



Tesis de Maestría

LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES EN
ARGENTINA: LINEAMIENTOS PARA SU
DESARROLLO SUSTENTABLE TOMANDO EN
CONSIDERACIÓN EL CASO NORTEAMERICANO

Alumno: Marcos Bindon

Tutor: Diego Espósito

Año: 2017

Lugar: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina



AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Guadalupe, por darme dos hijos hermosos, por ser mi compañera en todo momento y sentido, y por su gran esfuerzo durante el tiempo dedicado por mí al MBA y Tesis.

A mis dos hijos, Cata y Felipe, quienes me enseñan cada día el valor de los pequeños momentos y la simplicidad de la vida.

A mis padres, por haberme brindado las herramientas y el apoyo para guiarme en el camino de la vida, enseñándome el valor de la vida misma y de las buenas intenciones.

A la UTDT, a mis profesores y compañeros, por los dos años de dedicación y aprendizaje, sin duda una experiencia educativa sumamente enriquecedora.

A mi abuelo Tito, por ser esa luz que brilla y me guía a lo largo del camino.



RESUMEN

En los últimos años ha adquirido gran interés público, tanto nacional como internacional, los recursos¹ de petróleo y gas No Convencional² (NC), particularmente el denominado Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, debido a su alta potencialidad.

Con un déficit energético creciente, Argentina se encuentra frente a un gran desafío, y al mismo tiempo una gran oportunidad, de viabilizar este recurso, y poder hacer frente a la demanda energética de los próximos años, tanto de petróleo como de gas.

Estados Unidos es el único país que cuenta con un desarrollo comercial de estos recursos, y en varias cuencas productivas, lo que ha posibilitado un cambio de paradigma drástico para la economía norteamericana y consecuentemente, el mercado mundial de hidrocarburos.

El objetivo general de la presente tesis consiste en determinar las acciones que deben ser implementadas en Argentina para viabilizar un desarrollo pleno de los recursos no convencionales, teniendo en consideración las condiciones que se dieron en Estados Unidos para hacer posible el desarrollo de sus recursos.

El NC plantea un cambio de mentalidad para la industria, la forma de trabajo es muy distinta a la explotación convencional, con una necesidad e intensidad de inversiones en capital considerablemente mayor. La experiencia norteamericana se focaliza en la productividad y la reducción de los costos operativos, aplicando el modelo industrial mediante la estandarización de las actividades, las economías de escala y la mejora continua para optimizar los recursos dedicados a la operación. Los mercados eficientes, como el norteamericano, contribuyen en promover la competencia e impulsar la maximización de la eficiencia en los procesos productivos.

¹ En el Capítulo 1.2.2 se indica la definición de recursos hidrocarbúrferos y su distinción del concepto de

² Término definido en el Capítulo 1.2.1.



La industria petrolera local enfrenta numerosas incertidumbres: sin lugar a dudas, la estabilidad del marco legal y contractual es una característica esencial para que la industria de un país pueda ser atractiva en términos económicos para estimular la llegada de inversiones internacionales; la explotación No Convencional se encuentra en una etapa incipiente de exploración; se deben articular políticas petroleras teniendo en cuenta la integridad de sistema energético para desarrollar adecuadamente los recursos No Convencionales.

Como resultado del presente análisis se identificaron una serie de lecciones aprendidas y recomendaciones que se suponen oportunas considerar para el desarrollo de los recursos No Convencionales en Argentina. Tales sugerencias no pretenden ser una guía exhaustiva de acciones a implementar, sino un recuento de los lineamientos generales, algunos de los cuales probaron ser exitosos en la experiencia norteamericana y otros que surgen del estudio elaborado por el autor y se considera apropiado poner a disposición.

PALABRAS CLAVE: Vaca Muerta, No Convencional, reservas, recursos, *shale* gas, Eagle Ford, perforación direccional, *fracking*



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	8
MARCO TEÓRICO	11
CAPÍTULO I: ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO ARGENTINO	11
1.1. PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA: RESEÑA GENERAL	11
1.1.1 UN POCO DE HISTORIA.....	11
1.1.2. LA ERA DEL NO CONVENCIONAL	15
1.2. RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA	15
1.2.1. ¿QUÉ SON LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES?.....	15
1.2.2. LOS NO CONVENCIONALES EN EL MAPA	18
1.3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO EN ARGENTINA	20
1.3.1. PERMISOS Y LICENCIAS	24
1.3.2. RÉGIMEN FISCAL GENERAL Y REGALÍAS	28
1.4. PRECIOS	29
1.5. MERCADO DE EMPRESAS DE SERVICIOS	33
1.6. INFRAESTRUCTURA.....	36
CAPÍTULO II: EL CASO DE EXPLOTACION NO CONVENCIONAL EN EE.UU.	39
2.1. PETRÓLEO Y GAS EN ESTADOS UNIDOS	39
2.2. RESEÑA GENERAL DEL NO CONVENCIONAL EN ESTADOS UNIDOS	41
2.2.1. UN POCO DE HISTORIA.....	41
2.2.2. LOS RESULTADOS DE LA REVOLUCIÓN DEL <i>SHALE</i>	45
2.3. ORGANIZACIÓN Y MARCO REGULATORIO GENERAL	46
2.3.1. PRINCIPIOS GENERALES.....	46
2.3.2. ¿QUIÉN REGULA LA EXPLOTACION DE PETRÓLEO Y GAS?	47
2.3.3. DERECHOS SOBRE EL PETRÓLEO Y GAS	48
2.3.4. CARACTERÍSTICAS CLAVE DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	49
2.3.4.1. PLAZO DEL CONTRATO.....	49
2.3.4.2. BONO Y REGALÍAS	49
2.3.5. RÉGIMEN FISCAL	50
2.3.6. REGULACIÓN PARA EL TRANSPORTE POR DUCTO	51
2.4 EI ROL DEL ESTADO EN EL DESARROLLO DEL NO CONVENCIONAL	52
2.4.1. PROGRAMAS I + D	53
2.5. PRECIOS	54
2.5.1 EFECTO DEL PRECIO EN EL DESARROLLO DEL NO CONVENCIONAL	54



