



EMBA 11

Yacimientos no convencionales ¿Solución para la crisis energética Argentina?

Trabajo final de Tesis

Alumna: Marina L. Sillitti.

Tutor: Gustavo Werbin

Buenos Aires, 2015



Resumen

El presente trabajo presenta un acercamiento al estudio del potencial de los nuevos yacimientos de gas y petróleo no convencionales para revertir la crisis en la balanza comercial energética que vive el país.

Para ello se analizan inicialmente las necesidades energéticas actuales y se contrastan con el potencial de los yacimientos descubiertos llegando a la conclusión que estos tienen el potencial de revertirlo.

Luego se analizan las características y capacidades técnicas, incluyendo los pasivos ambientales que estas puedan generar, necesarias para desarrollar estos yacimientos y llegar a ese objetivo. También se analiza la infraestructura actual del país disponible para transportar estos nuevos volúmenes. De todo esto se concluye que para llevar a cabo el desarrollo de estos yacimientos se necesita de un alto grado de inversiones que, en la mayoría de los casos no se encuentra disponible en el país y se deben buscar nuevas fuentes de inversión.

Seguido a ello, se estudian las posibles fuentes de financiación de las petroleras (específicamente de YPF), los acuerdos ya firmados y se concluye que para el desarrollo completo de estos yacimientos se necesita atraer mayor cantidad de inversores. La búsqueda de nuevos inversores resulta un punto muy fundamental en un contexto internacional de crisis del precio del petróleo donde los proyectos no convencionales han sido los más afectados a nivel global. Sin embargo, la situación interna de la Argentina que la diferencia del contexto internacional, hace a estos proyectos más rentables que en resto del mundo.

También se analizan las responsabilidades de los distintos actores en este cambio y en la atracción de inversores: los gobiernos Nacionales y provinciales presentan el desafío de brindar un contexto de previsibilidad jurídica y económica que haga factible los proyectos

2 | Yacimientos no convencionales ¿Solución para la crisis energética Argentina?



a largo Plazo. Mientras que las petroleras deberán mostrar una gestión prolija, con objetivos claros, definidos y previsible, eficiencia de costos y planes desafiantes, pero realizables para poder llevar a cabo estos proyectos y ser consideradas buen prospecto de inversión.

El cuerpo empírico del trabajo consta de tres entrevistas a profesionales vinculados en el tema que aportan información y sus puntos de vista sobre los temas tratados en el presente trabajo.

Finalmente, se concluye que de poder darse los desafíos planteados a las petroleras y los gobiernos, el desarrollo de estos yacimientos puede, en el mediano plazo, revertir la crisis en la balanza comercial energética de la Argentina.



Indice

1.	Introducción	5
1.1	Formulación del problema	5
1.2	Justificación	6
1.3	Objetivos	6
1.3.1	Objetivo General	6
1.3.2	Objetivos Específicos	7
1.4	Planteo de Preguntas	7
2.	Cuerpo Teórico	8
	Capítulo 1: La Situación Actual de la Matriz Energética Argentina.....	8
	Capítulo 2: Características de los Yacimientos no convencionales en la Argentina.....	18
	Capítulo 3: Algunas Consideraciones Ambientales de la Fractura Hidráulica.....	31
	Capítulo 4: Capacidades Actuales de Transporte de Gas en Argentina y Necesidades Potenciales	39
	Capítulo 5: Inversiones, financiación disponible y contexto internacional para proyectos de desarrollo de Yacimientos No Convencionales.	44
3.	Cuerpo Empírico	54
3.1	Metodología Utilizada.....	54
3.2	Análisis de Resultados.....	55
4.	Conclusiones.....	63
4.1	Respuestas a las preguntas planteadas.....	63
4.2	Reflexiones Finales.....	65
5.	Bibliografía	67
6.	Anexos.....	69



1. Introducción

En el siguiente trabajo se estudiarán los desarrollos realizados en los últimos años en materia de exploración de yacimientos no convencionales en Argentina, especialmente lo realizado en Vaca Muerta y se analizará si son suficientes para lograr la independencia energética que podría terminar con la crisis en la balanza comercial energética del País.

1.1 Formulación del problema

Desde hace ya unos años, la Argentina vive una crisis energética enmarcada por la constante disminución de reservas de gas, según datos de la secretaría de la Energía, la Argentina presentaba en 2013 (último dato disponible) un 45% menos de reservas comprobadas de gas de las que poseía en el año 2004. Esto se debe, entre las causas más importantes, a la falta de inversiones en un mercado con precios bajos en boca de pozo y un ascendente consumo guiado por la subvención de las tarifas para usuarios finales. El gas en nuestro país no solo se utiliza para calefaccionar, sino también tiene una función muy importante en la generación de energía, en la industria y en los 1,5 millones de vehículos que circulan en base a este combustible, cubriendo más del 50% de las necesidades de la matriz energética del país.

En este contexto, la producción de gas en los últimos cinco años también ha ido en disminución en un promedio del 3% anual y se han incrementado las importaciones de gas a precios mucho más altos de los pagados internamente por este insumo (hasta septiembre de 2014 las importaciones de gas fueron un 11% y 238% mayores que en los mismos periodos de 2013 y 2010 respectivamente). Este déficit comercial en la balanza energética necesario para abastecer al mercado interno, ha afectado durante los últimos años la balanza comercial total del país, siendo una de las principales causas del origen de cepo cambiario impuesto en el País.



En paralelo, grandes nuevos yacimientos de petróleo y gas no convencionales se han descubierto en nuestro país. En este sentido el yacimiento “Vaca Muerta” propiedad de YPF y ubicado en la provincia de Neuquén ha sido denominado uno de los yacimientos más grandes de gas y petróleo “Shale” del mundo (un tipo gas y petróleo no convencional que se obtiene a partir del trabajo sobre la roca madre) y que según los estudios realizados el potencial de este yacimiento podría duplicar la producción de gas y petróleo del País en 10 años. Sin embargo para que estos recursos descubiertos se conviertan en reservas comprobadas (es decir que puedan ser extraídos de manera rentable mediante proyectos de desarrollo) es necesario un alto nivel de inversión a largo plazo (aproximadamente 25.000 millones de dólares por año), el uso de nuevas tecnologías que involucran altos costos de exploración y explotación y una alta capacidad de coordinación y consenso entre los sectores petroleros, provinciales y gubernamentales.

1.2 Justificación

En un contexto argentino de crisis energética, este trabajo pretende ofrecer un acercamiento a una solución factible a la misma, mediante el desarrollo de los yacimientos no convencionales descubiertos en los últimos años. La investigación se limitará al estudio del yacimiento no convencional de Vaca Muerta y se centrará en su potencial capacidad de producción de gas natural, luego se extenderán estas conclusiones al resto de los yacimientos no convencionales de gas del país.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo del presente trabajo es estudiar el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas en Argentina y analizar como la explotación de estos yacimientos



puede mitigar los efectos de la crisis energética actual, tanto en el largo como en el corto plazo.

1.3.2 Objetivos Específicos

En función del mencionado objetivo general se han planteado los siguientes objetivos específicos:

- Investigar la capacidad técnica local para desarrollar yacimientos no convencionales.
- Demostrar que el desarrollo de estos yacimientos puede modificar la crisis actual en la balanza comercial energética.

1.4 Planteo de Preguntas

Frente a la problemática y los objetivos planteados, este trabajo pretende responder a las siguientes preguntas:

- ¿Resultaran suficientes los desarrollos e inversiones actuales y planificadas en el yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética actual del país?
- ¿Existen en el País la infraestructura, capacidades técnicas y financieras para llevar a cabo esos desarrollos?
- ¿Cuáles son los principales desafíos que deberán afrontar la petrolera, los Gobiernos Provinciales y el Gobierno Nacional para poder realizar todo lo anterior?



2. Cuerpo Teórico

Capítulo 1: La Situación Actual de la Matriz Energética Argentina.

Introducción.

Para comenzar con el presente estudio, se planteará la situación energética actual del País en lo que hace a los orígenes y volúmenes de consumo y demanda de gas natural, sus problemáticas, los recursos actuales y potenciales. Una vez desarrollados estos puntos y establecida la problemática, centraré los próximos capítulos del presente trabajo en la búsqueda de soluciones para la misma y su factibilidad de desarrollo en el mediano plazo.

1.1 La matriz Energética Argentina

La Argentina ha utilizado desde el año 1970 las siguientes fuentes de Energía:

- Petróleo
- Gas Natural
- Carbón Mineral
- Hidráulica
- Nuclear
- Biomosas (Leña, bagazo, etc.)

Con la siguiente evolución:

Evolucion de la Matriz Energetica Argentina

Año	Petroleo (%)	Gas Natural (%)	Carbon Mineral (%)	Hidroenergia (%)	Nuclear (%)	Biomasa (%)	Total Oferta Primarias + Importacion Secundarias (%)	Total Oferta Primarias + Importacion Secundarias KTEP
1970	71	18	3	1	0	7	100	31.879
1980	62	26	3	3	2	4	100	44.224
1990	49	37	2	3	5	4	100	49.325
2000	41	46	1	5	3	4	100	66.588
2010	34	53	1	5	3	4	100	79.647
2011	30	56	1	4	3	5	100	87.155
2012	29	59	1	3	2	6	100	89.813
2013	29	58	1	4	2	5	100	92.837

Cuadro N°1- Fuente: Secretaría de la Energía de la Nación

KTEP: mil ton equivalentes de Petróleo

Según el cuadro anterior, durante los 43 años observados, los hidrocarburos líquidos y gaseosos han representado la mayor parte del consumo energético de nuestro País. En este sentido, llama la atención la participación porcentual del Gas Natural, que desde la época de las privatizaciones, se ha convertido en la principal fuente energética desplazando al petróleo y sustituyéndolo en casi todos los sectores de consumo: En el Residencial, en una primera época junto al GLP, desplazando al Queroseno; en el Transporte compitiendo con las Naftas; en la Industria reemplazando al Fuel Oíl; en la Generación de Electricidad, reemplazando no sólo al Fuel Oíl y Gas Oíl, sino convirtiéndose en el fundamento de las centrales térmicas en desmedro de la expansión de la hidráulica y nuclear. En este sentido, podemos observar que a Nivel de la Matriz Energética, el Gas Natural aparece acaparando casi el 60 % de los consumos y si se adiciona al Petróleo se puede afirmar que Argentina es un país hidrocarburo dependiente. Si se observa la Matriz de generación energética, también el gas natural tiene un papel preponderante, permitiendo generar el 51% de la energía eléctrica del País.



También se puede observar en el cuadro anterior que la oferta de energía total ha crecido un 191% en los 43 años analizados, siguiendo el crecimiento al consumo, por lo que la generación y /o importación de gas natural actual debe abastecer una demanda mucho mayor que en años anteriores.

Así, la importancia del gas natural en nuestra matriz energética ha crecido exponencialmente en los últimos 40 años y es la razón por la cual centraré esta investigación en el estudio del desarrollo de este hidrocarburo.

1.2 El consumo de Gas natural en Argentina.

Como se ha mencionado en el punto 1.1, el gas natural es el principal componente de la matriz energética del país. Si estudiamos su utilización dentro de esta matriz, la misma se divide en las siguientes categorías:

- Residencial.
- Comercial.
- Entes Oficiales.
- Industria.
- Centrales eléctricas.
- Subdistribuidor.
- GNC.

Con la siguiente distribución durante del año 2014 (datos hasta Nov. 14):

Centrales Eléctricas	Industria	Residencial	GNC	Comercial	SDB	Entes Oficiales
33%	29%	25%	7%	3%	2%	1%

Cuadro n°2: Fuente: ENARGAS.



Según datos del ENARGAS, durante el año 2014, hasta Noviembre, se entregaron 39.488 Millm3 al sistema (similar a 2013, 3% más que en 2012 y 14% más que en 2009) frente a una producción nacional declinante que se verá en el próximo punto de 41.483 Millm3 (1% menos que en 2013, 6% menos que 2012 y 14% menos que en 2009). En el próximo punto se verá como ese faltante entre el mayor consumo y la menor producción se ha compensado con importaciones a precios mucho mayores que los pagados internamente, generando un desequilibrio en la balanza comercial del país.

1.3 Producción, reservas e importación de Gas

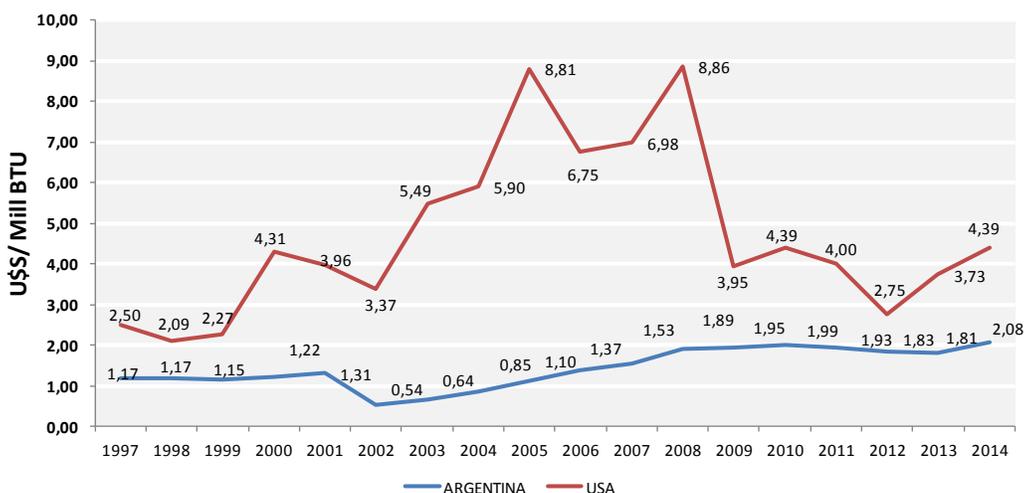
En los últimos 5 años, mientras que el consumo de gas ha crecido alrededor de un 14%, la producción local ha sufrido una disminución similar en porcentaje (-14%) y este faltante para el consumo se ha equilibrado mediante importaciones de gas natural y GNL (Gas Natural Licuado). Según datos de la secretaria de la Energía de la República Argentina, estas importaciones han pasado de ser el 2% de la oferta total de gas al país en 2009 al 23% en 2014 con un crecimiento en volumen de más del 900%.

Estos datos oficiales también indican que el gasto del año 2014 en estas importaciones ha sido de 5.858 millones de U\$S. Estas importaciones solo de gas representaron un 8% de las importaciones totales del país durante el 2013 (Fuente: Indec –último dato disponible) demostrando la fuerte influencia de este insumo en la balanza comercial Argentina.

Un punto no menor a tener en cuenta es el precio de importación del gas: durante el año 2014 el precio promedio de importación de este insumo fue de 12,6 U\$S/MMBTU, mientras que el mercado local, el precio pagado a los productores en boca de pozo por este insumo fue de 2,08 U\$S / MMBTU.

