

La revolución de los hidrocarburos no convencionales, el autoabastecimiento y la seguridad energética de la Argentina. 2005-2014

Alumno: Godoy, Pablo

Legajo: G-1585/7

Directora: Dra. Lorenzini, María Elena

Rosario, 8 de junio de 2016

Universidad Nacional de Rosario – Facultad de Ciencia Política y Relaciones Internacionales

Licenciatura en Relaciones Internacionales



Índice

Introducción	1
Capítulo Primero La revolución de los hidrocarburos no convencionales.....	13
Los hidrocarburos no convencionales.....	13
La fractura hidráulica y la perforación dirigida	18
Historia del shale gas y tight oil Estados Unidos	20
Producción de shale gas y tight oil en Estados Unidos: yacimientos más importantes.....	24
Impactos sobre el sistema internacional	27
Capítulo Segundo Los hidrocarburos no convencionales y la industria petrolera en Argentina	38
Los hidrocarburos de esquistos en Argentina	38
La industria petrolera argentina.....	42
La matriz energética	51
Inserción internacional del país: Exportaciones e importaciones.....	52
Las cuentas externas	57
Capítulo Tercero La seguridad energética y la revolución del shale.....	59
El autoabastecimiento en la historia petrolera argentina	59
La seguridad energética como objetivo	63
Autoabastecimiento, seguridad energética y recursos no convencionales en Argentina ..	69
La apuesta por los recursos no convencionales en la búsqueda del autoabastecimiento .	74
Reflexiones Finales	80
Notas	83
Bibliografía	87

Abstract:

La revolución de los hidrocarburos no convencionales es uno de los hechos más relevantes que se observan en la industria petrolera internacional en el Siglo XXI. Dicha revolución hace referencia al marcado incremento en la producción de gas natural y petróleo en Estados Unidos, fruto de la aplicación de la fractura hidráulica y la perforación dirigida a yacimientos de hidrocarburos que antes no podían ser explotados mediante técnicas convencionales.

El incremento en la producción de combustibles fósiles de Estados Unidos causó efectos relevantes en el sistema internacional: implicó una caída de las importaciones y un consecuente aumento en la oferta global de petróleo. Se considera que el uso de la fractura hidráulica es uno de los factores que se encuentran detrás de la caída de los precios internacionales a finales del año 2014.

Por otra parte, otro cambio que dicho proceso ocasiona en el sistema internacional es la posibilidad de que la experiencia norteamericana sea emulada en otras regiones del mundo donde hay formaciones de esquistos. De acuerdo a informes presentados por el Departamento de Energía de Estados Unidos, Argentina posee yacimientos con abundantes recursos no convencionales, lo que la posiciona como un país en el que serían posibles resultados similares a los obtenidos en aquél país. Ese es la meta que se plantearon las autoridades argentinas: en un contexto de caída de las reservas y de la producción, aumento de la demanda y de las importaciones y marcado incremento de los precios internacionales de los hidrocarburos, los dirigentes del país erigieron al logro del autoabastecimiento como un objetivo prioritario. La explotación de los yacimientos locales de esquistos juega un papel fundamental en la estrategia para lograr dicho objetivo.

Palabras clave: shale, seguridad energética, autoabastecimiento, petróleo, gas natural, Argentina, Estados Unidos, fracking, fractura hidráulica.

Introducción

Actualmente los hidrocarburos constituyen más del 50% del total de las fuentes primarias de energía consumidas en el mundo, representando el petróleo alrededor del 31% y el gas natural el 21% de ese consumo (International Energy Agency [IEA], 2014, p.6).

Tanto el petróleo como el gas natural son combustibles fósiles. El crudo de petróleo es una mezcla de químicos conformados por átomos de hidrógeno y carbono, de allí el nombre "hidrocarburos". Se presenta naturalmente en estado líquido en yacimientos y es extraído mediante la perforación de pozos que comunican dichos reservorios a la superficie. Los yacimientos pueden contener además de petróleo también gas natural, o uno u otro. Cuando el gas natural se encuentra junto con el petróleo se denomina "gas natural asociado". El gas natural está constituido también por hidrocarburos pero en este caso en estado gaseoso, principalmente metano con diversos grados de etano, propano y butano (Hayes, Jaffe, and Victor, 2006, p.6).

El hecho de que ambos tipos de hidrocarburos se encuentren en los mismos yacimientos y la metodología de explotación sea la misma hace que su producción se considere parte de una misma industria, la "industria petrolera" (Kaindl, 2009).

La energía, cualquiera sea su fuente, es fundamental para el funcionamiento de la actividad económica. Según Susan Strange (2004), la energía debería considerarse como un factor productivo más junto a los destacados por los autores clásicos de la teoría económica. La importancia relativa que cada fuente de energía ha desempeñado en distintos momentos ha sido una función del desarrollo tecnológico. En los albores de la Revolución Industrial, la invención de la máquina a vapor supuso que el carbón se jerarquizara como un recurso fundamental. Desde principios del Siglo XX, el petróleo se fue convirtiendo en la principal fuente de energía a nivel global. De la mano del motor de combustión interna, sumado a la relativa abundancia, movilidad y bajo costo de extracción de ese combustible, los productos derivados del crudo fueron reemplazando al carbón como combustible para el transporte.

Como correlato de ese cambio tecnológico y los nuevos requerimientos que suponía, la industria petrolera se fue conformando como una de las principales actividades económicas en el mundo. Con el transcurso del tiempo, pasó de emprendimientos a pequeña escala principalmente localizados en Estados Unidos para satisfacer una demanda incipiente a conformar un mercado global, que cuenta con la presencia de grandes empresas verticalmente integradas y que operan en la mayor parte del planeta para ofertar un recurso que tiene una demanda global. De hecho, el petróleo en la actualidad es la commodity más comerciada a nivel internacional (Kaindl, 2009): en 2014 se exportaron en el mundo más de 37 millones de barriles de petróleo por día, los que supone a precios del barril de ese año transacciones diarias por alrededor de 3441 millones de dólares.

En el caso del gas se presenta un panorama diferente. Al ser un combustible de un volumen relativo mucho mayor a comparación del petróleo, económicamente hay dos opciones para su venta a grandes distancias: mediante gasoductos o bien transformándolo en Gas Natural Licuado (GNL). Esto último se realiza exponiendo el gas a temperaturas muy bajas para que se

transforme en un líquido, de modo que su volumen disminuya y pueda ser transportado por barcos especialmente acondicionados. Esto genera que haya diferentes mercados regionales para el gas natural comercializado por gasoductos y un incipiente mercado global de GNL más costoso pero que puede ser enviado a cualquier país que invierta en la creación de estaciones regasificadoras.

Sin embargo, a pesar de las dificultades que plantea su venta y transporte, el gas natural se convierte progresivamente en una fuente de energía cada vez más extensamente usada. Debido a su relativa abundancia, bajo costo y al menor impacto ambiental de su combustión comparado con los otros dos restantes combustibles fósiles (el petróleo y el carbón), se proyecta que su consumo para 2040 se incrementará en más de un 50%. De esa manera, según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), sería el combustible que experimentará el mayor aumento en su demanda, pudiendo reemplazar al carbón como segunda fuente primaria de energía a nivel global (IEA, 2014).

En tanto insumos, los hidrocarburos son indispensables para el funcionamiento de los medios de transporte, para la generación de electricidad, para la calefacción y para otros usos no energéticos, como la producción de materiales artificiales siendo los plásticos, fertilizantes o insecticidas los más destacados. A pesar de que su demanda es generalizada y global, al ser usados en todos los países del mundo, la oferta representa una faceta diferente. Ello se debe a un hecho fundamental y con profundas repercusiones tanto económicas como políticas, militares, sociales y ambientales: los yacimientos y por lo tanto los recursos de petróleo y gas natural, están distribuidos de forma desigual entre los distintos Estados del sistema internacional.

Ciertas regiones y Estados del mundo se destacan por los importantes yacimientos con los que cuentan. Medio Oriente, por ejemplo, cuando se observan datos sobre las reservas y producción sobresale como la zona más relevante en este sentido en el mundo. Según las estadísticas publicadas por la empresa BP, la región produce aproximadamente el 47% del petróleo global y cuenta con el 31% de las reservas (BP, 2015). De ello se desprende que desempeña un rol fundamental en el suministro de hidrocarburos para satisfacer la demanda global. Ese peso fundamental con el que cuentan los países de la región en los mercados energéticos globales se ha visto reflejado en acontecimientos tales como los embargos decididos por los países árabes de la OPEP a los Estados que apoyaron a Israel durante la guerra de 1973 o la Guerra del Golfo de 1991.

Históricamente, el Estado Nacional ha jugado un papel fundamental en el campo de la industria petrolera. Según Daniel Yergin, cuando en 1911 Churchill decide la conversión de la Flota Británica de motores de vapor a motores propulsados por derivados de petróleo el tema de la seguridad energética se plantea por primera vez como un factor decisivo en las relaciones internacionales. La Marina Británica debía pasar de ser abastecida por carbón galés a depender del petróleo iraní producido por la empresa Anglo Persian por lo que asegurar un suministro adecuado era vital y el gobierno de la Isla decidió adquirir la propiedad mayoritaria de la empresa. De modo general puede decirse que los Estados que deben recurrir a los mercados internacionales para acceder a fuentes de petróleo o gas natural al no contar con suficiente de esos recursos en sus territorios no son indiferentes a ese hecho. Citando a Michale Klare (2008) “[c]omo la adquisición de recursos energéticos adecuados siempre ha

sido una prioridad nacional, ya hace mucho tiempo que los gobernantes desempeñan un papel esencial en la obtención y distribución de combustibles básicos” (p.39).

Cuando se observa el sistema internacional tomando como eje la producción y venta de hidrocarburos, no solamente los gobiernos de los Estados importadores netos conciben a la energía como una cuestión prioritaria. De hecho, en los países que cuentan con grandes reservas de gas y petróleo, el Estado juega un rol fundamental a través de empresas petroleras estatales y la exportación de hidrocarburos representa una fuente importante de ingresos fiscales y de divisas. A modo de ejemplo, tomando datos publicados por la OPEP, se destaca que de los 372000 millones de dólares que Arabia Saudita exportó en 2014, 285000 millones fueron debido a la venta de petróleo y sus productos al extranjero. Fuera de la OPEP también hay Estados que dependen en buen grado de las ventas de hidrocarburos para obtener ingresos. Para Rusia, el principal exportador global de gas natural, las ventas de hidrocarburos representan el 68% del total de sus exportaciones (Metelitsa, 2014).

Sería incorrecto realizar un análisis de las tendencias y datos que presenta la industria del petróleo y el gas a nivel internacional desde una perspectiva únicamente económica. Es evidente que el lugar que ocupan los diferentes Estados en la cadena de explotación de hidrocarburos impacta de diferente manera en sus intereses con respecto a la energía. Los importadores netos de hidrocarburos simplemente no pueden dejar de adquirir esos insumos fundamentales, al menos no a corto plazo y los exportadores de esos combustibles no son indiferentes a los precios y al comportamiento de la demanda para sus ventas. Es una industria que tiene efectos políticos en el sistema internacional y los cambios que experimenta también pueden alterar la posición relativa en la que cada Estado se encuentra con respecto a los mercados de hidrocarburos. La revolución de los no convencionales o del “*shale*” constituye un cambio muy importante en la industria: grandes yacimientos conocidos pero inexplorables económicamente pueden serlo gracias a una serie de innovaciones tecnológicas y al uso de la técnica de la fractura hidráulica. Este fenómeno ha impactado a nivel global en los mercados de gas y petróleo incrementando las reservas y la oferta de hidrocarburos, pero también ha tenido un impacto relativo diferente entre los Estados del sistema. Este trabajo plantea analizar cómo esa transformación ocurrida en la industria petrolera impacta en el sistema internacional y en la Argentina en particular.

Si bien el tema al que aludiré el trabajo es relativamente reciente, ya que la extracción comercial a gran escala de petróleo y gas mediante la llamada técnica del “*fracking*” comenzó en el primer lustro de la década de los 2000 en Estados Unidos, hay numerosos textos que abordan la temática desde diversos enfoques.

Las investigaciones y relevamientos realizados por la Agencia Internacional de Energía (EIA por sus siglas en inglés) y por la Administración de Información de Energía de EE.UU. son ineludibles, dado que son la principal fuente a la que acudir a la hora de cuantificar las reservas de hidrocarburos de tipo no convencional con que cuenta cada país. La primera publica de forma anual reportes sobre el estado y las tendencias de la industria energética a nivel global (los llamados World Energy Outlooks), mientras que la segunda, mediante informes, ha presentado información sobre cuáles son los países con mayores reservas de este tipo de recursos no convencionales.

Asimismo, diversas publicaciones abordan el tema de la revolución del “*shale*” desde las implicancias que tiene para Estados Unidos tanto desde el punto de vista económico como desde el punto de vista político e incluso estratégico militar. Son destacables 3 reportes del Centro para Estudios Estratégicos e Internacionales (CSIS por sus siglas en inglés) enmarcados en la serie: “New Energy, New Geopolitics” (Nueva Energía, Nueva Geopolítica) en los cuales los autores Sarah Ladislaw, Maren Leed y Molly Walton (2014) abordan el tema del impacto que genera el uso de las nuevas técnicas de extracción y el incremento de la producción de hidrocarburos de EE.UU. sobre la seguridad energética de ese país, así como también sobre sus intereses de seguridad exteriores y sobre los principales productores y consumidores de recursos energéticos del sistema internacional en general.

Los artículos en publicaciones sobre política internacional que abordan este tema son diversos, cabe mencionar los artículos “America's Energy Edge the Geopolitical Consequences of the *Shale* Revolution” (La Ventaja Energética de EE.UU.: Las Consecuencias Geopolíticas de la Revolución del *Shale*) escrito por Robert D. Blackwill y Meghan L. O'Sullivan (2014) para la revista *Foreign Affairs*, “*Shale* Revolution Shifting Geopolitics” (La Revolución del *Shale* cambiando la Geopolítica) escrito por Alan Railey (2012) para el *New York Times* y “The Geopolitics of *Shale*” (La Geopolítica del *Shale*) escrito por Robert Kaplan (2012) para *StratFor*, “*Shale* Gas Is America's Geopolitical Trump Card” (El *Shale* Gas es la Carta Ganadora de Estados Unidos) publicado en *Washington Post* y escrito por Joseph Nye (2014). Esas publicaciones a grandes rasgos describen el impacto que tiene sobre el sistema internacional el súbito cambio en el perfil productivo estadounidense en materia energética y las consecuencias que plantea para su política exterior y los impactos negativos y positivos que supone para distintos países.

Michael T. Klare es uno de los principales exponentes que aborda el tema de la energía desde una perspectiva realista, aunque sin explicitar tampoco un marco conceptual. En su libro “*The Race for What's left*” (2012) (“La Carrera por lo que Queda”) analiza cómo a nivel global la producción de petróleo y gas –y de minerales estratégicos para la economía mundial- avanza sobre nuevas fronteras, tanto tecnológicas como geográficas. La premisa fundamental es que debido a la creciente declinación en la tasa de descubrimientos de nuevas reservas de recursos naturales, de los cuales el petróleo es el caso más claro, las compañías y los Estados apuestan cada vez más por fuentes no convencionales para asegurarse el suministro. Dentro de esas fuentes, el *shale oil* y *shale gas* son uno de los ejemplos más relevantes según el autor. En su obra “*Planeta Sedimento, Recursos Menguantes: Nueva Geopolítica de la Energía*” (2008), Klare apunta a que en la posguerra fría la posesión y el acceso a los recursos energéticos sería el atributo, más que el poder militar, donde radica el poder de los Estados y que los conflictos internacionales estarán cada vez más motivados por el control de esos recursos a medida que se acerca el llamado pico en la producción de petróleo. En sus palabras,

“la posición que ocupaba un país en la jerarquía mundial se medía con criterios como la cantidad de armas nucleares de las que disponía, su flota militar y el número de soldados de su ejército (...) Dentro del nuevo orden, el rango de una nación cada vez vendrá más determinado por la vastedad de sus reservas de petróleo y de gas, o por su capacidad de aprovechar otras fuentes de riqueza para comprar –o adquirir de otro modo- los recursos de los países que tienen abundancia de ellos” (Klare, 2008, p.30).

La concepción del “pico petrolero” que respalda Klare es criticada por Daniel Yergin, otro de los autores más reconocidos que abordan el tema de la industria de la energía desde una

perspectiva global y teniendo en cuenta aspectos políticos. En su obra "The Quest: Energy Security and the Remaking of the Modern World" (2011) (La Búsqueda: Seguridad Energética y la Reconstrucción del Mundo Moderno) destaca que esa concepción es estática y no tiene en cuenta el efecto que tienen tanto factores económicos como tecnológicos en la producción de hidrocarburos. De hecho, en el citado libro, Yergin hace un análisis sobre nuevas formas de explotación de petróleo y gas natural mediante "técnicas no convencionales". En esa categoría incluye no solamente la extracción mediante fractura hidráulica y pozos horizontales característicos de las formaciones "shale", sino también la explotación en aguas ultra profundas (*ultra-deep water drilling*) y de las arenas bituminosas y el petróleo extra pesado.

La técnica que ha hecho posibles la extracción económica de este tipo de reservas no convencionales, la fractura hidráulica, conocida informalmente con el anglicismo "*fracking*" ha sido objeto también de muchas publicaciones, en parte, debido a la controversia que genera por el eventual impacto que causaría sobre el medio ambiente. Al respecto, el libro "20 Mitos y Realidades del Fracking", escrito por Pablo Bertinat, Eduardo D'Elia, Roberto Ochandio, Maristella Svampa y Enrique Viale (2014) sigue esa línea al analizar y describir la nueva técnica desde una mirada crítica, basándose en la tesis de que es una técnica experimental que impacta negativamente sobre el medioambiente de diversas maneras. El artículo "La Geopolítica del Fracking Impactos y Riesgos Ambientales" publicado en la Revista Nueva Sociedad por Víctor Bacchetta (2013) se posiciona de manera similar al describir la técnica, sus efectos nocivos para el ambiente y las medidas que se han tomado a nivel gubernamental en diferentes Estados y ciudades para prohibirla o limitarla. El libro "Vaca Muerta" editado por Planeta y cuyos autores son Alejandro Bercovich y Alejandro Rebossio (2015), aborda también el impacto perjudicial que la nueva metodología de extracción aplicada ha causado sobre napas de agua y el aire al tiempo que relatan las historias de personajes clave tanto en EE.UU. como en Argentina en el proceso de la explotación de recursos.

Al ser Argentina uno de los países que cuenta con mayor abundancia relativa tanto de gas como de petróleo de esquisto, el tema ha suscitado la publicación de diferentes textos. Los ya mencionados libros "Vaca Muerta" y "20 Mitos y Realidades del Fracking" analizan desde sus respectivas perspectivas el potencial de reservas que existen en el territorio argentino. Desde un punto de vista más técnico, la Fundación Bariloche publicó el reporte escrito por Nicolás de Svroivacca (2013) titulado "Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva" en el cual analiza el real potencial de esos recursos y plantea diferentes escenarios productivos.

Desde una perspectiva más ligada al enfoque de este trabajo, el artículo de Felipe de la Balze (2012) "Petróleo, gas natural y geopolítica. Reflexiones desde la Argentina" hace una descripción del escenario internacional actual en lo referente a los hidrocarburos, el ascenso de grandes consumidores, la presión en la demanda que eso implica y la inestabilidad que presenta la región donde se concentran las mayores reservas de petróleo en el mundo: Medio Oriente. Luego aborda la llamada "revolución de los no convencionales" y el reposicionamiento que causa entre los Estados en términos de producción y consumo. Finalmente hace foco en el hecho de que Argentina cuenta con importantes recursos de tipo *shale* y recomienda una serie de medidas para lograr explotarlos de manera adecuada para lograr la "independencia energética". A pesar de ser un artículo relativamente corto, es muy

interesante el planteo que hace sobre la posibilidad que ofrece el nuevo contexto y las nuevas tecnologías para la Argentina en su meta de lograr el autoabastecimiento. El presente trabajo irá en el mismo sentido argumental, pero profundizará en la definición de conceptos y en el abordaje desde la teoría de las Relaciones Internacionales y también analizará el impacto que genera la reconfiguración en la producción y consumo de energía que supone la revolución del *shale* tanto sobre Argentina como a nivel del sistema internacional, teniendo en cuenta el impacto en las cantidades relativas de hidrocarburos con las que cuentan los Estados, el impacto en los mercados internacionales y en la posibilidad que tienen los diferentes actores de asegurarse y alcanzar la seguridad energética como objetivo.

Hay una serie de interrogantes que surgen cuando uno trata de observar este fenómeno desde las relaciones internacionales: ¿Cuáles han sido los efectos que la denominada revolución del *shale* ha tenido sobre el sistema internacional y de qué manera dicho sistema se ve afectado por este fenómeno?; ¿afecta a todos los actores del sistema de forma homogénea o influye de forma diferencial entre ellos?; ¿cómo impacta sobre la inserción de Argentina en el mercado internacional de hidrocarburos?, ¿de qué manera se relaciona la posibilidad de explotar los hidrocarburos de esquistos en la Argentina con el objetivo de recuperar el autoabastecimiento y cómo impacta ello sobre la seguridad energética del país?

La hipótesis que este trabajo propone es que las nuevas técnicas que permiten explotar y extraer los hidrocarburos no convencionales suponen una fuente de transformación o cambio en el sistema internacional al alterar la cantidad de recursos energéticos técnicamente explotables relativos con los que cuentan los diferentes Estados. Desde el punto de vista nacional, Argentina es uno de los Estados que se vería potencialmente beneficiado relativamente por el desarrollo de las nuevas técnicas de explotación ya que cuenta con grandes yacimientos de gas y petróleo de esquistos, lo cual abre la posibilidad de alcanzar grados mayores de seguridad energética y eventualmente recuperar el autoabastecimiento de esas fuentes primarias de energía. Sin embargo, debido a que la fractura hidráulica es una forma de explotación de hidrocarburos relativamente más costosa, intensiva en capital y tecnología, para que se produzca una modificación significativa en los niveles de producción domésticos se necesitan mayores niveles de inversión y acceso acorde a financiamiento para desarrollar las nuevas técnicas.

Este trabajo se propone como objetivos generales:

- Analizar la llamada revolución del *shale* desde el año 2005 hasta el año 2014, teniendo en cuenta el impacto que tienen sobre la oferta de hidrocarburos y el efecto relativo que tiene sobre la inserción en los mercados de hidrocarburos y en el grado de seguridad energética de los principales actores del sistema internacional involucrados.
- Analizar la importancia que tienen los recursos de *shale* gas y tight oil para la República Argentina tomando en consideración su inserción en el mercado internacional de la energía y la búsqueda de la seguridad energética.

Con el objeto de cumplimentar esos objetivos generales se considera que se deben abordar los siguientes objetivos específicos:

- Analizar el contexto y los actores fundamentales que intervinieron en el inicio de la llamada Revolución del *Shale* de EE.UU. y cuáles han sido los efectos que esto tuvo sobre su posicionamiento internacional en el período comprendido entre los años 2005 a 2014.
- Describir la industria petrolera argentina, la matriz energética, su evolución, la producción y las importaciones de hidrocarburos y analizar en qué medida se ve afectada por la explotación de recursos no convencionales.
- Analizar el impacto que ha tenido el desarrollo de la revolución del shale sobre la búsqueda del autoabastecimiento en tanto objetivo del gobierno nacional argentino relacionándolo con el concepto de seguridad energética.

Los objetivos que se propone este trabajo buscan responder estos interrogantes: ¿a través de qué mecanismos la posibilidad de explotar nuevos recursos energéticos afecta el sistema internacional?, ¿cuál es la importancia relativa que tienen los mencionados recursos para los principales actores del sistema internacional actual?, ¿cómo impactan las nuevas técnicas de explotación en los niveles globales de oferta de hidrocarburos?, ¿cómo impacta la posibilidad de explotar los vastos yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el nivel de seguridad energética de la República Argentina y en sus exportaciones e importaciones de hidrocarburos?, ¿cuáles son las condiciones y requerimientos en términos de inversiones y financiamiento que se deben cumplir para explotar a gran escala los recursos no convencionales en Argentina?.

La producción y comercialización a nivel internacional de hidrocarburos es un tema en el que las perspectivas económica y política son igualmente relevantes. Si se analiza desde una perspectiva económica, es ineludible prestar atención al hecho de que la llamada revolución de los no convencionales se da en un contexto de aumento de los precios del petróleo, el cual permite la entrada al mercado de nuevas empresas que innovaron y adoptaron nuevas técnicas de explotación para hacer económicamente rentables yacimientos de hidrocarburos de esquistos, cuya existencia ya era largamente conocida. El petróleo y el gas natural son *commodities* que se transan todos los días en los mercados internacionales, si bien sólo puede hablarse de un mercado unificado a nivel internacional en el caso del petróleo. Las fuerzas de oferta y demanda juegan un papel importante en la definición de los precios y niveles de producción de estos recursos.

Sin embargo, el rol del Estado y sus políticas tienen obvias implicancias en la exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos. Más allá de los evidentes efectos que posee la regulación estatal y los marcos legales que ese actor impone sobre las actividades de las empresas de hidrocarburos, el rol del Estado en esta industria trasciende el de ser un generador de reglas. En muchos casos, entre los principales poseedores de recursos energéticos hay empresas estatales que se encargan de producir y exportar el gas y el petróleo. Es así que la venta de hidrocarburos representa una fuente importante de ingresos fiscales para muchos países, siendo en varios casos la principal. El precio al que se transa el gas y el petróleo entre países deja de ser un dato meramente económico y pasa a tener implicancias políticas claras a nivel internacional. Su elevación supone mayores beneficios para aquellos países que tienen hidrocarburos en abundancia y exportan, mientras que su caída

beneficia a los Estados deficitarios en energía y que deben acudir a fuentes extranjeras para asegurarse el suministro.

Es por ello que es importante destacar que existe una cierta tensión entre esas dimensiones económica y política cuando se aborda el tema de la producción y comercialización de hidrocarburos: mientras que éstos son en la actualidad un insumo fundamental para la actividad económica a nivel global, al ser la fuente de energía primaria principal desde principios del Siglo XX, están distribuidos de manera desigual entre los distintos actores en un medio anárquico como lo es el sistema internacional. Esto supone que para los Estados importadores de petróleo y gas, asegurarse el suministro es un tema que ya no puede plantearse simplemente en términos económicos, sino que adquiere la dimensión de un interés y un objetivo de su accionar exterior, incluso hasta fundamental llegado el caso.

El cuerpo teórico de la Economía Política Internacional suministra el marco conceptual más idóneo para analizar esta intersección entre las dimensiones económicas y políticas que se da en el caso de la posesión y comercio internacional de los hidrocarburos. Ya que como destaca Gilpin (2001):

“[l]a EPI está particularmente interesada en la distribución de las ganancias de las actividades en los mercados; la economía neoclásica no. Aunque, a menos en el largo plazo, cada sociedad se beneficia absolutamente del funcionamiento eficiente de los mercados internacionales, las ganancias raramente son distribuidas equitativamente entre todos los actores económicos, y los Estados se preocupan mucho por sus propias ganancias relativas” (p.77).

De ello se desprende que, tratar de entender cambios económicos o tecnológicos que implican la relocalización de ciertas actividades productivas entre los actores del sistema internacional, sin tener en cuenta el efecto relativo que eso tiene para cada actor y cómo afecta a los intereses extraeconómicos que ellos poseen, puede resultar en una visión sesgada o demasiado simplificada de la realidad internacional. Es por ese motivo que se considera que dentro de la Economía Política Internacional, la perspectiva teórica neorrealista propuesta por Robert Gilpin puede resultar esclarecedora al momento de abordar el impacto que un fenómeno como la revolución del *shale* tiene sobre las relaciones internacionales. La idoneidad de su aporte teórico se basa no sólo en el énfasis que pone en el rol central y fundamental que juega el Estado en la economía internacional sino también en la atención que presta a los procesos de cambio en el sistema internacional. En palabras de Robert Gilpin (2001):

“[a]sumo que el Estado territorial continua siendo el actor principal en los asuntos económicos tanto domésticos como internacionales (...) enfatizo que los gobiernos nacionales todavía toman las decisiones principales relacionadas a las cuestiones económicas; ellos continúan estableciendo las reglas dentro de las cuales otros actores funcionan, y usan su poder considerable para influenciar los resultados económicos.” (p.18)

Ese papel central que posee el Estado Nacional se ve reflejado en la estructura y procesos que conforman al sistema internacional. Este sistema, según Gilpin (2009), está conformado por tres aspectos primarios: las diversas entidades que lo componen, las interacciones regulares entre ellas y una forma de control que regula el comportamiento.

Si bien, las entidades fundamentales y determinantes del sistema internacional son, como ya se ha mencionado, los actores estatales, esto no implica negar la existencia de otros actores que juegan un papel importante, sobre todo las empresas petroleras internacionales, tanto privadas como estatales. Es destacable el rol que han desempeñado las primeras en el desarrollo de nuevas tecnologías y en su aplicación a los nuevos yacimientos para explotarlos mientras que las segundas poseen en la actualidad las mayores reservas de recursos convencionales a nivel global. Sin embargo, son los Estados los que confieren al sistema sus características principales y la evolución que esos actores han tenido han supuesto alteraciones fundamentales a nivel sistémico, entendidas como “cambios de sistemas.”

En la perspectiva de Gilpin (2009), los cambios que acontecen en el sistema internacional no se limitan solamente al cambio de un sistema a otro, definido por la alteración de las características de las unidades principales que lo conforman. Un sistema internacional particular, en sí mismo, es sujeto de permanentes procesos de cambio motivados por factores económicos, políticos y tecnológicos, los cuales afectan de forma desigual a los diferentes actores de dicho sistema. Por ese motivo, el autor habla de equilibrio homeostático o equilibrio dinámico. En sus palabras,

“[e]n cada sistema internacional se producen continuos cambios políticos, económicos y tecnológicos que prometen ganancias o amenazan con pérdidas para uno u otro actor. (...) Tales cambios tienen lugar dentro del sistema internacional existente, produciendo una condición de equilibrio homeostático. La relativa estabilidad del sistema está, de hecho, determinada en gran parte por su capacidad para ajustarse a las demandas de los actores afectados por las condiciones políticas y ambientales cambiantes. En cada sistema, por lo tanto, un proceso de desequilibrio y ajuste está constantemente teniendo lugar. En ausencia de grandes beneficios potenciales para el cambio, el sistema continúa permaneciendo en un estado de equilibrio.” (Gilpin, 2009, p.13)

Teniendo en cuenta esa noción de equilibrio dinámico, se supone que en el caso de la revolución del *shale*, el desarrollo de nuevas técnicas de explotación que posibilitan extraer recursos de yacimientos no convencionales es un cambio tecnológico que se produce en el ambiente del sistema internacional y que afecta de forma diferente a los actores de ese sistema. Esa revolución permite a aquellos actores que son poseedores de yacimientos de petróleo y gas de esquistos la explotación doméstica de nuevas fuentes de energía.

Esa posibilidad de explotar nuevos yacimientos domésticos que se les presenta a diversos actores del sistema incide de manera relevante sobre el grado de seguridad energética que dichos actores poseen. Es importante destacar que la noción que Gilpin tiene del Estado y cómo éste actúa en un medio anárquico como el sistema internacional es de utilidad para abordar el tema de la seguridad energética. Ello se debe a que el Estado, según el autor, “es una organización que provee protección y bienestar a cambio de ingresos” (Gilpin, 2009, p.15). Está constituido por individuos y grupos que detentan autoridad, que tienen intereses propios, pero al mismo tiempo deben proteger y promover los intereses de los grupos que conforman la sociedad. Al ser soberano, en el sentido de que no reconoce autoridad superior a él en el sistema internacional, su principal función externa la constituye la protección de los derechos de propiedad y de la seguridad de sus miembros frente a otros Estados y grupos externos. Desde esta perspectiva puede entenderse a la seguridad energética como un objetivo o un

interés que se plantean los grupos gobernantes de un Estado en particular. Se parte del supuesto de que esa función de protección y búsqueda del bienestar que guía al Estado, se ve reflejada en el ámbito de la energía en el concepto de seguridad energética.

Debe señalarse que los objetivos estatales en el planteo de Gilpin no se limitan a asegurar la supervivencia del Estado o alcanzar cierto grado de seguridad militar. De hecho, según él no se puede hablar de una jerarquía de objetivos estatales, en las cuales los actores del sistema internacional se centrarían en maximizar ciertos intereses, sean ellos comprendidos por la seguridad nacional o el bienestar y expansión económicos. En un mundo de recursos escasos y con distintos objetivos perseguidos por los Estados, necesariamente se producen *trade-offs* entre las diferentes metas y no existe una jerarquía entre ellas, sino que es más apropiado hablar de curvas de indiferencia. En qué medida se privilegia un objetivo sobre otro, depende de los intereses específicos de las élites domésticas, del ambiente material y del sistema internacional. Asimismo, la pendiente de la curva de indiferencia puede alterarse en respuesta a cambios tanto internos como externos (Gilpin, 2009).

De ello se desprende que el Estado como tal no tiene intereses, sino que son los individuos y las coaliciones que detentan autoridad las que los tienen. “Los objetivos y las políticas exteriores de los Estados son determinadas primariamente por los intereses de sus miembros dominantes o coaliciones gobernantes” (Gilpin, 2009, p.19).

Teniendo en cuenta esa concepción sobre los intereses que se plantean los grupos gobernantes de los Estados, este trabajo destaca que el hecho de poseer hidrocarburos a nivel doméstico o no, marca una diferencia a la hora en que se fijan las prioridades y objetivos de los Estados en el sistema internacional. Las coaliciones dirigentes de los Estados con superávit energético y que son exportadores netos de petróleo y gas buscarán asegurarse la estabilidad de precios y de demanda, la llamada seguridad de demanda. Mientras que aquellos que dependen en menor o mayor grado de la importación, se plantean el acceso seguro al suministro de energía como un objetivo a alcanzar. La importancia que tenga cada uno de estos objetivos dentro del conjunto de metas estatales depende del contexto económico y tecnológico, contextos que Gilpin ubica en el ambiente material del sistema internacional. Es evidente que en un contexto de aumento de precios record y demanda creciente, como el que se produjo desde la segunda mitad de la década de los 2000 hasta el 2014, los Estados importadores de energía privilegiarán asegurarse el suministro a un precio razonable. También, y ya entrando en un terreno más político e incluso geopolítico, los principales Estados importadores buscan reducir su dependencia de regiones inestables políticamente y que pueden poner en riesgo el suministro. En un contexto de oferta abundante y precios bajos, los Estados productores buscan asegurar su participación en los mercados e incluso pueden cooperar para evitar un descenso mayor en la cotización internacional.

Por lo tanto, la prioridad que se le otorga a la seguridad energética, entendiéndola como un objetivo de los actores del sistema, y el grado de esa seguridad que los Estados eventualmente pueden alcanzar, dependen de factores estructurales y coyunturales, tanto domésticos como externos. Generalmente se define a la seguridad energética como la “disponibilidad de un suministro de energía suficiente a un precio asequible en todo momento” (Yergin, 2006). Sin embargo, en general la citada definición es criticada por los autores que tratan la materia

debido a su insuficiencia para abordar la complejidad misma de la cuestión. Federico Steinberg y Paul Isbell (2008) consideran que:

“la definición estándar y sobre utilizada establece que la seguridad energética es una situación en la cual se cuenta con flujos de energía seguros o razonablemente asegurados hacia los consumidores a un precio razonable. Desafortunadamente, esa definición es tan vaga e incompleta que resulta básicamente inútil en cualquier discusión seria de la economía y geopolítica de la energía. Quizás lo único positivo que se puede decir de esa definición es que mientras es siempre mencionada al inicio de dichas discusiones, es casi siempre rápidamente abandonada” (p.15).

Siguiendo a Gal Luft y Anne Korin (2009), se puede considerar que al ser cada Estado en particular el actor o entidad que posee o alcanza distintos grados de seguridad energética, “las definiciones que los Estados dan a la seguridad energética tiene mucho que ver con sus particulares situaciones energéticas y cómo ven sus vulnerabilidades a las interrupciones del suministro de energía” (p.6).

No solamente la seguridad energética puede significar cosas diferentes según el lugar que ocupe el Estado en los flujos internacionales de energía, sino que es un concepto sujeto a cambios con el tiempo. De acuerdo con el planteo de Kamila Proninska (2007), se supone que en tanto objetivo de Estado, la prioridad que se le otorga a la seguridad energética está sujeta a un constante cambio, debido a modificaciones en la estructura de los mercados internacionales, a las relaciones entre Estados productores, intermediarios y consumidores, las tendencias de la oferta y la demanda, los cambios tecnológicos y el miedo a las crisis, las interrupciones y los shocks.

El trabajo de Paul Isbell (2007) al clasificar los factores que amenazan la seguridad energética en cuestiones de corto, mediano y largo plazo, es útil para apreciar las diferencias entre fenómenos estructurales y coyunturales que impactan sobre la seguridad energética de un Estado. Esta se ve amenazada en el corto plazo por interrupciones o cortes en el suministro debidos a diferentes causas, desde problemas técnicos involuntarios hasta medidas políticas tomadas por los Estados. A mediano plazo, la seguridad del suministro energético se puede ver afectada por la falta de inversiones necesarias para hacer frente a la demanda futura de energía. A largo plazo, los factores que eventualmente podrían actuar en detrimento de una adecuada oferta y acceso a la energía se relacionan con el mismo carácter no renovable de las fuentes de energía utilizadas y la competencia y el conflicto que se puede suscitar entre diferentes Estados del sistema por el acceso a fuentes de petróleo y gas así como también por los efectos adversos para el ambiente que implica el uso de combustibles fósiles.

Por lo tanto, se puede decir que la forma en que los Estados o, más precisamente, sus coaliciones gobernantes, abordan el asunto de la seguridad energética, los mecanismos que utilizan para alcanzarla y la prioridad que le otorgan, varía de acuerdo a hechos internos y externos de cada Estado en particular. A nivel interno, influyen la matriz energética del Estado, los recursos con que cuenta en su territorio nacional y la posibilidad de que ellos sean explotados. La matriz energética explica qué porcentaje de distintas fuentes de energías primarias (petróleo, gas natural, carbón, fuentes renovables, nuclear, etc.) se utilizan en el país

y da un indicio de si tales requerimientos de recursos pueden ser cubiertos a través de la explotación de recursos presentes en el territorio de dicho Estado.

