



Proyecto Final de  
Ingeniería Industrial

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DEL DESARROLLO  
DEL MERCADO DE PROPPANT EN LA ARGENTINA

Autores: Ferrer Deheza, Tomás  
Montamat, Gustavo

Docente guía: Coccolo, Pablo

# RESUMEN EJECUTIVO

---

El presente proyecto consiste de un estudio de pre-factibilidad para el desarrollo del mercado de *proppant* en la República Argentina. En el mismo se explica detalladamente todo el proceso operacional de las perforaciones no convencionales donde se utiliza dicho insumo, como también el panorama actual en materia de recursos naturales del rubro que posee el país. Seguidamente, se presenta el estado del mercado en la actualidad, con sus consumidores y proveedores actuales, y se ofrecen las proyecciones a futuro de la demanda de *proppant*, necesarias para la planificación del desarrollo.

Una parte importante del proyecto explica la situación actual y las perspectivas a futuro de las compañías más importantes de la industria, tanto operadoras, de servicios o productoras. Dado el carácter novedoso en el país de la industria resulta fundamental conocer sus planes de acción para determinar la prefactibilidad del desarrollo del mercado local. Finalmente, se explica desde un perfil ingenieril los aspectos técnicos del material a producir y algunos rasgos de la producción. El proyecto concluye con las diferentes propuestas de acción recomendadas para acceder al mercado y desarrollar la oferta de *proppant* en el país.

# ABSTRACT

---

The following project consists of a pre-feasibility study of the development of the *proppant* market in Argentina. It begins with a detailed explanation of the operational processes involved in non-conventional drillings where said input is required, together with an outlook of the natural resources contained in the argentine soil. In the next place, the current market conditions are explained, pointing out clearly who the consumers and providers are. Projections of the *proppant* demand for the next 10 years, necessary for the planning of the supply market development, are included.

A considerable part of the project is destined to explain the current situation and the future perspectives of the most important companies in the industry, both manufacturing and services companies, as well as well operators. Given the innovative nature of the industry in the country it is advisable to have knowledge of the plans of action of these companies to determine the viability of the development of the local market *proppant* supply. Finally, an engineering-based point of view section explaining the technical aspects of the input is included, together with some production characteristics. The project concludes with the recommended course of action proposals to access the market and, consequently, develop the *proppant* supply market in Argentina.

# TABLA DE CONTENIDOS

---

1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 ¿Qué es el <i>shale oil</i> y el <i>shale gas</i> ? .....	2
1.2 Potencialidad de los no convencionales.....	5
1.3 Principales cuellos de botella para desarrollar proyectos de <i>shale</i> en la Argentina.....	9
1.4 El <i>tight gas</i> y el <i>tight oil</i> .....	10
1.5 El proceso de <i>fracking</i> .....	11
1.6 Evolución histórica de las técnicas de fractura .....	13
1.7 <i>Proppant</i> y fluidos de <i>fracking</i> .....	15
2 ESTUDIO DE MERCADO .....	20
2.1 Mercado global y precios del proppant .....	21
2.2 Contexto nacional .....	23
2.3 Desarrollo de negocios de hidrocarburos.....	24
2.4 Mercado de petróleo y gas convencionales .....	27
2.5 Principales yacimientos de <i>Shale Gas</i> en la Argentina.....	38
2.6 Importación de arenas en la Argentina .....	45
2.7 <i>Proppant</i> : demanda y pronósticos.....	47
2.7.1 Market Share por Tipo.....	47
2.7.2 Empresas de servicios .....	49
2.7.3 Actividad Reciente .....	51
2.7.4 Demanda y uso de <i>proppant</i> .....	52
2.8 Análisis histórico de la demanda de <i>proppant</i> .....	55
2.9 Proyecciones por operador y por área.....	57
2.9.1 Posibles escenarios.....	58
2.9.2 Caso Neuquén .....	60
2.10 Mercado de <i>Proppant</i> – Oferta.....	61
2.11 Panorama de la cadena de valor .....	63
2.12 Tamaño del mercado .....	64
2.13 Análisis FODA.....	66
2.13.1 Fortalezas.....	67

2.13.2 Debilidades.....	68
2.13.3 Oportunidades .....	69
2.13.4 Amenazas .....	70
2.14 Análisis de Fuerzas de Porter .....	72
2.14.1 Amenaza de nuevos competidores.....	72
2.14.2 Amenaza de productos y servicios sustitutos .....	73
2.14.3 Poder de negociación de los clientes .....	74
2.14.4 Poder de negociación de los proveedores .....	74
2.14.5 Rivalidad entre competidores existentes.....	75
2.15 Oportunidades a futuro .....	76
2.15.1 Perspectivas clave.....	76
2.15.2 Perspectivas del desarrollo de <i>Shale</i> desde las compañías de servicios .....	78
2.15.2.1 Schlumberger.....	78
2.15.2.2 Halliburton .....	78
2.15.2.3 Baker Hughes .....	79
2.15.3 Perspectivas del desarrollo de Shale desde YPF.....	79
2.15.4 Perspectivas del desarrollo de Shale de otros operadores importantes .....	82
2.15.4.1 Pan American Energy .....	82
2.15.4.2 Pluspetrol.....	83
2.15.4.3 Tecpetrol.....	83
2.15.4.4 Americas Petrogas .....	83
2.15.4.5 Chevron .....	84
2.15.4.6 Total.....	84
2.15.4.7 Pampa Energía.....	84
3 ESTUDIO DE INGENIERÍA .....	86
3.1 Características del <i>proppant</i> .....	86
3.2 Tipos de <i>proppant</i> .....	92
3.3 Fabricación de <i>proppant</i> .....	95
3.4 Consideraciones medioambientales .....	100
4 ESTRATEGIAS RECOMENDADAS PARA ACCEDER AL MERCADO.....	102
4.1 Opción 1: Instalación de un depósito en una zona franca .....	102
4.2 Opción 2: Asociación con YPF .....	107

5 CONCLUSIONES FINALES .....	109
6 BIBLIOGRAFÍA .....	111
6.1 Publicaciones .....	111
6.2 Artículos en revistas .....	111
7 ÍNDICE DE FIGURAS.....	113
7.1 Ilustraciones .....	113
7.2 Tablas .....	114
7.3 Gráficos .....	114

# 1 INTRODUCCIÓN

---

En el presente trabajo se realizará un estudio en profundidad del mercado potencial del *proppant* en la República Argentina, un producto esencial para la explotación de yacimientos no convencionales de gas y petróleo. Se evaluará la posibilidad de desarrollar su producción en el país a partir de un estudio de su potencial demanda, tecnología requerida e inversiones pertinentes.

En la actualidad, varias compañías petroleras se encuentran explotando yacimientos no convencionales dentro del país, y los insumos de *proppant* requeridos se importan del exterior (principalmente de Estados Unidos y Brasil), por lo que resulta oportuno investigar la factibilidad de producirlos localmente.

Ya la Presidente Cristina Fernández de Kirchner hizo referencia al tema en su discurso de promulgación de la ley declaratoria de interés público de los hidrocarburos: “YPF importa arena. Es imposible que no haya en algún lugar de nuestro país la arena que necesita YPF. Le voy a encargar al INTI junto con investigadores y el personal de YPF que se dedique a buscar un lugar donde haya arena”. Esta mención le brinda al proyecto relevancia de coyuntura, con lo cual el trabajo resulta de interés general en el marco temporal actual.

Para conocer cómo funciona la dinámica del mercado de *proppant*, es necesario repasar los temas más importantes del desarrollo de no convencionales. Por eso se introduce el trabajo con una breve descripción de estas nuevas tecnologías para explotar pozos que anteriormente no contaban como fuente de reservas de hidrocarburos. El objetivo de dicha introducción es describir el panorama en el que cualquier emprendimiento de producción de *proppant* en la Argentina se desenvolverá. Se busca explicar los principios básicos de los desarrollos modernos en explotación de hidrocarburos para lograr una mejor comprensión del resto del estudio. Hay que tener en cuenta, por lo tanto, que no se trata de un análisis en profundidad del desarrollo de no convencionales sino una guía para aquel que quiera entender lo básico de los métodos modernos de explotación y por qué el *proppant* es un insumo esencial.

Se comenzará la investigación con un estudio de mercado en el que se analizarán los precios y la demanda del *proppant* a partir de la explotación de yacimientos de petróleo y el gas natural para los próximos 10 años. Se examina la irrupción del petróleo y gas extraídos mediante el proceso de *fracking* (con su debido impacto geopolítico, tecnológico y ambiental) y el desarrollo del *shale oil* y el *shale gas* en

la Argentina. También se determina cuáles son los pozos que requieren del proceso de *fracking*, cuáles son los pronósticos para su perforación y cómo cubrirían las necesidades energéticas del país. Se analiza el agotamiento de las reservas probadas actuales, la dependencia del mercado externo en materia energética y, por último, la elaboración de una curva de oferta y demanda del petróleo y el gas natural. La finalidad de esta etapa es determinar si se necesitará o no *proppant* en la Argentina en el corto plazo.

En el estudio técnico se determinarán las cualidades estructurales que se buscan en el producto terminado para que éste pueda cumplir su función, como también cuáles son las materias primas adecuadas (tanto por sus propiedades fisicoquímicas como su disponibilidad a nivel local) y el método de producción con las maquinarias pertinentes. Existen distintos tipos de *proppant*, por lo que se determinará, según sus propiedades, cuáles son factibles de producirse localmente. En esta sección el objetivo es definir cuál es la opción de producción más conveniente.

También en esta etapa, se buscará determinar, dentro del país, cuál es la zona más adecuada para instalar una planta productora del *proppant*, decisión que involucrará el relevamiento de los principales proveedores de las materias primas y los clientes potenciales.

Por último, se realizará una enumeración de las opciones para satisfacer la demanda de *proppant* en Argentina, teniendo en cuenta inversiones, niveles de ventas requeridos, aranceles, impuestos y medidas proteccionistas.

Se concluye el trabajo con recomendaciones sobre el curso de acción a tomar por parte de inversores.

## **1.1 ¿Qué es el *shale oil* y el *shale gas*?<sup>1</sup>**

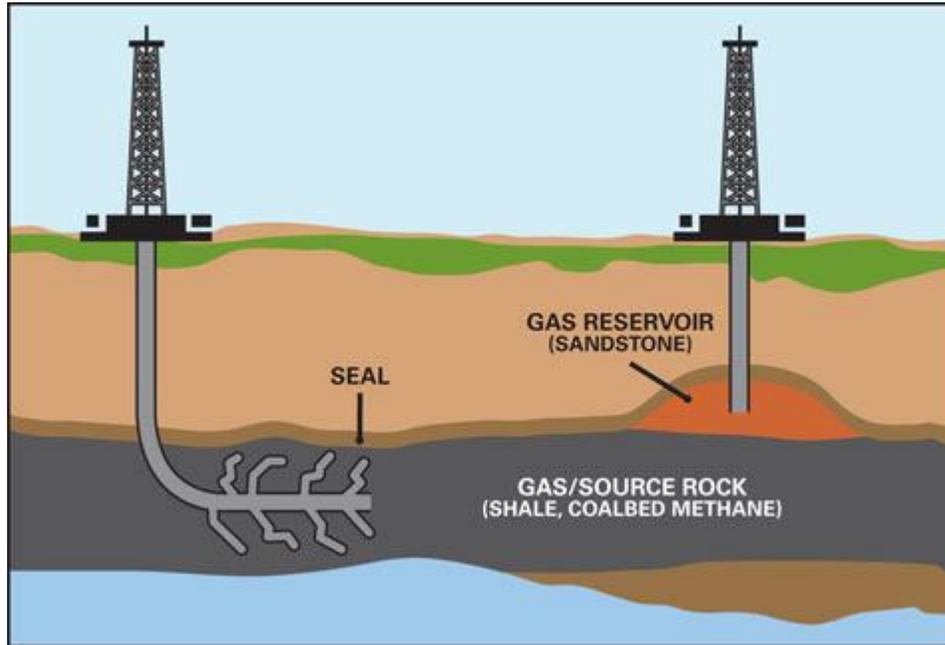
Se denomina convencional a un pozo en el cual el combustible fósil se halla en una subcapa de la litósfera en forma de reserva entre capas, y puede ser extraído por aspiración. En estos últimos años, el sector energético afronta un momento de grandes cambios ya que se desarrollaron nuevas técnicas que permiten acceder a recursos no explotados anteriormente. Estos son el petróleo y gas de esquistos, que por encontrarse a grandes profundidades bajo la corteza terrestre en el off-shore profundo, o por tratarse de hidrocarburos pesados, o atrapados en la roca

---

<sup>1</sup> “Petróleo y gas no convencionales. ¿Qué podemos esperar?”. Rabinovich, Gerardo Ariel. Revista COPIME, Buenos Aires, agosto 2012.

generadora y que todavía no han migrado a trampas donde la tecnología convencional pueda encontrarlos y extraerlos. Es decir que no formaban parte del stock de reservas probadas disponibles.

En la Ilustración 1, se puede apreciar la diferencia entre un yacimiento convencional, mostrado en la parte derecha de la imagen, y uno no convencional.



**Ilustración 1 – Perfil de un pozo de gas convencional, a la derecha, comparado con uno de shale gas. Fuente: Energy Information Administration Department of Energy, Estados Unidos.**

Se ve en la base de la roca generadora donde se encuentra disuelto el hidrocarburo, cuyas moléculas migran, en el caso de yacimientos convencionales, hasta quedar atrapadas en un reservorio sellado (este tipo de formación se denomina anticlinal). Las técnicas exploratorias permiten detectar esta trampa, y si las perforaciones iniciales confirman la existencia de petróleo comercialmente explotable, entonces se pasa a la etapa de producción hasta el agotamiento del mismo. Esta es una explotación convencional. En estos casos, encontrar la trampa que contiene el hidrocarburo es una actividad de alto riesgo económico: se invierten sumas de dinero para exploraciones que determinan que el área es no explotable. No obstante, una vez localizada una zona explotable, los volúmenes acumulados permiten extraer grandes cantidades de líquidos y gases con altas rentabilidades.

En el caso de las explotaciones llamadas no convencionales se busca analizar la roca generadora o roca madre, y mediante tecnologías de fractura hidráulica, denominadas *fracking*, que se utilizan en forma masiva, y perforaciones horizontales se busca partir la roca, generar artificialmente pequeños bolsones donde migran las moléculas de hidrocarburos y extraerlos. La actividad exploratoria es de menor riesgo que en el caso convencional pero la explotación es muy costosa, y con un elevado impacto ambiental. Por lo tanto las rentabilidades son menores, y para hacer viable su explotación se requieren altos precios del producto en el mercado.

En la Ilustración 2 se puede observar, a la derecha, una explotación convencional de gas natural, y como contrapartida, a la izquierda, una explotación de *shale gas* o gas de esquistos.



**Ilustración 2 - La foto a la izquierda es una explotación de gas no convencional mediante fracking. A la derecha una explotación de gas natural convencional. Fuente: “Desafíos de la Energía”, Lic. Jorge Ferioli, presentación en el Tercer Encuentro Latinoamericano de Economistas de la Energía.**

Es sencillo darse cuenta de la diferencia de los insumos puestos en juego para alcanzar el mismo objetivo que es extraer un barril de petróleo o un metro cúbico de gas natural. Existen básicamente dos maneras de perforar el suelo hasta la capa donde se encuentra el yacimiento: pozos completamente verticales y pozos que se curvan hasta ser horizontales en la roca generadora (como se mostró en la Ilustración 1). Es interesante destacar que mientras en los Estados Unidos se tiende al pozo horizontal, aquí por tres razones la mayoría de las operadoras opta por las verticales. Según los expertos<sup>2</sup> las razones son: el espesor mineralizado es dos o tres veces mayores que en América del Norte, lo cual permite que con un

---

<sup>2</sup> “No convencionales: la Argentina, un año en el mapa internacional”. Barreiro, Eduardo Mario; Masarik, Guisela. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, agosto 2012.

pozo vertical se cubra un volumen de formación importante; segundo, que la tecnología de perforación horizontal con fracturas múltiples aún no es tan usual en la Argentina (solamente un par de pozos a la fecha); y tercero, que las compañías se encuentran en una etapa de delimitación de extensiones de este recurso, con lo cual los pozos verticales son los indicados.

## **1.2 Potencialidad de los no convencionales**

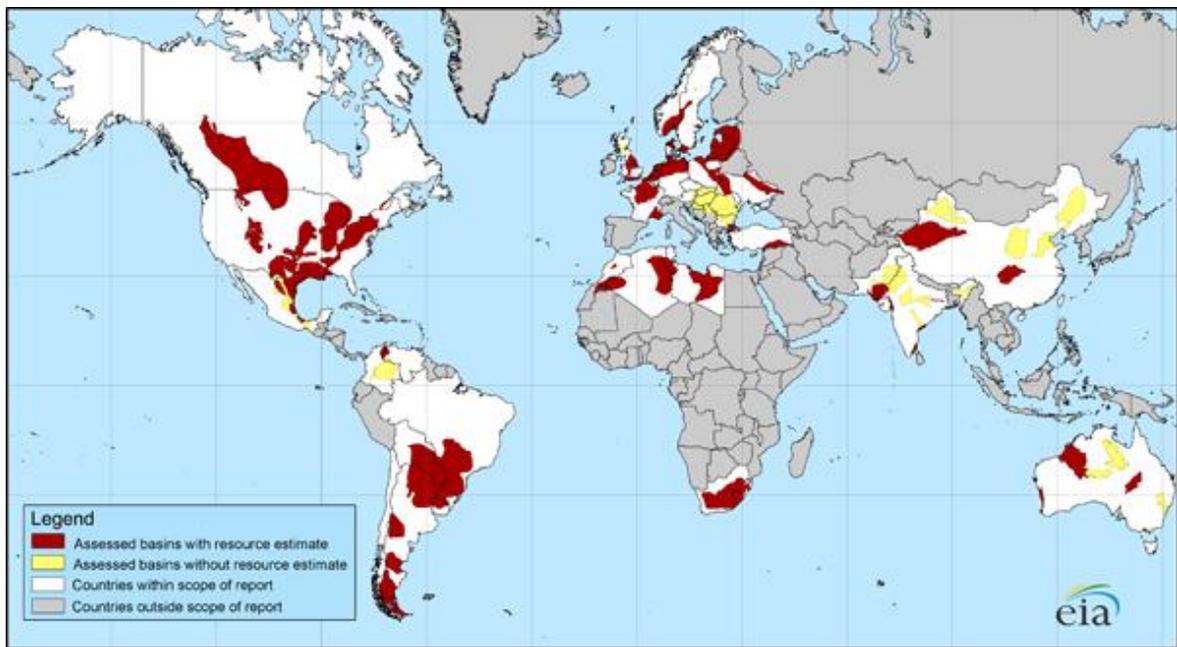
Un informe dado a conocer por la Agencia de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos, que se reproduce en la Tabla 1, muestra a la Argentina con un potencial muy importante, de hecho es el tercer país en el mundo con reservas probadas de recursos no convencionales solamente superado por los Estados Unidos y China. Pese a que las Reservas Probadas de gas natural de la Argentina, que vienen cayendo ininterrumpidamente desde 2004, son a fines de 2011 de 351 mil millones de m<sup>3</sup>, equivalentes a 12 Tcf (trillones, 10<sup>12</sup>, pies cúbicos); el recurso potencial según el informe de la EIA estima un potencial para nuestro país de 774 Tcf, es decir multiplican casi 65 veces las Reservas Probadas actuales. En América del Sur, Brasil y Chile están identificados con potencial de recursos de *shale gas*. Ello explica las expectativas que se centran en yacimientos como Vaca Muerta u otras formaciones que podrían incrementar las reservas y producción de gas del país, si se dieran las condiciones necesarias para ello.

Tabla 1 – Estimaciones de reservas de Shale Gas técnicamente recuperable. Fuente: “World Shale Gas Resources: an initial assessment of 14 regions outside US”, US Department of Energy, Abril de 2011.

	Reservas Probadas de Gas Natural [Tcf]	Reservas de Shale Gas Técnicamente Recuperables [Tcf]
<b>Europa</b>		
Polonia	5,8	187
Francia	0,2	180
Noruega	72	83
Ucrania	39	42
Suecia	-	41
<b>América del Norte</b>		
Estados Unidos	272,5	862
México	12	681
Canadá	62	388
<b>Asia</b>		
China	107	1275
India	37,9	63
Pakistán	29,7	51
<b>Australia</b>	110	396
<b>África</b>		
Sudáfrica	-	485
Libia	54,7	290
Argelia	159	231
<b>América del Sur</b>		
<i>Argentina</i>	<i>13,4</i>	<i>774</i>
Brasil	12,9	226
Chile	3,5	64
Paraguay	-	62
Venezuela	178,9	11
<b>Subtotal</b>	<b>1171</b>	<b>6392</b>
<b>Total en el mundo</b>	<b>6609</b>	<b>6622</b>

La columna izquierda de la Tabla 1 muestra las reservas convencionales de gas mientras que la derecha las reservas de no convencional. De ser explotables los yacimientos de *shale*, cambiaría completamente la matriz energética mundial: países mínimas reservas probadas tienen gran potencial no convencional. La Argentina tiene casi 60 veces más reservas no convencionales que tradicionales. Estos datos, sin embargo, deben ser tomados con mucha prudencia. En primer

lugar, el cálculo de las reservas técnicamente recuperables es una estimación en función del grosor de la capa de roca generadora, asumiendo que existe la misma relación entre la cantidad de hidrocarburo extraíble y el espesor de la roca de las formaciones ya explotadas en los Estados Unidos. Además, países como Polonia y Estados Unidos han revisado a la baja su potencial de recursos no convencionales. Francia, por su parte, aplicó el principio constitucional de precaución, sancionando una ley que prohíbe las explotaciones de gas natural que utilizan la tecnología de fractura hidráulica en todo su territorio. La imagen muestra las 48 formaciones de *shale gas* más importantes del mundo, permite evidenciar por qué la EIA considera a la Argentina como un actor relevante en materia de no convencionales pero deja abierta dos inquietudes: qué reservas se podrán hallar en el territorio global aún no relevado (marcado en gris en el planisferio), ya que podría alterar aún más la matriz energética, y qué tan precisos son los valores que se publicaron siendo que muchas de las formaciones de *shale* (identificadas en bordó) no han sido sometidas a las tareas de exploración correspondientes.



**Ilustración 3 - Principales yacimientos de shale gas en el mundo. Fuente: Agencia de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos, disponible en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>**

Pese a ello, la situación de abastecimiento convencional con precios de petróleo que se ubican gran parte del año 2012 por encima de los 100 U\$S/barril, ha generado una gran expectativa y movilización de la industria petrolera, en

particular de las empresas americanas, en vistas del éxito que esta actividad ha tenido en los Estados Unidos.

Hoy la industria energética está frente a una gran incertidumbre, generada por la expectativa de la explotación de estos no convencionales y la eventual disponibilidad de combustibles fósiles en abundancia. Los interrogantes que se plantean son: cuáles son los niveles de precios de equilibrio que aseguran la explotación de recursos de esquistos a largo plazo, cómo se solucionan los impactos ambientales generados por las nuevas tecnologías, en particular el uso del agua y recursos químicos que pueden contaminar acuíferos y napas de agua potable, y cuál será el impacto sobre el cambio climático global derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto en la producción como en el aumento del consumo actual de combustibles fósiles.

Sin embargo, el atractivo inmediato consiste en los grandes cambios geopolíticos que hoy condicionan el abastecimiento energético y que hace poco puso de manifiesto en sus proyecciones el Departamento de Energía de EE.UU., indicando que ese país podría incrementar su producción de los actuales 7,8 millones de barriles/día a 12,8 millones de barriles/día en 2035, disminuyendo su dependencia petrolera al 45%, luego de tocar casi el 60% el año pasado.

Por otra parte el incremento de la producción hacia el año 2035 en Canadá (6,6 millones de barriles/día de arenas pesadas o *tar sands*), Brasil (6,3 millones de barriles/día del pre-sal), y América del Sur (Colombia y Argentina, *shale oil*), permitiría desligar a Estados Unidos de Medio Oriente, que es un objetivo estratégico de primer orden, y volcarse hacia Estados más confiables desde el punto de vista de sus intereses políticos y estratégicos.

Los recursos puestos en juego y las expectativas generadas son muy grandes. De confirmarse las tendencias de los últimos años se produciría una reconfiguración de la industria energética que tendría impacto sobre todas sus actividades: por ejemplo la generación de energía eléctrica en base a carbón, que representan hoy el 50% de la producción de electricidad en los Estados Unidos, podría ser reemplazada masivamente por centrales de ciclo combinado a gas natural. La abundancia de gas natural en Estados Unidos y otros países, como Australia, Qatar, permitiría integrar los mercados, hoy regionales, reduciendo los precios, desarrollando el comercio internacional de Gas Natural Licuado, y creando lo que se está esperando desde hace mucho tiempo, que es la constitución de un mercado internacional de gas natural como el que funciona actualmente en el petróleo.

### **1.3 Principales cuellos de botella para desarrollar proyectos de shale en la Argentina<sup>3</sup>**

La explotación comercial de *shale gas* y *shale oil* requiere altos niveles de aplicación tecnológica y de eficiencia operativa, además de altas inversiones por unidad producida ya que naturalmente este tipo de recurso (contenido en rocas de muy baja permeabilidad) es, en comparación, mucho menos productivo que un reservorio tradicional compuesto de arenas permeables.

Desde un punto de vista operativo, la logística es de una escala muy importante, con lo cual es necesario a nivel nacional ir dimensionando todos los eslabones del proceso en forma adecuada, desde el transporte, las compañías de servicio, perforadoras, los caminos y rutas que permitan el caudal de transporte necesario para la actividad y, por último, tener también en cuenta la secuencia natural de importaciones de equipos necesarios para las operaciones, o la posibilidad de su desarrollo local.

Los cuellos de botella sobre los que hace falta trabajar mediante planes concretos son varios y representan importantes desafíos tanto para la industria de la energía y el petróleo como para las compañías de servicios, el aparato industrial nacional, el Gobierno nacional el de las provincias, y para la sociedad como actor relevante. Entre ellos se pueden mencionar, por ejemplo, a la disponibilidad de personal calificado, a la capacidad de atraer a los proveedores de tecnología, a la disponibilidad de materiales clave como la arena apuntalante (de allí la relevancia del presente trabajo) o el agua para fractura hidráulica. Además, hoy el principal cuello de botella se encuentre en el acceso al capital de riesgo necesario para la inversión por realizar no solamente por parte de las petroleras sino también aquellos otros agentes involucrados como las empresas perforadoras y las proveedoras de los insumos mencionados anteriormente. El problema, al entender del gerente de Recursos No Convencionales de *Tecpetrol*, Mauro Soares, se da tanto por la magnitud de las inversiones como por la dificultad de obtener financiamiento adecuado en el mercado. El flujo de fondos de las empresas no es suficiente por sí solo para financiar las inversiones necesarias, y es difícil atraer inversores financieros ya que muchos consideran que la regulación y el funcionamiento del mercado energético local hacen riesgoso el recupero de la inversión.

---

<sup>3</sup> Tomando como fuentes entrevistas al gerente general de *ExxonMobil Exploration Argentina*, Daniel De Nigris, y al gerente de Recursos No Convencionales de *Tecpetrol*, Mauro Soares, en la nota: "Experiencia en el país: preguntas y respuestas" de la edición de agosto de 2012 de la revista *Petrotecnica*.

Un tercer cuello de botella mencionable lo constituye la propia estructura de la industria de E&P en la Argentina, con esto se hace referencia a la concentración en pocas empresas de grandes áreas prospectivas, mientras que, por ejemplo en los Estados Unidos, el desarrollo de los plays<sup>4</sup> no convencionales ha sido mucho más dinámico por la existencia de numerosas empresas pequeñas e independientes con buen acceso al mercado de capitales. A esta situación, se suman algunas limitaciones impuestas por la existencia o carencia de reglamentaciones específicas. Adicionalmente, es necesario articular y simplificar la regulación, lo cual demandará un gran esfuerzo a nivel local, provincial y nacional. La armonización de la regulación y la creación de nuevas disposiciones específicas en forma coordinada y efectiva son ciertamente un gran desafío del corto y mediano plazo.

En otra dimensión, el acceso y el uso de agua para fractura pueden convertirse rápidamente en un cuello de botella para el desarrollo de yacimientos como el de Vaca Muerta. La industria deberá trabajar muy activamente en el tema para procurar evitar demoras y regulación inadecuada. En este asunto lo que no puede faltar es comunicación e información (un inconveniente en el estudio del mercado de los no convencionales es la falta de información detallada por pozo ya que las empresas informan sus actividades por cifras totales, sin detallar cuánto corresponde a explotaciones convencionales y cuánto a no convencionales).

#### **1.4 El *tight gas* y el *tight oil***

Además de los hidrocarburos de esquistos o *shale* ya mencionados, existen otros tipos de hidrocarburos no convencionales que también deben tenerse en cuenta porque su explotación también requiere de *proppant*, aunque no necesariamente de tan alta calidad como el implementado en *shale*, con la mezcla de fluidos que se inyecta en el pozo del yacimiento.

El llamado *tight oil* (conocido también como *tight oil liviano* o LTO por sus siglas en inglés) es aquel que surge de formaciones de baja permeabilidad y baja porosidad. Para extraerlo, se usa el mismo tipo de pozos horizontales y fractura hidráulica implementados en los ya mencionados yacimientos de *shale*. No debe ser confundido con estos últimos ya que difieren en el grado API que mide la calidad del hidrocarburo por su densidad y viscosidad, así también como en el proceso de extracción. Pese a esto último, el *proppant* es necesario en dicha operación.

---

<sup>4</sup> Se denomina *play de petróleo* o simplemente *play* al grupo de yacimientos petrolíferos ya explotados o prospectos en una misma región y que comparten características geológicas.

El *tight gas* es gas natural no convencional difícil de obtener por la naturaleza de la roca y las arenas rodeando el reservorio. Por ser este gas mucho más difícil de extraer que el gas natural de otras fuentes, se necesitan practicar perforaciones curvadas y fractura hidráulica con *proppant*.

### **1.5 El proceso de *fracking***

Como síntesis de las definiciones anteriores, se puede decir que un yacimiento no convencional es aquel cuyos combustibles fósiles se encuentran a mayor profundidad y no entre capas, sino dentro de rocas. En estos pozos es preciso realizar el proceso de fracturación hidráulica, o "*fracking*". Esta tecnología exige inyectar toneladas de agua a altísima presión junto con un compuesto químico (cuya composición es secreto industrial de las empresas que disponen de esta tecnología), que sea capaz de fracturar la roca permitiendo la generación de fisuras para la liberación de las moléculas de gas natural o petróleo que serán captadas.

La fractura hidráulica se define como la propagación de fisuras en una formación rocosa, como resultado de una acción de un fluido presurizado. Este fenómeno no es exclusivamente intencional: algunas fracturas hidráulicas se producen de forma natural, como en diques o filones, donde las fracturas generan conductos por los que el gas y el petróleo de rocas generadoras migran a los reservorios. La fractura hidráulica inducida, conocida como *fracking*, es una técnica para extraer petróleo y gas natural. Usando una mezcla de fluidos para generarlas, las fracturas se propagan desde el interior del pozo a la corteza de la roca generadora de los hidrocarburos. La energía producida por la inyección a alta presión del fluido de *fracking* crea nuevos canales en la roca, permitiendo incrementar la extracción de hidrocarburos.

Si bien este principio mecánico es utilizado desde mediados del siglo XX, la técnica moderna de explotación se estrenó en 1998. Se realiza en pozos horizontales y usa agua con aditivos como fluido, es la única económicamente viable para yacimientos de *shale gas* y *shale oil*. En la Ilustración 4 se diagrama dicho proceso.