Si comparamos los precios pagados en boca de pozo por este insumo en Argentina vs. los precios internacionales en los últimos años, en este caso con el índice Henry Hub de los

precios en boca de pozo en Estados Unidos, podemos ver que durante los últimos 14 años, los precios de nuestro País se han mantenido muy por debajo de los precios internacionales. A partir de 2009, se ve una baja en los precios de USA, esta baja se debe principalmente a los descubrimientos de gas no convencional en ese país que modificaron su matriz energética y permitieron que el país deje de importar y se autoabastezca de gas



Cuadro n°3: Fuente: Argentina: Secretaría de la Energía de la Nación/ USA: Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price (Dollars/Mil. BTU)

En el actual contexto devaluatorio, también se plantea un problema para las gasíferas, ya que la renta doméstica no está completamente dolarizada, de hecho gran parte de sus clientes gozan de tarifas en pesos, por lo que sus ingresos se ven reducidos. Los usuarios residenciales por ejemplo que pagaron una tarifa al tipo de cambio promedio del 2013 (5,4 \$/U\$) de 0,6 U\$, con la devaluación pasaría a 0,38 lo mismo que con las estaciones de GNC que recibían un precio de 3 U\$/Mill BTU y que con la devaluación, el precio actual en 2015 no supera los 1,9 U\$/Mill BTU. Adicionalmente, si bien las tarifas de los grandes usuarios se encuentra negociada en dólares y en valores entre 3 y 6 U\$/Mill BTU, es posible que a partir de la devaluación, las industrias busquen negociar una baja



Si volvemos a la historia, los sucesivos años de precio bajo en boca de pozo, han desincentivado la inversión por parte de las compañías petroleras en exploración de nuevas áreas y explotación de las áreas existentes para la perforación de pozos de gas, consumiendo las reservas de los pozos en funcionamiento sin el recambio suficiente, lo cual se ve reflejado en la evolución de las reservas que se muestra en la siguiente tabla:

Reservas de Gas Natural Argentina (MMm3)

	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES	Vs. Año anterior
2006	446.156	227.039	251.709	924.904	
2007	441.974	202.673	201.571	846.218	-9%
2008	398.529	141.512	201.898	741.939	-12%
2009	378.820	156.400	204.548	739.768	0%
2010	358.712	132.789	180.237	671.738	-9%
2011	332.510	137.398	155.601	625.509	-7%
2012	315.508	143.269	145.814	604.591	-3%
2013	328.260	142.011	135.033	605.303	0%

Fuente: Secretaría de la Energía

Cuadro n° 4

Los pozos convencionales de gas natural normalmente son más profundos que los pozos de petróleo por lo que requieren mayor inversión en la perforación. A un precio bajo, la inversión para las petroleras no resulta rentable y allí reside una de las principales causas de la desinversión. A continuación un cuadro comparativo de las profundidades promedio de los pozos en los yacimientos más grandes del país en lo que hace a gas y petróleo en los últimos tres años:

- Yacimiento principalmente de gas: Loma La Lata (Neuquén)
- Yacimiento de petróleo: Cerro Dragón (Chubut)

PROFUNDIDAD PROMEDIO PERFORADA (MTS)

Pozos de Explotacion- PROFUNDIDAD PROMEDIO

	2010	2011	2012	2013	2014
LOMA LA LATA	3.748	3.382	4.307	2.879	2.326
CERRO DRAGON	1.968	1.782	1.931	2.026	1.775
DIFERENCIA (%)	90%	90%	123%	42%	31%

Cuadro n°5: Fuente: *Secretaria de la Energia de la Nacion*

Esta mayor profundidad implica mayores tiempos de perforación, lo que implica un incremento en los tiempos de alquiler de equipos de perforación y servicios auxiliares (cementación, servicios de tratamiento de aguas y barros, etc.) que multiplica el costo de perforación además, por supuesto, de la mayor utilización de insumos tales como tubos, trépanos de perforación, accesorios para la conexión y centrado de los tubos dentro de los pozos, elementos de fractura, etc. Adicionalmente, a mayor profundidad, mayor sollicitaciones del suelo en lo que hace a ambientes corrosivos y presiones, por lo que no solo se utiliza mayor cantidad de materiales, sino que estos son más costosos.

Esta coyuntura planteada ha llevado a una desinversión en perforación de gas por parte de las empresas que ha resultado en el ya mencionado descenso de la producción de gas natural y la consecuente pérdida de reservas frente a un consumo incremental de este hidrocarburo.

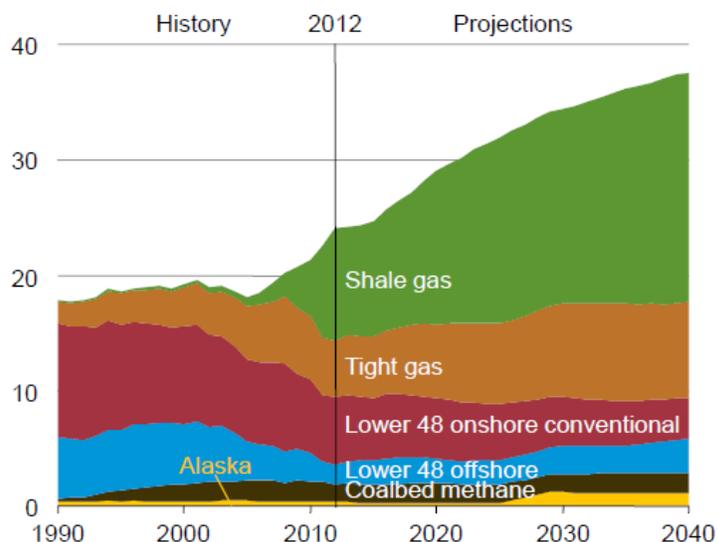
1.4. Nuevos descubrimientos, incremento potencial de la producción.

En los últimos años, se han desarrollado métodos de extracción y producción de gas en el mundo a partir de yacimientos no convencionales. Los más importantes de este tipo de yacimientos son los de "Tight gas" (o gas de arenas compactas) y los de "Shale gas" (o gas



de esquisto). En el primer caso se trata de gas encerrado en poros o “celdas” de suelo de baja permeabilidad y porosidad que hace que las mismas no se comuniquen entre sí por lo que solo fluye entre esos poros o celdas por capilaridad a un ratio mucho menor que en suelos de permeabilidad normal y se requieren métodos especiales para extraerlo. Por esta razón requieren mucha mayor cantidad y profundidad de pozos para extraerlo, implicando perforaciones de alto costo y baja productividad.

En el segundo caso, el “Shale gas”, el gas está encerrado en las rocas de esquisto que es un tipo de roca sedimentaria porosa y para extraer el gas de ella se utilizan fracturas hidráulicas que consisten en perforar la tierra, abrir brechas en las formaciones rocosas que almacenan el gas, para después inyectar a alta presión agua con arena y otros químicos como ácidos, cloros y sales. Después de la extracción del gas, la presión acumulada se libera y se devuelve el líquido a la superficie. La extracción de shale gas en Estados Unidos ha significado una revolución en lo que hace al abastecimiento propio de gas natural, en los últimos 10 años, pasando de ser una porción muy pequeña de la producción de gas natural del país hasta llegar a un 40% de la producción total en 2012. Se estima que en 2040, el shale gas llegue a ser el 53% de la producción de gas, siendo el principal motor del aumento de la producción de gas en ese país como indica el siguiente cuadro:



Cuadro n° 6: Fuente: *Annual Energy Outlook 2014 (U.S. Energy Information Administration- EIA)*

Esta revolución en la producción de gas que ha modificado la matriz energética de USA y quiere ser replicada en distintos lugares del mundo, se ha visto como un ejemplo para nuestro país. En ese sentido, en la Argentina se han descubierto a partir de 2010 nuevos yacimientos de Shale gas que según la mencionada EIA la ubican en el segundo puesto de reservas mundiales de este tipo de gas luego de China. Los recursos argentinos de Shale gas ascienden a 21,9 billones de metros cúbicos de gas en contraste con las reservas convencionales comprobadas ya mencionadas 312,5 mil millones de metros cúbicos. Dentro de estas reservas, el yacimiento que contiene la mayor proporción de las mismas es el Yacimiento de Vaca Muerta en Neuquén operado por YPF con 19,82 billones de m³ de gas.

Teniendo en cuenta los consumos actuales de gas natural, estas reservas alcanzarían para los próximos 350 años. Sin embargo, para que estas previsiones se vuelvan realidad, se necesitará alta inversión para mantener el nivel de financiamiento y obtener el equipamiento necesario para la extracción de hidrocarburos de estos tipos de yacimiento



ya que una de las características más relevantes de los pozos de shale (ya sean para gas o para petróleo, dado que en estas formaciones se obtienen los dos tipos de hidrocarburo) es que estos pozos presentan producciones moderadas con una curva de declinación muy rápida. Es así, como en el primer año la producción disminuye un 50-80% sobre la producción media de los 30 primeros días, lo que lleva a la permanente perforación de sondeos para evitar la declinación del campo, a un alto y sostenido ritmo e intensidad. Esto, unido a las vastas extensiones que abarcan este tipo de acumulaciones, conduce a una actividad intensiva y duradera en el tiempo.

Para realizar todo lo anterior, se necesitarán altas inversiones y una gran alineación gubernamental y de las petroleras involucradas. En el próximo capítulo, estudiaré las capacidades técnicas necesarias para desarrollar estos yacimientos y los tiempos necesarios para realizarlo, de manera de establecer la real capacidad de nuestro país para solucionar los desequilibrios de la matriz energética en el corto y mediano plazo.



Capítulo 2: Características de los Yacimientos no convencionales en la Argentina.

Introducción.

En este capítulo se desarrollaran las características de los yacimientos no convencionales descubiertos en el país, sus potenciales de desarrollo y las características técnicas necesarias para este desarrollo.

2.1 ¿Que son y cuáles son las características de los yacimientos de Shale?

Las “shales” son las rocas sedimentarias más numerosas de la tierra, sirven como rocas de origen de hidrocarburos que luego migran hasta reservorios permeables desde donde se pueden extraer. También sirven para dejar atrapados petróleo y gas dentro de determinadas secciones de suelo. Durante años habían sido consideradas por la industria petrolera como “molestias necesarias” durante la perforación hacia suelos permeables desde donde se pueden extraer los hidrocarburos. Recién hace pocos años se han comenzado a utilizar no solo como fuente de hidrocarburos sino también como reservorios explotables de gas y petróleo no convencional. Si bien, como se ha mencionado el área más desarrollada en este tipo de yacimiento se encuentra en Estados Unidos (como ejemplo, hasta 2011 solo se produjeron volúmenes comerciales de shale gas en este País) y Norte América, en muchos otros países se han hecho desarrollos para replicar este modelo, especialmente en aquellos que poseen poca producción por sí mismos como variedad de Países Europeos y otros tantos como China, Brasil, Australia o Sudáfrica.

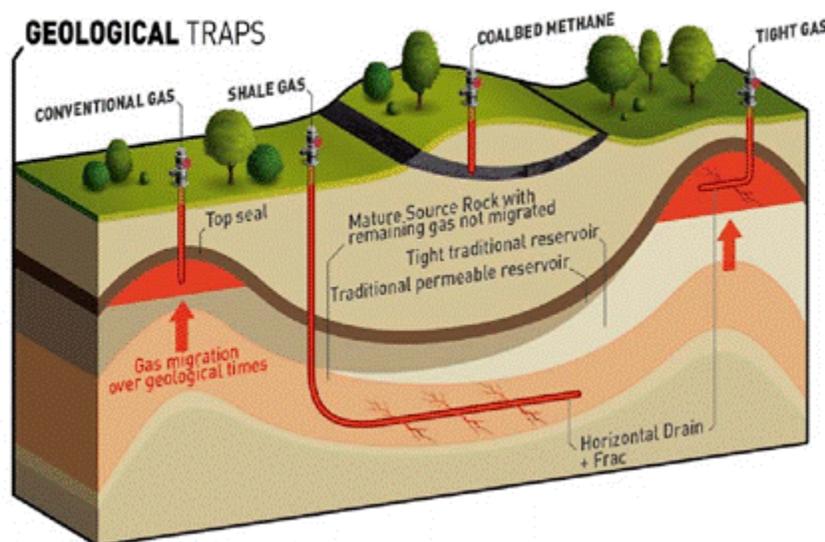
En el caso específico del “Shale Gas” o “Gas de Esquisto” es una forma de gas que se encuentra atrapado en las formaciones de pizarra o esquistos (Shales). Vale aclarar que el termino de Gas no convencional se refiere no a la composición química (ya que siempre se



trata de gas natural) sino de cómo se extraen. En este sentido, se denominan yacimientos no convencionales a aquellos cuya producción puede lograr volúmenes económicos solo utilizando técnicas especiales de estimulación tales como la ya mencionada fractura hidráulica o accediendo a través de pozos horizontales, multilaterales o perforados con alguna otra técnica donde se exponga mayor cantidad de superficie del reservorio al pozo.

En el caso de la fractura hidráulica, esta fue la primera técnica que logró liberar el gas retenido en las rocas de shale, esta práctica crea permeabilidad en las rocas. Sin embargo, la fractura hidráulica de rocas de shale con pozos verticales (los pozos más comunes en la explotación de hidrocarburos convencional) produce altos ratios de producción seguido por una rápida declinación, es por ello que esta tecnología se combina con la segunda tecnología que hizo posible y económica este tipo de perforación: perforación de pozos horizontales que permiten un mayor contacto con el reservorio de shales de lo que se obtiene con pozos verticales.

En la siguiente ilustración se muestra un pozo horizontal típico para obtención de shale gas, en comparación con los pozos verticales convencionales y otros tipos de pozos para la obtención de gas natural:



Cuadro n°7: Fuente: “Shale Gas / Gas de Esquisto/ Gas No Convencional” Publicación de *Ecologistas en Acción*.

Como se puede ver en la ilustración, se trata de pozos mucho más extensos, lo cual implica mayores inversiones y capacidades técnicas para la obtención del hidrocarburo.

Argentina, posee dentro de Sudamérica el mayor reservorio de Shales y donde se ubica el mayor potencial de desarrollo de Shale gas es en la cuenca Neuquina. Desde siempre, la cuenca Neuquina ha sido la principal cuenca para obtención de gas natural de manera convencional, especialmente en el Yacimiento operado por YPF “Loma la Lata”, el de mayor producción del País (12% de la producción total de gas del País en los últimos 5 años). Por debajo del subsuelo de la Cuenca Neuquina, se extienden las dos formaciones más importantes de Shale: Vaca Muerta y Los Molles. De estas dos formaciones, la de Vaca Muerta es la que tiene las mejores características para la explotación ya que se ubica a una profundidad moderada de 2.400 mts con un alto porcentaje de carbono orgánico



(4%) y buenas condiciones de presión. Con respecto a la formación de los Molles, la misma se ubica a una profundidad de 3.810 mts.

En el caso de la formación de Vaca Muerta, la más importante del país, la misma tiene una extensión de 30.000 km² con espesores de la capa de Shale superiores a 250 mts cuyos estudios preliminares provenientes de los primeros 14 pozos verticales mostraron características muy superiores a los shales en producción en EEUU. Un 77% de su área estaría en el área de petróleo y el resto en el área de gas húmedo y gas seco. Para incrementar en un 24% la producción de gas del País se requeriría la perforación de un poco mas de 1.250 pozos en los próximos años, (140 por año en el periodo 2013-2017 y 180 por año en el periodo 2018-2020) requiriéndose aproximadamente unos 40 equipos de perforación adicionales.