Cuando un Estado no puede hacer frente a su demanda de energía con fuentes internas, debe recurrir a adquirir los recursos de otros países. Por ello, su seguridad energética en este caso se ve afectada por factores como los precios internacionales que debe afrontar, el estado de relaciones con los proveedores, la disponibilidad de recursos y la situación del mercado energético en general. Por el contrario, cuando el Estado cuenta con recursos excedentes y obtiene ingresos a través de su exportación, la seguridad energética pasa por la estabilidad de la demanda, mantener su posición en el mercado y obtener precios razonables.

Por consiguiente, considerando el carácter contextual y variable que presenta el concepto de seguridad energética, se puede afirmar que, un fenómeno que tiene un impacto de significativa importancia a nivel internacional en el ámbito de la explotación de hidrocarburos, como es la revolución de los no convencionales, no repercute solamente en la forma en que ciertos Estados se insertan en los mercados internacionales de energía. También afecta el modo en que esos actores se plantean el objetivo de asegurarse un suministro adecuado de hidrocarburos, al abrirse la posibilidad de explotar en gran escala nuevos yacimientos.

Para abordar el análisis del impacto que tiene este fenómeno en el sistema internacional en general y en la Argentina en particular, este trabajo recurrirá al uso de fuentes secundarias de información. Mediante el análisis de datos estadísticos publicados por organismos oficiales y por revistas especializadas en la industria petrolera, se buscará saber la magnitud del efecto que las nuevas técnicas de explotación han tenido en la producción, el comercio internacional y en las reservas de gas y petróleo tanto a nivel internacional como nacional. De forma adicional, se recurrirá a artículos especializados y a bibliografía académica que aborden el tema de la revolución de los hidrocarburos no convencionales y la seguridad energética para avanzar en la comprensión de cómo este fenómeno afecta a los actores del sistema internacional en la búsqueda de sus objetivos.

Debido a que este trabajo no se limita al análisis de datos estadísticos para cuantificar las variaciones en términos de reservas y explotación de petróleo y gas natural, sino que también recurre al uso de bibliografía específica sobre el tema para observar cómo esas alteraciones repercuten a nivel político entre los actores estatales, el diseño propuesto para abordar tales objetivos es de carácter predominantemente cualitativo.

El presente trabajo consta de tres capítulos: en el primero se aborda el surgimiento de la explotación masiva de gas y petróleo de esquistos y arenas compactas mediante las técnicas de la fractura hidráulica y la perforación de pozos horizontales y cómo esas innovaciones alteraron el mapa de la industria petrolera a nivel internacional. En el segundo capítulo, se analiza el estado de la producción, las reservas y la inserción internacional en los mercados energéticos de la República Argentina y en qué medida esos aspectos se ven alterados por la posibilidad de explotar los grandes yacimientos de recursos no convencionales en el territorio. Finalmente, el tercer capítulo aborda la cuestión de la seguridad energética en tanto objetivo que se plantean los actores estatales y cómo puede repercutir en la búsqueda de ese objetivo la posibilidad de explotar los nuevos yacimientos en el caso argentino.

Capítulo Primero La revolución de los hidrocarburos no convencionales

Los hidrocarburos no convencionales

Uno de los hechos que más se destaca cuando se analiza a nivel global la industria petrolera a comienzos del Siglo XXI, sin duda es el incremento en la producción tanto de gas como de crudo de petróleo en Estados Unidos mediante la combinación de las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal aplicadas a yacimientos de baja permeabilidad y porosidad. Este fenómeno que ha sido denominado “revolución del *shale*”¹ forma parte de un proceso más amplio constituido por el avance de la frontera tecnológica en la industria hacia yacimientos de hidrocarburos cuya explotación, es más difícil desde el punto de vista técnico y más costosa desde el económico. Este avance tecnológico ha supuesto la apertura de nuevas regiones o “provincias”, en la jerga de las empresas del sector a la inversión y el creciente peso de los hidrocarburos llamados no convencionales en la oferta global tanto de petróleo como de gas natural.

Las fuerzas detrás de esta tendencia deben buscarse en la progresiva disminución de la tasa de descubrimientos de nuevos yacimientos fáciles de explotar o convencionales, la situación de los mercados globales de hidrocarburos y el progreso tecnológico.

Los hidrocarburos al ser un recurso no renovable irremediablemente se van agotando a medida que son explotados y utilizados en sus diversos fines. Este agotamiento debe ser compensado por el descubrimiento y la puesta en funcionamiento de nuevos reservorios o yacimientos o con la explotación más eficiente de los campos activos. Sin embargo, es un hecho destacable que desde el último cuarto del Siglo XX, los descubrimientos de campos petroleros denominados “gigantes”² se han vuelto casi nulos (Klare, 2011). Es evidente que los grandes yacimientos de petróleo al alcance y baratos de explotar ya han sido en su gran mayoría descubiertos por lo que es una tendencia natural en la industria el hecho de poner la mirada cada vez más sobre fuentes alternativas de hidrocarburos, considerando que la matriz energética global, según diferentes estimaciones (EIA, 2014), seguirá dependiendo fuertemente en los combustibles fósiles.

Esto no implica que el petróleo y en especial el gas natural vayan a agotarse totalmente en el corto, ni siquiera en el mediano plazo. Es destacable que si bien no se han descubierto últimamente nuevos mega yacimientos convencionales, el constante avance de las técnicas de extracción permite elevar la eficiencia de los pozos y realizar nuevas estimaciones añadiendo reservas a los reservorios que son explotados actualmente (Yergin, 2011). Si a esto se suma el hecho de que los incrementos de los precios globales de los hidrocarburos que se registraron en la última década en los mercados permitieron la puesta en línea de proyectos de explotación de yacimientos no convencionales relativamente más costosos e intensivos en tecnología, es improbable que estas fuentes de energía dejen de jugar el rol fundamental a nivel global.

Sin embargo, sí es conveniente destacar que los cambios en los mercados de petróleo y gas natural repercuten en la geografía de la industria. Esta tendencia viene a contramano de lo que sucede con la producción convencional de hidrocarburos que progresivamente se va concentrando en regiones y países específicos, siendo Medio Oriente el caso más paradigmático.

No hay consenso definitivo sobre qué incluye la categoría “hidrocarburos no convencionales” sobre todo cuando se intenta clasificar a los distintos tipos de crudo de petróleo. Se pueden destacar diferentes criterios generales que usualmente se utilizan para distinguir los yacimientos no convencionales:

- Las características que presenta el recurso en sí mismo: qué tipo de recurso es, el estado en que se encuentra el hidrocarburo y específicamente su densidad.
- Las características de los reservorios: la permeabilidad de la roca o estrato en que se encuentra alojado el recurso.
- Las técnicas que se utilizan para extraerlo: en qué medida se necesitan métodos diferentes a los usados tradicionalmente en la industria.

Es importante tener en cuenta cuál es el criterio seleccionado, ya que en base a él ciertos yacimientos serían catalogados de una forma u otra.

Si se toma en cuenta el primer criterio, el énfasis se pone en el grado de densidad que tiene el crudo o el estado en que se encuentra el hidrocarburo. Nótese que los yacimientos de esquistos o pizarras (*shale*) o arenas compactas (*tight sands*) tanto de petróleo como de gas no se incluirían en el grupo de no convencionales³ si se adopta el mencionado criterio. En la mayoría de los casos, esos yacimientos cuentan con hidrocarburos iguales⁴ a los que se han explotado durante décadas en todo el mundo. La diferencia radica en que, si bien su densidad es la misma que tienen los hidrocarburos convencionales, no pueden fluir con la misma facilidad debido a las características de los reservorios en los que se encuentran.

Adoptando el segundo criterio, sí se incluyen los yacimientos de esquistos y arenas compactas, pero se estaría dejando afuera del grupo de no convencionales a los yacimientos de petróleo extra pesado. Éstos pueden presentarse en reservorios relativamente permeables pero debido a su mayor densidad no fluyen con facilidad y no pueden ser extraídos fácilmente.

En este trabajo se adoptará el criterio según el cual se considera como hidrocarburos no convencionales a aquellos que se obtienen mediante técnicas diferentes a las usadas tradicionalmente de manera generalizada para la extracción de petróleo y gas (Energy Information Administration [EIA] 2015; Ladislaw et. al. 2014, p.16) y que por regla general implican una inversión y costos mayores que esa extracción tradicional. Si bien hay que tener en cuenta que así se conforma una categoría más genérica y no definitiva, en el sentido de que su definición está sujeta a la tecnología y a las tendencias generales de la industria petrolera que imperan en un momento determinado. Se considera que es la más adecuada al incluir yacimientos usualmente caracterizados como no convencionales que son excluidos por los dos anteriores criterios.

Para determinar qué yacimientos deben ser explotados mediante técnicas diferentes a las tradicionales se considera útil describir cómo opera ese método tradicional. El método usual

mediante el cual se han extraído hidrocarburos consiste en la perforación de pozos on-shore, o sobre tierra, verticales que permiten que el crudo líquido o el gas natural fluyan hacia la superficie por la propia presión a la que están sometidos en el yacimiento o mediante sistemas de bombeo que permitan la recuperación del fluido.

En cambio, las técnicas utilizadas para la explotación de los hidrocarburos no convencionales son diversas, reflejando la propia heterogeneidad de los yacimientos que comprenden esa categoría, y van desde la explotación minera hasta la perforación en aguas ultra profundas. Estos yacimientos son:

Las arenas bituminosas o asfálticas: mezcla de arena con arcilla u otros minerales con bitumen, que es un petróleo extremadamente denso y viscoso. Estos yacimientos son explotados a gran escala en Canadá en la provincia de Alberta, y se utiliza la minería a cielo abierto para extraer los recursos que luego son tratados para extraer y generar a partir del bitumen, un crudo menos denso que pueda ser transportado mediante oleoductos. Cuando las arenas bituminosas están a demasiada profundidad como para hacer inviable la extracción minera, se recurre al método de drenaje de gravedad asistido por vapor, (SAGD por sus siglas en inglés) que consiste en inyectar vapor a las arenas bajo tierra con el objeto de elevar la temperatura del bitumen para que se transforme en un líquido que se filtra por las formaciones y puede ser extraído por pozos.

Petróleo extra pesado: La técnica de elevar la temperatura del crudo para aumentar su fluidez se aplica también a los yacimientos de petróleo pesado y extra pesado. En estos yacimientos, los hidrocarburos líquidos debido a un proceso de degradación han ido tornándose más viscosos, lo que dificulta su explotación mediante pozos tradicionales. También se recurre al uso de solventes o la mezcla del petróleo extra pesado con crudo ligero para permitir su transporte a las refinerías mediante oleoductos. Las mayores reservas de petróleo extra pesado se encuentran en la llamada Faja del Orinoco en Venezuela.

Querógeno: se denomina querógeno, llamado en inglés "*oil shale*", a los compuestos orgánicos precursores de los hidrocarburos, presentes en las roca generadoras o rocas madres (*shale* o esquistos) que no han estado expuestos a las presiones y temperaturas en la corteza terrestre que dieron lugar a la formación de petróleo y gas en otros yacimientos. Las empresas petroleras que lo explotan, lo extraen y buscan producir las condiciones necesarias para obtener crudo sintético. El método para lograrlo es someter el compuesto a un proceso químico llamado pirólisis, consistente en aumentar la temperatura del querógeno en un medio sin oxígeno, obteniendo un gas condensable que luego se convertirá en un líquido: el crudo sintético.

Los reservorios en aguas ultra profundas⁵: si bien la práctica de realizar pozos para extraer hidrocarburos off shore o sobre plataformas en el mar es una práctica que se viene realizando desde hace décadas, la perforación en aguas profundas (más de mil pies desde la superficie hasta el lecho) o ultra profundas (más de una milla) es reciente. Los requisitos en términos de inversión son mucho mayores y, la maquinaria y equipos que se utilizan están diseñados específicamente para realizar esa tarea soportando los rigores del mar abierto. La extracción de crudo en el Golfo de México y el campo pre salino Tupi, rebautizado Lula, a 250 km de la costa atlántica de Brasil son ejemplos paradigmáticos de esta forma de extraer hidrocarburos.

Metano de lechos de carbón: es gas metano que se encuentra en depósitos bajo tierra de carbón y que se explota mediante perforaciones que permiten que el recurso se filtre de la formación y ascienda a la superficie. En general, el metano sube mezclado con agua salina presente en los lechos, por lo cual las compañías deben separar los fluidos para comercializar el hidrocarburo (Klare, 2012).

Hidratos de metano: moléculas de metano atrapadas en cristales de agua en los lechos marinos a gran presión y temperaturas bajo cero. Estos recursos son muy abundantes a nivel global, pero su explotación supone muchos desafíos desde el punto de vista técnico. Los obstáculos técnicos que plantea este tipo de recurso han supuesto que no se hayan desarrollado métodos viables para explotarlos de forma económica, a su vez han implicado que sean los gobiernos los que hayan encarado la mayor parte de la investigación para el desarrollo de la explotación (Klare, 2012).

Petróleo y gas natural de esquistos y otros yacimientos poco permeables: finalmente, los yacimientos conformados por gas natural y petróleo atrapados en rocas sedimentarias o arenas compactas de baja porosidad y permeabilidad, denominados en inglés “*tight*”⁶ o “*shale*”, se explotan mediante la combinación de la fractura hidráulica y los pozos horizontales. Por constituir el objeto de este estudio, tanto las características de esos hidrocarburos no convencionales, como de las nuevas técnicas se van a abordar con mayor profundidad en el apartado siguiente.

Los yacimientos de baja permeabilidad: el petróleo y gas de esquistos y arenas compactas

Para comprender las características fundamentales de los reservorios de esquistos y arenas compactas hay que tener en cuenta el proceso de formación de los hidrocarburos, ya que ahí radica la diferencia fundamental con los yacimientos convencionales.

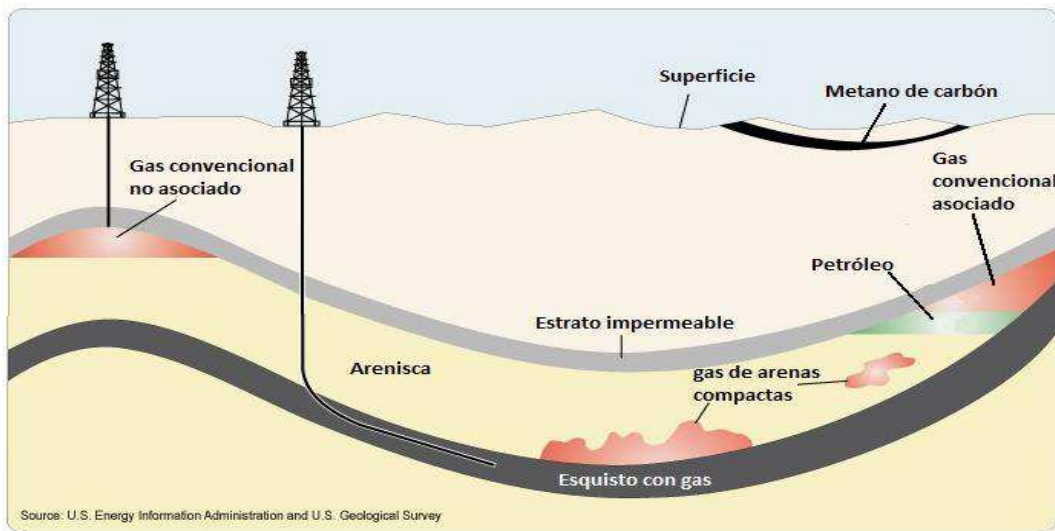
Los hidrocarburos son combustibles fósiles formados durante el transcurso de millones de años en la corteza terrestre. Se estima que son producto de la acumulación en los lechos marinos y acuáticos de millones de microorganismos, sobre todo plancton, que con el correr del tiempo fueron creando capas sedimentarias que quedaron sepultadas por otros estratos de la corteza. Debido a las condiciones de elevada presión y temperatura a las que fueron sometidos en un medio carente de oxígeno, se transformaron en querógeno, sustancia parafinosa precursora y luego en hidrocarburos líquidos y gaseosos, petróleo y gas natural respectivamente. Este proceso se da en la roca madre o generadora, denominada lutita, esquisto o *shale* en inglés (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG] 2013). El *shale* es una roca sedimentaria compuesta mayormente por minerales arcillosos que incluye fragmentos de cuarzo, calcita y otros minerales así como material orgánico (Norton Rose Fulbright, 2013, p. 8).

Esa roca generadora se caracteriza por su escasa permeabilidad, lo que quiere decir que no permite que los hidrocarburos fluyan desde los poros en los que se encuentran atrapados y puedan migrar hacia estratos superiores. La migración se produce por la fractura de la roca madre, producida por movimientos sísmicos que permiten que el petróleo y el gas se filtren y asciendan debido a su menor densidad.

Los reservorios convencionales se forman cuando los hidrocarburos en su proceso de migración se encuentran con otro estrato con poca permeabilidad que les impide llegar a la superficie. Ese estrato es conocido como trampa, y es el que se ha perforado usualmente en millones de pozos a lo largo de la historia de la industria petrolera. Sin embargo, no todos los combustibles han conseguido migrar o escapar de la roca generadora. Por el contrario, relativamente grandes cantidades de ellos han quedado atrapados en los poros de la roca madre y constituyen el petróleo y gas natural de esquistos (*shale oil* y *shale gas*).

Asimismo, puede ocurrir que los combustibles queden atrapados en su migración, una vez que abandonan la roca generadora, en capas de roca arenisca, que si bien son más permeables que el *shale* o esquisto, no lo son lo suficiente como para permitir el paso a los hidrocarburos. Es así cómo se formaron los yacimientos de petróleo y gas de arenas compactas (*tight oil* y *tight gas*).

Figura 1: Formaciones de hidrocarburos convencionales y no convencionales:



Fuente: U.S. Energy Information Administration y U.S. Geological Survey

La existencia de estos abundantes recursos se ha conocido desde hace mucho tiempo, pero debido a la imposibilidad que supone su extracción mediante los métodos tradicionales, sumada a la gran disponibilidad de recursos más accesibles implicaron que no se los explotara a gran escala. Fue con el uso de la fractura hidráulica sumada a la perforación de pozos horizontales que se comenzaron a extraer esos recursos, dando origen a la "revolución del *shale*."

La fractura hidráulica y la perforación dirigida

Las técnicas que han permitido extraer gas natural y crudo de formaciones poco permeables, y que dieron origen a la revolución de los no convencionales, no son novedosas para la industria petrolera. De hecho, tanto la fractura hidráulica como la perforación dirigida se utilizaron originalmente para incrementar el rendimiento de, o permitir llegado el caso, la explotación en yacimientos convencionales. La novedad radica en que esas técnicas deben ser usadas en todos los pozos que buscan explotar yacimientos de esquistos o arenas compactas de forma masiva.

La técnica de la fractura hidráulica consiste en incrementar la permeabilidad de los reservorios mediante la inyección de agua, arena y sustancias químicas a presiones muy altas. Mediante esa inyección se fractura la roca reservorio y se crean artificialmente vías de comunicación entre los poros microscópicos en los que se hayan atrapados los hidrocarburos, permitiendo que fluyan y sean encausados hacia la boca del pozo.

La perforación dirigida se utiliza para permitir que el pozo tenga la mayor superficie de contacto con la capa sedimentaria en la que se hallan los recursos. Debido a que los hidrocarburos no se concentran en un punto debajo de una “trampa” como en los yacimientos convencionales, sino que se encuentran de forma inconexa entre los poros de las formaciones, es necesario que la perforación se realice de forma horizontal a través de esos estratos poco permeables para permitir que la fractura libere la mayor cantidad de petróleo y gas posible.

Etapas en la explotación de yacimientos de esquistos (Ridley, 2011; IAPG, 2013):

1. Exploración y relevamiento sísmico: Mediante el uso de ondas sonoras se hace un mapa en tres dimensiones de las formaciones geológicas que se cree pueden tener hidrocarburos. Si bien es un método común usado tanto para determinar la presencia de yacimientos convencionales como no convencionales, para la explotación de gas y petróleo de esquistos se busca determinar también la presencia de fracturas naturales en la formación que puedan ser estimuladas.

2. Construcción de las instalaciones para perforar: una vez determinada la zona en la que se encuentra el yacimiento se despliegan los equipos y se erige la plataforma que va a ser utilizadas en el procedimiento de perforación y extracción del combustible. En el caso de la producción de gas y petróleo de esquistos, frecuentemente se recurre a la técnica de “pad drilling” mediante la cual desde una misma localización se perforan varios pozos horizontales en diferentes direcciones para asegurar mayor contacto con la roca generadora ahorrando espacio en superficie.

3. Perforación vertical: se procede a perforar el pozo mediante un trépano que tritura las formaciones de roca y tierra que separan la superficie del yacimiento. El trépano está unido a una cañería conformada por tubos sin costura a la que se le van agregando tramos desde la superficie a medida que avanza la perforación. En las primeras etapas de la perforación se procede a encamisar el pozo, mediante la instalación de cañerías especiales que son fijadas mediante cemento. Esto se hace con el objeto de evitar filtraciones de hidrocarburos a la superficie y a las napas de agua que se encuentran relativamente cerca de la superficie. La etapa vertical de la perforación en un pozo de *shale* gas o tight oil termina una

vez que se alcanza la formación de esquistos que contiene el hidrocarburo. La extensión de este tramo vertical del pozo varía dependiendo de la profundidad a la que se encuentra la roca generadora.

4. Perforación horizontal: una vez alcanzado el yacimiento, la perforación cambia de ángulo y se hace horizontal⁷, a través de la formación de *shale* con el objeto de que el pozo entre en contacto con la mayor superficie posible de la roca sedimentaria. La cañería que conecta la formación con la superficie también es fijada con cemento a las paredes del pozo. La perforación horizontal es muy útil en la explotación de formaciones poco permeables como las de esquistos debido a que el hidrocarburo se encuentra de forma inconexa en ellas por lo cual se deben comunicar la mayor cantidad de pequeños reservorios posibles en la roca. Asimismo, esa técnica también es necesaria porque generalmente el estrato de esquistos es relativamente fino y no se extiende verticalmente por una gran extensión (Mauter, Palmer, Behrer, 2013).

5. Fractura hidráulica: Una vez concluida la perforación, se inicia la etapa de completación del pozo. Se procede a descender por dentro del pozo una herramienta, que contiene cargas explosivas cuyo objeto es perforar la cañería de acero y el cemento. Esto se conoce como “punzado” y tiene el objetivo de comunicar el interior del pozo con la formación. En las operaciones de fractura por etapas múltiples, el punzado se realiza varias veces en diferentes tramos del pozo horizontal. Una vez realizado esto, se procede a inyectar a muy alta presión agua, arena y químicos específicos para generar fracturas en la formación. El agua fractura la roca y la arena junto a los químicos mantienen abiertos los canales creados en el yacimiento. De esa forma, los poros microscópicos que albergan los hidrocarburos son conectados y el combustible fluye libremente.

6. Tratamiento del agua: Durante el procedimiento de fractura hidráulica se pueden llegar a utilizar hasta 18 millones de litros de agua dulce (US Department of Energy). Parte de esa cantidad, alrededor de un tercio, regresa a la boca del pozo mezclada con los químicos utilizados y los restos de la formación fracturada. Entre los restos de la formación se encuentra agua salada atrapada en los poros de las pizarras de la roca generadora (World Energy Council, 2010). Se denomina flowback o fluido de retorno a esa agua mezclada con esos elementos. Debido a que se debe utilizar agua dulce en el proceso, debe ser tratada para que parte de ese fluido de retorno sea reutilizable en sucesivas fracturas. El agua que no puede ser reutilizada es almacenada en piletones o se aísla en sumideros acondicionados.

7. Producción: Una vez realizada la fracturación mediante la inyección de agua, arena y químicos, el petróleo y el gas son liberados y suben por el pozo hacia la superficie, donde son tratados para separarlos de los líquidos utilizados en las etapas previas del proceso. Es importante destacar que en el caso de la explotación de hidrocarburos de esquistos, por las mismas características del yacimiento, las tasas de decrecimiento de la productividad de los pozos es más alta que en las operaciones convencionales, resultando en que un pozo puede generar entre 50 y 70% menos de hidrocarburos luego del primer año de producción (Ladislaw et. al., 2014).

Si bien la revolución del *shale* es un fenómeno relativamente reciente, cuyos rasgos pueden observarse a fines de la última década del Siglo XX y en los primeros años del Siglo XXI, las causas y antecedentes que llevaron a su gestación pueden ubicarse décadas atrás. De hecho, el primer pozo de gas natural en ser explotado comercialmente en Estados Unidos fue realizado en una formación *shale*, en Fredonia, Nueva York en 1821 (Trembath, Jenkins, Nordhaus, Shellenberger, 2012).

Las técnicas implementadas y la extracción de gas desde formaciones *shale* no representan precisamente una novedad para la industria en Estados Unidos. La fractura hidráulica fue implementada de forma experimental por primera vez en 1947 por la compañía Standard Oil, cuando inyectó gasolina en gel y arena a gran presión en un yacimiento de roca caliza. Su uso comercial se adoptó en 1949 por Halliburton y desde la década de 1950 se empleó en miles de pozos en los Estados Unidos. Mediante su uso se buscaba incrementar la productividad de los reservorios convencionales y si bien los componentes que se utilizaban en la fractura y las distintas etapas que se realizaban en el proceso han ido cambiando con el tiempo, en esencia sigue siendo el mismo método que se utiliza actualmente en las formaciones *shale*.

La perforación dirigida tiene su antecedente más remoto en la década de 1930, pero es en los 70' con el desarrollo de los motores de fondo de pozo que su realización se hace práctica. Son motores hidráulicos que gracias a la inyección de fluido de perforación otorgan potencia a la herramienta que perfora el pozo. En 1976 ingenieros del Centro de Investigación de Energía de Morgantown (MERC por sus siglas en inglés) patentan una técnica para realizar perforaciones de forma direccional en formaciones *shale*.

Ese centro de Investigación se convertiría posteriormente en el Laboratorio Nacional de Tecnología de Energía, dependiente del Departamento de Energía del gobierno federal de Estados Unidos. Su función era desarrollar y patrocinar el desarrollo de nuevas técnicas en la generación de energía y es un ejemplo de cómo el Estado jugó un papel destacado en el fomento y el perfeccionamiento de los métodos que permitirían la explotación comercial de los yacimientos de esquistos.

Durante la década del 70', a raíz del primer shock petrolero y de la decreciente producción de hidrocarburos en Estados Unidos, la administración Ford a través del Departamento de Energía y el mencionado Centro de Investigación de Energía, lanza el Eastern Shale Gas Project (Proyecto de Gas de Esquistos Orientales). El objetivo de ese proyecto era posibilitar la explotación de gas natural de fuentes no convencionales y en su marco el gobierno federal financiaría una serie de empresas público-privadas que realizarían ensayos en pozos experimentales en yacimientos de esquistos. Ese proyecto da como resultado la primera demostración exitosa de fracturación hidráulica masiva en una formación *shale* en 1977 por parte del Departamento de Energía.

El papel que jugó el sector público en Estados Unidos en el fomento de la explotación de hidrocarburos no convencionales no se limitó al desarrollo conjunto de Investigación y Desarrollo. En 1980, el Congreso sanciona la "Windfall Profits Act", cuya Sección 29 preveía el otorgamiento de un crédito fiscal a las empresas que explotaran fuentes no convencionales de gas natural.

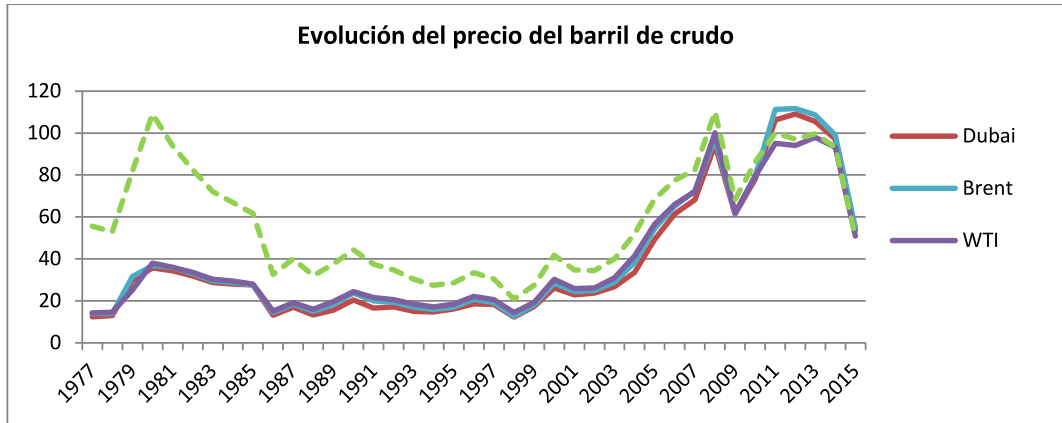
Finalmente, en 1986 se da la combinación de la fractura hidráulica por múltiples etapas con la perforación de pozos horizontales en 1986 en un yacimiento de Virginia del Oeste, fruto de una empresa conjunta del mencionado Departamento y una compañía privada. El uso conjunto de ambas técnicas y su aplicación de forma sistemática a los estratos sedimentarios de esquistos contenedores de hidrocarburos es la que permitiría alcanzar la extracción en gran escala de gas y petróleo de esos yacimientos.

No obstante, fue la compañía Mitchell Energy radicada en Texas la que lograría la innovación necesaria para alcanzar la explotación comercialmente rentable del yacimiento *shale* Barnett en 1999. A través del uso de mapas en tres dimensiones del yacimiento y de un proceso de prueba y error, la empresa logró desarrollar la fractura con arena ligera (Slick Water Fracturing), con la que Mitchell Energy redujo los costos afrontados en los ensayos anteriores a menos de la mitad. Esa técnica consiste en el uso de un fluido de fractura menos viscoso que el utilizado hasta entonces, compuesto mayormente de agua con un porcentaje menor de arena y aditivos químicos. El agua se bombea a una presión mucho mayor logrando la creación de fracturas en la formación que son apuntaladas por la arena y los químicos. Esa técnica sería aplicada a miles de pozos de gas y petróleo de esquistos a lo largo de la primera década del Siglo XXI y alteraría profundamente el panorama de la industria petrolera en Estados Unidos.

Si bien se considera a Mitchell Energy como la pionera en el desarrollo de la “revolución de *shale*”, no debe pasarse por alto el contexto y las bases sobre los que la empresa pudo comenzar la explotación económicamente rentable. Fue mediante la aplicación de técnicas ya conocidas por la industria y en el marco de la política del gobierno federal de Estados Unidos de fomentar fuentes alternas de hidrocarburos que la innovación fue posible. De hecho, Mitchell Energy no sólo se benefició de la Sección 29 de la Windfall Profits Acts, sino que también recibió subsidios cuando realizó las primeras perforaciones horizontales en la roca Barnett. Sin embargo, hay otro factor clave a tener en cuenta para entender el fuerte crecimiento de la producción de gas y petróleo de esquistos: las variaciones de precios de los hidrocarburos.

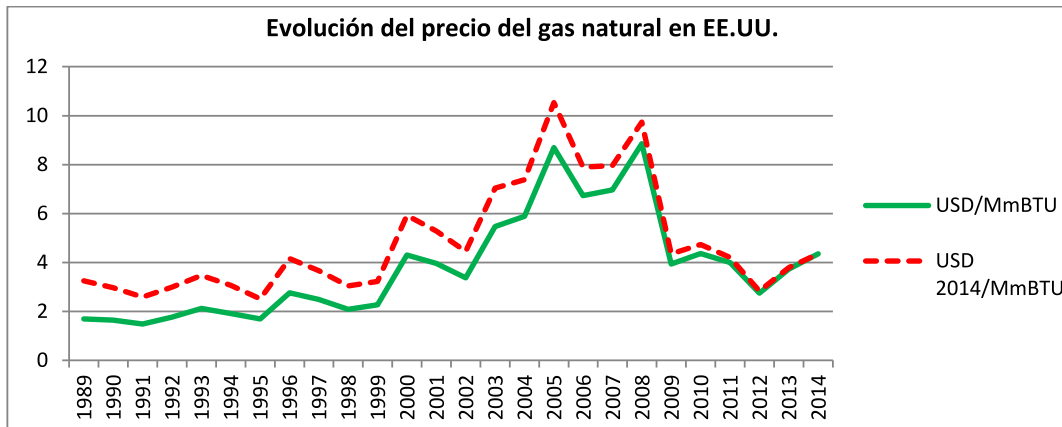
A partir de 1999 y más claramente desde mediados de la primera década del Siglo XXI comienza un proceso de incremento del precio tanto del barril de crudo a nivel global, como del gas natural en los distintos mercados regionales. Este incremento fue un factor fundamental en la revolución del *shale*, ya que incentivó la inversión en yacimientos más difíciles de explotar y por lo tanto relativamente más costosos.

Como puede observarse en el siguiente gráfico, el precio del barril de crudo alcanza niveles muy altos en los años 2000. Tanto en valores nominales como reales, la cotización del petróleo llega a valores récord en 2008, cayendo luego en 2009 debido a la recesión causada por la crisis financiera, para luego recuperar su ciclo de aumento en 2010 hasta 2014.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos y del Statistical Review of World Energy 2015 de la empresa BP.

A su vez, el millón de BTU Henry Hub⁸ negociado en Estados Unidos también muestra incrementos en su cotización, permitiendo la inversión en las técnicas de fractura hidráulica y perforación horizontal:



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos y del Statistical Review of World Energy 2015 de la empresa BP.

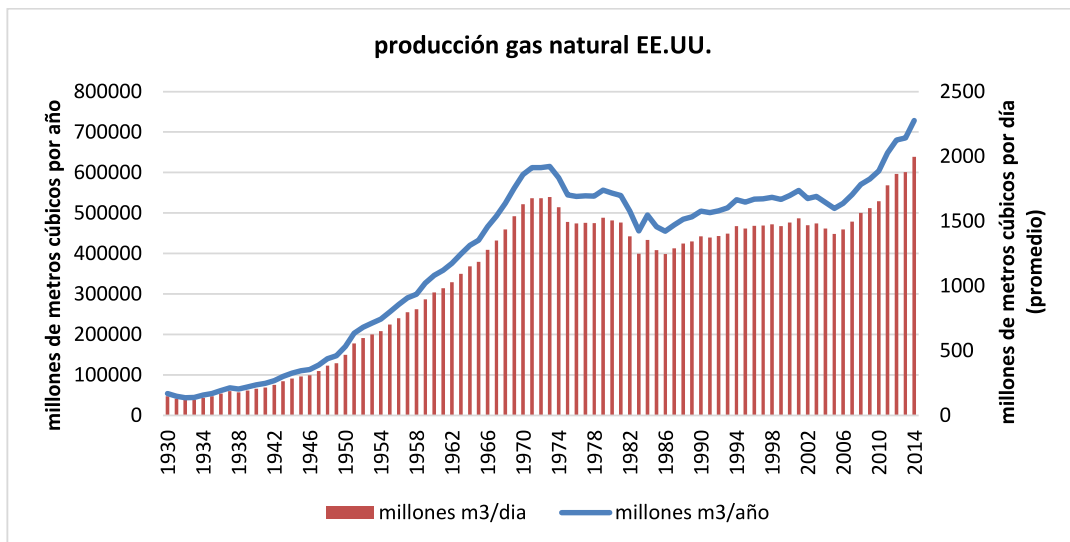
En resumen, la revolución del *shale* comienza a perfilarse a fines del Siglo XX, cuando Mitchell Energy logra explotar rentablemente el gas natural contenido en el yacimiento Barnett. A su vez, ese acontecimiento, que supondría cambios radicales en la actividad petrolera en Estados Unidos, se desencadenó en gran parte debido a la interacción de las innovaciones tecnológicas en la industria, junto con la acción conjunta en ese ámbito del sector público y privado y a un mercado que envió las señales propicias para que numerosas empresas relativamente pequeñas e independientes (Morrow, 2014) invirtieran y extrajeran el gas y petróleo no convencionales.

Producción de shale gas y tight oil en Estados Unidos: yacimientos más importantes.

Como se mencionó en el apartado anterior, la revolución del *shale* supuso una reversión de la tendencia al estancamiento que presentaba la producción de crudo y gas natural en Estados Unidos.

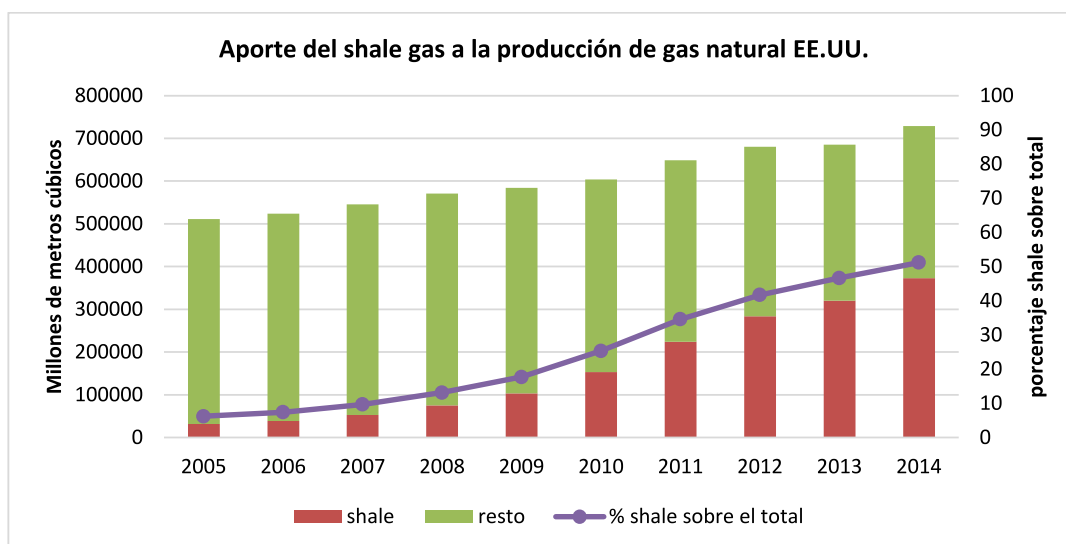
En la extracción de gas natural, tomando los datos aportados por la EIA, se puede observar este fenómeno claramente a partir de 2005, cuando los volúmenes extraídos comienzan a crecer hasta posicionar a Estados Unidos como el mayor productor de ese combustible a nivel mundial.

