación horizontal, los encargados de las fracturas de las rocas mediante diversas explosiones a lo largo de las líneas horizontales, además de varios pozos inyectores por cada pozo extractor. Se requieren, además, otros insumos (químicos) para las fracturas y varios cambios importantes en los procesos,

La gran mayoría los bienes de capital son importados (fundamentalmente de China), reduciéndose la producción nacional a algunas partes o bienes suplementarios. Como se mencionó, el principal medio de adquisición e información sobre los bienes de capital, insumos y técnicas son las proveedoras de servicios específicos. Eso permite una relativa actualización de los bienes y procesos, aunque con una menor productividad que en otras regiones del mundo, debido en parte a cuestiones institucionales u operativas. Pero la principal causa de la menor productividad es la propia geología y la madurez de los yacimientos.

Esto plantea dos inconvenientes fuertes a la sustitución de dichas importaciones. Por un lado, las empresas de servicios y las petroleras operan con su red de proveedores mundiales. Además, la limitada productividad por causas geológicas y la baja escala que tendrían los bienes de capital atentan contra su producción nacional.

En cuanto a la capacidad nacional de realizar la sustitución de importaciones del equipamiento utilizado en el *Upstream*, podemos distinguir que mientras parte de los bienes son inviables de producirse localmente, nuestro país cuenta con posibilidades de encarar el reemplazo de muchos bienes e insumos. Productos como aceros especiales o maquinarias complejas como equipos de perforación no cuentan en el país con una estructura apropiada ni demanda suficiente para garantizar la escala necesaria. En cambio, existe equipamiento como el requerido para la cementación, el *work over* y el *pulling* para los que una política de sustitución de importaciones puede ser exitosa. Las empresas industriales nacionales pueden en el mediano plazo encarar la producción de estos productos. El sendero de producción indica que primero se debe reemplazar los equipos de *pulling* y cementación para luego encarar en una segunda etapa los de *work over*, de mayor complejidad técnica. Otros equipos que se pueden producir en nuestro país son bombas centrífugas, que significaría una complejización de la producción actual, centrada en las bombas mecánicas. En cuanto a insumos que no son específicos del *Upstream* (con aplicaciones aún en otras industrias) un ejemplo son las válvulas, que cuentan con cierta producción nacional pero que se continúan importando. Por su parte, el



**Presidencia
de la Nación**

**Ministerio de
Ciencia, Tecnología
e Innovación Productiva**



**Secretaría de
Planeamiento y Políticas**

Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) está buscando reemplazar las arenas de fractura necesarias para las condiciones geológicas de nuestro país.

3. BRECHA SECTORIAL RESPECTO DE LAS MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

En el *Upstream* del sector hidrocarburos, la productividad está fuertemente vinculada con los recursos naturales y las estructuras geológicas presentes, por lo que la naturaleza y la escala representan la restricción principal para la productividad. La innovación y las inversiones en capital sólo pueden modificar en forma relativa esta limitación. De la misma forma, los bienes y técnicas utilizados deben estar en relación con las capacidades geológicas de cada yacimiento. Por lo tanto, es muy difícil señalar una frontera tecnológica comparable ya que los bienes de capital y formas productivas existentes en un yacimiento de Estados Unidos, un país de la OPEP o en el *offshore* de gran profundidad de Brasil serían improductivos en un yacimiento pequeño y maduro como los presentes en nuestro país.

A nivel regional, existen dos grandes polos en cuanto a mejores prácticas: Brasil y Venezuela. Sin embargo, las condiciones naturales de ambos países son incomparables con las existentes en nuestro país. Brasil presenta una explotación fundamentalmente en *offshore* de gran profundidad y Venezuela se caracteriza por la extracción de petróleos pesados y extra-pesados en megayacimientos como los de la Franja del Orinoco. No obstante, en lo que respecta a insumos de la industria, un indicador de que nuestro país se encuentra cerca de las mejores prácticas es la creciente exportación de servicios e insumos para la actividad petrolera de estos países. Por ejemplo, nuestro país exporta equipos e insumos para la estatal PDVSA en parte como pago por el Fuel Oil y Gas Oil recibido, gracias a convenios de cooperación firmados entre ambos países (ver Anexo con principales exportaciones a Venezuela de Insumos Petroleros Industriales, a los que deben sumarse los tubos sin costura de Techint). No obstante, la balanza comercial de la mayoría de los productos es deficitaria para Argentina.