También existen algunas formaciones de shale en otras cuencas productoras de hidrocarburos de nuestro País, por ejemplo la formación de Aguada Bandera en la cuenca patagónica de San Jorge con potencial de obtención de Shale Gas a profundidades de entre 3.487 y 3.706 mts o las formaciones de la cuenca Austral a una profundidad de 2.000 a 3.000 mts y de la cuenca del Norte (Chaco- Paraná) que cubre la mayor parte de Paraguay y partes de Bolivia, Uruguay, Brasil y Argentina que tiene zonas muy poco exploradas y de la que se tiene poca información, sin embargo se conoce que la formación de Shales de San Alfredo tiene buenas perspectivas para realizar fractura hidráulicas. En la siguiente ilustración se muestran las zonas de reservas de shale en la Argentina:



Cuadro N° 8: Fuente: US Energy Information Administration. “World Shale Gas Resources: An initial Assesment of 14 regions Outside United States”

En el siguiente punto, me centraré en las características del yacimiento más importante de la provincia de Neuquén: Vaca Muerta, sus características y requerimientos y como puede desarrollarse para lograr el cambio esperado en la matriz energética del País.



2.2 Características y potenciales del Yacimientos No convencional Vaca Muerta.

Comenzaré ahora a estudiar más profundamente las características del Yacimiento de Vaca Muerta, cuáles son sus potenciales y que se necesita para desarrollarlos.

El yacimiento de Vaca Muerta como se ha dicho se extiende en una superficie de 30.000 km² con sus derechos de explotación distribuidos entre distintas operadoras, en algunos casos asociadas con YPF y en otros con actividad independiente:

- YPF explotando las áreas piloto de Loma Campana y Loma La Lata Norte en conjunto con Chevron con 22 equipos perforando, habiendo perforado a fines de 2014 más de 200 pozos. YPF concentra en Vaca Muerta el 75% de los pozos realizados. Dow Argentina, la subsidiaria nacional de Dow Chemical, asociada con YPF para explorar el yacimiento El Orejano, donde ya se han perforado 4 pozos.
- Petronas: Que ha firmado un Memorándum de entendimiento con YPF para explorar en forma conjunta el área La Amarga Chica.
- Apache: YPF invirtió 800 millones de dólares en la compra de los activos de la petrolera estadounidense que estaba liderando la exploración en no convencionales. Con ello, YPF logró aumentar sus reservas de hidrocarburos en un 14% y su producción de gas en 15% (lo que le permitió convertirse en el mayor productor de gas en Argentina).
- Pluspetrol: Es la cuarta productora de hidrocarburos en Argentina y se asoció en 2014 con YPF para invertir 217 millones de dólares en exploración e identificar bloques con potencial no convencional. La mayoría de los 1240 Km² involucrados en esta asociación con YPF pertenecen a los activos que controlaba Apache.
- Total: La petrolera de origen francés fue la mayor productora de gas en Argentina hasta que YPF compró los activos de Apache. Ya realizó 13 pozos exploratorios en niveles de shale y planea otros 12 para este año. Apuesta a explorar su primera



- área piloto de gas no convencional, «Aguada Pichana». También está explorando el bloque «Rincón de la Ceniza» junto a Shell.
- Exxon Mobil: que anunció en 2012 la inversión de 250 millones de dólares para exploración no convencional. Actualmente está explorando 6 bloques en la provincia de Neuquén aunque están todavía en las etapas iniciales.
 - Shell: Otra de las principales petroleras del mundo que opera en Neuquén, recientemente obtuvo permisos de exploración para tres áreas. Ya perforó 5 pozos de shale oil en Vaca Muerta y se cree que está trabajando en un plan de exploración y producción de recursos no convencionales en Argentina.
 - Pan American Energy (PAE): Es la segunda petrolera de Argentina y actualmente está enfocada en desarrollar el único bloque que opera en Neuquén: «Lindero Atravesado» donde invertirá más de 500 millones de dólares. También anunció que inversiones en 2014 por 200 millones de dólares para extraer gas del «Grupo Cuyo» en la Cuenca Neuquina.
 - Tecpetrol: tiene un solo bloque en la Cuenca Neuquina, con acceso a Vaca Muerta, llamado «Fortín de Piedra». Está realizando tareas de exploración no convencional en dicha área.
 - Petrobras: tiene un equipo de exploración trabajando en el área «Río Neuquén», ubicada junto a «Lindero Atravesado» de PAE. Petrobras está evaluando ingresar en el negocio de los no convencionales y se estima que de decidirse a invertir en Vaca Muerta lo haría en una joint-venture con YPF.

Estas son sólo las principales operadoras con negocios en Vaca Muerta, si sumamos empresas de menor porte también tenemos que hablar de Americas Petrogas (Canadá), Madalena Energy (Canadá), EOG Resources (EEUU), Azabache (Canadá), Antrim Energy (Canadá), Wintershall (Alemania), Pampa Energía (Argentina), Medanito (Argentina), entre otras.



Según datos provistos por YPF, solo el área operada por esta puede aumentar en un 50% la producción de hidrocarburos para el año 2019. Sin embargo, fuentes externas a la petrolera (datos obtenidos por trabajos presentados en la cumbre Iberoamericana de Jefes de Estado de octubre de 2012) el aumento de la producción debido a los desarrollos de Shale gas sería del 24% para el año 2020. Para lograrlo, se necesitará un alto nivel de inversiones: aproximadamente 17.600 millones de U\$S según lo presentado en la mencionada cumbre de Octubre de 2012. Nuevas estimaciones indican que para revertir la crisis energética, se necesitarán inversiones por más de 75 mil millones de U\$S (teniendo en cuenta en forma conjunta las inversiones de petróleo shale y de gas shale) en los próximos 10 años.

Veamos ahora donde se ubica la formación, como se debería extraer el hidrocarburo y cuáles son los recursos necesarios para lograrlo.

La formación se ubica a unos 3.000 mts por debajo de la provincia de Neuquén con un espesor de la capa de rocas promedio de aproximadamente 200 mts.

Los estudios actuales demuestran que la formación posee gran cantidad de recursos pero que para que los recursos ya sean prospectivos (es decir donde todavía no se han perforado pozos exploratorios y solo se tienen datos preliminares) o contingentes (donde ya se tienen datos provenientes de una actividad exploratoria que incluye descubrimientos) se conviertan en reservas, se debe demostrar que estas cantidades de gas y petróleo pueden ser producidos de manera rentable y existen razonables expectativas de la obtención de permisos de explotación, las instalaciones necesarias, la financiación y permisos para implementar estos proyectos.

En materia de composición y estructura del suelo, los estudios realizados y presentados por la petrolera YPF indican que las características del subsuelo de la formación Vaca Muerta bajo su operación son muy parecidas y en algunos casos mejores a las de los

yacimientos más productivos de Estados Unidos en lo que hace a Shale como muestra el siguiente cuadro comparativo, donde Barnett, Haynesville, Marcellus, Eagle Ford y Bakken son los principales yacimientos de Shale en USA:

	Vaca Muerta	Barnett	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford (*)	Bakken
Contenido orgánico total (%)	6	5	2	12	4	12
Espesor (mts)	200	91	76	61	61	30
Profundidad (mts)	3.000	2.286	3.658	2.057	2.287	1.829
Area (Km ²)	30.000	16.726	23.310	245.773	5.180	51.800
Presión de reservorio (psi)	9.000	3.525	10.800	3.375	4.502	4.200
Gradiente de presión (psi/ft)	0,65 – 1,0	0,47	0,90	0,50	0,60	0,70
Petróleo Original in Situ (Mbbbl/km ²)	33 - 58	-	-	-	22	3,9
Gas Original in Situ (Bcf/km ²)	-	25,3	30,8	6,1	-	-

Fuente: SPE, EIA, WM, UG Harts e YPF
(*) ventana de petróleo

Cuadro n°9: Fuente: SPE, EIA, VM, UG Harts e YPF

El contenido orgánico total por ejemplo refleja la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias (shales) en cuestión y su potencial como generadoras de hidrocarburos. Más del 2% de COT (o TOC su sigla en inglés) indica que son campos explotables y en general los valores de los campos productivos se suelen fijar entre 4 y 8%. En el caso de Vaca Muerta, la formación presenta un 6% de COT. En el caso del espesor de la capa de Shales, se puede ver que es bastante mayor que en los campos americanos mientras que la profundidad es parecida al promedio de los otros campos.

Sin embargo, si hablamos de costos, los pozos perforados en el campo Marcellus, con profundidades menores a las necesarias en vaca Muerta puede valer unos 1,2 millones de USS, mientras que la perforación de los campos de Haynesville, a mayores profundidades tiene un costo promedio de 9,5 millones de USS, teniendo en cuenta además los cambios de escala entre Argentina y EEUU. En Argentina, luego de los trabajos de reducción de costos, el costo de perforación de un pozo es de 7,5 millones de USS. Es evidente que la



perforación de este tipo de pozos tiene un alto costo y la explotación del shale, si bien permite recuperar mucha de la inversión en los primeros años de explotación, necesita un precio del gas moderado a alto para hacer esto posible. Es así, que el precio del gas estable es una condición para poder desarrollar estos campos.

Para cumplir con las estimaciones de YPF que indican la necesidad de perforar unos 3.000 (1.000 de gas y 2.000 de petróleo) pozos en los próximos años, se debe tener en cuenta que la cantidad promedio de pozos perforados en el país en los últimos 5 años fue de 1336 pozos/año, la perforación de esta cantidad de pozos en una sola área del País implicará entre otras cosas un aumento de la cantidad de equipos de perforación. En 2013, había 70 equipos de perforación en funcionamiento en el país y para llegar a estos niveles de perforación se necesitarán 60 equipos adicionales de perforación para petróleo y 40 equipos más para la perforación de pozos de gas. En total 100 equipos adicionales por año, implicarían una necesidad de más de 7000 nuevos puestos de empleo, según fuentes de YPF.

En resumen, el yacimiento de Vaca Muerta es grande, profundo y contiene gas y petróleo para transformar la balanza comercial energética del país. El problema no es si hay hidrocarburos, sino cuanto tiempo llevara desarrollarlo en las condiciones actuales y si alcanzarán los recursos para hacerlo.

En el próximo punto me dedicaré a investigar las características técnicas de la perforación a utilizar para luego poder definir cuáles son los recursos necesarios para desarrollar estas técnicas de manera de establecer los tiempos necesarios para el desarrollo de este yacimiento.

2.3 Técnicas de perforación necesarias para la extracción de Shale Gas

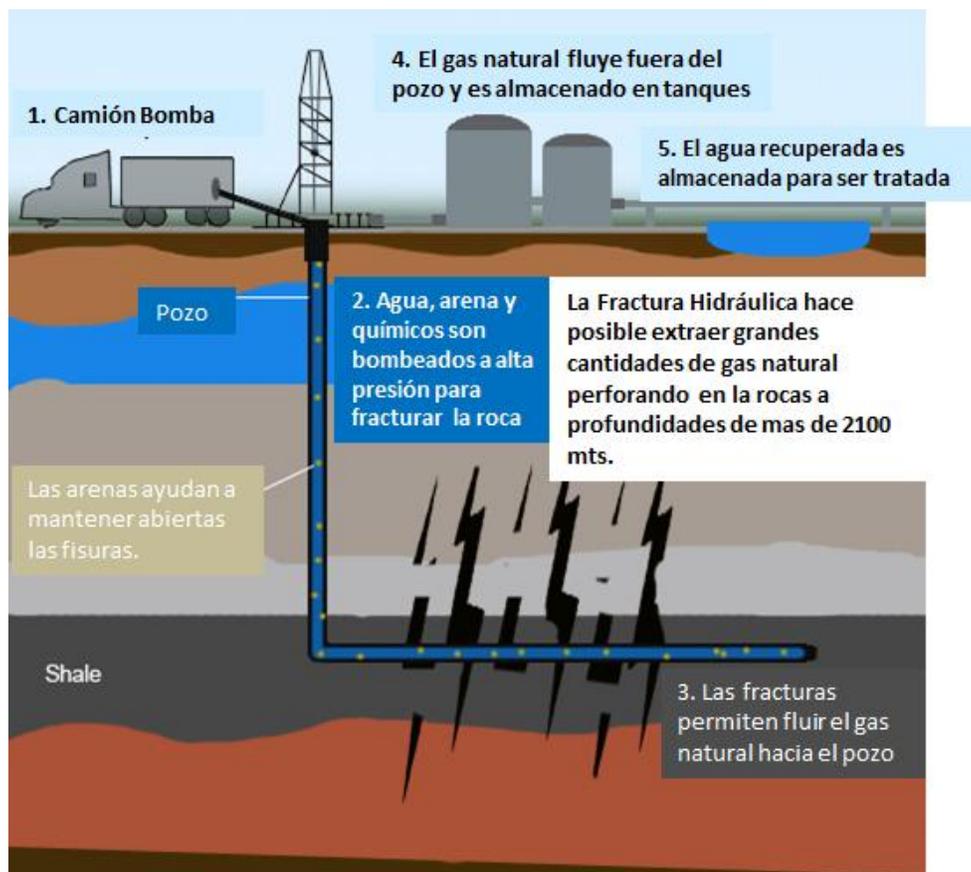


Como se ha mencionado, para la extracción de hidrocarburos desde los shales se utiliza la técnica de fractura hidráulica en combinación con perforación de pozos horizontales.

La fractura hidráulica consiste en inyectar a alta presión dentro de la roca madre un líquido constituido principalmente por agua y arena (99% de los fluidos inyectados están compuestos por estos dos materiales y el 1% restante son aditivos químicos) creando fracturas en la roca en la superficie atravesada por la parte horizontal del pozo que permiten abrir un camino al gas natural contenido en estas rocas para fluir hacia la superficie del pozo. La mezcla de agua y arena, no solo permite fracturar la roca sino que además ayuda a aumentar la porosidad de la formación. La fuerza del agua crea una red de pequeñas fisuras en las rocas impermeables y los granos de arena se ubican en esas nuevas fisuras y las mantienen abiertas. Así, se crean nuevos pasajes por donde el gas natural atrapado puede fluir hacia el pozo. Finalmente, se debe remover el agua inyectada.

En el cuadro n°10, se grafica el proceso de perforación mediante pozos horizontales y fractura hidráulica.

Las diferencias entre este tipo de perforación y la perforación tradicional son la utilización del equipo de bombeo para inyectar la mezcla líquida, la necesidad de perforar a mayor profundidad, la perforación horizontal (que suma una gran cantidad de costo teniendo en cuenta los días adicionales de perforación y los materiales adicionales a utilizar), la mayor cantidad de fracturas y la necesidad del tratamiento de las aguas inyectadas. Todo esto implica la necesidad de utilizar equipos de perforación especiales que, a su vez también aumenta la inversión necesaria para la perforación en comparación con un pozo de gas convencional que solo tiene perforación vertical y no implica la inyección de fluidos ni la cantidad de fracturas que exige esta técnica.