Cuando se analiza el período comprendido en este trabajo, se puede observar que la producción de gas natural en Estados Unidos creció un 42,54%, pasando de 511135 millones de metros cúbicos en 2005 a 728549 millones en 2014. Dicha producción había alcanzado su pico en 1973, año en el que el volumen de gas natural extraído fue de 615352 millones de metros cúbicos. La tendencia al estancamiento y la caída en la extracción de gas se consideraba irreversible, debido a la propia maduración y agotamiento de los yacimientos convencionales. Sin embargo, la aplicación de la fractura hidráulica y la perforación horizontal a formaciones *shale* permitió incrementar sustancialmente la producción y alcanzar records históricos.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

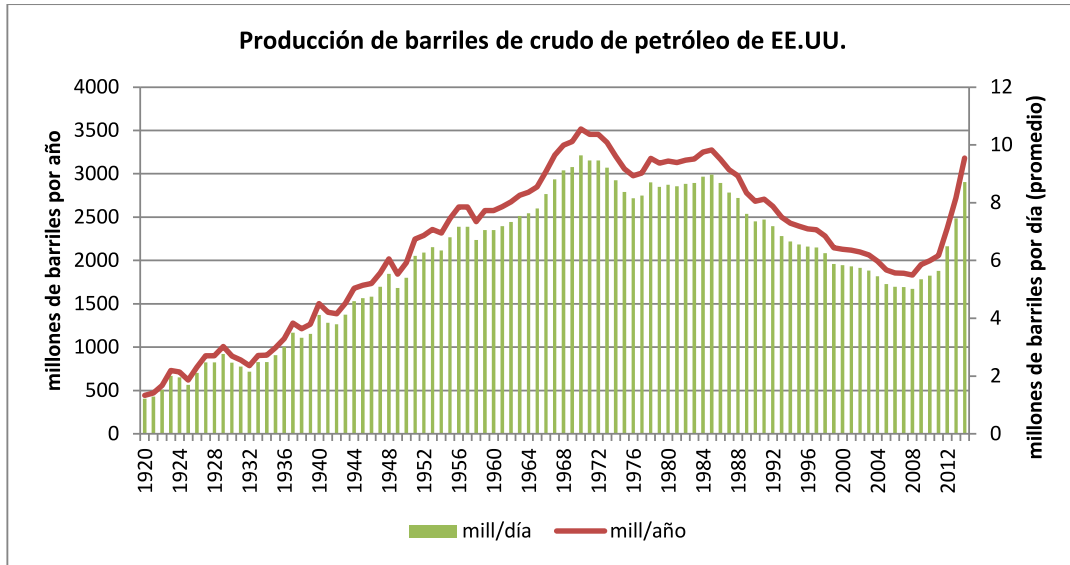
La producción de gas natural usando fractura hidráulica en formaciones *shale* pasa de constituir un poco más de 31697 millones de metros cúbicos en 2005 a más de 372969 millones en 2014, exhibiendo un crecimiento del 1077%. Cuando se observa la variación en los pozos convencionales, que representa una disminución de más del 25%, se puede advertir que el aporte del gas no convencional al total producido se incrementa de manera marcada. De hecho, en 2014 la producción de *shale* gas constituye más del 51% del total.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

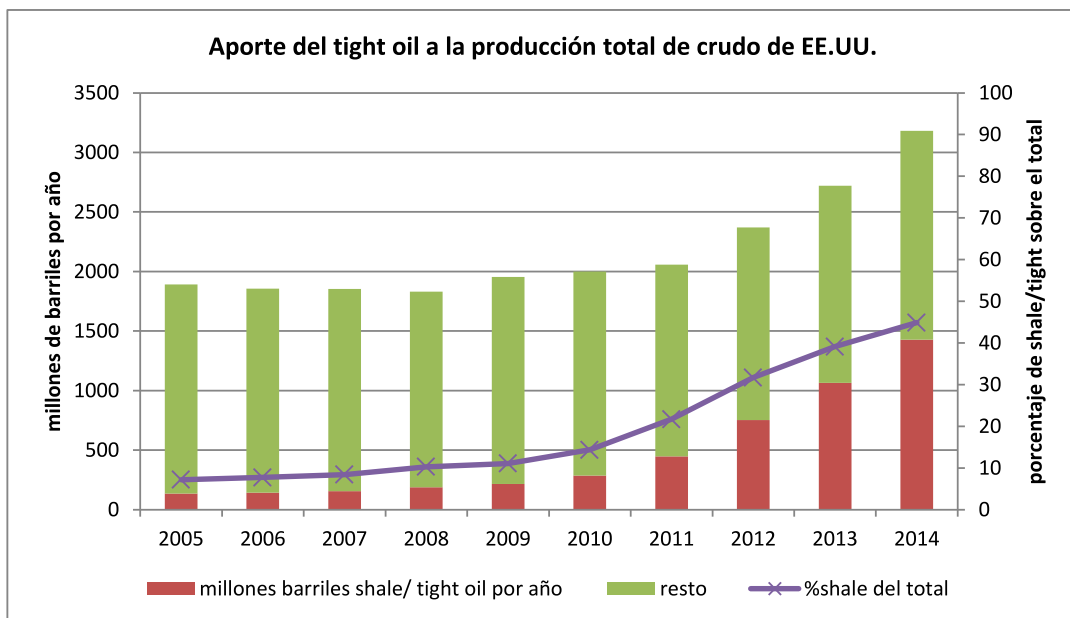
Las formaciones geológicas que constituyen los principales yacimientos productores de gas de esquistos en Estados Unidos son muy extensas⁹ y se encuentran principalmente en el Sur y Este de ese país. Debido a que, al contrario de los reservorios convencionales, los hidrocarburos atrapados en esquistos no se concentran en un punto específico, sino que se extienden a lo largo de todo el estrato de *shale*, no se puede precisamente hablar de campos petroleros o gasíferos no convencionales. En el estado de Texas se encuentran varias de las principales formaciones de esquistos productoras de gas natural, ya que allí están Barnett, la zona donde Mitchell Energy realizó sus perforaciones pioneras, Eagle Ford y Haynesville, la cual también se extiende sobre el estado de Luisiana. Actualmente la principal formación productora de gas natural es Marcellus, que se extiende sobre los estados de Pensilvania, Virginia del Oeste, Ohio y Nueva York.

Por su parte, el incremento en la producción de crudo de petróleo se produce de forma muy marcada a partir del año 2009. En el año 1970 EE.UU. alcanzó su “pico petrolero”, al producir 3517 millones de barriles anuales o 9,64 millones por día en promedio. A partir de ese año, la producción se estanca para luego comenzar a descender constantemente desde 1985 hasta 2009.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

En el período de análisis de este estudio, entre 2005 y 2014, la producción de crudo crece un 68%, pasando de 1892 millones de barriles a 3180 millones. Si se divide ese marco temporal en dos partes, se puede observar claramente cómo se acelera el crecimiento en la producción a fines de la primera década del Siglo XXI, ya que entre 2005 y 2009 los barriles de crudo producidos se incrementan sólo 3,28%, mientras que entre 2010 y 2014 hay un crecimiento del 59,13%.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

Ese incremento puede ser explicado de forma casi exclusiva por la extracción de petróleo de esquistos y otras formaciones poco permeables, la cual pasa de 136 millones en 2005 a 1426 millones en 2014, creciendo 948,88%. Nuevamente, se observa una diferencia entre la primera mitad de ese período y la segunda en cuanto a la magnitud del crecimiento, ya que entre 2005 y 2009, el número de barriles de petróleo producidos mediante fractura hidráulica y perforación horizontal crece un 59%, mientras que entre 2010 y 2014 la diferencia es del 397%¹⁰. Por último, el aporte del petróleo no convencional a la producción total pasa de representar poco más del 7% a casi el 45% entre los años mencionados.

Las principales formaciones productoras de *shale* y tight oil son Bakken, localizada en el norte de los Estados Unidos, en Dakota del Norte y Montana, al sur se encuentran Eagle Ford en Texas y la cuenca Permian que se extiende entre Nuevo México y Texas y Niorbara en el centro del país en Colorado y Wyoming (Davis, 2014; Maugeri, 2012).

Impactos sobre el sistema internacional

En el apartado anterior se mostró cómo la combinación de la fractura hidráulica y la perforación horizontal produjo un profundo impacto a nivel doméstico en la producción de hidrocarburos en Estados Unidos. Esta sección abordará las consecuencias, consideradas más relevantes, a nivel internacional que causa el fenómeno de la revolución de los no convencionales, distinguiendo entre efectos reales y potenciales. Se considera que la explotación a gran escala de yacimientos de esquistos y otros yacimientos no permeables ha tenido efectos claros en los mercados internacionales de hidrocarburos, causados en gran medida por la evolución de las importaciones de gas y petróleo de Estados Unidos.

Además de dar lugar a esos efectos actuales y observables en los mercados internacionales, la revolución del *shale* puede constituirse en fuente potencial de otros cambios en el mediano y largo plazo. Entre ellos, el más importante radica en el cambio en la geografía de la producción de hidrocarburos, cambio que depende en buena medida en que yacimientos de esquistos localizados en otros Estados del sistema puedan ser explotados en gran escala emulando la experiencia estadounidense. No obstante ello, puede hablarse ya de una incipiente transformación de la industria a nivel global y la creciente importancia que toma el hemisferio occidental como región productora de gas y petróleo debido a las nuevas técnicas de explotación.

Importaciones de hidrocarburos de Estados Unidos y su repercusión en los mercados

Cuando se aborda el análisis de los mercados de hidrocarburos, es menester destacar las claras diferencias que presentan el gas natural y el crudo de petróleo en tanto commodity o bien que se exporta e importa. Como se mencionó anteriormente, en el caso del barril de petróleo hay un mercado unificado a nivel global, mientras que existen diferentes mercados regionales de

gas natural (Ladislaw et. al. 2014). Esto se debe a la propia naturaleza de cada hidrocarburo, ya que el petróleo es un líquido que puede ser transportado con relativa facilidad y a un costo reducido lo que permite su traslado virtualmente a cualquier punto donde se demande¹¹. Esto permite que la oferta se dirija allí donde se incrementan los precios debido a un aumento en la demanda del crudo. Esto se puede ver reflejado en la correlación y movimientos simultáneos que se observan en las principales cotizaciones del barril de crudo: Dubai, WTI y Brent.

Por su parte, debido a que el gas es un combustible con mucho volumen en relación a su valor energético, su transporte mediante buques tanque tradicionales resulta muy costoso en relación a su precio. Por ello, la comercialización internacional del gas natural se realiza principalmente mediante gasoductos, que conectan el Estado productor con los Estados consumidores. Esto determina que las distancias a las cuales se puede destinar el combustible sean limitadas, lo cual supone la constitución de mercados regionales¹² (Jaffe et. al. 2006).

El elevado costo de construir los gasoductos y la infraestructura necesaria para la comercialización de gas natural a través de las fronteras nacionales supuso que la forma de fijación de los precios sea el resultado de la negociación de contratos¹³ a largo plazo entre exportador e importador. Estos contratos generalmente fijaban una fórmula de indexación del gas a las variaciones del crudo y garantizaban la seguridad necesaria para que las partes se comprometieran a invertir en los proyectos.

Esa situación se vio alterada progresivamente por el desarrollo del gas natural licuado (Stevens 2010). El gas natural se transforma en líquido a -160 grados centígrados, reduciendo su volumen alrededor de 600 veces (Jaffe et. al. 2006). Esto se logra mediante instalaciones especiales que utilizan refrigerantes para reducir la temperatura del gas, denominadas "trenes". Una vez en estado líquido, debido a su menor volumen, puede ser transportado más eficientemente, para lo cual se diseñaron especialmente barcos tanque que preservan el frío en el combustible y permiten el traslado desde las instalaciones de licuefacción al lugar donde se demande. Sin embargo, se necesita otra instalación especial en el destino, que se encarga de regasificar el líquido para distribuirlo por los ductos del país comprador. De esa manera, se puede exportar gas natural de forma económica a largas distancias, algo que era imposible de realizar anteriormente debido a los costos y dificultades prácticas que supondría la construcción de gasoductos.

La tecnología para licuar el gas se desarrolló a principios del Siglo XX, sin embargo se utilizaba localmente para almacenar el gas en períodos de baja demanda, en verano, para comercializarlo en invierno. El comercio internacional de GNL comenzó en la década del sesenta, cuando se enviaron buques desde Argelia hasta Inglaterra y Francia (Yergin, 2011). A pesar de que el desarrollo del comercio de GNL dotó de mayor movilidad y flexibilidad a la oferta, hasta los noventa los contratos de venta seguían reflejando las características propias de las exportaciones por gasoductos, esto es: largos plazos, rutas fijas e indexación del precio a las fluctuaciones del valor del crudo.

En los noventa se va constituyendo una nueva tendencia hacia un mercado más flexible, debido a los envíos de buques con GNL que no se enmarcan en contratos a largo plazo, sino que solamente venden su carga. Así los precios se fijan de acuerdo a las reglas de la oferta y la demanda, lo que acercaría el mercado del gas al del petróleo en términos de liquidez. Sin

embargo, este tipo de comercialización seguía siendo la excepción más que la regla. Para que se pueda desarrollar un mercado flexible, se deben incrementar las inversiones en instalaciones de licuefacción y de regasificación de manera independiente (Verda, 2015) y no sujeta a contratos entre exportador e importador. Dichas inversiones debido a su magnitud para realizarse, deben tener cierta seguridad de que la capacidad exportadora no será subutilizada, por lo cual la demanda global de GNL debe proyectarse a la suba.

Ese incremento en la inversión y en la capacidad exportadora de GNL se observa en la última década del Siglo XX y principios del Siglo XXI como respuesta a la perspectiva de un progresivo aumento de la demanda del combustible, de manera especial en Asia pero también en Europa y especialmente en Estados Unidos, país que se consideraba sería uno de los mayores importadores de GNL del mundo (Yergin, 2011; Jensen, 2004).

Como se observó anteriormente, la producción de gas natural de Estados Unidos se había estancado en la década de los noventa y luego de haber alcanzado su pico máximo en 1973, se preveía que el aporte de la producción doméstica al consumo total de ese país sería cada vez menor. En base a esa perspectiva, se pronosticaba un aumento de los precios y un consecuente incremento de las importaciones. Tradicionalmente el mercado norteamericano se ha abastecido mediante gasoductos que conectan Canadá con Estados Unidos. Sin embargo, ante la perspectiva de una crisis en el abastecimiento, alimentada por las altas tasas de crecimiento económicas estadounidenses, se comenzó a invertir y a proyectar la importación de GNL de forma más significativa¹⁴. Sin embargo, el repentino incremento en la producción de gas natural de esquistos supuso una alteración de esos pronósticos.

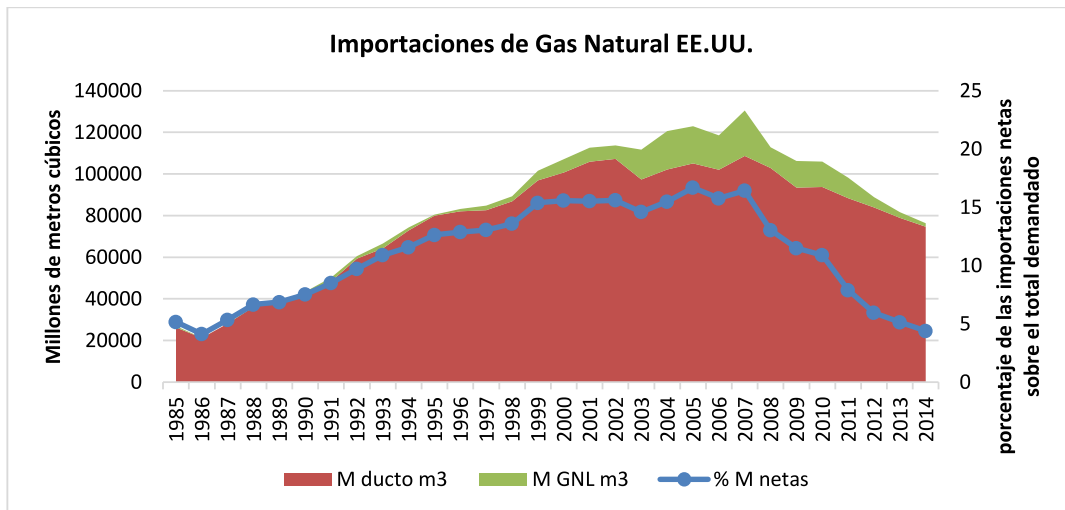
En el caso de los mercados de gas natural, el impacto más evidente que ha tenido la revolución del *shale* ha sido la disminución marcada de las importaciones de gas natural de Estados Unidos, especialmente las de GNL (International Gas Union, 2015; Ladislav et. al. 2014; Stern and Rogers, 2014; Stevens, 2010). Mientras el consumo de ese país aumentó en el período 2005 a 2014 un 24%, pasando de más de 623.000 a 740 mil millones de metros cúbicos, las importaciones totales de gas natural cayeron un 40%: Estados Unidos en 2005 importaba 123 mil millones de metros cúbicos y en 2014 la cifra era de 76325. Cuando se observa el origen de dichas importaciones se destaca la marcada caída de las importaciones de GNL, ya que en el mencionado período caen un 90%, mientras que los envíos por gasoducto desde Canadá caen un 29%.

Por su parte, teniendo en cuenta las importaciones por su origen, se observa que esa caída marcada en las compras de GNL lleva a una concentración incluso más acentuada en un único proveedor: Canadá, ya que en 2005 el 85% del volumen de gas natural importado por Estados Unidos provenía de ese país, mientras que en 2014 el porcentaje es de casi el 98%. De modo paralelo, las compras de GNL pasan de representar el 15% del total al inicio del período a 2% en el último año de éste. El principal exportador de gas bajo esa modalidad a EE.UU. en todos los años analizados fue Trinidad y Tobago (sus ventas constituyeron alrededor del 70% del total), seguido por Qatar, Egipto, Nigeria y Yemen.

Cabe destacar que en los primeros tres años del mencionado período las importaciones de gas natural de Estados Unidos alcanzan su pico histórico, siendo 2007 el año en que más importó gas natural (130472 millones de metros cúbicos). Ese incremento de las importaciones se

observa también cuando se desagregan los montos ingresados por gasoductos y en forma de GNL, ya que en ambos casos en el 2007 se alcanzan cifras récord. Es, sin embargo muy llamativo el incremento de las importaciones de gas licuado: si se compara el promedio importado en el período 2005-2009 (15797 millones de metros cúbicos) con el promedio del período anterior 2000-2004 (10485 millones), el incremento es de más del 50%. Es evidente que Estados Unidos se proyectaba como uno de los mercados más importantes de GNL en el mundo, debido al ritmo en que crecían sus importaciones y a la relativa estabilidad de los envíos por gasoductos (el promedio es de alrededor de 3,6 billones de pies cúbicos para ambos períodos).

Sin embargo, el marcado incremento de la producción y la caída de precios del gas en el mercado doméstico de Estados Unidos revirtió esa tendencia y tuvo como consecuencia que las plantas regasificadoras que se habían instalado, sobre todo en el Golfo de México, para importar GNL, vieran su capacidad subutilizada. De hecho, se plantea que muchas de esas plantas puedan ser reconvertidas y transformarse en plantas de licuefacción del gas para exportar. En 2014 ya había 4 pedidos de autorización al Departamento de Energía para que se aprueben dichos proyectos y en ese año se exportaron a Japón más de 13 mil millones de pies cúbicos de GNL por vía marítima. Si se tienen en cuenta las exportaciones de gas natural, tanto por gasoducto como de GNL, las importaciones netas de gas natural de Estados Unidos pasaron de constituir un 16,7% del total consumido en 2005 a un 4,3% en 2014.



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

Las exportaciones de GNL desde Estados Unidos también están incentivadas por las diferencias de precios entre el mercado norteamericano y los otros principales mercados regionales. La revolución del *shale* deprimió los precios domésticos y creó un gran distanciamiento entre las diferentes cotizaciones internacionales¹⁵ (Dominic, 2014; Brown and Yücel, 2013). En 2014 el millón de BTU se comercializaba a 4,35 dólares en Henry Hub, mientras el precio que Japón pagaba por el GNL era 16,33; en Alemania en promedio se pagaba 9,11 y en el Reino Unido

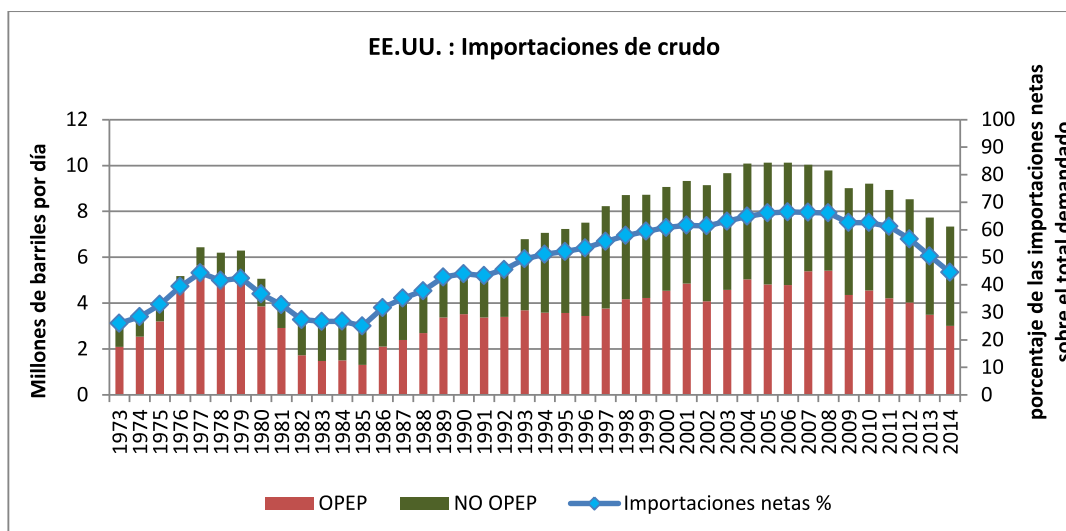
8,22. Por lo tanto, es más beneficioso desde el punto de vista económico exportar el gas a esos precios regionales.

La caída en las importaciones de GNL de Estados Unidos en un contexto internacional de aumento de la capacidad de exportación e importación de ese tipo de gas tiene como resultado una mayor flexibilización del mercado. De acuerdo a una publicación de la International Gas Union, en 2014 las ventas en el mercado internacional de GNL a corto plazo constituyeron un 27% del total transado a nivel global mientras que representaban solo un 5% en 2000. Esto se debe, entre otros factores a que, la caída de las importaciones estadounidenses liberó volúmenes que deben ser redirigidos a otros mercados (International Gas Union, 2015). Así se pasa progresivamente a un mercado en el cual los importadores tienen un mayor poder de negociación, ya que no están sujetos a contratos a largo plazo en los que se comprometen a comprar determinada cantidad, sino que pueden optar por diferentes formas de abastecerse del combustible (Ladislav et. al., 2014).

Los efectos de la revolución del *shale* también impactan en la posición de Estados Unidos como importador de crudo de petróleo, pero no son tan relevantes como en el caso del gas natural: Estados Unidos se mantiene como el principal importador de barriles de petróleo en el mundo en todo el período considerado a pesar de una drástica caída en sus compras al exterior.

La demanda de barriles de crudo de Estados Unidos en el período 2005-2014 se mantiene relativamente estable, creciendo solamente un 4,88% entre ambos años (pasando de 5588067000 o 15,3 millones por día a barriles por año a 5860989000 millones por año o 16 millones por día). Es destacable que durante los primeros cinco años del período se registra una disminución constante de dicha demanda (del 6,16% entre 2005 y 2009). A partir de 2010 el consumo se reactiva y crece 9,32% hasta 2014. Esa reactivación de la demanda coincide con el aumento en la producción doméstica de crudo no convencional que se mencionó anteriormente.

Las importaciones de crudo por su parte caen entre 2005 y 2014 un 27,5%, disminución que es constante en todo el período y se agudiza a partir de 2010. Así Estados Unidos pasa de importar 3695971000 barriles de crudo en 2005 (la mayor cantidad de barriles importados en un año en toda su historia) o más de 10 millones de barriles por día a comprar del exterior 2680626000 barriles en 2014 o 7,34 millones por día. Esto quiere decir que el mercado de Estados Unidos reduce su tamaño para los exportadores de crudo, ya que las importaciones netas pasan de constituir un 66% del total demandado por ese país a un 43,5%.

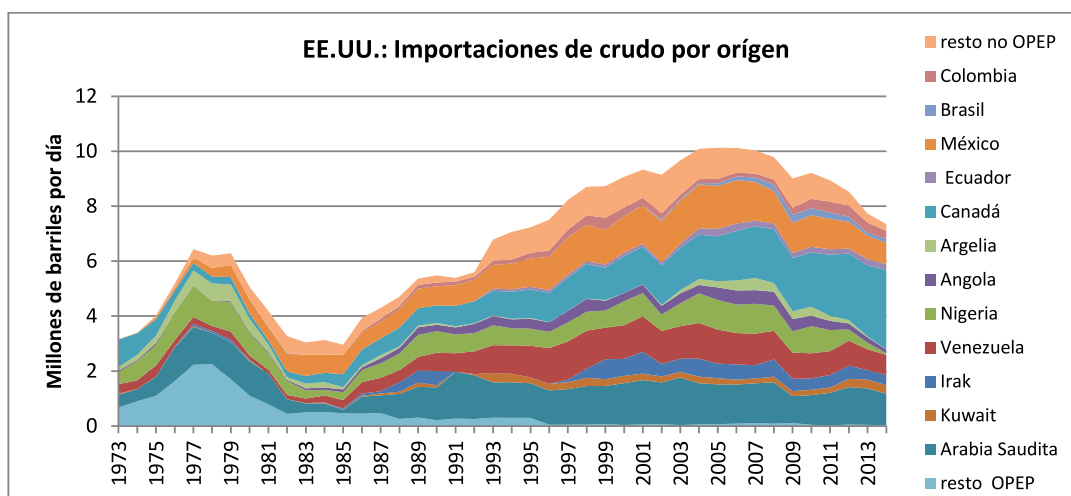


Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

Es importante tener en cuenta cómo evolucionan las importaciones de barriles de crudo de Estados Unidos discriminando por origen, ya que no se registran caídas proporcionales entre los proveedores. En principio, si se distingue entre compras realizadas a Estados enrolados en OPEP y aquellos que no pertenecen a ella, se observa una tendencia presente desde mediados de la década de los noventa. Esto es, el aumento del porcentaje de los envíos de barriles desde países no OPEP, en desmedro de la cuota del mercado estadounidense detenida por la organización. En 2005, el 47,6% del total correspondía a barriles vendidos por países de la OPEP, mientras que en 2014 ese porcentaje es del 40,9%, el nivel más bajo de la historia.

Por su parte, teniendo en cuenta las importaciones de barriles desde países proveedores específicos, se constata que en el período 2005-2014 casi la totalidad de dichos países vio sus exportaciones reducidas. Sin embargo, hay claras excepciones: Canadá es uno de los países exportadores de crudo que no solamente no redujo sus envíos, sino que los aumentó de forma considerable. Entre el primer y último año del período, sus ventas de barriles de crudo a Estados Unidos aumentaron un 78,48% y se mantuvo durante cada año como el principal origen de las importaciones de crudo de Estados Unidos, aumentando su cuota en el mercado estadounidense. En 2005 los barriles de crudo de Canadá eran un 16% del total importado, en 2014 alcanzan un 39%. Los otros países que exportaron más crudo de petróleo a Estados Unidos en 2014 que en 2005 fueron: Brasil (54,25% más), Colombia (88,46% más), Kuwait (36,12%) y Emiratos Árabes Unidos cuyo marginal aporte al total creció 44,44%.

El dinamismo de las exportaciones de Colombia y Brasil implicó que al finalizar el período figuraran entre los diez principales orígenes de los barriles de crudo importados por Estados Unidos, situación en la que no se encontraban en 2005. Su aporte, junto al incremento mencionado de las ventas de Canadá, implicó que el Continente Americano en su conjunto pasara de proveer un 50,3% en 2005 a un 69,43% en 2014 del total. Dicho aumento compensa la caída en las exportaciones de los otros tres principales exportadores americanos, México (49,8%), Venezuela (40,93%) y Ecuador (22,82%).



Elaboración propia en base a los datos obtenidos en la página web de la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos.

Junto con América, las otras dos regiones que más exportaron crudo a Estados Unidos en 2005 fueron África Occidental y el Golfo Pérsico. Los países de la costa occidental de África son los que más vieron caer sus ventas a Estados Unidos. En conjunto esa región pasó de representar alrededor de un 20% del total a un 3,11% en 2014. Una caída en términos absolutos del 88,64% en el total de barriles exportados. Esa disminución se explica en buena medida por la dinámica de las exportaciones de los tres principales proveedores: Argelia, Nigeria y Angola que vendieron a Estados Unidos respectivamente un 97,36%, 94,61% y 69,52% menos en 2014 que en 2005.

En el caso del Golfo, su aporte al total de importaciones estadounidenses se incrementa pasando de un 21,8 a 25,2% a pesar de que en términos absolutos sus ventas se contraen un 16,13%. Ello también se explica en buena medida por la evolución de las exportaciones de los tres principales proveedores: Arabia Saudita, Irak y Kuwait. Kuwait, como se mencionó más arriba, es una de las excepciones del período, ya que tanto sus ventas (59%) como su participación en las importaciones (de 1,9 a 4,2%) estadounidenses aumentaron. Arabia Saudita¹⁶, por otro lado, durante 2005-2014 provee alrededor de un 15% del total de las importaciones de Estados Unidos aunque los barriles que vende a ese país son un 19% menos en cantidad entre ambos años. Por último, Irak también ve sus ventas totales caer un 30% mientras que se mantiene como el proveedor de un 5% de las importaciones del mercado estadounidense.

Luego de haber analizado el comportamiento de las importaciones de crudo por origen de Estados Unidos, los datos sugieren que el aumento de la producción doméstica de crudo en ese país tuvo efectos relevantes para actores importantes del mercado del petróleo internacional. Las compras de Estados Unidos declinaron marcadamente desde 2010 como resultado de que la demanda se cubriera progresivamente por el crudo extraído de las formaciones *shale*. Si bien, se observaron caídas generalizadas en las ventas de la mayoría de los proveedores, fueron particularmente los Estados exportadores de África Occidental los

principales perjudicados por el dinamismo de la industria petrolera de Estados Unidos (Ordein, 2013; Maboja, 2014; EIA, 2014), ya que ellos producen el mismo petróleo ligero y “dulce” que se extrae mediante la fractura hidráulica. Ello implicó que las refinerías estadounidenses que están preparadas para tratar ese tipo de crudo se volcaran por la producción local, debido sobre todo al menor costo del barril WTI.¹⁷

Sin embargo, hay un efecto más generalizado del aumento de la producción de crudo estadounidense en el mercado internacional que trasciende la caída de las importaciones: es uno de los factores que contribuyó al desplome de los precios a fines del período bajo análisis. En junio de 2014 comienza una declinación constante en la cotización del barril, la cual pasa de 111 dólares a 62 en diciembre. Esta caída en los precios es el resultado de un incremento importante en la oferta global de crudo que sobrepasa el aumento en la demanda y el mayor aporte al crecimiento de la producción del crudo a nivel global vino por el uso de la fractura hidráulica y la perforación horizontal en Estados Unidos¹⁸. Al aumento de la oferta estadounidense, con la caída en las importaciones que ello implicó, se le suma un descenso en el ritmo de crecimiento de la demanda a nivel global (EIA 2015).

En ese marco de exceso de producción, la OPEP en noviembre de 2014 decide no recortar su producción para estabilizar el precio del crudo (The New York Times, 2014). Liderada por Arabia Saudita, la organización prefiere conservar su cuota del mercado¹⁹ en lugar de detener dicha caída en la cotización. Las autoridades de ese país consideraron que un recorte en su producción simplemente sería compensado por el incremento en la extracción en países no OPEP y no crearía las condiciones para una recuperación del precio (The Economist, 2014; The New York Times, 2015).

Efectos potenciales de la revolución del shale sobre el sistema internacional

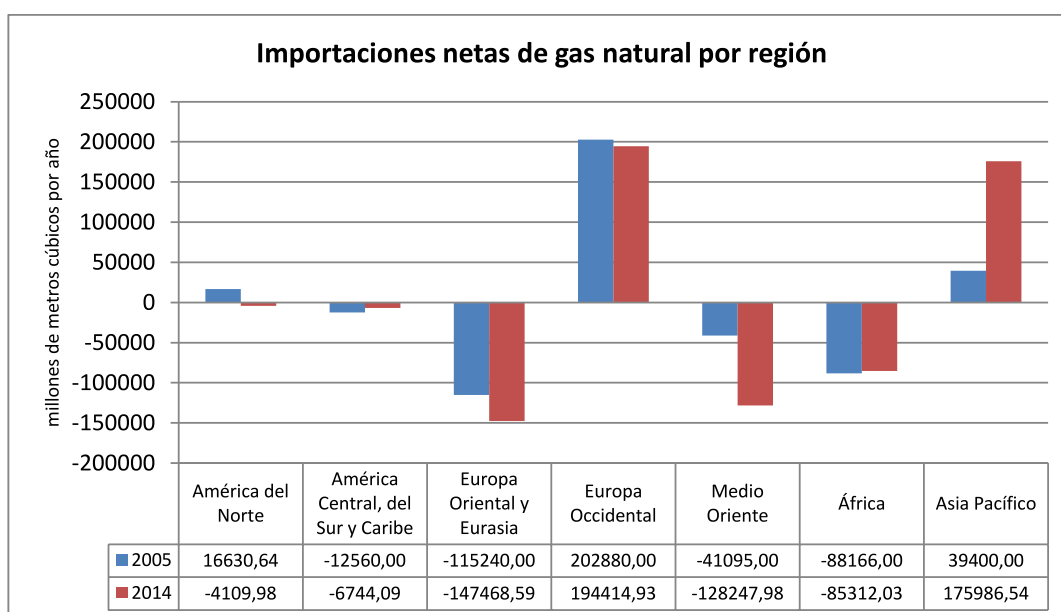
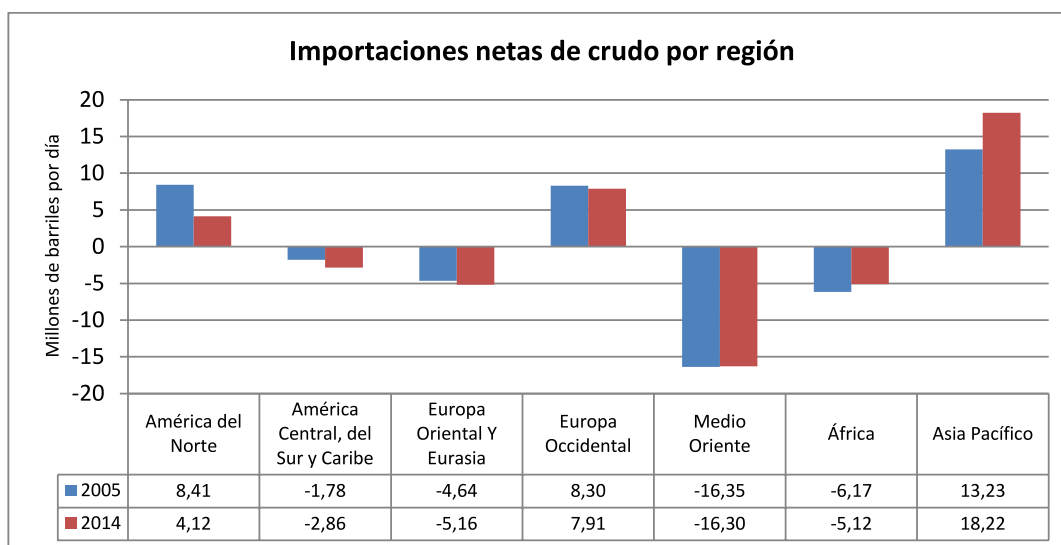
Esa decisión se fundamenta en los cambios producidos en la geografía de la industria del crudo en el mundo. Como ya se mencionó, en el período comprendido entre 2005 y 2014, la producción de crudo de Estados Unidos fue la que más creció a nivel global. De hecho, si se contabiliza la extracción de líquidos de gas natural junto con el crudo de petróleo, Estados Unidos se convierte en el mayor productor a nivel global de esos combustibles líquidos en 2014 (BP, 2015).

Si a ello se adicionan la evolución de la producción de México²⁰ y Canadá, América del Norte pasa de ser importadora neta de más de 8,4 millones de barriles diarios de crudo en 2005, a importar 4,1 millones (OPEP, 2014). Su participación en el total de crudo extraído a nivel global crece desde el 13,8% al 17% mientras que la cuota del mercado de la OPEP se mantiene fluctuando entre el 42 y 44% cayendo a menos de 42% en 2010 y 2014. Por su parte, otra región que creció considerablemente en su aporte a la producción global fue aquella comprendida por los Estados que pertenecieron a la Unión Soviética, cuya extracción de crudo se incrementó en 1,7 millones de barriles, pasando de representar el 15,3 al 17,2% del total.