2.5.2. LA DINÁMICA DEL MERCADO DE PRECIOS INTERNACIONAL	56
2.6. MERCADO DE LA TIERRA	57
2.7. MERCADO DE PRODUCTORES	58
2.8. INFRAESTRUCTUR Y DISPONIBILIDAD DE AGUA.....	58
2.9. MERCADO DE EMPRESAS DE SERVICIOS	59
2.10. MERCADO DE CAPITALES	61
2.11. OTROS FACTORES	62
METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	63
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LA POTENCIALIDAD DE VACA MUERTA	64
3.1. POTENCIALIDAD DE VACA MUERTA	64
3.2 LA RECIENTE HISTORIA ARGENTINA CON EL <i>SHALE</i>	66
3.3. MERCADO DE PRODUCTORES	70
3.4. INFRAESTRUCTURA	73
CAPÍTULO IV: ANALISIS COMPARATIVO ENTRE ARGENTINA Y ESTADOS UNIDOS.....	75
4.1. COMPARACIÓN DE LOS DOS CASOS	75
4.2. FACTORES DEL ÉXITO NORTEAMERICANO	78
4.3. CUADRO RESUMEN DE LA COMPARACIÓN	80
4.4. LECCIONES APRENDIDAS	81
4.4.1 Punto de Partida:.....	81
4.4.2. Marco Regulatorio y Fiscal.....	82
4.4.3. Productividad.....	82
4.4.4. Política de Desarrollo de Recursos No Convencionales	83
4.4.5. Propiedad del derecho minero	84
4.4.6. Actores del Mercado	86
4.4.7. Recursos Financieros.....	86
4.4.8. Localización.....	87
4.4.9. Infraestructura	87
4.4.10. Precios.....	88
4.4.11. Cuestiones Técnicas	89
4.4.12. Medio Ambiente	89
4.5. RECOMENDACIONES SURGIDAS DE LA COMPARACIÓN	91
4.5.1. El rol del Estado	91
4.5.1.1. Contenido Local.....	91
4.5.1.2. Calificación tecnológica	92
4.5.1.3. Mal Holandés	92
4.5.2. Oportunidad.....	93



4.5.3. Tierras	93
4.5.4. Convencional.....	94
4.5.5. Mercado Regional	95
CONCLUSIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS.....	98
ANEXOS.....	100
ANEXO I – Ubicación Geográfica de Vaca Muerta – Cuenca Neuquina.....	100
ANEXO II – Terminales LNG en Estados Unidos	101
ANEXO III – Comercio de Gas Natural de EE.UU.	102
ANEXO IV – Términos Fiscales en Texas (Tierras Privadas)	103
ANEXO V – Mapa de Vaca Muerta.....	104
ANEXO VI – Mapa de Eagle Ford.....	105
ANEXO VII – Gráficos de Productividad de Operaciones EE.UU.	106



INTRODUCCIÓN

Argentina cuenta con una industria petrolera centenaria y bien establecida, lo cual se ve reflejado en los requerimientos energéticos del país, donde entre el gas natural y el petróleo proveen el 86% del mismo, y no se espera que esta proporción cambie drásticamente al menos en los próximos 10 años (MIMEM, Mayo 2016, p. 11). Asimismo Argentina es el país con mayor consumo de gas natural en la región, superando ampliamente a Brasil, Chile e incluso comparado con países europeos como ser Francia y España (BP Statistical Review, Junio 2016).

Hasta mediados del decenio del 2000, la Argentina generó un importante excedente de producción de hidrocarburos, exportando gas natural a Chile, Uruguay y Brasil. Sin embargo, las políticas públicas que sucedieron la crisis económica de 2001-2002 -caracterizadas por un intervencionismo gubernamental cada vez mayor, precios de la energía "artificialmente" bajos y subsidios generalizados- condujeron finalmente a una fuerte disminución de las reservas y producción de hidrocarburos, transformando al país en importador neto de gas . Las importaciones están destinadas en su mayor parte a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica y combustible automotor, importando gasoil, y por otro lado, satisfacer el consumo domiciliario de gas natural importando *LNG*³ (CMMESA, Dic-2016).

Entre otras razones, esto último causó que la balanza comercial energética dejara de ser superavitaria y cada año las necesidades de importación de energía se acrecienten. Aunque el desplome del precio internacional del petróleo y el gas natural -en forma de *LNG*- ha moderado el incremento en los desembolsos monetarios para importación destinado a suplir el déficit energético local. Este déficit estructural del comercio de combustibles ha causado importantes costos fiscales e impactos macroeconómicos, incluyendo una erosión recurrente de las reservas de divisas del país.

³ Sigla en inglés para Gas Natural Licuado, gas natural que se encuentra en estado líquido mediante un proceso criogénico.



Ante la madurez de la explotación y el alto riesgo de la exploración de los campos convencionales, el desarrollo de los recursos No Convencionales, y en particular los de la formación Vaca Muerta -en la provincia de Neuquén- (ver mapa **Anexo I**), podrían revertir estas tendencias pero, al mismo tiempo, plantean grandes desafíos y un horizonte temporal incierto.

La explotación No Convencional en Argentina ha trazado un corto camino en los últimos años promovido y liderado principalmente por la YPF mixta -controlada por el estado-, quien mediante asociaciones con distintos actores internacionales del mercado han realizado esfuerzos significativos para: (i) comenzar a adquirir *know-how* local recorriendo la curva de aprendizaje en la técnica de explotación de los recursos No Convencionales, (ii) desarrollar infraestructura necesaria para el tratamiento del producto en zonas de mayor potencial de explotación y (iii) educar a la población para evitar o minimizar contingencias sociales. Sin embargo, estos esfuerzos iniciales no han logrado un impacto material sobre la producción y reservas de petróleo y gas, representando solamente 7% y 5% respectivamente de la producción nacional (MINEM, marzo 2017).

El pionero a nivel internacional de este tipo de explotación No Convencional es Estados Unidos, donde se ha desarrollado y perfeccionado durante varias décadas la técnica y tecnología utilizada en esta actividad. A partir del año 2000 con auge del precio de los *commodities* se ha hecho posible la economicidad de estos proyectos. Esto ha permitido que el hidrocarburo de origen No Convencional sea actualmente el mayor contribuidor de petróleo y gas natural en la producción de hidrocarburos del país norteamericano, transformándolo en pocos años de netamente importador de hidrocarburos a un país que tiende a ser exportador del mismo. (EIA Outlook 2017)

Argentina se encuentra ante un punto de inflexión. Dada la magnitud de los recursos No Convencionales de petróleo y gas con los que cuenta el país, se torna crucial analizar si el modelo actual es el más adecuado no sólo para lograr su desarrollo sino también para maximizar su potencial.



El objetivo general de la presente tesis consiste en determinar las acciones que deben ser aplicadas en Argentina para viabilizar un desarrollo pleno de los recursos No Convencionales, teniendo en consideración las condiciones que se dieron en Estados Unidos para hacer posible el desarrollo de sus recursos. Para ello, se buscará dar respuesta a las siguientes preguntas:

1. ¿Es sustentable el modelo actual planteado para la explotación de Vaca Muerta?
2. ¿El marco regulatorio argentino es adecuado para atraer inversiones?
3. ¿Cuáles son las condiciones que contribuyeron positivamente al éxito de Estados Unidos en el desarrollo de los recursos No Convencionales?
4. ¿Puede aplicarse el modelo Norteamericano en Argentina?
5. ¿Cuáles son las restricciones estructurales (infraestructura, escala, logística) que hay que trabajar para promover este desarrollo?
6. ¿Qué cambios deberían implementarse en nuestro país para que el estado (nacional y provincial) logre maximizar los beneficios de la explotación de hidrocarburos y transformarlo en bienestar para la sociedad?