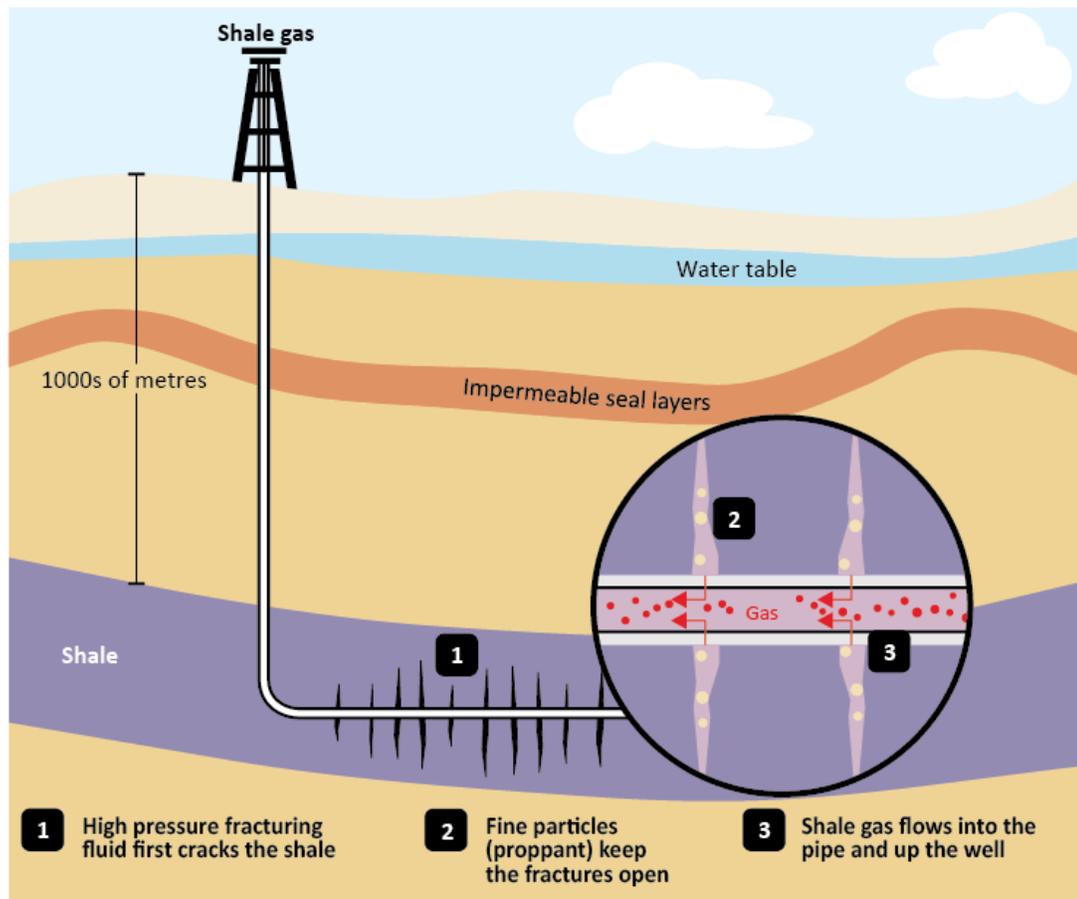


Ilustración 4 – Esquema simplificado del proceso de *fracking*. Fuente: Department of Mine and Energy, Australia.

Como se aprecia en la imagen, la extracción de hidrocarburos comienza con una perforación vertical hasta la capa del *shale* que puede extenderse kilómetros por debajo de la superficie terrestre. Alcanzada esta capa el equipo perforador comienza a curvar levemente su recorrido a medida que taladra hasta que su trayecto se hace completamente horizontal. Se recubre el pozo con cemento para mantener su integridad y se envía una pistola neumática al fondo del mismo para abrir las primeras fracturas por explosión. Luego comienza el *fracking* propiamente dicho que muestra la ilustración anterior:

1. Se inyecta en el pozo el fluido del *fracking* a muy alta presión para crear fisuras en la roca
2. Las partículas mezcladas en el fluido (*proppant*) ayudan a mantener las fisuras abiertas
3. El gas atrapado en la roca se filtra en el ducto

Existen visiones contrapuestas respecto al uso o no de esta tecnología. Un argumento a favor de ella es que genera grandes beneficios económicos por acceder a recursos previamente inaccesibles. Aquellos que se oponen apuntan a los potenciales impactos medioambientales: contaminación de acuíferos subterráneos, del aire y del suelo por los químicos usados.

Mientras una explotación convencional requiere bajos volúmenes de agua (del orden de los 160 metros cúbicos por pozo), los requerimientos de agua por pozo para yacimientos no convencionales pueden estimarse en promedio en el orden de los 15.000 m<sup>3</sup>. En conjunto con el agua se inyecta arena y aditivos químicos para evitar el cierre de las fisuras producidas, las cantidades por pozo pueden alcanzar hasta 1.200 toneladas de compuestos y arena, mientras que los requerimientos de potencia son 10 veces mayores en las explotaciones no convencionales pudiendo estimarse en promedio alrededor de 35.000 HP por pozo.

Esto explica la diferencia de costos, el mayor requerimiento de recursos y el consiguiente impacto ambiental de las explotaciones no convencionales. Los recursos y energías puestas en juego en las explotaciones no convencionales medidos en rendimientos energéticos (a partir del índice EROI - *Energy Return On Investment*) muestran que para extraer 3 barriles de petróleo en explotaciones de *shale oil*, se requiere invertir un barril, es decir que la relación es 3:1, mientras que en los yacimientos convencionales por cada barril de petróleo que se invierte se extraen 18 barriles, con una relación 18:1<sup>5</sup>. Es decir que los recursos convencionales son cada vez más raros y para satisfacer los requerimientos de la demanda se recurre a soluciones más costosas y dificultosas tecnológicamente.

## **1.6 Evolución histórica de las técnicas de fractura**

El proceso de fractura, como método para estimular la producción en formaciones de poca profundidad y con rocas duras, data de alrededor de 1860. El método era implementado por petroleros de Pennsylvania, New York, Kentucky, West Virginia (EE.UU.) usando nitroglicerina líquida y, más adelante, sólida. Tiempo después, la misma técnica se comenzó a usar en pozos de gas natural y también de agua. La idea de usar aditivos químicos, ácidos, como fluido no explosivo para estimular la extracción de hidrocarburos se introdujo en 1930. Debido a un fenómeno similar al usado en el grabado de vidrios y metales con ácido, las fracturas generadas no cierran por completo y, por lo tanto, se estimula la filtración de hidrocarburos en el

---

<sup>5</sup> "Desafíos de la Energía". Lic. Jorge Ferioli, Presidente Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía. Presentación en el Tercer Encuentro Latinoamericano de Economistas de Energía, Buenos Aires, abril 2011.

yacimiento. El mismo fenómeno fue descubierto realizando operaciones de inyección de agua y recubrimiento de cemento de los pozos.

La relación entre el desempeño del pozo y las presiones de operación fue estudiada por Floyd Farris de la entonces *Standard Oil and Gas Corporation* (actualmente *Amoco*, adquirida por *British Petroleum* en el año 2000). Este estudio fue fundamental para el primer ensayo de fractura hidráulica, llevado a cabo en 1947 en el yacimiento gasífero de Hugoton, al sudoeste de Kansas. En esa oportunidad se inyectaron 1.000 galones (3.785 litros) de napalm, conocida también como nafta gelatinosa, y arenas del Río Arkansas dentro de la formación generadora de gas a 730 metros de profundidad. El experimento no fue satisfactorio porque la producción de gas del yacimiento no incrementó en forma apreciable aunque al año siguiente, en 1948, J.B. Clark de *Standard Oil* publicó un informe con los detalles de la experiencia. En 1949, se solicitó una patente para este procedimiento y se emitió una licencia exclusiva a la *Halliburton Oil Well Cementing Company*. En marzo de ese año, *Halliburton* llevó a cabo los primeros dos tratamientos de fractura hidráulica en Oklahoma y Texas. A partir de entonces, la fractura hidráulica se utiliza para estimular la producción de millones de yacimientos de gas y crudo.

En la Unión Soviética, el primer intento de fractura hidráulica con *proppant* se realizó en 1952. En Europa Oriental, se practicó el *fracking* en formaciones de gas alemanas y, poco tiempo después, en yacimientos *onshore* y *offshore* de los Países Bajos y el Mar del Norte del Reino Unido.

Debido a la alta porosidad y baja permeabilidad de la roca sedimentaria formadora del petróleo y gas de esquistos, se requirió de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para que el procedimiento de fractura hidráulica fuera aplicado comercialmente en yacimientos de *shale gas*. En los años 70, el gobierno de los Estados Unidos fomentó una serie de demostraciones públicas y privadas de proyectos de *fracking* en el marco de un proyecto para fomentar la investigación de recursos no convencionales. En ese mismo período el Instituto de Investigación de Gas de dicho país recibió fondos para fomentar dicha industria. Para 1977, el país norteamericano ya era pionero en la realización de *fracking* en formaciones de *tight* (aquellas compuestas por hidrocarburos confinados en arenas o en limo de baja porosidad y no en los poros de las rocas como en el caso del *shale*).

Más recientemente, en el año 1977, basados en técnicas previas usadas por la *Union Pacific Resources*, la compañía *Mitchell Energy* (ahora parte de *Devon Energy*) desarrolló la técnica de fractura hidráulica conocida como “*slickwater*

*fracturing*”, usando *proppant* como agente de retención, que permitió que la explotación de *shale gas* fuera económicamente rentable.

### **1.7 Proppant y fluidos de fracking**

Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Es fundamental destacar entonces que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, sino también saber qué se hará con el producido después del tratamiento de fractura. Las arenas de fractura que se inyectan con el fluido son las que comúnmente se denominan *proppant*.

El *proppant* es un material utilizado para mantener abiertas las fisuras inducidas durante o tras el proceso de fractura hidráulica. Para introducirlo en el pozo y entre las fisuras, se mezcla con el fluido del *fracking* cuya composición depende del tipo de fractura realizada, pudiendo ser geles, espumas o agua con aditivos químicos (*slickwater*). Se puede apreciar en la siguiente animación el *proppant*, también conocido como agente de sostén, cumpliendo su función en la corteza fracturada para tener idea de las dimensiones del tamaño de las fisuras y de un grano de este material. Cabe destacar que el fluido hidráulico usado se extrae del pozo luego de su uso y es potencialmente reutilizable. El *proppant*, sin embargo, no lo es.



**Ilustración 5 - Animación del *proppant* en su función de agente de retención de las fisuras del *shale*. Fuente: *Marathon Oil Corporation***

La disposición del agua producida suele ser una preocupación para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el *casing* hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno o *flowback*.

El 20% al 40% del agua usada para fractura retorna a la superficie como *flowback* y, más tarde, como agua de producción. Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros. Uno de los ingredientes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también estarán presentes el bario, estroncio, hierro, numerosos metales, petróleo, tensioactivos y otros componentes. La calidad de este *flowback* difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado. Este fluido es tratado convenientemente antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reutilización en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones.

Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y

últimamente hay disponibles desarrollos de tratamiento con productos y equipamiento nacional de efectiva performance en nuestro país.

El agua es un elemento importante para la mayoría de los tratamientos por fractura hidráulica, representa el 95% del total de componentes del fluido. La arena de fractura o agente sostén es el otro constituyente de importancia en volumen. Se trata de un material granular, usualmente arena, que se mezcla con el fluido de fractura y su misión es mantener abierta o apuntalar la fractura producida al inyectar el fluido a alta presión y mantener la conductividad de fractura deseada.

Entre los diferentes tipos de *proppant* conocidos se encuentran la arena de sílice, arenas recubiertas de resinas y cerámicas artificiales. Éstas se eligen en función de su permeabilidad y el tamaño de grano necesario. Pese a que se creen más efectivos aquellos materiales de tamaño y forma uniforme, como el *proppant* cerámico, el más popular en la actualidad es la arena de sílice. Debido a su alta porosidad una vez dentro de la fisura, permite una mayor filtración de petróleo o gas.

Para estimar algunas propiedades del fluido de *fracking* usado, como ser la viscosidad, se debe llegar a una solución de compromiso: los fluidos más viscosos permiten transportar al pozo *proppant* más concentrado pero la energía requerida para mantener el caudal mínimo necesario aumenta. La mezcla de *proppant* y fluido hidráulico puede ser usada para estimular formaciones en arenisca que requieren volúmenes de 75.000 a 300.000 litros como también para operaciones en el *shale* que requieren más de 3 millones de litros por pozo.

Los fluidos predominantes utilizados para fractura son a base de agua mezclados con reductores de fricción que permiten que el fluido en sí más las arenas de fractura sean bombeados a la zona de interés a mayor caudal y menor presión que si se usara agua solamente. En adición a los reductores de fricción, los otros aditivos químicos pueden ser ácidos diluidos para remover lodo de perforación de la pared del pozo, tensioactivos, biocidas y bactericidas para prevenir el crecimiento de microorganismos, agentes formadores de gel (entrecruzadores), estabilizadores de pH, ruptores de geles, estabilizantes de arcillas, inhibidores de corrosión e incrustación, cloruro de potasio, consumidores de oxígeno, entre algunos otros.

La composición del fluido de fractura variará por yacimiento, empresa contratada y pozo. Los desafíos específicos por enfrentar son el tamaño de la operación, el

volumen de agua por manejar, el desarrollo bacteriano, el transporte de arena de fractura, el contenido de hierro, la estabilidad y la ruptura del fluido de fractura. No todos los pozos requerirán cada especie de aditivo; aun más, si bien hay diversas fórmulas para cada tipo de aditivo, usualmente se requiere sólo uno o un poco de cada especie. La concentración promedio de estos aditivos está comprendida entre el 0,5% y 2% del total del fluido.

El desarrollo de fluidos de fractura específicos para cada situación está en constante evolución. El diseño de un fluido de fractura se basa en los siguientes parámetros: tipo de fluido, viscosidad requerida, reología<sup>6</sup> del fluido, costo, experiencia con el tipo de formación, disponibilidad de materiales y el tipo de arena de fractura.

Los fluidos pueden ser basados en geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzados, espumas (o con reductor de fricción). Los fluidos de base acuosa son los de mayor uso, debido a su bajo costo, alta performance, gran capacidad de soporte, aceptables para el medio ambiente y fáciles de manejar. A continuación se detalla cada tipo:

- **Fluido de gel lineal acuoso:** son formulados con un rango amplio de polímeros en base acuosa. Los polímeros normalmente utilizados son: *goma guar*, *hidroxi propil guar* (HPG), *hidroxi etil celulosa* (HEC) y *carboximetil hidroxi propil guar* (CMHPG). Estos polímeros son productos en polvo que se hidratan o hinchan al mezclarse con agua y forman un gel viscoso.
- **Fluidos base hidrocarburo:** son indicados para formaciones sensibles al agua. Normalmente utilizan querosén gelificado, diesel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfórico orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la temperatura. Comparados con los fluidos base agua, estos son más caros y más difíciles de manejar.
- **Fluidos de geles entrecruzados:** algunos son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Los polímeros mayormente utilizados son *goma guar* y HPG. Otra variante es la que contempla el uso de compuestos *organometálicos* para lograr el entrecruzamiento.

---

<sup>6</sup> Estudio la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir.

Los más difundidos son los que utilizan complejos de zirconio y titanio combinados con *goma guar*, HPG y CMHPG.

- **Fluidos base espuma:** contienen una fase líquida (usualmente gelificada), un agente espumante y una fase interna generalmente nitrógeno o dióxido de carbono. Se utilizan en formaciones de baja presión y sensibles al agua. La desventaja del uso de estos fluidos es que no trabajan con alta concentración de arenas, su costo, así como del equipo para aplicarlo, es muy alto y son antieconómicos comparados con los fluidos base agua.

Todavía es materia de investigación la conveniencia de usar gel, espumas o *slickwater* como fluido para la fractura. Según cuál se escoja conviene uno u otra variante de *proppant*. Mientras que existe un estudio (Zuber, Kuskraa y Sawyer 1988) que sugiere el uso de geles para obtener resultados óptimos en yacimientos de gas metano de carbón (un tipo de gas no convencional), en la actualidad el fluido más popular es el agua con aditivos químicos.

Hay también preocupación respecto de los efectos nocivos que pueden causar los tratamientos de *fracking* tanto en la salud de la población como en el medio ambiente. En algunos casos, se introduce un isótopo radiactivo para determinar el contorno y ubicación de las fisuras producidas en el *fracking*. La vida media de los mismos ronda entre 40 horas (Lantano-140) y 5,27 años (Cobalto-60). Los aditivos cancerígenos están prohibidos en Estados Unidos por el riesgo que existe de que el fluido de *fracking* contamine las napas subterráneas.

## 2 ESTUDIO DE MERCADO

---

El desarrollo del mercado local de *proppant* es uno de los factores fundamentales para el futuro de la naciente industria de explotación de pozos no convencionales. Así lo denota un artículo de la publicación *Petrotecnia*<sup>7</sup>: “Los puntos por analizar en este momento son la conveniencia de perforar pozos verticales u horizontales para una formación como Vaca Muerta [cuenca más importante de no convencionales de la Argentina]; **la búsqueda del agente de sostén de fracturas (arena y materiales sintéticos)**; la disponibilidad de agua y normas para su uso, así como el acceso a las tecnologías de perforación y completación y un marco de seguridad jurídica satisfactorio, tanto a nivel provincial como nacional”.

La explotación de recursos no convencionales, que depende de la disponibilidad del agente de sostén, ha llegado para quedarse. En efecto, los principales informes técnicos del sector dan cuenta de manera cotidiana -y en crecimiento-, de reuniones y acuerdos entre empresas para desarrollar en conjunto proyectos *shale* o *tight* así como de programas de exploración de nuevos pozos.

En la Argentina, se han realizado anuncios sobre nuevos y grandes yacimientos de esta índole muy recientemente, en la Cuenca de Golfo San Jorge (formación D129) y en la Cuenca Neuquina; en el país se realizan cada vez más jornadas técnicas o congresos sobre reservorios no convencionales -algo que no existía hasta hace un par de años- caso del *World-Shale Gas Latin American Summit*, que fomenta el *Instituto Argentino de Petróleo y Gas* (IAPG).

Para arribar a la conclusión de si es posible o no desarrollar un proyecto que suministre *proppant* en la Argentina y, de serlo, determinar qué alternativa es la más conveniente, se elabora un análisis detallado del mercado de no convencionales en el país. Se comienza analizando dos factores fundamentales para el desarrollo de dicho mercado en el país: el marco económico y político en el cual se desenvuelven los negocios y proyectos de inversión.

A partir del número de perforaciones actuales y pronosticadas de yacimientos de gas y petróleo de esquistos, se busca conseguir una estimación de los volúmenes demandados de *proppant* necesario para llevar a cabo el proceso de *fracking*.

---

<sup>7</sup> “No convencionales: la Argentina, un año en el mapa internacional”. Barreiro, Eduardo Mario; Masarik, Guisela. *Petrotecnia*, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, agosto 2012.

## **2.1 Mercado global y precios del proppant**

Con el incremento de los tratamientos de fractura hidráulica en la última década se produjo un incremento sustancial en la demanda de *proppant*. Los proveedores globales operan al tope de su capacidad apenas cubriendo dicha demanda. El número de proveedores de *proppant* a nivel mundial ha pasado de ser nada más un puñado, en el año 2000, a ser más de 50 empresas que suministran arenas, *proppant* cerámico o granos recubiertos con resina. La cantidad estimada de *proppant* usado creció más de 10 veces desde el año 2000, cuando apenas más de 3 mil millones de libras eran suministrados, de acuerdo a una investigación de PropTester y Kelrik.

Para aquellos que se quieran incorporar al mercado de este producto, las circunstancias parecerían ser favorables. No obstante, la preparación requerida para tomar ventaja de estas condiciones favorables es una tarea compleja: se requiere mucha coordinación en materia logística, la presencia del recurso natural, el *know-how* del procedimiento para fabricarlo y una gran inversión inicial para adquirir los equipos que extraen la materia prima de los suelos y la procesan.

El precio que los fabricantes de *proppant* pueden cobrar debe ser calculado a partir del costo total de explotar un yacimiento. Por ejemplo, en la formación de Bakken, EE.UU., el costo total de la extracción de hidrocarburos fue de aproximadamente 6 millones de dólares, donde el *proppant* representa 5% del total. Dado que la mayoría del *proppant* utilizado se implementa en la fractura de yacimientos de gas no convencional, el precio del mismo (que se mantiene a la baja como muestra el Gráfico 1) tiende a poner un tope al precio que los oferentes de *proppant* pueden reclamar.

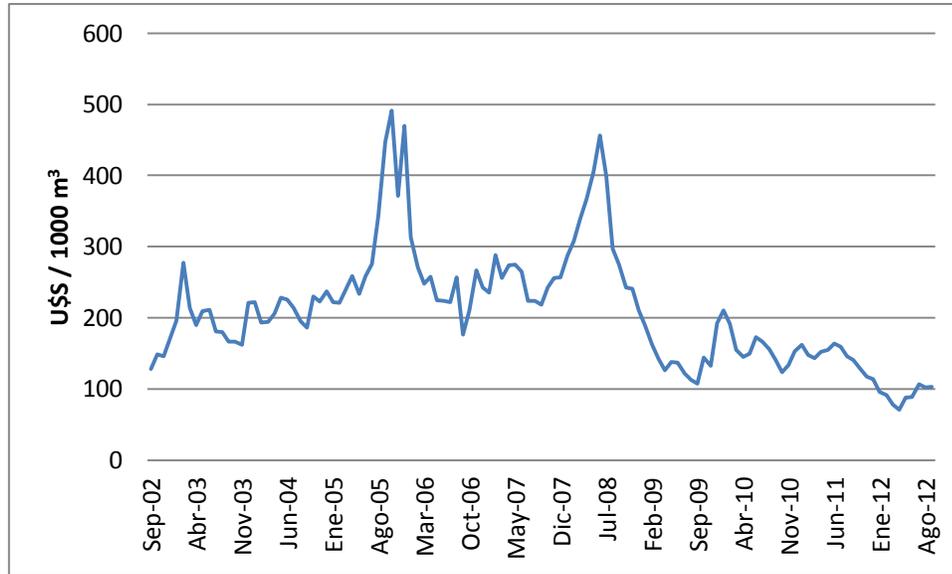


Gráfico 1 - Evolución del precio del gas natural en dólares cada mil metros cúbicos. Fuente: indexmundi.com, "Natural Gas, Natural Gas spot price at the Henry Hub terminal in Louisiana, US Dollars per thousand cubic meters of gas"

A pesar de ello, a medida que la fractura hidráulica de pozos se hace más popular, se va generando información que promueve técnicas más avanzadas para estimular la producción de los yacimientos, con más etapas de *fracking*. Esto aumenta la demanda de *proppant* por pozo. Por ejemplo, una perforación típica del Barnett Shale en Texas, EE.UU., hace una década consumía casi 300.000 libras de *proppant*. Los pozos horizontales que se utilizan hoy en día, que pueden alcanzar más de 20 etapas de *fracking*, consumen entre 3 y 5 millones de libras (entre 1.360 Ton y 2.270 Ton).

Respecto a los costos aproximados por bolsa, varían según el tipo de material usado como agente de retención. La *white sand* (arena blanca o de cuarzo) cuesta aproximadamente U\$S 17 por bolsa (de 45,5 kilogramos o 100 libras) antes de ser entregada al pozo, y el cerámico ultraliviano, U\$S 42 por bolsa. El costo del transporte es una componente significativa en el precio del producto. La elección del agente de sostén es una de las decisiones más importantes en la etapa exploratoria y de desarrollo de este tipo de proyectos debido al impacto en el costo total de los pozos: puede alcanzar hasta el 20% del costo total de un pozo terminado.

En síntesis, los proveedores de *proppant* obtienen márgenes muy bajos por lo que requieren una producción y distribución constante, de alta calidad de grandes volúmenes para mantener un negocio rentable.

## **2.2 Contexto nacional**

Argentina es uno de los países más importantes de América Latina con economía históricamente inestable. Con más de un siglo de producción petrolera, cuenta con 24 cuencas sedimentarias de las cuales sólo 5 han sido explotadas (30% del área sedimentaria), y ha tenido un primer desarrollo de la red de gas natural y la logística petrolera, con una fuerte interconexión con los países vecinos.

En el marco de un de gran crecimiento y de una desaceleración en la producción de gas natural, la Argentina comenzó desde el año 2008 a ser un importador neto de este recurso, obteniéndolo de Bolivia y el mercado internacional de Gas Natural Licuado (GNL). El sector eléctrico es altamente dependiente del gas natural, y fue profundamente afectado por su escasez.

La Argentina fue listada como el tercer país con mayor cantidad de reservas no convencionales de gas, detrás de China y Estados Unidos. La cuenca “Neuquina” resulta ser la más importante como fuente de *shale gas*. Más de la mitad de los recursos recuperables están ubicados en Vaca Muerta (240 trillones de pies cúbicos, Tcf) y Los Molles (167 Tcf). Vaca muerta es sumamente parecida a las formaciones estadounidenses de Haynesville y Eagleford.

Las proyecciones a futuro en el desarrollo de recursos no convencionales en Argentina estiman que las actividades de perforación en dicho campo aumentará a más de 200 pozos en 2013, más del doble de los 83 pozos de 2011, pero que existen algunas barreras para avanzar con los proyectos de *shale gas* en el país: los precios del petróleo y el gas no están definidos y son controlados por las autoridades gubernamentales más que por ley o por el mercado internacional, hay incertidumbre sobre la posibilidad de girar dividendos al exterior, y hay controles y pocas certezas sobre las limitaciones en inversiones y ganancias.

El gobierno ha establecido un duro esquema de controles de precios y regulaciones sobre la tasa de retorno en el sector del gas y el petróleo; desde finales de 2011, el gobierno aplica un riguroso cepo cambiario buscando reducir la demanda de moneda extranjera para mantener el superávit de la balanza comercial, que se vuelve más y más estricto día a día. De acuerdo con la comunicación A 4237 del Banco Central, las empresas extranjeras pueden repatriar fondos. Sin embargo, las mismas deben cambiar divisas mediante permisos del Banco Central. Durante la primera mitad de 2012, no hubo ningún giro de dividendos al exterior.

Hoy en día, Brasil es el principal exportador de *proppant* a la Argentina en términos de cantidad y volumen de ventas. Pluspetrol utiliza alrededor de 450 toneladas de arenas *proppant* por cada pozo de *shale gas* y *tight oil* en perforaciones verticales. La empresa planea duplicar el monto por pozo en perforaciones horizontales en 2013. Dichas arenas son aportadas por Mineração Curimbaba y Unimin.

El gerente de la reserva NC, F. Sorenson, ha comunicado ya que aunque las cerámicas *proppant* que utilizan son de origen brasileño, están intentando desarrollar un proveedor local, y que si YPF decidiera avanzar con el proyecto NC se necesitarían 2100 toneladas de *proppant* para los próximos 18 meses: 75% cerámicas y el resto dependiendo del tipo de pozo.

La oferta de *proppant* responderá a la demanda si las recompensas justifican los riesgos a tomar, por lo que el rol de YPF en los desarrollos de pozos será fundamental para el éxito de cualquier proyecto. Los proveedores que se surjan deben tener la seguridad de que dichos recursos serán utilizados. A pesar de todo, YPF no ha informado claramente sus planes de actividad a futuro. Desde la empresa aseguran que se está buscando crear una cadena de abastecimiento de *proppant*, pero que primero compañías como *Halliburton* y *Schlumberger* deben ayudar a elegir el proveedor adecuado, y que la preocupación es que si se van a desarrollar 200 o 300 pozos en los próximos 5 años, se necesitará un proveedor local de *proppant*. Por último, asegura Vaca Coca, gerente general de *Petrogas Americas*, que el mercado de las arenas necesita crecer considerablemente en Argentina para proveer este insumo a la industria.

### **2.3 Desarrollo de negocios de hidrocarburos**

El contexto socioeconómico presente en la Argentina es inhibitorio de inversiones tales como las requeridas para producir *proppant* en el país. Además de su economía históricamente inestable, atraviesa un período en el que el PBI decrece y la inflación aumenta. En el año 2012, son cuatro los hitos que afectan el desarrollo de los negocios petroleros: la nacionalización de YPF (actor fundamental en la explotación de recursos no convencionales), el control de precios de la energía, el control cambiario y la alta inflación.

En el mes de abril del 2012, el Congreso de la Nación aprobó por ley la expropiación del 51% de YPF (perteneciente entonces a la española Repsol). Dicha ley declara también la intención de alcanzar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos como meta de Interés Público de alta prioridad. Pese a

que se removieron las autoridades de Repsol de la compañía tras la sanción de la Ley, no hubo hasta la fecha presente (Octubre de 2012) pago de las acciones de YPF. Esto, además de oscurecer la imagen del gobierno en el ámbito de los inversores extranjeros, restringe el accionar de la nueva gerencia por el marco de ilegalidad existente.

De acuerdo a información de público conocimiento, la empresa Repsol ha intimado a aquellas firmas que invierten en la Argentina hasta que el gobierno pague la expropiación, y anunció públicamente que iniciará acciones legales a aquellos que firmen acuerdos con YPF por la situación en la que esta empresa se encuentra.

Además de la reestatización de la petrolera, se reglamentó a fines de julio el Decreto 1277/2012<sup>8</sup> de “*Soberanía Hidrocarburífera*” que establece un estricto esquema de precios para el gas y el petróleo. A estos efectos, se lee en el Considerando del Decreto: “...a los fines de asegurar precios comerciales razonables, resulta necesario establecer los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, publicándose periódicamente precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y los precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles”. La normativa fija además límites al retorno de las inversiones en dicha industria y también la creación de una Comisión encargada de evaluar la consecución de aquellas inversiones a las que se hayan comprometido las compañías y penalizarlas en caso de incumplimiento. El Artículo 3<sup>o</sup> enumera diversos objetivos de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, entre ellas:

- Asegurar y promover las inversiones necesarias para el mantenimiento, el aumento y la recuperación de reservas que garanticen la sustentabilidad de corto, mediano y largo plazo de la actividad hidrocarburífera.
- Asegurar y promover las inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos.
- Asegurar y promover inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales.
- Asegurar y promover las inversiones necesarias para expandir la capacidad de refinación local, la calidad y la seguridad de los procesos, de acuerdo a los requerimientos de la economía local.

---

<sup>8</sup> El texto completo del Decreto se encuentra en: <http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/200000-204999/200130/norma.htm>

- Asegurar el abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de usuarios y consumidores.

Estas regulaciones entran en conflicto con las atribuciones de las Provincias respecto la libre disponibilidad de los recursos naturales de sus territorios. Las regulaciones en el precio de combustibles y control de las inversiones se pueden traducir en presiones hacia las operadoras locales. Este factor debe ser tenido en cuenta al proyectar la demanda de *proppant* en el país ya que la misma depende del nivel de actividad de las compañías que explotan los yacimientos.

Un tercer factor determinante de la evolución del mercado de combustibles en la actualidad es el control de cambios. Desde finales del 2011 el gobierno nacional impuso un estricto régimen cambiario buscando reducir la fuente demanda de divisas norteamericanas para poder mantener el superávit de la balanza comercial. Con el transcurso de los meses las medidas se hicieron más estrictas. Se hizo evidente que dichas medidas buscan en realidad mermar la fuga de capitales generada por la desconfianza que hay respecto de la moneda local y financiar el déficit energético.

Al margen de la petrolera YPF, la mayoría de las empresas petroleras del país son extranjeras. Las políticas mencionadas pueden resultar en un desincentivo a la exploración y explotación de hidrocarburos y, consecuentemente, resultan en la caída de la demanda estimada del agente de retención del proceso de *fracking*. De acuerdo al comunicado “A 4237” del Banco Central de la República Argentina emitida en noviembre del 2004, las empresas extranjeras tienen la facultad de repatriar sus ganancias (habiendo un relevamiento de inversiones directas en el país de no residentes<sup>9</sup>). Sin embargo, las firmas internacionales están obligadas a pedir permiso al BCRA para comprar divisas extranjeras. En el primer cuatrimestre del 2012 ninguna empresa del exterior que haya realizado inversiones en el país giró dividendos al exterior. Es baja la probabilidad de que esta situación y las regulaciones vigentes cambien drásticamente.

Finalmente, hay que tomar en cuenta en el cálculo de factibilidad de un proyecto de obtención de *proppant* a la alta inflación. La economía nacional tiene una elevada tasa de inflación desde hace dos años, tiempo en el que también se

---

<sup>9</sup> “Regulaciones vigentes en materia de comercio exterior y cambios. Síntesis”. Banco Central de la República Argentina; comunicado no. 48218; febrero 2005. Se puede leer el comunicado del siguiente link: <http://www.bcra.gov.ar/pdfs/comytexord/P48218.pdf>

rompió el superávit fiscal. Mientras el gobierno mantiene controlada la tasa de cambio, el índice de precios sube. Este contexto trae dos consecuencias desfavorables: los sindicatos petroleros presionan fuertemente para mantener los salarios por sobre el nivel de inflación (el salario promedio del sector pasó de 2200 U\$S/mes en el primer cuatrimestre del 2006 a 6200 U\$S/mes a comienzos del 2012) y en los últimos dos años hubo conflictos gremiales que afectaron las operaciones de extracción.