Cuadro N°10: Fractura Hidráulica. Fuente: *Future of fracking holds promise for U.S. energy outlook.* (<http://news.medill.northwestern.edu/chicago/display.aspx>)

La tecnología necesaria para este tipo de perforación deberá estar disponible en el País para poder desarrollar los yacimientos no convencionales. Actualmente, YPF ya ha importado 15 equipos con tecnología skidding rigs, parte de los cuales ya ha puesto en funcionamiento, estos equipos tienen la característica de poder moverse entre pozo y pozo sin tener que ser desarmados, lo que ha logrado una disminución en los costos de perforación del 30%. Como se ha mencionado, YPF estima que se deberán incorporar aproximadamente 100 equipos de perforación adicionales al parque actual (40 para pozos de gas y 60 para pozos petroleros). Esta firma nacional ya se encuentra ensamblando los equipos de fractura, perforación y terminación de pozos para la firma



Schlumberger, una empresa de servicios petroleros con amplia experiencia internacional en este tipo de perforación quien luego los comercializa a las empresas operadoras. Otras dos empresas de servicios petroleros (Halliburton y Weatherford) siguieron estos pasos en la rúbrica de contratos con QM durante estos últimos meses.

De todas maneras, aun cuando la tecnología sea la adecuada y se encuentre disponible en el País, el desarrollo de estos yacimientos requerirá, según se extrae de opiniones de consultoras de RRHH a la revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, el desarrollo de Vaca Muerta “multiplicar varias veces la necesidad de ingenieros y operarios calificados en la región” lo cual genera un punto importante a atender. Como se puede ver, si bien se encuentra disponible en el país el equipamiento para desarrollar estos yacimientos, lo cual hace posible la explotación de los yacimientos, las técnicas de perforación a utilizar son bastante más complejas que las de la perforación convencional y necesitarán un importante volumen de inversión por parte de las petroleras involucradas, además de recursos humanos capacitados para poder llevar a cabo estos proyectos.

En resumen de este capítulo, el yacimiento de Vaca muerta tiene el potencial de transformar la matriz energética del país, si se utilizan las técnicas de perforación adecuadas y los recursos necesarios que están al alcance en el país. Todo esto llevará un gran volumen de inversiones tanto privadas como estatales (que se estudiará más adelante) para llevarlo a cabo en los tiempos necesarios y previstos por las petroleras y los distintos actores involucrados. En el próximo capítulo, estudiaré algunas consideraciones ambientales relacionadas con la técnica de fractura hidráulica.



Capítulo 3: Algunas Consideraciones Ambientales de la Fractura Hidráulica

Introducción

En el presente capítulo se evaluarán los potenciales riesgos ambientales de la utilización de la técnica de fractura hidráulica en los yacimientos no convencionales ya mencionados.

3.1 ¿Cuáles son los riesgos ambientales más comunes asociados a la técnica de perforación por fractura hidráulica? :

Como se ha mencionado en este trabajo, la técnica de perforación por fractura hidráulica consiste en perforar la tierra, abrir brechas en las formaciones rocosas que almacenan el gas, para después inyectar a alta presión agua con arena y otros químicos como ácidos, cloros y sales. Este tipo de fractura ha originado dudas en lo que respecta a las consecuencias ambientales de su utilización a lo largo de todo el globo. Básicamente las preocupaciones más comunes en este aspecto se relacionan con:

1. Posibles contaminaciones de los acuíferos de agua potable en las zonas aledañas a las zonas de perforación.
2. Contenido de aditivos tóxicos para la salud en los fluidos utilizados que no se dan a conocer de manera pública.
3. Utilización de grandes volúmenes de agua que puedan agotar este recurso en la zona.
4. Posibilidad de contaminación por las aguas residuales que se generan en la explotación de este tipo de yacimientos.
5. Posibilidad de sismos o terremotos por activación de fallas geológicas preexistentes debidas a la utilización de esta técnica.
6. Contaminación auditiva.



7. Riesgo de que se produzcan emisiones de gas metano por las fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO₂.

En los próximos puntos analizaré cada uno de estos riesgos para el caso de la formación de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

3.2 Riesgo sobre acuíferos de agua potable

En este sentido, el riesgo que se plantea es que al realizar la perforación se comuniquen los acuíferos de agua potable con los fluidos utilizados en la perforación, contaminando de esa manera el agua de red que se distribuye para consumo humano.

En principio en este caso, se deben destacar dos puntos importantes, el primero es que, según un estudio realizado por la consultora británica Halcrow de los servicios de agua potable en la Provincia de Neuquén, en la zona de la cuenca neuquina, solo la zona de Zapala tiene agua aprovechable para consumo humano y aun en los pocos lugares donde existen estos acuíferos para consumo humano en la zona de Vaca Muerta, los mismos se encuentran a una profundidad máxima de 250 mts, separados por más de 2000 mts de pesadas capas de roca, por lo que la contaminación de los acuíferos en este caso es improbable. De hecho, la probabilidad que una fractura se propague verticalmente es muy baja ya que existen mecanismos geológicos que limitan las distancias en las que esto puede ocurrir. Por otro lado, la posibilidad de que se contaminen las napas de los acuíferos durante la perforación es similar a la posibilidad de que esto suceda en las perforaciones convencionales y que han sido controladas con la utilización de métodos seguros de perforación durante más de 100 años. Por todo lo anterior, no parece haber motivo de preocupación real en este punto si se realizan pozos con diseños adecuados y



utilizando las mejores prácticas de la industria durante toda su vida útil y en la desactivación del mismo.

3.2 Toxicidad de los aditivos.

Los aditivos químicos representan solo el 0,5% del fluido inyectado en los pozos que utilizan la técnica de fractura hidráulica. En general, el resto del fluido inyectado en Vaca Muerta consiste en 94,5% agua y 5% arena.

Estos aditivos deben ser detallarlos en las hojas de seguridad de las petroleras para poder operar. En un informe realizado por el IAPG se indican los aditivos utilizados en Vaca Muerta, del total, el 50% es ácido clorhídrico (el mismo utilizado a nivel de las napas para desinfectar las piletas de natación), otro 25% consiste en goma guar, un producto también usado en la cosmética y en la industria alimenticia para productos horneados, dulces y helados, entre otros. En restante 25% consiste en los aditivos que se ven en el cuadro N°11, todos de uso doméstico e industrial y en una concentración mucho menor que la utilizada normalmente.

Como se puede ver, estos aditivos son utilizados comúnmente en otros procesos industriales así como en la explotación convencional de petróleo y gas. Por supuesto en concentraciones altas algunos de ellos pueden resultar tóxicos, por lo cual se tratan para que no entren en contacto con el medio ambiente confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta etapa la mayoría de ellos se ha degradado totalmente.

Con un tratamiento adecuado de las aguas, no revisten mayor gravedad que la latente en los otros procesos industriales que los utilizan. Adicionalmente, las petroleras tienen la obligación de informar en la Evaluación de Impacto Ambiental (Ley 1875) a la provincia de

Neuquén los productos y cantidades a inyectar, siendo facultad del Gobierno permitir su uso o no. Por lo tanto se puede ver que la técnica de fractura hidráulica no aporta riesgos adicionales en este punto siempre que los riesgos sean acotados por una correcta utilización, regulación y control.

Aditivo	Funcion en la Industria	Función Doméstica	Concentración en el Hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (Lavandina)	Acondicionamiento del agua. Control microbiano.	Desinfectante, blanqueador, tratamiento del agua, uso medico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de PH para fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Carbonato de sodio (natron)	Ajuste de PH para fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de PH para fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100 %	0,0% a 0,006% (raramente utilizado)
Acido Acetico (Vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico.	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietetica, uso medico.	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Acido Borico	Reticulación del fluido de fractura	Cosméticos, spary para el pelo, antiseptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos. Aditivo alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, shampoo, gel de ducha	0,5% a 2%	0,02%
Silica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo.	1% a 100%	4% a 6%
Resina Acrilica	Agente de Sostén	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos.	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

Cuadro N°11: Detalle del resto de Aditivos utilizado en el fluido de fractura. *Fuente:* IAPG.

3.3 Riesgo vinculado con las cantidades de agua utilizada.



Las perforaciones no convencionales utilizan entre 25.000 y 35.000 m³, cantidades no significativas. Según estudios de la Corporación Minera de Neuquén los requerimientos de agua de la actividad no convencional equivalen a menos del 0,2% de los recursos hídricos superficiales disponibles considerando los caudales mínimos de los mismos. A su vez, por una legislación de la Provincia de Neuquén, solo se puede obtener agua de estos cursos superficiales, que son renovables ya que son alimentados por escurrimientos de deshielos anuales, no pudiendo ser utilizados los acuíferos de agua dulce subterráneos con aptitud para abastecimiento de poblaciones e irrigación.

Proyecciones del IAPG indican que la explotación intensiva y en plenitud de la formación Vaca Muerta, requeriría de menos del 1% del recurso hídrico de la provincia, frente a un 5% que requieren la población, la industria y el agro, y al 94% remanente para otros usos.

Por lo que se ve, aquí tampoco habría un problema siempre y cuando se cumplan las regulaciones ya que el agua que se utiliza para estas perforaciones no compite con el agua que se utiliza para otras actividades.

3.4 Riesgo de contaminación por aguas residuales.

Durante la fractura hidráulica, una pequeña parte del fluido inyectado queda en espacios vacíos del yacimiento, pero más del 70% vuelve a la superficie conteniendo además de lo inyectado, otras sustancias y la suciedad propia de los compuestos de la roca madre.

Estos productos pueden ser tóxicos como cualquier efluente residual de la explotación petrolera, ya sea convencional o no convencional o cualquier otra industria que produzca efluentes. En la actualidad existen métodos y equipamientos para el tratamiento de estos efluentes, de manera de recuperar esas aguas para su reutilización en una siguiente operación en un porcentaje muy alto y para mitigar o eliminar sus efectos y hacer que los efluentes vertidos cumplan con la regulación vigente. El Anexo VII del Decreto 2656-99,



regulatorio de la ley ambiental Nro.1875, establece las Normas y Procedimientos que Regulan las Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, incluyendo las operaciones de abandono de las áreas explotadas. Por lo tanto al existir la regulación y las técnicas adecuadas para el tratamiento de estos efluentes, no debería existir problema si se mantienen los estándares y las mejores prácticas de tratamiento de residuos como se realiza en el resto de las explotaciones de petróleo y gas de la zona.

3.5 Riesgo de sismos o terremotos por activación de fallas geológicas.

Al fracturarse la roca por la técnica estudiada, se pulveriza la misma para sacar el hidrocarburo retenido en los poros. Esta ruptura genera vibraciones a mucha profundidad, generalmente no perceptibles en la superficie. Con los sensores adecuados, se han medido las vibraciones generadas y estas son 100.000 veces menores de lo perceptible y mucho menor que lo que puede causar algún daño. Cada año, se producen varios miles de fracturas hidráulicas, sin haberse verificado ninguna conexión con eventos sísmicos. Como ejemplo, en 2011 se realizaron más de 250.000 fases de fractura hidráulica sin ningún antecedente de evento sísmico significativo. Aún en Estados Unidos, en una zona de gran actividad sísmica como California, no existen preocupaciones reales sobre este punto. Adicionalmente, el Inpres (Instituto Nacional de Prevención Sísmica) ha declarado que la zona de actividad de Vaca Muerta no es una zona de de preocupación sísmica. Por lo tanto, las vibraciones originadas por la fractura hidráulica no están en condiciones de alcanzar las zonas de fallas geológicas.

Por todo esto, se puede ver que este riesgo, no tiene justificación para ser considerado como un riesgo real.

3.6 Riesgo de contaminación auditiva.



El equipamiento utilizado para la fractura hidráulica es más voluminoso y utiliza mucha más potencia que el equipamiento para perforación convencional. Cuando el yacimiento está ubicado en una zona cercana a alguna población, estos o pueden percibir durante los días de perforación ruidos persistentes y muy fuertes vinculados con las actividades de bombeo a presión.

En el caso de Vaca Muerta, los yacimientos se encuentran en lugares muy alejados a las poblaciones más cercanas, por lo que este riesgo queda anulado. De desarrollarse yacimientos cercanos a poblaciones en un futuro, deberían definirse los niveles máximos de contaminación sonora permitidos, pero en la actualidad esto no genera un conflicto.

3.7 Riesgo de emisiones de gas metano.

Como se sabe, el objetivo de esta actividad es liberar el gas retenido en los poros de la roca madre, la preocupación en este punto es si al producirse la fractura hidráulica a 3000 mts. de profundidad o más, las presiones y fuerzas derivadas de estas fracturas, podrían generar vías de escape al metano que le permitan alcanzar la superficie y llegar a la atmósfera lo cual sería peligroso ya que este gas tiene un efecto invernadero hasta 24 veces superior al CO₂.

Según los expertos en la geología de los yacimientos presentes en Vaca Muerta, esta situación resulta imposible ya que debido a la profundidad de estos yacimientos, no hay forma que una fractura se expanda durante 3000 mts hasta llegar a la superficie. Según gráficos sísmicos brindados por la EPA (Environmental Protection Agency - US), una fractura solo se puede expandir hasta 400 mts de la línea de fractura, es decir a los 2.500 mts de profundidad.



Adicionalmente, este peligro, de existir, sería el mismo de los yacimientos convencionales de gas, los cuales ya respetan normativas para detectar potenciales fugas de gas, que son las mismas que deben seguir estos yacimientos.

3.8 Conclusiones generales sobre los riesgo ambientales.

Como se pudo ver en los puntos anteriores, los peligros ambientales relacionados con la actividad de fractura hidráulica, no son mayores que los riesgos generales de la actividad petrolera.

Si se mira al resto del mundo, la mayoría de los países que en un principio se manifestaron en contra de este tipo de perforación (Holanda, Reino Unido, Alemania, Polonia, etc.), ahora ya la permiten luego de haber realizado los estudios necesarios. El caso argentino presenta una ventaja adicional y es que los yacimientos más ricos en recursos no convencionales se encuentran en zonas desérticas muy alejadas de cualquier población, situación muy distinta a la que viven los yacimientos de algunos países europeos o Estados Unidos, lo cual minimiza aun más los riesgos.

Por lo que se ha visto, los riesgos mencionados, pueden ser anulados o minimizados simplemente con el cumplimiento de las regulaciones y las mejores prácticas del sector y, por lo visto en los capítulos anteriores, la utilización de la fractura hidráulica es necesaria para explotar los yacimientos cuya importancia puede cambiar la matriz energética actual, por lo que parece una técnica recomendable sin pasivos ambientales significativos o no manejables.

En el próximo capítulo, se estudiará para el caso del gas si la capacidad de transporte actual de los gasoductos del país puede absorber este aumento de la producción originada desde Neuquén.