A fin de responder a estos cuestionamientos se plantea el siguiente desarrollo de temas: un **Marco Teórico** con un capítulo inicial donde se describe la situación del petróleo y gas en Argentina, definición e importancia de los recursos No Convencionales y marco actual del negocio local; luego un capítulo donde se detalla el perfil de país de Estados Unidos, la estructura e importancia de su industria petrolera, describiendo el camino recorrido para lograr el desarrollo pleno de los recursos No Convencionales; una **Metodología de Investigación** donde se realiza un análisis de la potencialidad de Vaca Muerta considerando los datos obtenidos e información recopilada mediante entrevistas con referentes de la industria, y se la compara con Eagle Ford en EE.UU., identificándose factores que contribuyeron al éxito norteamericano junto con un cuadro resumen de los dos modelos comparados; finalmente se enumeran lecciones aprendidas junto con recomendaciones a tener en consideración para el adecuado desarrollo de los recursos No Convencionales argentinos.



MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO I: ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO ARGENTINO

En el presente capítulo se realiza un análisis de la industria petrolera argentina, se consideran algunos antecedentes históricos claves, se describe la situación actual en cuanto a la importancia de los hidrocarburos para la economía local, la evolución de la producción y las reservas. A modo introductorio se hace una descripción de la definición de recursos hidrocarburíferos No Convencionales, diferenciándolos del concepto de reservas, y una breve reseña de la potencialidad de los mismos. Para completar el cuadro del sector petrolero argentino se describe el marco regulatorio y fiscal, una reseña de la situación de los precios de los productos hidrocarburíferos y un repaso de la situación del mercado de empresas de servicios petroleros y la infraestructura disponible en el país.

1.1. PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA: RESEÑA GENERAL

1.1.1 UN POCO DE HISTORIA

Argentina cuenta con una industria petrolera centenaria. Existiendo numerosos antecedentes que dan cuenta de un interés genuino en la exploración y explotación de hidrocarburos en suelo argentino. Debido a ello todos los 13 de Diciembre se celebra el día del Petróleo, conmemorando el primer descubrimiento de un yacimiento en sub-superficie como consecuencia del esfuerzo estatal allá por 1907 en la localidad de Comodoro Rivadavia, acontecimiento que marcaría definitivamente el nacimiento de la industria petrolera nacional.

Uno de los hitos más importantes en la historia petrolera argentina es el nacimiento de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en 1922. Al año siguiente bajo la conducción de Enrique Mosconi se propuso tres objetivos fundamentales: (i) convertirla en una empresa integrada, y (ii) regular el mercado y lograr el autoabastecimiento. Mosconi impulsó la idea de "**la propiedad del subsuelo es un derecho inalienable del país**", principio fundamental de la industria petrolera Argentina, aunque en sus inicios fue materia de grandes debates a nivel político respecto si los derechos debían estar en manos de privados o del estado. Con



YPF, Argentina fue el segundo país en todo el mundo en tener una petrolera estatal integrada verticalmente, siendo el primero la Ex Unión Soviética (U.R.S.S.).

Desde ese entonces, la Argentina explotó sus recursos hidrocarburíferos de manera totalmente regulada y con una participación cuasi monopólica de YPF durante más de sesenta años.

En 1992, se determinó la privatización de la empresa estatal y la desregulación del sector. Este cambio estructural dio un nuevo impulso a la industria y permitió la llegada de nuevas inversiones que eran indispensables para el desarrollo de la actividad, junto a la necesidad de lograr una mayor eficiencia operativa.

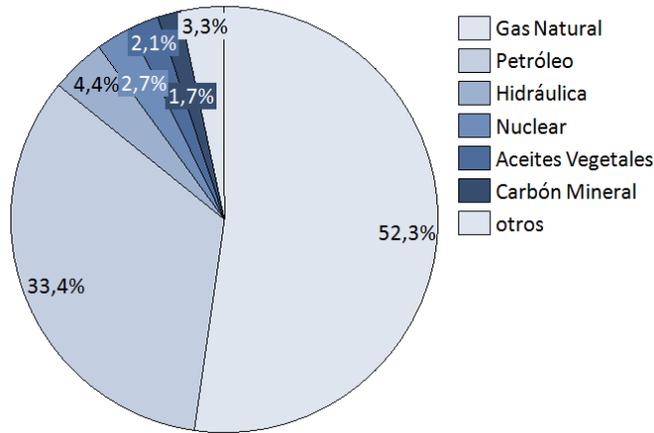
El resultado fue un gran aumento en la producción de hidrocarburos y el desarrollo de una industria capaz de competir en los mercados mundiales. Pero este proceso fue interrumpido en los primeros años de la década del 2000 cuando, dadas las circunstancias, se dictaron una serie de medidas que promovieron la intervención estatal en el sector, y provocaron entre otras cosas, la regulación de los precios. A partir de ese momento se verificó una franca declinación en producción y reservas de petróleo y gas empujando al país a ser importador de energía.

Es necesario destacar la dependencia que el país tiene de la energía generada a partir de hidrocarburos. Como se puede apreciar en el **Gráfico 1**, el 86% de la demanda energética nacional se satisface por petróleo o gas, o sus derivados, lo que da cuenta de la importancia estratégica que estos recursos representan para la actividad económica del país. Debe decirse que esta preponderancia se debe principalmente al desarrollo que ha tenido la actividad gasífera en el país, siendo el gas la energía no renovable más limpia, extendiéndose gasoductos troncales de transporte por todo el país, con un amplio sistema de distribución y proporcionando en forma económica y limpia energía a hogares, comercios, industrias y generación.