## 2.4 Mercado de petróleo y gas convencionales

Un análisis en detalle del mercado de hidrocarburos en el país permite una mejor comprensión de cómo evolucionará la explotación de no convencionales. Si incrementan las perforaciones en este tipo de yacimientos, simultáneamente crece la demanda del agente de sostén. Antes de realizar pronósticos de la demanda del insumo, entonces, se procede a estudiar la dinámica y funcionamiento del mercado de gas y petróleo en la Argentina. Las reservas de los convencionales, mostradas en la Tabla 2, alcanzan para abastecer al país por 11 años y medio, en el caso de los crudos, y para casi 8 años en el caso del gas natural. Las tarifas fijadas en las últimas décadas, por debajo del nivel requerido para recuperar los costos por parte de las empresas, no permitió que estas últimas realizaran nuevas exploraciones de convencionales. Queda supeditada la satisfacción de la demanda futura (en especial a partir del 2022, cuando las reservas actuales se agoten) a la producción de hidrocarburos a partir de los no convencionales.

**Tabla 2 - Reservas de hidrocarburos convencionales. Los años de reservas totales se computan como promedio ponderado de los años de reservas de cada formación. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.**

<i>Formaciones</i>		San Jorge	Neuquina	Cuyana	Austral	Noroeste	Total
	Unidades	<i>Producción promedio de 2009 a 2011</i>					
Crudo	1000 bbl/día*	267,4	256,7	32,6	32,2	12,4	601,3
Gas	1MM cf/día**	493	2519	5,8	1005,1	525,4	4548,3
		<i>Años de reservas (promedio de últimos 3 años)</i>					
Crudo	RPR***	15,8	6,4	16,1	7,1	8,5	11,4
Gas	RPR***	8,7	6	14,5	11,5	9	7,7

\*Miles de barriles por día

\*\*Millones de pies cúbicos por día

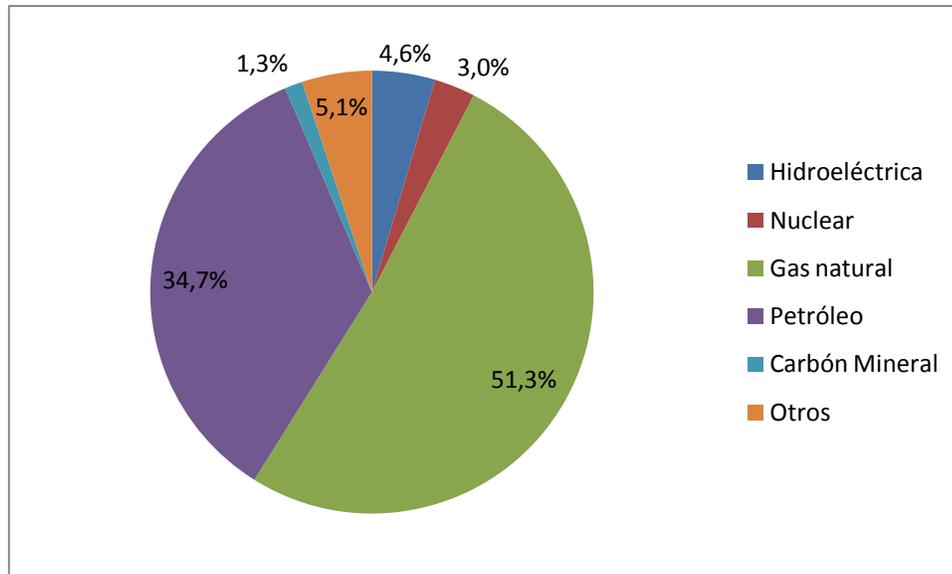
\*\*\*Ratio de reservas a producción (volumen estimado de recurso/producción anual)

El país tiene un potencial importante en la producción de petróleo y gas. De las 24 cuencas sedimentarias, sólo se explotan 5 de ellas, lo que representa menos del 30% del área potencialmente explotable. Cuenta con más de un siglo de historia en la producción de crudos, siendo la Cuenca Austral la más joven de todas, y

desde fines de los '80 se agrega también la exploración y producción offshore. No obstante hubo una tendencia decreciente en la producción de gas y petróleo en la década del 2000 al 2010 que afectó las reservas de hidrocarburos e incluso provocó el fin del autoabastecimiento energético. Se partirá de un análisis detallado del mercado del gas natural para luego pasar al del crudo.

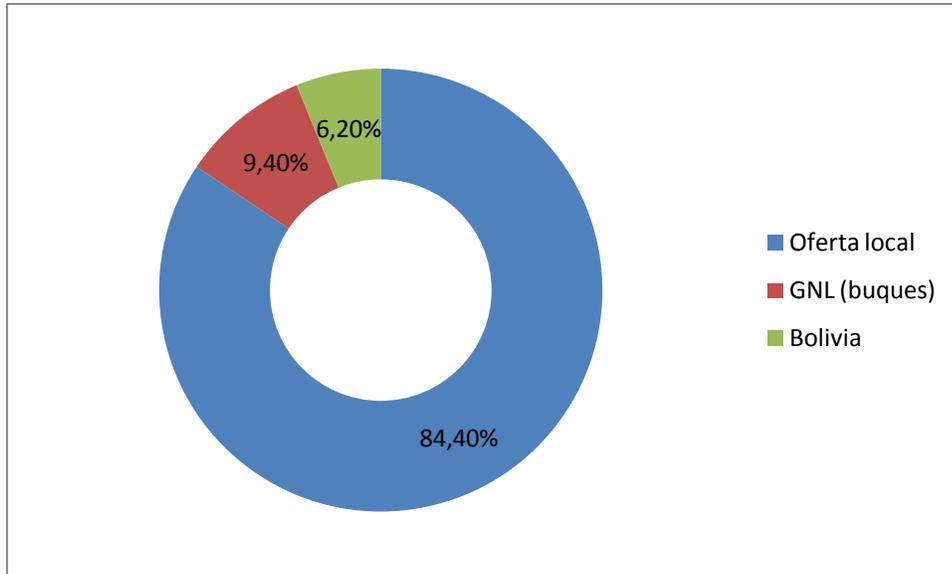
Las reservas de gas convencional del país son solamente 13 tcf, pero como se mostró anteriormente, cuenta con 774 tcf de no convencionales además de una red de conductos de gas natural convenientemente desarrollada y adecuada logística en materia de crudos. La conexión de esta infraestructura con los países limítrofes convertía a la Argentina en un concentrador (*hub*) de recursos energéticos. Sin embargo, una serie de políticas afectaron al sector y provocaron la ruptura de la integración regional, principalmente por fijar precios domésticos muy debajo de los costos marginales e impidiendo realizar nuevas inversiones en activo fijo y exploración. Esto se pudo ver principalmente en el mercado del gas natural para consumo doméstico, del 2004 al 2011 los precios locales eran la cuarta parte del precio del gas en Bolivia.

Según estadísticas del año 2010, el gas natural en el país representa más del 50% de la matriz energética que entonces totalizaba 80 millones de toe (toneladas de petróleo equivalentes por sus siglas en inglés; ver Gráfico 2). Desde el año 2008, el país empezó a ser importador neto de este recurso. Los principales yacimientos de gas natural se ubican en la Cuenca Neuquina (54% del total de reservas) y en la Cuenca Austral (34%).



**Gráfico 2 - Fuentes primarias de energía sobre un total de 80 MM toe, 2010. Fuente: ENARSA, Secretaría de Energía de la Nación.**

La demanda argentina de gas natural alcanzó los 1550 billones de pies cúbicos en el 2011. Menos de un 20% de dicha demanda fue cubierto por las importaciones y el resto se satisfizo con la producción local. En el presente año hubo un crecimiento de las importaciones mientras que la oferta local se estancó. Se espera que esta tendencia continúe el próximo año dada la falta de inversiones en el ámbito local. El share de las principales fuentes del gas natural se aprecia en el Gráfico 3.



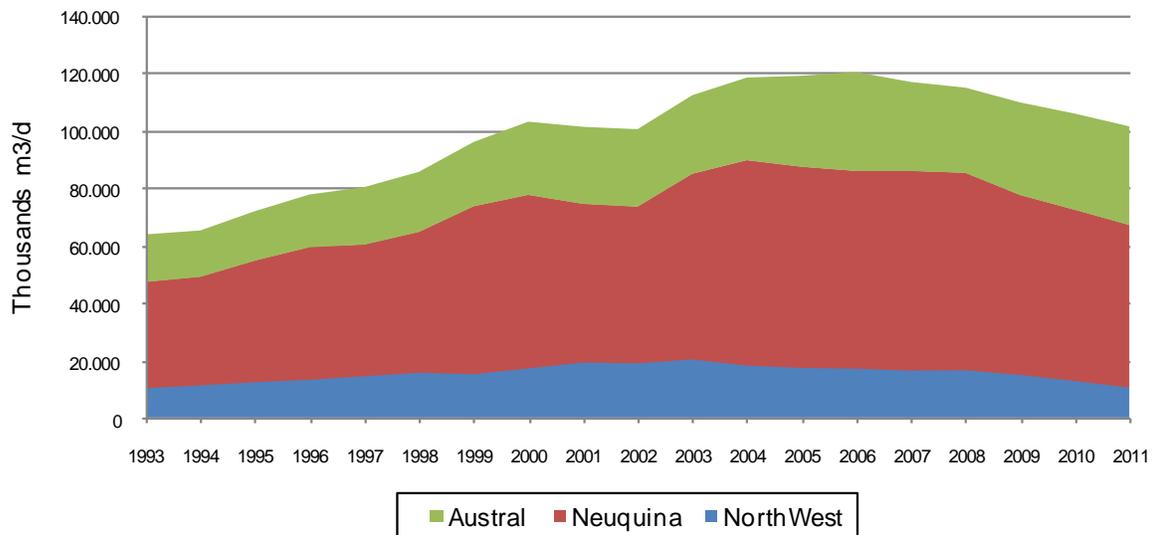
**Gráfico 3 - Fuentes de Gas Natural en el 2011, sobre un total de 1550 bnfc. Fuente: ENARSA, Secretaría de Energía de la Nación.**

Este sector se caracterizaba por ser competitivo en la Argentina, a pesar de que las empresas más grandes de la actividad solían tener la posición dominante. Sin embargo en la actualidad sólo seis empresas acaparan el 90% de la producción local. Total Austral, que posee un 30% del mercado de gas, está aumentando su participación en el mercado y, por otro lado, YPF (con un *market share* del 23%) está sufriendo lo contrario. En cuanto a los recursos no convencionales, la empresa más promisoría por sus yacimientos es la propia YPF, recientemente nacionalizada.

Este sector siempre estuvo fuertemente intervenido por el Gobierno Nacional en la última década, y desde la estatización de YPF el Estado asume, cada vez con más posición, el rol de regulador del sector. El principal organismo regulador, la Secretaría de Energía de la Nación, indica cuáles deben ser los precios máximos de venta del gas natural, lo que afecta a las empresas productoras y, por transitividad a las explotadoras y los proveedores de insumos. No obstante, las aparentes reservas abundantes de YPF necesitan ser capitalizadas por inversores extranjeros para cubrir la brecha que hay entre la oferta y el consumo doméstico. Este gap impone una enorme carga a la balanza comercial local. El hecho de subvaluar el precio del gas que se vende dentro del país también atenta contra el equilibrio del presupuesto Nacional. Para la viabilidad de proyectos de inversión relativos al mercado de gas, se requeriría menor participación del Estado en la regulación de la industria.

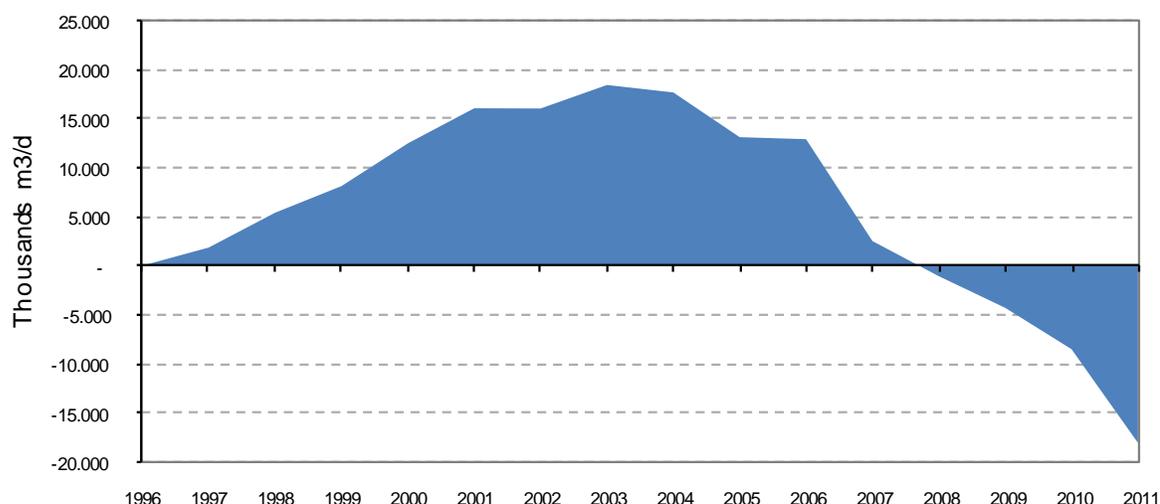
La consecuencia de políticas contra la inversión tuvo repercusiones, la Argentina enfrentó escasez de la oferta doméstica de gas natural y por eso se verá necesitada de desarrollar sus no convencionales. Hasta los primeros años de la década pasada hubo una tendencia creciente en la producción de gas, luego una marcada reversión de la misma afectada principalmente por la merma de producción en la Cuenca Neuquina. Los motivos principales por lo que ocurrió esta reducción de la oferta son el agotamiento de las reservas convencionales y la falta de inversiones adicionales en materia de exploración.

Estas cifras, referentes a la producción comercial de gas en la Argentina, se reflejan en el Gráfico 4. En los últimos diez años la productividad de los yacimientos, en promedio, cayó de 86 millones de metros cúbicos por año a 50 millones por año. En ese período de tiempo, la cantidad de pozos con baja presión de gas crecieron desde un 17% del total a un 53%.



**Gráfico 4 – Producción comercial de gas en miles de metros cúbicos por día. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.**

Estos números no deben desalentar las inversiones en materia de no convencionales sino por el contrario son un incentivo a su explotación. Por otro lado, la capacidad de transporte de gas en la Argentina ha crecido, aún con un escenario de escasez de producción. Hoy en día dicha capacidad alcanza los 135 millones de metros cúbicos por día y, consecuentemente, hay capacidad ociosa especialmente en los veranos donde cae la demanda.



**Gráfico 5 - Exportaciones netas de gas en miles de metros cúbicos por día. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.**

Por otra parte, en un marco económico de crecimiento (nuevas empresas y aumento de la producción que implica una mayor demanda de gas natural ya sea por procesos o para generación de energía eléctrica) junto con la ya mostrada caída de la producción provocó que las importaciones netas (importaciones menos exportaciones que se pueden ver en el Gráfico 5) se hicieran negativas desde el 2008. Las importaciones de Bolivia se remontan a principios de los años 80. Pese a que se suspendieron en los 90, para favorecer la industria local, el reciente escenario de escasez las hizo nuevamente necesarias. Desde el año 2004 al 2008, las importaciones de gas boliviano fueron la única fuente externa de este recurso. Para paliar la escasez, durante el invierno del 2008, el primer buque con gas natural licuado arribó al puerto de Bahía Blanca. Se comenzó a importar 4,5 millones de metros cúbicos diarios. Como el precio del GNL en el mercado internacional aumentó, pese a que sólo representa menos del 10% de las importaciones en volumen para el país, su valor representa el 30% de los costos totales del gas ofertado. En cuanto a la capacidad instalada para importar del país, la apertura de centros para tratar el GNL en Escobar permite traer hasta 24 millones de metros cúbicos diarios en buques. En cuanto a Bolivia, la capacidad ronda los 13 millones de metros cúbicos por día y se planea incrementar la misma a 19 Mm<sup>3</sup>/día en el 2013.

La infraestructura para distribuir el gas en el país está propiamente acondicionada para recibir un posible aumento de producción por los no convencionales. El servicio cubre al 65% de la población. La red de transmisión de gas en la

Argentina la proveen dos compañías desde 1993: TGN (al ramal norte) y TGS (al ramal sur).



**Ilustración 6 – Licenciatarias del servicio de transporte de gas en la República Argentina.**

Fuente: ENARGAS disponible en

<http://www.enargas.gov.ar/Licenciatarias/Transportistas.php>

Hacia el fin del año 2011 la longitud de la red de transmisión era de aproximadamente 12.000 km y contaba con 51 estaciones de compresión con una capacidad de 1.100 HP. Existe un proyecto para la interconexión del Noroeste Argentino al tendido nacional, que depende del aumento de la importación de gas de Bolivia en 0,46 billones de pies cúbicos por día. La red extendida adicionalmente otros 2000 km para el año 2015. Cabe por último mencionar que la red cuenta con caños internacionales que conectan el tendido argentino con Chile y Uruguay, además de Bolivia. Pese a que fueron usados para exportar gas anteriormente, el flujo puede revertirse para importar gas proveniente de las terminales de GNL en dichos países.

La escasez de gas afectó al sector eléctrico, cada vez más dependiente de este hidrocarburo para su generación (ver fuentes de generación de energía eléctrica en el Gráfico 6). De un total, intercambiable entre sus distintos usos, de 1550

billones de pies cúbicos producidos en 2011, el gas natural se usó principalmente como fuente de energía térmica para generar electricidad. El 60,7% de la energía eléctrica consumida en 2011 medida en GWh (gigawatts hora) provino de las reservas de gas natural, porcentaje que desde 1992 crece ininterrumpidamente. Esto implica que casi el 30% de la producción de gas se destina a generación eléctrica, seguida por el consumo industrial (28%) y el residencial (22%). El consumo de gas natural por sector se muestra en el Gráfico 7, en el presente los sectores están cubiertos por la producción proveniente de fuentes convencionales aunque prontamente requerirán de la explotación de yacimientos de esquistos para satisfacer la demanda de energía.

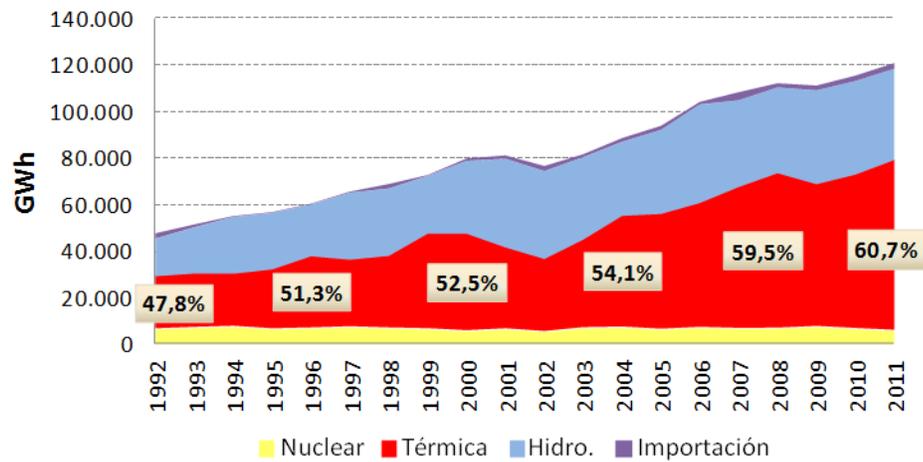
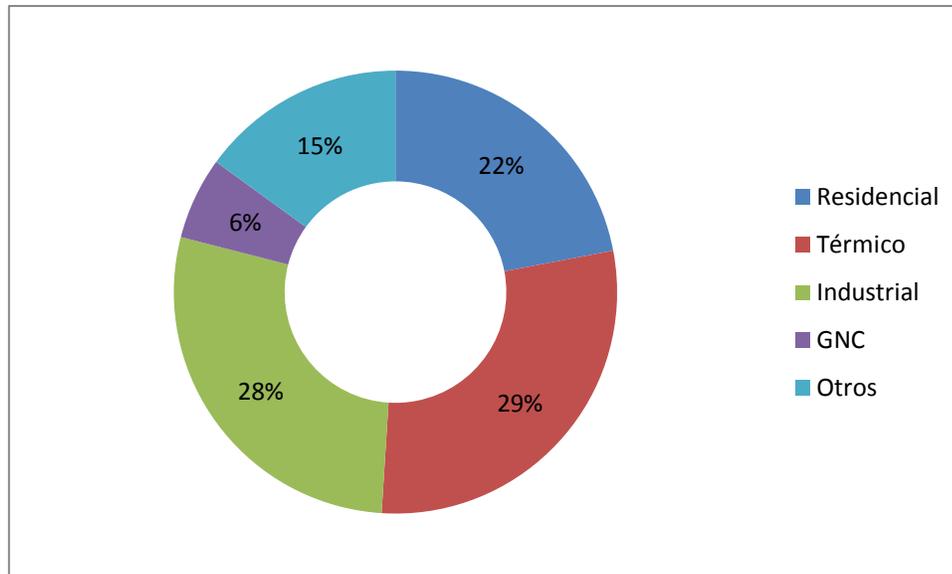


Gráfico 6 - Fuentes para la generación de energía eléctrica. Fuente: elaboración en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.



**Gráfico 7 - Consumo de gas natural por sector en el 2011. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.**

Cabe mencionar también que la Argentina es uno de los países que más implementó el uso del gas natural para uso vehicular, conocido también como gas natural comprimido (GNC), que representa un 6% de la demanda total de gas. También es necesario destacar que los productores están obligados a cubrir la demanda residencial, por lo que la autoridad gubernamental puede asignar los volúmenes producidos para cumplir con este requisito. En cuanto a lo suministrado a las compañías generadoras de electricidad, el gobierno implementó un sistema para sustituir combustibles fósiles por gas natural.

Volviendo nuevamente al Gráfico 6, se entiende qué tan responsable es el sector energético sobre la estabilidad macroeconómica del país. Para lograr abastecer la generación eléctrica, el sector influye directamente en los volúmenes que se requieren importar de gas natural u otros combustibles fósiles. Solamente para este fin, se importaron en el 2011 más de 5 billones de dólares en hidrocarburos. El esquema de precios distorsionado, que también comprende al sector eléctrico vía subsidios, generó déficits de alrededor de 5,7 billones de dólares y deudas similares con el sistema nacional de generación eléctrica que se financian en parte con la impresión de moneda, lo que genera alta inflación.

Por el lado de los crudos, la producción argentina de petróleo aún presenta excedentes, sin embargo comienza a faltar crudos livianos en las refinerías. Las formaciones neuquinas, que solían ser las más productivas en los últimos 20 años, han declinado rápidamente su ritmo de producción. Los crudos obtenidos de dicha

formación son livianos, mucho más adecuados para las 8 grandes refinerías del país. El mayor productor de petróleo es YPF que posee pozos en la Cuenca Neuquina y la de San Jorge. Otras compañías con perforaciones en la formación en Neuquén son *Petrobras, Chevron, Pluspetrol, Apache, Total* y *Panamerican*. Un caso particular es el de la empresa Total Austral, tiene una fuerte presencia en el sur del país y explota principalmente gas en lugar de crudo. Se presentan en la Tabla 3 los niveles de producción de gas y petróleo de las principales compañías de la región. Cabe aclarar que si bien los trabajos de perforación se suelen tercerizar, se utiliza esta información para obtener una primera intuición de las futuras explotaciones de no convencionales y la consecuente demanda del agente de retención.

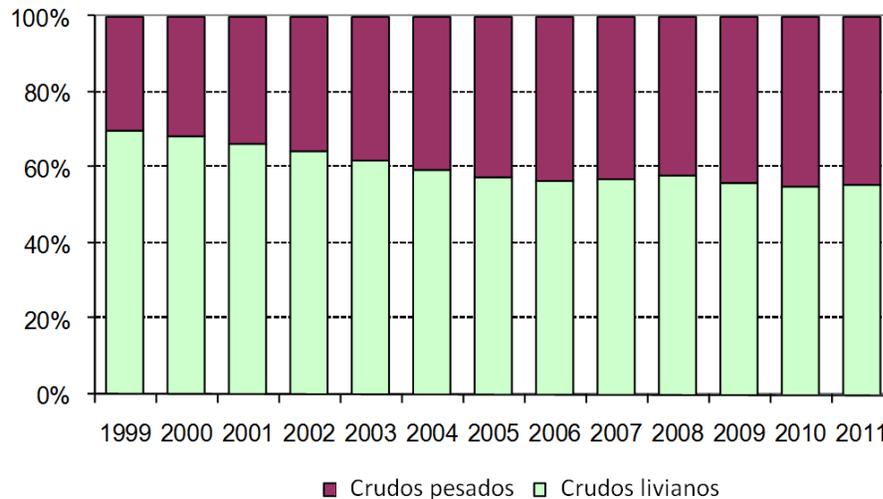
**Tabla 3 - Producción de gas y petróleo por compañía. Valores promedio del 2010 y 2011.**  
**Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.**

<b>Empresa</b>	<b>Crudo</b>	<b>Gas</b>
	en miles bbl*/día	en bcf**
YPF S.A.	201,5	394,3
Total Austral	19,8	475,4
Pan American Energy	112,9	205,5
Petrobras	39,3	149,4
Pluspetrol	42,4	114,5
Apache	12,0	108,5
Sinopec	35,9	23,4
Tecpetrol	25,0	52,7
Chevron	38,7	9,5
Otras	63,0	102,4

\*Barriles de petróleo. Un barril equivale aproximadamente 159 litros de crudo.

\*\*Billones de pies cúbicos. 1 bcf equivale cerca de 28.317 millones de litros.

La formación petrolera en el golfo de San Jorge es en el presente el área más productiva. Se extrae de la misma crudos pesados que deben ser combinados con livianos para procesarse en las refinerías. Parte de ese crudo también se exporta. Aparte de las compañías que tienen pozos en la Cuenca Neuquina, mencionadas anteriormente, otro jugador importante en San Jorge es la petrolera *Sinopec* de origen chino. El hecho de que las refinerías del país operen con crudos livianos es un incentivo más a la búsqueda de alternativas ya que de las reservas disponibles comienza a reducirse la presencia de livianos (ver Gráfico 8).



**Gráfico 8 - Proporción de crudos livianos y pesados de las principales reservas internacionales. Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía de la Nación.**

Prácticamente todo el gas y crudo del país proviene de fuentes convencionales, pero la Argentina tiene igualmente experiencia en explotaciones no convencionales. Se han perforado muchos pozos horizontales usando la técnica de fractura hidráulica, principalmente en el offshore en Tierra del Fuego. Las empresas Apache e YPF son las que más incursionaron el campo de los no convencionales.

Pese a que las perspectivas de explotación de recursos convencionales no son alentadoras, el mercado de *shale* se verá afectado por las reglas de juego vigentes en el país. Ya se hizo referencia a los altos costos de inversión que requieren los recursos no convencionales. Las normas vigentes de la Argentina, sin embargo, desalientan las inversiones pertinentes para que se desarrolle dicho sector. Desde el año 2002 se implementó en el país un nuevo mecanismo de regulación para el sector de gas y petróleo. En un principio se justificaron las medidas con la excusa de que se requería reemplazar el esquema del momento (un mercado completamente libre de regulaciones) debido a la crisis económica, más adelante dichas políticas permitieron apropiarse de la renta petrolera para trasladarla al gobierno nacional y a los consumidores finales. Pese a que no hubo un cambio explícito en las leyes, hasta el año 2012, el congelamiento de precios y tarifas fue regla en lugar de excepción la última década.

Los impuestos a las exportaciones, en continuo aumento desde que se impusieron las regulaciones, se quitaron con la Resolución 394/2007 que estableció valores máximos a los precios de los hidrocarburos. Hubo acuerdos de precios con los

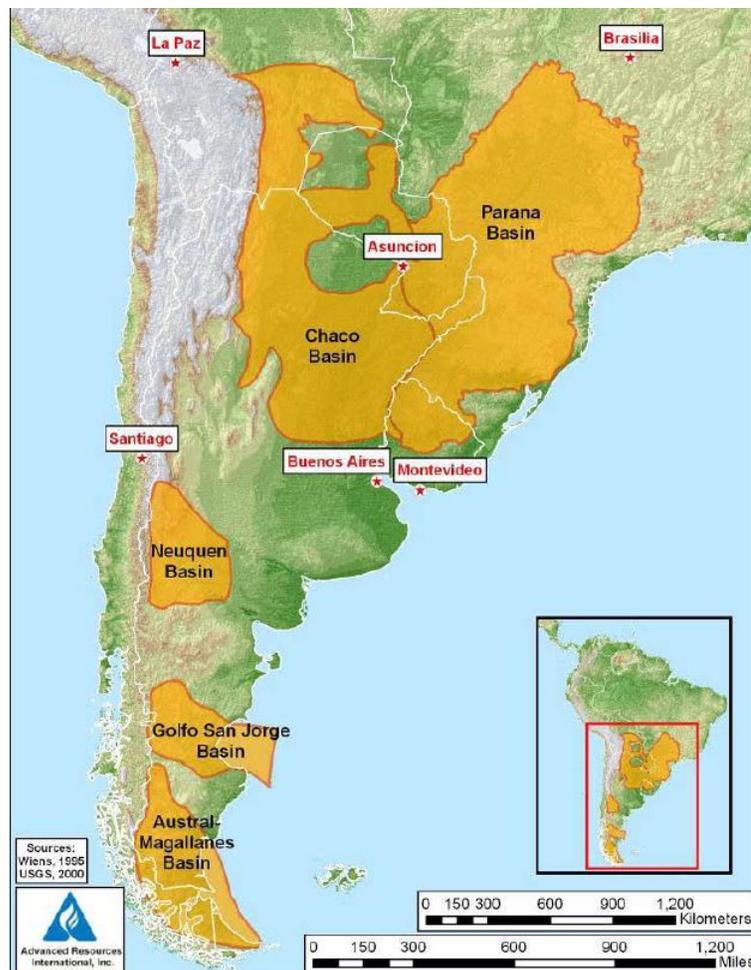
productores de gas natural para satisfacer la demanda residencial mientras que el precio del hidrocarburo para los grandes consumidores se mantuvo parcialmente desregulado. Como estas medidas fueron resultando en la desinversión por parte de las empresas y la producción continuó decreciendo (como ya se mostró en el Gráfico 4 en la página 22), el gobierno ordenó a través del Decreto 2014/2008 el régimen “Petróleo Plus” y “Gas Plus” que permitía a las empresas cubrir aquellos costos que le permiten un incremento en su producción.

En Abril del 2012 hubo otro importante cambio en el sector. La ya mencionada Ley 26.741, que dispuso de la expropiación del 51% de las acciones de YPF, definió al sector petrolero como de utilidad pública. El Decreto 1277/2012 reglamentó la Ley suspendiendo los decretos desregulatorios de fines de los '80 y principios de los '90 que buscaban promover la competencia y generar un mercado libre en este sector. Esta norma también creó un Comité encargado de fijar los precios domésticos para todo tipo de hidrocarburo, también responsable de monitorear cada uno de los contratos de concesión, que las Provincias otorgan a las empresas, pese a que las mismas tienen potestad sobre sus recursos naturales.

En la práctica, las reglamentaciones impuestas en el último tramo de la década del '2000 no han cambiado mucho la forma en que se comporta el mercado. Las normas desregulatorias de los años '90 quedaron siempre carentes de medidas que las acompañasen, existiendo siempre algún tipo de impedimento para que la oferta y demanda de hidrocarburos evolucionen de manera independiente.

## **2.5 Principales yacimientos de *Shale Gas* en la Argentina**

Los principales yacimientos de no convencionales en la Argentina son las cuencas: Neuquina, Chacoparanaense, del Golfo San Jorge y la Austral-Magallanes. Adjunto se presenta un mapa de las formaciones mencionadas para lograr una mejor comprensión de la extensión de las mismas y su ubicación geográfica. Esto último es de gran importancia ya que la ubicación relativa de los yacimientos es fundamental para definir cómo enfrentar el armado de un tendido logístico para la distribución del *proppant* desde su fabricación o llegada a los puertos en barcos.



**Ilustración 7 - Principales formaciones de recursos no convencionales en la Argentina.**  
Fuente: Advanced Resources International, Inc.

El Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE) considera a la Cuenca Neuquina una de las áreas más prometedoras del mundo en términos de existencia de depósitos de *shale gas*, *tight gas* y *shale oil* en al menos tres yacimientos de la formación: Vaca Muerta, Los Molles y Precuyo. De los 774 tcf de recursos no convencionales recuperables del suelo argentino -ver Tabla 1 de la página 6-, definidos por la mencionada agencia norteamericana, más de la mitad se localizan en Vaca Muerta (240 tcf) y Los Molles (167 tcf). En la formación de Vaca Muerta, además, ya hay petroleras en exploración de no convencionales. Teniendo potenciales formaciones en el Norte y Sur del país, predominarán estas últimas en cualquier análisis por su mayor potencial. Cabe mencionar también que expertos locales, geólogos de profesión, advirtieron que las estimaciones de la DOE han sido muy optimistas en cuanto a los volúmenes proyectados de no convencionales.