Se puede observar así un progresivo reacomodamiento en los flujos globales de energía. Los Estados desarrollados u occidentales, tradicionalmente los principales importadores de energía, dejan progresivamente de desempeñar ese rol, ya que mientras el Continente Americano se dirige a la autosuficiencia en petróleo y gas, la evolución de las demandas

Europea y japonesa tienden al estancamiento o incluso a la caída²¹ en el caso del crudo y muestran un dinamismo menor en el caso del gas natural. Los países denominados “emergentes”, particularmente asiáticos, son los que más han aportado al crecimiento de las importaciones de energía a nivel global en lugar de aquellos Estados agrupados en la Organización de Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Mientras que entre 2005 y 2014 las importaciones mundiales de crudo caen un 7,6%, las de los Estados comprendidos en la OCDE lo hacen un 20,5%. Paralelamente, la demanda de crudo importado de los Estados en desarrollo se incrementa un 29% en dicho período, jalonada principalmente por el dinamismo de China e India.

En los siguientes gráficos se puede observar la evolución de las importaciones netas tanto de gas natural como de crudo de las diferentes regiones entre el 2005 y 2014:



*Nota: un valor negativo indica que la región es exportadora neta del hidrocarburo. Elaboración propia en base a datos de la OPEP “Annual Statistical Bulletin 2014”.

Estos cambios en la inserción de ciertas regiones en los mercados de hidrocarburos están relacionados en buena medida con las innovaciones tecnológicas en la industria y con la explotación de recursos no convencionales (Isbell, 2014). No solamente el “fracking” ha alterado profundamente la posición de Estados Unidos en este sentido; Canadá ha incrementado sustancialmente su producción extrayendo petróleo de arenas bituminosas; Brasil ha descubierto extensos campos en su plataforma continental y ha emprendido grandes proyectos para explotarlos; Venezuela busca inversiones para extraer el petróleo extra pesado de la Faja del Orinoco como forma de revertir la tendencia a la declinación en su producción (Maugeri, 2012). Esta diversificación en la oferta de hidrocarburos, se da de forma paralela a la tendencia a la concentración en los proveedores de Medio Oriente del incremento en la producción convencional.

Estos cambios en los mercados y en la geografía de la producción y comercialización de hidrocarburos pueden profundizarse si las técnicas que condujeron a la “revolución del *shale*” logran aplicarse con éxito en otras regiones que cuentan con importantes yacimientos de recursos no convencionales. El gobierno federal de Estados Unidos a través del Programa de Compromiso Técnico del Gas No Convencional (UGTEP por sus siglas en inglés) fomenta ese desarrollo de las explotaciones de los recursos de esquistos alrededor del mundo. A partir del 2010, en el marco de ese programa, el Departamento de Estado ha realizado conferencias con distintos países seleccionados²² con el objeto de desarrollar un marco para la transferencia de conocimiento, económico, técnico, regulatorio y de otro tipo relacionado con las nuevas técnicas de extracción de hidrocarburos. Entre las motivaciones declaradas por parte de las autoridades nacionales de Estados Unidos para buscar la expansión de la experiencia de su país en relación a la fractura hidráulica y la perforación horizontal se encuentran mejorar la seguridad energética global, proteger los recursos naturales y avanzar los intereses económicos y comerciales del país (Tincher, 2015).

De acuerdo a un informe²³ presentado por la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de ese país (EIA, 2013), los recursos de esquistos técnicamente recobrables mediante fractura hidráulica son relativamente abundantes: representarían un incremento del 11% a los recursos globales de crudo y de un 47% a los de gas natural. Asimismo, según dicho informe de los 41 países cuyos yacimientos de esquistos se analizaron, los 10 que contarían con mayores recursos técnicamente recobrables son:

posición	Gas Natural		Petróleo	
	país	billones de m3	país	millones de barriles
1	China	31,57	Rusia	75000
2	Argentina	22,71	Estados Unidos	58000
3	Argelia	20,02	China	32000
4	Estados Unidos	18,83	Argentina	27000
5	Canadá	16,23	Libia	26000
6	México	15,43	Australia	18000
7	Australia	12,37	Venezuela	13000
8	Sudáfrica	11,04	México	13000
9	Rusia	8,07	Pakistán	9000
10	Brasil	6,94	Canadá	9000
	Total 41 países	206,68	Total 41 países	345000

En el capítulo siguiente se analizará la situación de la posición de Argentina en el sistema internacional con referencia a la producción de hidrocarburos en el período 2005-2014 y cuáles son las repercusiones actuales y potenciales que tienen sobre esa posición el desarrollo de las técnicas para explotar los yacimientos de esquistos en Estados Unidos.

Capítulo Segundo Los hidrocarburos no convencionales y la industria petrolera en Argentina

Los hidrocarburos de esquistos en Argentina

Como se mencionó en el capítulo anterior, Argentina está posicionada como uno de los países con mayores recursos técnicamente recuperables de hidrocarburos no convencionales según el informe elaborado por Advanced Resources International (Kuuskraa, Stevens and Moodhe, 2013) para la Energy Information Administration de Estados Unidos. Con un estimado de alrededor de 23 billones de metros cúbicos de gas natural y de 27 mil millones de barriles de petróleo factibles de ser extraídos de diversas formaciones de esquisto o lutitas localizadas en cuatro cuencas geológicas analizadas, el país cuenta con un potencial importante para el desarrollo de la industria mediante las nuevas técnicas de explotación. Ese potencial ha derivado en que, Argentina, junto a China, son los únicos países donde se estaban explotando comercialmente estos recursos fuera de América del Norte, aunque en un volumen mucho menor y de forma incipiente aún, al finalizar el período bajo estudio (Aloulou, 2015; Navarro, 2015).

El primer hito en la explotación en Argentina de hidrocarburos de esquistos se da en el año 2009, cuando la empresa YPF, por entonces aún controlada por Repsol, anuncia un plan de inversiones en el que se destinan fondos para la exploración de los recursos no convencionales en la provincia de Neuquén (Di Risio, Cabrera, Perez y Scandizzo, 2012; Ámbito, 2009). A esos primeros anuncios de inversión, se sumarían otros más, tanto de YPF como de empresas extranjeras entre las cuales estaban Apache, Exxon y Total. Es la cuenca neuquina la que mayor atención recibe por parte de las empresas del sector debido, entre otros factores²⁴, a que a fines de 2010 se anuncia, en un acto conjunto entre las autoridades del gobierno nacional y los ejecutivos de Repsol-YPF, el descubrimiento de un gran yacimiento de gas no convencional en dicha cuenca. (Clarín, 2010) El anuncio se dio luego de que la empresa pudiera extraer exitosamente gas natural de cuatro pozos realizados en yacimientos de arenisca (tight sands) y uno de esquistos. Dichos pozos se realizaron de forma exploratoria, con el objeto de comprobar la factibilidad de la extracción de gas natural de las formaciones poco permeables y dieron como resultado la producción inicial diaria de 100.000 metros cúbicos de gas por pozo.

En 2011, en el marco de nuevos hallazgos de petróleo y gas de esquistos en la cuenca neuquina y del lanzamiento de numerosos proyectos de inversión (Ámbito, 2011), el interés por el potencial en *shale* gas y tight oil de Argentina, y en particular de esa cuenca, se incrementa aún más cuando se publica en abril de 2011 un primer informe elaborado por ARI²⁵ a petición de la EIA de Estados Unidos. En dicho informe ya se destacaba a Argentina como poseedora de abundantes recursos de hidrocarburos no convencionales, especialmente gas natural. En agosto de ese año, la empresa estadounidense Apache realiza el primer pozo horizontal con fractura hidráulica en múltiples etapas de América Latina en la formación de Los Molles en Neuquén (IAPG, 2011).

En 2012, YPF ya bajo el control del Estado Argentino, luego de que se expropiara el 51% de las acciones de la empresa pertenecientes a la española Repsol (Infobae, 2011), firma un acuerdo con la multinacional Chevron para el desarrollo de la explotación de gas y petróleo no convencionales en Neuquén. Por el mismo, la empresa estadounidense se comprometía a invertir más de 1000 millones de dólares en Loma Campana en una perforación piloto

destinada a la extracción de crudo (Fundación Ambiente y Recursos Naturales [FARN], 2015). La empresa renacionalizada, dirigida por Miguel Galuccio adoptaría como estrategia realizar inversiones conjuntas con otras empresas para lograr expandir la explotación de los yacimientos (Ámbito, 2013). Ello se vio reflejado en los convenios firmados con Dow Argentina (Clarín, 2013), con Bridas (Clarín, 2013) y con la estatal Petronas de Malasia (Clarín, 2014) para la exploración y explotación de *shale* gas en la cuenca neuquina. Por su parte, en la formación de Vaca Muerta en 2014 había 30 empresas realizando perforaciones para extraer petróleo y gas *shale* entre las que se destacaban Exxon, Apache, Shell, BP, Total y Wintershall (FARN, 2015). Es así cómo Argentina se convierte, en 2014 en uno de los cuatro países donde se producen cantidades comerciales de hidrocarburos de esquistos²⁶, con aproximadamente 20.000 barriles diarios de tight oil extraídos de Loma Campana en Neuquén (Aloulou, 2015).

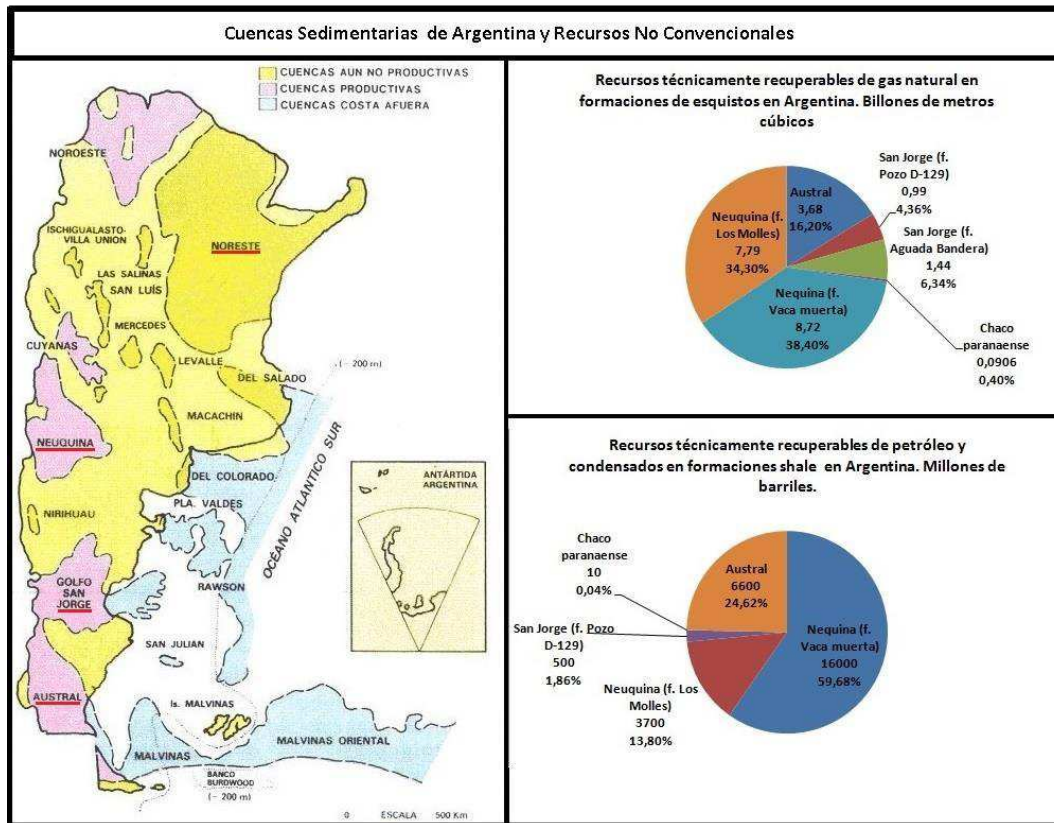
La provincia de Neuquén es donde se concentra la mayor parte de la actividad petrolera relacionada con formaciones *shale* en el período, ya que en 2013 se habían perforado más de 100 pozos en ellas. Por otro lado, los volúmenes de extracción de hidrocarburos de yacimientos con poca permeabilidad son relativamente importantes a nivel provincial, puesto que en ese año el petróleo de esquistos representó un 10% del total mientras que el gas *shale* constituyó un 18% (Neuquén. Ministerio de Energía y Servicios Públicos, 2014). En la Cuenca del Golfo San Jorge, la explotación estaba todavía en etapa exploratoria al finalizar el período comprendido por este trabajo, ya que recién en 2014 se completó el primer pozo exploratorio en Chubut que arrojó resultados promisorios para una futura extracción comercial (Infobae, 2014; El Inversor Online, 2014).

Si bien los montos producidos al finalizar el período bajo análisis son relativamente pequeños comparados no sólo con la producción de *shale* oil y gas de Estados Unidos, sino también con la extracción convencional en Argentina, la abundancia de recursos técnicamente recuperables es considerable y posiciona al país ante la posibilidad de revertir su caída en la producción. Para ponderar aproximadamente el impacto de los recursos no convencionales se debe examinar las principales cuencas analizadas por el informe de ARI/EIA y comparar los recursos técnicamente recuperables con las reservas probadas con las que cuenta Argentina.

El informe publicado por Advanced International Resources para la Energy Information Administration de Estados Unidos se basa en una estimación²⁷ de los recursos de gas natural y petróleo que se encontrarían en distintas cuencas sedimentarias en 41 países. Por medio de la recolección de datos de múltiples fuentes, tanto privadas como públicas, ARI procedió a caracterizar las distintas zonas factibles de poseer hidrocarburos no convencionales y a estimar el grado en que pueden ser recuperados con las técnicas vigentes (Kuuskraa et. al., 2013). En el caso de la Argentina, las cuencas analizadas fueron la Neuquina, la Austral, Golfo San Jorge y la Noreste o Chaco-paranaense.

Las cuencas sedimentarias son depresiones en la corteza terrestre que tienden a hundirse o “subsistir” y son donde se encuentran las formaciones de rocas sedimentarias en las cuales se generan los hidrocarburos. Debido a que la presencia de petróleo, de gas natural y de carbón está estrechamente vinculada con la existencia de esas depresiones, el relevamiento y análisis de las cuencas son el punto de partida para exploración en busca de hidrocarburos (Kaindl, 2009). En la República Argentina hay identificadas 19 cuencas sedimentarias, de las cuales 5 son en la actualidad productivas comercialmente para la industria petrolera.

Figura 3: Formaciones de esquistos en Argentina



Elaboración propia en base a "Formaciones Geológicas en la Argentina", Ministerio de Economía, Contenidos Didácticos y Kuuskraa et. al., 2013.

Como puede observarse, el estudio de ARI relevó el potencial en hidrocarburos no convencionales de 3 de las cuencas productivas, excluyendo la Noroeste y la Cuyana, y adicionalmente hizo una estimación de una cuenca que en la actualidad no se explota comercialmente, la Chacho-paranaense. Los resultados del relevamiento indican que las cuatro cuencas estudiadas poseen recursos técnicamente recuperables tanto de gas como de petróleo, aunque no todas presentan el mismo potencial: como se verá a continuación, la Cuenca Neuquina es la que contaría con mayores recursos de ambos hidrocarburos, y sería a nivel global una de las áreas más promisorias para la explotación mediante fractura hidráulica.

- Cuenca Neuquina: En esta cuenca se encuentran las dos formaciones sedimentarias con mayores recursos técnicamente recuperables de Argentina: Vaca Muerta y Los Molles. Vaca Muerta es una formación de esquisto bituminoso negro y gris, con roca caliza y lutolita, que cubre gran parte de la Cuenca Neuquina y se considera que es el principal depósito de las rocas generadoras de petróleo y gas que crearon los yacimientos convencionales en la Cuenca. La formación está en promedio a profundidades de entre 1500 y 3000 metros y su espesor varía entre los 60 y 500 metros. En Vaca Muerta, según estimaciones de la ARI, se dan las condiciones geológicas para que haya vastos recursos que permanecen en las rocas madres y no han migrado hacia estratos más superficiales: los recursos totales (oil y

gas in place) contenidos en Vaca Muerta serían de alrededor de 34 billones de metros cúbicos de gas natural y unos 270000 millones de barriles de petróleo y líquidos de gas natural. De ese total, 8,72 billones de metros cúbicos de gas natural y 16000 millones de barriles de líquidos son recuperables utilizando la tecnología actual.

Por su parte, la formación de esquistos negros bituminosos Los Molles, que también se extiende a lo largo de la mayor parte de la Cuenca Neuquina, está a mayor profundidad que Vaca Muerta, al encontrarse en promedio entre los 2500 y 4400 metros. Los recursos totales que se encontrarían en la formación serían de alrededor de 27,8 billones de metros cúbicos de gas natural y 61000 millones de barriles de líquidos (petróleo y condensados), de los cuales los técnicamente recuperables serían 7,79 billones de metros cúbicos y 3700 millones de barriles respectivamente. Si se suman los montos de gas y líquidos recuperables de ambas formaciones, se observa que la Cuenca Neuquina concentraría más del 72% del total de hidrocarburos de esquistos recuperables técnicamente estimados con los que contaría la Argentina.

- Cuenca Golfo San Jorge: ubicadas entre el sur de la provincia de Chubut y el norte de la provincia de Santa Cruz. Hay dos formaciones de esquistos que contendrían hidrocarburos según ARI, Aguada Bandera y Pozo D-129. La primera es una formación heterogénea consistente en esquistos, arenisca y caliza que se encuentra a profundidades promedio de 4000 metros y su área prospectiva se extiende por más de 21000 kilómetros cuadrados. Pozo D-129, por su parte, está conformada por esquistos negros orgánicos y lutolita, se encuentra a menor profundidad que Aguada Bandera (en promedio entre los 2200 y 3600 metros) y la extensión en la que contaría con recursos es de alrededor de 14500 kilómetros cuadrados. Ambas formaciones contarían con recursos de gas natural, los cuales serían de 72 y de 5,2 billones de metros cúbicos de gas in situ y de 1,44 y 0.99 billones de metros cúbicos de gas técnicamente recuperable, respectivamente. Sin embargo, sólo Pozo D-129 contaría con recursos líquidos de alrededor de 14000 millones de barriles de crudo de petróleo y 2600 millones de líquidos de gas natural in situ, de los cuales, 420 y 80 millones de barriles serían recuperables respectivamente.

- Cuenca Austral: en esta cuenca está la formación de esquistos Magnas Verdes, cuya área prospectiva tiene una extensión de más de 40000 kilómetros cuadrados y se encuentra en la provincia de Santa Cruz y en la isla de Tierra del Fuego –tanto en la porción de Argentina como de Chile. La formación de esquistos se encuentra a una profundidad promedio de entre 2500 y 4000 metros y contaría, en la parte que se encuentra en Argentina, con 3.68 billones de metros cúbicos de gas natural, 5000 millones de barriles de petróleo y 1600 millones de barriles de condensados técnicamente recuperables.

- Cuenca Chacoparanaense: es la única cuenca del informe realizado por ARI que no es explotada comercialmente en Argentina. Con una extensión de casi 2 millones de kilómetros cuadrados abarca el noreste argentino así como el sur de Brasil, el oeste de Paraguay y el norte de Uruguay. A pesar de su extensión, la formación de esquistos que contaría con recursos, Ponta Grossa, sólo estaría presente en Argentina en el extremo norte de la Provincia de Misiones con un área prospectiva de alrededor de 6500 kilómetros cuadrados. En esa área habría 90600 millones de metros cúbicos de gas natural y 10 millones de barriles

de crudo y líquidos de gas natural técnicamente recuperables de un total de 453000 millones de metros cúbicos de gas y de 300 millones de barriles de líquidos in situ.

La magnitud relativa del impacto que supondría explotar los hidrocarburos de esquistos en Argentina emulando la experiencia desarrollada en Estados Unidos puede vislumbrarse al analizar el estado actual de la industria en el país, atendiendo a la producción, reservas y consumo. Los recursos no convencionales técnicamente recuperables superan por un considerable margen los recursos convencionales con los que cuenta el territorio argentino en sus diferentes cuencas explotadas comercialmente y se especula que podrían servir para revertir la tendencia a la declinación de la producción y las reservas que ha experimentado la industria petrolera del país en el período bajo análisis. Si se tiene en cuenta el monto de las reservas comprobadas con las que contaba el país en 2010, año en que se dan los primeros pasos hacia la explotación de los hidrocarburos no convencionales, y se lo compara con los recursos técnicamente recuperables que, según el informe de ARI se hallarían en el país, se puede ver que éstos últimos son más de 11 veces superiores a las primeras en el caso del petróleo y 63 veces en el caso del gas natural. Sin embargo, como se observará a continuación, no sería correcto plantear una comparación directa entre recursos técnicamente recuperables y reservas comprobadas, dado las diferencias en la certeza que tienen ambas categorías en cuanto a su eventual extracción y explotación comercial. En la próxima sección se abordarán las diferencias entre esos conceptos, así como la evolución de las reservas y la producción de hidrocarburos en Argentina en el período 2005-2014.

La industria petrolera argentina

Clasificación de reservas y recursos

Cuando se aborda la tarea de analizar el potencial de un yacimiento de hidrocarburos es importante tener en cuenta que no todo el recurso va a poder ser extraído y que parte del que puede ser extraído no lo será por motivos económicos. Es en base a esa idea que dichos recursos pueden ser clasificados en distintas categorías tales como reservas o recursos. A ellos debe agregarse que, como se mencionó en la introducción de este trabajo, al estar la industria petrolera en constante cambio y evolución debido no solo a nuevos descubrimientos, sino sobre todo a las variaciones económicas y tecnológicas, puede suceder que un yacimiento, o parte de él, que antes era imposible de explotar (técnicamente irre recuperable) pueda serlo y también se pueden crear los incentivos materiales para que dicha explotación se lleve a cabo. Por ello es importante tener presente que los volúmenes contenidos en cada categoría de las diferentes clasificaciones no son inmutables y pueden cambiar uno a expensas del otro.

Es así que puede hablarse de distintos “agregados” de hidrocarburos contenidos en diferentes formaciones o reservorios que se agrupan según criterios geológicos, técnicos y económicos. El agregado más grande sería el recurso in situ de un yacimiento, el cual sería el volumen total de petróleo y gas natural con que cuenta. Dentro de ese agregado, hay uno más pequeño que es el de recursos técnicamente recuperables el cual comprende al petróleo y al gas que es posible extraer mediante las técnicas actuales que se usan en la industria. Es más pequeño que el total

in situ porque, debido a las condiciones materiales y geológicas de los yacimientos, no todo el hidrocarburo puede extraerse. Dentro de los recursos técnicamente recuperables están aquellos que son económicamente explotables, es decir que es rentable extraerlos en el contexto de costos y precios en un determinado momento. Por último, las reservas serían la porción de los recursos económicamente recuperables que están en un yacimiento explotado comercialmente y están listas para ser extraídas en el corto plazo (Mayers Jaffe, Medlock, Soligo, 2011)

La Sociedad de Ingenieros Petroleros junto con la Asociación Americana de Geólogos Petroleros, el Consejo Petrolero Mundial y la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo, publicaron el "Sistema de Gestión de Recursos Petroleros" el cual utiliza como criterio para clasificar el total de recursos contenidos en un yacimiento a la certeza sobre la existencia de los hidrocarburos y al grado de avance que tiene el proyecto de extracción que habilitaría su explotación comercial. Es así como el volumen total estimado de hidrocarburos, o petróleo total inicialmente in situ, en una primera instancia, se divide entre 2 grandes categorías: petróleo total inicialmente in situ descubierto y petróleo total inicialmente in situ no descubierto. A su vez, en cada grupo se diferencian otros agregados siempre en base a la factibilidad de su extracción para la venta en el mercado.

1. El petróleo total inicialmente in situ descubierto es la cantidad estimada de hidrocarburo que se encuentra en una acumulación o reservorio conocido. Para que se lo considere conocido, el reservorio o acumulación debe haber sido objeto de una perforación para determinar la existencia y las características del recurso. El total de ese petróleo inicialmente in situ descubierto, a su vez se divide en comercial, sub-comercial e irrecuperable.

- Los recursos de una acumulación o reservorio son comerciales cuando hay un proyecto que cuenta con las condiciones esenciales económicas, sociales, ambientales, legales, políticas y contractuales para comenzar con su explotación comercial en un tiempo razonable (usualmente menos de cinco años). A estos recursos comerciales se los denomina reservas y dentro de esta categoría se pueden hacer estimaciones del volumen último que va a ser explotado en base al grado de probabilidad o certeza que se tiene de que dichas reservas serán extraídas para su comercialización. De este modo, las reservas se clasifican, de mayor a menor probabilidad de explotación, en Probadas, Probables y Posibles. Las reservas probadas (P1) son el conjunto de hidrocarburos para los cuales existe un 90% de probabilidad de extracción rentable. Por su parte, las reservas probables (P2) están constituidas por el conjunto adicional de gas y petróleo cuya probabilidad de extracción económica es del 50%, mientras que las reservas posibles (P3) son los recursos que tienen una probabilidad del 10%. Por ejemplo, en 2014 las reservas probadas de petróleo en Argentina eran de 380 millones de metros cúbicos, las reservas probables eran 135 millones y las posibles 145 millones. Ello significaba que había un 90% de probabilidad de que el volumen que se pudiera extraer comercialmente fuera de 380 millones de metros cúbicos de petróleo (P1), un 50% de probabilidad de que esa cifra alcanzara 515 millones (P2), que surge de agregar a las reservas probables las probadas, y un 10% de que la suma llegara a los 660 millones (P3), sumando las reservas posibles a las probables.

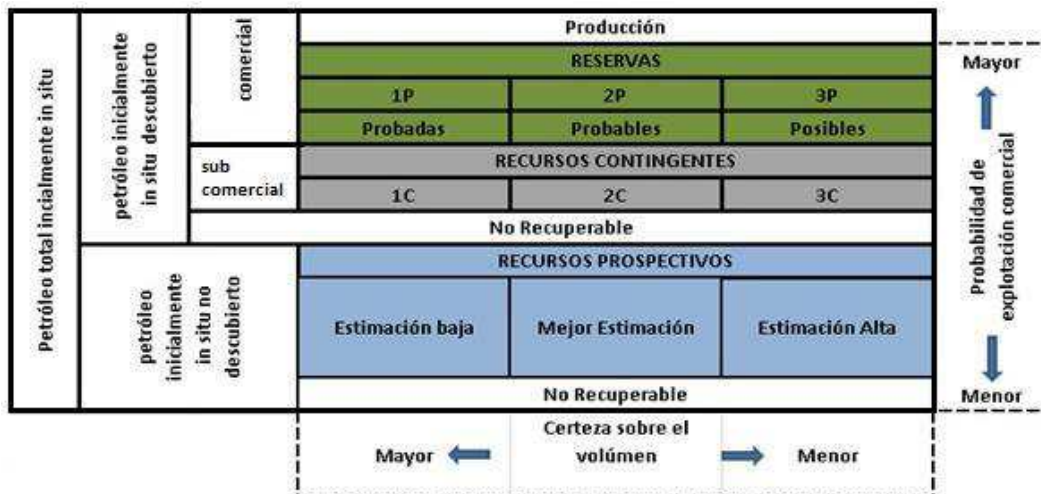
- Los recursos son sub-comerciales cuando no hay un proyecto que cuenta con las condiciones mencionadas anteriormente para explotarlo. Los hidrocarburos englobados en

esta categoría se conocen como recursos contingentes y la probabilidad de su explotación es menor a la de los comerciales. También se clasifican en tres grupos según el grado de probabilidad del volumen último que se va a extraer.

- Por último, hay una fracción, denominada no recuperable, del petróleo total in situ de un reservorio o acumulación que no puede ser extraída en las condiciones en que se encuentra, debido a cuestiones técnicas o comerciales. Ello no obsta para que debido a un cambio o evolución en la industria que remueva los obstáculos a su explotación dichos recursos puedan ser reclasificados como contingentes o reservas.

2. Los hidrocarburos que se encuentran en agrupaciones o reservorios que no han sido perforados para comprobar su presencia y características, pero cuya existencia se presume debido a determinados indicadores geológicos, constituyen el petróleo inicialmente in situ no descubierto. Debido a que no se han hecho pozos exploratorios para cuantificar los recursos, se procede a una estimación del monto total de hidrocarburos que el reservorio puede llegar a albergar. De ese total, una parte serán recursos no recuperables, tal como con el petróleo in situ descubierto, y el resto se denomina recursos prospectivos. Los recursos prospectivos son aquellos que se cree pueden llegar a ser explotados en un futuro mediante proyectos comerciales y son calculados haciendo diferentes estimaciones de porcentajes que podrían extraerse.

Figura 4: Clasificación de los recursos

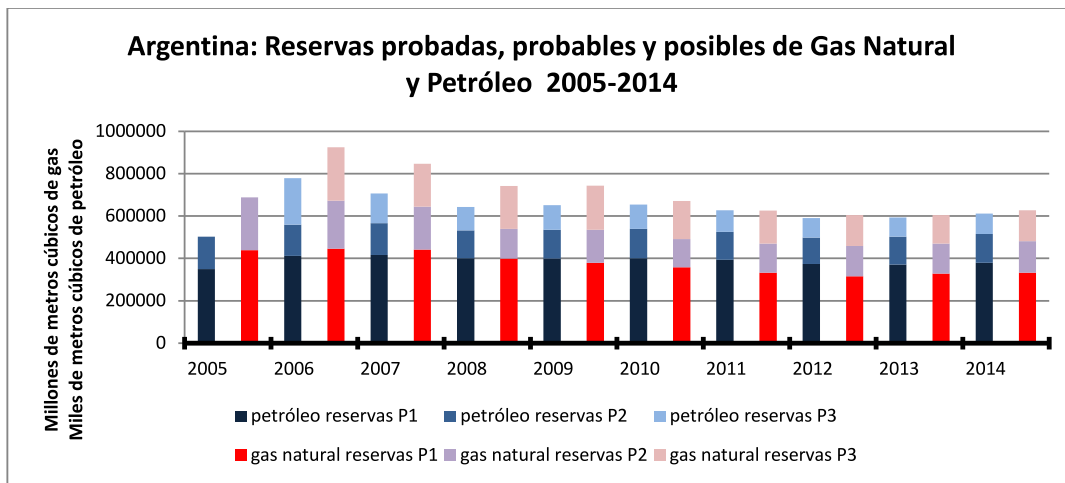


Fuente: SPE,AAPG,WPC,SPEE

Reservas de petróleo y gas natural de Argentina

Esta clasificación fue adoptada en 2006 por la Ministerio de Energía y Minería de la Nación, la cual mediante la resolución 324/2006, estableció que las empresas concesionarias de proyectos de exploración o explotación de hidrocarburos debían presentar información sobre las reservas probadas, probables, posibles y recursos al finalizar cada año. De acuerdo a esos datos, se puede constatar que Argentina al finalizar el período 2005-2014 se ubicaba en el

puesto 37 a nivel global y quinto a nivel latinoamericano en reservas probadas de petróleo, con alrededor de 2300 millones de barriles. En el caso del gas natural, ocupaba el puesto 41 en el mundo y el quinto en Latinoamérica.

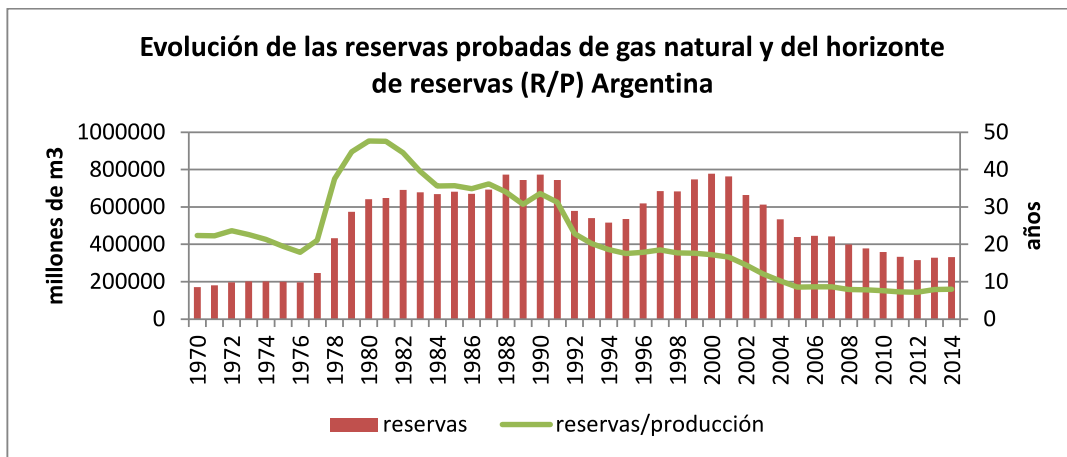


Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería

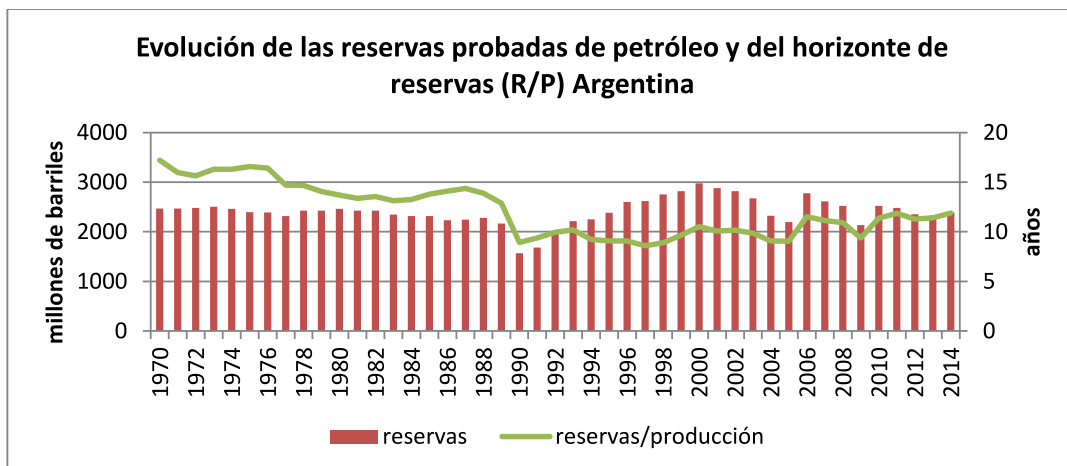
Este tipo de categorizaciones de los recursos es útil cuando se intenta comparar el potencial que pueden tener nuevos yacimientos como los no convencionales. Como se mencionó anteriormente, los recursos *shale* estimados por ARI/DoE en cuencas argentinas superaban a las reservas probadas en 67 veces en el caso del gas natural y 11 en el caso del petróleo. Sin embargo, es fundamental tener en cuenta que esos recursos son una estimación de hidrocarburos no descubiertos técnicamente recuperables. Hay un margen mayor de incertidumbre sobre el volumen que últimamente pueda ser recuperado y, lo que es más importante aún, no se tiene en consideración los aspectos económicos que son los que en definitiva incentivarían la realización de proyectos para extraerlos. Los más de 22 billones de metros cúbicos de gas natural y los 16000 millones de barriles de líquidos son recursos prospectivos estimados de un total de petróleo in situ no descubierto, usando la terminología de la Sociedad de Ingenieros Petroleros. De ese total de recursos prospectivos, una parte pasó a ser reservas y ser extraída en la cuenca neuquina mediante la realización de distintos pozos exploratorios y comerciales, si bien aún de forma incipiente. La extracción en gran escala emulando la experiencia estadounidense depende de la conjugación de factores económicos, políticos, sociales y ambientales para que se den los múltiples proyectos necesarios para explotar las formaciones. Sin embargo, a pesar del mayor grado de incertidumbre que posee el potencial de las formaciones *shale* en Argentina, tanto el sector empresarial, como el Estado y la opinión pública han mostrado interés por los nuevos yacimientos, en parte debido a la ocurrencia simultánea de incremento de los precios internacionales en el contexto externo y de aumento de la demanda y caída de la producción y reservas en el plano interno.

La caída en las reservas es especialmente evidente en el caso del gas natural, el cual como se verá más adelante, representa la principal fuente de energía primaria de la matriz energética del país. Si se comparan las reservas probadas de gas natural del año 2005 con las de 2014 se puede observar una caída de más del 24%. Esa declinación se puede verificar desde el año

2000 cuando las reservas probadas alcanzaron su máximo histórico de 777609 millones de metros cúbicos, ya que entre el 2000 y el 2005 la caída fue del 43% mientras que entre el 2000 y el 2014 es del 57%. Por su parte, las reservas de petróleo se mantienen relativamente estables en el período 2005-2014, con un incremento de alrededor del 8% entre ambos años. Sin embargo, es notable también la caída que se produce entre el 2000 y el 2005, cuando las reservas se contraen un 26%, mientras que la caída que surge de la comparación entre el 2000 y el 2014 es del 19%. La importancia de las reservas radica en que permiten continuar y llegado el caso aumentar la producción a corto plazo en respuesta a la dinámica de la demanda de hidrocarburos. Si se divide la producción de un año por el stock de reservas se obtiene el horizonte temporal de las reservas, que muestra cuántos años se podrían mantener dichos niveles de producción con el volumen actual de recursos comprobados y listos para ser extraídos. Por ejemplo, en 2014, el horizonte de reservas de gas natural en Argentina era de alrededor de 8 años.



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería

Como puede observarse, tanto en el caso del gas natural como del petróleo, las reservas probadas de Argentina alcanzan su máximo histórico en el 2000 con 777609 millones de metros cúbicos y 2973 millones de barriles respectivamente. A partir de ese año se produce una caída en ambos casos, la cual es más pronunciada y extendida en las reservas de gas natural, cuyo horizonte temporal pasó de alrededor de 17 años a solamente 8 en 2014.