Gráfico 1 – Oferta de Energía Primaria 2015

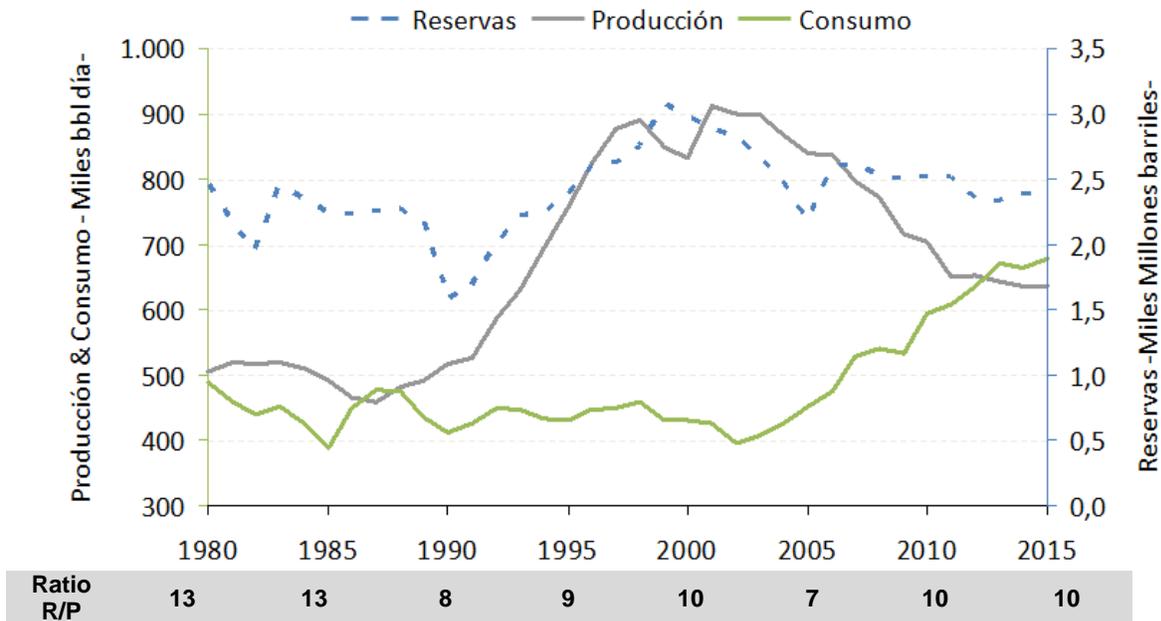
- TOTAL 80.205 MILES DE TEP -



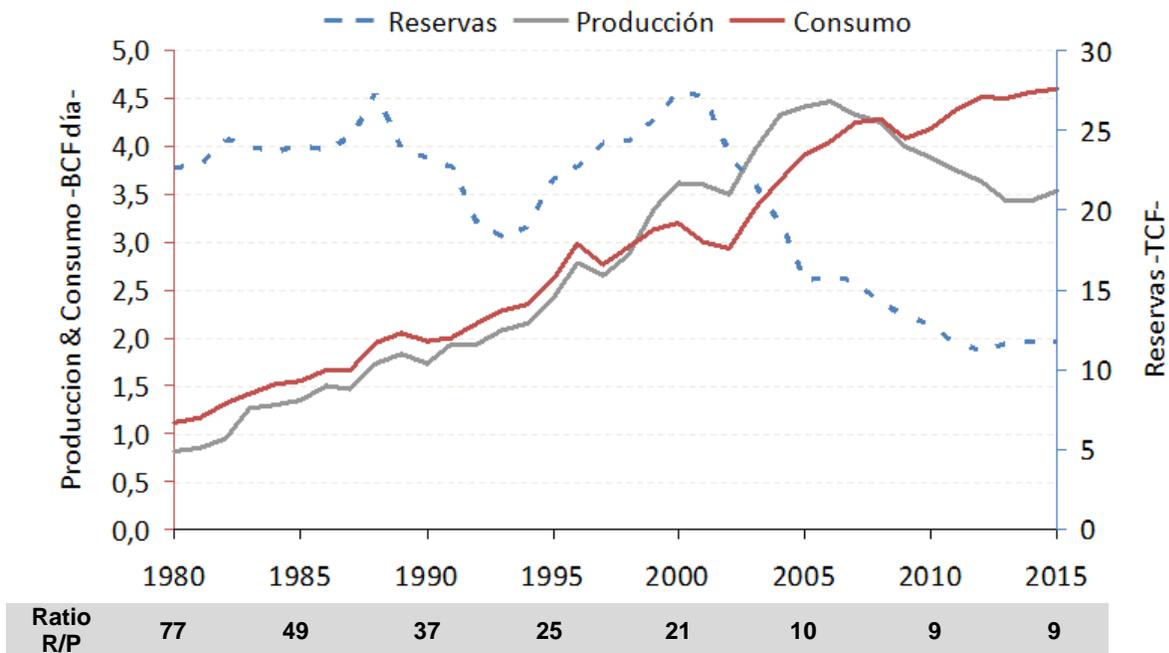
Fuente: Elaboración propia con información MINEM – Balance Energético Nacional 2015

En los **Gráficos 2 y 3** se puede observar cómo ha sido la evolución de la producción, consumo y nivel de reservas de petróleo y gas de nuestro país para el período 1980 – 2015. Es necesario destacar que actualmente las reservas tanto de gas como de petróleo equivalen a menos de 10 años de producción, lo que en términos históricos representa estar en el percentil mínimo como consecuencia del crecimiento en el consumo y la declinación sostenida de las reservas de los últimos 15 años.

Gráfico 2 – Producción, Consumo y Reservas de Petróleo

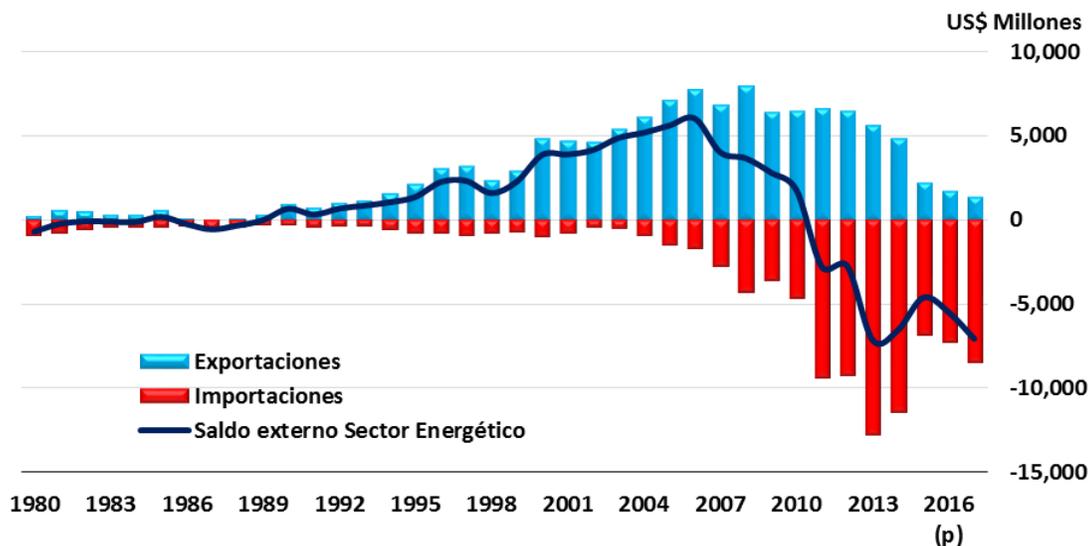


Fuente: Elaboración propia con información de BP Statistical Review 2016

**Gráfico 3 – Producción, Consumo y Reservas de Gas**

Fuente: Elaboración propia con información de BP Statistical Review 2016

El crecimiento sostenido de la demanda y la declinación de la oferta denota un período tanto de madurez de los yacimientos como la escasa inversión. Esto ha generado que haya un deterioro significativo en el balance energético y crezcan de manera sostenida las necesidades de importación de energía, como se puede observar en el **Gráfico 4**.