A continuación se presenta un detalle de las estimaciones realizadas por la DOE para formaciones de Neuquén (NQN), Golfo San Jorge (GSJ), Cuenca Austral (AUS) y el Noroeste argentino (NOA). Se pueden reconocer tres grupos de datos de la proyección. En las primeras filas se totalizan las reservas existentes de hidrocarburos de esquistos. Se estima que de ese total, aproximadamente un 85% es gas (GIP: gas in place). Lo que efectivamente se puede recuperar o extraer a la superficie es un 6% del GIP. A este último volumen se lo conoce también como EUR (*Estimated Ultimate Recovery*).

El método probabilístico para estimar las reservas, mostrado en la columna derecha, consiste en la presunción de que se encuentra la misma cantidad de hidrocarburos por metro de espesor en la corteza *shale* que los hallados, en promedio, en los Estados Unidos. Esta técnica es la usada en la matriz mundial de la Tabla 1 en la Introducción, la EUR es el valor que se estimó de reservas no convencionales en la Argentina.

**Tabla 4 - Reservas estimadas de gas en cada formación. Fuente: Department of Energy (DOE), Estados Unidos.**

Yacimiento	Método determinista			Método Probabilístico	%
	Mín.	Media	Máx.		
NQN (Los Molles)	2324	4560	11542	5079	35%
NQN (Vaca Muerta)	231	1744	8029	2144	15%
GSJ (D129)	1330	4432	12211	4829	33%
AUS (Río Mayer)	446	1701	4535	1784	12%
NOA (Los Monos)	112	1094	2076	662	5%
<b>TOTAL</b>	<b>4443</b>	<b>13531</b>	<b>38393</b>	<b>14498</b>	<b>100%</b>
TOTAL GIP* (tcf)	3789	11525	32681	12350	
Recursos recuperables** (tcf)	227	692	1961	741	

\*GIP: gas in place

\*\*EUR: estimated ultimate recovery

El método aplicado en la columna izquierda, el denominado determinista, está basado en estudios más precisos de las formaciones. Sin embargo, y dado que la información obtenida no es concluyente, existe una variabilidad en las estimaciones contempladas dentro de los límites máximo y mínimo de las estimaciones. La media recuperable con estos valores es algo inferior a lo estimado por el método anterior (692 tcf contra 741 tcf).

Se presenta a continuación una tabla comparativa de distintas formaciones en los Estados Unidos con Vaca Muerta para mostrar por qué motivo se suelen hacer comparaciones para estimar los parámetros de esta última. Las primeras filas

muestran variables que evidencian las similitudes, se muestran por dicho motivo ya que no son los datos más importantes al evaluar la necesidad de materiales para la fractura hidráulica. Ellos son: la litología que establece la composición de la roca generadora, el TOC (carbono orgánico total por sus siglas en inglés) una medida del contenido de este elemento en la formación, el espesor de la capa medida en pies, el gradiente de presión dentro del yacimiento en libras por galón (ppg), la porosidad de la roca y su permeabilidad medida en *milidarcys* (1 mD =  $10^{-12}m^2$ ). La información que concierne al presente estudio se detalla en las últimas tres filas. En primer lugar, se muestra la producción esperada por pozo medida en miles de pies cúbicos por día (mcf/d). El valor es todavía incierto para Vaca Muerta pero estaría comprendido entre los 2 y los 12 mcf/d. El siguiente dato es la GIP (gas in place) por milla cuadrada es decir el volumen de gas de esquistos medido en miles de millones de pies cúbicos (GCF). Ocurre que, pese a que la información no es completamente confiable, se estima que en Vaca Muerta hay mayor cantidad de reservas no convencionales por unidad de superficie. Por último, la EUR que se traduce como la capacidad estimada recuperable indica qué volumen de hidrocarburos (en GCF) se espera obtener por pozo. En el más optimista de los escenarios, duplicaría la producción de los pozos de cualquier otra formación.

**Tabla 5 - No convencionales: comparaciones entre formaciones en los EE.UU. y la Argentina. Fuente: EIA**

Formación	Haynesville	Barnett	Marcellus	Woodford	Vaca Muerta	Horn River	Eagleford
Litología	Roca silíceas	Esquisto de sílice	Esquisto de sílice	Chert	Roca silíceas	Chert	Esquistos de cal
TOC (%)	3 a 4%	4 a 5%	4 a 7%	4 a 8%	3 a 5%	3 a 6%	4 a 8%
Espesor neto (pies)	225 a 300	150 a 250	75 a 150	75 a 150	300 a 1300	125 a 450	120 a 280
Gradiente de presión (ppg)	13,5 a 17,3	9,6 a 10,6	11,6 a 13,5	9,6 a 10,6	9,4 a 17,3	10,6 a 13,5	9,6 a 14,5
Porosidad (%)	7 a 9%	4 a 8%	7 a 9%	5 a 6%	7 a 12%	4 a 10%	4 a 10%
Permeabilidad (mD)	100 a 500	50 a 200	100 a 200	40 a 70	50 a 200	100 a 1000	100 a 1500
Producción por pozo (mcf/d)	8 a 25	3 a 7	4 a 10	2 a 6	2 a 12	5 a 8	2 a 17
GIP* por milla cuadrada (MCF)	150 a 250	100 a 150	75 a 125	75 a 150	300 a 800	175 a 250	80 a 250
EUR** por pozo (MCF)	8 a 12	3 a 4,5	3 a 6	2,5 a 5	8 a 20	4 a 10	2 a 6

\*Gas in place

\*\*Estimated ultimate recovery

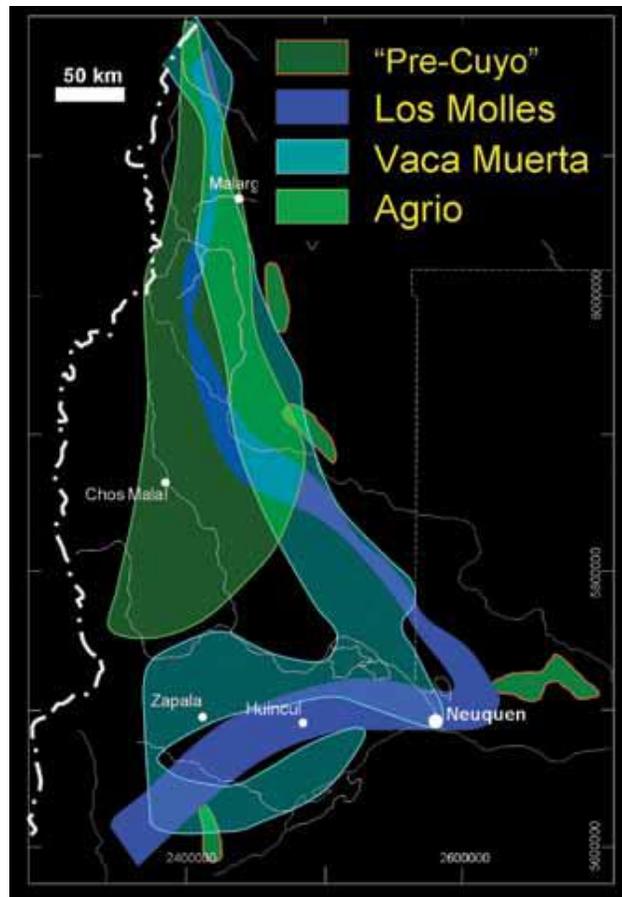
Hay geólogos que argumentan a favor de la comparación de las formaciones en Argentina con las que ya fueron estudiadas en los Estados Unidos, como se hizo en el método probabilístico de la Tabla 4. Aseguran que esta es la forma correcta de comprender el potencial de los recursos *shale* en el país. Agregan también que las formaciones en Los Molles y Vaca Muerta tienen características geológicas similares a las encontradas en formaciones no convencionales de hidrocarburos en Estados Unidos, teniendo en cuenta parámetros tales como el contenido total de carbono, la porosidad de las rocas, su permeabilidad y el tamaño o espesor del reservorio. En particular, la formación en Vaca Muerta se asemeja a las de *Haynesville* y *Eagleford*.

Las principales áreas para comenzar a producir *shale oil* en el país (representadas en la Ilustración 8 de la página 43) son las que se encuentran en la denominada “ventana de petróleo”, es decir que cuentan con las condiciones de presión, temperatura y el tiempo de maduración para que se genere el hidrocarburo. Las mismas se describen a continuación:

- **Precuyo:** las facies (cuerpos sedimentarios con características homogéneas) de interés se encuentran circunscriptas a pocos *depocentros* (área o lugar de una cuenca sedimentaria en la que una unidad estratigráfica concreta alcanza el máximo espesor) aislados, de espesor variable y facies orgánicas. Hasta fines del 2012 se ha verificado que éstas se encuentran dentro de la ventana de generación de hidrocarburos líquidos y a una profundidad que varía entre los 2.100 y 4.000 metros.
- **Los Molles:** ubicada en el ámbito de la Dorsal de Huincul, las facies ricas en materia orgánica y el nivel de maduración muestran variaciones tanto horizontal como verticalmente de ventana de petróleo o de gas. En el sector nororiental de la cuenca, la faja que se ubica dentro de la ventana de petróleo pareciera ser relativamente delgada y su ubicación no es conocida en su totalidad, dada la escasez de datos publicados. En general se encuentran a una profundidad entre 2.100 y 3.500 metros.
- **Vaca Muerta:** muestra una mayor distribución de área de sus niveles ubicados dentro de la ventana de petróleo y cubren el flanco sur y norte del tren estructural de la Dorsal de Huincul y parte de los flancos del denominado *Engolfamiento Neuquino*. En el sur de Mendoza, la parte oriental de la faja plegada presenta a las *lutitas* (roca sedimentaria porosa pero poco permeable de color negro cuando contiene materia orgánica) generadoras de Vaca Muerta en un nivel de maduración de petróleo. La

unidad se encuentra dentro de estos parámetros hasta una profundidad aproximada de 3.200 metros.

- **Agrío:** ubicada en el noroeste de la provincia de Neuquén, las facies generadoras de la formación se posicionan dentro de la ventana de petróleo. Estas unidades se encuentran ya sea involucradas en la faja plegada occidental, o bien preservadas en zonas estructuralmente complejas y relativamente profundas, y permanecen a resguardo de la erosión en algunos sinclinales (parte cóncava de un pliegue de la corteza terrestre). En este sector de la cuenca debe tenerse en cuenta la presencia de intrusivos<sup>10</sup> terciarios que afectan esta unidad. Se encuentra a una profundidad de entre 1.500 y 3.000 metros.



**Ilustración 8 - Distribución de las zonas en fase de madurez para petróleo. Fuente: “Las facies generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina”. Legarreta, Leonardo; Villar, Héctor. Petrotecnia, Buenos Aires, agosto 2012. Disponible en: [http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin\\_publicidad/Facies.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf)**

<sup>10</sup> En geología, una intrusión es un cuerpo de roca ígnea que ha cristalizado desde el magma fundido bajo la superficie terrestre.

Paralelamente a las áreas en la ventana de petróleo, se describen las zonas que pueden llegar a ser productoras no convencionales de gas sobre la base de las características geoquímicas y del grado de madurez observado para la roca generadora. Las siguientes son las principales zonas para explotar *shale gas* y se muestran en la Ilustración 9:

- **Los Molles:** las facies generadoras de la formación dentro de la ventana de gas presentan gran distribución de áreas en la cuenca, pero en su mayor parte están ubicadas a profundidades que oscilan entre 3.500 y 5.500 metros. En la faja plegada del oeste están involucradas en el núcleo de las estructuras complejas y, además, están afectadas por intrusivos mayormente terciarios.
- **Vaca Muerta:** las *lutitas* de la formación presentan nivel de madurez para gas y condensado en el sector occidental de la cuenca y en la parte más profunda del *Engolfamiento*. En la faja plegada del oeste del Neuquén y del sur de Mendoza, estas facies están presentes dentro de estructuras complejas. Al igual que en las otras entidades, en el sector occidental es común la presencia de intrusivos terciarios. De hecho, en el sector surmendocino de la cuenca, los intrusivos dentro de las facies generadoras constituyen uno de los principales reservorios.

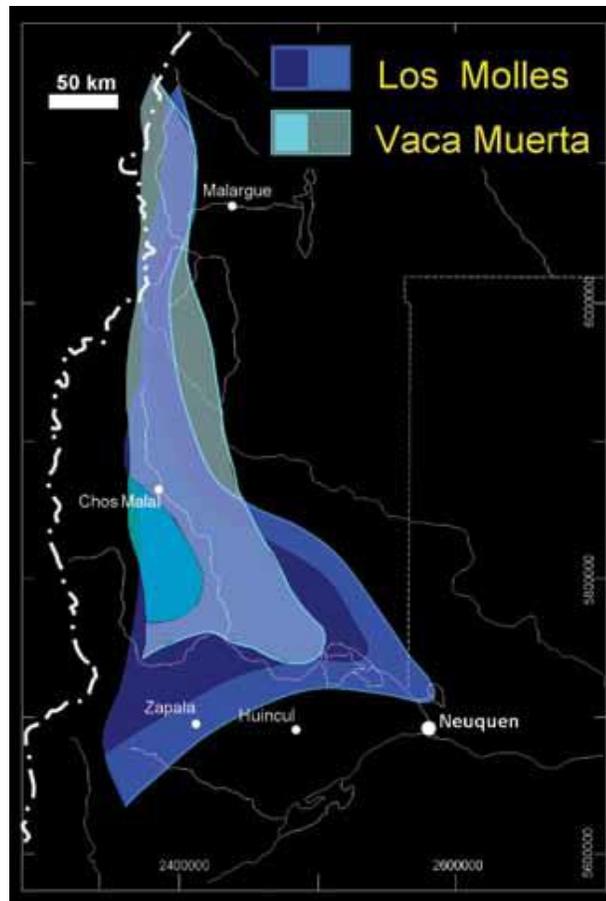


Ilustración 9 - Distribución de las zonas en fase de madurez para gas. Fuente: “Las facies generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina”. Legarreta, Leonardo; Villar, Héctor. Petrotecnia, Buenos Aires, agosto 2012. Disponible en: [http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin\\_publicidad/Facies.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf)

## 2.6 Importación de arenas en la Argentina

La explotación de no convencionales, aún en su infancia, requiere de grandes volúmenes de arenas como agente de retención que es enviada al pozo con el fluido de *fracking*. Se analizan las importaciones de arenas país, no solamente el *proppant* destinado a la explotación de hidrocarburos no convencionales, sino para usos generales. Se observa que Brasil es el origen de la mayoría de las importaciones de la misma en términos de volumen (53% en 2010 y 59% en 2011) y también en precios (48% en 2010 y 54% en 2011). La Tabla 6 muestra las cantidades de arena importada en toneladas en los años 2010 y 2011 por país de origen. Por otra parte, la Tabla 7 representa las mismas importaciones por país pero en términos de costos.

Tabla 6 - Importaciones de arena por país. En toneladas. Fuente: Dirección General de Aduanas, Argentina.

País	2010		2011	
	Importación	Porcentaje	Importación	Porcentaje
Brasil	478,104	53%	561,507	59%
Australia	345,960	38%	298,007	31%
EE.UU.	23,871	3%	26,571	3%
China	19,803	2%	17,375	2%
México	11,116	1%	23,497	2%
Otros	22,153	2%	22,189	2%
Total ton./año	901,007	100%	949,146	100%

Tabla 7 - Importaciones de arena por país. En millones de dólares. Fuente: Dirección Nacional de Aduanas, Argentina.

País	2010		2011	
	Importación	Porcentaje	Importación	Porcentaje
Brasil	159,0	48%	219,4	54%
Australia	104,0	32%	104,1	26%
EE.UU.	19,6	6%	25,0	6%
China	14,2	4%	15,1	4%
México	6,3	2%	12,5	3%
Otros	25,7	8%	31,3	8%
Total MM U\$S/año	328,8	100%	407,4	100%

El segundo país que más exporta arenas a la Argentina después de Brasil es Australia, tanto en términos de volumen (38% en 2010 y 31% en 2011) y precios (32% en 2010 y 26% en 2011). El share de Brasil en las importaciones de arenas que se efectúan en la Argentina crece en volumen y en valor, contrariamente con lo que sucede con las provenientes de Australia que está perdiendo la participación en el mercado local en volumen y valor.

Brasil y Australia en conjunto explican aproximadamente el 90% del total del volumen traído a la Argentina y el 80% del valor total de dichas importaciones. Del total calculado en el 2011 de 400 millones de dólares en la Tabla 7, el *proppant* representa solamente un 7%.

## 2.7 *Proppant*: demanda y pronósticos

### 2.7.1 Market Share por Tipo

En la actualidad se insumen 54,2 mil toneladas de *proppant* por año, correspondientes a un valor de 29 millones de dólares. Los *proppants* se venden en bolsas de 100 libras, o aproximadamente 45,5 kilogramos.

Hoy en día se utilizan en el mercado 4 variedades: bauxita sinterizada, sílice (o arenas de cuarzo), *proppant* “Sinterlite” 20/40 y el *proppant* cerámico. A continuación se presentan dos tablas con sus respectivos gráficos, la primera conteniendo el *market share* por volumen en kilogramos, y la segunda, el *market share* por volumen de ventas. También se incluye una columna con los precios de cada variedad.

Tabla 8 - *Market Share* de las categorías de *proppant* por volumen y por precio

Tipo de <i>proppant</i> <sup>11</sup>	Toneladas	Mkt. Share (Ton)	US\$/Bolsa	Mill. U\$S	Mkt. Share (U\$S)
Bauxitas sinterizadas	13550	25%	24,43	7,44	26%
Arenas de cuarzo	21138	39%	17,07	8,02	28%
<i>Sinterlite</i> 20/40	16802	31%	29,04	10,60	37%
<i>Proppant</i> cerámico	3252	6%	41,5	2,86	10%
<b>Totales</b>	54200	100%		28,64	100%

<sup>11</sup> Para una mejor comprensión de los distintos tipos de *proppant*, ver Estudio de Ingeniería.

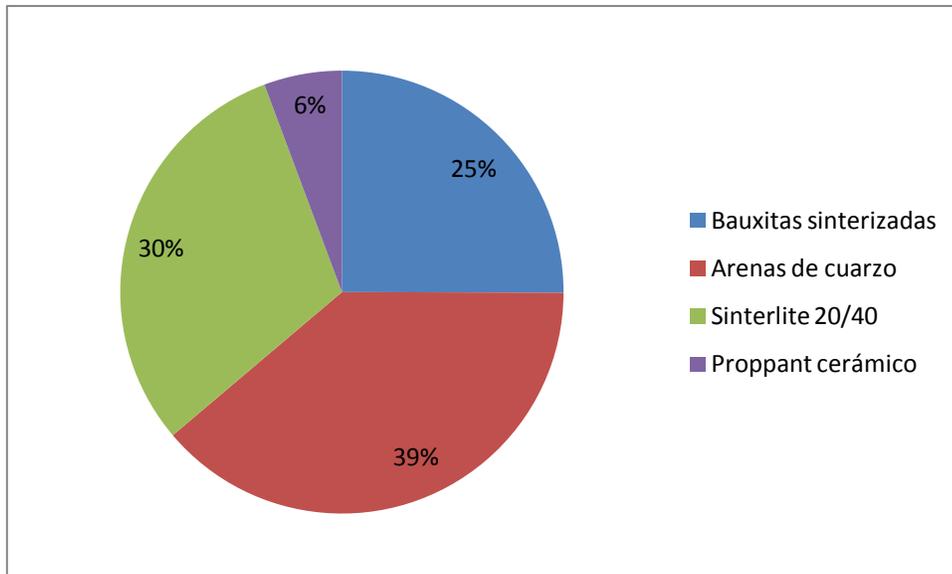


Gráfico 9 - Market Share de los distintos tipos de proppant por volumen (sobre las 53.000 toneladas demandadas en 2012)

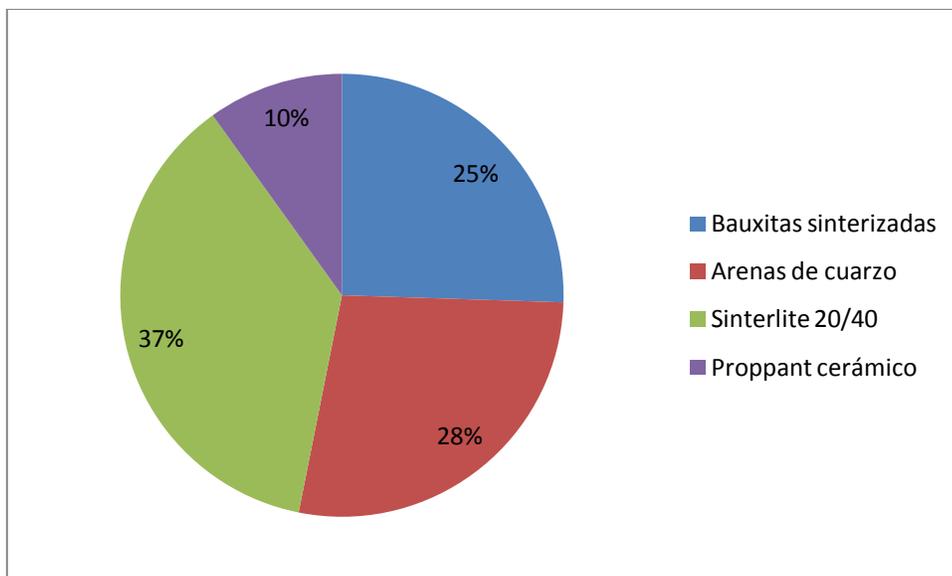


Gráfico 10 - Market Share de los distintos tipos de proppant por precio (sobre los 27,95 millones de dólares demandados en 2012)

De estos gráficos se puede apreciar que las arenas de cuarzo dominan el mercado con un 39% de participación en el volumen total, con fuerte presencia de los proppants Sinterlite 20/40 y la bauxita, pero en el plano de los ingresos la variedad Sinterlite 20/40 es líder con un 37%, con los proppants de arena de cuarzo y de bauxita como escoltas. Los proppants cerámicos están relegados muy

detrás del mercado, por tratarse de un producto costoso por su carácter premium, necesario solamente en pocas situaciones de perforación.

La elección de qué arena utilizar es responsabilidad del departamento de exploración de cada compañía, y teniendo en cuenta que la inversión necesaria para desarrollar un pozo de *shale gas* o *shale oil* ronda los 20 millones de dólares, los costos por estas arenas pasan a ser secundarios, siendo de mayor importancia los costos correspondientes a los equipos.

Los principales operadores (como YPF, PlusPetrol, Apache y Pan American Energy, entre otros) cuentan con un departamento de geología propio que selecciona qué *proppant* utilizar. En el caso de los operadores medianos y pequeños, contratan empresas de consultoría que son quienes toman dicha decisión por ellos.

Es necesario agregar también que debido a que la explotación de recursos no convencionales es una actividad nueva en el país y por lo tanto no se tiene tanta experiencia como para saber que *proppant* conviene para cada roca, y habrá que esperar unos años para que el *market share* refleje las necesidades del mercado más fielmente. El tipo de *proppants* que se utilizan no siempre tienen las características acordes al tipo de roca que se está fracturando o al equipamiento utilizado. A diferencia de los Estados Unidos, donde se comparte la información obtenida, en Argentina no se hacen públicos los resultados y por ende la metodología de perfeccionamiento es principalmente de prueba y error.

### **2.7.2 Empresas de servicios**

Las empresas de servicios son compañías que tienen amplios conocimientos y experiencia en minería y se encargan de la perforación de los pozos. Las mismas pueden proveer el equipamiento necesario, y tras realizar los trabajos de perforación, el operador gestiona la explotación del pozo.

Es importante conocer cuáles son las empresas que proveen estos servicios, ya que en el proceso de perforación es cuándo se requiere el *proppant* para realizar la fractura hidráulica, y por ende, es importante conocer cuáles son las que mayor relevancia tienen para seleccionar adecuadamente el producto a elaborar.

En el cuadro a continuación se observa el *market share* estimado de cada empresa de servicios con cada uno de los operadores:

Tabla 9 - *Market Share* actual de las operadoras de pozos

Ciente	WFT	HAL	SLB	BJ	SA
YPF			40%	40%	20%
Total				100%	
PAE		100%			
Capex					100%
Apache	30%	35%	35%		
Petrobras					100%
Entre Lomas					100%
Petroquímica		100%			
Tecpetrol		100%			
Pluspetrol	30%	35%		35%	
Americas Petrogas			100%		
Chevron				100%	
Otros	10%	20%	20%	20%	30%

Schlumberger, Weatherford y Baker Hughes cuentan con las maquinarias de producción de *proppant* más modernas, mientras que Halliburton es la empresa de servicios que tiene los vínculos más fuertes con sus clientes. San Antonio está en la posición más desventajada del mercado en lo que a operaciones no convencionales respecta; no obstante, es el único participante que cuenta con taladros propios.

Para evaluar mejor el cuadro anterior, a continuación se encuentra la cantidad de operaciones de *fracking* realizadas por cada empresa de servicios.

El cuadro siguiente pone de manifiesto quién toma las decisiones sobre el tipo de *proppant* a utilizar para cada operador, marcados con color azul:

Tabla 10 - Quién toma las decisiones sobre qué *proppant* usar en cada caso

Cliente	WFT	HAL	SLB	BJ	SA
YPF					
Total					
PAE					
Capex					
Apache					
Petrobras					
Entre Lomas					
Petroquímica					
Tecpetrol					
Pluspetrol					
Americas Petrogas					
Chevron					

Esta información es relevante pues a la hora de introducir los *proppants* de industria nacional es a los personajes marcados en azul a quién se debe convencer de usar los productos propios. Es importante mencionar también que hay diferentes agentes decisores dependiendo del operador.

### 2.7.3 Actividad Reciente

En la actualidad se están realizando actividades de perforación importantes en la cuenca Neuquina. A continuación se enumeran las más preponderantes:

- **YPF:** 20 pozos de perforación en *shale gas*, más 140 pozos de perforación en *tight oil*
- **Apache:** 8 pozos de perforación. Durante 2011, el primer pozo horizontal de Apache en el yacimiento Anticlinal Campamento de la cuenca Neuquina comenzó a producir a una tasa de más de 10 millones de pies cúbicos por día.
- **American Petrogas:** 4 pozos de perforación; 3 de ellos en un *joint venture* con ExxonMobil, y 1 con Apache.
- **Medianito y EOG:** 4 pozos de perforación, con planes de testear 4 perforaciones horizontales durante 2012.
- **Shell:** 4 pozos de perforación en 2012. Cuenta con un plan de exploración sobre *shale oil* en tres pasos, y está comenzando con la perforación de 4 pozos horizontales. En 2013, tienen planeado perforar otros 4 pozos horizontales, y en el último paso perforar otros 2 pozos más.

- **Chevron:** 2 pozos de perforación actuales, y planes de un tercero en un futuro cercano. En 2012, la empresa espera perforar 2 pozos exploratorios en la formación de Vaca Muerta.
- **PAE:** 2 pozos de perforación; Azabache Energy y Pluspetrol: 1 pozos de perforación cada uno.
- **Otras compañías de petróleo y gas** con actividades de exploración en la cuenca Neuquina son Total, Wintershall, Petrobras, etc.

En 2011 se realizaron los siguientes descubrimientos de *shale gas*:

- Loma de la Lata, 42° API, 200-560 barriles de petróleo equivalentes (**boe**) diarios
- Bajada de Añelo, 43° API, 150 barriles diarios
- Coirón Amargo 33 barriles diarios
- Rinconada Norte 41° API, 1023 boe diarios

Los grados API (American Petroleum Institute) dan una medida de cuán liviano o pesado es el crudo que se obtiene, mientras que la unidad *boe* se utiliza para medir el calibre energético de las reservas de gas natural, comparándolas con un barril de petróleo estándar.

#### **2.7.4 Demanda y uso de *proppant***

En la actualidad hay cerca de 19.000 pozos en operación en la República Argentina. Anualmente se perforan 1.400 pozos nuevos, y se reparan o reabren otros 2.100, utilizándose 86 equipos de perforación y 150 equipos de reapertura por año. Estas actividades involucran unas 4.780 etapas de *fracking*, y un consumo de 53.000 toneladas de *proppant* anuales.

En la tabla que se encuentra a continuación se presentan los informes de perforación y explotación de todos los operadores en el país para el año 2011, segmentado por área de operación.

Cliente	Áreas de Operación	Recuento de taladros		Nuevos Pozos				Reparados				Promedio Mensual	
		EP	RA	Q	%	Fracas/ pozo	Consumo prom. (bolsas)	I	II	I + II	Q	Vol (bolsas)	
Repsol-YPF	Neuquen	12	21	187	80%	2	500	300	225	525	44	18.105	
	G San Jorge	20	30	312	85%	3	120	796	375	1.171	98	11.706	
PAE	Mendoza	2	9	31	70%	2	200	44	12	56	5	928	
	G San Jorge	11	25	172	100%	4	300	686	336	1.022	85	22.760	
PESA	Neuquen	1	0	16	100%	2	400	31	12	43	4	1.440	
	Neuquen	2	10	31	90%	2,5	200	70	330	400	33	6.670	
OXY	Austral	1	0	16	90%	1,5	450	21	10	31	3	1.165	
	G San Jorge	5	8	102	98%	3	150	300	140	440	37	6.062	
TECPETROL	Mendoza	0	0	0									
	G San Jorge	2	6	31	90%	4,5	150	126	96	222	19	2.780	
CHEVRON	Neuquen	0	0	0									
	Neuquen	2	2	31	98%	2	600	61	68	129	11	5.870	
CAPSA	G San Jorge	1	6	16	0%	0		0	0	-	-	-	
	Neuquen	1	2	16	98%	3	300	46	100	146	12	3.647	
APACHE	Neuquen	5	4	78	98%	2	300	153	64	217	18	4.889	
	Neuquen	2	2	31	98%	2	200	61	64	125	10	2.619	
PET E LOMAS	Neuquen	4	6	62	40%	4	900	100	30	130	11	8.738	
	Neuquen	1	1	16	25%	1,5	300	6	8	14	1	341	
SIPETROL	G San Jorge	1	2	16	100%	2	150	31	80	111	9	1.390	
	Neuquen	3	1	47	100%	2	150	94	80	174	14	2.170	
PETROQUIMICA	Neuquen	10	12	156	25%	1	200	39	45	84	7		
	Otros												
<b>SUBTOTALES</b>		<b>86</b>	<b>147</b>	<b>1.366</b>				<b>2.964</b>	<b>2.074</b>	<b>5.039</b>	<b>420</b>		

EP = Equipos de Perforación; RA = Reaperturas

En las columnas en verde se encuentra el número de equipos con los que cuenta el operador, y se trata de un dato concreto.

En el sector de nuevos pozos se calcula la cantidad de nuevas perforaciones que se realizan por año. Para obtenerlo se toma el número de equipos de perforación, y se lo multiplica por el número de pozos que pueden perforar por mes (1,3 en la mayoría de los casos, y 1,5 y 1,7 para algunos sectores del Golfo de San Jorge, donde la profundidad no es tanta). Este número se multiplica por 12 para obtener el monto anual. La columna siguiente contiene porcentajes, que corresponde a la proporción del total de pozos de recursos no convencionales, que son los que necesitarán *fracking*. Estos valores son datos concretos obtenidos de estudios geológicos, al igual que los datos de la siguiente columna, *fracks* por pozo, que estima el número de fracturas hidráulicas que se realizarán en cada uno de los pozos. La anteúltima columna informa sobre la cantidad de *proppant* que se requerirá en la perforación, en unidades de *sacks* (bolsas de 100 libras, o 45,4 kilogramos), dato que también se obtiene de estimaciones de expertos en cada caso. Finalmente, marcado en rojo se resalta el número de *frackings* anuales a realizarse por operador, por área. Este cálculo es producto de la cantidad de pozos, por el porcentaje de esos pozos que requiere *fracking*, por la cantidad de *frackings* por pozo a realizar.

La sección de pozos reparados contiene el mismo análisis que la sección de nuevos pozos, obteniéndose al final la cantidad de *frackings* anuales por operador, por sección. Como corolario, en la columna siguiente se muestra el total de *frackings* anuales por operador y por área a realizar, que es el dato que se requiere para realizar las estimaciones de mercado.