La caída de las reservas, sumada al decrecimiento en los niveles de producción y al aumento de la demanda crearon un ambiente de crisis energética. Las causas de esta crisis pueden rastrearse hasta fines de la década del 80' con las medidas adoptadas por el gobierno nacional que promovieron la desregulación y privatización del sector. El proceso desregulador comienza²⁸ en 1989 con los decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89 y queda plasmado en la ley 24145 de 1992. Mediante estas normas, se da un vuelco en el régimen anterior caracterizado por la regulación e intervención del Estado nacional²⁹, el cual era el propietario de los yacimientos, imponía precios a los hidrocarburos, limitaba las exportaciones e importaciones y ejercía el virtual monopolio en la producción mediante la empresa estatal YPF³⁰. El nuevo régimen fomentó las concesiones de explotación de yacimientos a empresas privadas y la posibilidad de asociaciones de éstas con la empresa estatal. Por otro lado, se eliminan las restricciones a las exportaciones e importaciones, se instaura la libre disponibilidad del recurso extraído y se adopta un mecanismo de fijación de precios por el mercado equiparando las cotizaciones internas e internacionales. Con respecto a la titularidad de los yacimientos, éstos pasan a ser dominio de las provincias en los que se encuentran, las cuales son las que otorgan concesiones y cobran regalías a partir de entonces.³¹

En el nuevo régimen, la lógica subyacente de la industria pasaría a ser la rentabilidad de las empresas privadas que explotaban los recursos petroleros argentinos, sobre todo luego de que la empresa YPF fuera privatizada en 1992 por la mencionada ley 24145. YPF era el principal actor en tanto en la producción como en la distribución de gas y petróleo por lo que era un instrumento importante del Estado para fijar el comportamiento de la industria. Su privatización y posterior venta a la española REPSOL implicaría la pérdida de ese instrumento y el cambio de lógica del sistema petrolero argentino.

En este marco impuesto por el régimen de desregulación, las empresas petroleras para incrementar las reservas debían destinar parte de sus ingresos a la realización de pozos exploratorios, los cuales representan una inversión de riesgo. Cuando se observa la evolución del número de dichos pozos realizados en las cuencas argentinas se nota una disminución sensible a partir de los 90' y entre 2000 y 2004, fenómeno que no ocurre en el caso de los pozos productores (IAPG, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", 2009). Ello quiere decir que los operadores privilegiaron la extracción inmediata de los recursos para obtener ingresos y dejaron de lado la reposición de reservas que servirían para cubrir la demanda a mediano plazo (Kozujl, 2005). El resultado en definitiva fue que ante el aumento de la demanda de gas natural y petróleo luego de la crisis de 2001, en un marco de caída de las reservas, la producción doméstica se revelara crecientemente insuficiente y se debiera recurrir a las importaciones de hidrocarburos.

Dicho comportamiento por parte de las empresas se explica por las consecuencias producidas tras la mencionada crisis de 2001, particularmente en el caso de la producción y distribución de gas natural. En virtud de la ley de Emergencia Pública (Ley 25.561), los contratos y tarifas

previos a la devaluación fueron pesificados y congelados, lo cual implicó que en un año los ingresos en dólares fueran dos tercios menores para el sector productor (upstream) y distribuidor (downstream). Las medidas del gobierno argentino apuntaban a paliar los efectos que la devaluación tendría en los sectores consumidores, por lo que creó un ambiente de precios artificialmente bajos (Honoré, 2004; Sabbatella, 2012) el cual desalentaba la inversión. Simultáneamente, con la recuperación de la economía a partir de 2003, la demanda de gas natural comenzó a crecer de forma acelerada, motivada por los bajos precios relativos del combustible³² (Leegstra, 2004). Es así cómo se combinaron la falta de incentivos³³ para invertir en exploración y desarrollo³⁴ y la suba de la demanda doméstica para crear una situación de incapacidad de la producción doméstica para satisfacer al consumo nacional en 2004. La consecuencia más notable de ésta situación será el marcado aumento de las importaciones de gas natural a partir de 2004, pasando Argentina a ser importadora neta en 2008.

La ley de Emergencia Pública también impondría derechos a la exportación de hidrocarburos en su artículo 6, los cuales se mantendrían y se incrementarían a lo largo del período, siendo una característica distintiva del mismo. Estos derechos en la práctica servirían como otro factor que desincentivaba la inversión, ya que en un contexto doméstico de precios pesificados y congelados, la exportación era desalentada mediante las retenciones. Asimismo, las retenciones desvincularon los precios domésticos del gas natural y del crudo de las cotizaciones internacionales, siendo los primeros inferiores a los últimos en todo el período 2005-2014. Para el crudo y derivados, las alícuotas que se implementaron en un primer momento en el año 2002, cuando se reglamentó la mencionada ley, eran del 20%. Sin embargo, en 2004 mediante la Resolución 337, dicha alícuota se incrementó al 25% y por la Resolución 537 se implementaron porcentajes móviles entre el 3 y el 20% adicionales al original 25%, dependiendo de la evolución de la cotización del barril de petróleo West Texas Intermediate. En 2007 la Resolución 394 estableció un régimen de retenciones móviles, que fijaba el porcentaje del derecho en base a un valor de corte (42 dólares), uno de referencia (60,9 dólares) y a la cotización internacional.³⁵ En la práctica dicha resolución limitaba el valor del barril del crudo en el mercado interno a 42 dólares. Por último, en 2014 ante la caída de los precios a nivel internacional, el ministerio de economía nacional primero emite la resolución 803 que reduce las alícuotas buscando incentivar la producción y luego en diciembre de ese año se decide eliminar las retenciones cuando el precio internacional del barril de crudo sea menor a 70 dólares.

Al gas natural también se le impondrían derechos a la exportación en 2004, año en el que comienza a ser evidente el déficit en la producción para hacer frente a la demanda. El decreto 645/2004 impuso un arancel del 20% el cual sería incrementado en 2005 al 45% (Res. 543) y al 100% en 2008 (Res. 127). En éste último caso con el claro objetivo de impedir la exportación del combustible para así abastecer al mercado interno. Este ambiente de precios deprimidos y desconectados de las cotizaciones internacionales tendría repercusiones también en la producción de gas y petróleo en Argentina.

Producción de gas natural y petróleo en Argentina

Como en el caso de las reservas, a fines de la década de 1990 y principios de la del 2000 se alcanzan niveles récord de producción de ambos combustibles, para luego experimentar una brusca caída. Este descenso es mucho más evidente en el caso de la explotación del crudo, ya que si se compara el promedio extraído en los años 1998, 1999 y 2000 con los de 2008, 2009 y 2010 se observa una reducción del volumen del orden del 23%. En el caso del gas el máximo histórico se alcanza en 2004, para luego mantenerse la producción relativamente estable con una ligera reducción en el total producido hasta el año 2008, cuando comienza un descenso más agudo. Si se compara la extracción promedio de gas de los años 2004, 2005 y 2006 con la de los años 2012, 2013 y 2014 la caída es del 18%.

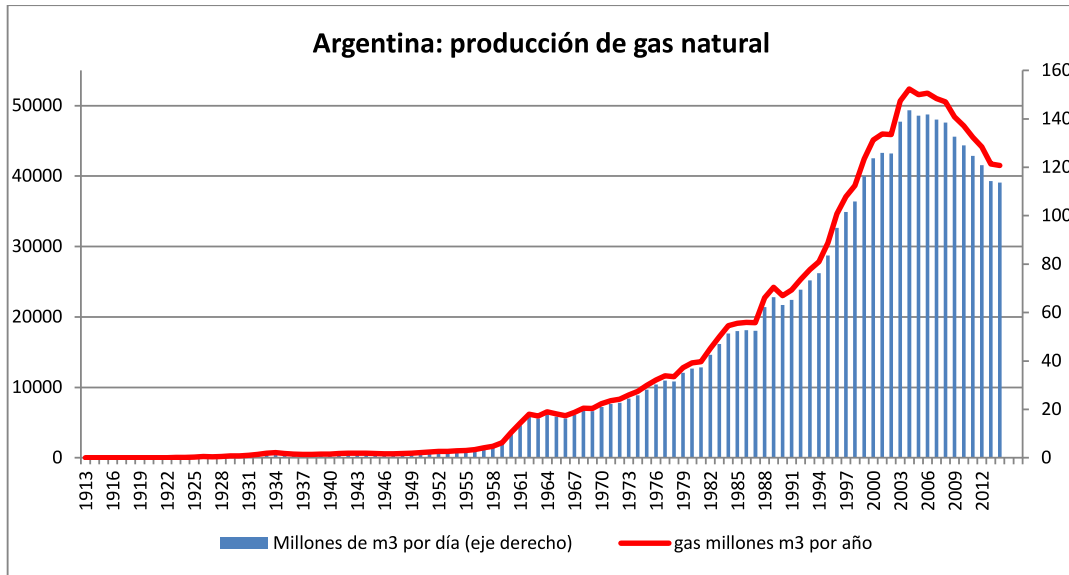
La producción hidrocarburífera argentina se caracteriza por la concentración de la actividad en pocas provincias y pocas empresas que aportan gran parte del gas natural y petróleo al total nacional. Durante todo el período bajo estudio, la mayor parte de la producción de crudo, alrededor de un 50% del total, provino de los yacimientos localizados en la Cuenca del Golfo San Jorge, mientras que el gas natural fue predominantemente extraído de la Cuenca Neuquina, que aportó más de la mitad del volumen global. De los datos proporcionados por el Ministerio de Energía se desprende que la provincia de Chubut es la principal productora de petróleo y es seguida por Santa Cruz en segundo lugar, mientras que Neuquén se destaca como principal productora de gas natural.

Es importante tener en cuenta en qué provincias se localiza el grueso de la producción, ya que en ellas la actividad petrolera representa una importante parte del PBI provincial y las regalías ocupan un lugar muy sensible en cuanto a ingresos fiscales. Como ya se mencionó, en el nuevo régimen petrolero argentino, caracterizado por la desregulación y privatización, se reconoció explícitamente la posesión de los recursos a las provincias, las cuales estaban desde entonces encargadas de adjudicar licitaciones y regular la actividad.

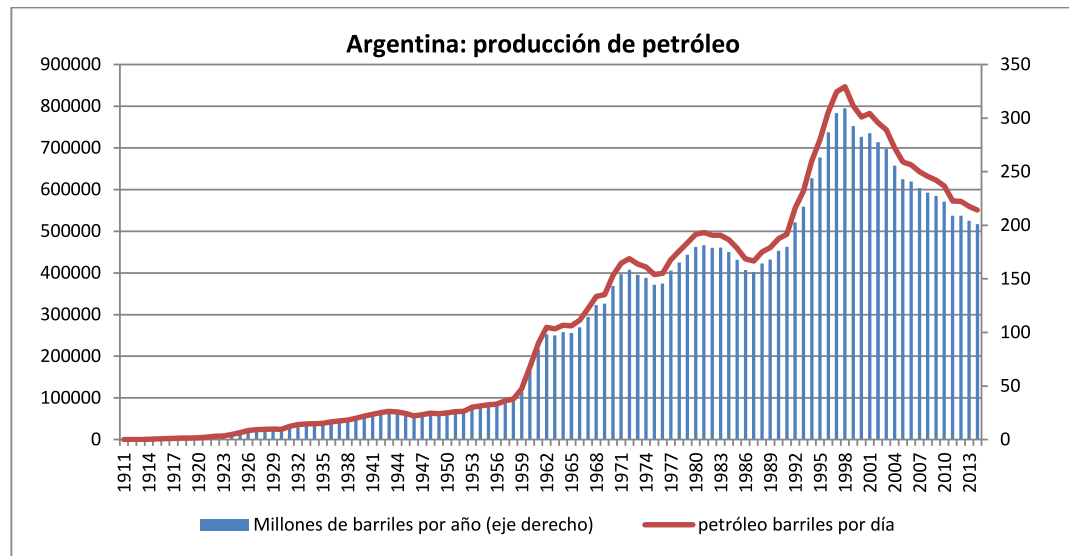
Este proceso de adjudicación de los hidrocarburos a las provincias se vio confirmado por la sanción de la ley 26197 de diciembre de 2006. En esta denominada "Ley Corta" se establece que las provincias se encargan de otorgar concesiones y permisos de explotación y exploración a las empresas privadas y de cobrar las regalías correspondientes. Por su parte, la ley destaca que la fijación de los lineamientos generales de política energética seguirá como atribución del gobierno federal. Bajo este nuevo régimen, las provincias deben negociar y fijar los requisitos que deben cumplir las empresas privadas en su carácter titular de una concesión o contrato. Sin embargo, al depender tanto las provincias de la actividad, y al tener que negociar con empresas multinacionales en la mayoría de los casos, se puede hablar de una relativa debilidad del sector público para imponer a las empresas ciertas obligaciones, como las inversiones de riesgo y la reposición de reservas (Bronstein, 2014; Olmedo, 2008).

Cuando se analiza el sector privado, en el campo del gas natural, a pesar de que en el período más de 50 empresas extraen el recurso en el país, las primeras 5 empresas productoras concentran el 77% de dicha extracción. Ellas son, Total Austral S.A., filial de la multinacional francesa Total, YPF S.A., REPSOL-YPF hasta 2012, Pan American Energy, filial de la británica BP,

la brasilera Petrobras y la Argentina Pluspetrol Energy S.A. Cuando se analiza la producción de crudo, el panorama no es diferente, ya que las primeras 5 empresas extraen el 72% del total. Dichas empresas son, de mayor a menor volumen extraído entre 2005-2014, YPF, Pan American, Petrobras, la norteamericana Chevron y Tecpetrol, subsidiaria del grupo Techint.



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería

Como ya se mencionó, este descenso en la producción de hidrocarburos se da en el contexto de la recuperación económica post crisis del 2001, en el cual la demanda se incrementaría de forma marcada. La evolución de dicha demanda acentuaría las características distintivas de la matriz energética nacional, en la cual se destaca el peso creciente que tiene el gas natural como fuente primaria de energía. La conjunción de la caída en la producción y reservas y de los

requerimientos de una matriz energética dependiente profundamente de los hidrocarburos supondría la alteración de la posición de Argentina en los mercados internacionales de hidrocarburos, que pasa de ser exportadora neta a una importadora neta de estos combustibles.

La matriz energética

Se denomina matriz energética al conjunto de fuentes de energía primaria que consume un país en un período determinado. Una fuente de energía es primaria cuando se obtiene directamente de la naturaleza, tales como la energía eólica, solar, los hidrocarburos, el carbón o hidráulica, en cambio es secundaria cuando es producto de un proceso transformación, como es el caso de la energía eléctrica o los derivados del petróleo (Cárdenas, 2011). En algunos casos las fuentes de energía primaria no necesitan pasar por ese proceso de transformación para ser consumidas (Argentina. Ministerio de Energía y Minería, 2015). Pero por ejemplo, en el caso del petróleo crudo como fuente de energía debe ser refinado y tratado para que se puedan fabricar en base a él distintos derivados, como lo son el diesel, las mononaftas o el fuel oil. Dichos derivados a su vez se usan como combustibles en el sector de transporte, para calefacción o incluso para la generación de otras fuentes secundarias, tal es el caso de las plantas térmicas que funcionan con fuel-oil y generan electricidad.

La matriz energética argentina no es la excepción en cuanto a la preponderancia con que cuentan las fuentes no renovables, especialmente los combustibles fósiles, en su composición. Sin embargo, un rasgo distintivo del país es su fuerte dependencia del uso de gas natural, el cual en 2014 representó el 52% del total de fuentes primarias utilizadas. Si se compara con la matriz energética mundial, en ella el gas natural ocupa el tercer lugar en cuanto a uso con alrededor del 21% del total de la oferta de energía, mientras que el carbón está segundo con el 29% y el petróleo primero con el 31% (EIA, 2015). Esta fuerte dependencia del gas natural se desarrolla en la década del 70', con el descubrimiento del yacimiento de gas convencional de Loma La Lata en la cuenca neuquina. Con la adición de las vastas reservas que ese descubrimiento supuso, el país se encaminó hacia una reconversión, reemplazando el uso preponderante de los derivados de petróleo (Paris, 2015). De hecho, en el 2014 el gas natural era el principal combustible que utilizaban las centrales térmicas generadoras de electricidad en Argentina³⁶. Si a eso se suma el importante uso residencial, industrial e incluso en el sector transporte³⁷, con el uso del gas natural comprimido, se hace evidente el peso del combustible en el día a día del país.

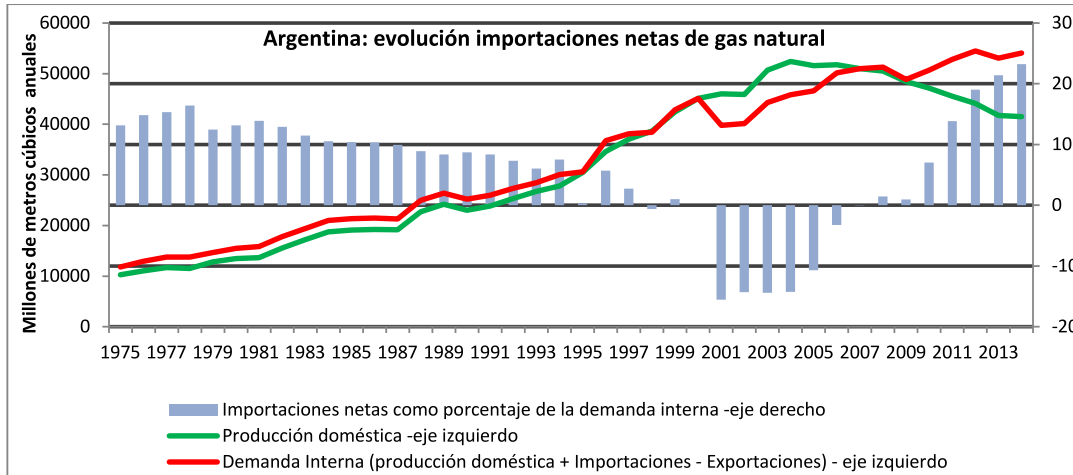
Luego en segundo lugar, en cuanto a fuentes primarias se refiere, se encuentra el crudo de petróleo con un 32% del total. Sus derivados en Argentina se utilizan principalmente para el transporte, aunque el diesel-oil y sobre todo el fuel-oil se emplean en las centrales térmicas para generar electricidad. El carbón ocupa el cuarto puesto con el 3% y se destina principalmente a la industria y como combustible de centrales térmicas. Como es evidente, la matriz energética argentina está casi totalmente basada en el uso de combustibles fósiles, los cuales son el 88% del total. La única fuente renovable que suministra una cantidad considerable de energía es la hidráulica con un 4%, ocupando el tercer puesto.

Esta fuerte dependencia de los hidrocarburos, en particular del gas natural, en conjunción con la caída de las reservas y de la producción y el incremento de las importaciones, constituyeron una vulnerabilidad del país frente a la dinámica de los precios internacionales y a los vaivenes de las industrias y economías de los países proveedores. Los precios en el período estudiado, como se vio, tendieron a incrementarse lo cual supuso un creciente estado de precariedad de las cuentas nacionales externas. Asimismo, la necesidad de contar con creciente volúmenes de gas planteó el problema de conseguir una fuente estable y previsible del combustible, por lo que ante las crecientes dificultades que tenía Bolivia para cumplir con los envíos, se recurrió a las compras de GNL relativamente más costoso³⁸.

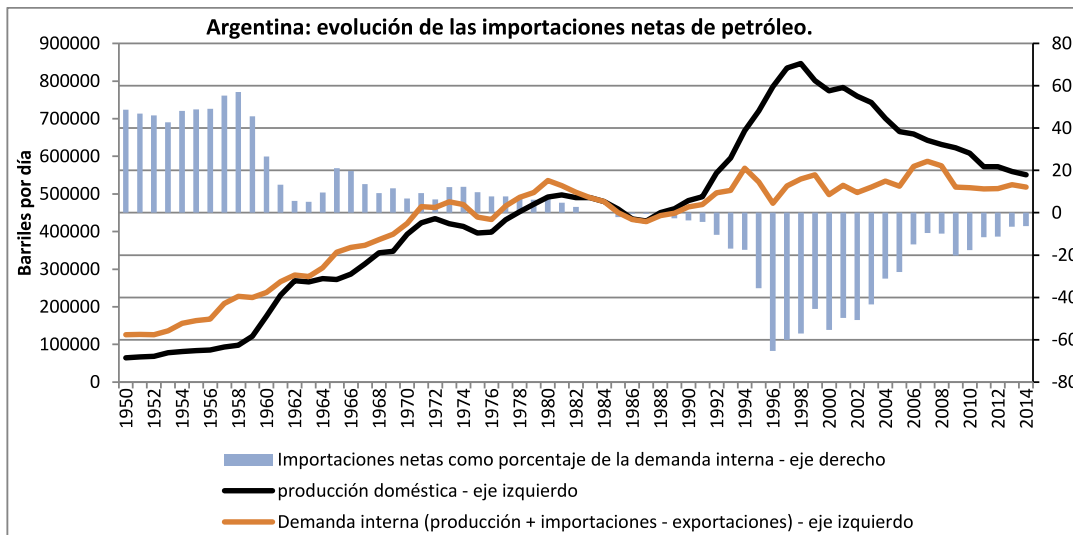
Inserción internacional del país: Exportaciones e importaciones

A pesar de contar con una industria petrolera centenaria, Argentina tradicionalmente ha sido un país importador de hidrocarburos. Si se hace un análisis de los datos de importaciones y exportaciones tanto de petróleo como de gas se puede constatar que las primeras han superado a las segundas de forma reiterada en la historia nacional. Las importaciones de crudo han sido una constante desde inicios del Siglo XX, cuando compañías extranjeras como Standard Oil se instalaron en la Argentina con refinerías que importaban el líquido para transformarlo localmente (Risuleo, 2011). En el caso del gas natural, por otro lado, las compras del combustible al extranjero son relativamente más recientes, ya que comienzan en la década de los 70' cuando se inaugura el gasoducto que une los pozos gasíferos bolivianos con el territorio nacional. Sin embargo, a pesar de su historia más breve, la importación de gas boliviano y luego de gas natural licuado, ya entrado el Siglo XXI, se convertiría en un rasgo distintivo de la inserción argentina en los mercados de hidrocarburos. Ese perfil, no obstante, se vería alterado en el período comprendido entre finales de la década del 90' y principios de la década del 2000.

Es útil distinguir entre ambos combustibles fósiles debido a que sus dinámicas son diferentes en lo que a importaciones y exportaciones se refiere. Como se mencionó, Argentina ha sido un país tradicionalmente importador de gas natural, lo cual no implica que no haya exportado el recurso, sino que las importaciones han sobrepasado a las exportaciones de forma recurrente desde los 70'. Cuando se observa el caso del crudo de petróleo, el panorama es distinto, ya que puede hablarse de dos períodos distintivos: desde comienzos del Siglo XX hasta principios de la década de los 80', cuando Argentina es importadora neta del líquido³⁹ y a partir de los 80' hasta la actualidad, cuando se verifica un mayor peso de las exportaciones netas, si bien a fines del período bajo análisis, el volumen de esas exportaciones tiende a contraerse.



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería

Esas diferencias entre las transacciones internacionales de gas y petróleo están presentes en el período bajo estudio en este trabajo: Argentina es importadora neta del primer combustible desde el 2007 mientras que es exportadora neta entre 2005 y 2006. En el caso del crudo, Argentina es exportadora neta durante todo el período.

En el comercio internacional de gas natural se observa el mayor cambio en la inserción del país, ya que comparando los volúmenes de dicho intercambio a nivel global, Argentina en 2005 es la 23° exportadora y 44° importadora del hidrocarburo, mientras que en 2014 es la 39° exportadora y 24° importadora (OPEP, 2014). Si se analizan las importaciones de gas natural según los países proveedores, el principal origen de las compras argentinas es Bolivia, como ha sucedido tradicionalmente desde los 70'.

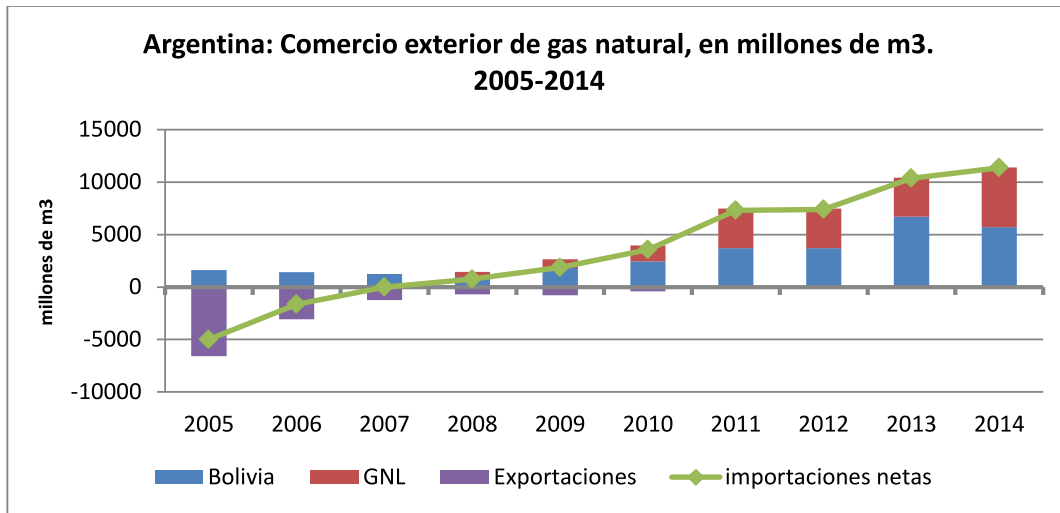
La integración regional mediante la construcción de infraestructura energética reflejaría los cambios en la inserción internacional de Argentina en este campo. El país forma parte de una red de gasoductos que unen su territorio con el de Bolivia, Chile, Uruguay y Brasil. El primero en construirse fue, como ya se mencionó, el que une los yacimientos bolivianos de gas natural con la provincia de Salta, a través de la localidad de Pocitos en la frontera. El objeto de ese gasoducto era permitir la importación del combustible desde el único proveedor que tenía el país, objetivo que cumplió desde los 70' hasta la década de 1990. En esa década, cuando Argentina pasa a ser exportadora neta, se construyen 7 ductos que comunican las provincias de Tierra del Fuego, Neuquén, Mendoza, Salta y Jujuy con Chile. Mediante ellos se exportaría gas desde 1997 al país trasandino, convirtiéndose Argentina en el principal proveedor de Chile. En 2000 se inauguró el gasoducto que une Aldea Brasileira en Entre Ríos con Uruguiana, a través de Paso de los Libres en Corrientes, obra que permitiría la exportación de gas natural de la cuenca neuquina hacia Brasil. Un año después, entrarían en funcionamiento los gasoductos que unen a Argentina con Uruguay, a través de Colón en Entre Ríos y el Río de la Plata con el proyecto "Cruz del Sur" que une la Provincia de Buenos Aires con Montevideo.

Cuando los saldos positivos en el comercio del combustible se fueron reduciendo y se hacía evidente que el país necesitaría importar para cubrir su demanda interna, el gobierno argentino tomó una serie de medidas tendientes a limitar las exportaciones y a asegurarse un suministro importado. A raíz de dichas medidas, las exportaciones de gas natural hacia Chile se verían limitadas de forma unilateral por parte de las autoridades argentinas, dando lugar a la llamada "Crisis del Gas" en el país vecino. Por otra parte, con Bolivia se llegó a un "Convenio Temporario de Venta de Gas Natural" en 2004⁴⁰ y luego se firmó el "Convenio Marco entre la República Argentina y la República de Bolivia para la Venta de Gas Natural y la Realización de Proyectos de Integración Energética," en 2006, en el cual se establecía que Argentina compraría gas a un precio de 5 dólares el millón de BTU (Ceppi, 2014). Ese valor sería adoptado por el gobierno argentino como base para calcular las alícuotas de las retenciones del 45% a las exportaciones desde Argentina. Como ya se mencionó, ese porcentaje se elevaría hasta el 100% en 2008 y la base para calcular el monto era el valor máximo que Argentina pagara por sus importaciones. En la práctica, estos derechos impidieron casi por completo la exportación debido a que al calcularse la alícuota en base las importaciones de GNL (Ramos Mejía, 2008), el monto era muy elevado.

Es así como se deja de exportar gas natural a los países limítrofes a través de los gasoductos, a la vez que se vuelve a recurrir desde 2004 a las importaciones provenientes de Bolivia. Este perfil importador se cristalizaría en el mencionado Acuerdo Marco alcanzado entre Argentina y el país andino por el cual se proyectaba la realización del Gasoducto del Nordeste Argentino (GNEA) el cual facilitaría el transporte de los volúmenes mayores de importaciones acordados. Ante las dificultades y demoras que experimentó ese proyecto, se realizó como alternativa la construcción en 2011 de un nuevo gasoducto, llamado "Juana Azurduy" (Ceppi, 2011).

Por otro lado, en el período estudiado se da la novedad de que Argentina también entra al mercado de Gas Natural Licuado como importador. Es así que desde 2008 el país importa gas natural desde Trinidad y Tobago, Egipto, Qatar, Noruega y Nigeria (BP, 2015). Las importaciones de GNL crecen en volumen a lo largo del período, representando más del 50% de las compras totales de gas en 2014 y en total las importaciones constituyen más del 22% del

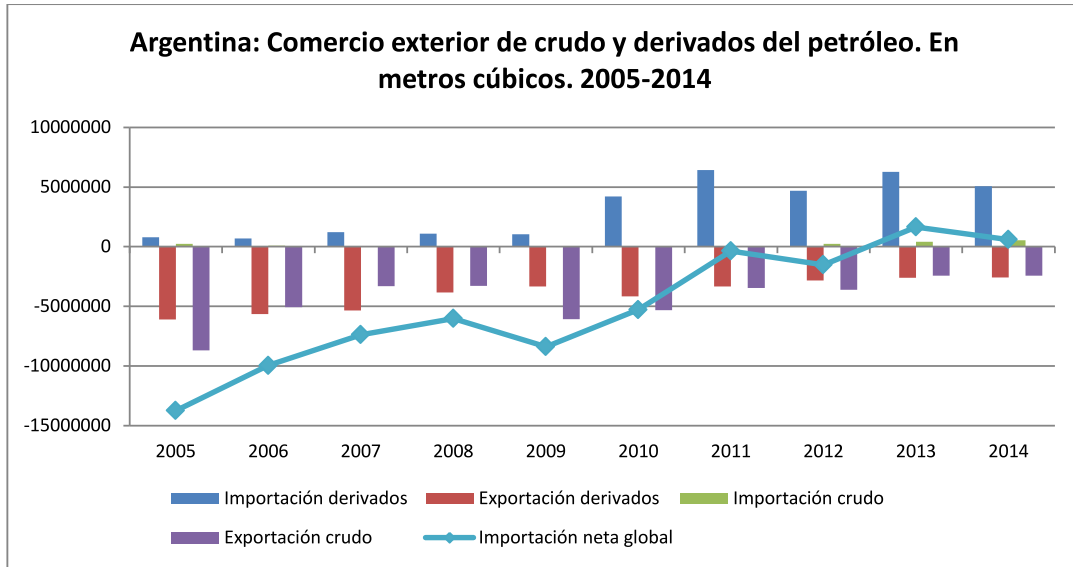
total demandado a nivel doméstico. Por otro lado, con respecto al destino de las exportaciones, Chile se destaca como el principal comprador de gas, seguido por Brasil y Uruguay.



Elaboración propia en base a datos suministrados por la Ministerio de Energía y Minería⁴³

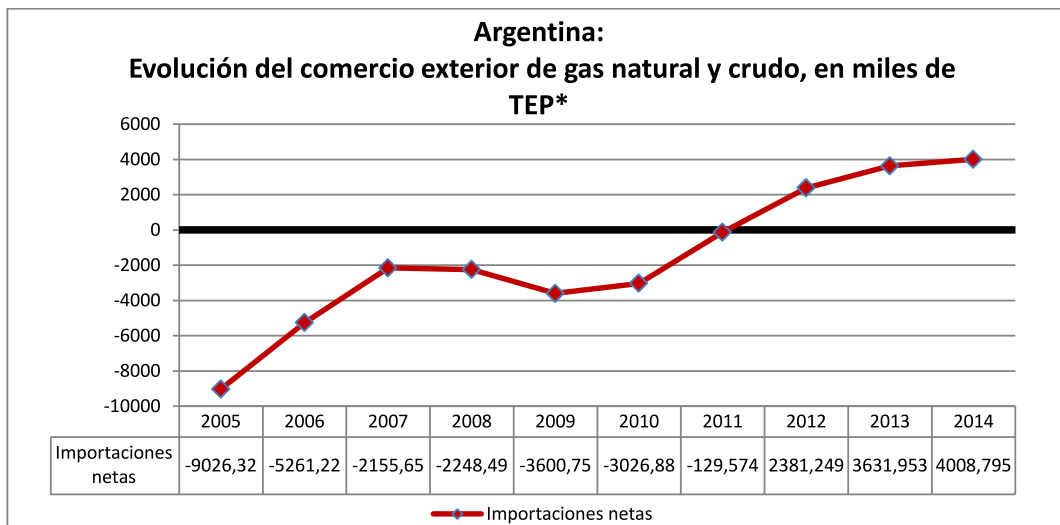
En el mercado internacional de petróleo, Argentina se mantiene como exportadora neta en el período 2005-2014, a pesar de que las importaciones tienen un incremento importante del 121% y las exportaciones caen 71%. Las importaciones manifiestan una dinámica cambiante en el período ya que entre 2005 y 2008 las compras al exterior son marginales, entre 2009 y 2011 no se importa crudo y entre 2012 y 2014 las importaciones se elevan de manera significativa, aunque no lo suficiente como para sobrepasar las exportaciones. De acuerdo a los datos suministrados por el Ministerio de Energía y Minería, la mayor parte de los barriles de petróleo comprados al extranjero provienen de Bolivia, aunque México y Nigeria también son proveedores importantes⁴¹. Por su parte, las exportaciones se dirigen a destinos diversos, pero los principales compradores son Chile, Estados Unidos y China.

Si junto a la evolución del comercio de crudo con el exterior se le suma la del comercio de combustibles derivados del petróleo⁴², la tendencia hacia el incremento del déficit se acentúa, ya que en estos productos Argentina importa más de lo que exporta desde el año 2010. Incluso es destacable señalar que en volumen, a partir de 2013 el saldo negativo en derivados es superior al superávit en crudo, por lo que globalmente el país se transforma en importador neto de combustibles líquidos.



Elaboración propia en base a datos suministrados por el Ministerio de Energía y Minería.

Si se agregan el petróleo crudo y el gas natural y se los contabiliza en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)⁴⁴, se confirma el hecho de que Argentina cambia de posición en los mercados internacionales, pasando de exportar a importar de forma neta hidrocarburos. Esto sucede entre 2011, cuando Argentina tiene un saldo favorable de 129570 TEP y 2012 cuando pasa a tener un déficit de 2381000 TEP. Es fundamental tener en cuenta este hecho porque es el factor clave en la pérdida del autoabastecimiento energético del país y de la consiguiente creciente dependencia de Argentina del exterior para tener un suministro suficiente de energía y la presión sobre las cuentas externas que dicha dependencia significaría en el período analizado.



*Nota: un valor negativo indica exportación neta. Elaboración propia en base a los datos del Balance Energético Nacional elaborado por el Ministerio de Energía.

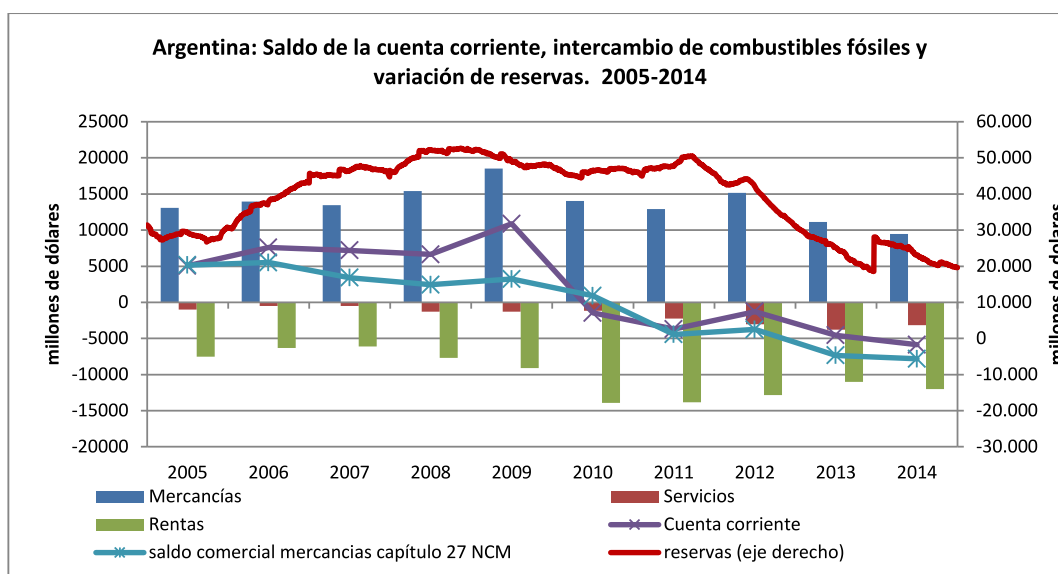
Esta dependencia creciente de las importaciones de hidrocarburos, particularmente gas natural, nace como se mencionó de la conjunción de la caída de reservas, producción y aumento de la demanda, pero también se basa en la particular composición de la matriz energética nacional y en el fuerte peso que tienen los hidrocarburos como fuentes de energía primaria en el consumo doméstico.

Las cuentas externas

La consecuencia obvia de la transformación de exportadora neta en importadora neta en hidrocarburos fue que la Argentina experimentara un déficit creciente en términos monetarios en el comercio de combustibles a partir de 2011. Ese año, que implica el quiebre en la posición argentina, reporta un saldo negativo del intercambio de mercancías comprendidas en el capítulo 27⁴⁵ de la Nomenclatura Común del Mercosur de 4400 millones de dólares, mientras que el superávit en esa categoría había sido de más de 900 millones en 2010. A pesar de que en 2012 el rojo en el comercio de combustibles minerales se reduce relativamente a 3700 millones, en 2013 vuelve a incrementarse a 7500 millones, en tanto que en 2014 el saldo es de menos 7700 millones de la moneda estadounidense.

No obstante el hecho de que durante todo el período 2005-2014 la balanza comercial de mercancías argentina se mantiene con superávit, el saldo positivo se achica un 27%. A pesar de ese superávit en mercancías, la cuenta corriente del país se transforma en deficitaria partir de 2010. Ese déficit se explica en gran medida por las dinámicas de las cuentas mercancías y rentas, ya que entre 2009 y 2010 cuando la última exhibe un incremento tangible en su déficit del orden del 50%, el saldo positivo de la primera se contrajo en un 24%. Es destacable que en el período 2005-2014, las importaciones argentinas crecieron un 127% en dólares corrientes, mientras que las importaciones de combustibles lo hicieron un 643%⁴⁶, constituyendo de esa forma el grupo de mercancías que más aumentó en términos de valor en dicho lapso por un amplio margen.