Teniendo en cuenta la estructura geológica de Argentina, podemos decir que el sector se encuentra utilizando las mejoras prácticas disponibles en cuanto a procesos, debido a la intervención de las empresas internacionales de servicios y



que casi la totalidad de las operadoras son extranjeras. En cambio, como mencionamos en el Punto 2, el equipamiento no tiene la actualización y la productividad de frontera.

En cuanto al *Downstream*, las refinerías dependen su productividad principalmente de la escala. En nuestro país, por tanto, se da una situación disímil entre las refinerías grandes como La Plata o Lujan de Cuyo y las de escala menor como Plaza Huincul (todas de YPF S.A.) o Campo Duran de Refinor. Las refinerías con mayor escala cuentan con procesos más completos y eficientes (como *cracking*, *reforming* o *hidrocracking catalítico*)¹⁴. No obstante, el nivel de la demanda de combustibles en nuestro país impide mayores escalas, como las que se registran en los grandes centros mundiales de refinación como los ubicados en países como Estados Unidos, Corea del Sur o India. En América Latina, Venezuela cuenta con el segundo centro refinador del mundo y tanto Brasil como México tienen mayores refinerías¹⁵. En la actualidad, se están llevando a cabo inversiones para mejorar la productividad y eficiencia de las grandes refinerías de YPF como el emplazamiento de una Planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR), unidades de hidrotreatmento de gasoil y renovación de los hornos de *topping*.

¹⁴ Kaindl (2009)

¹⁵ Kaindl (2011)

4. GRADO DE HETEROGENEIDAD INTRASECTORIAL Y ASIMETRÍAS ENTRE ESLABONES

El Complejo PyG cuenta con un alto grado de concentración y heterogeneidad intrasectorial. Se encuentra dominado por grandes empresas transnacionales, siendo hasta la expropiación de las acciones de YPF, un sector extranjerizado casi en su totalidad. Esto es producto de las grandes cantidades de capital e inversiones que la actividad requiere y el riesgo minero que trae aparejado.

El complejo PyG tiene la característica de contar con muy pocos participantes que se encuentran en todas las etapas del proceso. Donde más participantes se encuentran es en el *Upstream*, donde existen 54 empresas operadoras de permisos de explotación de hidrocarburos, en lo que denominamos núcleo central¹⁶. No obstante, la concentración es aún mayor porque mientras 10 empresas explican el 90% de la extracción de petróleo y gas, las siguientes 13 tienen el 9%, quedando el 1% restante repartido entre 31 empresas. Las empresas que casi no cuentan con extracción, son en su mayoría nacionales. La diferencia principal entre ellas es su acceso a yacimientos geológicamente más productivos, que fueron otorgados en concesión a YPF u otras petroleras en los diferentes procesos de fragmentación y privatizaciones periféricas que sufrió la petrolera estatal desde el gobierno de facto de Onganía.

En el resto de los sectores, los actores se reducen considerablemente, aunque en todos los casos se tratan de empresas operadoras de hidrocarburos. Así podemos hacer una primera distinción entre las grandes empresas que concentran la mayor parte del sector y las empresas PyME. Dentro de las grandes, a su vez, se puede distinguir entre las integradas con participación en el resto de los eslabones de la cadena (YPF, Petrobras, Pan American Energy) y las que solo se dedican al *Upstream* (Chevron, Sinopec, Total, etc.).

¹⁶ Cada concesión puede tener diversos accionistas. Si bien en la mayoría de los casos se trata de las mismas empresas petroleras, encontramos empresas diversas como industrias o mineras con participación en concesiones hidrocarburíferas.

A medida que se avanza aguas abajo del complejo, la cantidad de empresas que participan disminuye. En transporte, por ejemplo, si bien una empresa se encarga del transporte de crudo desde la Cuenca Neuquina (principalmente Mendoza y Río Negro), la misma es propiedad de las seis mayores petroleras de la región¹⁷. En cambio, las refinerías que compran ese crudo son apenas propiedad de cuatro empresas.