A nivel país, resulta que se realizan más de 5.000 operaciones de *fracking* anuales, que dan una medida de las oportunidades de negocio que se crean anualmente. Si se multiplican las columnas de consumo promedio de *proppant* por pozo, por las columnas que contienen el total de operaciones de *fracking* por operador se obtiene la cantidad total de *proppant* a consumirse. Si sumamos estos valores correspondientes a tanto los pozos nuevos como los pozos reparados o reabiertos, se obtiene la cantidad total de *sacks* que se consumen anualmente.

Por nuevos pozos se consumen alrededor de 760.000 bolsas por año, y 415.000 por reaperturas, contabilizando unas 1.175.000 bolsas de *proppant* que pesan 45,4 kilogramos cada una; en conclusión, un total de 53.366 toneladas de *proppant* anuales. De este número, es importante señalar a dos actores principales: Pan American Energy en el Golfo de San Jorge, con una participación

del 22% en el consumo total; YPF responsable por el 19% del total en Neuquén y 12% del total en el Golfo de San Jorge (31% conjuntamente). Es decir, estas dos empresas son responsables por el 53% del consumo anual de *proppant*. Es importante entonces enfocar hacia sus necesidades la estrategia comercial y tener contacto directo con los agentes de decisión de las compras de *proppant* en las mismas.

## 2.8 Análisis histórico de la demanda de *proppant*

Las actividades de perforación en los últimos años muestran una tendencia netamente creciente, afectada únicamente en dos momentos puntuales: en 2001, tras la entrada en default de la Argentina, y en 2008, tras la crisis mundial que afectó a los mercados financieros a nivel global.

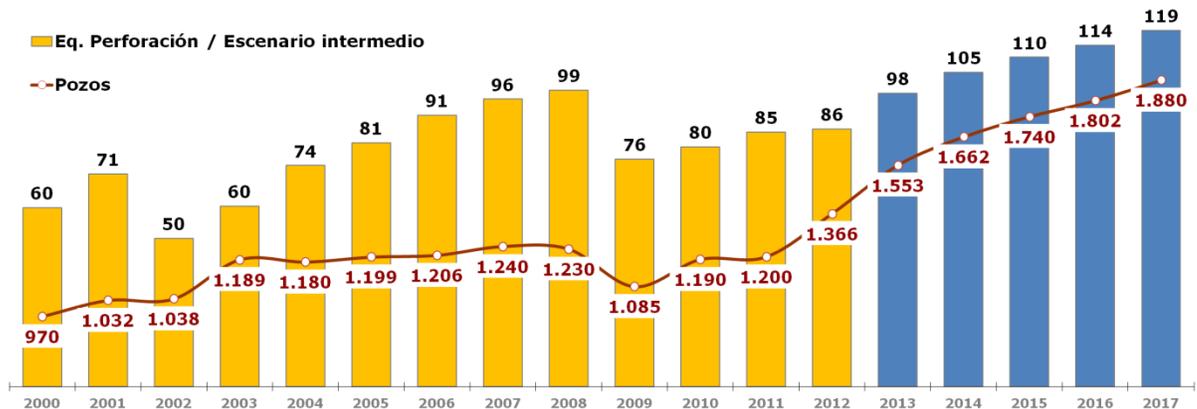


Gráfico 11 - Equipos de perforación y pozos con operaciones de *fracking* históricos y proyectados

En 2001 se produjo una caída en el número de taladros de perforación del 30%, lo cual frenó el crecimiento en el número de nuevos pozos que se venía registrando desde los años 90. La década de los 2000 continuó con muy pocos trabajos de exploración y un aumento en el número de equipos de perforación dado el interés por aumentar la producción, una estrategia que podría representarse análogamente como poner “muchas bombillas en un mismo mate” (estrategia poco sustentable en el mediano y largo plazo). La crisis de 2008 golpeó fuerte a la actividad, reduciendo el número de equipos de perforación en un 25% y con una caída del 18% en el desarrollo de nuevos pozos. Sin embargo, la actividad demostró una promisoriosa recuperación en los años subsiguientes, superando los números de 2008 el presente año 2012 en materia de desarrollo de nuevos pozos, y los pronósticos intermedios proyectan un crecimiento sostenido del 7% anual en

el número de pozos nuevos y en la cantidad de equipos de perforación en vistas al lanzamiento del programa de desarrollo de recursos no convencionales de YPF. En el gráfico a continuación se muestra tres escenarios posibles: conservador, intermedio (expuesto anteriormente) y optimista:

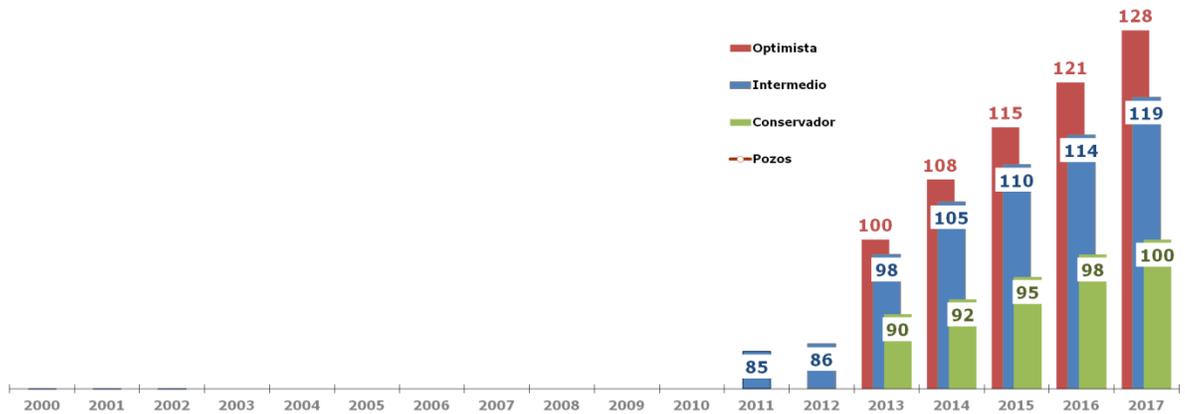


Gráfico 12 - Escenarios proyectados

Los pronósticos conservadores estiman un incremento de alrededor del 2% y 3% anual en equipos de perforación activos, alcanzándolos 100 en el año 2017. Por otra parte los escenarios moderados prevén contar con 119 equipos de perforación para tal año, y los optimistas planean aumentar el número actual en 42 en los próximos 5 años, llegando a 128 en 2017.

Se agrega también a continuación un gráfico con la evolución del número de pozos nuevos por año esperada bajo un escenario intermedio:

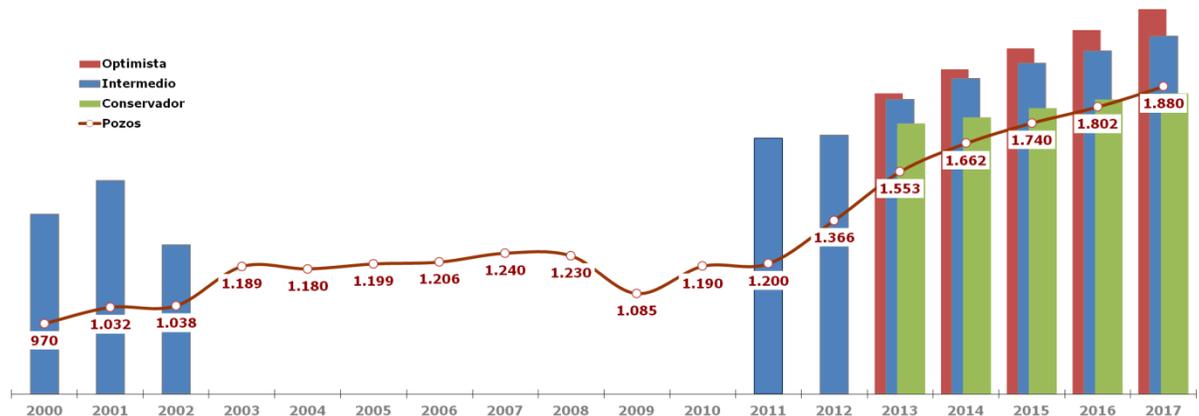


Gráfico 13 - Proyecciones del número de pozos explotados

## 2.9 Proyecciones por operador y por área

En el siguiente cuadro se ofrece una mirada más detallada en el mediano plazo, segmentando el escenario intermedio o moderado de los próximos 2 años por operador y por área de operación:

Tabla 11 – Detalle de escenario intermedio a mediano plazo

Cliente	Áreas de Operación	Recuento de taladros		Escenario intermedio			Escenario Intermedio		
		EP	RA	2013		Nuevos + Reparados	2014		Nuevos + Reparados
				EP	RA	Total Ops. Frac	EP	RA	Total Ops. Frac
<b>Repsol-YPF</b>	Neuquén	12	21	15	25	<b>642</b>	18	31	<b>781</b>
	G San Jorge	20	30	20	30	<b>1.182</b>	20	30	<b>1.208</b>
	Mendoza	2	9	3	10	<b>79</b>	3	10	<b>80</b>
<b>PAE</b>	G San Jorge	11	25	11	25	<b>1.033</b>	11	25	<b>1.056</b>
	Neuquén	1	0	1	0	<b>43</b>	1	0	<b>47</b>
<b>PESA</b>	Neuquén	2	10	3	11	<b>468</b>	3	11	<b>505</b>
	Austral	1	0	1	0	<b>31</b>	1	0	<b>34</b>
<b>OXY</b>	G San Jorge	5	8	5	8	<b>369</b>	5	8	<b>383</b>
	Mendoza	0		0	0		0	0	-
<b>TECPETROL</b>	G San Jorge	2	6	2	6	<b>225</b>	2	6	<b>232</b>
	Neuquén	0		0	0		0	0	-
<b>CHEVRON</b>	Neuquén	2	2	3	3	<b>193</b>	3	3	<b>203</b>
<b>CAPSA</b>	G San Jorge	1	6	1	6	-	1	6	-
<b>CAPEX</b>	Neuquén	1	2	1	2	<b>126</b>	1	2	<b>134</b>
<b>APACHE</b>	Neuquén	5	4	7	6	<b>313</b>	8	8	<b>373</b>
<b>PET E LOMAS</b>	Neuquén	2	2	2	2	<b>125</b>	2	2	<b>132</b>
<b>PLUSPETROL</b>	Neuquén	4	6	5	8	<b>166</b>	5	8	<b>169</b>
<b>SIPETROL</b>	G San Jorge	1	1	1	1	<b>14</b>	1	1	<b>14</b>
<b>PETROQUIMICA</b>	Neuquén	1	2	1	2	<b>114</b>	1	2	<b>119</b>
<b>TOTAL</b>	Neuquén	3	1	5	2	<b>321</b>	6	5	<b>587</b>
<b>Otros</b>		10	12	13	16	<b>111</b>	13	16	<b>117</b>
<b>SUBTOTALES</b>		<b>86</b>	<b>147</b>	<b>100</b>	<b>163</b>	<b>5.556</b>	<b>105</b>	<b>174</b>	<b>6.174</b>

EP = Equipos de Perforación; RA = Reaperturas

Dado las proyecciones de actividad y equipos para *fracking*, se esperan más de 5.500 operaciones de *fracking* para el año próximo 2013 y 6.200 para 2014, lo cual, en términos de kilogramos, es 71.600 y 86.000 toneladas respectivamente (utilizando en el cálculo los consumos de cada pozo, tal como se hizo anteriormente). Se observa que la participación preponderante de YPF y Pan American Energy se mantiene con el 34% y el 22% del total de operaciones respectivamente, por lo que queda claro lo fundamental del éxito de estas compañías en el desarrollo de opciones nacionales de *proppant*.

### 2.9.1 Posibles escenarios

Para analizar en profundidad el negocio de la producción nacional de *proppant*, se presentan a continuación tres escenarios posibles: un pronóstico conservador, uno moderado y uno optimista. Para cada uno se registran los equipos de perforación que se estima que estarán trabajando cada año, tanto de nuevas perforaciones como de *work-overs*, o reaperturas de pozos anteriores. Para mantener un parámetro que permita poner en escala tales incrementos, se lista el número de pozos activos totales con los que se contaría, y finalmente se presenta una estimación del total de *proppant* que se consumiría anualmente, en función a la información ya explicada.

Tabla 12 - Escenario conservador hasta 2017

	<b>CONSERVADOR</b>				
	Eq. Perforación		Pozos Activos	Vol. K Bolsas	Vol. K Tons
	Perforaciones	Reaperturas			
<b>2012</b>	86	146	19,018	1,204	54,2
<b>2013</b>	90	153	20,036	1,411	63,5
<b>2014</b>	92	158	21,061	1,546	69,6
<b>2015</b>	95	165	22,112	1,680	75,6
<b>2016</b>	98	170	23,187	1,801	81,0
<b>2017</b>	100	172	24,272	2,003	90,1

Tabla 13 - Escenario intermedio hasta 2017

	<b>INTERMEDIO</b>				
	Eq. Perforación		Pozos Activos	Vol. K Bolsas	Vol. K Tons
	Perforaciones	Reaperturas			
<b>2012</b>	86	146	19,018	1,204	54,2
<b>2013</b>	98	163	20,180	1,592	71,6
<b>2014</b>	105	173	21,329	1,912	86,0
<b>2015</b>	110	184	22,531	2,150	96,8
<b>2016</b>	114	192	23,785	2,354	105,9
<b>2017</b>	119	202	25,075	2,588	116,4

Tabla 14 - Escenario optimista hasta 2017

	<b>OPTIMISTA</b>				
	Eq. Perforación		Pozos Activos	Vol. K Bolsas	Vol. K Tons
	Perforaciones	Reaperturas			
<b>2012</b>	86	146	19,018	1,204	54,2
<b>2013</b>	100	166	20,330	1,911	86,0
<b>2014</b>	108	180	21,849	2,538	114,2
<b>2015</b>	115	197	23,559	3,174	142,8
<b>2016</b>	121	210	25,450	3,859	173,7
<b>2017</b>	128	222	27,604	5,077	228,5

El pronóstico de la demanda de *proppant* se basa en las proyecciones del número de equipos de perforación. Se asume también para los tres escenarios una mejora en la eficiencia de las perforaciones.

El escenario optimista considera un crecimiento del 9%, teniéndose en cuenta un incremento en la producción de no convencionales (*tight* y *shale gas*) en la cuenca de Neuquén de poco menos de 4 millones de m<sup>3</sup> por día en 2012 a casi 18 millones en 2017. Para que esto suceda debe haber un brote de confianza de parte de los inversores privados o una fuerte voluntad de parte de YPF. Para lograr el apoyo de las inversiones privadas es necesario realizar un acercamiento más amigable con el mercado.

Un escenario conservador proyecta la continuidad del status quo, observándose un leve incremento en la demanda de *proppant*. El crecimiento proyectado es del 4% anual.

Entremedio de ambos extremos, un escenario intermedio proyecta que se duplique la demanda de *proppant* para 2016. Para ese entonces, el partido político gobernante podría cambiar y podría introducirse una nueva ola de actividad en el mercado del *shale*.

Es importante mencionar que hay una fuerte relación entre el historial de precios que el gobierno garantiza al proveedor local y al impulso de las perforaciones no convencionales.

### 2.9.2 Caso Neuquén

La producción no convencional (es decir, de *tight* y *shale gas*) mejorará en la provincia de Neuquén. En el siguiente gráfico se ilustra la evolución de la producción total de gas natural en la provincia de Neuquén, y el desdoblamiento en sus componentes (producción convencional y no convencional):

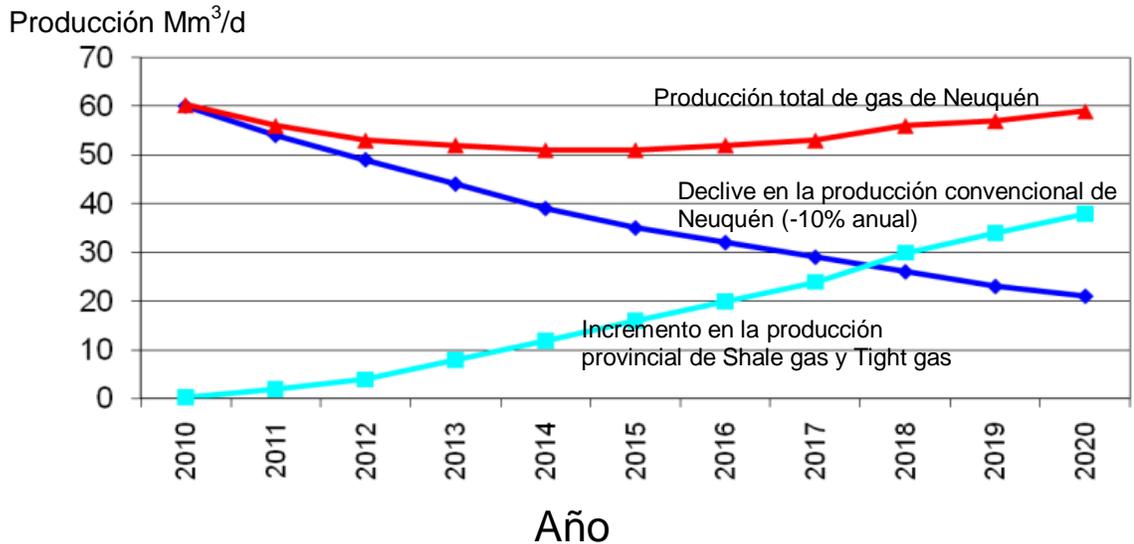


Gráfico 7 – Evolución esperada de la producción neuquina

Se puede apreciar un evidente declive en la producción convencional de gas, que desde 2010 decrece a una tasa del 10% anual. Actualmente, este tipo de producción es con 50 millones de metros cúbicos diarios el 95% de la producción total. Sin embargo, para 2020 la expectativa es que se relegue a un 33%, mientras que la producción de *shale* y *tight gas* estaría cerca de los 40 millones de metros cúbicos por día, un 67% del total. En términos nominales se trata de una posible

suba desde 4 millones de metros cúbicos diarios en 2012 a casi 18 millones en 2017.

Este pronóstico es parte del escenario optimista. Para el proyecto de producción de *proppant* es sumamente relevante sobre todo porque la provincia de Neuquén representa hoy el 53% del consumo de *proppant* anual total.

## **2.10 Mercado de Proppant – Oferta**

El mercado de proppant en el país opera en su totalidad con la modalidad de importación, proviniendo las diferentes variedades principalmente desde Brasil y Estados Unidos. La producción local actualmente es inexistente.

El total del mercado pertenece a 3 compañías: Baredes S.A., ISI S.R.L Argentina, y ARFLOW S.A. A continuación se describe con un poco más de profundidad a cada uno de estos jugadores.



**Baredes S.A.**

**(~40% del Market Share)**

Baredes S.A. es una compañía argentina representante, dedicada a la importación de materias primas, distribución y comercialización de productos para la industria del petróleo, tratamiento de superficies, tratamiento y clarificación de crudos, detergentes, cerámicos, materiales refractarios y fricciones.

La empresa es la representante del Grupo Curimbaba (Mineração Curimbaba Ltda., uno de los más grandes productores de *proppant* de Brasil) en Argentina, y comercializa principalmente *proppants* bauxíticos utilizados en operaciones de fractura hidráulica en pozos de gas y de petróleo, siendo su producto estrella el Sinterlite 20/40. Baredes también realiza los servicios de transacciones para BJ, contabilizando un 5% del total de los negocios de esta compañía.

Baredes S.A. tiene inventario permanente de sus productos, permitiéndole abastecer a sus clientes de acuerdo a lo que cada uno de ellos demanda. Tiene depósitos ubicados acorde con la ruta de los productos que se importan a su destino final.

La compañía posee acuerdos a largo plazo con los operadores logísticos del Grupo Curimbaba, como ALL (América Latina Logística), LTI-SRL y Ferrosur Roca S.A, lo cual le permite establecer bases operacionales y terminales de almacenamiento en Zárate, provincia de Buenos Aires (Terminal Mercosur) y Colonia Valentina, provincia de Neuquén. Ha ofrecido anteriormente servicios para el almacenamiento y gerenciamiento de inventarios a través de Debra S.A., una empresa asociada con Baredes S.A., que cubre las necesidades de logística y transporte.

Su principal producto es el Sinter Ball Bauxítico, insumido principalmente por operadores y compañías de servicios petroleros, como Baker Hughes. El market share de este producto es del orden del 25%. El *fracking* en la Argentina es muy costoso, pero los clientes eligen utilizar un producto de calidad como la Bauxita porque los costos de los *proppants* no resultan significativos cuando se los contrasta con los costos de los equipos de perforación.

En lo que las dinámicas competitivas respecta, Baredes S.A. no prevé el ingreso de un competidor en el mercado: Según una fuente de la propia empresa “[...] el mercado de *proppant* en la Argentina no es importante para una empresa como el Grupo Curimbaba”; no prevemos el ingreso de un nuevo proveedor de *proppant*, lidiando con aduanas, transportes y la situación en general [...]”.



**ISI S.R.L. Argentina**

**(~29% del Market Share)**

Insumos y Servicios Industriales S.R.L Argentina, más conocida como ISI S.R.L, es un agente comercial de la empresa estadounidense Santrol, uno de los mayores productores de *proppant* a nivel mundial. La empresa cuenta con el 29% del market share total en la Argentina.

El producto que comercializa la empresa es el *proppant* bauxítico resinado, y comercializa sus productos en todo el país. Santrol fue fundada en los años 70' y ha desarrollado una reputación como unos de los más importantes proveedores de *proppant* del mundo. Se trata de una empresa filial de otra compañía, Fairmount Minerals, compañía mundial de minería con un amplio conocimiento y vasta experiencia en investigación, obtención y logística de minerales, de origen norteamericano.



**ARFLOW S.A.**

**(~31% del Market Share)**

La empresa Arflow S.A. es el agente comercial de la compañía estadounidense Unimin (hoy parte del grupo Sibelco), una de las más importantes productoras de *proppant* del mundo. Airflow posee actualmente el 31% del mercado de *proppants*, y es quien realiza los servicios transaccionales para la empresa operadora de servicios San Antonio, contabilizando ésta por un 15% del total de los negocios.

El producto que comercializa Arflow es principalmente *proppant* en base de arenas derivadas del cuarzo.

## 2.11 Panorama de la cadena de valor

A continuación se presenta un mapa de la cadena de valor estimado. El mismo divide a la cadena de comercialización en 4 etapas: el fabricante, la compañía importadora, la empresa de servicios y el operador del pozo. Bajo el rótulo de fabricantes se colocan los productos del mismo: Santrol, con los *proppants* de bauxita resinada; Unimin, con las arenas de cuarzo, y el Grupo Curimbaba, con sus *proppants* sinterizados (siendo su producto estrella el Sinterlite 20/40). En la siguiente columna se encuentran los importadores correspondientes de cada fabricante, y queda indicado el porcentaje de la producción total destinada a la Argentina que reciben. En el caso de ISI y Santrol, la empresa importadora recibe todos los insumos a consumirse en el país, mientras que para el caso de Arflow con Unimin y Baredes con Curimbaba, ambas empresas importadoras reciben solamente el 70% del total a comercializarse en la Argentina. Tanto Unimin como el Grupo Curimbaba venden el 20% del total de *proppant* destinado al país a las compañías de servicios (como Schlumberger o Baker Hughes) sin mediar con los importadores, y comercializan el 10% restante de forma directa con los operadores.

A su vez, los importadores comercializan de distintas maneras sus productos: ISI vende el 80% del monto importado a las compañías de servicios y el 20% restante directamente a los operadores de los pozos. Por otro lado, tanto Arflow como Baredes, reparten sus ventas de la siguiente manera: del 70% recibido del

productor de *proppant* destinan 50% a las compañías de servicios y 20% a los operadores.

Las compañías de servicios ponen toda la materia prima adquirida al servicio de los operadores de los pozos, facturando a ellos oportunamente su importe.

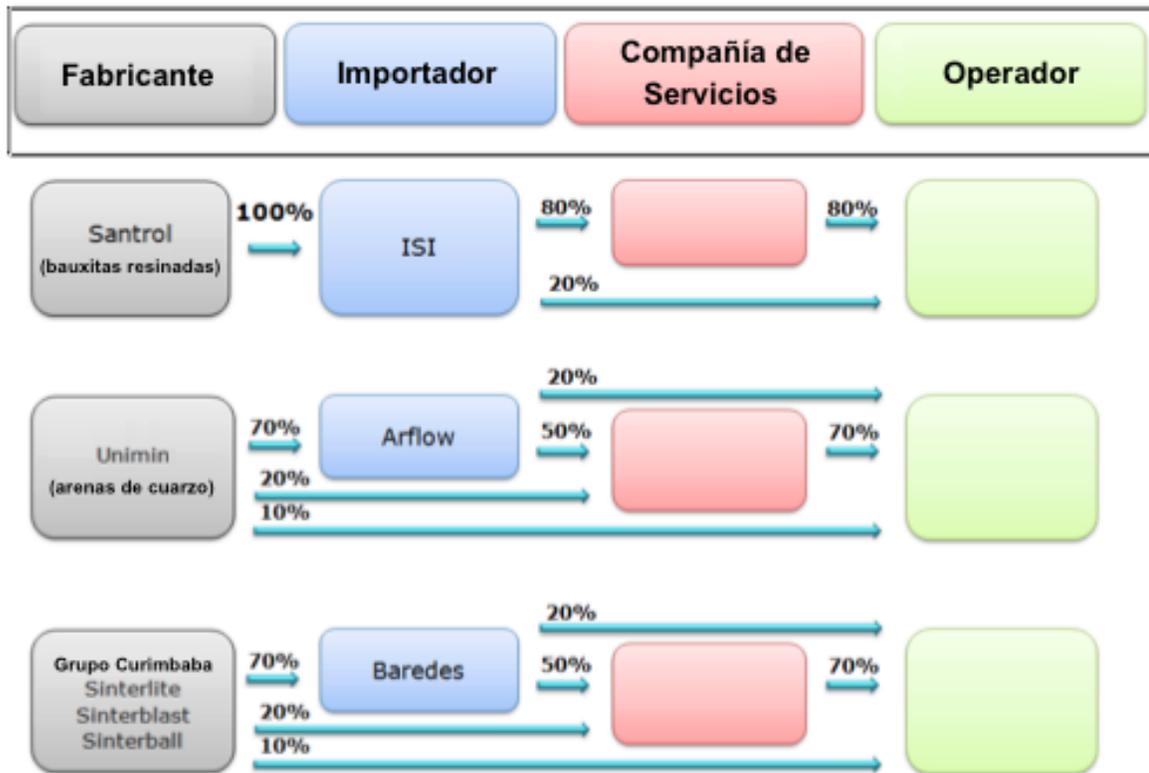


Gráfico 8 – Mapa de la cadena de valor del proppant

Las conclusiones más importantes a sacar del mapa presentado es que para el caso de los *proppants* de bauxitas resinadas es la compañía de servicio quien resulta ser el actor más importante en la cadena, siendo responsable de adquirir el 80% del *proppant* a utilizarse. Para las arenas de cuarzo y el sinterlite 20/40 la proporción que manejan las mismas es levemente menor, de un 70%, pero también hay negociaciones directas con los fabricantes y con los importadores, con lo cual hay mayor flexibilidad y poder de negociación en caso de un eventual ingreso al mercado.

## 2.12 Tamaño del mercado

Para brindar un índice de la magnitud del estudio se presenta a continuación un cuadro con la proyección de los precios y las cantidades a comercializarse de los

distintos tipos de *proppant*. Esto permite estimar el tamaño del mercado y de esta manera obtener una medida objetiva de la envergadura de la industria del *proppant*.

Tabla 15 - Volumen del mercado de arenas de frack

Año	Inflación porcentual del dólar*	Volumen total**	Tamaño***
	%	miles de toneladas	U\$S
2012	-	54,2	\$ 28.638.060
2013	1,769	71,6	\$ 38.501.074
2014	1,750	86	\$ 47.053.582
2015	1,816	96,8	\$ 53.924.438
2016	2,025	105,9	\$ 60.188.404
2017	2,099	116,4	\$ 67.544.710

\* Proyección del *FMI World Economic Outlook Database*<sup>12</sup>, Octubre 2012

\*\* Proyección intermedia en Tabla 13 de la página 59

\*\*\* Suma del tamaño de los mercados de cada variedad

Tabla 16 - Volumen del mercado de arenas bauxíticas y de cuarzo

Año	Bauxita sinterizada (25% share)			Arenas de cuarzo (39% share)		
	Precio (U\$S/bolsa)	Volumen (Kton)	Tamaño	Precio (U\$S/bolsa)	Volumen (Kton)	Tamaño
2012	24,43	13,55	\$ 7.297.885	17,07	21,14	\$ 7.954.844
2013	24,86	17,90	\$ 9.811.293	17,37	27,92	\$ 10.694.511
2014	25,30	21,50	\$ 11.990.743	17,68	33,54	\$ 13.070.156
2015	25,76	24,20	\$ 13.741.655	18,00	37,75	\$ 14.978.685
2016	26,28	26,48	\$ 15.337.912	18,36	41,30	\$ 16.718.638
2017	26,83	29,10	\$ 17.212.532	18,75	45,40	\$ 18.762.012

Tabla 17 - Volumen del mercado de arenas *Sinterlite* y cerámicas de baja densidad

Año	Sinterlite 20/40 (30% share)			Proppant cerámico (6% share)		
	Precio (U\$S/bolsa)	Volumen (Kton)	Tamaño	Precio (U\$S/bolsa)	Volumen (Kton)	Tamaño
2012	29,04	16,26	\$ 10.410.016	41,50	3,25	\$ 2.975.315
2013	29,55	21,48	\$ 13.995.250	42,23	4,30	\$ 4.000.020
2014	30,07	25,80	\$ 17.104.111	42,97	5,16	\$ 4.888.572
2015	30,62	29,04	\$ 19.601.687	43,75	5,81	\$ 5.602.410
2016	31,24	31,77	\$ 21.878.656	44,64	6,35	\$ 6.253.197
2017	31,89	34,92	\$ 24.552.694	45,58	6,98	\$ 7.017.471

<sup>12</sup> Las proyecciones efectuadas por el Fondo Monetario Internacional están disponible en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2012/02/weodata/index.aspx>

En el actual año 2012, el tamaño del mercado es del orden de los U\$S 29 millones, comercializándose una cantidad de *proppant* cercana a los 54.200 toneladas. Para finales de 2017 se espera que el total del mercado se duplique, rozando los U\$S 68 millones y operando un volumen total de 116.400 toneladas.

La utilización de un escenario intermedio para pronosticar el tamaño de mercado resulta práctica para los fines en cuestión, ya que se busca dar un bosquejo económico de las magnitudes ya presentadas en las proyecciones de mercado en forma de volumen. Por otro lado, el precio que se utiliza en los cálculos del cuadro es el actual afectado por la inflación del dólar estadounidense. Dado que el *proppant* es un *commodity* o bien indiferenciable, la proyección de su precio resulta una *mean reversion*, por lo que el precio promedio a lo largo de los años futuros resulta igual al precio del presente año.

Otra consideración que se realiza es que la participación en el mercado de cada tipo de *proppant* se mantiene constante. Por cuestiones de simplicidad se utilizan las mismas proporciones desde el año 2012 hasta el año 2017, ya que no se conoce de antemano el tipo de *proppant* que requerirán los pozos que se perforen a futuro. Por lo tanto, suponer que se mantendrán constante resulta una aproximación válida para este análisis.

### **2.13 Análisis FODA**

Para complementar el análisis de la industria, es apropiado realizar un estudio FODA para dejar al descubierto más claramente los componentes de cada uno de los elementos y de esa manera poder sopesarlos correctamente. A continuación se presenta la tabla con los cuatro elementos:

Tabla 18 – Análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menores costos de transporte respecto de la competencia</li> <li>• Proyecto pionero en la industria local</li> <li>• Facilidades para negociar localmente con operadores por ser nacionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dependencia del proyecto del éxito de YPF</li> <li>• Poca información cierta sobre el mercado</li> <li>• No se tiene <i>know-how</i> previo</li> </ul>
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Argentina es el 3º país con más reservas de <i>shale gas</i> del mundo</li> <li>• Políticas de importación restringida</li> <li>• Disponibilidad de recursos naturales</li> <li>• Déficit energético nacional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contexto político-económico incierto</li> <li>• Mercado oligopólico</li> <li>• Restricciones a la hora de importar</li> </ul>

### 2.13.1 Fortalezas

El proyecto cuenta con algunas fortalezas clave que permiten adoptar una posición optimista respecto del mismo. Las mismas van relacionadas fuertemente con la localización del mismo, ya que estas se basan esencialmente en la reducción de costos y de la condición de localía del mismo.