Esto permite concluir que las variaciones del comercio de combustibles fósiles jugaron un papel importante en la dinámica de la cuenta corriente, ya que el creciente déficit impactó en el egreso de dólares del país. Como puede observarse en el siguiente gráfico, el saldo de la cuenta corriente se mueve de forma similar al del intercambio de combustibles, indicando cierta relación entre ambos.



Elaboración propia en base a datos suministrados por el Instituto de Estadísticas y Censos (INDEC), ALADI y Banco Central de la República Argentina.

Adicionalmente, el déficit en la cuenta corriente implicó la progresiva pérdida de divisas del Banco Central Argentino, cuyas reservas caen de forma constante desde 2011⁴⁷. Este descenso se inscribe en el contexto de las restricciones del país para acceder a créditos internacionales, debido a los litigios iniciados por los poseedores de bonos en default de la deuda argentina que no ingresaron a los canjes de 2005 y 2010. La progresiva disminución de las divisas llevó al gobierno nacional a implementar medidas tendientes a imponer controles a la compra y venta de dólares (Burgos, 2014; La Nación, 2012; De Santis, 2011). Si bien es evidente que la caída en las reservas obedece a otros factores⁴⁸ además del empeoramiento del superávit comercial por el creciente peso de las importaciones de hidrocarburos, no puede subestimarse el rol que jugó esa cuestión. Aunque el problema que supone la falta o la pérdida de autoabastecimiento de combustibles ha entrado en la agenda política de los últimos años, no representa precisamente una novedad en la vida del país, ya que es una cuestión que puede rastrearse a lo largo de su historia, y que ha suscitado que distintos gobiernos hayan buscado diferentes formas de abordarlo y solucionarlo. En el próximo capítulo se abordará esta cuestión del autoabastecimiento en tanto objetivo que se plantea un gobierno y su relación con los conceptos de seguridad energética y de cambio a nivel estructural en el sistema, representado por el desarrollo y la implementación de las nuevas técnicas de extracción de recursos no convencionales para la industria petrolera y la economía internacional.

Capítulo Tercero La seguridad energética y la revolución del shale

En el presente capítulo se pretende analizar la relación que existe entre el cambio a nivel de sistema internacional que supone la revolución del *shale* y el objetivo que se plantea el Estado nacional argentino de alcanzar el autoabastecimiento energético. Para ello, en primer lugar se hará un breve repaso de la búsqueda, por parte de las autoridades nacionales, del logro de dicho autoabastecimiento y los resultados que las diferentes iniciativas tuvieron al respecto desde inicios de la explotación petrolera en el país. Como se verá a continuación, dicha búsqueda es una constante a lo largo del Siglo XX y subyace como meta última a las diferentes estrategias de política energética abordadas por el Estado nacional. En segundo lugar, se abordará el concepto de seguridad energética en tanto objetivo que se plantean los actores estatales en el marco de un sistema internacional que tiende simultáneamente hacia la fragmentación política e integración económica. Por último, se analizará la forma en que la política petrolera argentina en el período 2005-2014 busca desarrollar la explotación en gran escala de los recursos no convencionales domésticos con el objeto de alcanzar el autoabastecimiento en hidrocarburos, y cómo esa meta debe verse como una estrategia para incrementar la seguridad energética del país frente a la volatilidad de los mercados internacionales.

El autoabastecimiento en la historia petrolera argentina

Cuando se analiza la historia de la política petrolera de la Argentina puede observarse que dos temas son recurrentes y a su vez se han abordado de forma diversa según el gobierno o período del que se trate. Esos temas son: cuáles serían los actores cuya participación en la explotación de hidrocarburos debería fomentarse, por un lado, y en qué jurisdicción recaería la propiedad sobre los recursos y los derechos que ella supone, por el otro (Gadano, 2006). De ese modo, con el correr de los años, se tomaron diferentes medidas que tendieron a asignarle un rol más importante o incluso exclusivo al Estado, mediante su empresa estatal YPF, o bien se buscó atraer la inversión de empresas privadas para que se pudieran elevar los niveles de reservas y producción, sea en conjunto con la explotación estatal o no. Con respecto a la propiedad de los hidrocarburos, puede observarse una historia de puja o tensión entre las jurisdicciones nacional y provinciales sobre quién debía administrar, otorgar concesiones y cobrar regalías por la explotación de los recursos. Sin embargo, hay una tercer temática que subyace a los dos primeros y que aparece con mayor o menor urgencia según las condiciones en el contexto interno y externo: la decisión del Estado de fomentar la explotación doméstica de energía y permitir de esa forma un eventual logro del autoabastecimiento.

Luego del descubrimiento de yacimientos de petróleo en Comodoro Rivadavia, el cual marca el nacimiento de la industria en Argentina, desde el Estado nacional se tomarían una serie de medidas y se diseñarían proyectos bajo diferentes presidencias con el objeto de incrementar dicha producción doméstica de energía y reducir su importación. Dicho cometido inspiraría la primera ley que se aprobó en la Argentina concerniente a la explotación petrolera. La ley 7059, propuesta por la presidencia de Figueroa Alcorta y adoptada por el Congreso en 1909,

establecía zonas de reserva⁴⁹ sobre las cuales el Estado decidiría la forma más conveniente de explotación a la vez que permitía la explotación de particulares en las zonas aledañas a dichas reservas. En base a esa ley, el presidente Roque Saenz Peña decretaría que las reservas serían explotadas por el Estado creando la Dirección General de Explotación de Petróleo de Comodoro Rivadavia, organismo que serviría de base para la creación de YPF y dependía del ministerio de Agricultura.

Argentina a inicios del Siglo XX era muy dependiente del carbón importado para suplir sus necesidades energéticas y dicho recurso era provisto de forma preponderante por Gran Bretaña, en sintonía con la inserción comercial del país en los mercados internacionales. La Primera Guerra Mundial probaría que esa dependencia del exterior era una fuente de vulnerabilidad para el país cuando las importaciones cayeron más del 80% y el precio del mineral aumentó de forma considerable. Ello motivó al presidente Victorino de La Plaza a promover el desarrollo y la expansión de la explotación petrolera nacional. En 1916, mediante 2 proyectos de ley el presidente buscó la jerarquización de la explotación estatal, dotando de mayores recursos a la Dirección General de Explotación de Comodoro Rivadavia. El fin explícito era incrementar la producción con el fin de reemplazar el carbón importado (Gadano, 2006).

El presidente Yrigoyen reemplazaría por decreto a La Dirección General de Explotación de Petróleo de Comodoro Rivadavia por la Dirección General de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales, conocida en adelante como YPF, en 1922. Por su parte, el presidente Alvear, junto a su ministro de Agricultura Le Bretón, propusieron una reforma del Código de Minería que regía por entonces la actividad, con el objeto de fomentar la inversión tanto pública como privada en los yacimientos, desalentando la especulación inmobiliaria que generaba dicho código y buscando el objetivo explícito de lograr el autoabastecimiento en cinco años, ante la posibilidad de un nuevo conflicto mundial y por el peso que suponían las importaciones en las cuentas externas (Gadano, 2006). En la segunda presidencia de Yrigoyen se llegaría a un acuerdo con la U.R.S.S. mediante la empresa luyamtorg para asegurar el aprovisionamiento de petróleo soviético en caso de boicot de las empresas internacionales por los proyectos impulsados por la UCR personalista y sectores del socialismo para expropiar sus activos en Argentina. La dependencia de las importaciones de crudo para abastecer el mercado argentino, el más importante de Latinoamérica, era evidente y una preocupación para el gobierno nacional y para Enrique Mosconi, el histórico referente de YPF⁵⁰. A pesar de ello, el autoabastecimiento no sería logrado en el período en que Mosconi estuvo al frente de la explotación estatal, motivo por el cual se buscó asegurar fuentes de crudo internacionales.

El Código de Minería sería reformado recién durante el gobierno de Agustín Justo, luego del derrocamiento de Yrigoyen y el breve paso de Uriburu por el poder. En 1935 se sancionaría la ley 12.161, la primera norma que establecía un régimen legal para la industria, mediante la cual se asignaban claramente derechos y obligaciones a los actores, sean empresas privadas, YPF, Nación o provincias. En su articulado, la ley introducía la posibilidad de que el Estado Nacional pudiera limitar o prohibir la exportación o importación de hidrocarburos en caso de emergencia, lo cual reflejaba que el asunto de la dependencia externa y las crisis de autoabastecimiento seguían estando presentes en las previsiones gubernamentales. Esta situación de vulnerabilidad se haría nuevamente apremiante durante el segundo conflicto mundial.

En 1939 la oferta doméstica de combustibles solamente cubría algo más del 40% de la demanda nacional, el resto debía ser importado. Al estar la matriz energética nacional compuesta por petróleo en un 65%, carbón en un 30% y leña en un 5% y al ser la producción local de petróleo insuficiente y no haber producción de carbón, el país se posicionaba como un fuerte importador de energía (Gadano, 2006). La situación de crisis y desabastecimiento energético fue peor que durante la Primera Guerra, ya que a la caída en las importaciones de carbón inglés, se sumó el boicot por parte de Estados Unidos a la venta de petróleo crudo y de equipos para la perforación debido a las diferencias en las políticas exteriores surgidas luego del ataque a Pearl Harbor a fines 1941. La situación fue crítica, al punto de que por primera vez YPF debió adoptar medidas de racionamiento de combustibles debido a la falta de crudo. La falta de combustibles también llevó al gobierno nacional surgido del golpe del 43' a buscar diversificar la matriz energética nacional, expropiando la compañía Primitiva de Gas de capitales ingleses con el objeto de proveer a Buenos Aires con gas desde la refinería de La Plata, a estudiar la factibilidad de la realización de proyectos hidroeléctricos y a explorar las posibilidades de encontrar yacimientos de carbón mineral en el territorio nacional⁵¹.

El objetivo del autoabastecimiento fue perseguido explícitamente por la presidencia de Perón, aún pagando el costo político que supondría acordar con empresas extranjeras. Debido a las restricciones en las cuentas externas⁵² que suponían las importaciones de combustibles para el país y a la caída en las inversiones en equipos producidas durante la Segunda Guerra, se buscaba el ingreso de capitales extranjeros para explotar las reservas nacionales e incrementar la oferta doméstica. Este objetivo fue el que inspiró el acuerdo con la empresa SOCAL (Standard Oil de California) por el cual ésta se comprometía a invertir en la explotación de los recursos petroleros de la Patagonia. El acuerdo, que sería muy criticado por los nacionalistas, radicales e incluso por sectores peronistas debido a que iba en contra de las disposiciones en materia petrolera de la propia Constitución del 49', no lograría implementarse por el golpe de 1955.

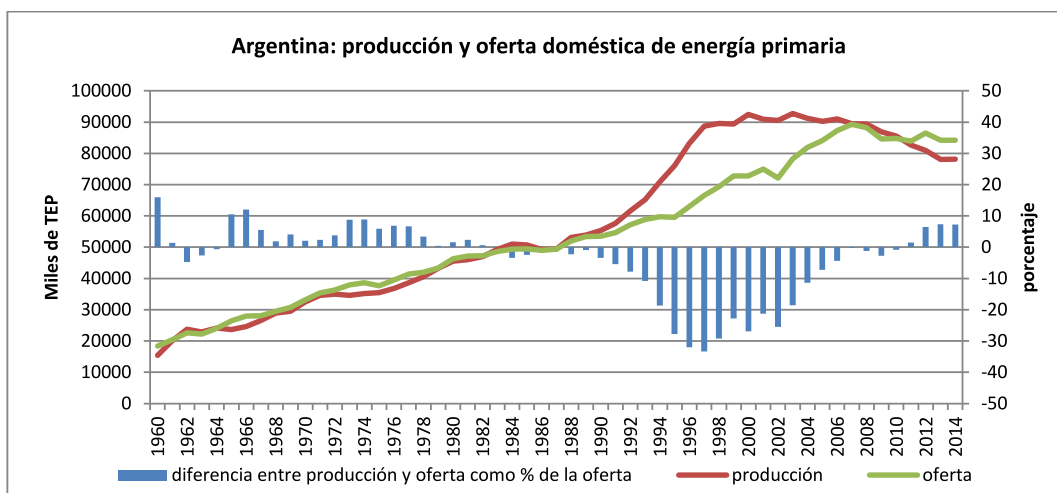
Irónicamente, uno de los mayores críticos de ese acuerdo, el radical Frondizi, tomaría medidas similares para lograr el autoabastecimiento una vez en la presidencia luego de las elecciones de 1958. En el marco de su estrategia desarrollista, lanzó la que denominó "batalla del petróleo" apostando por el desarrollo de la industria petrolera nacional mediante el estímulo a la inversión privada, y especialmente a la extranjera. A pesar del éxito que tuvo la medida, en términos de incremento de la producción y reducción de las importaciones, los contratos⁵³ con empresas extranjeras serían anulados por el presidente Illia. El gobierno de facto de Onganía, que asumiría luego del golpe de 1966, adoptaría el decreto-ley 17319 en 1967, el cual regiría la industria petrolera argentina durante décadas. En sus consideraciones dicha norma establecía que el objetivo que se persigue es el desarrollo de la explotación petrolera para lograr un "adecuado abastecimiento" de energía para el desarrollo del país.

El objetivo del autoabastecimiento sería nuevamente planteado de forma explícita durante la presidencia de Cristina Fernández, en ocasión de la expropiación de la empresa YPF en 2012. Como se vio en los capítulos anteriores, esto se dio en el contexto de un fuerte incremento de los precios internacionales de los hidrocarburos y de una marcada caída de la producción doméstica con el consiguiente aumento de las importaciones que supuso.

Puede decirse que el tema del autoabastecimiento ha estado presente en tanto objetivo de la política petrolera argentina de forma recurrente y su urgencia se ha agudizado en períodos de crisis internacional tales como las dos guerras mundiales. Ese objetivo fue buscado mediante la implementación de diferentes medios o estrategias, dentro de las cuales se dan las dicotomías antes mencionadas de explotación pública o privada, nacionalización o provincialización de los recursos.

En los hechos, puede decirse que la actual pérdida del autoabastecimiento energético es un proceso que comienza en 2004, con la declinación de la producción de gas natural (Caratori, L., 2014, p.122) la cual no basta para suplir las necesidades domésticas y las exportaciones. Ello deriva en el progresivo aumento de las importaciones, que se plasma ese año en el Convenio Temporario con Bolivia. Posteriormente, en 2008, se produce otro momento de quiebre cuando Argentina pasa de ser exportadora a importadora neta del mencionado hidrocarburo. Debido al peso que tiene el gas natural en la matriz energética nacional, esa pérdida en el autoabastecimiento del combustible impacta en el autoabastecimiento energético total. Si se considera a dicho autoabastecimiento total como la situación en la cual la producción doméstica de todas las fuentes de energía primaria es igual o supera a la oferta interna, Argentina lo alcanzó por un plazo breve entre los años 1962 y 1964 y luego lo recupera en 1983 para dejar de ser autosuficiente en 2011.

De acuerdo al Balance Energético Nacional, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería, la producción local es la cantidad de energía que se obtiene domésticamente y no se limita a los hidrocarburos, sino que incluye también energía hidráulica, nuclear, eólica, solar, el carbón mineral, la leña, el bagazo, los aceites y alcoholes vegetales. Por otra parte, la oferta de energía interna es definida como la suma total de energía que se utiliza a nivel doméstico. Se obtiene añadiendo a la producción local la importación y las variaciones de inventario y se restan las exportaciones, la energía no aprovechada o perdida y se agregan ajustes estadísticos.



Como se verá a continuación, la búsqueda del objetivo del autoabastecimiento energético debe verse como una estrategia seguida por parte del Estado Nacional con el objeto de reducir

la vulnerabilidad que supone para el país la inserción en los mercados internacionales de hidrocarburos como importador neto. La creciente dependencia de las importaciones para satisfacer la demanda interna expone a la economía nacional a las amenazas que plantean no solo las fluctuaciones en los precios internacionales sobre las cuentas externas, sino también la posibilidad de que los proveedores no puedan cumplir con el envío de los montos requeridos por el país. Esta estrategia de reducción de la vulnerabilidad energética debe entenderse en términos de seguridad energética cuando las amenazas percibidas revisten una urgencia tal que implican la adopción por parte del gobierno de medidas excepcionales y su eventual éxito depende de las capacidades y los recursos que el Estado y la economía nacional puedan movilizar en un momento determinado.

La seguridad energética como objetivo

Como se observó en la introducción de este trabajo, una definición recurrente del término seguridad energética en los textos sobre la materia es la disponibilidad adecuada de suministros de energía a precios accesibles (Yerguin, 2011; Proninska, 2007; IEA). Sin embargo, es un lugar común entre los autores que abordan esta temática hacer referencia a la multiplicidad de cuestiones que abarca el concepto, debido a su indefinición y falta de claridad (Winzer, 2011; Sánchez Ortega, 2011; Yerguin, 2011; Korin y Luft, 2009). Esta vaguedad en su significado responde al hecho de que existe una gran variedad de factores tanto humanos como naturales que pueden amenazar o afectar un determinado suministro energético. Si a ello se le agrega que también puede hablarse de diferentes niveles u objetos a los que se les puede aplicar el rótulo de “seguros”, sean individuos, Estados o mercados, de diferentes marcos temporales para analizar los riesgos o de las distintas estrategias que se enmarcarían en la seguridad energética, se puede empezar a comprender el motivo de la aparente polisemia del concepto (Chester, 2010).

Cuando se limita dicho concepto a los actores estatales, la definición de seguridad energética como “disponibilidad adecuada de suministros de energía a precios accesibles” se revela como sesgada ya que hace referencia a un universo limitado de Estados, los importadores de energía, debido a que por ejemplo, aquellos Estados cuyos ingresos dependen fuertemente de la exportación de hidrocarburos en los mercados internacionales no tienen interés en asegurarse un suministro sino una demanda constante. Puede decirse que lo que un Estado, o más precisamente sus dirigentes, entienden como seguridad energética se relaciona directamente con el modo en que dicho Estado está inserto en los mercados internacionales, lo cual es función de su dotación de recursos, el estado de su industria petrolera y del tipo de relaciones que tiene con sus proveedores o clientes, entre otros factores (Luft y Korin, 2009).

De acuerdo a Barry Buzan⁵⁴ la seguridad es un concepto esencialmente disputado o controvertido justamente porque no puede ser definido de forma general para todos los objetos a los que se aplica y esto es especialmente evidente cuando hace referencia a la seguridad nacional de los Estados, al ser estos tan diversos entre sí (Buzan, 1983). El mencionado autor considera que el concepto de seguridad hace referencia a “la persecución de la libertad respecto a amenazas y la habilidad de Estados y sociedades para mantener su

identidad independiente y su integridad funcional contra fuerzas de cambio que se consideran hostiles.” Buzan destaca que si bien la seguridad supone en última instancia la preocupación por la supervivencia, incluye otras cuestiones cuya urgencia requiere medidas excepcionales.

Luego del fin de la Guerra Fría, según Buzan las cuestiones que afectaban de forma tal a los Estados como para que sean tratadas en términos de seguridad nacional no se limitaban al ámbito militar, sino que también provenían del político, ambiental, social y económico. Es importante tener en cuenta que el autor relaciona la seguridad o, más precisamente, la inseguridad con la conjunción entre amenazas y vulnerabilidades. Es por ello que se puede hablar de seguridad económica del Estado en la medida en que éste no se encuentra expuesto a cambios económicos que amenacen su supervivencia, su identidad o su integridad funcional. Buzan asimismo destaca que en la seguridad económica se deben incluir “el acceso a los recursos, finanzas y mercados necesarios para mantener niveles de bienestar y poder estatal aceptables” (1991, p.433). Es evidente que los hidrocarburos son indispensables en la actualidad a nivel internacional para el funcionamiento de la economía por lo que deberían englobarse dentro de los recursos necesarios de los que habla Buzan. Es así como el desarrollo de una matriz energética global dependiente en gran medida de los combustibles fósiles implica que éstos se conviertan en bienes estratégicos y su comercio revista un carácter que excede lo meramente económico. Esto es especialmente evidente en la actualidad cuando se observa el creciente protagonismo que tienen los Estados nacionales y sus empresas estatales en la industria petrolera a nivel mundial.

De acuerdo a Buzan, Little y Jones (1993), pueden identificarse distintos “sectores” en el sistema internacional que cuentan con lógicas y actividades distintivas. Estos sectores no son subsistemas o conjuntos de unidades particulares dentro de un sistema general, sino que están constituidos por el propio sistema observado desde distintas perspectivas o usando distintos lentes para apreciar fenómenos e interacciones particulares entre las mismas unidades que lo conforman. Los autores identifican los sectores político, económico, estratégico y societal, en cada uno de los cuales los Estados están insertos en interacciones cuya lógica es propia del sector, pero las cuales a su vez son aspectos parciales del sistema y se entrelazan y superponen. Esta idea de los sectores es relevante debido a que permite observar a los Estados, los principales actores del sistema, en los diferentes roles y motivaciones que asumen en sus interacciones entre sí y con otros actores. El concepto de los sectores permite entender de qué forma la interacción de las lógicas económica y política del sistema da lugar a que los Estados planteen ciertos hechos económicos en términos políticos o de seguridad.

De esa manera, si uno observa al sistema internacional en su faceta económica, o al “sector económico” se puede destacar que hay una economía internacional integrada que depende profundamente de ciertos bienes para funcionar, entre los cuales se destacan los hidrocarburos. Debido a la distribución geográfica desigual de los recursos en el sistema, se desarrollan patrones de intercambio mediante los cuales ciertos países adoptan el rol de proveedores o exportadores de hidrocarburos y otros el de demandantes o importadores. La lógica del sector económico tiende hacia la integración (Buzan, 1983) y la especialización de los actores estatales en los mercados, mediante los cuales se fijan los precios y los volúmenes del intercambio, a través de las fuerzas de oferta y demanda.

Sin embargo, cuando se observa el sector político del sistema internacional, se puede identificar una lógica diferente, que no tiende hacia la integración y que no cuenta con mecanismos como el mercado para la asignación de recursos. En el sector político la lógica que prima es la fragmentación y el rasgo esencial es la ausencia de una autoridad central entre los Estados, lo cual determina que los actores privilegien su independencia y en última instancia la búsqueda de su supervivencia. Ese carácter anárquico del sistema político internacional implica que los dirigentes de los Estados se planteen la seguridad como un objetivo a alcanzar y puedan interpretar los cambios acaecidos en los mercados como amenazas.

Robert Gilpin también destaca que los temas económicos han cobrado mayor relevancia en el sistema internacional luego del final de la Guerra Fría y han desplazado en muchos casos a las preocupaciones militares. En su obra *Global Political Economy* (2001) coincide en considerar que el sistema internacional se ve influido por las lógicas económica y política. Tanto la eficiencia de los mercados como los objetivos nacionales en términos de poder y seguridad determinan el carácter y los rasgos del sistema. El funcionamiento de la economía mundial está así determinado tanto por las políticas estatales como por los mercados: la interacción de los Estados crea el marco en el cual las fuerzas económicas operan, pero a su vez dichas fuerzas moldean los intereses de los Estados individuales. Según el autor,

“las interpretaciones neoclásica y de política económica son necesarias e ingredientes importantes en el esfuerzo por entender cómo la economía internacional funciona. Mercados impersonales y actores poderosos interactúan para producir esos resultados económicos y políticos que interesan a los estudiantes de economía política” (Gilpin, 2001, p.40).

Dentro de esos actores poderosos, el Estado es el preponderante y se destaca por buscar alterar y modificar las fuerzas y tendencias del mercado para alcanzar diferentes objetivos (Gilpin, 2001, p.12).

La fundamental preocupación de los Estados en un ambiente de “auto-ayuda”, como lo es el sistema internacional, radica en resguardar su independencia política y económica frente a amenazas reales o potenciales (Gilpin, 2001, p. 19). Es importante tener esto en cuenta, ya que Gilpin al destacar la existencia de amenazas que afectarían la independencia económica de los Estados, hace un planteo similar al de Buzan. Para el autor, si bien es posible distinguir analíticamente entre los asuntos de seguridad y los asuntos económicos en el sistema internacional, en la práctica estos están interrelacionados y ambas esferas no pueden aislarse una de otra (Gilpin, 2001, p.21). De esa forma, los dirigentes de los Estados pueden identificar intereses y plantearse objetivos que si bien se relacionan con la inserción de la economía nacional en los mercados internacionales, en los patrones de intercambios y en los flujos de capitales, pueden perseguir una lógica política. La dirigencia de un Estado puede buscar alterar y desarrollar ciertas actividades económicas con el objeto de obtener ganancias relativas frente a otros Estados o de preservar la autonomía económica nacional (Gilpin, 2001, p.21).

Es a partir de la interacción entre ambos sectores del sistema que se puede observar el surgimiento de vulnerabilidades y amenazas de tipo económico para la seguridad de los Estados. Buzan destaca que la identificación de amenazas económicas a la seguridad nacional plantea más dificultades que en el caso de las más obvias amenazas militares o políticas, debido a que la actividad económica en su propia lógica supone riesgos y pérdidas que pueden

perjudicar a los Estados (Buzan, Wæver, De Wilde, 1998) . Sin embargo, hay ocasiones en que dichas amenazas pueden observarse claramente, como cuando un Estado, que por mantener una profunda dependencia respecto al comercio internacional para sostener sus niveles de actividad y bienestar, se ve expuesto a cambios que están fuera de su alcance y que pueden afectar su estabilidad doméstica (Buzan, 1983, p.80). Tomando el ejemplo de una economía nacional que se especializa en la exportación de un conjunto reducido de productos primarios, podría decirse que su inserción internacional genera una vulnerabilidad debido a que la exponería a eventuales cambios adversos en los mercados que podrían afectar su estabilidad interna y los cuales se constituirían de esa manera en amenazas. Una situación similar de vulnerabilidad se daría con los Estados cuyo desarrollo los ha llevado a depender de ciertos bienes cruciales para cuya provisión deben recurrir a los mercados internacionales.

De lo anterior surge que cuando se habla de vulnerabilidad se está haciendo referencia a una característica de los actores estatales, mientras que las amenazas son cambios o acontecimientos externos a las unidades que pueden afectar negativamente su supervivencia, su integridad funcional o su estabilidad doméstica en función de las vulnerabilidades antes descritas. Evidentemente, tanto vulnerabilidades como amenazas no pueden ser iguales para todos los actores, ya que las vulnerabilidades surgen de las diferentes capacidades y características de cada Estado mientras que un cambio acaecido en el sistema internacional puede suponer una amenaza para un Estado o un grupo de Estados que es vulnerable a dicho acontecimiento y no afectar al resto.

A modo de ejemplo puede decirse que, cuando en el período bajo análisis se produce el marcado incremento de los precios internacionales del petróleo, este cambio afectó de forma diferente a los distintos Estados del sistema. En principio, los Estados afectados negativamente fueron los importadores de dicho recurso, ya que debían acudir a los mercados internacionales y pagar el elevado precio por un bien que no podían dejar de consumir⁵⁵, a menos no en el corto plazo. Sin embargo, el mero encarecimiento del petróleo como mercancía transable no significó directa y necesariamente un amenaza a la seguridad nacional de todos los Estados importadores, ya que ese es un grupo extremadamente heterogéneo que cuenta con actores con capacidad de hacer frente a dicho aumento y aquellos que no. Los Estados más vulnerables y que potencialmente podrían ver al incremento en los precios como una cuestión que afecte su seguridad son aquellos que no cuentan con las capacidades materiales, financieras o de otro tipo para hacer frente a la suba en los precios. En cambio, una potencia o Estado central del sistema vería como una cuestión urgente que amenaza a su seguridad nacional otros cambios en el sistema o en los mercados de hidrocarburos, tales como las restricciones a la oferta, obstáculos de diversa índole en rutas clave para su abastecimiento o inestabilidad interna en los principales proveedores, entre otras cuestiones.

Un aumento marcado en el precio de la energía puede ser fuente de inestabilidad doméstica para los Estados débiles del sistema internacional. Barry Buzan propone clasificar a los actores estatales según su fortaleza en cuanto Estados y describe un espectro que va de los Estados fuertes a los débiles. Esta clasificación no debe confundirse con la clásica distinción en términos de recursos agregados de poder, ya que cuando se habla de la fortaleza de un Estado se hace referencia a los tres elementos constitutivos principales de la "estatalidad", o sea a la idea ordenadora, las instituciones y la base material estatal. Un Estado es débil

fundamentalmente cuando no hay consenso sobre la forma en que se organiza internamente y hay ideas ordenadoras en pugna o cuando sus instituciones son inestables o son rechazadas por partes importantes de la población, debiendo ser impuestas mediante coerción sistemática. Es importante tener en cuenta esta distinción, porque como se verá más adelante, un Estado con instituciones débiles, como lo es la Argentina luego de la profunda crisis económica política y social que experimentó a fines de 2001, es más probable que perciba los efectos negativos causados por fenómenos externos sobre sus equilibrios macroeconómicos como amenazas a su estabilidad doméstica.

De lo dicho hasta aquí puede concluirse que la seguridad energética entendida como un objetivo del Estado nacional es la “persecución de la libertad y la habilidad para mantener su identidad independiente y su integridad funcional frente a amenazas que son producto de la inserción de ese Estado en los mercados de energía”, o más precisamente para el caso estudiado en este trabajo, de hidrocarburos. Adoptando esa definición puede obviarse la dificultad de definir a la seguridad energética haciendo referencia al acceso a los recursos, debido a que así se tienen en cuenta las diversas formas en que cada Estado se inserta en las corrientes de intercambio y los distintos lugares que ocupa en las cadenas de producción y comercialización de los recursos.

Las vulnerabilidades y amenazas no son estáticas sino que están sujetas a modificaciones. Como dice Buzan (1983), “el carácter de las amenazas no se mantiene constante en el tiempo, sino que cambia en respuesta tanto a los nuevos desarrollos en los medios de las amenazas como a la evolución de los Estados que altera la naturaleza de sus vulnerabilidades” (p. 86)

A modo de ejemplo, podría decirse que la falta de petróleo en territorio británico no fue motivo de preocupación y no representó una vulnerabilidad para Gran Bretaña en el Siglo XIX, debido a que el combustible utilizado de forma preponderante a nivel mundial era el carbón, recurso con el que sí contaba en forma abundante. El desarrollo de los motores de combustión interna y su progresiva adopción generalizada, con la consecuente necesidad de disponer de petróleo, implicó que sus autoridades problematizaran en términos de seguridad el acceso al hidrocarburo (Yergin, 2011).

De ello se desprende que en general son los dirigentes nacionales los encargados de entender un cambio sea en las capacidades del Estado o en el sistema internacional en términos de vulnerabilidad o amenaza a la seguridad nacional o, usando el término de Wæver, de “securitizar” dichos acontecimientos. Para dicho autor,

“un problema es caracterizado como una amenaza a la seguridad nacional cuando los dirigentes de un Estado los entienden en términos de desarrollos que amenazarían la soberanía o la independencia estatal de una forma rápida y dramática y que podrían socavar como resultado su orden político” (Wæver, p.73).

Debido a esta caracterización, el Estado se reservaría el derecho de responder tomando medidas urgentes o excepcionales en respuesta a dichas amenazas, las cuales implicarían un máximo esfuerzo por su parte. La “securitización” sería una versión extrema de la politización de una cuestión, y mediante ese acto del discurso, como lo denomina Wæver, el agente securitizador, en este caso el gobierno nacional, invoca la urgencia de cierta situación que plantea una amenaza existencial y la prioriza sobre las demás, reservándose el derecho de

tomar medidas excepcionales para abordarla (Buzan, et. al. 1998). En definitiva, cuando se securitiza un asunto, éste adquiere prioridad absoluta sobre los demás. En palabras de los autores,

“seguridad es el movimiento por el cual la política es llevada más allá de las reglas de juego establecidas y enmarca el asunto como una forma especial de política o bien por sobre la política. La securitización puede por lo tanto verse como una versión más extrema de la politización”. (Buzan et. al., 1998, p.)

Por su parte, para Gilpin (2009) los objetivos y los intereses que persiguen los Estados son determinados principalmente por los miembros dominantes de las coaliciones que gobiernan. El considera que no puede hablarse de un único objetivo que los Estados se plantearían maximizar en la arena internacional, tal como la adquisición de poder, y tampoco hay una serie de intereses que tienen necesariamente prioridad sobre los demás. El autor destaca que hay que entender los objetivos estatales no en términos de una jerarquía sino como un conjunto de valores a lo largo de una curva de indiferencia social. Esto implica no solamente que hay diferentes intereses y objetivos estatales que las autoridades buscan alcanzar, sino también que hay distintas combinaciones de ellos cuyo cumplimiento puede resultar aceptable para los gobernantes. Las distintas combinaciones de intereses y objetivos que buscan los Estados dependen de cada sociedad y están sujetas a procesos de cambio. Así, la forma en que se encare la seguridad energética en tanto objetivo estatal, la urgencia con que se perciba y la prioridad que se le dé por sobre otros objetivos dependerá en buena medida de las características o capacidades de cada economía nacional y de los cambios que sucedan en los niveles doméstico y sistémico. O dicho de otro modo, la prioridad que se le otorga a la seguridad energética en tanto objetivo estatal depende del grado de vulnerabilidad y las amenazas externas y su evolución y cambio con el tiempo.

El carácter dinámico de las amenazas y vulnerabilidades se debe a que el sistema internacional no es un medio estático. De acuerdo a Gilpin dicho sistema está en una condición de equilibrio dinámico, en el cual se dan cambios constantes. Dichos cambios se generan debido a transformaciones tecnológicas, económicas, políticas o militares y tienen efectos relativos diferentes para los distintos actores estatales, ya que para algunos supondrán beneficios mientras que para otros representarán perjuicios. Esta idea de cambio es fundamental en el tema abordado por este trabajo, ya que puede verse a las transformaciones acaecidas en los mercados de hidrocarburos producto de la “*revolución del shale*” como fuente de alteraciones que afectan de manera diferente a las capacidades, vulnerabilidades y amenazas percibidas por determinados actores del sistema internacional.

Gilpin distingue tres clases o tipos ideales de cambio a nivel internacional: cambio de sistemas, cambio sistémico y cambio de interacciones. El cambio de sistemas se da cuando cambia la naturaleza de los principales actores sistémicos. Al estar el carácter del sistema identificado con sus entidades más prominentes, sean imperios, Estados-nación o corporaciones, se produce una alteración fundamental cuando esas entidades cambian, por lo que se da el paso de un sistema a otro. El cambio sistémico supone un cambio en la gobernanza dentro de un sistema y se da debido a alteraciones en la distribución de poder, en la jerarquía de prestigio o en las reglas y derechos que establece el sistema. Es un cambio dentro de un sistema antes que un cambio de un sistema a otro. Por último, el cambio de interacciones hace referencia a

las modificaciones en las interacciones políticas, económicas y de otras clases y en los procesos que se dan en el sistema internacional. De acuerdo a Gilpin (2009), este es cambio que sucede frecuentemente a nivel sistémico, debido al mencionado carácter dinámico que ese nivel posee y entre los ejemplos que desataca se encuentra la alteración en los patrones de intercambio comercial. Estas clases de cambio a nivel sistémico suponen beneficios y pérdidas relativas para los distintos actores del sistema.

Si se analiza el desarrollo de la técnica de fractura hidráulica en tanto cambio de interacciones al permitir alterar los patrones de intercambio comercial debido a la explotación masiva de yacimientos poco permeables, se puede notar que ciertamente afectó de manera diferente a determinados actores, por un lado a Estados Unidos y por el otro a sus proveedores de petróleo, según el lugar que ocupan en dichos intercambios internacionales.

Para Estados Unidos supuso reducir su vulnerabilidad con respecto a los mercados de hidrocarburos y a los proveedores, debido a que el incremento en la producción petrolera le permitió reducir sensiblemente sus importaciones, objetivo que buscó de forma continua luego del primer shock petrolero de 1973. Por el contrario, varios de sus proveedores se vieron perjudicados al ser reducidas sus exportaciones al país norteamericano, especialmente como se vio en el caso de los de la costa occidental de África. Sin embargo, al incrementar la producción estadounidense y reducir su demanda de importaciones, la revolución del *shale* también fue un factor que contribuyó a la caída de los precios internacionales del petróleo. En ese sentido, afecta de forma un tanto más indirecta pero no menos intensa a aquellos Estados que dependen en gran medida de las exportaciones de hidrocarburos para obtener ingresos de divisas y recursos fiscales.

Por otro lado, en otro grupo de países, particularmente aquellos cuya industria no alcanzaba a cubrir su demanda, se buscó replicar la experiencia estadounidense y explotar sus reservas no convencionales. Entre ellos se da el caso de Argentina, que ante un cambio a nivel sistémico que le permitiría desarrollar nuevos recursos apostó por el *fracking* como forma de reducir la vulnerabilidad creciente que experimentaba debido a su declinante industria petrolera.

Autoabastecimiento, seguridad energética y recursos no convencionales en Argentina

En el capítulo anterior se vio cómo la caída progresiva en los niveles de reservas y producción de la industria petrolera argentina había supuesto un cambio en el modo en el que el país se insertaba en los mercados internacionales de hidrocarburos. Esta “crisis energética”, como se la denominó, supuso una creciente dependencia con respecto a las importaciones de energía, particularmente gas natural, para hacer frente a una demanda en aumento⁵⁶. Puede decirse, usando los conceptos discutidos en la sección anterior, que la conjunción entre la crisis energética y el aumento de las importaciones constituyeron una importante fuente de vulnerabilidad para el país.

Para identificar específicamente cuáles serían las vulnerabilidades y las amenazas que surgen de esta nueva inserción del país en los mercados de hidrocarburos, se considera útil hacer referencia al “Marco de Seguridad Energética Nacional” elaborado por el Global Energy

Assessment Council el cual reconoce tres perspectivas para abordar dichas cuestiones. Esas perspectivas son las de soberanía, robustez y resistencia de los sistemas energéticos nacionales y cada una de ellas identifica distintas amenazas y sugiere estrategias específicas para abordarlas (Johansson, Patwardhan, Nakicenovic, Gomez-Echeverri, 2012).