Como mencionamos anteriormente, en cuanto a las empresas proveedoras del sector se distingue claramente entre las prestadoras de servicios del primer anillo (grandes empresas transnacionales) y las del segundo anillo, proveedoras de bienes y servicios específicos que es dominado por empresas PyME nacionales.

La diferencia estructural en la escala de extracción, la cantidad de pozos perforados y la disponibilidad de capital para realizar inversiones de las petroleras hace que exista una divergencia en cuanto a las tecnologías y equipamiento utilizado entre las grandes empresas y las pequeñas, motivando una importante heterogeneidad tecnológica intrasectorial. No obstante, como parte importante del equipamiento y el conocimiento tecnológico es aportado por las empresas prestadoras de servicios, estas heterogeneidades al interior del *Upstream*, no son tan importantes como indica el diferencial de escala y capacidades. Esto en parte es porque una misma empresa se dedica a brindar el mismo servicio, con el mismo equipamiento, a varias empresas con diferentes niveles de producción. Las diferencias de escala y tecnología complican el acceso de las prestadoras de servicios a las petroleras de media y pequeño tamaño. No obstante, existe un grupo de empresas PyME que se especializan en atender la demanda de servicios de estas empresas, aunque sin recurrir a las últimas técnicas o equipamientos disponibles. Se distingue una segmentación entre las empresas que brindan servicios a las grandes operadoras con técnicas y equipamientos competitivos y actualizados y las que únicamente trabajan con las firmas PyME.

¹⁷ Se trata de Oldelval (Oleoductos del Valle S.A.) y sus accionistas son YPF S.A., Petrobras Argentina S.A., Chevron Argentina S.R.L., Pan American Energy, Pluspetrol y Tecpetrol.

Tanto el tamaño de la empresa como la escala de producción son determinantes de los métodos, equipamiento y tecnologías aplicadas. Tal es así que aún al interior de grandes empresas como YPF, se presentan diferencias de técnicas y equipamiento, dependiendo de la escala y la productividad de los yacimientos.

Distinto es el caso de los yacimientos de petróleo y gas no convencional, en los cuales operan empresas de mediana dimensión en el país (como por ejemplo Apache) pero que utilizan equipamiento y tecnología de última generación por las demandas innovativas de este tipo de formaciones geológicas.

Lo mencionado sobre los distintos tipos de empresas que se encuentran en el sector, genera asimetrías de poder entre ellas. No solo por cuestiones de escala y tamaño de las explotaciones sino que las petroleras 'integradas' funcionan como demanda del resto. Ante esta estructura concentrada, las empresas productoras de petróleo se encuentran ante una muy débil posición negociadora. Peor es la posición de aquellas que extraen mayores cantidades de gas natural, ya que por cuestiones de orden técnico, es inviable su almacenamiento, generando la obligación de entrega. Por esto, el gas natural tiene tarifas reguladas en toda la cadena, a diferencia del precio del petróleo.

En líneas generales, el sector se caracteriza por un bajo nivel de esfuerzo innovativo propio en pos de desarrollos endógenos sino que la adquisición de conocimiento tecnológico se realiza mediante las tecnologías incorporadas en bienes y servicios. Por tanto, es altamente dependiente de las innovaciones que puedan acercar al país las empresas internacionales prestadoras de servicios. Los desarrollos tecnológicos que se presentan no están pensados para la realidad geológica de nuestro país, sobre todo para los yacimientos de baja productividad que se encuentran en manos de empresas pequeñas y medianas lo que hace aún más difícil su acceso a nuevas técnicas. Esto hace que exista esfuerzo innovativo en cuanto adaptación y



**Presidencia
de la Nación**

**Ministerio de
Ciencia, Tecnología
e Innovación Productiva**



**Secretaría de
Planeamiento y Políticas**

modificación de técnicas importadas para adecuarlas a las condiciones naturales en que serán utilizadas¹⁸.

¹⁸ Según Thomas (2008), estaríamos ante un sector con un importante esfuerzo en cuanto a la “Resignificación Tecnológica”.

5. IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS O CONOCIMIENTOS QUE CONSTITUYEN BARRERAS A LA ENTRADA

Como mencionamos anteriormente, nuestro país cuenta por cuestiones estructurales y geológicas, con explotaciones de una escala menor a la de los centros productivos de hidrocarburos a nivel mundial. Esto funciona como una importante barrera a la incorporación y al desarrollo de tecnología *in house*. Y explica la baja inversión en tecnología del Complejo PyG, aún en comparación con otros países de la región. Solo la estatal YPF mantuvo niveles de inversión sobre ventas similares a las grandes empresas a nivel mundial¹⁹. Pero esto surgía de una decisión política y no de la racionalidad del negocio petrolero en Argentina.

La adquisición de tecnología fundamentalmente por medio de proveedores, empresas de servicios con actividad por todo el mundo, genera que las patentes y licencias no sean consideradas por los actores del Complejo como una barrera o un costo específico. Como los dueños de la propiedad intelectual del conocimiento adquirido son las propias empresas proveedoras, las patentes y licencias se encuentran incluidas dentro del costo de los servicios prestados. En algunos casos, estos reconocimientos por la propiedad intelectual pueden llegar al 30% del valor del servicio obtenido.

Según un estudio de la Balanza de Pagos Tecnológica por Sector²⁰, el *Upstream* y *Downstream* registró 339 contratos de transferencia de tecnología durante el período 1992-2003, concentrando el 68% apenas cuatro empresas. Pero estos contratos principalmente se trataban de asistencia técnica y no de licencias. Para el año 2003 (último de la serie), el sector realizó pagos al exterior en concepto de asistencia técnica por 131 millones de pesos y apenas 11 millones de pesos por licencias.

¹⁹ YPF creó su laboratorio de I+D en Florencio Varela en la década del 30, que mantuvo importantes presupuestos hasta su cierre en los 90.

²⁰ Rodríguez (2004).

El bajo esfuerzo en desarrollo de tecnologías propias por parte de las empresas, sumado a la poca concentración de instituciones de I+D en el tema, hacen que existan múltiples líneas de investigación posibles que no son desarrolladas en el país. Sobre todo las referidas al *Upstream* y centradas en las condiciones específicas de la geología de nuestro país. En este sentido, en los lineamientos oficiales de CyT no se encuentra presente el desarrollo de tecnología dirigida a este complejo. Por ejemplo, en el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación - Lineamientos Estratégicos 2012-2015 del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, a pesar de ser la energía uno de los sectores seleccionados como prioritarios del Plan, dentro de sus Núcleos Socio Productivos Estratégicos que orientan la política de ciencia, tecnología e innovación no se menciona al Complejo PyG. Sólo hace referencia a distintas fuentes de energías renovables y el uso racional de la energía²¹. En cambio, algunos actores han recibido apoyo para realizar actividades de incorporación de tecnologías por parte del Estado Nacional, tal como YPF que cuenta con cinco proyectos subsidiados por el FONTAR, todos aprobados bajo el control de REPSOL.

Las únicas empresas que encuentran una limitación por falta de cumplimentar normas internacionales de calidad son algunas del segundo anillo de proveedores. Este sector PyME nacional en muchos casos no certifica sus estándares técnicos (si bien en cierto que algunas empresas no los cumplen) lo que genera una limitación a su vinculación con las empresas multinacionales más grandes del núcleo, que exigen este tipo de normas.

En cuanto a las líneas de investigación con alto nivel de impacto productivo, se mencionan dos grandes campos de especialización. Por un lado, la puesta en valor de yacimientos maduros y por el otro la explotación de reservorios no convencionales (*shale* y *tight oil/gas*). Como se mencionó, la mayor parte de los yacimientos de nuestro país tienen muchos años de explotación, siendo descubiertos por la estatal YPF por lo que se los considera “maduros”. Esto genera que ya hayan superado la extracción máxima diaria y explica el marcado descenso de la extracción en nuestro

²¹ En parte, el “olvido” de este fundamental sector de la energía dentro de los objetivos estratégicos de la CyT es producto de las fuentes de financiamiento obtenido para los planes.