La primera fortaleza a remarcar es que por el carácter local de la producción de *proppant*, es posible afrontar costos menores de transporte respecto a los cuales trabaja la competencia ya mencionada. Estos constituyen principalmente el traslado en barcos desde los diferentes puntos del planeta hacia el país. Además de costear el transporte del mismo, también hay costos asociados, como por ejemplo, los seguros obligatorios por cualquier eventualidad, y todo tipo de remuneraciones que haya que abonar a los intermediarios. También otro costo del cual resulta exento el proyecto es de cualquier tipo de tarifa aduanera, que se grava cada vez que se ingresa o egresa casi cualquier bien transable de un país.

Otra fortaleza notable del proyecto es que, al ser el mismo pionero en la industria local contaría con un número de ventajas que vale la pena destacar. Primeramente, no contaría con competencia a nivel local, lo cual es un aspecto a aprovechar porque de ser posible recibir cualquier tipo de ayuda o promoción del

gobierno, sería el proyecto el único destinatario del mismo. Segundo, se contaría con un elemento de diferenciación único a nivel mercado, porque al ser los únicos productores de *proppant* nacionales resulta posible que no haya otros rivales que cuenten con las ventajas y características que tiene el proyecto (costos de transporte inferiores, facilidad de respuesta mayor, etc.)

Sumado a las mencionadas ventajas, se añade también las facilidades para negociar localmente con los operadores por ser productores y distribuidores nacionales. Hay una realidad que no puede ser obviada y es que esta industria, como en todo tipo de negocios, involucra seres humanos, que se relacionan, tienen preferencias, su propia cultura, su propio idioma, etc. El hecho de ser proveedores nacionales de *proppant* permite tener una ventaja relacional con los operadores de los pozos y desarrollar un vínculo comercial más fuerte que los competidores, lo cual puede resultar beneficioso a la hora de cerrar acuerdos comerciales y mantenerlos a largo plazo.

### **2.13.2 Debilidades**

Entre tantas fortalezas mencionadas, no deben omitirse tampoco las debilidades que comprende el proyecto, como cualquier otro. Estas entrañan un cierto riesgo que es propio de todos los emprendimientos, y sobre todo de aquellos que incursionan en un campo nuevo.

La debilidad más importante resulta ser la fuerte dependencia que tiene el proyecto al éxito de YPF. Del número total de perforaciones pronosticadas, cerca de un tercio corresponden a YPF, lo cual implica que una falla de dicha empresa tanto de financiación, apoyo político o de éxito en perforaciones dilapidaría significativamente la demanda y por lo tanto pondría en peligro la sustentabilidad de la producción y distribución de la industria nacional de *proppant*.

La falta de información y la naturaleza incierta del mercado también implican una debilidad a tener en cuenta, porque significa que los pronósticos y proyecciones que se realicen sobre el número de pozos conllevan una incertidumbre que no puede dejar de considerarse. Esta incertidumbre está vinculada a la realidad de la geología, como todos los proyectos que involucran perforaciones y búsqueda de reservas de hidrocarburos, y por lo tanto no se puede saber de antemano con exactitud si realmente se encuentran las reservas que los estudios indican que hay hasta haber perforado, y una serie de resultados desfavorables pueden detener toda una serie de perforaciones futuras que se hubieren tenido en cuenta en un primer lugar. Resulta entonces la incertidumbre un aspecto a tener en cuenta por parte del grupo inversor.

Existe también una tercera debilidad que no es menor y cabe mencionar, y se trata de la falta de conocimiento técnico del negocio a tratar, también llamado "know-how". Como ya se mencionó, el campo de la perforación de *shale gas* es relativamente nuevo y por lo tanto no se tiene información sobre un gran número de contingencias y cualidades que es necesario conocer para tomar las mejores decisiones en el negocio. Esto requerirá de un proceso de aprendizaje que deberán adoptar los pioneros en esta industria nacional de *proppant*, y que sin duda involucrará tropiezos en el plano técnico que tendrán su impacto en el plano económico-financiero. El mencionado aprendizaje se ve obstruido también por el hecho de que la escasa información que se genera a nivel global no se comparte entre las empresas desarrolladoras de este tipo de negocios por motivos de competencia. Esto, que aparece disfrazado como una ventaja, en realidad es un equilibrio de Nash donde el desarrollo de tecnología y expertise en el área se demora muchos años más de lo que debería porque a ninguna compañía le resulta conveniente comunicar abiertamente sus datos unilateralmente. Eventualmente podrían realizarse acuerdos de desarrollo conjunto por parte de los grupos que desarrollen la producción de *proppant* en el país, pero no antes de tener unos años de experiencia en el campo para tener conocimiento que aportar a la hora de negociar este tipo de acuerdos con las empresas competitivas del mundo. Queda, por ende, como una importante debilidad que no puede ser obviada y cuyas consecuencias deberán formar parte de cualquier plan para quien piense en invertir en esta industria.

### **2.13.3 Oportunidades**

El desarrollo de la producción nacional de *proppant* cuenta con una serie de oportunidades muy prometedoras que serán mencionadas a continuación. Las mismas tienen orígenes distintos pero confieren a los potenciales proyectos optimismo de cara hacia el futuro por la realidad actual que se vive en el país.

Para comenzar, la Argentina es el tercer país con más reservas de *shale gas* del mundo detrás de China y los Estados Unidos, con 774 trillones de pies cúbicos de reservas probadas y técnicamente recuperables de *shale gas*. Este valor representa un 11,6% de todas las reservas no convencionales del mundo. Esto significa una oportunidad en cuanto a que es uno de los lugares claves en el mundo para desarrollar esta industria, y habla con creces del potencial económico del proyecto a mediano y largo plazo.

Otra oportunidad que surge desde la perspectiva político-económica y gubernamental es la actual política de importaciones que sostiene el gobierno nacional. Con la restricción a las importaciones impulsada por el actual Secretario

de Comercio Dr. Guillermo Moreno, un gran número de productos que ingresaban anteriormente desde el extranjero al país vieron su ingreso bloqueado en las aduanas, viéndose esta lista modificada constantemente de manera discrecional por el gobierno. Esto representa una oportunidad para los proyectos propuestos en este trabajo porque si el objetivo desde la Presidencia es evitar el flujo de divisas hacia el exterior para mantener elevado el monto de reservas en dólares del Banco Central (y por consiguiente, sostener el tipo de cambio en una relación favorable para el pago de bonos y otras deudas del Estado en dólares), entonces la Secretaría de Comercio podría trabar las importaciones de proppant dada la posibilidad de abastecimiento con la industria local y por lo tanto reducir el egreso de moneda extranjera hacia el exterior en lo que este rubro respecta.

Siguiendo con el análisis de las oportunidades del proyecto viene al caso mencionar una realidad que fue marcada por la Presidente en el año 2012, y es que el país cuenta ampliamente con los recursos naturales necesarios para la producción de *proppants*. La República Argentina es el octavo país del mundo en extensión y cuenta con una diversa y amplia cantidad de recursos naturales, entre los cuales se encuentra numerosas variedades de arenas. Esta disponibilidad de recursos resulta una oportunidad para la obtención más económica de las materias primas necesarias para la manufactura de los *proppants* en cuestión.

El actual déficit energético nacional se presenta favorablemente en los planes del proyecto. En el año 2011 la generación de energía alcanzó los 120.000 gigavatios hora, cantidad insuficiente para abastecer la demanda: fueron necesarios importar más de 5 billones de dólares en energía ese año para no crear desabastecimiento. Esta crisis nacional aparece como una oportunidad dado que el desarrollo de fuentes de energía como son los pozos de *shale gas* y *tight oil* resultan ser de interés nacional en el marco mencionado, con lo cual la demanda de *proppant* tiene una garantía desde esta perspectiva, garantía que de alguna manera mitiga la incertidumbre involucrada para quienes buscan desarrollar los proyectos presentados, ya que se cuenta con la seguridad que desde el lado gubernamental se contará con la buena voluntad del Estado para colaborar en la medida de lo posible con las contingencias que pudieren ocurrir eventualmente.

#### **2.13.4 Amenazas**

Existen una serie de realidades y circunstancias potenciales que amenazan el éxito del proyecto y que merecen su correspondiente análisis en el marco FODA. Las mismas comprenden el contexto político y realidades del mercado que resulta útil tomar en consideración.

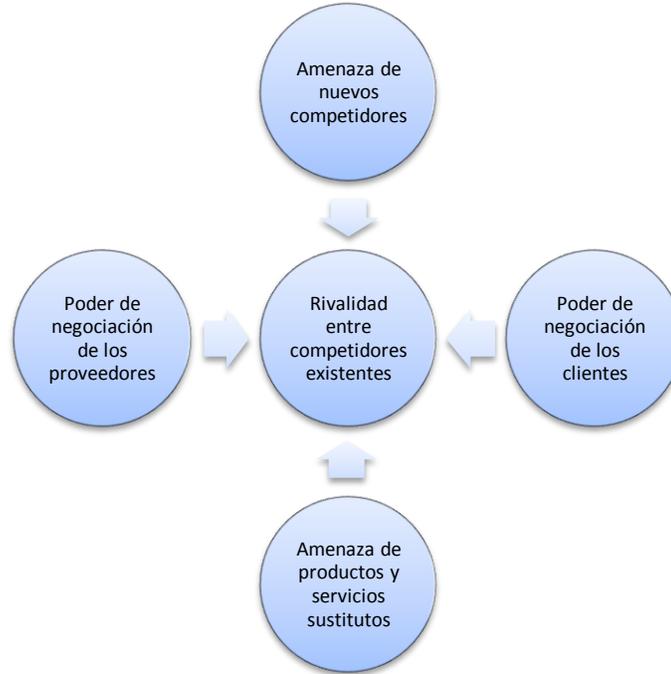
En primer lugar, y al igual que en todo proyecto que se desarrolla en la República Argentina, el contexto político y económico incierto constituye una fuente de amenazas crucial para el éxito de la empresa que decida producir *proppant* a nivel nacional. Como la gran mayoría de las economías latinoamericanas, el país no está libre de la inestabilidad política, vaivenes económicos y crisis recurrentes que han afectado a la región durante el siglo XX y que continúan haciéndolo en la actualidad. En el eventual caso de una crisis económica, la falta de financiamiento paralizaría los proyectos de perforación, como ya se observó en 2001 y los años subsiguientes, y esto perjudicaría a cualquier productor nacional de *proppant* emergente pues al reducirse el nivel de perforaciones, cae naturalmente la demanda y el mercado se reduce sensiblemente. Por otro lado, la inestabilidad política es un riesgo siempre presente que amenaza el éxito del proyecto, dado que, como ya se mencionó en el párrafo anterior, YPF es uno de los principales actores de los que depende el desarrollo de esta industria nacional. Dado que la empresa actualmente está en manos del Estado, los proyectos de perforación de la misma están sujetos a los desequilibrios políticos que puedan ocurrir en el país.

Otra amenaza inherente al mercado en sí es la existencia de un oligopolio. El mercado del *proppant* en Argentina está controlado por las tres compañías que se nombrar anteriormente: Unimin, Santrol y Grupo Curimbaba. Esto tiene importantes implicancias en el análisis del ingreso de un nuevo productor: al estar la demanda canalizada en estos tres grupos, la introducción de un nueva empresa es siempre difícil, sobre todo si se tiene en cuenta que se trata de un mercado oligopsónico donde hay poco compradores y la relación de venta es B2B (*Business to Business*). La falta de una competencia perfecta abre la posibilidad de que estas tres empresas se cartelicen, haga dumping, u otra estrategia competitiva desleal (desde el plano de la falta de lealtad comercial).

En caso de que resulte financieramente desfavorable la producción de proppants pero aún así se quiera llevar adelante un proyecto de importación y distribución de este producto, el mismo se vería amenazado por las restricciones mencionadas anteriormente en cuanto a las aduanas. Para ingresar al país los proppants sería necesario contar con una autorización expresa de la Secretaría de Comercio y el proyecto quedaría sujeto a la discrecionalidad de lo que decida dicha entidad del gobierno. Sin embargo, debe mencionarse que debido a que se trata de un proyecto que aporta a una causa nacional (como es la lucha contra el déficit energético) y que genera empleos para la población argentina, es de esperarse que no surjan muchas trabas para esta alternativa. Cabe remarcar que si se opta por la importación de *proppant* se menoscabarán varias de las ventajas que se

nombraron anteriormente, como por ejemplo la reducción en costos de transporte y de tarifas aduaneras.

## 2.14 Análisis de Fuerzas de Porter



**Gráfico 9 - Análisis de Fuerzas de Porter**

### 2.14.1 Amenaza de nuevos competidores

La empresa que decida emprender y ser pionera en la producción de *proppant* a nivel nacional contará con sólidas ventajas a la hora de competir con aquellos que ingresen posteriormente, dadas las características oligopsónicas del mercado y el marco económico-político.

Los competidores que ingresen desde el plano de la producción nacional se los aventajará a nivel temporal y mercado porque la empresa pionera habrá ya desarrollado las relaciones comerciales con los principales operadores de los pozos, además de contar con toda la infraestructura productiva y de distribución desarrollada en las etapas más tempranas del proyecto. Deberán además generar el vínculo gubernamental necesario para establecer contacto con uno de los principales perforadores del país, que es YPF. Dado que la empresa pionera ya tendrá, idealmente, establecido y reforzado ese vínculo comercial y estratégico, el nuevo ingresante tendrá acceso limitado al mercado. A nivel de amenaza, los nuevos productores locales contarán también con los potenciales beneficios que reciba la industria local, como también con la ventaja de poder relacionarse con

los clientes en el mismo idioma y con los cuales tienen en común varios aspectos idiosincráticos que pueden resultarles favorables, no contando la empresa pionera entonces con esta ventaja diferencial que sí tenía con respecto a competidores del extranjero.

Los nuevos competidores que ingresen desde el extranjero (es decir, que importen sus *proppants*) se enfrentaran a un mercado bastante concurrido al cual es cada vez más difícil ingresar, dado el número limitado de compradores. Los mismos enfrentarán posiblemente dificultades para obtener sus licencias de importación, dada la existencia de una industria nacional que el actual gobierno se jacta de proteger y que la lógica indica que se debería esperar una disposición más benevolente con el productor nacional y una relación más reacia con el importador extranjero. Además, en lo que a los clientes respecta, los competidores extranjeros no contarán con los rasgos culturales con los que sí cuenta la empresa argentina por su carácter local, por lo que se trata de otra desventaja para ellos.

#### **2.14.2 Amenaza de productos y servicios sustitutos**

La naturaleza de la perforación no convencional que implica la utilización de agentes de soporte o *proppant* en la actualidad no admite variantes o alternativas en el uso de este último, por lo que la tecnología del momento no justifica que se considere como amenaza la introducción de un producto o servicio nuevo.

Existe la posibilidad de que en el futuro se desarrollen nuevas técnicas o productos alternativos (esencialmente distintos) para actuar como agentes de soporte en las perforaciones; se trata de una situación posible pero de probabilidad difícil de determinar, dado que los departamentos de investigación y desarrollo no suelen comunicar sus prácticas y proyectos tecnológicos. Resulta, por otro lado, prudente considerar viable el perfeccionamiento de los *proppants* actuales, ya que es algo que se suele dar con las todas las tecnologías. Sin embargo, esto no necesariamente entraña una amenaza dado que en la mayoría de los casos se busca y se consigue adaptar al producto actual a la mejora tecnológica desarrollada por el competidor.

Si el análisis se realiza descartando cualquier avance en materia tecnológica y se toma en cuenta la oferta de productos *proppant* que hay en la actualidad, es factible analizar la amenaza de las variedades de *proppant* que el productor nacional no ofrezca y sí lo hagan los competidores internacionales. No obstante, no representa una amenaza real porque no se trata realmente de productos sustitutos ya que según sea la necesidad de cada pozo en particular es que se requiere una determinada variedad de *proppant*. Por lo tanto, el producto de la

competencia no podría reemplazar al producto propio y no se considera una amenaza.

### **2.14.3 Poder de negociación de los clientes**

La situación oligopsonica del mercado da lugar a una relación particular con los clientes del potencial productor de *proppant*. En la actualidad son 13 los operadores de los pozos y 5 las compañías perforadoras, lo cual implica que la colocación de los productos de la nueva empresa en el mercado depende fuertemente de la relación con estos pocos clientes. El producto por ser relativamente de características estándar podría admitir un tratamiento de *commodity*, e incluso la determinación de su precio se realiza en gran medida desde el mercado internacional por las reducidas posibilidades de diferenciación. Sin embargo, dado que también los productores del mismo son pocos (mercado oligopólico), se abre un espacio para la negociación entre cliente y vendedor.

Dada la especialización en el país de cada compañía (Santrol con las bauxitas resinadas, Unimin con las arenas de cuarzo y Grupo Curimbaba con los *proppant* sinterlite), se da incluso una situación de monopolio. Los compradores no tienen entonces mucho poder para establecer las condiciones comerciales y deben ceder ante las exigencias de los productores, aunque el poder de estos no es ilimitado ya que los clientes son reducidos en número y los departamentos de perforación de cada uno de los pozos pueden inclinarse por el *proppant* que ofrece la competencia (a pesar de que técnicamente o económicamente no sea el óptimo) si el productor se excede en sus términos.

Con la introducción de un productor nacional que agregue a la oferta sus productos, habrá entonces más de un oferente por tipo de *proppant*, lo cual le brindará al cliente la posibilidad de decidirse por la competencia si no resultaren favorables las propuestas comerciales que le realicen los productores. Lamentablemente, se trata de una situación donde no se tiene opción, ya que es una cualidad intrínseca del proyecto de la cual es imposible deslindarse, por lo que queda explicada en estas líneas a modo informativo para tener en claro cuál será la situación a afrontar si se decide llevar a cabo el proyecto de producción nacional del producto en cuestión.

### **2.14.4 Poder de negociación de los proveedores**

La materia prima necesaria para la producción nacional de *proppant* varía, naturalmente, según el tipo de producto a elaborarse. Dada la amplia disponibilidad de arenas en el país, tiene sentido proponer a la variedad de

*proppants* de arenas de cuarzo como la más asequible desde una perspectiva de factibilidad.

En el caso de las arenas de cuarzo, la provisión de arenas es generalizada dado que hay numerosas empresas areneras que pueden comercializar la materia prima que se necesita. Estas empresas tienen poca posibilidad de ejercer presiones al productor de *proppant* dado lo atomizado que está el mercado de la oferta, y también porque se trata de un producto *commodity* con poco valor agregado.

Para *proppants* que requieren de materiales sintéticos la situación es un poco distinta a la de las arenas de cuarzo porque son materias primas con un valor agregado mayor. La provisión de estos insumos ya requiere de una industria de soporte que puede o bien encontrarse en el país, o bien requerirse su importación desde el exterior. Si dicha industria no se encuentra desarrollada en el país y se buscara instalarla también a nivel nacional, podría darse una situación de sinergia que podría aprovecharse para realizar un desarrollo conjunto y aminorar costos; este caso idealmente no contemplaría una relación de cruce de fuerzas entre proveedor y comprador, lo cual resulta un beneficio bajo la luz de este análisis. Si la materia prima debe importarse, entonces el poder de negociación que tengan los proveedores de los insumos en cuestión no tendrá muchas particularidades ya que no se tratan de materiales muy específicos, y mundialmente hay un número apreciable de compañías manufactureras de los mismos: esto asegura que no se dará una relación monopólica del proveedor. Por último, en el caso de que haya productores nacionales de bauxitas y resinas, pueden darse dos situaciones según el número de proveedores y el nivel de calidad buscado. El poder de negociación variará en cuanto al número de compradores y número de oferentes que haya del producto que se necesita. Cuando hay muchos compradores y pocos oferentes, es quien vende el producto quien tiene el control de la situación, y en la situación inversa, el comprador tiene mayor poder de negociación.

En todos los casos, se trata de un insumo determinante en el producto final, por lo que esto actúa en detrimento del control del vínculo comercial por parte del grupo que decida encarar la producción nacional de *proppant*. En última instancia, será la variedad que se elija lo que determine qué poder de negociación se tendrá con los proveedores.

#### **2.14.5 Rivalidad entre competidores existentes**

La rivalidad entre los competidores existentes es quizás uno de los puntos más delicados para este análisis de fuerzas de Porter. El mercado de oferta de

*proppant*, como ya se explicó anteriormente, está distribuido entre 3 proveedores principales: Santrol, Grupo Curimbaba y Unimin. Al ingresar al mercado, el productor nacional de *proppant* deberá enfrentarse a un mercado fuertemente controlado por estos participantes, que a su vez reaccionarán para proteger la porción de mercado que les pertenece. Ya que se trata de grupos internacionales de gran envergadura y capacidad financiera para enfrentar sobresaltos y turbulencias económicas, el panorama competitivo para la empresa nacional resulta complicado. Las empresas mencionadas tienen ya la experiencia, la infraestructura y la logística necesarias para proveer sus servicios de forma satisfactoria, agregándose además que ya tienen contratos comerciales establecidos con los clientes.

La empresa que decida emprender con la manufactura nacional de *proppant* deberá hacer frente a los embates competitivos que realicen estas compañías, que pueden ir desde una reducción en precios, costos propios y mayor oferta de servicios, hasta la utilización de recursos menos leales como por ejemplo intentar boicotear al nuevo ingresante nacional mediante el uso de su influencia en compañías de logística o empresas proveedoras de servicios e insumos claves para la industria (desde el plano comercial), como también desde el plano gubernamental y político en caso de tener estos competidores vínculos estrechos con el gobierno y otros agentes decisores clave en el país.

## **2.15 Oportunidades a futuro**

### **2.15.1 Perspectivas clave**

Sintetizando lo hasta ahora expuesto, queda claro que el desarrollo de YPF será fundamental para la demanda de *proppant* en el corto plazo. El proceso de toma de decisiones estará más vinculado a una cuestión de consideraciones políticas más que a un asunto de eficiencia de costos.

En lo que a restricciones al desarrollo de las inversiones de recursos *tight* y *shale* respecta, resultan ser las más importantes el precio del gas a boca de pozo, las reglamentaciones locales sobre ganancias y dividendos, y la disponibilidad de equipamientos de fractura. Los precios altos del gas y del petróleo serán entonces los responsables más grandes de la promoción para su exploración de quienes perforan y de sus proveedores. Resulta económicamente factible entonces el sistema de *fracking* siempre y cuando las condiciones de precios para el gas natural se encuentren entre los 6 y los 7 dólares por MBTU.

Existen varios aspectos que responden a una perspectiva optimista. Primero, el hecho de que YPF quiere desarrollar entre 200 y 300 pozos horizontales entre los próximos 5 años es muy prometedor (35 pozos *shale* para la segunda mitad del año 2012). Fuentes de YPF creen que hay significativo lugar para el desarrollo de *tight gas* en la provincia de Neuquén, sobre todo en las zonas de Mulichinco y Las Lajas. Desde la empresa han estimado una producción de las mismas de 55 millones de pies cúbicos por día para el año 2017, con un crecimiento de 10% interanual.

YPF también planea realizar desarrollos conjuntos en la provincia de Neuquén. La empresa tiene un plan para realizar 4 clústeres en dicha provincia, desarrollando proveedores locales de agua, *proppants* y equipamiento dentro de un plan integral que incluye más de 1200 pozos, entre recursos convencionales y no convencionales. Además, la empresa Chevron planea perforar cerca de 120 pozos en la Argentina durante los 3 años próximos a 2012 en búsqueda de gas y petróleo.

Otros aspectos del proyecto invitan a tomar una perspectiva más conservadora. Pan American Energy utiliza arenas ordinarias en todos sus campos, incluso en sus 2 pozos de *shale gas* perforados en Neuquén, sabiendo que están utilizando 5 veces la cantidad de *shale gas* utilizada en pozos comunes (67.5 toneladas en lugar de 17.75 toneladas) con la proveedora de servicios Halliburton. Por otro lado, Tecpetrol no prevé resultados notables en materia de *shale gas* en los próximos 2 años. La empresa cree, sin embargo, que 6 dólares por MBTU es un buen precio del gas a boca de pozo. Para invertir en estas fuentes de energía no convencionales, tienen planeado construir su propia cadena de abastecimiento, ayudados por la empresa Halliburton.

Pluspetrol, empresa que cuenta con 17 pozos de *tight oil* y 5 pozos de *shale gas*, y muy próxima a las compañías perforadoras Halliburton y Weatherford ha expresado que el *proppant* es un problema de las compañías de servicios que están utilizando poco volumen de *proppants* de baja densidad. Sin embargo, la empresa ha expresado que podría servirse de un proveedor local.

Fuentes de la empresa Total han comentado que por el momento no hay ni equipamiento, ni *proppant*, ni infraestructura que sugiera que deben pensar en tomar en serio cualquier proyecto de conducir operaciones de perforación no convencionales, y que esperarán a tener los resultados de las perforaciones de YPF. Necesitarán un proveedor local de *proppant*, siendo de su preferencia

Baredes y Arflow como posibles distribuidores, respectivamente. Total planea utilizar *proppants* de baja densidad.

Un corolario generalizado para todas estas compañías es que para realizar proyectos de perforación de recursos no convencionales es necesario que exista un sistema fiscal estable y competitivo. Sin esas condiciones, el desarrollo en general de esta industria energética quedará replegado o demorado varios años por la lentitud y falta de inversiones.

## **2.15.2 Perspectivas del desarrollo de *Shale* desde las compañías de servicios**<sup>13</sup>

### **2.15.2.1 Schlumberger**

La compañía de servicios Schlumberger ha expresado a través de sus managers de desarrollo de negocios y marketing su punto de vista en la industria del *proppant* y de las perforaciones no convencionales. Su manager de desarrollo de negocios, Jorge Meaggia, ha mostrado optimismo respecto a su desarrollo, comentando en oportunidades que un desarrollo pequeño, en comparación con los proyectos que actualmente se están llevando a cabo en los Estados Unidos, pueden tener impacto en el mercado local de *proppant*, y que la provincia de Neuquén ya cuenta con infraestructura previa para una prueba y desarrollo inicial, agregando que no existen mayores preocupaciones medioambientales. Por su parte Pablo Urbicain, manager del área de marketing de esta empresa, aseguró que la oferta de *proppant* satisfará la demanda solamente si los riesgos se equiparan con la recompensa, y por ende el desarrollo y éxito de YPF será crucial para todo el proceso. Para comprometer recursos, los proveedores deben estar seguros de que dichos recursos serán utilizados, e YPF, el operador más importante, aún no ha provisto a los proveedores con una proyección clara de sus actividades. El empleado de Schlumberger aclaró que en Argentina, los precios del gas junto con el progreso de las perforaciones horizontales y las fracturaciones hidráulicas califican para hacer de la producción de *shale gas* un proyecto económicamente viable, y que en el momento, los precios altos del petróleo y del gas serán los contribuyentes más importantes para la promoción de las compañías exploradoras y sus proveedores. Añadió también que las arenas de *fracking* no serán un faltante urgente, por lo menos hasta finales de 2013.

### **2.15.2.2 Halliburton**

La empresa Halliburton comunicó a través de su manager para reservas no convencionales Federico Sorenson que el *proppant* cerámico que utilizan proviene

---

<sup>13</sup> Datos obtenidos de fuentes primarias

del Brasil (Sinterlite 20/40), y que están intentando establecer un proveedor local de *proppant*, aunque remarcó que no se trata de una tarea fácil porque la Argentina tiene problemas de infraestructura y que por el momento no es posible proponer un programa a gran escala. Agregó también que si YPF decide llevar adelante sus proyectos en la provincia de Neuquén se necesitarán 2100 toneladas de *proppant* para los próximos 18 meses (finales de 2013): 75% cerámicos y el resto, dependiendo del tipo de pozo; el proceder de YPF resulta muy importante para esta empresa.

#### **2.15.2.3 Baker Hughes**

La compañía Baker Hughes expresó a través de su gerente general Luis Lorences que como compañía de servicios petroleros prefieren trabajar con Baredes (a través de su importador local) porque resulta muy difícil importar y Baredes cuenta con sus propias ubicaciones en Neuquén, por lo que la Baker Hughes no necesita lidiar con aduanas. El gerente comentó también que la mayoría de sus operaciones están orientadas hacia *tight oil*, y por ese motivo prefieren utilizar bauxitas; la arena local se utiliza solamente en pozos de *shale* con alta porosidad. Concluyó, al igual que el resto de las operadoras, que están esperando conocer el plan integral de YPF, su principal cliente.

#### **2.15.3 Perspectivas del desarrollo de Shale desde YPF<sup>14</sup>**

Los puntos de vista de la propia YPF resultan de especial consideración, ya que el resto de la industria y todas las compañías de servicios están a la expectativa de lo que la empresa va a realizar a futuro. La información que se presenta a continuación surge de conversaciones con el gerente de investigación Matías Di Benedetto, el gerente de operaciones no convencionales Matías Fernández Badessich, y el gerente de la cadena de abastecimiento de la empresa, Carlos Alborch.

Según la información de sus propias perforaciones en la cuenca Neuquina, Vaca Muerta cuenta con una alta permeabilidad dada la presencia de arenas interestratificadas con rangos de porosidad de entre 6 y 10%, mejor que la cuenca Basken y similar a la cuenca Eagle Ford, de Estados Unidos.

Tras la nacionalización, el foco de la empresa ha cambiado: en 2011 se estaban buscando activos en países como Polonia y los Estados Unidos, pero de momento solamente se desea operar en Argentina y especialmente en la provincia de Neuquén como la principal cuenca de *shale gas*. La experiencia de los primeros

---

<sup>14</sup> Datos obtenidos de fuentes primarias

20 pozos fue buena, y se está comenzando a realizar operaciones de *fracking* en pozos horizontales.

YPF planea invertir \$277 millones para explorar 35 pozos shale en la provincia de Neuquén para el resto del año 2012. Siendo el principal operador en Argentina, la empresa está buscando crear una cadena de abastecimiento de *proppant*, pero primero es necesario diseñar un plan maestro para conocer los volúmenes que será necesario utilizar. Las compañías de servicios como Halliburton y Schlumberger serán de gran ayuda para seleccionar al proveedor correcto para YPF.

Existe preocupación en la empresa por el hecho de que si se quiere desarrollar entre 200 y 300 pozos horizontales dentro de los próximos 5 años, será fundamental contar con un proveedor local de *proppant*. Para ello, es necesario entender las propiedades geológicas y petrofísicas de la roca que sirven como marcadores técnicos.

Mientras que hay muy pocos pozos testeados hasta el momento, se han perforado cientos de pozos en el área de Vaca Muerta, ya que YPF ha apuntado a formaciones más profundas en las Sierras Blancas. Algunos de estos pozos incluso han producido desde Vaca Muerta bajo terminación completa de pozo. Estos pozos inicialmente producían a una tasa de 500 barriles por día y han producido 720.000 barriles hasta el momento (mediados de 2012).

La empresa cree que el *fracking* natural en la región proveyó suficiente permeabilidad para que el pozo produzca naturalmente y luego la aplicación de un estímulo por *fracking* permitió mejorar la performance de pozo. Hay también un potencial significativo de *tight gas* en la zona de Mulichinco, que es menos profunda que Vaca Muerta y mucho más profunda que la formación de Lajas.

La empresa ha creado modelos de simulación de *shale oil* para evaluar la factibilidad del desarrollo de recursos en Vaca Muerta, basándose en información obtenida de la cuenca de Eagle Ford en los Estados Unidos. Los números de los que la empresa dispone sugieren que los proyectos de *shale oil* actualmente son más factibles que los proyectos de gas no convencionales, dado que los precios del momento en el mercado pueden justificar un desarrollo, mientras que los desarrollos de gas requieren de precios mayores a los actuales.

YPF modeliza un flujo inicial de 900 barriles por día para sus pozos horizontales, con 160 barriles por acre de espaciado lateral y 20% prospectivamente. Sus modelos se basan en un precio del petróleo a largo plazo de 60 dólares por barril,

costando cada pozo entre 5 y 9 millones de dólares (dependiendo de la profundidad y del número de *fracks*, siendo siempre esto menores a 10 *fracks* por pozo).

En lo que al *tight gas* respecta, desde YPF se cree que hay espacio significativo para su desarrollo en la cuenca de Neuquén. Existen 2 horizontes a los que se apunta para la exploración: Mulichinco y Las Lajas. La empresa estima que Las Lajas contiene 4.5 trillones de pies cúbicos. Los pozos produjeron 3.5 millones de pies cúbicos por día tras ser completados verticalmente, con 6 etapas de fractura. Se esperan ver incrementos en la productividad a través de desarrollos horizontales. Se estima que las inversiones de capital totales (CAPEX) sean de \$1 Billón para la etapa inicial del proyecto, con un incremento productivo hacia los 55 millones de pies cúbicos diarios en 2017 a una tasa de crecimiento anual del 10%. La empresa estima que hay 75 MW de potencia actualmente en el lugar con aportes de potencia provistos por la empresa Halliburton para las actividades de perforación, pero sin embargo el crecimiento potencial para la demanda de servicio podría ser enorme y tomar muchos años para desarrollarse.