Gráfico 4 – Balance Comercial Energético Argentino

Fuente: G&G Energy Consultants, 2016



1.1.2. LA ERA DEL NO CONVENCIONAL

Luego de más de cien años de historia nuestro país se encuentra en un momento que puede convertirse en un punto de inflexión, gracias al desarrollo tecnológico realizado en Estados Unidos, Argentina contaría con recursos de petróleo y gas suficientes no solo para revertir la situación actual sino para recuperar su posición de exportador de hidrocarburos.

Los desarrollos tecnológicos al que nos referimos son (i) la perforación horizontal, (ii) la sísmica 3D y (iii) la fractura hidráulica masiva (o “fracking”), técnicas desarrollada y perfeccionadas a partir de la década del 80’ que permitió la explotación comercial de los recursos No Convencionales de *shale⁴ oil* y *shale gas* de los Estados Unidos generando una revolución energética (y económica) sin precedentes.

El marco legal argentino incorporó en el año 2014 el término “Hidrocarburo No Convencional” respondiendo a la dinámica que este tipo de explotación estaba teniendo en el mercado argentino y mundial. Esto posibilitó tener un conjunto de normas que atiende este concepto productivo de manera diferencial a la actividad comúnmente desarrollada, principalmente porque requiere de inversiones de riesgo significativamente mayores que las que usualmente se utilizan en la industria en la explotación “convencional”. En el próximo capítulo se explica con mayor detalle la diferencia entre estos dos tipos de explotación.

En este trabajo, cuando hacemos referencia a recursos No Convencionales nos estaremos refiriendo únicamente a los yacimientos *de shale oil o shale gas*.

1.2. RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

1.2.1. ¿QUÉ SON LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES?

Dentro de la industria petrolera se clasifica a los hidrocarburos en “convencionales” y “no convencionales”. La principal diferencia es la forma en que

⁴ El término *shale* se define en el Capítulo 1.2.1.

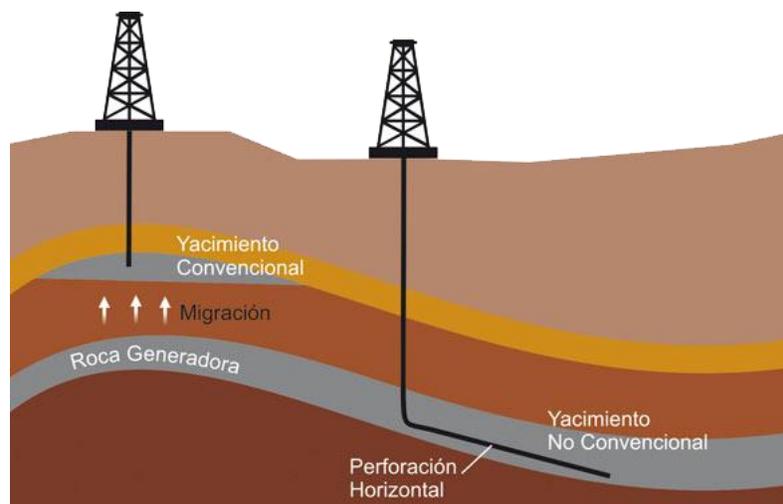


se encuentran almacenados en sub-superficie (debajo de la tierra), tanto el gas como el petróleo.

En los reservorios o yacimientos “convencionales”, la porosidad y permeabilidad de las rocas que lo conforman permiten que los hidrocarburos contenidos fluyan bajo ciertas condiciones hacia el pozo perforado. El reservorio debe tener un sello natural, formando lo que se denomina una “trampa”, que evite la fuga hacia la superficie de los hidrocarburos en el proceso de migración y acumulación de los mismos desde la roca generadora o roca madre. Ese sello natural que actúa conteniendo los hidrocarburos es atravesado por los pozos de producción (en general pozos verticales como se observa en la **Figura 1**).

En el caso de los yacimientos o reservorios “No Convencionales”, por las condiciones de permeabilidad y porosidad de la roca generadora, ciertos hidrocarburos no pudieron abandonar la misma y migrar hasta llegar a la trampa o sello. Gran parte del petróleo y gas quedó atrapado en la roca generadora. A estos yacimientos se los denomina comúnmente de *shale oil* o *shale gas*.

Figura 1 – Yacimiento Convencional y No Convencional



Fuente: IAPG

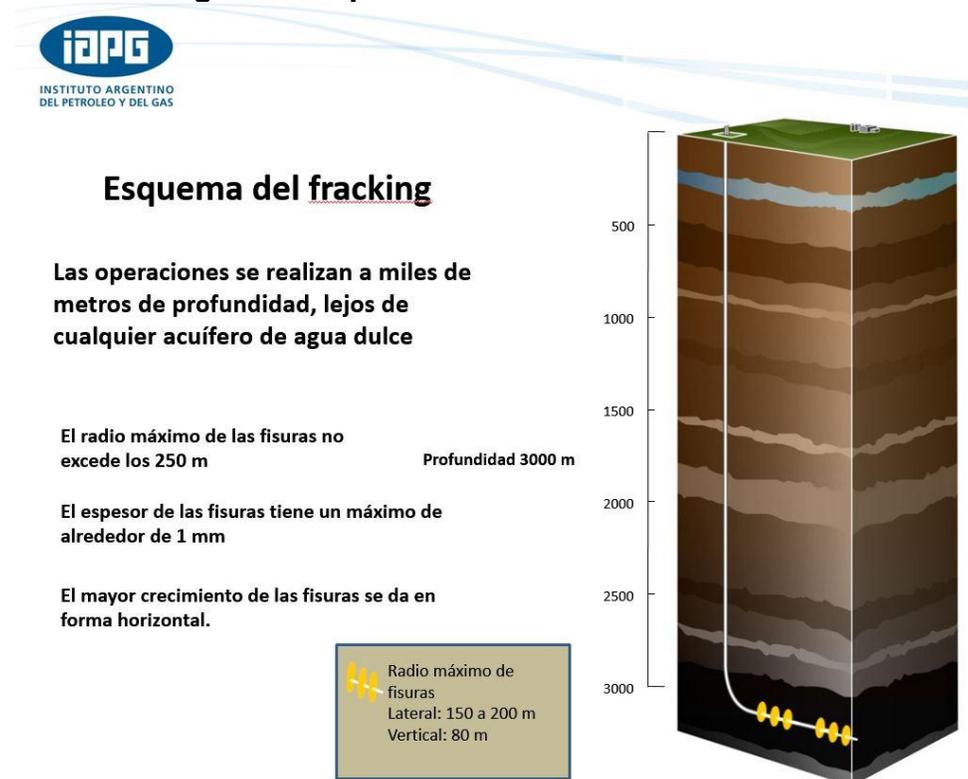
El término “no convencional” se utiliza también en forma amplia para designar aquellos yacimientos o reservorios cuyas características difieren de los “convencionales”, entre estos se incluye reservorios de areniscas compactas (*tight sands*), al metano en lechos de carbón (*coal bed methane*), petróleo o gas en



arcillas (*shale oil or shale gas*), alquitrán en arena (*tar sands*) y, en determinadas ocasiones, a los petróleos pesados y extra-pesados. Desde que se comenzó con la producción de hidrocarburos de yacimientos convencionales se supo que la roca generadora contenía gas y petróleo. Como adelantamos, a los fines de este trabajo, cuando hacemos referencia a recursos No Convencionales nos estaremos refiriendo únicamente a los yacimientos *de shale oil o shale gas*.