Capítulo 4: Capacidades Actuales de Transporte de Gas en Argentina y Necesidades Potenciales

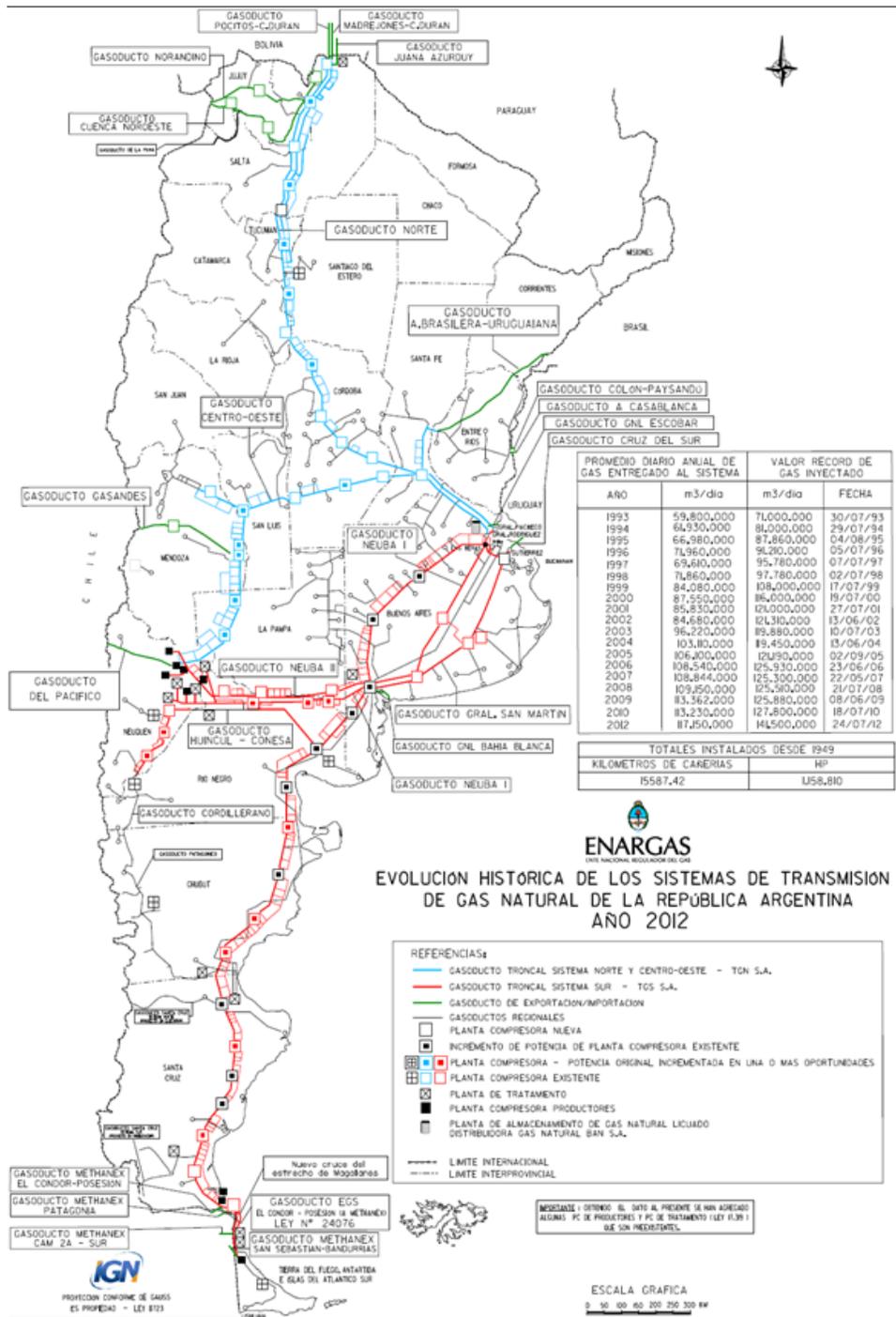
Introducción

En el presente capítulo, se evaluará la capacidad de transporte de gas actual del País y si esa capacidad resulta suficiente para el volumen adicional a transportar una vez desarrollados los nuevos yacimientos en estudio.

4.1 Sistemas de Transporte de Gas en Argentina:

En nuestro País el gas es transportado en estado gaseoso a través de gasoductos. Estos gasoductos son sistemas tubulares con tramos de distinto diámetro en función de la presión y los caudales transportados. El trazado principal del gasoducto está constituido por el gasoducto principal o troncal diseñado para transportar gas desde las plantas compresoras y están diseñados para transportar grandes volúmenes de gas a altas presiones. De estos gasoductos troncales parten las arterias que llevan el gas hasta las estaciones de regulación en las cuales se reduce la presión que proviene de la red de transporte, se filtra el gas y se introduce en la red de distribución a presión constante aunque esta fluctúe en la red de transporte. Adicionalmente, en las estaciones de regulación se controla el caudal de gas que circula por las mismas, llevándose además un registro de su presión y temperatura.

De estas estaciones de regulación parten las redes de distribución, que a presiones más reducidas conducen el gas natural hasta las instalaciones de regulación de los usuarios, a través de los ramales o derivaciones de abonado. Finalmente, los ramales de abonado son derivaciones en diferentes puntos de la red de distribución, para permitir que circule por ellos los caudales requeridos para cada usuario.



Cuadro n°12: Mapa de Gasoductos de la Argentina. Fuente: ENARGAS.



La red de gasoductos troncales está constituida por los siguientes sistemas, que se pueden visualizar en el cuadro N° 11:

- Gasoducto del Norte.
- Gasoducto Centro-Oeste.
- Gasoducto del Oeste.
- Neuba (I y II)
- Gasoducto SUR o Gral San Martin.

4.2 Necesidades de transporte para el desarrollo de Vaca Muerta

El gas producido en Neuquén se inyecta a la red de los gasoductos Neuba I y II (pertenecientes a la transportadora TGS), Centro Oeste (perteneciente a TGN) y al Gasoducto del Pacífico que a su vez termina conectando al troncal Neuba II. A los niveles actuales (datos del año 2014), se inyectan desde la cuenca Neuquina unos 20.135 millones de m³/año (unos 55 mill m³/día), el 64% del gas inyectado en el País y según el Enargas- Las capacidades promedio utilizadas de los gasoductos fueron en el 2014, 83% para el gasoducto Centro Oeste, 34% para el Neuba I y 70% para el Neuba II.

De aumentar la producción desde Neuquén lo estimado en el capítulo anterior (24% de la producción del País en 2012), se debería inyectar aproximadamente 13.229 millones de m³ adicionales a la producción del 2014 que equivaldrían a 36,2 mill de m³/día adicionales .

Para estudiar más en profundidad como se transporta el gas actualmente desde el yacimiento de Loma La Lata – Sierra Barrosa (ubicado sobre la formación de Vaca Muerta) vemos en el siguiente cuadro para estimar realmente la capacidad de los gasoductos:



GASODUCTO	Capacidad de inyección		Extensión km	Plantas Compresoras #	Desde	Hasta	TRANSPORTADORA
	Mill m3/día	Mill m3/año					
CENTRO OESTE	34,1	12.447	1.121	8	Loma La Lata	San Jeronimo	TGN
NEUBA I	14,4	5.256	1.971	4	Sierra Barrosa	Cerri	TGS
NEUBA II	29,85	10.895	2.201	4	Loma La Lata	Cerri	TGS
Total	78,35	28.598					

Cuadro n°13: Capacidades y extensión de los gasoductos de Neuquén. *Fuentes: ENARGAS / TGN / TGS.*

Como se puede ver, la capacidad de inyección total diaria de los gasoductos es de 78,3 millones de m³ y que por lo estimado en los párrafos anteriores, una vez desarrollado el yacimiento, se necesitará una capacidad de aproximadamente 91 millones de m³/ día, sumando los 55 actuales mas los 36 adicionales. Sin embargo, no se debe perder la perspectiva de que actualmente se inyectan al sistema aproximadamente 34,5 mill m³/día de gas importado que se inyecta al gasoducto Neuba I que podría ser reemplazado por el producido en la cuenca, por lo que a nivel general el sistema también debería poder absorber este aumento de capacidad con los ductos existentes al reemplazar el gas importado por gas nacional.

Hasta ahora, los pozos de shale gas que se han perforado en el área se han conectado al gasoducto del Pacifico que a su vez conecta con el gasoducto NEUBA II.

Adicionalmente, una inversión que si se debería tener en cuenta dentro del tema de transporte es la construcción de nuevos ductos desde las nuevas zonas perforadas dentro de los yacimientos. En este sentido, ya se encuentra en servicio un gasoducto construido en los últimos dos años y que transportará la producción de YPF. Este gasoducto requirió un inversión de aproximadamente 75 millones de US\$ y permite incrementar la inyección del gas en el sistema de 1 millón de m³/día. Y a su vez estas obras forman parte de un proyecto más amplio de inversión de 400 millones de U\$S para incrementa la inyección en 3 millones de m³ /día.



En cuanto a la planta compresora para inyectar el gas en el sistema, se puede utilizar la planta en funcionamiento en Loma la Lata y Sierra barrosa para la inyección a los ductos principales.

Como resumen de este capítulo se puede ver que la capacidad actual de transporte sería suficiente para el transporte del gas adicional que se estima producir en los próximos años, sin embargo serán necesarias algunas obras e inversiones para transportar el nuevo gas obtenido dentro de los yacimientos y para la inyección al sistema. En el próximo capítulo se evaluarán las necesidades financieras y económicas de las petroleras para el desarrollo de estos yacimientos de una manera rentable.



Capítulo 5: Inversiones, financiación disponible y contexto internacional para proyectos de desarrollo de Yacimientos No Convencionales.

Introducción

En el presente capítulo, se evaluarán las inversiones a realizar y las distintas fuentes de financiación actuales y futuras disponibles para hacerlas posible. También se evaluará el contexto internacional y como afecta a los proyectos de extracción de hidrocarburos no convencionales en la Argentina y en el mundo.

5.1 Inversiones necesarias por parte de las petroleras y fuentes actuales de financiación

Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, el desarrollo de los yacimientos no convencionales requiere un mayor número de inversiones que el desarrollo de los campos convencionales estimándose que para lograr el autoabastecimiento energético, se necesitarán explotar unos 1500 km² (la superficie total a manos de YPF es de 12000 km²) y para ellos se necesitarán inversiones externas en los próximos 10 años de unos 75.000 millones de usd para el desarrollo de gas y petróleo.

YPF se encuentra en negociaciones hace ya más de dos años con distintas petroleras para conseguir socios inversionistas para el desarrollo del yacimiento y adicionalmente, ha emitido bonos para inversiones minoristas con una tasa anual del 20% más un punto porcentual adicional por cada 1% adicional de producción que genere por unos 60 millones de U\$. Sin embargo, este nivel de inversiones se encuentra muy alejado de los 75.000 millones de u\$ que necesita invertir la petrolera en estos campos. Cabe aclarar en este punto que se estudia la inversión total (en desarrollo de gas y petróleo) ya que las petroleras no distinguen entre uno y otro para las fuentes de financiación.



Si estudiamos los resultados de la petrolera del año 2014, podemos ver que la misma cerró el año con un resultado neto de 8.849 millones de pesos (1075 millones de U\$S), un 74% mayor que 2013 y un 127% mayor que el 2012 en U\$S, esta diferencia es debida al contexto inflacionario del país. El endeudamiento es bastante alto (68%) y la rentabilidad sobre el patrimonio neto (ROE en sus siglas en Inglés) es del 12 %, muy similar a la de los últimos dos años.

Resultados Financieros YPF

	Mill. de AR\$			Mill. de U\$S		
	2014	Vs 2013	Vs 2012	2014	Vs 2013	Vs 2012
Resultado Neto	8.849	74%	127%	1.075	17%	26%
Deudas	49.305	55%	188%	5.991	4%	60%
Endeudamiento (%)	68%	2 p.p.	13 p.p.			
ROE (%)	12%	1 p.p.	-			
ROA (%)	4%	.	-1 p.p.			

Cuadro n°14: Resultados YPF año 2014. *Fuente: YPF*

A su vez, la producción de hidrocarburos durante el año 2014 aumentó debido a las adquisiciones realizadas por YPF ya mencionadas y por incremento de producción. Específicamente la producción de gas aumentó un 25,1 %, destacándose en este aumento la producción de Tight gas de la formación Las lajas en Neuquén.

Si se evalúa el valor de la acción a lo largo del tiempo, se puede ver que luego de una baja en 2012 causada principalmente por la expropiación de la empresa, llegando a un mínimo en Noviembre de 2012 de 9,57 U\$S/acción de se ve una recuperación a partir de finales de 2013 coincidente con la resolución del conflicto con Repsol, para mantenerse en valores promedio de 30 U\$S/ acción.



Cuadro n°15: Evolución del precio de la acción de YPF en los últimos 5 años. *Fuente: Yahoo! finance*

Los números mostrados hasta ahora muestran una empresa con una rentabilidad media, ayudada por un alto grado de endeudamiento que deja poco margen para mayor apalancamiento futuro. Es por ello que YPF hace ya unos años ha emprendido la búsqueda de socios inversores para la explotación y exploración de los terrenos comprendidos en la formación de Vaca Muerta de manera de poder cumplir con los planes de inversión establecidos para el desarrollo de estos yacimientos. Hasta ahora YPF ha celebrado los siguientes acuerdos de inversión:

- *Acuerdo con Chevron:* El acuerdo firmado originalmente en 2013 estipulaba una inversión inicial de 1240 millones de U\$, totalmente financiada por Chevron, para una explotación piloto en el Area Loma Campana y luego una segunda fase para la que se perforarían más de 1500 pozos adicionales y así alcanzar, en 2017, una producción de 50 mil barriles de petróleo y 3 millones de metros cúbicos de gas natural por día según indicaba en su momento el comunicado de YPF. La inversión sería realizada por las dos empresas y Chevron obtendría algunos beneficios adicionales tales como el permiso a exportar parte de la producción sin

retenciones y garantizarle la libre disponibilidad de los fondos en dólares que esas operaciones generen. Este último punto, que apuntaló fuertemente el último tramo del contrato, fue realizado por un decreto, por el Gobierno Argentino. Cumplida la etapa piloto, en 2014 Chevron ratificó el convenio y se comprometió a una inversión conjunta por más de 1600 millones de U\$\$. Las petroleras acordaron, además que cada año realizarían una proyección presupuestaria hasta alcanzar el desarrollo total del área. También en 2014 se anunció la ampliación del acuerdo original a una nueva área (Narambuena en el Yacimiento Chihuido de la Sierra) con un proyecto exploratorio donde Chevron invertiría 140 millones de U\$\$, YPF sería el operador y se completaría esta fase en 4 años.

- *Acuerdo con la petroquímica DOW:* en Septiembre de 2013, se firmó un acuerdo entre las empresas para la explotación del bloque “El Orejano”. La inversión total sería de 188 U\$\$ donde Dow aportaría 120 durante el plazo inicial de 12 meses y el resto sería aportado por YPF.
- *Acuerdo con Petronas:* YPF acordó con la petrolera Malaya en diciembre de 2014 una inversión conjunta de 550 millones de U\$\$ donde Petronas aportará 475 para perforar 35 pozos durante la etapa piloto en el bloque “La Amarga Chica”, que fue adquirido por YPF a la petrolera provincial Gas y Petróleo de Neuquén en ese mismo mes. YPF será el operador y una vez terminada la etapa piloto, en función de los resultados, las empresas acordarán si deciden continuar con las etapas siguientes que conllevarían la perforación de más de 900 pozos. Adicionalmente, YPF cederá una participación del 50% de la concesión de explotación del bloque La Amarga Chica a Petronas E&P Argentina S.A., la filial local de Petronas en el país. Este acuerdo, es el primero que se dio en un contexto internacional muy adverso



por la baja del precio del petróleo que se comentará en el próximo punto, lo cual aumenta su relevancia.