YPF planea invertir \$37.2 billones hasta 2017 para dar envión a las inversiones en petróleo, gas natural y refinería. La empresa podrá así incrementar su producción petrolera en un 32% entre 2013 y 2017 e incrementar el output en su producción de diesel y otros productos refinados en un 37% durante este período. Muchos de los proyectos involucran recursos no convencionales como es el *shale gas*.

Los planes de la compañía también incluyen realizar 4 clústeres en la provincia de Neuquén. Los esfuerzos de la misma están puestos en desarrollar proveedores locales según las necesidades que se prevén, siendo el agua, el *proppant* y el equipamiento las prioridades del momento. El plan maestro contempla perforar 1200 pozos, incluyendo convencionales y no convencionales. Los principales socios de la compañía son Schlumberger y Halliburton por el momento, pero existen muchas compañías de servicios pequeñas que YPF buscaría eventualmente ayudar a desarrollar también.

## **2.15.4 Perspectivas del desarrollo de Shale de otros operadores importantes<sup>15</sup>**

### **2.15.4.1 Pan American Energy**

Por el momento, Pan American Energy utiliza arenas ordinarias en todos sus campos, incluso en los 2 pozos de *shale gas* perforados en la cuenca Neuquina. La empresa aún cree que vaya a utilizar arenas sintéticas, aunque en algunos de los pozos utilizan actualmente 5 veces la cantidad de arena utilizada en pozos comunes (1500 sacos en lugar de 350), según su Chief Reservoir Engineer Diego Leiguarda.

Todas las operaciones de exploración y perforación se realizan con Halliburton, compañía con la que tienen un contrato mundial de bastante antigüedad. Ha habido buen entendimiento entre ambas compañías en todos lados. Pan American Energy es quien decide la cantidad apropiada y la estrategia de *fracking*, y es Halliburton quien la ejecuta según la voluntad de los primeros. Sin embargo, desde PAE prestan mucha atención a la opinión de los ingenieros especialistas en *fracking* de Halliburton.

La manera corporativa de abordar el asunto de los recursos no convencionales de la compañía es muy cauta y confidencial. Esto es en parte debido a los canales financieros utilizados hoy en día por PAE, principalmente a través de las propias ganancias. La situación sería otra si la compañía debiera emitir deuda en forma de bonos, o acciones.

Desde la empresa coinciden que existe un potencial muy grande para el desarrollo del gas en Argentina. No solamente a través del *shale* y el *tight gas*, sino también mediante el desarrollo de recursos convencionales potenciales. En la cuenca de San Jorge, muchas compañías no extraen gas natural porque hay una falta de plantas de tratamiento y otras inversiones relacionadas. Para realizar estas inversiones adicionales hay necesidad de capital, pero no es posible cubrir los costos del proyecto con los precios actuales del gas a boca de pozo, asegura el vicepresidente de exploraciones y perforaciones Luis Sureda.

El sistema de *fracking*, insisten desde la empresa, será económicamente factible sólo bajo diferentes condiciones de mercado relacionadas al precio del gas. Dicho precio debería ser entre 6 y 7 dólares por MBTU, lo cual es más del doble del precio promedio actual (2012).

---

<sup>15</sup> Datos obtenidos de fuentes primarias

#### **2.15.4.2 Pluspetrol**

Pluspetrol es una compañía de bajo perfil. La misma ha realizado 17 perforaciones de *tight oil* y 5 pozos de *shale gas*, y planea poner en servicio dichos pozos en los próximos 6 meses (2012). El *proppant* no resulta ser un asunto de relevancia para la compañía por el momento; comercialmente está muy cercana a Halliburton y Weatherford, y esperan continuar con dicha línea. Como el resto del mercado, están a la espera de los resultados de YPF en Vaca Muerta y Los Molles.

El *proppant* que utiliza la empresa es del tipo de baja densidad (Sinterlite 20/40), pero los volúmenes que se necesitan en el momento no son significativos. Gustarían de tener un proveedor local, pero como todo, sigue dependiendo de las acciones de YPF, aseguró Carlos Portela, vicepresidente de exploraciones.

#### **2.15.4.3 Tecpetrol**

Las operaciones de Tecpetrol están enfocadas a la explotación convencional de petróleo y gas en la Argentina. La empresa está buscando activos en los Estados Unidos; en la actualidad tienen acuerdos comerciales con algunos operadores en Eagle Ford. Desde Tecpetrol remarca Horacio Marín, gerente general de exploraciones, que aunque la Argentina tiene un potencial importante para el *shale gas*, no esperan resultados importantes hasta 2014 por lo menos.

Su opinión está fundada: 2,5 millones de dólares por MBTU no justifican la realización de inversiones importantes, al menos desde el punto de vista de sus propios técnicos. Un precio de 6 dólares por MBTU sería un buen precio para comenzar a pensar en grandes inversiones. La empresa tiene su cadena de abastecimiento como también sus oficinas de compras en todo el mundo: si comienzan a perforar pozos no convencionales en la Argentina, estaría entonces en los planes la construcción de su propia cadena de abastecimiento, con la ayuda de Halliburton.

#### **2.15.4.4 Americas Petrogas**

Entre otras cosas, desde Americas Petrogas señaló Güimar Vaca Coca, director de la empresa, que el mercado de las arenas *proppant* debe crecer considerablemente en la Argentina para pensar en proveer este insumo a la industria. A partir de los estimativos de las reservas potenciales anunciadas por los operadores más importantes y por las estimaciones propias de la empresa, es posible considerar que las proyecciones del potencial argentino en la materia es real y puede resistir un análisis conservador.

En la compañía remarcaron que la realización de proyectos de gran escala de *shale gas* y *shale oil* son factibles únicamente bajo un sistema fiscal competitivo,

estable y confiable. Ante esto, ejecutivos de la misma indicaron que esto no se da básicamente por tres motivos. El primero es que los precios del petróleo y el gas no están definidos y son controlados por las autoridades más que por ley o por el mercado internacional. Segundo, existe mucha incertidumbre sobre la posibilidad de girar dividendos al extranjero, y por último, hay un control y una limitación muy fuerte en lo que inversiones y ganancias respecta.

#### **2.15.4.5 Chevron**

La compañía de energía estadounidense Chevron tiene en sus planes perforar cerca de 120 pozos en la Argentina durante los tres años próximos a 2012 en búsqueda de gas y petróleo. Ali Moshiri, presidente de la compañía para África y Latinoamérica, asegura que hay suficientes recursos en el país como para justificar una inversión, que existe el entorno adecuado para trabajar y que la Argentina puede posicionarse como líder en materia de hidrocarburos no convencionales en Latinoamérica.

#### **2.15.4.6 Total**

La empresa francesa Total se encuentra en los comienzos de su fase de estudios de la cuenca de Vaca Muerta. La cadena de abastecimiento en este caso será para ellos uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta.

Por el momento, de la compañía opina Silvana Hillair, del equipo de no convencionales, que no hay ni equipamiento, ni proppant, ni infraestructura para considerar seriamente operaciones sobre recursos no convencionales. Como el resto de las compañías, esperarán a los resultados de YPF, para analizar si es conveniente realizar algún tipo de joint venture con ellos.

Los principales estudios de Total indican que necesitarán un proveedor local como Baredes. Arflow podría ser una alternativa viable, pero hay más confianza para hacer negocios con la primera. De acuerdo con sus estudios, se utilizarán *proppants* de baja densidad si están estos disponibles en el mercado local.

#### **2.15.4.7 Pampa Energía**

Desde la compañía Pampa Energía afirmó Lucas Howe, responsable de la empresa en la provincia de Neuquén, que para el mediano y largo plazo, la demanda de *proppant* puede recibir un envión a causa de las inversiones en *shale* y *tight gas*. Sin embargo, la disponibilidad de equipos de *fracking* es un factor crítico, tanto para las inversiones de perforaciones (ambas convencionales y no convencionales) y para la demanda de *proppant* en el corto plazo.

Hoy en día, las actividades de perforación de algunas empresas que explotan petróleo y gas deben ser programadas teniendo en cuenta la disponibilidad de equipamiento de fractura de las compañías de servicios en el área de Neuquén, opinan en Pampa Energía. En la empresa sostienen que los planes o acuerdos por equipamientos de fractura de compañía de servicios o de petróleo y gas son el indicador más concreto de la demanda de *proppant* en el corto plazo.

## 3 ESTUDIO DE INGENIERÍA

---

Como se mencionó previamente en la Introducción, el interés que despierta actualmente la posibilidad de desarrollos *shale* en la Argentina tiene como uno de los factores cruciales la utilización de arena de alta resistencia.

Del estudio del mercado del *proppant* quedan individualizadas dos posibilidades para generar una oferta de este agente de retención para procesos de *fracking* que cubra la creciente demanda generada por la explotación de los yacimientos de esquistos. Dichas opciones son la instalación de una planta para fabricar alguna variante de esta arena de alta resistencia y, la alternativa, instalar un centro de distribución que importe el material del exterior para luego llevarlo a los pozos que lo requieran. Para avanzar en la evaluación de ambas propuestas, se estudian: las propiedades físicas que debe cumplir el tipo de arena utilizado, las distintas variantes de *proppant* existentes, su proceso de fabricación y la maquinaria y materia prime requerida.

### 3.1 Características del *proppant*

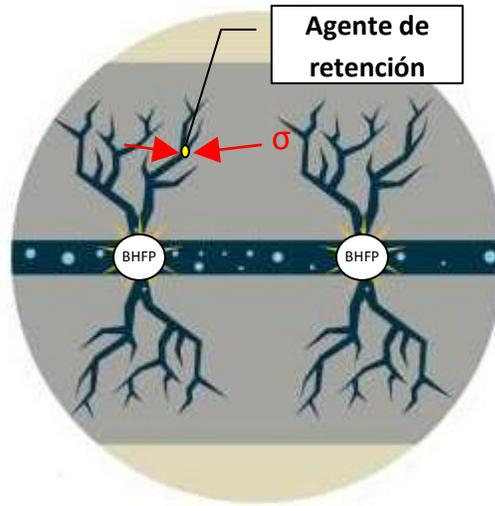
La primera fractura realizada en la Argentina por la empresa YPF fue en el año 1959. Desde entonces, las tecnologías y criterios de diseño han evolucionado fuertemente. En el presente, con el comienzo de la explotación de los reservorios de *shale gas* y *shale oil* los cambios son aún mayores. Estos cambios modifican también la visión de los agentes de sostén que se necesitan para este tipo de reservorios.

En efecto, con el inicio de la producción masiva de los yacimientos *tight gas* y luego la de los *shale*, la cantidad de operaciones de fracturas se incrementó fuertemente, primero en los Estados Unidos y luego en el resto de los países productores. Eso obligó a diversificar las fuentes de producción de agente de sostén (que se dividen en dos grupos: las arenas y los sintéticos), a veces sacrificando la calidad final del producto. En vista de ello, para control de calidad en la industria, se instauraron como base las normas del *American Petroleum Institute* API RP 19 B y API RP 19 C. Sin embargo, en el uso diario, numerosos supervisores de fractura hidráulica en los Estados Unidos afirman que con frecuencia utilizan el agente de sostén que se encuentra en el mercado, y no siempre el material que cumple con las normas de especificación. Surgen entonces dos preguntas que están ligadas entre sí, y que por el momento no han sido claramente respondidas en la industria. La primera es si las producciones

resultantes serán óptimas a pesar de utilizar un agente de sostén que no cumple con las normas. Y el segundo planteo es lo que se expondrá a continuación: ¿cuáles son las propiedades requeridas en un agente de sostén utilizado en proyectos *shale*?

El principal parámetro físico a considerar a la hora de estudiar la fractura hidráulica es el esfuerzo efectivo sobre el agente de sostén. De hecho, para definir el tipo de agente de sostén por utilizar es necesario conocer el esfuerzo al que será sometido y en función de dicho valor se implementan materiales que en ensayos muestren la resistencia adecuada. La fórmula usada para calcular dicho parámetro es la que sigue:

Siendo  $\sigma$  el estrés generado en la arena por las paredes de la fractura. En los reservorios convencionales se suele considerar de manera conservadora que la *presión poral* es igual a la presión de producción en fondo de pozo (BHFP). Sin embargo, en un sistema de fracturas dendríticas, como las generadas en *shale*, debemos considerar una pérdida de presión a lo largo de la fractura y, por ende, la *presión poral* lejos del pozo será mayor que la presión cerca de los punzados. Esto significa que el agente de sostén que fue desplazado lejos dentro la fractura (las primeras concentraciones que fueron bombeadas) será sometido a un menor esfuerzo efectivo y no siempre va requerir ser del mismo tipo que el agente de sostén bombeado al final del tratamiento.



**Ilustración 10 - Esfuerzo efectivo sobre el *proppant*. Fuente: elaboración propia en base a la ilustración de la Universidad de Michigan disponible en: <http://www.ns.umich.edu/new/images/fracking-in-michigan-orig-stock-2012-11-28.jpg>**

Si se considera, por ejemplo, un reservorio a 2.800 metros de profundidad con un estrés de 8.270 psi (0,95 psi/pie) y una *presión poral* de 6.420 psi (0,7 psi/pie) en la cercanía del pozo (condición más desfavorable), necesitaríamos un agente de sostén que resista aproximadamente 10.000 psi (esfuerzo efectivo de 10 K). Pero si a mitad de la fractura consideramos una caída de presión de reservorio de 50%, el esfuerzo efectivo sería sólo de 5.510 psi ( $8.720 - 6420/2$ ). En este caso, se requiere de un agente de sostén para 6.000 psi (6 K).

El tamaño de los granos (o malla como se lo suele conocer) de arena es la siguiente propiedad a tener en cuenta. En fracturas convencionales, donde se trabaja con geles de alta viscosidad, se pretende siempre generar un canal de alta conductividad (que permita la filtración de hidrocarburos), por lo cual, se busca trabajar con granulometría de 20/40 a 12/20. Para esclarecer este último término, una granulometría 12/20 implica que el agente de retención pasa a través de un tamiz de 12 hilos por pulgada y es retenido por un tamiz de 20 hilos por pulgada.

En reservorios *shale* se busca, primero, generar una red de fracturas de poco ancho que se crucen en varias direcciones y, sobre el final, generar una fractura principal corta que las conecte al pozo. Es la analogía de una red de caminos secundarios que lleven a los coches a la autopista que termina en la ciudad. El ancho, en la red de fractura, será mínimo. Además, los granos de agente de sostén deberán dar una y otra vuelta para pasar de una a otra fractura. En

consecuencia, se necesitan primero granos muy finos y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 20/40).

La forma ideal del agente de sostén es aquella que dará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad al empaque, o sea, esférica. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera. Para las arenas es conveniente que se aplique la norma que las regula (redondez y esfericidad promedio mayor a 0,6<sup>16</sup>) ya que, en caso contrario, la conductividad sería demasiado reducida impidiendo el sangrado de petróleo o gas natural.

La siguiente propiedad fundamental es la resistencia a compresión del grano. Cuando se rompen, los granos de agente de sostén generan una cierta cantidad de partículas finas, las cuales se reacomodan y terminan por tapar los poros del empaque. En consecuencia, es importante conocer la resistencia a la compresión de los diferentes agentes de sostén por utilizar en cada operación, y cuáles serán los esfuerzos efectivos a los cuales serán sometidos dentro de la fractura a lo largo de la vida del pozo. La norma API (del *American Petroleum Institute*) no especifica un valor máximo de finos permitido, pero se suele tomar un valor de 10% como máximo. Es importante definir bien cuál será la presión de confinamiento a la que será sometido el agente de sostén, ya que un material que será descartado por su resistencia a 10.000 psi (10 K) será más que suficiente a 6.000 psi (6 K).

La conductividad es una medida de qué tan permeable a los hidrocarburos es el *proppant* en las fisuras de la roca (se mide en milidarcys por pie, mD/ft). El ensayo de conductividad requiere de más tiempo y equipamiento que los demás ensayos, y no es utilizado para un control de calidad de rutina. Hoy sabemos que hay una serie de reacciones en la cara de la fractura entre el agente de sostén, el fluido y la misma roca. Hay pocas muestras de coronas y, por lo tanto, hay muy pocas muestras de formación en condiciones para hacer los ensayos. En consecuencia, los ensayos serán solamente para comparar diferentes materiales. Es necesario tener curvas de conductividad (ver Gráfico 14 para un ejemplo comparativo de conductividades) de cada tipo de agente de sostén para diferentes presiones de confinamiento, y luego hacer los controles de calidad con los ensayos anteriores.

---

<sup>16</sup> El grado de redondez de un grano se suele computar como la relación entre volúmenes de una esfera inscrita en el grano y otra esfera, concéntrica con la anterior, circunscrita en el grano.

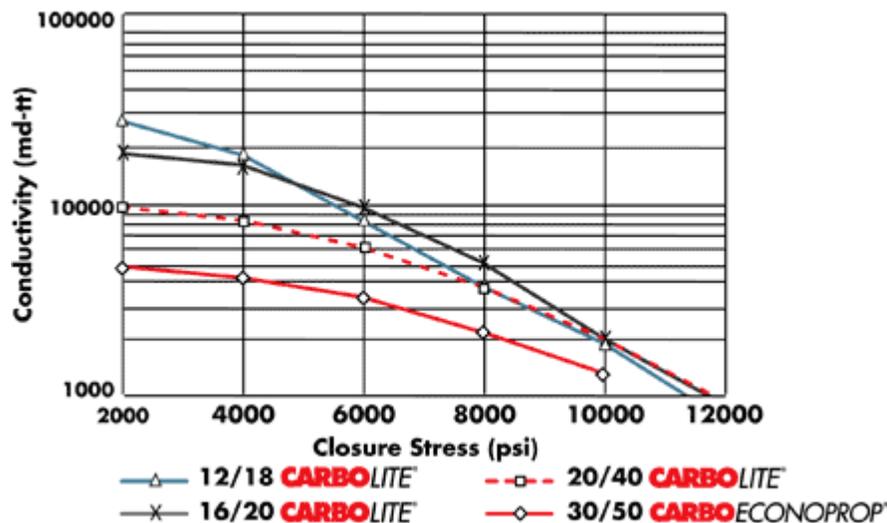


Gráfico 14 - Curvas de conductividad en función del esfuerzo de compresión para *proppants* de diferente granulometría. A medida que aumenta la compresión, los granos más concentrados disminuyen la permeabilidad del agente de retención. Esta curva la proveen los fabricantes para cada tipo de *proppant* comercializado. Fuente: Carbonceramics. Disponible en: [http://archive.carboceramics.com/English/tools/topical\\_ref/tr\\_physical.html](http://archive.carboceramics.com/English/tools/topical_ref/tr_physical.html)

Ya se hizo referencia a que las arenas se clasifican en dos grupos: las arenas sintéticas y las naturales. Cabe mencionar que las arenas naturales tienen una resistencia menor que los agentes sintéticos. Además, teniendo en cuenta las grandes cantidades por mover, será cada vez más difícil encontrar arenas de alta calidad (es decir que cumplan con las especificaciones API de los parámetros anteriormente mencionados). Cuando se recubren los granos con una película muy fina de resina se mejora la calidad del material, esto se debe a que se obtiene una mejor distribución de los esfuerzos entre granos, lo que incrementa la resistencia a la compresión del empaque. También se debe a que los finos generados por la rotura de grano quedan atrapados dentro de la resina y, por ese motivo, no tapan los poros del empaque, y no reducen su conductividad. Hay diferentes calidades de resina y de resinado, por lo cual una arena resinada de buena calidad puede técnicamente competir con agentes sintéticos a un menor costo.

El cerámico sintético provee una mayor resistencia al colapso, pero se debe utilizar siempre y cuando se estime que las condiciones de reservorio son tales como para generar ese colapso. A una presión de cierre de 12.000 psi, el cerámico provee alrededor de 5 veces la conductividad de la arena. En otras palabras, a altas presiones, la arena se va a quebrar antes. El impacto del tipo de agente de sostén no se puede analizar con los datos iniciales de presión y producción del pozo, sino que es recomendable tener un año de datos para poder

entender el impacto en la productividad del pozo. Una forma de analizarlo es, ya comenzada la etapa de desarrollo, terminar dos pozos cercanos entre sí, en donde no se observen variaciones geológicas, de posicionamiento, y ver si al utilizar dos tipos de agentes de sostén diferentes, se produce un impacto notable en la productividad.

El costo total de la fractura hidráulica puede ser minimizado si se reduce la viscosidad del fluido utilizado (se requerirá de menores potencias para generar la misma presión en el pozo). De acuerdo con leyes de mecánica de fluidos, reducir el tamaño de las partículas (*proppant*) a la mitad permite reducir a su cuarta parte la velocidad en que sedimentan sólidos en el fluido. Sin embargo, el tamaño de las partículas o granos que conforman el agente de retención es también proporcional a la conductividad (se corrobora esto en el Gráfico 14, donde arenas 12/18, de mayor tamaño, permiten mayor permeabilidad que las más pequeñas). Por ende, al diseñar el método de fractura hidráulica se debe llegar a una solución de compromiso para optimizar costos y también el flujo de hidrocarburos del reservorio.

Al momento de elegir qué agente de sostén utilizar, en más de una ocasión las perforadoras estarán obligadas a tener en cuenta los materiales que están disponibles. No es necesario utilizar durante todo el tratamiento un agente de sostén de alta calidad, por el contrario, se puede utilizar primero arenas naturales, y terminar con un agente de sostén de mayor calidad, ya sea una arena resinada o un agente de sostén sintético. En vista de los grandes volúmenes de agentes de sostén requeridos para este tipo de reservorios, su costo pasa a ser un ítem muy importante en el total de la terminación del pozo. Por lo tanto, es imperativo contar con alternativas al producto importado, es decir, generar las condiciones para poder producir agente de sostén en el país, en cantidad y calidad requeridas para el desarrollo de reservorios no convencionales.

Los expertos aseguran que cada yacimiento de *shale* es diferente al resto, sin embargo subyace un número de factores comunes. En los Estados Unidos, debido al estado de desarrollo anterior de varias de sus formaciones de *shale*, la disponibilidad del agente de sostén no fue un problema en la etapa de exploración de formaciones como Eagle Ford (la más productiva en el año 2010), debido que había un mercado existente. Una vez que la industria entró en la etapa de desarrollo masivo, unos dos años después de los primeros pozos, las fuentes de suministro ya se habían acomodado a la demanda, sobre todo con contratos con las operadoras a largo plazo. En la Argentina aún no existe un desarrollo

sostenido que utilice este tipo de material por lo que es clave tener planes sustentables y compromisos firmes con los proveedores extranjeros.

### **3.2 Tipos de *proppant***

Pese a que la arena industrial es frecuentemente utilizada como agente de retención, existen también *proppants* especialmente fabricados que también suelen utilizarse en los reservorios no convencionales, ellos son: arenas con recubrimientos resinosos o materiales cerámicos de alta resistencia como la arena bauxítica sinterizada. Estos materiales se seleccionan por las propiedades denotadas anteriormente tales como el tamaño y la redondez para que sea elevada la conductividad del material una vez que esté recubriendo las fisuras de las rocas del yacimiento. Esto permite mayor salida de gas y petróleo de la roca generadora hacia la boca de los pozos.

Los diferentes tipos de *proppant* que se utilizan en la fractura hidráulica de los yacimientos de *shale*, se clarifican en tres grupos que se listan a continuación en función de su costo, de menor a mayor:

1. Arenas blancas o industriales
2. Arenas recubiertas de resinas
3. *Proppants* cerámicos

La arena silíceica (también conocida como *white sand* o arena industrial) es muy pura en cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ), una de las sustancias más abundante en la corteza terrestre, y se genera por procesos naturales. A diferencia de la arena de playa que se siente áspera al frotarse, este tipo de arena se siente más suave al tacto dada la esfericidad de sus granos. En la industria del petróleo, la arena industrial se usa en pozos de baja profundidad. En general se tratan de perforaciones de profundidad menor a los 1.500 metros, por lo que en pozos de *shale gas* o *shale oil* es de esperar que su utilización resulte en una mala performance de explotación.



**Ilustración 11 – La arena industrial puede clasificarse también por su granulometría. Fuente: LVC Industries.**

Como contrapartida, la arena de sílice (mostrada en la Ilustración 11) se usa en todo el mundo y tiene tantas aplicaciones que es difícil imaginarse el mundo sin ella. Desde fenómenos naturales como la filtración de aguas a las napas freáticas a procesos manufactureros como la fabricación de vidrios, moldes industriales, producción de hormigón y hasta las fracturas hidráulicas, la arena impacta muchos aspectos de la actividad humana. Es por ello que a niveles industriales el costo de la misma es muy bajo. Otra ventaja si se llegara a utilizar es la alta disponibilidad en el país.

Las arenas resinadas (ver Ilustración 12) son generalmente producidas con arena de sílice seca recubierta de una resina de fenol-formaldehído llamada *novolac*. En estado líquido el *novolac* se mezcla con la arena y un catalizador para luego pasar a una cámara de calentamiento que cura la resina. El resultado de este proceso es una capa uniforme que recubre a los granos de arena. Este material, además de usarse en fractura hidráulica se implementa para las molduras para fundiciones.



**Ilustración 12 - Arenas resinadas de diferente granulometría y proceso de curado. Fuente: *Momentive FracLine*, publicación de tecnologías relacionadas con la explotación de hidrocarburos.**

Como se muestra en la imagen anterior, existen variantes en el proceso de curado de la resina que son distinguibles por los diferentes colores en que puede obtenerse el producto. Una nueva técnica aplicada a arenas de sílice o limo resinados permite excelentes resultados al aplicarse en yacimientos de hidrocarburos. Esta técnica consiste en el agregado de fibras a la resina que recubre el grano logrando así aumentar su resistencia.

A medida que se desarrollan nuevos materiales para los agentes de retención en los pozos, los *proppants* resinados continúan evolucionando y se fabrican según necesidades individuales de cada pozo y las propiedades geológicas de la formación. La tecnología de fabricación de la resina también se desarrolló (usando ahora también siliconas) para alcanzar los requerimientos en los pozos más profundos que implican mayores presiones de trabajo y temperaturas.

El *proppant* cerámico (ver Ilustración 13) es un producto compuesto de partículas cerámicas muy resistentes a la fractura. Su único uso es el de agente de retención para incrementar la producción de gas y petróleo pero sus propiedades superan a las de la arena de sílice y otros tipos de *proppant* de baja resistencia menos conocidos, tales como los compuestos metálicos. Los *proppants* cerámicos pueden fabricarse con bauxita sinterizada, alúmina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) o caolín. Brasil es un país con yacimientos abundantes de bauxita y por eso produce este agente de retención. Desafortunadamente en la Argentina no abundan estas materias primas. Por ejemplo, el aluminio fabricado por electrólisis en el país se elabora con alúmina importada. Análogamente, una planta productora de *proppant* cerámico en el país implicaría también tener que importar de estas materias primas.

Otra propiedad fundamental del *proppant* cerámico que se puede fabricar variantes de baja densidad. Aún así se puede usar en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4.000 y 8.000 psi. El *proppant* de baja densidad es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de

transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.



**Ilustración 13 - Proppant cerámico fabricado con alúmina en China proveniente de la empresa *Xinmi Wanli Industry Development Co.* Fuente: [tradekorea.com](http://tradekorea.com)**

En la práctica se comprobó que el uso de los *proppants* cerámicos en la fractura hidráulica de los pozos mejora de un 30% a 50% la producción además de aumentar la vida útil de los pozos. El mayor costo inicial de los agentes de retención cerámicos comparado con las arenas comunes se puede justificar con un mayor retorno de las inversiones en términos de mayores niveles de producción de los pozos y una mayor recuperación neta del petróleo o gas que se encuentra en el reservorio. Los mayores niveles de extracción de hidrocarburos resultan de la mayor resistencia a la compresión del agente cerámico, de su forma (esférica) y distribución de tamaños más homogénea.

### **3.3 Fabricación de *proppant***

El recorrido que hace un grano individual o partícula del *proppant* es cíclico, comenzando su recorrido en alguna sustancia minada de la Tierra hasta su destino final en las profundidades del planeta en los extremos de las fisuras dendríticas que nacen desde el pozo petrolífero. Es la única sustancia que los operadores quieren que permanezca dentro del pozo permitiendo un tratamiento de fractura hidráulica satisfactorio para permitir el flujo (o conductividad) de hidrocarburos asegurándole meses y hasta años de vida útil productiva a las perforaciones.

La principal decisión que se hace al instalar una planta que fabrique el *proppant* es la elección de una ubicación óptima. Se prefiere aquella localización que esté cerca tanto de las materias primas como de los pozos donde se efectúa la fractura hidráulica. La proximidad inmediata a vías ferroviarias o puertos que operen con

barcazas es crítica, así también como un sistema de rutas amplio y modernizado (carente en la Argentina) y la disponibilidad de flotas de camiones.

Se detalla a continuación el proceso de fabricación del *proppant* hecho con material cerámico, cuya penetración en la Argentina llega al 60% sumando las diferentes variedades. Es la variante más adecuada para los pozos de no convencionales, cuyo mayor costo de venta se compensa porque permite extraer mayor cantidad de hidrocarburo de los pozos con su utilización. Si bien existen muchas variantes dentro de esta clasificación, la manufactura es similar en todos los casos. Las etapas de fabricación son: la trituración de la materia prima (por ejemplo de la roca bauxítica), el proceso de molienda, el secado en hornos y finalmente el empaque y almacenamiento tras un riguroso control de las propiedades fundamentales del producto como ser su granulometría y resistencia a compresión.

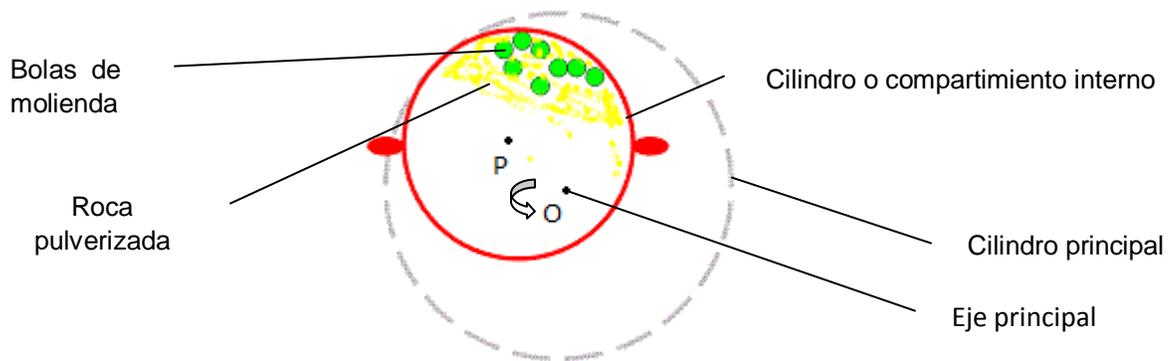
Las plantas productoras del agente de retención, cerca de cincuenta alrededor del mundo, suelen satisfacer la demanda de clientes con necesidades muy variadas ya que fabrican las variedades de *proppant* 20/40, 30/50 y 40/70 tanto de mediana como de baja densidad, cumpliendo así con los requerimientos de los muchos clientes que tienen. La capacidad que suele tener una fábrica de estas características es de 200.000 toneladas de producto terminado por año.

La primera etapa de la producción corresponde al recibimiento y acondicionamiento de la principal materia prima para fabricar el *proppant*, el elemento cerámico como el que se aprecia en la Ilustración 14. Se controla rigurosamente dicha materia prima (evaluándose parámetros tales como la pureza de la bauxita y de los distintos aditivos químicos) para asegurar una producción constante.



**Ilustración 14 - La bauxita en sus yacimientos, llega a granel por camiones a la planta procesadora. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

La bauxita, el componente principal aunque puede haber otros minerales en pequeñas concentraciones, se selecciona adecuadamente para asegurar la calidad del *proppant*. La siguiente etapa corresponde al triturado y mezclado de los materiales. Los minerales se fraccionan hasta su pulverización lo que les permite un mezclado homogéneo y el pasaje a la siguiente etapa de producción. El pulverizado de los minerales se efectúa mediante un molino de bolas, una máquina muy utilizada en la industria química y la construcción. Es un artefacto cilíndrico (Ilustración 15 e Ilustración 16) que gira por el eje principal y muele los minerales usando bolas que rotan en un eje horizontal en un compartimento parcialmente lleno del material a moler. Las bolas para moler suelen estar fabricadas de acero inoxidable.