La primera perspectiva ve a las amenazas a la seguridad energética como producto principalmente de acciones fuera del control del Estado, realizadas por actores externos de forma intencional, tales como políticas de Estados que resultan perjudiciales, actos terroristas o la actividad de grandes actores con gran influencia en la industria. Bajo esta perspectiva dichas amenazas deben abordarse incrementando el control del Estado sobre los suministros de energía, por ejemplo privilegiando las fuentes domésticas o ejerciendo cierto control sobre las fuentes externas.

La segunda perspectiva, por su parte, hace referencia a riesgos que surgen no de acciones intencionadas de actores externos, sino de variables conocidas económicas, tecnológicas y naturales que se sabe o se predice tendrán un efecto negativo sobre la seguridad energética nacional. Dichas amenazas son el agotamiento de los recursos naturales no renovables que son fuente de energía, el deterioro de la infraestructura o la capacidad insuficiente para hacer frente a una demanda energética creciente. Las estrategias que se desprenden de esta perspectiva son la conversión hacia fuentes más abundantes de energía, la inversión en infraestructura y la reducción de la intensidad energética de la economía nacional promoviendo la eficiencia.

La perspectiva de la resistencia, por último, concierne a las amenazas imprevistas a los suministros y los sistemas energéticos y a la capacidad de éstos para superarlas. Esas amenazas comprenden por ejemplo los desastres naturales que afectan infraestructura energética clave o la volatilidad de los precios internacionales y las medidas que implica pasan sobre todo por la diversificación de las fuentes de energía.

Si se consideran los indicadores que utilizan los autores del Marco para evaluar las distintas vulnerabilidades de los sistemas energéticos, se puede observar que la situación energética argentina a partir de 2005 presenta vulnerabilidades que pueden enmarcarse en cada una de las tres perspectivas. Dichos indicadores son: la relación de reservas sobre producción, el horizonte temporal de reservas y el incremento en la demanda de las fuentes de energía para el caso de la robustez del sistema; el peso de las importaciones en el consumo doméstico y la concentración de las importaciones en pocos proveedores en el caso de la soberanía sobre el sistema y la diversidad de fuentes de energía en la matriz energética y de las vías por las cuales se adquiere la energía tanto doméstica como importada en el caso de la perspectiva de resistencia.

Tal vez las vulnerabilidades más evidentes sean las que se engloban en la robustez del sistema energético argentino, ya que como se observó en el capítulo anterior, las reservas probadas de gas natural caen en un 24% mientras que las de petróleo se mantienen relativamente estables luego de una pronunciada caída con respecto a los volúmenes del año 2000. Si se consideran los volúmenes de producción del período, la caída de las reservas implica un horizonte temporal reducido, de alrededor de 13 años para el crudo y de sólo 8 para el gas natural. Esa dinámica se da en el contexto de una creciente demanda que se recupera a partir de 2003,

incrementándose en más de un 13% en el caso del gas natural entre 2005 y 2014, la cual debe satisfacerse mediante un incremento en las importaciones.

La fuerte demanda de energía y el incremento de las importaciones tornaron al país vulnerable respecto a acontecimientos externos, o amenazas, provenientes de los mercados internacionales de hidrocarburos. Como ya se mencionó, en el período examinado se dan incrementos record en la cotización del barril del petróleo, la cual arrastró consigo a los precios de otros combustibles como el gas natural. La conjunción de la necesidad de importar grandes volúmenes de energía junto con el incremento en su precio, supuso el anteriormente mencionado marcado deterioro en las cuentas externas. En cierta forma, si se considerara la definición de seguridad energética como “disponibilidad de recursos a un precio razonable” para el gobierno argentino el último término de esa ecuación no estaría garantizado.

Por otra parte, es claro que Argentina es vulnerable si se considera la perspectiva de la resistencia debido al perfil característico que posee la matriz energética nacional. Un país como la Argentina, que depende en casi un 90% de los hidrocarburos para satisfacer sus necesidades energéticas, no puede a corto plazo dejar de demandar dichos recursos. Ello se debe a que, para reducir ese consumo en forma significativa se necesitaría hacer una reconversión económica significativa. Es por ello que, ante el déficit que reportaba la producción doméstica para suplir la demanda, la importación de gas natural y derivados de petróleo fue algo inevitable en el contexto del período señalado. Por otra parte, tomando el otro indicador de la perspectiva de la resistencia del sistema energético, se observa que las importaciones de gas natural ingresan al país por un pequeño número de instalaciones (gasoductos y plantas regasificadoras) lo cual podría llegar a representar un problema en caso de que alguna falle por algún motivo.

Por último, desde la perspectiva de la soberanía se destaca el creciente peso de las importaciones en la demanda interna y la concentración en cuanto a los proveedores, lo cual implicaría la pérdida de control por parte de los actores nacionales de una variable estratégica como lo es el suministro de energía. De hecho, como se verá más adelante, ésta es una de las justificaciones que esgrime el gobierno nacional para tomar medidas excepcionales en este campo. El país estaría de este modo crecientemente expuesto a las decisiones que toman actores externos que poseen gran influencia sobre la industria petrolera global, la cual se destaca por la creciente concentración de la producción convencional en pocas regiones y países.

Argentina pasa de exportar gas natural por alrededor de un 10% de su demanda interna en 2005 a importar más del 20% de lo que consume en 2014. A ello se suma que las importaciones desde Bolivia representan el 50% del total de las compras al exterior de ese combustible y un 72% de las de crudo en 2014. Si bien hay una marcada concentración en un solo proveedor, como se señaló anteriormente las amenazas pueden ser de distinta naturaleza según los Estados involucrados. Para ciertos Estados, la inseguridad energética puede pasar por depender en gran medida de la provisión por parte de un único productor, este sería el caso de Europa Occidental, particularmente Alemania, que dependen de Rusia, país que se teme podría guiarse por consideraciones políticas o de otro tipo a la hora de suministrar los recursos. En ese caso, son las relaciones entre los importadores y exportadores y eventualmente los Estados por los que cruzan los gasoductos, las que se problematizan en

términos de amenazas. En el caso argentino, no se considera que la relación con Bolivia haya dado lugar a que el gobierno plantee la dependencia de la provisión de hidrocarburos bolivianos en términos de prioridad o emergencia, característicos de la seguridad.

A pesar de que el Estado Plurinacional de Bolivia a partir de la nacionalización del sector ejerce un rol fundamental en la industria de los hidrocarburos y desde el gobierno de ese país se llamó a renegociar los contratos de venta de gas natural con Argentina, no se cree factible que Bolivia utilice como arma política la provisión de energía para lograr otros objetivos. El simple hecho de depender en buena medida de un proveedor no debe considerarse automáticamente como una amenaza ya que entran en juego otros factores, como la historia del vínculo bilateral, la interdependencia que se desarrolla a raíz del intercambio y el estado de las relaciones globales entre ambos países. Sí podría llegar a problematizarse la eventualidad de que por distintas razones, Bolivia no pueda enviar los volúmenes requeridos, como pasó con los términos pactados en el Acuerdo de 2006 (Ceppi, 2014).

Si bien se pueden identificar diferentes tipos de vulnerabilidades que surgen de la nueva inserción en los mercados de energía que enfrenta el Estado Argentino en el período estudiado, se considera que el gobierno nacional vio como urgente o prioritario abordar la vulnerabilidad causada por la falta de robustez del sistema energético, ya que esa situación implicó el creciente peso en las cuentas nacionales que supuso la crisis energética en conjunción con los precios internacionales. El déficit en el intercambio de combustibles fósiles fue un factor fundamental en la licuación de los superávits gemelos en los que se basó el gobierno kirchnerista para superar la crisis y las restricciones externas que implicó. Al ya mencionado deterioro en el saldo de cuenta corriente a partir de 2010, debe agregarse el de las cuentas públicas, ya que hay déficit primario desde 2012 producto del peso creciente de los subsidios tanto a la oferta como a la demanda de una energía crecientemente costosa (Montamat, 2014; De Santis, 2013). Es importante tener esto en cuenta debido a que la situación económica del país tiende a deteriorarse hacia finales del período estudiado, lo cual ciertamente supone una preocupación para el gobierno nacional.

Las estrategias que adoptaron las autoridades nacionales para revertir esa situación de vulnerabilidad creciente se inscriben también en las tres perspectivas descritas. Mediante una serie de medidas y programas sectoriales se apuntó al desarrollo de fuentes alternativas de energía y a la mayor eficiencia en el consumo. De entre ellas, hay una medida que se destaca por su trascendencia en la industria petrolera nacional: la promulgación de la ley 26741 que declara como de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y ordena la expropiación del 51% del paquete accionario de la empresa YPF.

Entre las disposiciones adoptadas por las autoridades nacionales en el período 2005-2014 que tendieron a incrementar el abastecimiento del mercado interno y así reducir dicha vulnerabilidad pueden destacarse:

- La imposición de derechos a la exportación: como se observó en el capítulo anterior. Una característica distintiva de la política petrolera a partir de la crisis del 2001 fue la imposición de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos. Si bien en una primera instancia estos derechos perseguían objetivos tributarios, luego su lógica cambiaría y su objetivo sería, especialmente en el caso del gas natural, desalentar las exportaciones

priorizando el abastecimiento del mercado interno⁵⁷. Como se destacó anteriormente, a partir de 2008 las alícuotas de las exportaciones de gas superan el 100% tornando no rentable la venta al exterior del recurso. Si se observa la evolución de las exportaciones, el impacto de esta medida es evidente. En el caso del petróleo crudo, si bien se siguió exportando en el período estudiado, el congelamiento del precio que percibían los exportadores en 42 dólares ciertamente tuvo un impacto en las exportaciones. Sin embargo, podría decirse que en este recurso la lógica seguía siendo fiscal, buscando participar en la alta rentabilidad que reportaban para las empresas los altos precios internacionales.

- Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011: La Resolución 599/2007 instituía legalmente el llamado “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011”. Ese acuerdo establecía que en la comercialización del gas natural los productores debían privilegiar el abastecimiento al mercado interno por sobre las exportaciones, ya que ante una eventual insuficiencia de la oferta para cubrir la demanda interna, la Secretaría podría disponer el redireccionamiento de determinados volúmenes del recurso destinados originalmente a la exportación.

- El Plan Energía Total: este plan fue adoptado por la Resolución 459/2007 y tenía como objetivo diversificar la matriz energética mediante el fomento a la sustitución del uso del gas natural. Esto se buscaba conseguir mediante subsidios a las empresas que tomaran medidas para reemplazar el uso de ese combustible por otras fuentes de energía.

- El fomento a las nuevas inversiones: el gobierno buscó otorgar beneficios a aquellas empresas que destinaran partes mayores de sus ingresos a la inversión en exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. Mediante la ley 26154 de 2006 se creó un sistema de exenciones impositivas a aquellas empresas que se asociaran con ENARSA para explorar las cuencas sedimentarias argentinas tanto productivas como no productivas, en tierra como en la plataforma continental. De forma similar, los Planes Petróleo Plus, Refinación Plus y Gas Plus otorgaban beneficios impositivos a aquellas empresas que invirtieran y aumentaran sus reservas y producción. El último de los mencionados planes establecía beneficios para aquellos productores que destinaran fondos a la exploración y explotación de nuevos recursos de gas natural que no estuvieran siendo explotados y de recursos que tuvieran características geológicas peculiares, tales como las formaciones poco permeables.

Sin embargo, dichas medidas probarían ser escasamente eficaces, no reportando incrementos sensibles en los niveles de reservas y producción. Ante la falta de éxito de esas políticas, el Estado buscaría retomar el control sobre el suministro de energía que utiliza mediante un instrumento de importancia fundamental en la industria: la empresa YPF.

En 2004 el Estado nacional había ya tratado de suplir la ausencia de una empresa estatal en la industria petrolera mediante la creación de ENARSA, la Empresa Nacional de Energía Sociedad Anónima con la ley 25943. A dicha empresa se le encomendó un amplio rango de actividades tanto a nivel de producción como de distribución, y su rol no se limitaría solamente a los hidrocarburos sino que intervendría en otras ramas de la energía. Por otra parte, en lo que hace específicamente a los hidrocarburos se le adjudicó las concesiones para explotar la plataforma continental argentina y se buscó realizar por su intermedio empresas conjuntas

con el sector privado. Sin embargo, en la práctica ENARSA no tendría ningún rol en el “upstream” o extracción de hidrocarburos (Bravo, 2015). Su función principal sería la de contratar envíos de gas natural tanto desde Bolivia como por buques de Gas Natural Licuado.

YPF en el período considerado continuaba siendo la empresa petrolera más importante del país, con el consecuente impacto sobre la industria nacional. Sin embargo, durante el lapso en que la empresa se encontró bajo control de la española Repsol su participación en el total producido a nivel nacional se había reducido de forma marcada al igual que su stock de reservas. De acuerdo a los datos publicados en el decreto que dispuso su intervención, en 1997 la empresa, del total nacional había extraído el 42% del petróleo y el 37% del gas natural mientras que en 2011 dichos porcentajes eran 34 y 23 respectivamente. Por su parte, sus reservas de petróleo se habían contraído aproximadamente un 44% mientras que las de gas lo habían hecho en un 56%. Es precisamente esta situación de deterioro en las cifras de la empresa y el consiguiente impacto que tenía en la industria total, la que serviría como justificación para que el gobierno la expropiara (Ramallo, 2012).

La expropiación se materializaría en 2012, luego de que diferentes provincias rescindieran concesiones explotadas por la empresa en sus respectivas jurisdicciones (Fernández, 2013) aduciendo incumplimiento en las obligaciones de invertir. En abril de ese año, el Poder Ejecutivo nacional enviaría al Congreso el proyecto de la que sería la ley 26741 que tenía como uno de sus títulos la expropiación del 51% de las acciones de la empresa.

La apuesta por los recursos no convencionales en la búsqueda del autoabastecimiento

La ley 26741 es fundamental para el tema abordado en este trabajo debido a que en sus disposiciones vincula a la temática de la seguridad energética con el proceso de cambio a nivel sistémico causado por los desarrollos de las nuevas técnicas de extracción.

Dicha ley fue promulgada el 4 de mayo de 2012 y cuenta con tres ejes: la declaración del logro del autoabastecimiento de hidrocarburos como objetivo, la creación de un Consejo Federal de Hidrocarburos y la recuperación por parte del Estado del control de la empresa YPF. En el primer capítulo, denominado “De la Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”, se establece que el logro del autoabastecimiento en hidrocarburos es de “interés público nacional” y se lo describe como un “objetivo prioritario de la República Argentina.” El texto de este capítulo indica que las autoridades nacionales consideraban como urgente la adopción de medidas dirigidas a tratar el problema que suponía la declinación de la industria petrolera nacional y ese carácter urgente es el que sirve de fundamento para las medidas excepcionales que se adoptan en la misma norma.

Como ya se destacó, para Buzan esos rasgos de excepcionalidad y urgencia indican cuándo una cuestión puede ser entendida por un Estado en términos de seguridad. En este caso, la lógica subyacente de la ley es que, con el fin de alcanzar ese objetivo prioritario o urgente para el país representado por el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero, se toma la medida excepcional de expropiar el 51% del paquete accionario de la principal empresa petrolera del país. Es por esta lógica que se puede decir que las autoridades nacionales percibieron a la

vulnerabilidad del país causada por la pérdida del autoabastecimiento en términos de seguridad, o “securitizaron” la cuestión en términos de Wæver. Esto se plantea de forma explícita en la fundamentación del decreto por el que se interviene YPF de forma previa a su nacionalización.

En ese decreto se declara que el gobierno nacional “ante la gravedad de la situación planteada y para solucionar tal problema” enviaba al Congreso el proyecto de la ley 26741. Esa gravedad surgía de la pérdida del autoabastecimiento que implica para la economía del país estar “sometida a los vaivenes del precio internacional que, además, depende de factores geopolíticos y especulativos.” Por otra parte, se reconoce el carácter estratégico que tienen los hidrocarburos para Argentina debido a su peso en la matriz energética nacional. Ello reviste de mayor gravedad al hecho de que, debido a la creciente dependencia de las importaciones, el país se ve afectado por “los movimientos internacionales en el mercado de hidrocarburos, estando este último principalmente dominado por el comportamiento de un oligopolio mundial como es la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).”

Es necesario aclarar que las amenazas descritas no serían de carácter existencial, al considerarse que las autoridades nacionales no entendieron que el creciente peso de las importaciones de hidrocarburos en las cuentas nacionales ponía en duda la continuidad del Estado o de la economía nacional. Esta es una diferencia clara con respecto al planteo que realizan los autores de la escuela de Copenhague sobre el concepto de seguridad y securitización, por lo que se cree útil distinguir entre seguridad nacional en general y seguridad energética entendida como el objetivo de un Estado de estar libre de amenazas, existenciales o no, provenientes de su inserción en los mercados internacionales de energía. Sólo en el marco más restringido de la seguridad energética, y de las vulnerabilidades y amenazas que supone, sería correcto hablar de “securitización” de la cuestión del autoabastecimiento.

La estrategia de las autoridades nacionales para recuperar el mencionado autoabastecimiento de hidrocarburos se plasma en los principios de la política petrolera del país, enunciados en la ley 26741. Esos principios son:

- a) La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- b) La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- c) La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- d) La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;
- e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo tecnológico en la República Argentina con ese objeto;
- f) La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;

- g) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;
- h) La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Estos ejes de la política petrolera descritos por la norma asignan un papel fundamental, en el logro del autoabastecimiento en tanto objetivo prioritario del país, a la explotación mediante fractura hidráulica de yacimientos poco permeables. Esto es evidente cuando la norma plantea que se deben convertir los recursos en reservas comprobadas, que se debe fomentar la inversión pública y privada para la explotación de hidrocarburos no convencionales y que se deben incorporar nuevas tecnologías y modalidades en la industria.

El Estado argentino busca mediante su política petrolera emular la experiencia estadounidense y explotar masivamente los abundantes recursos prospectivos con los que contaría el país. Como se ve, la estrategia que adopta para alcanzar ese objetivo es la integración de los capitales privados y públicos, para ello retoma el control de la principal empresa petrolera que actúa en Argentina, YPF. La empresa se convierte así en el principal instrumento con el que cuenta el Estado para desarrollar la política energética delineada en la ley. Asimismo, es evidente que la nueva YPF S.A. adquirida por el Estado apostaría fuertemente por el desarrollo de los recursos no convencionales. Como ya se destacó en el capítulo anterior, YPF realizaría una serie de asociaciones con empresas extranjeras para la explotación conjunta de las formaciones de esquistos nacionales. A ello debe sumarse que en su plan estratégico 2013-2017, la empresa dirigida por Miguel Galuccio menciona como uno de sus activos principales las concesiones que tiene en las formaciones de esquistos en el país y se propone que en ese período la explotación de los yacimientos shale aporte un 46% del incremento del total de crudo producido y un 33% del gas natural, elevando en 100.000 barriles diarios la extracción y en 13 millones de metros cúbicos diarios respectivamente. El mismo Galuccio cuando asumió su cargo destacó que quería que YPF fuera líder en desarrollo de explotaciones no convencionales.

Puede decirse así que el Estado argentino busca capitalizar un cambio de interacciones a nivel sistémico, como lo es el desarrollo de las técnicas para explotar los recursos no convencionales, con el objeto de incrementar el nivel de seguridad energética del país. A pesar de ello, no hay necesariamente una relación directa entre la posesión de abundantes recursos no convencionales y la reducción de la vulnerabilidad argentina frente a los mercados de hidrocarburos, o dicho en otros términos para lograr ese objetivo el potencial argentino en recursos aún debe transformarse en capacidades. Esto se debe a que la experiencia norteamericana de la “revolución del shale” se da en un contexto muy específico tanto a nivel doméstico en Estados Unidos como a nivel internacional, el cual sería difícil de replicar por parte de la Argentina. En la siguiente sección se abordarán algunos de los factores domésticos y externos que favorecen y obstaculizan el desarrollo de la explotación masiva de hidrocarburos mediante fractura hidráulica en el país.

Entre los factores que favorecerían el desarrollo en gran escala de los yacimientos de esquistos en Argentina se encuentran:

1. La dotación de recursos y su geología: ya se destacó que Argentina contaría con abundantes recursos no convencionales en varias de sus cuencas sedimentarias, especialmente en la neuquina. A ello debe agregarse que dicha cuenca tiene características específicas que facilitan la explotación mediante fractura hidráulica: debido a su origen marino, la formación respondería de forma favorable a la estimulación ya que tendería a fragmentarse con mayor facilidad creando canales por los cuales escaparían los hidrocarburos. Al tener un bajo componente de arcillas, la roca generadora no sería tan dúctil como otras formaciones por lo que se estima que se podría extraer un mayor volumen de los recursos in situ. Por otra parte, la formación Vaca Muerta es relativamente gruesa (YPF) en ciertos sectores, lo que permitiría el uso más extendido de la relativamente más barata perforación vertical.
2. El estado de la industria y la infraestructura instalada: Argentina al ser un país con una extensa historia en la extracción de hidrocarburos cuenta no solamente con empresas, capacidad técnica y recursos humanos para iniciar la explotación a gran escala de las formaciones shale, sino que también posee obras de infraestructura, entre las cuales se destaca una extensa red de gasoductos que favorecen la actividad. Esto es especialmente evidente en el caso de la cuenca neuquina, la cual ha sido tradicionalmente la principal zona productora de gas natural del país luego de los grandes descubrimientos de la década del setenta.
3. La decisión pública y privada de explotar los yacimientos: ya se mencionó cómo las autoridades nacionales apuestan por el desarrollo de los yacimientos poco permeables como forma de revertir la declinación de la industria. A ello debe agregarse que luego de la expropiación de YPF el gobierno nacional dictó normas que sirven de marco legal para las inversiones privadas que busquen desarrollar los recursos, entre las cuales se destacan los decretos 927 y 929 de 2013. El decreto 927/2013 otorga beneficios arancelarios especiales a las empresas que realicen nuevas inversiones al permitir la importación libre de aranceles o con alícuotas reducidas de bienes de capital para las explotaciones petroleras mientras que el decreto 929/2013 establece el “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” mediante el cual se establece que aquellas empresas que realicen inversiones en el sector por más de 1.000 millones de dólares gozarán a partir del quinto año de producción del beneficio de poder disponer libremente del 20% de su producción y podrán exportarla libre de aranceles. Este último decreto también crea la figura de “Explotación No Convencional de Hidrocarburos” como forma de concesión particular. Por otra parte, como ya se mencionó las empresas privadas tanto nacionales como extranjeras se han mostrado interesadas en el desarrollo de los recursos de esquistos siendo el caso de Chevron quizás el más significativo.

Por otro lado, entre los factores que pueden obstaculizar un eventual desarrollo extensivo de la extracción mediante estimulación hidráulica se pueden mencionar:

1. La falta de “licencia social” para las explotaciones debido a los efectos ecológicos adversos con los que se relaciona el “fracking”: la licencia social hace referencia a la “aceptación de las compañías y de sus proyectos dentro de las comunidades locales”

(Realidad Minera). Dicha aceptación se ve obstaculizada por la relación entre el uso de la fractura hidráulica y distintos impactos ambientales negativos, entre los que se encuentran la contaminación de las napas subterráneas por el líquido de fractura durante la perforación o el flowback durante la producción, las filtraciones de metano hacia dichas capas de agua, la relación entre la estimulación hidráulica y la sismicidad y el uso de químicos tóxicos en los fluidos utilizados. Las preocupaciones que generan esos efectos llevaron a que distintos sectores de la sociedad civil se manifestaran en contra del uso de la explotación de los yacimientos shale. Asimismo, diferentes localidades de la Argentina adoptaron medidas precautorias imponiendo prohibiciones al uso de la fractura hidráulica (Bertinat et. al. 2014).

2. La falta de recursos financieros y capital para hacer frente a la explotación: la extracción de los recursos de esquistos requiere el desembolso de grandes volúmenes de inversiones para mantener los volúmenes de producción estables debido a la rápida declinación de la productividad de los pozos cuando se la compara con la explotación convencional (Hughes, 2014). Debido a las características distintivas de los yacimientos, el fracking es mucho más intensivo en términos de capital y requiere la realización de perforaciones y fracturas constantes, las cuales son relativamente más costosas que las tradicionales excavaciones verticales (Maugeri, 2013). La inversión de grandes sumas por otra parte se vio obstaculizada en el período estudiado por los conflictos con los acreedores internacionales o hold outs y con la española Repsol que demandó al gobierno por la expropiación.
3. Desplome de los precios internacionales: Quizá el obstáculo más grande al desarrollo del *shale* en Argentina lo constituya la pronunciada caída en los precios internacionales del petróleo que comienza a principios de 2014. Debido a que como se dijo el *fracking* es tan intensivo en inversiones y demanda la realización de constantes perforaciones para mantener la producción, se debe dar un contexto de precios que tornen económicamente factibles esa técnica. Mucho se especula sobre el impacto último que puede llegar a ocasionar sobre la revolución del *shale* en Estados Unidos el nuevo nivel de precios en los mercados internacionales, pero es insoslayable el hecho de que explotar los recursos de esquisto es más costoso que los convencionales y que una reducción a nivel global de la oferta de hidrocarburos por los bajos precios empezaría por los productores que afrontan mayores costos y los que son menos eficientes. Este contexto ciertamente desalienta las inversiones internacionales en el desarrollo de las formaciones argentinas a pesar de que el gobierno nacional decidió mantener cotizaciones del barril y del gas natural superiores en el mercado doméstico con el fin de atraer capitales (Sica, 2015).

La factibilidad de revertir la tendencia a declinar de la industria petrolera argentina y hacia la creciente vulnerabilidad respecto a los mercados internacionales va a depender de la interacción entre esos y otros factores. Es evidente que el logro del autoabastecimiento del país solamente se puede dar en el mediano plazo y que el descubrimiento de grandes volúmenes de recursos de esquistos no remedia inmediatamente la dependencia respecto a

las importaciones. Es por ello que para que puedan capitalizarse los factores favorables y sobreponerse las limitaciones, el logro del autoabastecimiento debe permanecer como un objetivo prioritario o como una política de Estado para la dirigencia argentina. La jerarquización de ese asunto no es algo necesario y depende de los contextos doméstico e internacional. Es probable que un cambio político en el país, como el que acaeció en 2015, pueda suponer que una nueva administración replantee las prioridades en torno a la política energética y petrolera. Las preocupaciones sobre los impactos ambientales causados por la fractura hidráulica pueden pesar más que la necesidad de contar con autoabastecimiento. Por otro lado, la posibilidad de dicha reformulación se hace más probable si se considera que el ambiente internacional no representa una presión tan acuciante sobre las cuentas externas debido a la caída de los precios. La “des-securitización” de la creciente dependencia de los mercados internacionales de hidrocarburos es una posibilidad real ya que la agenda política no está exenta, al igual que el sistema internacional, de cambios y puede sufrir transformaciones con el tiempo.

Reflexiones Finales

En este trabajo se abordó como cuestión fundamental la importancia que tienen los procesos de cambio en el sistema internacional. Para tal fin se observó cómo la dinámica de la industria petrolera a nivel global supuso alteraciones relevantes para diferentes actores estatales. Como se observó, es evidente que los cambios económicos en el sistema influyen sobre los objetivos políticos y las prioridades que los Estados, o más precisamente sus dirigentes, se plantean.

Con el fin de estudiar esa dinámica, se abordó en primer lugar el impacto que tuvo la explotación de los recursos no convencionales sobre la industria petrolera estadounidense. Se pudo apreciar que la revolución del *shale* transformó profundamente dicha industria, elevando los niveles de producción que venían decreciendo desde los setenta, década en la cual se creía que los yacimientos de Estados Unidos habían alcanzado su “pico petrolero”. Asimismo, se hizo énfasis en las consecuencias que dicha transformación tuvo para otros actores del sistema, como los exportadores de hidrocarburos convencionales, particularmente aquellos que proveían al mercado estadounidense.

Adicionalmente, se observó cómo el desarrollo de nuevas técnicas y la innovación en la industria permitió una importante alteración en la geografía global de la producción y reservas de petróleo y gas natural. Al permitir la extracción comercial de volúmenes relativamente abundantes de hidrocarburos hasta ese momento no rentables, la combinación de la fractura hidráulica con las perforaciones horizontales, ciertamente se constituyó en una fuente de cambio en las interacciones comerciales y económicas en general que se dan entre los actores del sistema. Ese cambio de interacciones económicas se relaciona e impacta sobre los objetivos políticos y de seguridad que buscan los Estados con relación a las fuentes de energía. Dicho impacto afecta a los actores de manera diferente dependiendo de su inserción en los mercados de hidrocarburos y de los volúmenes de recursos no convencionales que posean en sus territorios. Así, mientras que para Estados Unidos supone una reducción de su históricamente importante dependencia con respecto a la importación de petróleo, la cual lo ha llevado a intervenir y mantener una presencia constante en las principales zonas productoras con el objeto de asegurar el suministro y la oferta global, para los tradicionales productores y exportadores implicó el surgimiento inesperado de nuevos competidores para el abastecimiento del mercado norteamericano. Por otra parte, para aquellos actores que simultáneamente cuentan con recursos *shale* y que se insertan en tanto importadores netos en los intercambios globales de energía, las nuevas técnicas permitieron la posibilidad de desarrollar la extracción de dichos recursos para abastecer su demanda mediante la producción doméstica y depender de esa forma en menor medida de los mercados internacionales.

Por otra parte, se analizó la posibilidad de que la experiencia estadounidense se emulara en Argentina, examinando el rol que ha tenido el gobierno nacional en el fomento de la aplicación de las nuevas técnicas. Se realizó una estimación del volumen de recursos de esquistos con que contaría Argentina y se lo comparó con las reservas del país con el fin de tener una idea aproximada de cuál sería el impacto sobre la industria petrolera argentina de un boom petrolero similar al estadounidense. También se realizó una descripción de la dinámica de la

industria petrolera en el país, constatando la declinación de las reservas y de la producción en el período 2005-2014.

Los cambios domésticos en dicha industria sumados al incremento de la demanda luego de la crisis del 2001 y a una matriz energética excesivamente dependiente de los hidrocarburos supusieron que Argentina viera su inserción en los mercados internacionales alterada. Así el país pasaría de ser exportador neto a importador neto de hidrocarburos, en un contexto que se destaca por los altos niveles de precios internacionales.

En esa coyuntura marcada por el incremento de las importaciones y el aumento de precios, se observó cómo el gobierno nacional argentino se fijó como prioridad el logro del autoabastecimiento en hidrocarburos. En este trabajo se planteó que dicho objetivo debe verse en términos de seguridad energética, debido a que las autoridades nacionales verían como una vulnerabilidad la creciente dependencia de los mercados de hidrocarburos causada por la contracción de las reservas y de la producción. Se considera que debido a la relativa debilidad del Estado argentino luego de la crisis del 2001, las autoridades percibirían el creciente desequilibrio macroeconómico causado por la pérdida del autoabastecimiento como una fuente de inestabilidad doméstica. Si bien no se considera que se haya interpretado esta cuestión como una amenaza existencial a la seguridad nacional general, sí se le daría prioridad en tanto objetivo de la política energética nacional, lo cual justificaría la adopción de medidas extraordinarias, como lo fue la expropiación de YPF y la consiguiente apuesta por los recursos no convencionales. Mediante la estrategia de desarrollar las fuentes de energía doméstica se busca reducir la vulnerabilidad frente a un proceso de cambio considerado como amenazante: los incrementos récord en los precios internacionales del crudo.

Es importante tener en cuenta que la relación entre los procesos de cambio económicos y políticos en el sistema no es unidireccional, sino que podría hablarse de reciprocidad y retroalimentación entre ambos ámbitos o sectores. Ello se debe a que no sólo las transformaciones económicas impactan sobre las políticas y objetivos estatales, sino que estos últimos también generan evidentes cambios en las industrias e intercambios globales.

Tomando como ejemplo la industria petrolera puede decirse que el surgimiento del petróleo como fuente de energía utilizada de forma masiva planteó una importante fuente de alteraciones políticas para el sistema internacional. Los Estados no serían indiferentes ante el hecho de poseer o no esos recursos considerados estratégicos o indispensables. De esa forma, los países productores cuyos ingresos eran crecientemente dependientes de las exportaciones de petróleo o gas natural estaban interesados no solo en mantener una demanda estable para sus envíos, sino también en conseguir un precio adecuado por sus recursos. Por otro lado, los Estados importadores verían como un objetivo a alcanzar el adecuado suministro de dichos recursos, para lo cual buscarían desarrollar sus industrias propias o asegurarse la estabilidad de la oferta global, según sus capacidades.

A su vez, esos intereses y objetivos estatales repercutirían de forma insoslayable sobre la industria petrolera global. Un ejemplo evidente se da con los llamados “shocks petroleros” de la década del setenta: cuando los países agrupados en la OPEP decidieron la cuadruplicación de los precios en 1973, las reglas de juego de la industria cambiaron de forma fundamental. El nuevo nivel de precios, no solamente supuso una masiva transferencia de recursos desde los

importadores a los exportadores, sino que también alteró las condiciones mismas en las que se desenvolvía la industria a nivel global. Es así como, a través de una decisión, política como lo fue la suba de los precios, se permitiría el desarrollo de yacimientos hasta ese momento no rentables por las dificultades técnicas que planteaban y por las cuantiosas inversiones que demandaban. De ese modo, nuevas regiones productoras, como la del Mar del Norte, entraron en línea y aportaron más recursos a la oferta global. Por otro lado, en Estados Unidos el uso del petróleo como herramienta política por parte de los productores se interpretó como una amenaza a la que era particularmente vulnerable por su creciente necesidad de importar para satisfacer su demanda de energía. Como se vio, esa situación llevó a las autoridades de ese país a buscar disminuir sus niveles de vulnerabilidad mediante el fomento de nuevas técnicas que permitieran explotar recursos no convencionales domésticos lo cual sentaría las bases para la gestación de la revolución del *shale* en el país norteamericano.

Detrás del boom petrolero estadounidense hay causas tanto políticas como económicas. Como se mencionó el desarrollo de yacimientos domésticos no convencionales fue fomentado por el gobierno federal estadounidense, pero sería la conjunción de las innovaciones de empresas privadas en el desarrollo de técnicas comercialmente viables y los relativamente altos niveles de precios internacionales que caracterizaron al período comprendido por este trabajo, la que tornaría factible la explotación de petróleo y gas de esquistos de forma masiva.

El incremento en los niveles de producción y la disminución de las importaciones que demandaba el mercado estadounidense tuvieron repercusiones sobre la industria a nivel global, ya que supusieron un incremento de la oferta en un contexto en el cual el incremento de la demanda se estaba haciendo más lento. Detrás de las causas de la caída de los precios internacionales del barril de petróleo, el *fracking* está presente de dos formas: económicamente como se dijo al incrementar la oferta y desde el punto de vista político, fue el factor que llevó a la OPEP, liderada por Arabia Saudita, a decidir no recortar sus cuotas de producción ante la caída de los precios, priorizando su cuota de mercado y buscando tornar antieconómicas las explotaciones no convencionales más costosas.

En el caso argentino también se pueden observar esa relación de retroalimentación entre la economía y la política. El accionar conjunto de la declinación en la producción y reservas domésticas de hidrocarburos y los niveles de precios internacionales supusieron un problema cada vez más importante para las autoridades nacionales. Es por ello, que el Estado decidió incentivar la reactivación de la producción local y fomentar el desarrollo de los yacimientos de esquistos buscando capitalizar las innovaciones desarrolladas en la industria en Estados Unidos. Es evidente que dicha política tuvo impactos sobre la industria local, a través de la expropiación y nacionalización de YPF y de los incrementos en los montos invertidos en las formaciones no convencionales. A pesar de ello, por la misma naturaleza dinámica de las interacciones entre la política y la economía, el desarrollo de los “nuevos” recursos depende, como se observó, de factores tanto políticos como económicos y actualmente la mayor limitación que encuentra el logro del autoabastecimiento mediante la extracción de hidrocarburos no convencionales la representa la caída de los precios internacionales, la cual fue motivada en parte por el propio fenómeno que se quiere imitar.

Notas

1. En este trabajo se utilizará el término “revolución de los no convencionales” o “revolución del shale” para hacer referencia al incremento en la producción tanto de gas natural como de crudo en Estados Unidos a raíz del uso masivo de la fractura hidráulica y la perforación horizontal en formaciones geológicas poco permeables, particularmente de roca shale o esquistos. Se usa el término revolución debido a su uso extendido en las publicaciones sobre la materia y debido al impacto que tuvo en la industria petrolera de Estados Unidos.
2. El campo petrolero más grande del mundo es Ghawar en Arabia Saudita.
3. Deborah Gordon (2012) clasifica al petróleo ligero y con bajo contenido de impurezas que se encuentra en reservorios difíciles de explotar como en lechos marinos a grandes profundidades o en estratos poco permeables como “Petróleo Transicional” debido a encontrarse en un terreno medio entre el petróleo convencional fácil de explotar y los petróleos extra pesados o arenas bituminosas.
4. La mayor parte de la producción de tight oil mediante fractura hidráulica en Estados Unidos es de crudo ligero y “dulce”.
5. Se considera junto con Daniel Yergin y Michael Klare que la explotación en aguas ultra profundas se engloba en la categoría “no convencional” ya que requiere el uso de técnicas distintas a las utilizadas en la extracción convencional, inversiones mayores y riesgos más altos.
6. Para no confundirlo con el “oil shale” o querógeno se lo denomina habitualmente “tight oil” aunque estrictamente hablando el tight oil es el petróleo atrapado en estratos poco permeables como arenisca, roca caliza o esquistos, mientras que shale oil es únicamente el petróleo en formaciones de esquistos o “shale”. En este trabajo se utiliza la expresión tight oil y shale oil de forma indistinta haciendo referencia a dichos yacimientos poco permeables en general a menos que se explicita lo contrario.
7. Se denomina “Kick off point” el punto en el cual la perforación deja de ser vertical y comienza a cambiar su ángulo para ser horizontal.
8. Henry Hub es un punto de distribución central para la red de gas natural estadounidense localizado en Louisiana y da su nombre a la cotización del gas en ese país.
9. En inglés se denominan “plays”, no se usa el término “field” o campo que denota la concentración del recurso en un punto.
10. Se debe en parte a la inversión en pozos en formaciones de tight oil debido al precio elevado del barril y a la caída en el precio doméstico del gas natural en ese período.
11. Esto se conoce como arbitraje físico de los precios.
12. Asimismo, la comercialización internacional de gas natural es un fenómeno relativamente más reciente: en 1970 del total de gas natural consumido a nivel global, solamente un 4% era importado
13. Los contratos de largo plazo en general se basan en la regla de que el comprador se compromete a comprar un cierto volumen mínimo de gas natural y el vendedor se compromete a revisar conjuntamente con el comprador el precio periódicamente. El precio también suele estar indexado a la cotización del barril del crudo y varía dentro de ciertos márgenes junto con ella.
14. Norteamérica cuenta con el 22% de la capacidad regasificadora, pero debido al surgimiento del shale gas está subutilizada. (International Gas Union, 2015 p.50)
15. Esa diferencia de precios también implicó ventajas comparativas para Estados Unidos, ya que supuso un menor costo de la generación eléctrica. Esto atrajo inversiones de industrias intensivas en energía como la siderúrgica, química, de plásticos, etc. El menor costo de la energía supone una

ventaja comparativa económica y reduce el déficit comercial estadounidense. (Pagliarulo, 2014; Porter and Gregory, 2015; Dominic, 2014; Brown and Yücel, 2013).