país²². No obstante, como las técnicas habituales apenas alcanzan para extraer un porcentaje limitado (alrededor de 30%) de las reservas totales de hidrocarburos, denominado *in situ*, es posible alargar la vida útil de los pozos y aumentar la extracción por medio de técnicas novedosas que aumenten el porcentaje de esas reservas en condición de ser extraídas. Son las denominadas Técnicas Recuperación Secundaria y Terciaria de hidrocarburos e involucran desde la inyección en el yacimiento de agua, gas o vapor al uso de químicos, combustiones en profundidad o a la recuperación con microorganismos. Anteriormente mencionamos el proyecto EOR que une el esfuerzo de organismos de CyT nacionales y empresas privadas para la investigación en este sentido.

En el nuevo plan de inversión de YPF, presentado luego de la nacionalización, se hace especial hincapié en la implementación de este tipo de técnicas para lograr revertir el descenso de la extracción de petróleo. Es de esperar entonces, que la empresa y sus proveedoras inicien un fuerte esfuerzo innovador en este campo.

Avances en este sentido tendrían fuertes impactos ya que por un lado su aplicación aumentaría la extracción de nuestro país pero por el otro sería una importante ventaja competitiva que podría generar la exportación de tecnología a países petroleros con condiciones productivas similares, con yacimientos maduros y baja productividad como Colombia, Perú o hasta algunas zonas de Estados Unidos. Esto es posible ya que las grandes empresas de servicios del primer anillo no realizan importantes avances en estas líneas ya que desarrollan sus tecnologías pensando en los grandes centros petroleros mundiales, con condiciones geológicas y de escala productiva totalmente diferentes.

Por el otro, los hidrocarburos no convencionales son una novedad a nivel mundial, concentrándose su extracción a Estados Unidos y algo en China. Nuestro país contaría con la tercera reserva de gas no convencional del mundo, por lo que el

²² 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.



**Presidencia
de la Nación**

**Ministerio de
Ciencia, Tecnología
e Innovación Productiva**



**Secretaría de
Planeamiento y Políticas**

desarrollo de las técnicas que permiten su extracción en nuestro país redundaría en aumentos importantes de la extracción.

6. PRESENTE Y FUTURO DE LOS PERFILES LABORALES

La disponibilidad de recursos humanos en el Complejo PyG se encuentra en una situación compleja, aunque en línea con el mercado de trabajo sectorial en otros países del mundo. Al tener una larga historia en materia hidrocarburífera, nuestro país cuenta con un número importante de trabajadores y técnicos con amplia experiencia y conocimiento tácito sobre cómo funciona la actividad petrolera en el país. En realidad, las características geológicas hacen que en las diferentes zonas del país se registren distintas condiciones que requieren capacidades y conocimientos específicos. Por ejemplo, el conocimiento sobre el tratamiento de aguas que es de vital importancia para la perforación y extracción en gran parte del país, no es utilizado en las explotaciones de la provincia de Neuquén, debido a la escasez de agua de la región y en sus perforaciones.

Por otro lado, existe una importante escasez de recursos humanos capacitados por el sistema educativo formal, en especial en el nivel de posgrado. En el punto 1 indicamos las diferentes instituciones educativas que se dedican a la capacitación en el sector. No obstante, el peso de estos centros universitarios no es relevante, comparado con las necesidades del sector. Según un relevamiento (Verini, 2012), en los últimos ocho años apenas se han inscripto algo más de 200 argentinos en todos los posgrados y especializaciones de la UBA (en el Instituto del Gas y el Petróleo de la Facultad de Ingeniería). Esto no se debe a la falta de competitividad o excelencia de este centro de estudio ya que (además de ser uno de los más importantes de país) en el mismo período, se registra la inscripción en dichos cursos de más de 100 extranjeros (predominantemente provenientes de Colombia). La tendencia se profundiza, al punto de que desde el año 2010 el porcentaje de extranjeros sobre el total de inscriptos a especializaciones del sector petrolero nunca fue menor al 73%. Algo similar sucede en otros centros de estudios como el ITBA, donde los inscriptos anuales en sus carreras de posgrado nunca superaron los 35.