Para poder producir los hidrocarburos No Convencionales presentes en la roca generadora, es necesario aumentar la permeabilidad de dicha roca (generando fisuras), lo que se consigue con la estimulación hidráulica o fractura hidráulica o *fracking*, en inglés (ver **Figura 2**). Esta técnica consiste en la inyección de un fluido a gran presión compuesto básicamente de agua y arena dentro del pozo. La presión del agua genera la fractura que libera los hidrocarburos atrapados en la roca generadora y la arena evita que las fisuras vuelvan a cerrarse. También se inyectan algunos aditivos químicos tales como inhibidores de crecimiento bacteriano, gelificantes y reductores de fricción entre otros.

Figura 2 – Operación de Fractura Hidráulica



Fuente: IAPG



1.2.2. LOS NO CONVENCIONALES EN EL MAPA

Desde la nacionalización de YPF en 2012 que los “Recursos No Convencionales” en Argentina ha estado en la primera plana de la industria Petrolera local, asignándosele gran potencial estratégico. Pero el hito que seguramente puso al No Convencional argentino en la vidriera, tanto económica como política, fue el estudio publicado en 2011, y revisado en 2013, de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (“EIA” por sus siglas en inglés) con la estimación de los recursos de gas de *shale* de 14 regiones fuera de los Estados Unidos, donde coloca a la Argentina en el tercer lugar en gas y cuarto en petróleo respecto al potencial de recursos recuperables No Convencionales, con 803 Tcf (Tera pies cúbicos) y 27 billones de barriles respectivamente (Ver **Tabla 1**). Esto permitió que el No Convencional argentino comience a ser foco en la agenda de los actores del mercado local y se incorpore a las alternativas de portfolio de muchas empresas internacionales, como luego quedó demostrado con las inversiones que realizaron empresas como Chevron, Dow y Petronas, apoyadas en un operador local como YPF, y otras que demostraron tener interés genuino y han realizado inversiones de una magnitud considerable para el tamaño de la industria local.

Tabla 1 – Shale Oil & Gas: Ranking de Países por Recursos Recuperables

Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)		Technically Recoverable Shale Oil Resources (Billion Barrels)	
1. U.S. (ARI est.)	1,161	1. Russia	75
2. China	1,115	2. U.S. (ARI est.)	48
3. Argentina	802	3. China	32
4. Algeria	707	4. Argentina	27
5. Canada	573	5. Libya	26
6. Mexico	545	6. Australia	18
7. Australia	437	7. Venezuela	13
8. South Africa	390	8. Mexico	13
9. Russia	285	9. Pakistan	9
10. Brazil	245	10. Canada	9
11. Others	1,535	11. Others	65
TOTAL	7,795	TOTAL	335

Vaca Muerta
308 Tcf (39%)

Vaca Muerta
16.2 Bbbl (60%)

Fuente: EIA-ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, 2013



Como indica el EIA, estas cantidades de gas son consideradas **recursos recuperables**, y vale la aclaración ya que difiere de las reservas debido a que no tiene incorporado el concepto de economicidad de la explotación, es decir, es una estimación teórica de todo el hidrocarburo existente en el subsuelo que se pueden extraer (recuperable).

En cambio las **reservas** petróleo y/o gas corresponden al volumen de hidrocarburos descubiertos que serán posibles extraer del yacimiento en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. De acuerdo al grado de certeza que se tenga sobre la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, las reservas se clasifican en: probadas, probables y posibles (de mayor a menor certeza). La definición de reservas conlleva entonces cuestiones físicas y económicas, y sólo aquel volumen de petróleo y/o gas recuperable económicamente constituye las reservas.

Particularmente la industria local le ha puesto énfasis técnico, e interés político, a la formación Vaca Muerta, localizada en la Cuenca Neuquina. Esta formación, junto con Molles, son las rocas generadoras más importantes de la cuenca, y cuentan con una extensión superficial y espesor considerable. Particularmente el estudio de la EIA le asigna a Vaca Muerta un potencial de recursos recuperables de 308 Tcf de gas y 16.2 billones de barriles de petróleo, es decir un 39% y un 60% respectivamente de los recursos No Convencionales de Argentina. Sus características técnicas comparan muy bien con las mejores formaciones geológicas⁵ de *shale* de Estados Unidos, las cuales ya se encuentran en etapa de desarrollo intensivo.

Allá por el 2012, cuando se comenzaban a dar los primeros pasos en la actividad No Convencional, podíamos hacernos la siguiente pregunta, dado que: i) existe demanda de petróleo y gas insatisfecha (y creciente); ii) existen recursos *shale* suficientes para abastecer esa demanda y, por qué no, desarrollar nuevos mercados de exportación, iii) se cuenta con infraestructura de procesamiento y transporte que une dichos recursos con los mercados (Argentina cuenta con una

⁵ Distintas capas en que se divide el subsuelo en función de las características particulares de las rocas.



extensa red de gasoductos y oleoductos hoy parcialmente utilizados debido a la producción convencional declinante), y iv) la tecnología requerida para el desarrollo está disponible, cabe preguntarse entonces cuáles son las condiciones que están impidiendo el desarrollo pleno de los recursos No Convencionales en Argentina.

La industria petrolera es principalmente capital intensiva. Sin embargo, las particularidades de los yacimientos *shale* hacen que esta condición se vea incrementada. Los yacimientos *shale* se caracterizan por una rápida declinación de la producción inicial del pozo, lo que demanda una actividad de perforación continua para compensar la caída de producción (habitualmente denominada “factoría de perforación”). La perforación de pozos horizontales, el costo de las sucesivas fracturas hidráulicas multiplicado por la gran cantidad de pozos a perforar incrementa considerablemente la inversión necesaria, y el costo del barril de petróleo o m³ de gas producido respecto de los yacimientos convencionales puede llegar a ser sustancialmente mayor.

La falta de disponibilidad de capital pareciera ser la condición que está limitando el desarrollo del potencial de *shale* oil y gas de Argentina. Para que ese shock de capital se produzca es necesario contar con un marco regulatorio estable y previsible, capaz de generar los incentivos adecuados. En este sentido Argentina cuenta con una larga tradición en alterar sistemáticamente las reglas de juego. En una industria de muy largo plazo como es la hidrocarburífera, no contar con un marco estable constituye una fuerte desventaja.