- *Acuerdo con Sinopec:* El segundo acuerdo firmado a pesar de la crisis del precio del petróleo fue con la petrolera China Sinopec en el marco de negociaciones entre los dos gobiernos en Enero de 2015. El acuerdo firmado es un compromiso para analizar alternativas de inversión conjunta, ya sea para exploración y producción de hidrocarburos convencionales como no convencionales. Durante el segundo trimestre de 2015 se definirá la letra chica de los contratos. En este acuerdo, Sinopec espera que YPF se sume a las actividades de explotación en los yacimientos que la primera posee en la provincia de Santa Cruz y así mejorar las relaciones con el gremio petrolero. Por otro lado, YPF espera asociarlos en la explotación del yacimiento “Bajada de Añelo” adquirido en diciembre del año pasado a la Provincia de Neuquén y donde tiene comprometida una fuerte inversión para la que está buscando socios.
- *Acuerdo con Gazprom:* también en el marco de las negociaciones entre los gobiernos de los dos Países, YPF estaría firmando entre abril y mayo de 2015 un acuerdo con la petrolera estatal rusa. Los detalles del acuerdo todavía no han trascendido pero lo que si se conoce es que el objetivo de la petrolera Rusa sería explotar el gas de los shales de Neuquén dado que es su especialidad siendo la primera productora mundial de gas (la segunda de petróleo). Este acuerdo es el tercero celebrado por la petrolera YPF durante la crisis mundial del precio del petróleo.

En todo lo anterior, se puede ver que la estrategia de la empresa para poder desarrollar los yacimientos que conforman el bloque de Vaca Muerta es establecer alianzas estratégicas con empresas internacionales interesadas en la explotación de campos no

48 | Yacimientos no convencionales ¿Solución para la crisis energética Argentina?



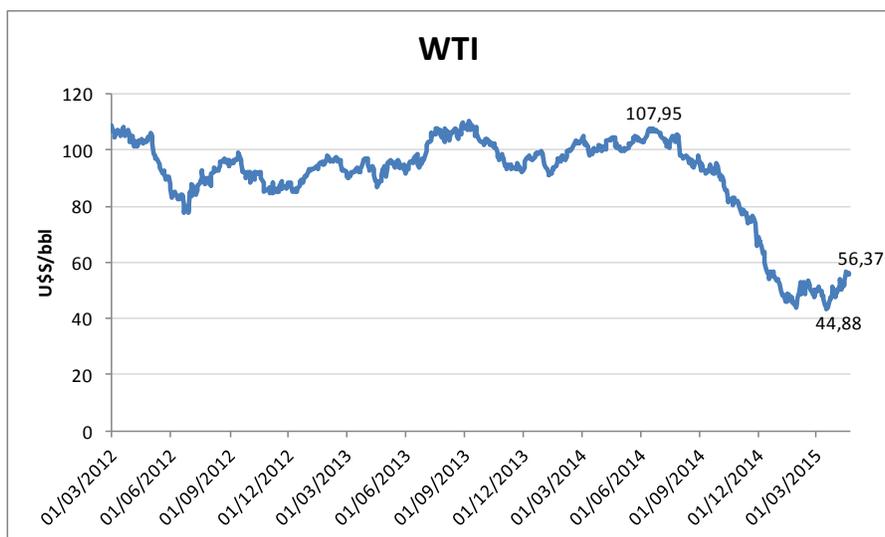
convencionales. Esta estrategia es fuertemente apoyada por los acuerdos bilaterales establecidos por su socio mayoritario: El Gobierno Argentino quien no solo deberá trabajar para seguir estableciendo acuerdos con distintos Países sino, en hacer de la Argentina en general y de la petrolera estatal en particular buenos prospectos de inversión. Para ello, se deberá trabajar en estabilizar el mercado, hacerlo más predecible, disminuir su riesgo y por ejemplo entre otras cosas no hacer que las decisiones de la empresa sean tan dependientes de lo que sucede en la política, ya que por ejemplo le debería asegurar a los inversores que un cambio de Gobierno como el que sucederá próximamente no afectará los planes ya realizados o los acuerdos ya firmados. Además se debería brindar un contexto de seguridad jurídica que ha sido afectado a los ojos del mundo por los problemas con los holdouts.

En el próximo punto se evaluarán los efectos de la crisis mundial del precio del petróleo de los últimos meses y como repercute en los planes y la búsqueda de inversores para desarrollar los yacimientos no convencionales.

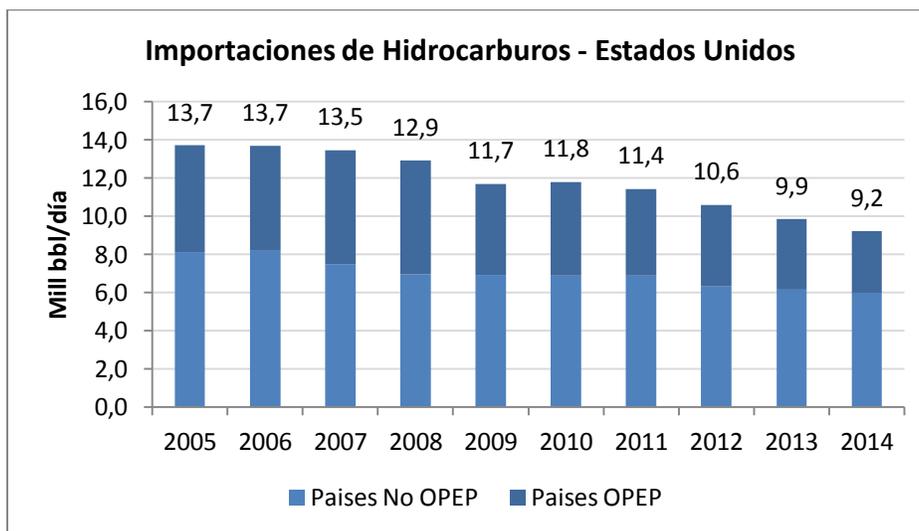
5.2 El contexto internacional y los efectos de las crisis del precio del petróleo.

En los últimos meses del año 2014, el precio internacional del petróleo sufrió un profundo descenso desde valores cercanos a los 100 U\$\$/ bbl a valores que rondan los 50 U\$\$/bbl debido a una sobreoferta a nivel mundial. Esta sobreoferta se debe a dos causas principales, por un lado a la baja en la importación de hidrocarburos del principal consumidor mundial, Estados Unidos, quien según datos de la EIA en 2005 importaba 13,7 millones de barriles diarios y en 2014 ese número fue de 9,2 millones de barriles diarios. Esta reducción se dio mayormente en las importaciones provenientes de los países miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), que en los últimos 10 años redujeron sus exportaciones a USA en un 42%. La razón principal de la reducción de las importaciones de hidrocarburos han sido los desarrollos de Shales en el

país que permitieron que actualmente representen el 49% de la producción de hidrocarburos de ese país. En los siguientes cuadros se indican la evolución del precio del Petróleo crudo y las importaciones de hidrocarburos desde Estados Unidos.



Cuadro n°16: Evolución del precio del petróleo- WTI. Fuente: Thomson Reuters



Cuadro n°17: Evolución Importaciones de Crudo EEUU. Fuente: Energy Information Administration



La segunda razón principal para la sobreoferta de crudo es que en la reunión semestral de noviembre de los países de la OPEP, los mismos decidieron sostener los niveles de producción para el próximo año, con lo que favorecen a la sobreoferta y a la baja del precio. La razón sería justamente pelearle el terreno a esos desarrollos shales, cuyos costos de producción hacen que la mayoría de los proyectos en EEUU no sean rentables a valores del barril menor a 75 U\$/bbl, mientras que los pozos convencionales de estos países pueden sostenerse aun a precios del barril de 20 U\$/bbl.

A estos dos efectos se le suma el estancamiento global de la demanda por la crisis y sus efectos sobre China, Europa y Japón.

Esta situación afectó a nivel global los proyectos de Shales, se han cancelado proyectos en EEUU, Canadá, China, Noruega y otros centros petroleros no convencionales del mundo. En este contexto la búsqueda de inversores de clase internacional para los proyectos de Vaca Muerta se complica.

En el próximo punto se estudiará la situación interna y cuál es el grado de influencia de la mencionada crisis en el caso Argentino.

5.3 El contexto interno para inversores y los efectos de las crisis global.

A pesar de lo expresado en el punto anterior, la situación Argentina es un poco distinta de lo que sucede en el contexto internacional, ya que el precio interno del petróleo está desacoplado del precio internacional. En nuestro país, el precio interno del barril de petróleo medanita (el tipo de petróleo que se obtiene en Vaca Muerta) se paga en refinерías a un precio de 74 U\$ independientemente del precio del WTI o Brent.

Este es un valor aceptable si tenemos en cuenta los costos ya que según informa la consultora IHS los proyectos no convencionales en Argentina, tendrían un punto de equilibrio de 50 U\$ a diferencia de los de en China o EEUU en los cuales muchas



petroleras tiene un punto de equilibrio cercano a los 75 U\$S como ya se ha mencionado. Los menores costos, se deben principalmente a los trabajos realizados en esa dirección, tales como la incorporación de los equipos de perforación móviles de última generación que bajaron el costo de perforación de pozos en un 30%.

Adicionalmente, la nueva ley de hidrocarburos promulgada el 30 de octubre de 2014 incluye algunas ventajas adicionales para los inversores en proyectos no convencionales que involucran:

- Exenciones del impuesto a las exportaciones de hasta el 20% de la producción on-shore (60% para offshore) para las inversiones en yacimientos no convencionales mayores a 250 millones de dólares.
- Extensión de las vigencias de las concesiones de yacimientos no convencionales a 35 años, incluyendo un periodo piloto de 5 años.
- Posibilidad de reducir las regalías a pagar a los Gobiernos Provinciales o Nacional de 12 % de la producción mensual hasta 5% teniendo en cuenta las condiciones de productividad, condiciones del suelo y ubicación los pozos. Esta posibilidad será decidida por los Gobiernos involucrados.

Estos cambios en las condiciones hacen más atractivas las inversiones en nuestro país, ya que los costos están cubiertos e incluyen la posibilidad de exportar parte de la producción sin el pago de retenciones (este último punto fue fundamental por ejemplo para la firma del acuerdo con Chevron en su momento). Puede ser, sin embargo, que produzcan un pequeño ruido entre los Gobiernos nacionales y provinciales ya que es una ley realizada por el Gobierno Nacional pero que implica, por ejemplo, cesiones de regalías gerenciadas en algunos casos por los gobierno provinciales. Es en este punto que los gobiernos provinciales, deberán también cooperar con el desarrollo de estas inversiones en la medida que sus economías regionales no se vean profundamente afectadas.



Por otro lado, desde el año 2013, también existe el “Programa Estimulo a la Inyección Excedente de Gas natural”, que implica el pago de un precio preferencial (7,5 U\$S/mil BTU) al gas proveniente de proyectos de gas nuevo, lo cual favorece mucho los proyectos de shale gas.

Como se puede ver en este punto, a pesar del contexto internacional, los proyectos no convencionales pueden presentarse como una alternativa viable de inversión debido a los distintos incentivos que se han desarrollado en estos últimos años.

Como resumen de este capítulo, se puede ver que el desarrollo de los yacimientos no convencionales en Argentina requiere un alto volumen de inversiones que la petrolera estatal no puede afrontar sola y por ello, hace ya un tiempo se encuentra a la búsqueda de acuerdos con inversores externos, ya ha firmado algunos pero todavía no son suficientes para un desarrollo que brinde la independencia energética del País. En ese sentido, deberá seguir buscando nuevos socios estratégicos en un contexto mundial de baja del precio del petróleo y de retracción de las inversiones especialmente en este tipo de proyectos. Sin embargo, la Argentina presenta algunas ventajas para los inversores que pueden menguar este efecto y hacer viables estos proyectos. Para ello, se deberá dar un contexto nacional de seguridad jurídica y disminución del riesgo de las inversiones en Argentina que es responsabilidad del Gobierno Nacional, quien deberá trabajar en conjunto con los gobiernos provinciales para lograr dar este contexto.

Con este capítulo, se da por terminado el cuerpo teórico de este trabajo. En el próximo punto, se presentará el cuerpo empírico del trabajo, para luego dar lugar a las conclusiones.



3. Cuerpo Empírico

3.1 Metodología Utilizada

Para realizar el trabajo de campo de esta tesis, se realizaron entrevistas a profesionales especializados en el tema del petróleo y gas en Argentina para obtener su punto de vista sobre la posibilidad de lograr la independencia energética mediante los desarrollos de los yacimientos no convencionales.

Se realizaron 3 entrevistas a tres perfiles distintos vinculados al ámbito petrolero, por un lado un especialista en el mercado petrolero argentino que trabaja en la parte comercial de una empresa proveedora de productos y servicios a las petroleras en los yacimientos estudiados en este trabajo, una persona que trabaja en la parte de negociación de contratos de gas en una petrolera privada con inversiones en un área no convencional de Neuquén y finalmente una persona que trabaja en YPF, en Neuquén en la evaluación de proyectos del área de negocios de yacimientos no convencionales de esa petrolera.

Se realizaron entrevistas semiestructuradas, es decir, inicialmente se preparó un cuestionario guía similar para los tres perfiles pero con preguntas abiertas y durante las entrevistas cada uno dio las respuestas a esas preguntas en función de sus conocimientos específicos. Las entrevistas se realizaron personalmente, en el caso de las dos personas que estaban en la Ciudad de Buenos Aires y por skype a la persona que está ubicada en Neuquén.

Luego se analizaron los resultados y se elaboraron las conclusiones que se verán a continuación.

Los resultados y conclusiones del estudio empírico se resumirán en los siguientes puntos y las transcripciones de las entrevistas se incluirán en el Anexo I.

3.2 Análisis de Resultados

Para analizar los resultados de las entrevistas, se evaluarán las preguntas que se realizaron y se resumirán las respuestas de los tres entrevistados, clasificadas por temas, en los cuadros que se mostrarán a continuación

Las respuestas en las filas corresponden a las siguientes personas:

- **A:** Matias W. – YPF- Project evaluation-optimization Leader Unconventional Business unit.
- **B:** Matias L. – PAE
- **C:** Gonzalo Moreno M. – TENARIS – Project Coord.- Vaca Muerta

	Potencial del yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética.
A	<ul style="list-style-type: none"> - VM es un recurso World class, cuyos resultados dependen de capital intensivo que a su vez depende de las condiciones macroeconómicas y reglamentarias. - Los resultados actuales son muy promisorios, lo que es necesario desarrollar es la eficiencia en costos para asegurar la rentabilidad de este tipo de desarrollos. Condición para ello: un buen equilibrio de mercado entre operadoras y compañías de servicio (perforación, estimulación, etc.). - YPF hace 3 años lanzó el primer desarrollo con un Cluster Shale en Loma Campana que hoy se ha convertido en el segundo yacimiento de petróleo más grande del país. Para amortiguar la crisis energética serán necesarios varios desarrollos cluster shale y para que esto ocurra, tienen que estar dadas las condiciones propicias para alentar la inversión.