Además, muchos de estos egresados son rápidamente solicitados por la industria petrolera mundial, por lo que se observa una importante migración de los jóvenes más capacitados. Luego de unos pocos años de trabajo en el país, continúan sus

carreras profesionales en empresas transnacionales, trasladándose hacia otros mercados como Estados Unidos, Medio Oriente o África, según donde las petroleras mantengan operaciones, obteniendo mayores salarios que los ofrecidos en el mercado local.

La disponibilidad de empleos altamente remunerados aún desde la base de la escala salarial, presentan una situación paradójica. En momentos de auge de la industria, cuando aumentan las perforaciones y explotaciones, como puede encontrarse (salvo excepciones) en los últimos años, la cantidad de ingresantes al sistema formal de educación en las áreas específicas desciende antes que aumentar. Esto es porque, fundamentalmente en universidades ubicadas en la zona de influencia de las perforaciones como la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco en Comodoro Rivadavia y la Universidad Nacional del Comahue en Neuquén, los jóvenes prefieren entrar directamente como operarios en el sector (aunque la falta de capacitación formal les sea un impedimento para posteriores ascensos y mejoras). La diferencia de ingresos entre un ingeniero y un operario no se percibe como suficiente para compensar los años dedicados a la capacitación. Sobre todo, teniendo en cuenta que un operario recién ingresado en la industria petrolera consigue salarios cuantiosamente superiores a los obtenidos en otros sectores, aún comparado con puestos de mayor experiencia, responsabilidad o capacitación.

Ante esta situación, empresas del sector han decidido llevar adelante planes propios de capacitación de sus trabajadores, así como la contratación de ingenieros sin especialización en el sector hidrocarbúfero (como mecánicos, eléctricos, electrónicos, etc.) para tareas 'generales'. Sin embargo, se reconoce que la demanda de ingenieros en general es mayor a la que el sector educativo ofrece. Algunas empresas como Pan American Energy, cuentan con programas de Jóvenes Profesionales, mediante los que se incluyen estudiantes de las carreras relacionadas con la actividad para efectuar entrenamientos específicos en las empresas. El IAPG, por su parte, cuenta con programas de certificación de oficios, mediante las cuales (gracias a convenios con la Universidad Tecnológica Nacional) se otorgan

reconocimientos formales de los conocimientos y *know how* obtenido por operarios en la práctica profesional²³.

A pesar de esto, y por la mencionada especificidad que tiene la actividad hidrocarburífera que presenta grandes cambios entre regiones (aún dentro de un mismo país), la capacitación 'no formal' obtenida por medio de la experiencia productiva hace que los recursos humanos sean competitivos. No solo para llevar adelante actividades específicas del sector, sino para efectuar las innovaciones necesarias para adecuar las técnicas y equipamientos importadas a las condiciones geológicas y productivas nacionales que denominamos "Resignificación Tecnológica".

La falta estructural de oferta de mano de obra capacitada formalmente en cuestiones específicas del sector se agrava en cuanto a las técnicas referidas al petróleo y gas no convencional. Como nuestro país no cuenta con experiencia en estas técnicas que requiere maquinaria y equipamiento de última generación, los recursos humanos nacionales carecen en absoluto de conocimientos específico o *know how* que pueda sustituir la capacitación formal. Para estos yacimientos, las empresas petroleras multinacionales han procedido a capacitar a sus recursos humanos mediante su traslado a otras áreas donde se llevan adelante este tipo de técnicas (fundamentalmente Estados Unidos) o los envían a capacitaciones en centros educativos del exterior. Esto es así ya que el sistema educativo formal nacional todavía no cuenta con una estructura fuerte que permita la capacitación de recursos humanos en las cuestiones específicas del petróleo y gas no convencional en las cantidades que requiere la industria.

²³ Masarik, 2012.

7. IMPACTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE PROPÓSITO GENERAL SOBRE LAS CONDICIONES PRODUCTIVAS DEL SECTOR

En cuanto al peso de las tecnologías de propósito general en el sector, podemos mencionar que mientras que las TIC encuentran una utilización casi generalizada, la nanotecnología carece de peso fuerte en el sector.