1.3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO EN ARGENTINA

Como se comentó anteriormente, la tradición petrolera Argentina es centenaria, siendo uno de los pioneros en tener una empresa energética estatal totalmente integrada, lo que da la pauta de la experiencia que hay en el país en este campo.

Dicho esto, la norma base actual para la actividad petrolera la constituye la Ley N° 17.319 promulgada en 1967 que regula la exploración y explotación de hidrocarburos. Esta ley ratificó la propiedad **inalienable e imprescriptible de los yacimientos de hidrocarburos como pertenecientes al Estado Nacional** y



estableció un sistema mixto de explotación: preservó áreas para empresas estatales, y al mismo tiempo autorizó la actividad privada, permitiendo el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte. La ley otorgó el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos que extraigan los concesionarios.

Desde la promulgación de la ley hasta principios de los años 90, la industria se caracterizó por una fuerte intervención estatal: la producción de hidrocarburos estuvo monopolizada por YPF (empresa 100% estatal), la distribución y transporte de gas estuvo bajo el control de Gas del Estado. La participación de las empresas privadas estuvo limitada a la ejecución de contratos de servicios con YPF.

En el año 1989 se impulsa una reforma energética, se desregula el sector y se privatizan las empresas estatales. Este cambio comenzó con la promulgación de la Ley N° 23.696 “Ley de Reforma del Estado” y se completó con los llamados “Decretos de Desregulación” (Decretos N° 1.055/1989, 1.212/1989 y 1.589/1989) y posterior N° 2.411/91 “Decreto de Reversión” (conversión de contratos de servicio con YPF a permisos de exploración y concesiones de explotación). Posteriormente, el Plan Argentina (Decreto N° 2.178/91) estableció los términos y condiciones para el otorgamiento de permisos de exploración a empresas privadas.

En el año 1992 se promulgan la Ley N° 24.145 – Ley de Federalización de los Hidrocarburos, que autorizó la privatización de YPF y la Ley N° 24.076 que desreguló la industria del transporte y distribución de gas, incluyendo la privatización del Gas del Estado.

El grupo de medidas promulgadas tuvo como principal objetivo atraer el capital privado para, por un lado, incentivar la exploración e incrementar la producción y sanear (a través de la venta de los activos de las empresas estatales) las cuentas públicas. Los principios consagrados por las leyes y decretos publicados fueron básicamente los siguientes:

- Libre comercialización de hidrocarburos.
- Desregulación de precios.



- Exportación de hidrocarburos exenta de aranceles.
- Libre exportación de gas, sujeta a autorización previa de la Secretaría de Energía.
- Libre disposición del 70% de las divisas.

Estos principios se mantuvieron durante casi una década, hasta fines del año 2001. Los resultados de las políticas aplicadas se pueden vislumbrar en las curvas de producción y reservas de gas y petróleo de las **Gráficos 2 y 3** (ver **Cap. 1.1.1**).

En diciembre de 2001 y enero 2002 se deroga la convertibilidad y se publica la Ley 25.561 – Ley de Emergencia Económica que afectó de hecho gran parte de los principios consagrados por la legislación de principios de los 90. Se pesificaron y congelaron las tarifas de los servicios públicos (entre ellas las del gas natural), se crearon las retenciones a las exportaciones de petróleo, comenzaron restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y al derecho de transferir libremente el 70% de las divisas obtenidas por las ventas de hidrocarburos.

En noviembre de 2004 se promulga la Ley 25.943 de creación de Energía Argentina SA (ENARSA), otorgándole la titularidad de los permisos de exploración sobre las áreas offshore nacionales que no se encontraban adjudicadas.

En enero de 2007 se publica la Ley 29.197, conocida como Ley Corta. Esta ley modifica la Ley 17.319 y transfiere a las provincias el dominio sobre los yacimientos ubicados en ellas, quedándose el Estado Nacional con el dominio sobre los yacimientos ubicados en el mar a partir de las 12 millas marinas y hasta el límite de la plataforma continental. Como consecuencia de la Ley Corta, las provincias petroleras comenzaron a realizar rondas licitatorias para la adjudicación de áreas y renegociación de contratos, muchos de los cuales vencían alrededor del 2016 (25 años luego de otorgada la concesión en 1991), con el objetivo de otorgar un horizonte más largo de previsibilidad en la actividad para cada área determinada, a cambio de compromiso de inversiones.

En mayo de 2012, el Congreso aprobó la Ley N° 26.741 de “Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina” que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de



hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos. Esta ley también declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. Unos meses más tarde se promulgó el Decreto N° 1277 que reglamentó la ley y estableció la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas cuyo principal objetivo es promover las inversiones necesarias para mantenimiento, el aumento y la recuperación de las reservas que garanticen el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos.

En septiembre de 2014 se firmó el Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos acordándose ciertos aspectos en materia fiscal.

El último antecedente significativo lo constituye la Ley N° 27.007 de octubre de 2014, nueva modificación de la Ley 17.319. Esta ley introduce el concepto de explotación “no convencional” y lo diferencia de la explotación “convencional” en cuanto a plazos de exploración y explotación. Es importante señalar que a pesar que esta nueva modificación incorpora el concepto técnico de hidrocarburos No Convencionales, no establece diferenciación entre las licitaciones para hidrocarburos convencionales y No Convencionales. Es decir, el titular de la concesión podrá realizar la explotación comercial de todos los hidrocarburos que halle.

La modificación de octubre 2014 también incluye provisiones para la centralización de la adjudicación de licencias (facultad que había sido delegada en las provincias por la llamada Ley Corta), unificación de criterios para regalías y prohíbe la reserva de nuevas áreas a favor de empresas públicas.

En el transcurso de los años se han publicado una cantidad significativa de decretos, regulaciones y disposiciones complementarias que no se enumeraron en los párrafos anteriores pero que indudablemente han afectado la previsibilidad y estabilidad del marco regulatorio.