**Ilustración 15 - Vista en corte de un molino de bolas. Fuente: elaboración propia a partir del esquema en [http://en.wikipedia.org/wiki/Ball\\_mill](http://en.wikipedia.org/wiki/Ball_mill) (Autor: Lxu Ly - Licencia: GPL)**



**Ilustración 16 – Vista externa de un molino de bolas en una fábrica de proppant. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

Desde que se elabora el polvo de minerales, se mezcla y clasifica, el control automatizado por computadora cumple un rol fundamental en la línea de producción. La revisión de los distintos parámetros permite que no se escape algún detalle que, aunque parezca menor, deteriora la calidad final del producto. Por ejemplo, al mezclarse las partículas minerales, el peso y las proporciones se

estudian rigurosamente ya que son reducidos los márgenes de error de estas variables.

La etapa que continúa es la elaboración de los pellets (más conocida como pelletización). En ella el polvo de la fase anterior ingresa en hornos que rotan muy lentamente llamados *kilns rotativos*, como los mostrados en la Ilustración 17, que comprimen y adhieren el polvo en pequeñas bolillas. La etapa en cuestión dura de 50 a 70 minutos y es fundamental controlar que el tamaño de los pellets fabricados se encuentre dentro de las dimensiones solicitadas por los clientes. Estos pellets son *proppant* preliminar o semielaborado ya que requieren de distintas etapas de curado para que alcancen las características necesarias y se puedan comercializar.



**Ilustración 17 - Horno rotativo en donde se producen los pellets de proppant. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

Se procede entonces al secado y tamizado de los pellets obtenidos. El semielaborado es enviado por un sistema de tuberías y tamices para su secado y clasificado por el que recircula dos y hasta tres veces. Esto garantiza su correcta categorización y, por ende, asegura la calidad del producto final. El tamiz (o *screening machine* como se conoce al instrumento de la Ilustración 18) cumple la doble función de controlar la humedad de las esferas y verificar su granulometría. Se debe instalar con una fundación especial dentro de la nave industrial por sus grandes dimensiones y peso.



**Ilustración 18 - Sistema usado para el secado y tamizado de las partículas semielaboradas de proppant. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

Luego se procede al sinterizado del material en hornos especiales (también rotativos como los de la etapa de pelletizado) que alcanzan temperaturas de hasta 1300 °C que varía según el tipo de *proppant* a fabricar, granulometría, dimensiones y materiales utilizados. Este proceso incrementa la resistencia del material que debe soportar grandes presiones en los pozos de *shale*. El horno debe rotar en forma continua para que sea homogéneo el tratamiento térmico en absolutamente todos los pellets. Es justamente al final de esta etapa cuando se descartan aquellas esferas que no cumplan con las propiedades requeridas.



**Ilustración 19 - Horno de sinterizado. Como se aprecia sus dimensiones obligan a instalar los mismos fuera de la nave industrial. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

Durante todo el proceso, el combustible es un componente fundamental. Gracias a los avances tecnológicos se usa ahora gas natural para alcanzar las temperaturas requeridas por el mismo, siendo que antes se usaba carbón mineral. El gas natural es menos contaminante y permite regular la temperatura del proceso con mayor precisión lo que resulta en mayor calidad del producto final.



**Ilustración 20 - Línea para la clasificación y dosificación del *proppant* elaborado. Fuente: [toproppant.com](http://toproppant.com)**

En último lugar, se clasifica el material según su tamaño o granulometría (las más comunes son 20/40, 30/50 y 40/70). Se dosifica y empaca en bolsas de aproximadamente 50 kilogramos para evitar ser afectado por el aire o agua en el ambiente.

### **3.4 Consideraciones medioambientales**

Usualmente, entre las organizaciones ambientalistas y gubernamentales existe una preocupación acerca del volumen de agua dulce utilizada para operaciones de fractura hidráulica y su correspondiente impacto ambiental, al ser extraída de fuentes que alimentan también el consumo humano, agrícola e industrial de la zona.



**Ilustración 21 - Manifestación en contra de la implementación de fractura hidráulica en la provincia de Entre Ríos. Fuente: [aimdigital.com.ar](http://aimdigital.com.ar)**

Estudios llevados a cabo al respecto por la *Texas Water Development Board* (TWDB) sobre las fracturas realizadas y proyectadas hasta el año 2025 en la *Barnett Shale*, en el norte y centro de Texas, han concluido que actualmente el

uso de agua para fractura es menor al 1% de la cantidad disponible utilizada en la región y predice que dicho porcentaje puede elevarse hasta el 13% hacia el año 2025, dependiendo del régimen de lluvias y sequías y de la demanda de gas doméstico en los Estados Unidos.

Las zonas más expuestas ante dicha extracción de agua serían las rurales, ya que dependen del agua subterránea, que es la fuente usualmente utilizada en las áreas como proveedora del agua de fractura. Una de las posibles soluciones al respecto, que si bien todavía se encuentra en desarrollo y ha superado diversas pruebas piloto, es reciclar el agua producida –o de retorno– luego de la fractura. Dicha agua no es apta para el consumo humano por el alto contenido de sales que posee y, por lo tanto, debe desecharse en pozos inyectoros realizados para tales fines, con el consecuente costo adicional del proyecto.

La planta de reciclaje consta de una caldera en la cual el agua se destila a alta temperatura, producto del empleo de quemadores que usan parte del mismo gas generado por el pozo, y recuperan hasta un 85% del volumen en forma de agua destilada que es luego reutilizada para fracturar otros pozos. El 15% restante se desecha en pozos letrina. Otros métodos para reciclar esta agua, como su separación, filtrado y tratamiento posterior fracasaron porque produjeron fluidos no aptos para la fractura de pozos, ni para el consumo industrial.

## 4 ESTRATEGIAS RECOMENDADAS PARA ACCEDER AL MERCADO

---

Tomando en cuenta todas las condiciones del mercado de *proppant*, considerando las perspectivas de las compañías de servicios, las operadoras y los elementos de coyuntura gubernamentales, como también la situación preponderante de YPF y sus proyectos, se han llegado a que existen dos vías para el desarrollo del mercado de *proppant* local para la provisión de la demanda de *fracking*. La primera opción contempla abastecer al mercado por medio de la importación-exportación, es decir, dejar de lado la producción, por considerarse demasiado arriesgada y no viable por el momento. La segunda alternativa sostiene, por el contrario, seguir adelante con la producción de *proppant* nacional con un fuerte acuerdo con la empresa YPF, por su papel principal en el escenario actual y futuro. A continuación se explican en mayor detalle las opciones.

### **4.1 Opción 1: Instalación de un depósito en una zona franca**

La zona franca de General Pico, Provincia de La Pampa, habilita a comerciantes internacionales y compañías industriales con actividades de importación y exportación a aprovechar las ventajas de la ubicación privilegiada de esta zona franca y de la reducción de los costos asociados con sus actividades comerciales e industriales (tarifas de importación y exportación, costos de instalación e inversiones afines, costos de mano de obra, etc.).

La empresa que decida desarrollar la oferta de *proppant* en el país puede utilizar esta zona franca para instalar un depósito donde importe *proppant* desde el exterior, aprovechando los privilegios de los que goza la zona de General Pico para conservar los materiales hasta el momento de tener que enviarlos a los puntos de venta.

Las ventajas de aprovechar una zona franca son varias. En la misma está permitida la importación de bienes de capital y bienes transables (como es el *proppant*) desde países del extranjero, sin ningún tipo de tarifa o impuesto al valor agregado, o cualquier tipo de impuesto. Las exportaciones de bienes hacia el exterior (por ejemplo, exportación de *proppant* hacia el Brasil) se pueden realizar de la misma manera, sin ningún tipo de tarifas aduaneras.

Las materias primas y bienes importados que ingresan al país a través de General Pico (como el *proppant*) deben pagar gastos de nacionalización (tarifas de importación) cuando ingresa al territorio nacional, es decir, cuando salen de la zona franca de General Pico, pero no cuando llegan al país. Los gastos de nacionalización se gravan solamente a las partes importadas de los productos, reduciendo el costo financiero de nacionalizar bienes para colocar en inventario.

Otra de las ventajas que conlleva la utilización de la zona franca es que la adquisición de bienes de capital y bienes transables para su transformación y su venta a territorio general fiscal pueden realizarse libres de varias cargas impositivas. A esto debemos agregar también el hecho de que la transferencia de los bienes entre usuarios está libre del Impuesto al Valor Agregado, siempre y cuando los bienes no hayan sido aún nacionalizados.

Para el proceso de instalación y construcción del depósito en General Pico existen también una serie de ventajas que vale la pena destacar. Primero, los bienes de capital resultan libres de impuestos de nacionalización. Todos los bienes de capital que ingresen a la zona franca de General Pico no requieren de derechos de aduana ni de impuestos de importación. Tampoco existen restricciones económicas para el ingreso de bienes de capital ya utilizados, y su entrada a la zona franca está libre también de derechos de aduana y tasas de importación.

Los materiales de construcción también pueden ser adquiridos libres de IVA, lo cual resulta en una reducción de costo. Adicionalmente, los mismos resultan más económicos que en otros puntos del país (por ejemplo, Buenos Aires). A todo esto puede añadirse el hecho de que los materiales nacionales que ingresan a la zona franca de General Pico son considerados como una exportación neta y libre de todo impuesto al valor adquirido e impuestos locales.

Operar en la zona franca de General Pico también trae aparejadas otro tipo de ventajas. Primeramente, el total de la producción puede ingresar al territorio fiscal general para su comercialización. Todo valor agregado dentro de la zona franca y las materias primas importadas están libres de cargos de exportación.

Los costos de mano de obra también son morigerados: las compañías que operan en la zona franca están exentas de todo pago de impuestos de mano de obra, y la provincia de La Pampa es quien se encarga del seguro por riesgos de trabajo. Además, los salarios en General Pico son 20% menores a los salarios que se pagan en zonas como Buenos Aires. Los usuarios en la zona franca también están

exentos de pagar impuestos por servicios públicos y telecomunicaciones, y las compañías están libres de todo impuesto municipal y provincial.

Otros dato interesante que alienta la utilización de la zona franca es la probabilidad de beneficios para negociar préstamos promocionales con el Banco de La Pampa, de capital provincial. El mismo respondería a los intereses de la provincia para generar empleo y desarrollo en su territorio.

La zona franca de General Pico tiene una ubicación estratégica: se ubica a 610 kilómetros del puerto de Buenos Aires y a 430 kilómetros del puerto de Bahía Blanca, de donde provendrían los productos. Las terminales de venta, a su vez, se encuentran a distancias similares, con Mendoza a 656 kilómetros y Neuquén a 654 kilómetros, ambas ciudades en zonas donde se concentran las actividades relacionadas con la industria del petróleo y el gas. A continuación se presentan mapas para poner en contexto lo expuesto previamente.



**Ilustración 22 - General Pico en la República Argentina (marcado en amarillo)**

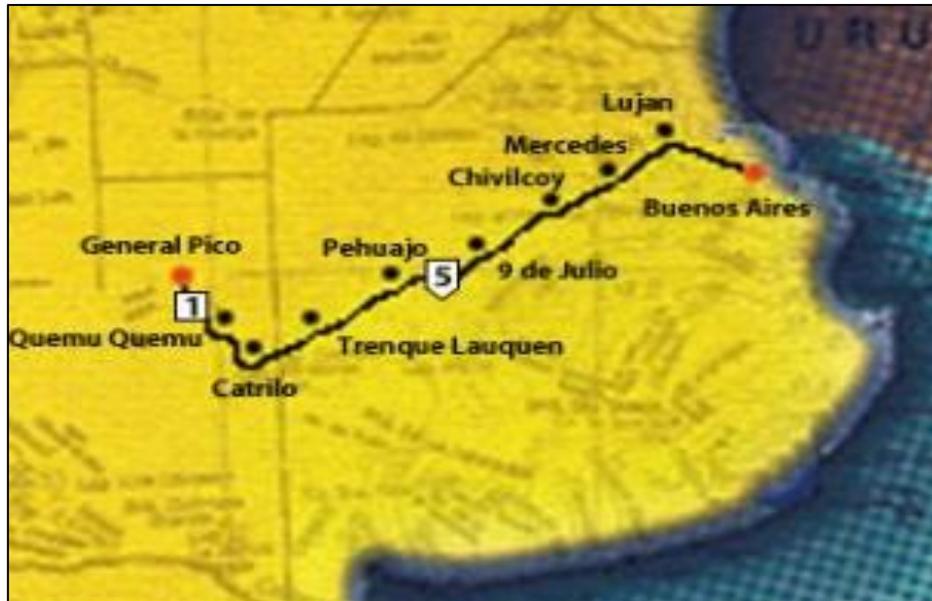


Ilustración 23 - Recorrido desde el puerto de Buenos Aires a General Pico

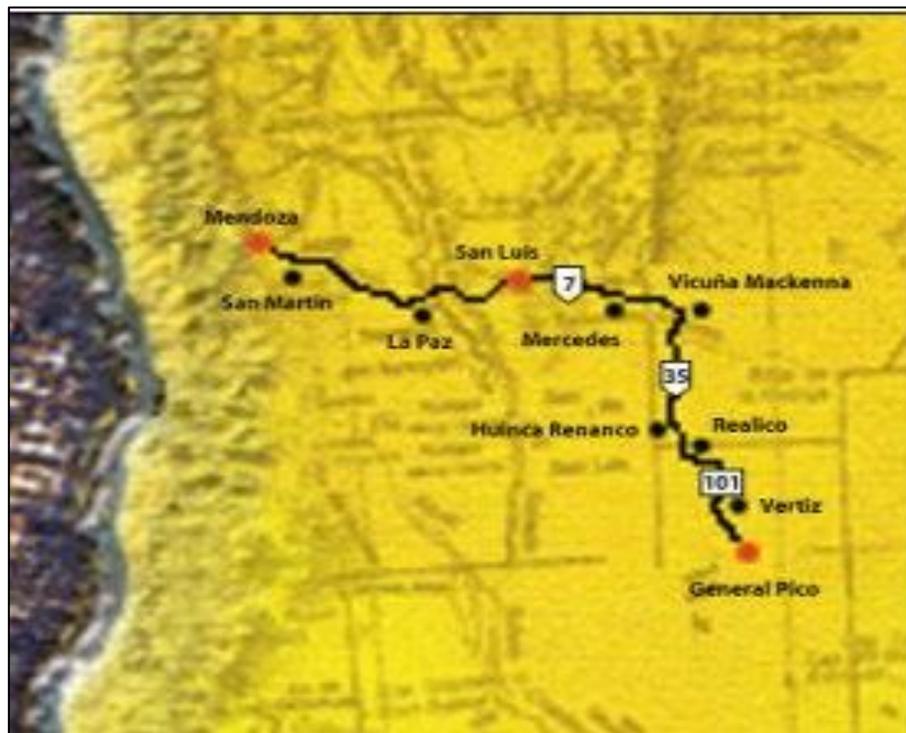


Ilustración 24 - Recorrido desde General Pico a la ciudad de Mendoza



Ilustración 25 - Recorrido desde General Pico a la ciudad de Neuquén

El primer paso a dar entonces, es la construcción de un depósito de *proppant* en la zona franca de General Pico, La Pampa. En conjunto, es aconsejable abrir un punto de venta en la provincia de Neuquén para acceder más fácilmente a los clientes que se encuentren en dicha provincia.

#### 4.2 Opción 2: Asociación con YPF

Teniendo en cuenta que YPF es la principal compañía argentina de petróleo y gas, y que su control estatal podría eliminar barreras burocráticas, resultaría aconsejable realizar un acuerdo exclusivo de asociación con la misma. Los objetivos de dicha asociación apuntarían a reemplazar revendedores, y a desarrollar las infraestructuras locales, como también a promover la tan buscada sustitución de importaciones en la industria del *proppant* (un objetivo clave para la gestión actual). Más allá de si el mercado local se transforma en un escenario más moderado, sería prudente desarrollar un vínculo más fuerte con YPF.

Respecto a esta estrategia, cabe mencionar que YPF ha estado trabajando en el desarrollo de arenas para *fracking* químicas en su laboratorio de La Plata. Si la compañía ingresante en la industria pudiera aportar conocimiento en este aspecto,

esto sería de gran ayuda para convertirse eventualmente en un socio estratégico como proveedor local.

La presente estrategia tiene sus ventajas: la amplia mayoría en la industria cree que YPF será la compañía líder en los desarrollos de *shale* y *tight gas*, y su experiencia en el campo (en relación con los proveedores de *proppant*) seguramente será tomada en cuenta por parte de otras compañías. Otro aspecto importante es que los gerentes en YPF tienen una fuerte influencia en otras oficinas gubernamentales, como por ejemplo las autoridades en las aduanas, la Administración Federal de Ingresos Públicos, la Secretaría de Energía. Esto puede ser una vía rápida de resolución de problemas operativos para las etapas de importación y venta en Argentina de la empresa productora local.

La estrategia puede ser combinada también con la primera opción mencionada anteriormente, de instalar una base en la zona franca de General Pico.

## 5 CONCLUSIONES FINALES

---

El proyecto presentado ha cubierto a lo largo del mismo un abanico de aspectos de la industria petrolera en el campo de los no convencionales y del *proppant* a nivel general, lo cual permite extraer conclusiones sobre los objetivos propuestos al comienzo del mismo.

Primero y principal, se destaca la preponderancia de la empresa YPF en el mercado en general. La influencia que tiene dicha compañía en el porvenir de toda la industria petrolera y gasífera ha sido puesta de manifiesto en toda la extensión del proyecto. Desde la perspectiva de los números se observó que YPF opera un importante porcentaje de los pozos (cerca de un tercio del total de pozos del país) y que en las proyecciones para los próximos 10 años esa proporción crece más aún. Desde el marco de percepciones del resto de la industria, tanto entre operadores como compañías de servicios, es unánime el reconocimiento que tiene la empresa. La mayoría de la industria está expectante del proceder de YPF para seguir su propio curso de acción y los testimonios expuestos a lo largo del trabajo lo confirman.

Explicada la situación de YPF, se presenta una aseveración desde el punto de vista de la factibilidad en sí. Se concluye del proyecto que por el carácter reducido de los volúmenes que se operan en el país resulta más conveniente importar *proppant* si se tiene la alternativa, en lugar de producirlo localmente. La producción local entraña un riesgo importante, pues toda proyección queda vinculada a la operación de YPF. Por este motivo es que se propone realizar un acuerdo de provisión con YPF para mitigar el riesgo y la incertidumbre en alguna medida, ya que se trata de un consumidor principal. En cualquier caso, quedan abiertas ambas posibilidades, tanto producir como importar, siendo la herramienta de decisión ulterior el criterio particular de cada inversor o emprendedor, habiendo sido ya explicadas las implicancias de cada uno de ellas.

La lectura integradora que resulta es que el desarrollo de la producción nacional de *proppant* se ve limitada en la práctica porque las cantidades que se requieren en la actualidad son bajas como para justificar una inversión económica importante, y el panorama de incertidumbre general va en desmedro de este desarrollo. No se trata, entonces, de una restricción en lo que materias primas respecta, como dijo la Presidente. Tampoco se trata de una limitación desde el aspecto tecnológico, ya que en la actualidad se producen en el país insumos similares, como es el ejemplo de la bauxita, cuyo proceso productivo es de una complejidad similar a los *proppants* de este material. Resta determinar la

factibilidad de producción de arenas más específicas y complejas, como las arenas resinadas.

En caso de decidirse por el camino de la importación de *proppant* para desarrollar el mercado de la oferta, debe realizarse un replanteo del cuadro FODA, ya que hay varias fortalezas que dejan de regir si se adopta dicha alternativa: los beneficios fiscales por el desarrollo de industria local, la benevolencia de parte del gobierno y el carácter pionero del proyecto son algunos de los aspectos que dejan de estar presentes.

La posibilidad de utilización de una zona franca es otro de los aspectos que vale la pena mencionar. Como se explicó en la parte final del proyecto, son numerosos los beneficios impositivos y logísticos de utilizarla, siendo el ejemplo tangible en este caso la Zona Franca de General Pico el óptimo logístico. La zona no solamente puede ser utilizada para el empréstito con foco nacional sino que también resulta oportuna para proyectos con alcance regional, ya que las exenciones impositivas también se extienden para las actividades exportadoras.

Queda pendiente como profundización del presente estudio la concreción del mismo en un proyecto de inversión particular. Para determinar la rentabilidad y factibilidad económica de un proyecto de producción o importación de *proppant* es necesario calcular las inversiones en activo fijo, activo de trabajo, cálculos del pago de IVA, gastos de administración, y demás. Las inversiones en activo fijo será posible calcularlas conociendo con precisión las máquinas que se requieren para fabricar el tipo de *proppant* que se decida, y los insumos en cuestión que sean necesarios para su fabricación; será posible también cuantificar costos y proyecciones año a año, y así constituir un flujo de fondos del cual se extraerán un valor actual neto, una tasa interna de retorno y un tiempo de repago, herramientas de decisión tangibles y fundamentales para todo grupo inversor. En síntesis, condensar toda la información relevada en el presente estudio en un proyecto de inversión, para poder contrastarla a la luz de estas variables y determinar concretamente la factibilidad del desarrollo de la industria del *proppant* en el país.

## 6 BIBLIOGRAFÍA

---

### 6.1 Publicaciones

Mader, Detlef. 1989. *Hydraulic proppant fracturing and gravel packing*. Elsevier Science Publishers. 1240 páginas. ISBN 0-444-87352-X.

Cardarelli, F.; Droppert, D.; Dessureault, Y.; Fiore, P. 2000. *High strength, heat-and corrosion-resistant ceramic granules for proppants and foundry sands and method for making the same*. 16 páginas. Patente canadiense CA 2 329 834.

Montamat, Daniel G. 2007. *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Editorial El Ateneo. 254 páginas. ISBN: 978-950-0259-13-2

Ventura, Enrique. 2010. *Macroeconomía de la economía abierta*. Editorial Nueva Librería. 462 páginas. ISBN 978-987-1104-80-2.

### 6.2 Artículos en revistas

Rabinovich, Gerardo A. 2012. *Petróleo y gas no convencionales. ¿Qué podemos esperar?* COPIME, La Revista. Número 25. Páginas 5-12.

Beckwith, Robin. 2011. *Proppants: Where in the world*. JPT, Official Publication of the Society of Petroleum Engineers. Volumen 63. Número 4. Páginas 36-41.

Blanco Ybáñez, Alberto J.; Vivas Hohl, Julio. 2011. *Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología*. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Año LII. Número 2. Páginas 38-52.

Barreiro, Eduardo M.; Masarik, Guisela. 2012. *No convencionales: la Argentina, un año en el mapa internacional*. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Año LIII. Número 4. Páginas 10-12.

Legarreta, Leonardo; Villar, Héctor. 2012. *Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina*. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Año LIII. Número 4. Páginas 14-39.

De Nigris, D.; Bose, M.; Pisanu, J. C.; Soares, M. 2012. *Experiencia en el país: preguntas y respuestas*. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Año LIII. Número 4. Páginas 44-50.

Trombetta, Juan C. 2012. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnica, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*. Año LIII. Número 4. Páginas 52-64.

D'Huteau, Emmanuel. 2012. Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. *Petrotecnica, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*. Año LIII. Número 4. Páginas 66-68.

Barzola, Gervasio. 2012. “La elección de la arena es una de las decisiones más importantes en la etapa exploratoria”. *Petrotecnica, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*. Año LIII. Número 4. Páginas 70-72.

Lyle, Don; 2011. *Proppants Open Production Pathways*. E&P Magazine, Hart Energy Publishing.

Nguyen, P; Parker, M.; McCabe, M., et. al. 2002. Not all resin-coated proppants are created equal. *FracPac Book, Halliburton Books and Catalogs*. Páginas 30-33.

# 7 ÍNDICE DE FIGURAS

---

## 7.1 Ilustraciones

Ilustración 1 – Perfil de un pozo de gas convencional, a la derecha, comparado con uno de shale gas. Fuente: Energy Information Administration Department of Energy, Estados Unidos.....	3
Ilustración 2 - La foto a la izquierda es una explotación de gas no convencional mediante fracking. A la derecha una explotación de gas natural convencional. Fuente: “Desafíos de la Energía”, Lic. Jorge Ferioli, presentación en el Tercer Encuentro Latinoamericano de Economistas de la Energía. ....	4
Ilustración 3 - Principales yacimientos de shale gas en el mundo. Fuente: Agencia de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos, disponible en: <a href="http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas">http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas</a> .....	7
Ilustración 4 – Esquema simplificado del proceso de <i>fracking</i> . Fuente: Department of Mine and Energy, Australia.....	12
Ilustración 5 - Animación del <i>proppant</i> en su función de agente de retención de las fisuras del <i>shale</i> . Fuente: <i>Marathon Oil Corporation</i> .....	16
Ilustración 6 – Licenciatarias del servicio de transporte de gas en la República Argentina. Fuente: ENARGAS disponible en <a href="http://www.enargas.gov.ar/Licenciatarias/Transportistas.php">http://www.enargas.gov.ar/Licenciatarias/Transportistas.php</a> .....	33
Ilustración 7 - Principales formaciones de recursos no convencionales en la Argentina. Fuente: Advanced Resources International, Inc.....	39
Ilustración 8 - Distribución de las zonas en fase de madurez para petróleo. Fuente: “Las facies generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina”. Legarreta, Leonardo; Villar, Héctor. Petrotecnia, Buenos Aires, agosto 2012. Disponible en: <a href="http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf">http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf</a> .....	43
Ilustración 9 - Distribución de las zonas en fase de madurez para gas. Fuente: “Las facies generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina”. Legarreta, Leonardo; Villar, Héctor. Petrotecnia, Buenos Aires, agosto 2012. Disponible en: <a href="http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf">http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Facies.pdf</a> .....	45
Ilustración 10 - Esfuerzo efectivo sobre el <i>proppant</i> . Fuente: elaboración propia en base a la ilustración de la Universidad de Michigan disponible en: <a href="http://www.ns.umich.edu/new/images/fracking-in-michigan-orig-stock-2012-11-28.jpg">http://www.ns.umich.edu/new/images/fracking-in-michigan-orig-stock-2012-11-28.jpg</a> .....	88
Ilustración 11 – La arena industrial puede clasificarse también por su granulometría. Fuente: <i>LVC Industries</i> .93	
Ilustración 12 - Arenas resinadas de diferente granulometría y proceso de curado. Fuente: <i>Momentive FraCLine</i> , publicación de tecnologías relacionadas con la explotación de hidrocarburos.....	94
Ilustración 13 - <i>Proppant</i> cerámico fabricado con alúmina en China proveniente de la empresa <i>Xinmi Wanli Industry Development Co</i> . Fuente: <a href="http://tradekorea.com">tradekorea.com</a> .....	95
Ilustración 14 - La bauxita en sus yacimientos, llega a granel por camiones a la planta procesadora. Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> .....	96
Ilustración 15 - Vista en corte de un molino de bolas. Fuente: elaboración propia a partir del esquema en <a href="http://en.wikipedia.org/wiki/Ball_mill">http://en.wikipedia.org/wiki/Ball_mill</a> (Autor: Luru Ly - Licencia: GPL) .....	97
Ilustración 16 – Vista externa de un molino de bolas en una fábrica de proppant. Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> .....	97
Ilustración 17 - Horno rotativo en donde se producen los pellets de proppant. Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> .....	98
Ilustración 18 - Sistema usado para el secado y tamizado de las partículas semielaboradas de <i>proppant</i> . Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> .....	99
Ilustración 19 - Horno de sinterizado. Como se aprecia sus dimensiones obligan a instalar los mismos fuera de la nave industrial. Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> .....	99
Ilustración 20 - Línea para la clasificación y dosificación del <i>proppant</i> elaborado. Fuente: <a href="http://toproppant.com">toproppant.com</a> ...	100
Ilustración 14 - Manifestación en contra de la implementación de fractura hidráulica en la provincia de Entre Ríos. Fuente: <a href="http://aimdigital.com.ar">aimdigital.com.ar</a> .....	100
Ilustración 15 - General Pico en la República Argentina (marcado en amarillo).....	105
Ilustración 16 - Recorrido desde el puerto de Buenos Aires a General Pico.....	106
Ilustración 17 - Recorrido desde General Pico a la ciudad de Mendoza .....	106
Ilustración 18 - Recorrido desde General Pico a la ciudad de Neuquén .....	107

## 7.2 Tablas

Tabla 1 – Estimaciones de reservas de Shale Gas técnicamente recuperable. Fuente: "World Shale Gas Resources: an initial assessment of 14 regions outside US", US Department of Energy, Abril de 2011. ....	6
Tabla 2 - Reservas de hidrocarburos convencionales. Los años de reservas totales se computan como promedio ponderado de los años de reservas de cada formación. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. ....	27
Tabla 3 - Producción de gas y petróleo por compañía. Valores promedio del 2010 y 2011. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. ....	36
Tabla 4 - Reservas estimadas de gas en cada formación. Fuente: Department of Energy (DOE), Estados Unidos. ....	40
Tabla 5 - No convencionales: comparaciones entre formaciones en los EE.UU. y la Argentina. Fuente: EIA.....	41
Tabla 6 - Importaciones de arena por país. En toneladas. Fuente: Dirección General de Aduanas, Argentina. ....	46
Tabla 7 - Importaciones de arena por país. En millones de dólares. Fuente: Dirección Nacional de Aduanas, Argentina. ....	46
Tabla 8 - <i>Market Share</i> de las categorías de <i>proppant</i> por volumen y por precio.....	47
Tabla 9 - <i>Market Share</i> actual de las operadoras de pozos.....	50
Tabla 10 - Quién toma las decisiones sobre qué <i>proppant</i> usar en cada caso.....	51
Tabla 11 – Detalle de escenario intermedio a mediano plazo.....	57
Tabla 12 - Escenario conservador hasta 2017.....	58
Tabla 13 - Escenario intermedio hasta 2017.....	59
Tabla 14 - Escenario optimista hasta 2017.....	59
Tabla 15 - Volumen del mercado de arenas de frack.....	65
Tabla 16 - Volumen del mercado de arenas bauxíticas y de cuarzo.....	65
Tabla 17 - Volumen del mercado de arenas <i>Sinterlite</i> y cerámicas de baja densidad.....	65
Tabla 18 – Análisis FODA.....	67

## 7.3 Gráficos

Gráfico 1 - Evolución del precio del gas natural en dólares cada mil metros cúbicos. Fuente: indexmundi.com, "Natural Gas, Natural Gas spot price at the Henry Hub terminal in Louisiana, US Dollars per thousand cubic meters of gas".....	22
Gráfico 2 - Fuentes primarias de energía sobre un total de 80 MM toe, 2010. Fuente: ENARSA, Secretaría de Energía de la Nación.....	29
Gráfico 3 - Fuentes de Gas Natural en el 2011, sobre un total de 1550 bnfc. Fuente: ENARSA, Secretaría de Energía de la Nación.....	30
Gráfico 4 – Producción comercial de gas en miles de metros cúbicos por día. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. ....	31
Gráfico 5 - Exportaciones netas de gas en miles de metros cúbicos por día. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación. ....	32
Gráfico 6 - Fuentes para la generación de energía eléctrica. Fuente: elaboración en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación. ....	34
Gráfico 7 - Consumo de gas natural por sector en el 2011. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.....	35
Gráfico 8 - Proporción de crudos livianos y pesados de las principales reservas internacionales. Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía de la Nación.....	37
Gráfico 9 - <i>Market Share</i> de los distintos tipos de <i>proppant</i> por volumen (sobre las 53.000 toneladas demandadas en 2012).....	48
Gráfico 10 - <i>Market Share</i> de los distintos tipos de <i>proppant</i> por precio (sobre los 27,95 millones de dólares demandados en 2012).....	48
Gráfico 11 - Equipos de perforación y pozos con operaciones de <i>fracking</i> históricos y proyectados.....	55
Gráfico 12 - Escenarios proyectados.....	56
Gráfico 13 - Proyecciones del número de pozos explotados.....	56
Gráfico 14 - Curvas de conductividad en función del esfuerzo de compresión para <i>proppants</i> de diferente granulometría. A medida que aumenta la compresión, los granos más concentrados disminuyen la permeabilidad del agente de retención. Esta curva la proveen los fabricantes para cada tipo de <i>proppant</i> comercializado. Fuente: <i>Carbonceramics</i> . Disponible en: <a href="http://archive.carbonceramics.com/English/tools/topical_ref/tr_physical.html">http://archive.carbonceramics.com/English/tools/topical_ref/tr_physical.html</a> .....	90