En realidad, existen experiencias a escala laboratorio de utilización de nanotecnología para la industria hidrocarburífera. En el país, encontramos algunos proyectos puntuales a escala piloto, pero sin que se haya podido llegar a utilizarse en la producción. Sólo una empresa (Nanotek S.A.) cuenta con aplicaciones comerciales de nanotecnología, en la Nano-Remediación Química de suelos contaminados por derrames de hidrocarburos. YPF S.A. ha utilizado sus servicios para la remediación de napas contaminadas con hidrocarburos. No obstante, no se trata de una aplicación específica ya que esta empresa brinda servicios a múltiples sectores, abarcando desde la remediación de derrames, el mejoramiento de la transitabilidad en calles y rutas de tierra a la inhibición del crecimiento de una amplia gama de gérmenes, hongos y bacterias con aplicación en textiles, pinturas y hospitales.

La mencionada empresa YPF Tecnología S.A., recientemente creada por YPF S.A. y el CONICET tiene entre sus principales proyectos la instalación de un centro de nanotecnología aplicado a procesos biológicos, para evitar la degradación de bacterias en los materiales utilizados en la extracción de hidrocarburos así como la creación de modelados especiales y el desarrollo de polímeros para trabajar en la fractura de yacimientos no convencionales.

En cuanto a las TIC, la mecanización completa de la actividad del *Upstream* y de refinamiento ha permitido la utilización intensiva de tecnologías de la información. La entrada de las TIC se registra aún en los procesos no mecanizados y continuos. En los trabajos geológicos de ubicación de una posible reserva y la posterior perforación de pozos, las tecnologías de la información han permitido importantes avances como la sísmica 3D y lecturas *online* de las perforaciones. La perforación misma ha



avanzado en alcance y confiabilidad mediante la robotización de los equipos de perforación mediante equipos hidráulicos.

En este sentido, parte de las TIC que utiliza el sector se encuentran vinculadas con el equipamiento y servicios brindado por las prestadoras internacionales de servicios, por lo que se trata de innovaciones generadas fuera del país. Sin embargo, existe una importante cadena de prestadoras de servicio nacionales (en su mayoría PyME) que se especializan en innovaciones en TIC para la industria petrolera. Esto incluye desde el desarrollo de *software* a medida, la confección electrónica de planos, el soporte de *software* específicos para ingeniería de perforación y la diagramación, configuración y mantenimiento de sistemas de control distribuido.

Al igual que en el equipamiento, las tecnologías de la información son adquiridas por las empresas del complejo incorporadas en máquinas y procesos enlatados, brindados por las empresas internacionales. Las empresas nacionales se han concentrado, en el soporte y mantenimiento de sistemas informáticos importados. Esto permite esperar un segundo paso de innovaciones incrementales sobre estos programas para luego la producción propia de software. No obstante, los programas y procesos utilizados directamente por las empresas internacionales (o que sean parte de un proceso brindado por estas) van a ser de muy difícil reemplazo. No por cuestiones técnicas o de calidad, sino por la capacidad de las grandes empresas del sector de imponer su sistema tecnológico completo.

8. OPORTUNIDADES CIENTÍFICAS O TECNOLÓGICAS LATENTES AÚN NO APROVECHADAS

Los principales desarrollos científicos y tecnológicos implementados que aún no tienen una presencia fuerte en nuestro país son los desarrollos relacionados con los yacimientos no convencionales. Esto incluye desde la perforación multidireccional, las fracturas tanto hídricas (*hydrocracking*) como por otros compuestos y la perforación en las formaciones *shale* y *tight*. Estas técnicas fueron desarrolladas por grandes petroleras internacionales y empresas de servicios internacionales para la perforación y extracción de las formaciones no convencionales en Estados Unidos. Recién en los últimos años se ha experimentado una importante expansión de este tipo de técnicas, permitiendo a la industria norteamericana una reactivación como no se registraba desde la década del setenta.