B	<ul style="list-style-type: none"> - Situación Actual: Las inversiones en desarrollo de no convencionales están teniendo un efecto concreto, aunque por el momento no resultan suficientes para menguar la crisis energética. La producción de petróleo crudo de la cuenta neuquina se incrementó entre un 4% y un 5% de la producción total del país, que sólo alcanza a compensar parcialmente la declinación de otros yacimientos convencionales. Por el lado del gas natural, aproximadamente el 12% de la producción diaria proviene actualmente de desarrollos no convencionales, A pesar de que las usinas termoeléctricas están usando combustibles líquidos en invierno en reemplazo de gas natural, la producción nacional sigue estando lejos de cubrir la demanda interna (déficit en picos invernales y de verano: 40%). - Potencial: Las inversiones planificadas sí están en línea con las necesidades de la industria para eliminar la crisis energética y llevar al país al autoabastecimiento en el largo plazo, pero este es un camino que requiere de un marco jurídico y económico que torne atractiva la inversión extranjera en sociedad con los capitales nacionales de YPF. Por el momento, este camino no está allanado y las condiciones internacionales están operando en contra de las inversiones en el margen para el desarrollo de reservorios no convencionales.
C	<ul style="list-style-type: none"> - Para disminuir el efecto negativo en la balanza energética local es prioritario el desarrollo de yacimientos gasíferos en el área de Vaca Muerta. - Considero que se llevarán a cabo los desarrollos e inversiones necesarios, el gran interrogante es cuánto tiempo llevará su explotación plena. - Los incentivos al aumento de producción de hidrocarburos brindados últimamente, ciertamente son una medida que ayudará al desarrollo de



estos yacimientos y a menguar la crisis energética.

Cuadro n°18: Respuestas de las entrevistas sobre el potencial del yacimiento Vaca Muerta.

Como se ve en este cuadro, las respuestas de los tres entrevistados tienen puntos en común en lo que hace al potencial del yacimiento para menguar la crisis en la balanza comercial energética pero la desconfianza en que ello se haga en el corto plazo. En el caso de la persona de YPF hace hincapié en la importancia de la eficiencia de costos para explotar el potencial del yacimiento. La persona de PAE, una petrolera que hasta ahora solo ha realizado pruebas piloto en los terrenos en los que tiene como concesión en Vaca Muerta, se nota mucho más cauto, para él, si bien el potencial es bueno, queda mucho por hacer y finalmente la persona que trabaja en una empresa proveedora de las petroleras hace hincapié en la necesidad de desarrollar especialmente los proyectos de shale gas para revertir la crisis energética. En las tres respuestas aparece la importancia de la intervención del Estado como propiciador de un contexto de atracción de inversiones, lo cual se verá más en profundidad en el siguiente tema discutido.

Responsabilidades y Desafíos			
	Gobierno Nacional	Gobiernos Provinciales	Petroleras
A	- Generar condiciones de un entorno con seguridad jurídica y condiciones claras y estables para atraer inversiones, sin descuidar la economía interna.	- Alinear la reglamentación de concesiones de explotación con los tiempos de repago de estos proyectos. Inteligencia en reinvertir las sumas asociadas en regalías en	- Desarrollo de varios cluster shale. La velocidad con la cual se desarrollen estos recursos dependerá netamente de las condiciones propicias para favorecer la

		infraestructura necesaria en la provincia para que este tipo de desarrollos sea viable.	inversión extranjera.
B	<ul style="list-style-type: none"> - Desafíos: los intereses nacionales y provinciales están alineados y pasan por atraer las inversiones necesarias para cumplir con el horizonte de desarrollo y producción de las nuevas reservas. - Responsabilidades: Brindar condiciones de inversión en un contexto de contracción de los precios internacionales. Para que esto tenga efectos concretos es necesario generar un marco integral coherente que de previsibilidad y garantías a la inversión extranjera. El contexto inflacionario, el cepo, la obligatoriedad de liquidar el 100% de las divisas en el mercado local, etc. Son todos problemas que atentan contra el desarrollo de la industria y plantean los principales desafíos para el mediano y largo plazo. 		<ul style="list-style-type: none"> - Una vez que estén dadas las condiciones, la puesta en marcha y liderazgo de de los proyectos.
C	<ul style="list-style-type: none"> - Las responsabilidades son también desafíos: Lograr un marco jurídico previsible a largo plazo y un ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> - Brindar un marco propicio para que las petroleras y empresas de servicios puedan realizar sus proyectos en lo que hace a infraestructura y alineación con las reglamentaciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Elaborar planes de desarrollo de los yacimientos eficientes de manera de atraer las inversiones de capital necesarias.

	de estabilidad, favorables a la atracción de nuevas inversiones de capitales extranjeros.	Nacionales.	- Alinear sus necesidades con las empresas proveedoras para lograr esa eficiencia.
--	---	-------------	--

Cuadro n°19: Respuestas de las entrevistas sobre responsabilidades y desafíos de los distintos actores

En este punto, se puede ver que hay alta concordancia en lo que respecta a las responsabilidades Gubernamentales. Los tres coinciden que es responsabilidad del Gobierno Nacional brindar un clima de seguridad y previsibilidad jurídica y económica para lograr atraer a las inversiones necesarias. Por otro lado dentro de las responsabilidades provinciales se mencionan las necesidades de alinear las reglamentaciones de concesión con los tiempos de repago de los proyectos, de brindar la infraestructura necesaria para que se puedan llevar a cabo, y en el caso de la persona de PAE, no distinguió entre los dos Gobiernos ya que expresó que para él las responsabilidades eran compartidas.

También se les preguntó por el contexto internacional y su influencia y se expresaron los distintos puntos de vista:

	Influencia del contexto Internacional
A	- Los proyectos de gas han recuperado el atractivo, favorecidos por el precio preferencial que se le conceden a los proyectos de gas nuevo. Con una matriz energética volcada en su mayoría al gas y actualmente dependiendo de importaciones de Bolivia o NGL en barco, el atractivo es aún mayor.

	<ul style="list-style-type: none"> - El precio de transferencia interno del crudo nunca estuvo atado de forma directa al WTI, cuando el año pasado estuvo el WTI en 120 USD/bbl internamente se pagaba 70 y hoy con el WTI en 55 USD/bbl internamente se paga en 74 USD/bbl. La palanca de valor está en la eficiencia de costos de perforación.
B	<ul style="list-style-type: none"> - La crisis internacional tiene un impacto directo en las condiciones de la industria. Por un lado, la caída en los precios internacionales sirvió para mitigar el impacto de las importaciones de energía (gas, combustibles líquidos, petróleo crudo, etc.), y reducir la presión sobre el nivel de reservas por salida de divisas. Por otro lado, los menores precios atentan contra la rentabilidad del sector para el desarrollo de los yacimientos no convencionales. - En respuesta a la coyuntura internacional, se fueron dictando algunas de las medidas: programas de estímulo a la exportación, reducción de aranceles de exportación y se generó un acuerdo de industria con el aval del estado nacional para reducir los precios internos en niveles tales que permitan mantener el nivel de caja necesario para sostener los programas de inversión y gastos de YPF, pero que al mismo tiempo acompañen parcialmente la caída en los precios internacionales de petróleo crudo. A nivel internacional los costos operativos se redujeron para acomodarse al contexto y hacer viable la inversión en yacimientos no convencionales, pero en Argentina los costos laborales aún generan una presión muy fuerte sobre la rentabilidad de estos proyectos. - Las estimaciones hacen suponer que los precios no se van a recuperar a los niveles previos en el corto y mediano plazo. La valuación económica de los programas de expansión de la producción debe contemplar una realidad

	muy distinta a la asumida algunos años atrás.
C	- La crisis del precio afectó profundamente a todas las empresas que tienen que ver con el negocio del petróleo en forma global, específicamente nosotros podemos ver como se han cancelado numerosos proyectos que ya habían sido comprometidos a lo largo de todo el mundo. Eso crea un estado de ánimo de retracción que no es muy bueno y poco ventajoso a la hora de buscar nuevos inversores. En la Argentina, sin embargo, los incentivos y beneficios brindados por el Gobierno a la producción no convencional de hidrocarburos podría contrarrestar un poco este efecto.

Cuadro n°20: Respuestas de las entrevistas sobre la influencia del contexto internacional.

Finalmente, en este tema se puede ver que si bien también hay puntos de acuerdo, como por ejemplo que los planes de incentivo a la producción dictados por el Gobierno, ayudan a contrarrestar el efecto de la crisis global, se puede ver que hay dos comportamientos, por una lado la persona de YPF, que se muestra optimista, indicando una Argentina que casi está alejada de esa crisis ya que el precio interno es distinto al externo indicando la importancia de los proyectos de Gas, y por el otro, las otras dos personas que opinan que la crisis internacional ha cambiado el panorama para las petroleras que ahora deben adaptar sus programas y valuaciones a la nueva coyuntura, haciendo hincapié en la disminución de costos (se menciona el costo de la mano de obra como un costo de mucha incidencia teniendo en cuenta la presión que ejercen los sindicatos petroleros).

Como se puede ver en el resumen de las tres entrevistas y en lo expresado desde cada uno de los puntos de vista, existen muchos puntos de contacto con lo indicado en el cuerpo teórico de este trabajo en lo que hace tanto al potencial de los yacimientos, a la



interpretación de la crisis global o a las responsabilidades de los distintos actores. Pero cada una de las perspectivas aporta datos nuevos y detalles desde distintos puntos de vista del negocio que enriquecen el trabajo en su conjunto y permiten llegar a las conclusiones de este trabajo con una visión más amplia.

Aquí se da por terminado el cuerpo empírico del trabajo y en el próximo punto, se elaboraran las conclusiones del trabajo.



4. Conclusiones

Durante este trabajo, se ha analizado el desarrollo de los yacimientos no convencionales de gas en Argentina y cómo la explotación de estos yacimientos puede mitigar los efectos de la crisis energética actual lo cual representaba el objetivo principal planteado.

A lo largo del trabajo a su vez se han tratado temas direccionados a responder las preguntas planteadas en la introducción, a continuación responderé una a una esas preguntas en función de lo investigado para luego terminar el trabajo con unas reflexiones finales.

4.1 Respuestas a las preguntas planteadas

La primera pregunta planteada en este trabajo fue: *“¿Resultarán suficientes los desarrollos e inversiones actuales y planificadas en el yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética actual del país?”*.

La respuesta a esta pregunta se puede dividir en dos, por un lado el potencial específico del yacimiento en contraste con las necesidades energéticas del País y por el otro la suficiencia de las inversiones para el desarrollo de ese potencial. La primera parte fue estudiada en los capítulos 1 y 2 donde se pudo analizar y concluir que los recursos que poseen los yacimientos no convencionales del país son suficientes para abastecer las necesidades energéticas actuales y revertir la crisis energética del País, sin embargo para que estos recursos se conviertan en reservas es necesario un alto grado de inversiones. Allí es donde podemos abordar la segunda parte de esta respuesta.

Como se vio en el capítulo 4, si bien se han logrado acuerdos con algunas petroleras para comprometer inversiones en estos yacimientos y se han desarrollado algunas zonas con resultados muy promisorios, estas inversiones todavía no son suficientes para el



desarrollo completo y para revertir la crisis. Sin embargo, los planes futuros sí están encaminados hacia ello, pero para realizarlo, se deberá contar con nuevos acuerdos y con la atracción de nuevos inversores en un contexto internacional adverso por la crisis del precio del petróleo, pero con algunas ventajas locales brindadas, principalmente, desde el Gobierno Nacional que aun pueden hacer interesantes este tipo de inversiones.

La segunda pregunta a responder era: *¿Existen en el País la infraestructura, capacidades técnicas y financieras para llevar a cabo esos desarrollos?*.

Parte de este tema se estudio en el capítulo 2, donde se analizaron las capacidades técnicas necesarias y disponibles en el país para el desarrollo de los yacimientos, llegando a la conclusión que en el País existen las tecnologías para desarrollar estos yacimientos con algunas salvedades como una necesidad profunda de capacitar a los recursos existentes. Nuevamente, todo ello requerirá de inversiones y, para ello una atracción de inversores externos, ya que las empresas por si solas, especialmente la empresa estatal, que conserva la mayor parte del yacimiento más importante del País, no pueden hacer frente a esas necesidades de financiación. También en el capítulo 3, se analizó la infraestructura existente para el transporte de los nuevos hidrocarburos generados, especialmente el gas, donde se llegó a la conclusión que a las capacidades necesarias para la utilización actual están dadas y dado que el objetivo de este trabajo es poder revertir la crisis dada por las importaciones de gas e hidrocarburos que ya se inyectan al sistema, el reemplazo de estos volúmenes por volúmenes de producción nacional, no debería ser un problema. Sin embargo, el desarrollo de los yacimientos requerirá inversiones en infraestructura de transporte dentro de estos yacimientos y hasta los gasoductos troncales en el caso del gas, inversiones que ya están incluidas en el volumen total de inversiones necesarias ya mencionado anteriormente.



Finalmente, la última pregunta planteada fue *¿Cuáles son los principales desafíos que deberán afrontar la petrolera, los Gobiernos Provinciales y el Gobierno Nacional para poder realizar todo lo anterior?*

A lo largo del trabajo se vio cuán importante es la responsabilidad de los Gobiernos para apoyar a estos proyectos. La realización de los mismos depende de las inversiones que se puedan conseguir, y estas solo se pueden lograr en un contexto de previsibilidad jurídica y económica que haga factibles los proyectos a largo Plazo: este es el desafío más importante para los gobiernos y una necesidad fundamental para que los proyectos estudiados en este trabajo puedan llevarse adelante. Tanto los Gobiernos nacionales como provinciales deben trabajar en lo que les corresponda y que ya se ha mencionado a lo largo del trabajo (estabilidad económica, infraestructura, incentivos a la producción, etc.), para generar este marco de coherencia que asegure un ámbito propicio para las inversiones. Por su lado, las petroleras (sobre todo la estatal, que es la que mayor volumen de inversiones necesita captar) deberán mostrar una gestión prolija, con objetivos claros, definidos y previsibles, eficiencia de costos y planes desafiantes pero realizables para poder llevar a cabo estos proyectos y ser consideradas buen prospecto de inversión.

4.2 Reflexiones Finales.

En este apartado, quisiera dejar plasmadas las conclusiones generales obtenidas luego de la realización de este trabajo, muchos de ellos ya mencionados anteriormente.

El descubrimiento de yacimientos no convencionales como los encontrados en Argentina es una gran oportunidad. La experiencia en EEUU nos demuestra como estos descubrimientos puede dar vuelta la balanza comercial energética de un país. En Argentina se da en una coyuntura de profunda crisis en la balanza comercial energética



que los hace aun más importantes. Se ha comprobado que los recursos de estos yacimientos pueden contrarrestar esta crisis pero como cualquier descubrimiento de este tipo, necesita recursos para desarrollarse, tanto las capacidades técnicas como humanas están a disposición pero necesitan un fuerte grado de inversión para poder llegar a ser productivos ya que la exploración estos yacimientos son más costosas que las de los yacimientos convencionales. Ya se han logrado algunos acuerdos entre la petrolera estatal y otros inversores internacionales pero todavía no son suficientes para el desarrollo total de estos yacimientos. La búsqueda de nuevos inversores es un punto muy importante y en un contexto internacional de crisis del precio del petróleo donde los proyectos no convencionales han sido los más afectados a nivel global, esto se dificulta. Sin embargo, algunas coyunturas propias de la Argentina como la diferencia entre el precio interno del crudo y el internacional y los distintos tipos de incentivo a la producción hidrocarburífera, siguen haciendo estos proyectos más rentables que en resto del mundo. Los proyectos de gas shale se presentan como los de mayor potencial. El problema es el contexto político y jurídico actual que no facilita la atracción de inversiones con problemas tales como el cepo cambiario, el contexto inflacionario, el problema con los holdouts, etc. Convirtiendo a la Argentina un lugar poco atractivo para invertir.