16. Exporta alrededor de 270 mil barriles menos por día en 2014 que en 2005 y es el país del Golfo que más redujo en términos absolutos sus exportaciones a Estados Unidos.
17. A partir de 2009 la cotización WTI se diferencia y se ubica por debajo de la cotización principal del mundo, Brent. Ver el gráfico de la evolución de los precios del barril del crudo.
18. Según datos de la OPEP y de la EIA, la producción mundial de crudo en 2014 creció en 511 mil barriles de crudo por día en comparación con 2013, mientras que la producción de Estados Unidos se elevó alrededor de 1,2 millones entre 2014 y 2013.
19. Mediante la presión a la baja sobre los precios buscan sacar del mercado a los productores con costos más elevados, particularmente a los de Estados Unidos.
20. A pesar de que la producción de crudo de México cae un 27% en el período, razón por la cual el gobierno de Enrique Peña Nieto encaró una reforma del sector buscando inversión privada extranjera para dinamizar la extracción y revertir la tendencia negativa.
21. Las demandas netas europea y japonesa de crudo disminuyen alrededor de 400 mil y 950 mil barriles por día respectivamente, sin embargo, mientras que la demanda neta europea de gas natural cae un 4.17% la de Japón aumenta debido al uso de gas natural para generación eléctrica luego del incidente de la central nuclear de Fukuyima de marzo de 2011.
22. En el marco del “Unconventional Gas Technical Engagement Program”, se han reunido funcionarios y petroleros de Estados Unidos con representantes de México, Colombia, Chile, Polonia, Ucrania, Bulgaria, Rumania, Lituania, Jordania, Kazajistán, Marruecos, India, China, Indonesia, Vietnam, Sudáfrica, y Botsuana.
23. Es importante aclarar que el informe solamente hace una evaluación de los recursos que se encuentran en yacimientos de esquistos o shale, por lo que no tiene en cuenta otros reservorios poco permeables que fueron explotados mediante fractura hidráulica y perforación dirigida y contribuyeron al importante incremento de la producción del crudo de petróleo en Estados Unidos.
24. Como se verá en este capítulo, Neuquén es una de las principales provincias productoras de hidrocarburos del país, por lo que cuenta con una importante infraestructura ya presente que facilitaría la explotación en gran escala de los recursos de esquistos. Por otro lado, las autoridades de la provincia realizaron diferentes viajes al extranjero tratando de atraer inversiones a los yacimientos neuquinos para explotar las formaciones shale.
25. En el informe EIA/ARI de abril de 2011 se afirmaba que Argentina contaba con alrededor de 774 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, cifra que sería revisada e incrementada en base a nuevos datos en el citado informe de 2013.
26. Los otros tres países son Estados Unidos, Canadá y China.
27. El cálculo de los recursos se basa en una serie de indicadores que permite inferir el volumen de hidrocarburos que habría en las distintas formaciones shale y cuánto podría últimamente extraerse. Entre las variables analizadas se encuentran si la formación es de origen marino o no marino, ya que las primeras responden mejor a la fractura hidráulica, debido a que se fragmentan y no son dúctiles como las segundas, que tienen un mayor contenido de arcillas. Por otro lado, se analiza Contenido Orgánico Total o la cantidad de microorganismos presentes en la formación, ya que un valor elevado en esta variable indica una mayor probabilidad de que haya hidrocarburos. La madurez termal, por su parte, hace referencia a si la formación fue expuesta a altas temperaturas o no, las cuales son necesarias para la generación de hidrocarburos. Dependiendo de los distintos valores que hayan alcanzado la variable se puede estimar qué clase de combustible se puede encontrar en un área determinada de la formación: a mayor madurez termal, más probable es encontrar gas natural en vez de petróleo. Asimismo, se analiza la profundidad de la formación, que incide en la presión que es necesaria para transformar el contenido orgánico en kerógeno y luego en hidrocarburos (Etcheverry y Toledo, 2012 p.97-98).

28. Si bien hay antecedentes anteriores como los “Planes Huston” del gobierno de Alfonsín, los cuales trataron de incentivar la firma de contratos con empresas extranjeras para la exploración y explotación de hidrocarburos para revertir la tendencia a la declinación.
29. El régimen anterior se basaba en el decreto-ley 17.319 de 1968.
30. Si bien la empresa estatal podía contratar empresas privadas para realizar tareas de exploración y explotación en los yacimientos que monopolizaba. Sin embargo, éstas no podían disponer de los hidrocarburos que extraían y no se les garantizaban compensaciones ante un eventual no descubrimiento
31. Principio recogido en la reforma constitucional de 1994 en su artículo 124.
32. El precio del gas natural quedó congelado, mientras el de los demás combustibles fue liberado
33. Roberto Kozujl opina que en realidad el argumento de la falta de rentabilidad por la pesificación y congelamiento de tarifas no se sostiene, ya que la actividad exploratoria ya venía decreciendo desde antes del 2001. El argumenta que la caída de la actividad se debe a una estrategia de presión de las empresas, la cual se combinó con demandas ante el CIADI.
34. Según datos del IAPG en el año 2000 se realizaron 50 pozos exploratorios cifra que no se supera sino hasta 2005. En 2004 el número de dichos pozos fue de 29. Por otro lado, el número de pozos de desarrollo no fue nunca menor al de 2000 con 913 pozos.
35. Esos valores se actualizarían al alza en 2013 por Res. 1/2013
36. El 72% del combustible que se usa en centrales térmicas es gas natural, a su vez estas centrales generan el 72% de electricidad nacional. En el sector residencial, el gas natural supone el 65% del total consumido, mientras que en el industrial el 58% y en el sector comercial y público el 36.
37. El GNC supone el 16% del combustible en el sector transporte en 2014.
38. En 2014, en promedio se pagaron 540 dólares por mil metros cúbicos de GNL, mientras que el gas importado desde Bolivia se pagó 384 dólares por los mil metros cúbicos. Fuente: Secretaría de Energía. Ministerio de Planificación Federal.
39. Si bien es importante destacar la caída de las importaciones netas entre 1961 y 1963 fruto de la llamada “batalla del petróleo” del gobierno de Frondizi, de acuerdo a los datos extraídos de los Anuarios Estadísticos de Combustibles, Argentina continuaba siendo importadora neta de crudo durante ese período, aunque sólo marginalmente ya que esas importaciones eran por alrededor del 5% del consumo doméstico.
40. El precio acordado en el “Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Bolivia” era de 1 dólar el millón de BTU.
41. Según los datos suministrados por el Ministerio de Energía y Minería en su página web, en 2014 Argentina importó 548011 metros cúbicos por un monto de más de 321 millones de dólares. De ese total, las importaciones provenientes de Bolivia contabilizaron 396448 metros cúbicos comprados por alrededor de 238 millones de la moneda estadounidense. Cabe destacar que las importaciones provenientes de Bolivia están representadas por hidrocarburos líquidos ligeros, denominados “condensados”, que se diferencian del crudo en que éste tiene hidrocarburos “más pesados”. Cuán pesado es un hidrocarburo depende de cuántos átomos de carbono tiene su molécula, estando el gas natural, el gas licuado de petróleo o las gasolinas en la categoría de ligeros y el asfalto o fuel oil en la de los pesados. A pesar de ello, el Ministerio de Energía contabiliza las importaciones de “Blend Boliviano” como crudo. El segundo proveedor fue Nigeria que suministró 151562 metros cúbicos en ese año.
42. Los derivados que se contabilizan son las gasolinas, combustibles de avión, kerosenes, gas-oil, diesel-oil, fuel-oil, solventes, lubricantes y líquidos de gas natural (propano y butano)
43. Los datos suministrados por el IAPG en su página de internet destacan que los volúmenes exportados en 2006 son similares a los de 2005 (6300 contra 6600 millones de metros cúbicos)

respectivamente) lo que marca una clara diferencia con la contracción interanual informada por las estadísticas del Ministerio de Energía y Minería. A su vez, la información que ofrecen tanto la OPEP como la empresa BP parecen respaldar los datos del IAPG. A pesar de ello, y salvando la marcada diferencia interanual entre 2005 y 2006, la tendencia a la declinación de las exportaciones en el período 2005-2014 es similar a la reportada por el Ministerio, incluso coincidiendo en marcar al año 2008 como fecha en la cual Argentina pasa a ser importadora neta de gas natural.

44. Tonelada de Petróleo Equivalente es la unidad de medida en que se cuantifican las distintas fuentes de energía en el Balance Energético Nacional y equivale a 10^7 calorías.
45. El Capítulo 27 se denomina “Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales” e incluye, entre otras mercancías, el crudo de petróleo, sus derivados y el gas natural.
46. Si se agrupan las importaciones por uso económico, los incrementos de los restantes grupos entre 2005-2014 fueron: bienes de capital 66%, bienes intermedios 80%, piezas y accesorios 169%, bienes de consumo 108%, vehículos 122% y resto 88%.
47. Con la excepción del año 2014, debido a la variación de la cuenta capital.
48. No sólo el creciente déficit de la cuenta rentas y servicios, sino también la compra de dólares para atesoramiento.
49. Las reservas se habían instituido anteriormente por decreto a raíz del descubrimiento del yacimiento en Comodoro Rivadavia. Gran Bretaña proveía el 95% del total del carbón importado.
50. El problema principal era la falta de crudo, ya que Argentina contaba con suficiente capacidad de refinamiento para elaborar los derivados que demandaba el mercado interno.
51. Estas actividades se encomendarían en una primera instancia a YPF, la que se atribuía funciones más amplias e intervenía en el conjunto de la matriz energética nacional. Luego, se crearían Direcciones Generales aparte para cada una de las fuentes alternas de energía mencionadas, las cuales junto con YPF responderían a una Dirección Nacional de Energía.
52. Argentina había acumulado libras esterlinas a lo largo de la Segunda Guerra Mundial por su comercio con Gran Bretaña. Cuando esas divisas fueron declaradas inconvertibles por el gobierno inglés, Argentina encontró dificultades para pagar sus importaciones de combustibles desde otros orígenes.
53. Los contratos se diferencian de las concesiones en que la empresa estatal acuerda contratar los servicios de una empresa privada para que explore y eventualmente explote un yacimiento asumiendo el riesgo minero. La empresa estatal dispondría de los recursos extraídos y la privada sería compensada según las cláusulas del contrato.
54. Sánchez Ortega en su tesis doctoral *“Poder y Seguridad Energética en las Relaciones Internacionales. La Estrategia Rusa de Poder”* también analiza la seguridad energética haciendo referencia al desarrollo conceptual de Buzan y Wæver.
55. Yergin (2006) reconoce que los países en desarrollo pueden interpretar el peso de las importaciones de energía sobre el balance de pagos en términos de seguridad energética.
56. Si se consideran las importaciones y exportaciones por capítulos de la NCM, todas las divisas ingresadas por la venta del principal rubro de exportación: residuos de la industria alimenticia, fueron a parar a la importación de energía.
57. Las exportaciones de gas natural habían sido limitadas por la Resolución 256/2004 con el objeto de privilegiar el abastecimiento del mercado doméstico.

Bibliografía

Publicaciones de revistas, organizaciones y medios especializados

¿Qué es la Licencia Social para Operar (LSO)? (s.f.) *Realidad Minera*. Disponible en <http://www.miningfacts.org/Comunidades/Que-es-la-licencia-social-para-operar-LSO/#sthash.DePlpaQa.dpuf>

Aloulou, Faouzi, "Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015" *Energy Information Administration* 2015. Disponible en <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21832&src=email#>

Bacchetta, V. (marzo/abril 2013) La Geopolítica del Fracking Impactos y Riesgos Ambientales. *Revista Nueva Sociedad* 244. 61-73. Disponible en: http://nuso.org/media/articles/downloads/3928_1.pdf

Blackwill, R., O'Sullivan, M. (mayo/abril 2014) America's Energy Edge: the Geopolitical Consequences of the Shale Revolution. *Foreign Affairs*. Disponible en: <https://www.foreignaffairs.com/articles/united-states/2014-02-12/americas-energy-edge>

Bravo, V. (2015) *Análisis De La Ley 27007, Llamada De Hidrocarburos, y de La Política Hidrocarburífera del Periodo 2003 a 2014*. Documento de Trabajo, Departamento de Economía Energética, Fundación Bariloche. Disponible en: http://www.funpat3mil.com.ar/documentos/bravo_hidrocarburos

Brown, S. y Yücel, M. K. (octubre 2013) *Energy Brief: The Shale Gas and Tight Oil Boom: U.S. States' Economic Gains and Vulnerabilities*. Council on Foreign Relations. Disponible en: <http://www.cfr.org/united-states/shale-gas-tight-oil-boom-us-states-economic-gains-vulnerabilities/p31568>

Buzan, B. (julio 1991) New Patterns of Global Security in the Twenty-First Century, *International Affairs*. (67)3. 431-451. Disponible en: http://home.sogang.ac.kr/sites/jaechun/courses/Lists/b7/Attachments/10/New%20Patterns%20of%20Global%20Security%20in%20the%20TwentyFirst%20Century_Buzan.pdf

Canadian Society for Unconventional Resources, *Understanding Tight Oil*. Understanding Booklets. Disponible en http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf

Cárdenas, G. (septiembre 2011) Matriz energética argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación. *Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario*. 1514. Disponible en <http://www.bcr.com.ar/Secretara%20de%20Cultura/Revista%20Institucional/2011/Agosto/Energ%C3%ADa.pdf>

Ceppi, N. (2012) El Gas Natural en los Vínculos entre Argentina y Bolivia (2003-2011): Acuerdos e Impactos Colaterales. *Latin American Journal of International Affairs*, (4). Escuela de Asuntos Internacionales. Disponible en: <http://www.jsu.utexas.edu/lacp/files/El-Gas-Natural-en-los-Vinculos-entre-Argentina-y-Bolivia-2003-2011-Acuerdos-e-Impactos-Colaterales.pdf>

Ceppi, N. (2014) Nacionalización de los Hidrocarburos Bolivianos, Repercusiones en lo Doméstico y en las Relaciones con Argentina y Brasil. *Revista Ciencia Ergo Sum*, (21). Universidad Autónoma del Estado de México. Disponible en: <http://www.redalyc.org/pdf/104/10431177001.pdf>

De la Balze, F. (septiembre 2012) *Petróleo, gas natural y geopolítica. Reflexiones desde la Argentina*, Comunicación en sesión privada de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas. Disponible en www.cari.org.ar/pdf/petroleo_gas_natural_geopolitica.pdf

Di Risio, D., Cabrera, F., Perez Roig, D., Scandizzo, H. (marzo 2012) *Fractura expuesta. Yacimientos no convencionales en Argentina*. Observatorio Petrolero Sur. Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2012/04/fractura-expuesta.pdf>

Dominic, M (febrero 2014) *Unpacking the Shale Gas Revolution*. Friedrich Ebert Stiftung International Policy Analysis. Disponible en: <http://library.fes.de/pdf-files/id/10665.pdf>

Energy Council, Disponible en: <http://www.cacme.org.ar/documentos/109.pdf>

Energy Information Administration (Junio 2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. US Department Of Energy. Disponible en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

Fernandez, P. (2013) *Valoración De Una Expropiación: Ypf Y Repsol En Argentina*. IESE Business School Universidad de Navarra. Disponible en: <http://www.iese.edu/research/pdfs/WP-1055.pdf>

Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) (julio 2015) *Petróleo y gas no convencional. El caso Argentina*. En *Petróleo y gas no convencional en México y Argentina. Dos estudios de caso*. Heinrich-Böll-Stiftung México, Centroamérica y el Caribe. Disponible en https://mx.boell.org/sites/default/files/pg_no_convencional.pdf

Gobierno de la Provincia de Neuquén, Ministerio de Energía y Servicios Públicos (marzo 2014). *Provincia de Neuquén: perspectivas para gas y petróleo*. Disponible en:

Gordon, D. (mayo 2012) *Understanding Unconventional Oil*. Energy and Climate, Carnegie Endowment for International Peace. Disponible en: http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf

Honoré, A. (noviembre 2014) *Argentina 2004 gas crisis*. Oxford Institute for Energy Studies. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG7-Argentina2004GasCrisis-AnoukHonore-2004.pdf>

Hughes, D. (2013) *Perfora, Chico, Perfora: ¿Pueden los combustibles no convencionales introducirnos en una nueva era de abundancia energética?* Post Carbon Institute. Disponible en: <http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2015/02/Perfora-Chico-Perfora-Pueden-final.pdf>

Hughes, D. (2014) *Drilling Deeper a Reality Check on U.S. Government Forecasts for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*. Post Carbon Institute. Disponible en: http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULL.pdf

Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (julio 2009) *La Caída en las Reservas de Hidrocarburos en Argentina. Breve reseña sobre la caída de las reservas de hidrocarburos y su relación con la evolución de la cantidad de pozos de exploración terminados en las últimas tres décadas.* Departamento Técnico. Disponible en: <http://www.iae.org.ar/especiales/reservas.pdf>

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (agosto 2011). *Apache logra el primer pozo horizontal multifracturado con objetivo shale gas de la región.* Disponible en: <http://www.iapg.org.ar/noticias/201127/noticias1.htm>

Isbell, P. (2007) *Reexaminando la seguridad energética.* ARI Nº 123/2007 (Análisis del Real Instituto Elcano). Disponible en: http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/ari123-2007

Isbell, P. (2014) *Atlantic Energy and the Changing Global Energy Flow Map.* Scientific Paper, Atlantic Future Workshop México 2014. Disponible en: http://www.atlanticfuture.eu/files/338-ATLANTIC%20FUTURE_17_Energy.pdf

Isbell, P., Steinberg, F. (2008) *Energy Geopolitics And Energy Security.* En", Doukas, H., Flamos, A. y Psarras, J. (ed.) *Security of Supply & Risk of Energy Availability* Bookstars-Gioggaras. Disponible en: <http://reaccess.epu.ntua.gr/Portals/reaccess/1%20IC%20REACCESS%20Book.pdf>

Jensen, J. (2004). *The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so, When?* Oxford Institute for Energy Studies. Disponible en: <http://www.jai-energy.com/pubs/Oxfordbook.pdf>

Johansson, T., Patwardhan, A., Nakicenovic, N., Gomez-Echeverri, L., (ed.) (2012) *Global Energy Assessment (GEA).* International Institute for Applied Systems Analysis. Cambridge University Press. Disponible en: http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/Global_Energy_Assessment_FullReport.pdf

Kaplan, R. (2012) *The Geopolitics of Shale.* StratFor Global Intelligence. Disponible en: <https://www.stratfor.com/weekly/geopolitics-shale>

Kozulj, R. (marzo 2005) *Crisis de la industria del gas natural en Argentina.* CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura. Disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf;jsessionid=1D3E9334D3BE12E0553D2E96BC827B8A?sequence=1

Kozulj, R. (s.f.) *La crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas.* Disponible en: <http://www.econ.uba.ar/planfenix/docnews/energia/kozulj.pdf>

Ladislav, S., Leed, M., Walton, M. (2014) *New Energy, New Geopolitics: A Report of the CSIS Energy and National Security Program and the Harold Brown Chair in Defense Policy Studies 1-3.* Center for Strategic and International Studies (CSIS). Disponible en: http://csis.org/files/publication/140514_Ladislav_NewEnergyNewGeopolitics_REVISED.pdf

Leegstra, V. (2004) *Industria del gas: su estructura y situación actual.* Seminario Rosario World. Disponible en: <http://www.cacme.org.ar/documentos/109.pdf>

López Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G. y Halperin, F. (2013) *El Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. Shale Oil, Shale Gas, Tight Gas (3a ed.)*. Publicación de Divulgación. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Disponible en: <http://www.shaleenargentina.com.ar/archivo/ABC-N-C-Edicion3.pdf>

Maugeri, L. (junio 2012) *Oil: The Next Revolution The unprecedented upsurge of oil production capacity and what it means for the world*. The Geopolitics of Energy Project, Belfer Center for Science and International Affairs. Harvard Kennedy School. Disponible en: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Oil-%20The%20Next%20Revolution.pdf>

Maugeri, L. (junio 2013) *The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon*. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School. Disponible en: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/USShaleOilReport.pdf>

Mauter, M., Palmer V., Tang, Y., Behrer, P. (marzo 2013) *The Next Frontier in the United States. Shale Gas and Tight Oil Extraction: Strategic Reduction of Environmental Impacts*. Energy Technology Innovation Policy Research Group, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School. Disponible en: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/mauter-dp-2013-04-final.pdf>

Mayers Jaffe, A., Medlock, K., Soligo, R. (octubre 2011) *The status of world oil reserves: conventional and unconventional resources in the future supply mix*. James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University. Disponible en: <http://gsm.ucdavis.edu/sites/main/files/file-attachments/worldoilreserves.pdf>

Metelitsa, A. (julio 2014) *Oil and natural gas sales accounted for 68% of Russia's total export revenues in 2013*. Energy Information Administration. Disponible en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17231>

Ministerio de Energía y Minería (julio 2015), *Metodología adoptada para la construcción del Balance Energético Nacional*. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Revisión A – provisorio – Disponible en: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion del mercado/p ublicaciones/energia en gral/metodologia construccion ben rev a prov.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion%20del%20mercado/publicaciones/energia%20en%20gral/metodologia%20construccion%20ben%20rev%20a%20prov.pdf)

Ministerio de Energía y Minería (s.f.), *Formaciones Geológicas Argentinas*. Contenidos Didácticos. Disponible: en [http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos didacticos/For macionesGeologicas.pdf](http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos%20didacticos/FormacionesGeologicas.pdf)

Morrow, H. (octubre 2014) *Unconventional Gas: Lessons Learned from Around the World*. Paper, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University, Cambridge. Disponible en: <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Unconventional%20Gas-%20Lessons%20Learned%20from%20Around%20the%20World.pdf>

Norton Rose Fulbright (noviembre 2013) *Shale gas handbook: a quick-reference guide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources. A Norton Rose Fulbright guide*. Disponible en: <http://www.nortonrosefulbright.com/files/norton-rose-fulbright-shale-gas-handbook-108992.pdf>

Olmedo, J. (diciembre 2008). Los programas plus para el petróleo y la refinación. *Revista Informe Industrial*, 217. Disponible en: <http://www.iae.org.ar/opinion/opinion17.pdf>

Pagliarulo, D. (noviembre 2014) The (Limited) Geopolitical Implications of the US Energy Boom, *E-International Relations*. Disponible en: <http://www.e-ir.info/2014/11/27/the-limited-geopolitical-implications-of-the-us-energy-boom/>

Porter, M., Gee, D. and Pope, G. (junio 2015) *America's Unconventional Energy Opportunity A Win-Win Plan For The Economy, The Environment, And A Lower-Carbon, Cleaner-Energy Future*. Harvard Business School. Disponible en: <http://www.hbs.edu/competitiveness/Documents/america-unconventional-energy-opportunity.pdf>

Proninska, K. (2007) Energy and security: regional and global dimensions. En *SIPRI Yearbook 2007: Armaments, Disarmament and International Security*. Disponible en: <http://www.sipri.org/yearbook/2007/files/SIPRIYB0706.pdf>

Railey, A. (diciembre 2012) Shale Revolution Shifting Geopolitics. *The New York Times*. Disponible en: <http://www.nytimes.com/2012/12/26/opinion/global/the-shale-revolutions-shifting-geopolitics.html>

Ramos Mejía, J. F. (abril 2008) El régimen jurídico del abastecimiento interno de hidrocarburos. *Petrotécnica*. Disponible en: <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2008-2/ElRegimenJuridico.pdf>

Ridley, M. (2011) *The Shale Gas Shock*. GWPF Report 2, The Global Warming Policy Foundation. Disponible en: http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/shalegas_GWPF.pdf

Risuleo, F. (2012) *Historia del petróleo en Argentina*. Cámara Argentina de la Construcción, Área de Pensamiento Estratégico. Disponible en: www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=883

Sabbatella, I. M. (octubre 2012) La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF. Argumentos. *Revista de Crítica Social*. Disponible en: http://biblioteca.clacso.edu.ar/gsd/collect/ar/ar-030/index/assoc/D8514.dir/argu14_5.pdf

Sánchez Ortega, A. (2011) *Poder y Seguridad Energética en las Relaciones Internacionales. La Estrategia Rusa de Poder*. Granada, España: Editorial de la Universidad de Granada, Departamento de Derecho Internacional Público y Relaciones Internacionales. Disponible en: <http://hera.ugr.es/tesisugr/20683923.pdf>

Sica, D. (mayo 2015) Hidrocarburos: Caída en el precio del petróleo. Una oportunidad para repensar la política energética. En *La caída de los precios del petróleo ¿cómo afecta a la Argentina? Proyecto Energético, Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"*. Disponible en: http://sitio.iae.org.ar/minisites/proyectoe/revistas/Proyecto_Energetico103_IAEMOSCONI.pdf

Society of Petroleum Engineers (SPE); American Association of Petroleum Geologists (AAPG); World Petroleum Council (WPC); Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), *Sistema de gestión de recursos petrolíferos*. Traducido del Inglés por el Comité de Reservas de Petróleo y

Gas de la Sociedad de Ingenieros Petroleros. Disponible en: [www.spe.org/industry/docs/spanish PRMS 2009.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf)

Stern, J., Rogers, H. V. (diciembre 2014). *The Dynamics of A Liberalized European Gas Market: Key Determinants of Hub Prices, and Roles And Risks Of Major Players*. OEIS Paper NG 94. Oxford Institute for Energy Studies. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/12/NG-94.pdf>

Stevens, P. (septiembre 2010) *The Shale Gas Revolution: Hype and Reality. A Chatham House Report*. Chatham House, Disponible en: https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy%2C%20Environment%20and%20Development/r_0910stevens.pdf

Trembath, A., Jenkins, J., Nordhaus., Shellenberger, M., (mayo 2012) *Where The Shale Gas Revolution Came From: Government's Role In The Development Of Hydraulic Fracturing In Shale*. Breakthrough Institute Energy & Climate Program. Disponible en: <http://thebreakthrough.org/blog/Where the Shale Gas Revolution Came From.pdf>

US Department of Energy. Natural Gas from Shale, Office of Fossil Energy (abril 2013) *Questions and Answers*, Disponible en http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/complete_brochure.pdf

Verda, M. (2015) *LNG Market: Trends and Outlook*. Natural Gas Europe. Disponible en: <http://www.naturalgaseurope.com/lng-market-trends-and-outlook-22690>

Waever, O. (2007) *Securitization and Desecuritization* en Buzan, Barry y Hansen, Lene (Eds.) *International Security Vol.III: Widening Security*, SAGE Publications Ltd.

Winzer, C. (Agosto 2011) *Conceptualizing Energy Security*. Cambridge Working Paper in Economics 1151. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group. Disponible en: <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/242060/cwpe1151.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

World Energy Council (2010) *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*. Disponible en: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2012/10/PUB_shale_gas_update_2010_WEC.pdf

Yergin, D. (marzo/abril 2006) *Ensuring Energy Security*. *Foreign Affairs*, Disponible en: <https://www.foreignaffairs.com/articles/2006-03-01/ensuring-energy-security>

Libros

Bercovich, A., Rebossio, A. (2015) *Vaca Muerta*. Buenos Aires: Planeta

Bertinat, P., D'Elia, E., Ochandio, R., Svampa, M., Viale, E. (2014) *20 Mitos y Realidades del Fracking*. Buenos Aires: El Colectivo.

Buzan, B. (1983) *People, States, and Fear: The National Security Problem in International Relations*. Sussex, Inglaterra: Wheatsheaf Books Ltd.

Buzan, B., Little R., Jones, C. (1993) *The Logic of Anarchy: Neorealism to Structural Realism*. New York: Columbia University Press.

Buzan, B., Wæver, O., De Wilde, J. (1998) *Security: A New Framework for Analysis*. Boulder, Colorado: Lynne Rienner Publishers.

Caratori, L. (ed.) (2014) *La Política Energética como Política de Estado -Consensos para Una Nueva Política Energética*. Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

Etcheverry, R., y Toledo, M. (2012) *Yeil, las nuevas reservas. El desarrollo de Vaca Muerta en Neuquén*.

Gadano, N. (2006) *Historia del Petróleo Argentino: 1907-1955 Desde los Inicios Hasta la Caída de Perón*. Buenos Aires: Edhasa.

Gilpin, R. (1981) *War and Change in World Politics*. New York: Cambridge University Press.

Gilpin, R. (2001) *Global Political Economy: Understanding the International Economic Order*. New Jersey: Princeton University Press.

Hayes, M., Jaffe, A., Victor, D. (ed.) (2006) *Natural Gas and Geopolitics From 1970 to 2040* New York: Cambridge University Press.

Kaindl, M. (ed.) (2009) *El Abecé del Petróleo y del Gas en el Mundo y en la Argentina* (3a ed.) Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)

Klare, M. (2008) *Planeta Sediento, Recursos Menguantes. La Nueva Geopolítica de la Energía*. Barcelona: Urano.

Klare, M. (2012) *The Race for what's left: The Global Scramble for the World's Last Resources*. New York: Metropolitan Books.

Korin, A., Luft, G. (2009) *Energy Security Challenges for the 21st Century A Reference Handbook* Santa Barbara, California: ABC-CLIO.

Strange, S. (1994) *States and Markets*. (2a ed.). Londres: Continuum.

Yergin, D. (2011) *The Quest: Energy Security and the Remaking of the Modern World*. New York: The Penguin Press.

Estadísticas

BP (2015) *Statistical Review of World Energy 2015 Full Report*. Junio 2015 Disponible en <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>

International Energy Agency, "2015 Key World Statistics." Disponible en: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/key-world-energy-statistics-2015.html>

International Energy Agency, "Oil Medium-Term Market Report 2014, Market Analysis and Forecast to 2019" Disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTOMR2014_free.pdf

International Energy Agency, "Oil Medium-Term Market Report 2015, Market Analysis and Forecast to 2020. Executive Summary" Disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTOMR_2015_Final.pdf

International Energy Agency, "World Energy Outlook 2014"

Organización de Países Exportadores de Petróleo (2015) *Annual Statistical Bulletin 2015* Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2015.pdf

Ministerio de Energía y Minería, *Anuarios de Combustibles*. Disponibles en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3777>

Artículos en periódicos y diarios

Bronstein, V. (septiembre 2014) La pelea con las provincias productoras. *Página 12*. Disponible en: <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-254242-2014-09-01.html>

Burgos, M. (enero 2014) Caída de reservas del Banco Central. *Página 12*. Disponible en <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-238100-2014-01-20.html>

Castro, J. (enero 2013) El acuerdo YPF-Bridas, con relevancia mundial. *Clarín*. Disponible en http://www.clarin.com/opinion/acuerdo-YPF-Bridas-relevancia-mundial_0_842315857.html

Cepo al dólar: ocho meses de restricciones a la compra de divisas. *La Nación* (junio 2012) Disponible en <http://www.lanacion.com.ar/1478858-cepo-al-dolar-ocho-meses-de-restricciones-a-la-compra-de-divisas>

De Santis, J. P. (19 de Junio 2013) Crecieron 90% los subsidios a Enarsa y Cammesa para importar combustible. *La Nación*. Disponible en <http://www.lanacion.com.ar/1593674-crecieron-90-los-subsidios-a-enarsa-y-cammesa-para-importar-combustible>

De Santis, J. P. (octubre 2011) En el primer día de controles, las casas de cambio casi no vendieron dólares. *La Nación*. Disponible en <http://www.lanacion.com.ar/1419305-problemas-e-incertidumbre-en-las-casas-de-cambio-en-el-primer-dia-de-controles>

Dellatorre, R. (mayo 2011) Un Cuarto de YPF en manos de Eskenazi. *Página 12*. Disponible en <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-167586-2011-05-05.html>

El Gobierno decidió expropiar el 51% de las acciones de Repsol-YPF (abril 2011) *Infobae* Disponible en <http://www.infobae.com/2012/04/16/642505-el-gobierno-decidio-expropiar-el-51-las-acciones-repsol-ypf>

Fernández Blanco, P. (agosto 2012) La Argentina tiene la mitad del gas que hace diez años. *La Nación*. Disponible en <http://www.lanacion.com.ar/1499691-la-argentina-tiene-la-mitad-del-gas-que-hace-diez-anos>

Krauss, C. (marzo 2016) Oil Prices: What's Behind the Drop? Simple Economics. *The New York Times*. Disponible en <http://www.nytimes.com/interactive/2015/business/energy-environment/oil-prices.html? r=0>

Maboja, W. (julio 2013) Shale oil a possible threat to African oil-exporting countries. *CNBC Africa*. Disponible en <http://www.cnbc.com/news/resources/2013/07/17/shale-oil-a-possible-threat-to-african-oil-exporting-countries/>

Navarro, A. (Julio 2015) Argentina y China lideran el desarrollo del shale mundial, fuera de Norteamérica. *IEco, Clarín*. Disponible en http://www.ieco.clarin.com/economia/Argentina-China-lideran-desarrollo-shale-mundial-fuera-de-Norteamerica_0_1397860586.html

Nye, J. (junio 2014) Shale Gas Is America's Geopolitical Trump Card. *The Wall Street Journal*. Disponible en <http://www.wsj.com/articles/joseph-nye-shale-gas-is-americas-geopolitical-trump-card-1402266357>

Oredein, O. (julio 2013) US Shale Output Causes Angst For African Oil Producers. *Exploration and Production Magazine*, Hartenergy. Disponible en <http://www.epmag.com/us-shale-output-causes-angst-african-oil-producers-697446>

Paris, R. (junio 2015) El gas y la matriz energética de la Argentina. *El Cronista*. Disponible en:

Ramallo, R. (abril 2012) YPF en números: las cifras que sentenciaron la decisión del Gobierno de avanzar sobre la petrolera. *iProfesional*. Disponible en <http://www.iprofesional.com/notas/134780-YPF-en-numeros-las-cifras-que-sentenciaron-la-decision-del-Gobierno-de-avanzar-sobre-la-petrolera>

Reed, S. (noviembre 2014), OPEC holds Production Unchanged: Prices Fall. *The New York Times*. Disponible en <http://www.nytimes.com/2014/11/28/business/international/opec-leaves-oil-production-quotas-unchanged-and-prices-fall-further.html>

Vaca Muerta: YPF firmó un acuerdo con Dow para extraer shale gas. *iEco, Clarín* (septiembre 2015) Disponible en http://www.clarin.com/empresas_y_negocios/Vaca-Muerta-YPF-Dow-extraer_0_999500083.html

Vaca Muerta: YPF firmó un preacuerdo con la petrolera de Malasia. *iEco, Clarín* (febrero 2014) Disponible en http://www.clarin.com/empresas_y_negocios/YPF-Vaca-Muerta-petrolera-Malasia_0_1087091547.html

Why the oil price is falling? (diciembre 2014) *The Economist*. The Economist explains: explaining the world, daily. Disponible en <http://www.economist.com/blogs/economist-explains/2014/12/economist-explains-4>

YPF anunció plan de inversiones a nivel nacional por u\$4 400 millones. (octubre 2009). *Ámbito* Disponible en <http://www.ambito.com/noticia.asp?id=485291>

YPF halló nuevo pozo de petróleo en Neuquén (Julio 2011). *Ámbito*. Disponible en: <http://www.ambito.com/noticia.asp?id=592374>

YPF informó que descubrió en Neuquén una gran reserva de gas (8 diciembre 2010) *Clarín* Disponible en: http://www.clarin.com/politica/YPF-confirmando-descubrio-Neuquen-reserva_0_386361405.html

Normas legales

Ley 24145 del año 1992 “Federalización de Hidrocarburos y Transformación Empresaria y Privatización del Capital de Y.P.F.”

Ley 25561 del año 2002 “Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario”

Ley 26197 del año 2007 “Ley Corta de Hidrocarburos”

Ley 26741 del año 2012 “Autoabastecimiento, Creación del Consejo Federal de Hidrocarburos y Expropiación de Y.P.F.”

Decreto-ley 17319 del año 1967 “Ley de Hidrocarburos”

Decreto 1055/1989

Decreto 1212/1989

Decreto 1589/1989

Decreto 645/2004

Decreto 530/2012

Decreto 229/2013

Decreto 927/2013

Resolución del Ministerio de Energía y Minería 324/2006

Resolución del Ministerio de Energía y Minería 337/2004

Resolución del Ministerio de Energía y Minería 394/2007

Resolución del Ministerio de Energía y Minería 543/2005

Resolución del Ministerio de Energía y Minería 127/2008

Páginas web de referencia

www.indec.mecon.ar

www.energia.gov.ar

energia3.mecon.gov.ar

www.aladi.org

www.eia.gov

www.iea.org

www.opec.org