Las formaciones no convencionales, fundamentalmente ubicadas en la Cuenca Neuquina, eran conocidas en nuestro país desde la época de la YPF estatal, sólo que no se disponía en el mundo de técnicas que permitieran su extracción económica. Diversos informes sitúan en nuestro país una de las mayores reservas de este tipo de recursos a nivel mundial (sólo superados por Estados Unidos y China). Al mismo tiempo, muchas de las empresas que utilizan estas técnicas a nivel mundial (como Apache, Exxon o Chevron) ya se encuentran operando en nuestro país. Esto indica que la aplicación de estas técnicas no tiene impedimentos de escala ni de actores. Únicamente, se encuentra una limitación en los grandes montos de inversiones necesarios para poner en marcha una explotación de este tipo y la rentabilidad esperada en divisas que exigen las petroleras internacionales.

En un primer momento, será necesario mantener la lógica sectorial e importar las tecnologías necesarias para este tipo de perforación y extracción. Sin embargo, las características propias de nuestro suelo, así como el hecho de ser uno de los pocos países en que estas formaciones se encuentran presentes pueden ser una oportunidad importante para el desarrollo endógeno de tecnologías propias. Muchas organizaciones del Complejo PyG así lo han entendido. Hemos mencionado al *cluster*



no convencional de Neuquén y la Fundación Alejandría, así como los esfuerzos de YPF S.A. para relacionarse con el aparato de CyT nacional.

Mencionamos las áreas de vacancia de investigación en yacimientos maduros (con el proyecto EOR como primer avance público-privado) y la explotación no convencional. En ambos casos existen líneas de investigación de gran actualidad tanto académica como productiva que el sistema de CyT puede profundizar. En este sentido, la falta de organismos específicos, la tendencia de las universidades de alejarse de la investigación y dedicarse a la prestación de servicios y la falta de apoyo de los planes nacionales de CyT juegan en contra de tales desarrollos. No obstante, tanto en los organismos de CyT como en el sector privado se encuentran capacidades que pueden permitir desarrollos de frontera en estos temas. Sobre todo en lo que se refiere al EOR y la puesta en valor de yacimientos maduros ya que nuestro país cuenta con recursos humanos con grandes conocimientos tácitos en la materia que pueden brindar una ventaja competitiva a las investigaciones del sistema de CyT.

BIBLIOGRAFÍA

IDITIS (2005). *Primer informe sectorial de empresas de servicios para el sector Petróleo y Gas*. Análisis de competitividad de las Cadenas Productivas en la provincia de Mendoza. Instituto de Desarrollo Industrial Tecnológico y de Servicios. Mendoza.

Kaindl M. *editor* (2009). *El avecé del petróleo y el gas: en el mundo y en la Argentina*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires.

Kaindl M. *editor* (2011). *Aspectos técnicos estratégicos y económicos de la refinación del petróleo*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, Buenos Aires.

Kozulj R. y Lugones M. (2007) "Estudio de la trama de la industria de hidrocarburos en la provincia de Neuquén" en Delfini, M., Dubbini, D., Lugones, M. y Rivero, I. (*comp.*) *Innovación y empleo en tramas productivas de Argentina*. UNGS. Ed. Prometeo. Buenos Aires.

Masarik, G. (2012). "La escasez de personal idóneo, un desafío mundial" en *Petrotecnia*, IAPG. Junio.

Rodríguez, H. (2004). *Análisis de la Balanza de Pagos Tecnológica Argentina*. Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. Ministerio de Educación, Ciencia y Tecnología.

Ruiz, S. (2012). *Reestructuración del sistema productivo. La innovación en empresas medianas y pequeñas de Comodoro Rivadavia. Caracterización de la innovación en una ciudad petrolera*. Tesis de Maestría. Universidad Internacional de Andalucía.

Svarzman, G. (2007). *Empresas transnacionales: sus estrategias de investigación y desarrollo y el papel de Argentina y el Mercosur*, Documento de Trabajo Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).



**Presidencia
de la Nación**

**Ministerio de
Ciencia, Tecnología
e Innovación Productiva**



**Secretaría de
Planeamiento y Políticas**

Thomas, H. (2008). "Estructuras cerradas versus procesos dinámicos: trayectorias y estilos de innovación y cambio tecnológico" en Thomas, H y Buch, A. (coord.). *Actos, actores y artefactos. Sociología de la tecnología*. UNQ, Bernal.

Verini N. (2012). "Los posgrados de ingeniería en la Argentina, ante el desafío del shale gas y el tight gas" en *Petrotecnia*, IAPG. Junio.