He aquí el desafío más importante para estos desarrollos y está en manos del Gobierno Nacional y es el de trabajar para brindar un contexto estable y coherente para que los inversores puedan proyectar a largo plazo. Si esto se pudiese lograr, el desarrollo de estos yacimientos sería una atractiva inversión para las empresas extranjeras que poseen el “Know-how” y en estos momentos, la inversión en Argentina resulta más rentable que en otras locaciones del mundo.

De darse este contexto, la Argentina podría revertir su balanza comercial energética en el mediano plazo con los recursos provenientes de estos yacimientos.

5. Bibliografía

- Academia Nacional de Ingeniería (2013). *Aspectos Ambientales en La Producción De Hidrocarburos De Yacimientos No Convencionales*. Buenos Aires, Argentina. Instituto de Energía.
- Bachetta V. (2013). Geopolítica del fracking. Impactos y riesgos ambientales. Revista Nueva Sociedad N°244
- Boyer C., Clark B., Jochen V., Lewis Rick (2011). *Shale Gas: A Global Resource*. US. Schlumberger.
- Champlon D. (2012). *The future of Gas Markets*, Kuala Lumpur, 25 Th World Gas conference.
- Di Sbroiavacca (2013). Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de Situación y Prospectiva. Rio negro, Argentina. Fundación Bariloche.
- Ecologistas en Acción (2013), *Shale Gas / Gas de Esquisto/ Gas No Convencional*.
- ENARGAS (2014), *Informe Anual 2013*. Argentina. ENARGAS.
- England J., Given G.Proctor A., Suchadoll J. (2015). *Oil Prices in Crisis: Considerations and Implications for the Oil and Gas Industry*. US. Deloitte Center for Energy Solutions.
- Fernandez J. F. (2014). *YPF Vaca Muerta Update*. Neuquen, Argentina. OETEC.
- Guadagni A. A. (2013). *Panorama de la Energia en Argentina*. Argentina. Universidad Católica Argentina.
- Gustafson K., Milhelich. L. (2012). *Future of fracking holds promise for U.S. energy outlook*. Chicago, US. MEDIL Reports.
- IAPG (2014). *El Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales*. Buenos Aires, Argentina.IAPG

- King G. (2012). *Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*. Texas, US. Apache Corporation.
- Labinjo S., Kapadia A., Portillo M., Van der Heijden H. (2011). *Argentina: Change is in the wind*. United Kingdom. Tudor, Pickering, Holt & Co. International, LLP.
- Ryder Scott (2012). *Recursos y reservas no convencionales en la formación Vaca Muerta*. Bs As, Argentina. Ryder Scott Research
- U.S. Energy Information Administration (2014). *Annual Energy Outlook with projections to 2040*. Washington DC, US Department of Energy.
- Vello K. (2011). *World shale gas resources an initial assessment of 14 regions outside the United States*. US. EIA.
- YPF (2011). *Los resultados de la Actividad en el "Shale Oil de Vaca Muerta"*. Argentina. YPF.
- YPF (2015). *Informe Anual 2014*. Argentina. YPF.



6. Anexos

En el siguiente Anexo se transcribirán las tres entrevistas realizadas en el cuerpo empírico. Solo se transcribirán las respuestas a preguntas relacionadas con este trabajo para hacer foco en las respuestas que luego fueron analizadas. Las preguntas que se hicieron fueron similares en un principio, aunque luego se debió re preguntar en algunos casos y allí se verán las diferencias.

1) Matias W. – YPF- Project evaluation-optimization Leader Unconventional Business unit .

P: ¿Crees que resultaran suficientes los desarrollos e inversiones actuales y planificadas en el yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética? ¿Qué perspectiva te parece que brindan los resultados de los desarrollos hasta ahora?

R: *Argentina tiene una oportunidad única en materia energética a partir de la potencialidad de sus recursos no convencionales de petróleo y gas. El país esta posicionado en el top ranking según la EIA con un recurso world class como es Vaca Muerta.*

Lógicamente para desarrollar este tipo de recursos se requiere de capital intensivo y esto solamente ocurrirá si las condiciones macroeconómicas y reglamentarias están dadas. Los resultados en virtud de la productividad de pozos son muy promisorios, por ello sin duda la palanca de valor que es necesario desarrollar es la eficiencia en costos para asegurar la rentabilidad de este tipo de desarrollos. Esto se dará si se consigue un buen equilibrio de mercado entre operadoras y compañías de servicio (perforación, estimulación, etc)

Como es de público conocimiento YPF hace 3 años lanzó el primer desarrollo con un Cluster Shale en Loma Campana con 19 equipos de perforación en sociedad con Chevron. Hoy



Loma Campana se ha convertido en el segundo yacimiento de petróleo más grande del país. Respecto al resto de los players, las estrategias han sido un poco más conservadoras iniciando su actividad en modo piloto (ej: Total, Exxon, Wintershal). Para que sea posible amortiguar la crisis energética serán necesarios varios desarrollos cluster shale, para que esto ocurra tienen que estar dadas las condiciones propicias para alentar la inversión.

P: ¿Cuáles son los desafíos actuales para la Petrolera y los Gobiernos nacionales y provinciales?

R: *Pregunta compleja si las hay!. A nivel país, el valor intrínseco de Vaca Muerta excede cualquier gobierno. El desafío es enorme, está probado que el recurso existe y es de alto potencial con un fluido de calidad. Sin embargo, la velocidad con la cual se desarrollen estos recursos dependerá netamente de las condiciones propicias para favorecer la inversión extranjera. El interés internacional existe pero para que esas inversiones ocurran ellos necesitan de un entorno con seguridad jurídica y condiciones claras y estables. Esta es la clave.*

En línea con esto, el desafío del gobierno nacional está en generar estas condiciones sin descuidar la economía interna. Pensemos que los dólares que hoy el gobierno gasta para importar energía es la mayor preocupación a nivel balanza comercial y este recurso les puede dar solución a ello.

Respecto a los gobiernos provinciales, el desafío pasa por otras cuestiones, por ejemplo alinear la reglamentaciones de concesiones de explotación con los tiempos de repago de estos proyectos. Ej; no sirve un área con periodo de explotación de 10 años cuando el periodo de repago de estos proyectos supera ese período. Además deben ser inteligentes en reinvertir las sumas asociadas en regalías petroleras para dotar de infraestructura necesaria la provincia para que este tipo de desarrollos sea viable: EJ: rutas, vías férreas, parques logísticos, etc.



P: ¿Cómo crees que afecta la crisis internacional del precio del petróleo?

Vaca Muerta tiene posiciones de petróleo y ventanas netamente gasíferas. Hoy en día con el nuevo escenario de precio del crudo internacional, los proyectos de gas han recuperado el atractivo. Además si consideramos el precio preferencial que se le conceden a los proyectos de gas nuevo (7,5 USD/MBTU) las condiciones para este tipo de proyectos se ven aun más favorecidas. Con un matriz energética volcada en su mayoría al gas y actualmente dependiendo de importaciones de Bolivia o NGL en barco, el atractivo es aún mayor. Volviendo al precio del crudo, el precio de transferencia interno nunca estuvo atado de forma directa al WTI, cuando el año pasado estuvo el WTI en 120 USD/bbl internamente se pagaba 70 y hoy con el WTI en 55USD/bbl internamente se paga en 74 USD/bbl. Lo que quiero decir con esto, de vuelta la palanca de valor está en la eficiencia de costos de perforación.

2) Matias L. – PAE .

P: ¿Crees que resultaran suficientes los desarrollos e inversiones actuales y planificadas en el yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética? ¿Qué perspectiva te parece que brindan los resultados de los desarrollos hasta ahora?

Las inversiones en desarrollo de no convencionales están teniendo un efecto concreto, aunque por el momento no resultan suficientes para menguar la crisis energética, o al menos para eliminar el déficit de oferta. La producción de petróleo crudo de la cuenta neuquina se incrementó en unos 4 M m³/día (entre un 4% y un 5% de la producción total del país), pero por el momento esto sólo alcanza a compensar parcialmente la declinación de otros yacimientos convencionales. Por el lado del gas natural, la situación es similar: sobre una producción diaria a nivel país de alrededor de 100 MM m³/día, aproximadamente el 12% proviene actualmente de desarrollos no convencionales, que por el momento sólo alcanzan a compensar la caída de otras producciones convencionales.



Esta es la razón por la cual siguen siendo muy importantes las importaciones de gas desde Bolivia y en barcos a través de las buques regasificadores instalados en los puertos de Bahía Blanca y Escobar. A pesar de que las usinas termoeléctricas están usando combustibles líquidos en invierno en reemplazo de gas natural, la producción nacional sigue estando lejos de cubrir la demanda interna (el déficit ronda el 40% en los picos de demanda invernales y de verano).

Con respecto a las inversiones planificadas, entiendo que estas sí están en línea con las necesidades de la industria para eliminar la crisis energética y llevar al país al autoabastecimiento en el largo plazo, pero este es un camino que requiere de un marco jurídico y económico que torne atractiva la inversión extranjera en sociedad con los capitales nacionales de YPF. Por el momento, este camino no está allanado y las condiciones internacionales están operando en contra de las inversiones en el margen para el desarrollo de reservorios no convencionales.

P: *¿Cuáles son los desafíos actuales para la Petrolera y los Gobiernos nacionales y provinciales?*

Los principales desafíos pasan justamente por atraer las inversiones necesarias para cumplir con el horizonte de desarrollo y producción de las nuevas reservas. En este sentido los intereses nacionales y provinciales están alineados. En los últimos meses se han ido sancionando normativas tendientes al estímulo a la producción y exportación adicional de hidrocarburos, se han reducido los derechos de exportación hasta niveles cercanos a su eliminación, se aprobaron diversos acuerdos con los operadores de la industria del gas para reconocer precios superiores a la producción incremental, etc. Todas medidas tendientes a generar condiciones de inversión en un contexto de fuerte contracción de los precios internacionales. No obstante, para que esto tenga efectos concretos es necesario



generar un marco integral coherente que de previsibilidad y garantías a la inversión extranjera. El contexto inflacionario, el cepo cambiario, la obligatoriedad de liquidar el 100% de las divisas en el mercado local, etc. son todos problemas que atentan contra el desarrollo de la industria y plantean los principales desafíos para el mediano y largo plazo.

P: ¿Y las Petroleras?

R: *Bueno, una vez que las condiciones anteriores estén dadas, las petroleras tienen la obligación y desafío de llevar a cabo estos proyectos y la responsabilidad de llevar a cabo los estudios necesarios para la puesta en marcha y realización de los mismos.*

P: ¿Cómo crees que afecta la crisis internacional del precio del petróleo?

La crisis internacional tiene un impacto directo en las condiciones de la industria. Por un lado, la caída en los precios internacionales sirvió para mitigar el impacto de las importaciones de energía (gas, combustibles líquidos, petróleo crudo, etc.), y reducir la presión sobre el nivel de reservas por salida de divisas. Por otro lado, los menores precios atentan contra la rentabilidad del sector para el desarrollo de los yacimientos no convencionales. En respuesta a esta coyuntura, se fueron dictando algunas de las medidas mencionadas en el punto 2 (programas de estímulo a la exportación, reducción de aranceles de exportación, etc.) y adicionalmente se generó un acuerdo de industria con el aval del estado nacional para reducir los precios internos en niveles tales que permitan mantener el nivel de caja necesario para sostener los programas de inversión y gastos de YPF, pero que al mismo tiempo acompañen parcialmente la caída en los precios internacionales de petróleo crudo. A nivel internacional los costos operativos se fueron reduciendo para acomodarse al contexto y hacer viable la inversión en yacimientos no convencionales, pero en Argentina los costos laborales aún generan una presión muy fuerte sobre la rentabilidad de estos proyectos.



Por otro lado, no se percibe que las condiciones internacionales de precio sean la respuesta a una mera crisis coyuntural. Existen una serie de factores estructurales del mercado como la sobreoferta de productos derivados del desarrollo de recursos hidrocarburiíferos no convencionales en Estados Unidos, la apreciación relativa del dólar, la política de no restricción de cupos de producción de la OPEP y la desaceleración en el crecimiento económico de China e India, que hacen pensar que los precios no se van a recuperar a los niveles previos en el corto y mediano plazo. Y esto está ligado con los desafíos planteados en la pregunta anterior, la valuación económica de los programas de expansión de la producción debe contemplar una realidad muy distinta a la asumida algunos años atrás.

3) Gonzalo Moreno M. – TENARIS – Project Coord.- Vaca Muerta

P: ¿Crees que resultaran suficientes los desarrollos e inversiones actuales y planificadas en el yacimiento Vaca Muerta para menguar la crisis energética? ¿Qué perspectiva te parece que brindan los resultados de los desarrollos hasta ahora?

R: *Considero prioritario el desarrollo de yacimientos gasíferos en el área de Vaca Muerta, con el objetivo de disminuir el efecto negativo en la balanza energética local. En este sentido, considero que se llevarán a cabo los desarrollos e inversiones necesarios, el gran interrogante es cuánto tiempo llevará su explotación plena. Los incentivos al aumento de producción de hidrocarburos ciertamente son una medida que ayudará a menguar la crisis energética.*

P: ¿Cuáles son los desafíos actuales para la Petrolera y los Gobiernos nacionales y provinciales?

Para los Gobiernos, las responsabilidades son también desafíos: Lograr un marco jurídico previsible a largo plazo y un ambiente de estabilidad, favorables a la atracción de nuevas



inversiones de capitales extranjeros. En el caso de los Gobiernos Regionales, además deben brindar un marco propicio para que las petroleras y empresas de servicios puedan realizar sus proyectos en lo que hace a infraestructura y alineación con las reglamentaciones Nacionales.

Finalmente, las petroleras tienen como desafío Elaborar planes de desarrollo de los yacimientos eficientes de manera de atraer las inversiones de capital necesarias. Además deberán alinear sus necesidades con las empresas proveedoras para lograr esa eficiencia.

P: ¿Cómo crees que afecta la crisis internacional del precio del petróleo?

La crisis del precio afectó profundamente a todas las empresas que tienen que ver con el negocio del petróleo en forma global, específicamente nosotros podemos ver como se han cancelado numerosos proyectos que ya habían sido comprometidos a lo largo de todo el mundo. Eso crea un estado de ánimo de retracción que no es muy bueno y poco ventajoso a la hora de buscar nuevos inversores. En la Argentina, sin embargo, los incentivos y beneficios brindados por el Gobierno a la producción no convencional de hidrocarburos podrían contrarrestar un poco este efecto.