Finalmente hay que destacar que en los últimos meses se han dado numerosos anuncios de inversión en exploración y desarrollo *shale* por parte de actores tanto locales como internacionales, fruto seguramente de ciertos pasos que ha dado la

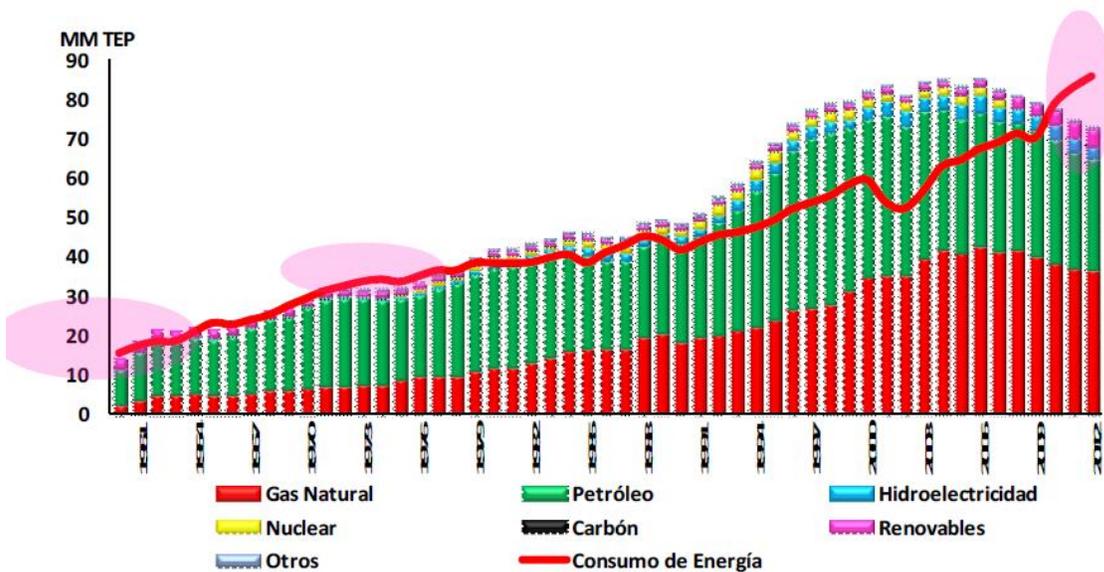


Argentina en los últimos años en la búsqueda de incentivos adecuados para el desarrollo de los recursos No Convencionales, por ejemplo, con la promulgación en octubre de 2014 de la Ley 27.007 y por otro lado una recientemente anunciada adenda a los Convenio Colectivo de Trabajo de petroleros y jerárquicos para la explotación No Convencional en la cuenca neuquina, acordada como consecuencia del diálogo entre el Gobierno Nacional, la Provincia de Neuquén, las empresas del sector y los Sindicatos. Adicionalmente también se ha hecho efectivo un esquema diferencial de precios para los hidrocarburos producidos mediante técnicas No Convencionales (tanto *shale* como *tight*) en la cuenca Neuquina el cual se describirá más adelante (Capítulo 1.4).

1.3.1. PERMISOS Y LICENCIAS

La Constitución Nacional en su artículo 124 establece que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en sus territorios. La Ley N° 17.319 y sus modificatorias conforman la base del marco de asociación entre el Estado (dueño de los recursos) y las empresas privadas. Asimismo se establece como autoridad concedente y de aplicación a las Provincias o a la Nación conforme sea el ámbito territorial provincial o nacional en que se encuentren los yacimientos de hidrocarburos.

Conforme la ley, el Poder Ejecutivo nacional será el responsable de fijar la política petrolera nacional con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad. Resulta claro entonces que el objetivo es procurar el autoabastecimiento energético, meta que en general se ha logrado a lo largo de historia, tal como se puede apreciar en el **Gráfico 5**, notándose que siempre se superó la restricción importadora con nuevas reglas que atrajeron inversión en petróleo y gas.

**Gráfico 5 – Oferta Primaria Local y Demanda Interna de Energía**

Fuente: Gerold

La ley establece que es competencia del Poder Ejecutivo (entre otras) determinar las zonas del país para promover las actividades petroleras, otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, asignar áreas reservadas para las empresas estatales y vedar zonas para tareas de reconocimiento superficial.

Los titulares de los permisos de exploración y/o concesiones de explotación tienen el dominio sobre los hidrocarburos extraídos y podrán transportarlos, comercializarlos e industrializarlos y comercializar sus derivados. La exportación debe ser previamente autorizada por el Poder Ejecutivo (una vez satisfechas las necesidades del mercado interno).

La selección de una empresa o grupo de empresas para la adjudicación de un área se hace a través de licitaciones públicas. El pliego contiene las bases que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas; el criterio adoptado para la adjudicación es la cantidad de trabajos exploratorios comprometidos.

Como se mencionara anteriormente, a partir de la promulgación de la Ley Corta, las provincias petroleras realizaron licitaciones y establecieron nuevos (y variados) criterios adicionales para la adjudicación como por ejemplo la participación



otorgada a la empresa provincial (GyP en Neuquén, EDHIPSA en Río Negro, Pampetrol en La Pampa, etc.) o regalías incrementales.

Con la modificación introducida a la Ley 17.319 en octubre 2014 se establece que la autoridad de aplicación nacional confeccionará un pliego modelo en colaboración con las autoridades provinciales, el cual servirá como base para futuras licitaciones. Se busca recuperar así el centralismo en la Secretaría de Energía de la Nación y la unificación de criterios.

En relación a los requisitos necesarios para calificar, los permisionarios o concesionarios deben poseer solvencia financiera y capacidad técnica adecuada. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente a criterio de la autoridad de aplicación, en particular el que ofrezca mayor inversión o actividad exploratoria. El Estado puede solicitar mejoras a las ofertas presentadas para alcanzar las condiciones que considera satisfactorias.

Los permisos de exploración confieren derechos exclusivos sobre el área adjudicada para realizar tareas de búsqueda de hidrocarburos. Los plazos máximos estipulados varían dependiendo del tipo de actividad (Convencional, No Convencional u Offshore) con períodos de entre 3 y 5 años, hasta unos máximos de 11 a 14 años.

En caso de éxito exploratorio, y si el titular del permiso determina que “... *de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables...*” el descubrimiento es comercialmente explotable, debe declarar ante la autoridad su voluntad de obtener una concesión de explotación, la cual deberá otorgársele dentro de los siguientes 60 días.

La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos que existan en el área otorgada. De conformidad con la última modificación de octubre 2014, se pueden solicitar concesiones convencionales y No Convencionales. Los plazos previstos para las concesiones de explotación son: 25 años para concesión de hidrocarburos convencionales, 35 años para hidrocarburos No Convencionales y 30 años para explotación en la plataforma continental o mar territorial.



Durante el plazo que dura la concesión, la empresa/empresas estarán obligados a ejecutar las inversiones necesarias para el desarrollo de toda la superficie del área con “...arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas...”.

También existen provisiones relativas a mitigar el impacto de la actividad petrolera, ya que la ley consigna que las empresas deberán adoptar las medidas necesarias para reducir perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones.

En la modificación de octubre de 2014 se limitó la posibilidad de reservar nuevas áreas por parte de las provincias o del Estado Nacional a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal sin que tales entidades o empresas participen en forma proporcional en las inversiones comprometidas (limitación del mecanismo de *acarreo*).

La norma también establece que los concesionarios de las concesiones de explotación tienen el derecho de solicitar prórrogas, las cuales se otorgan por el plazo de 10 años pero, con la particularidad que se podrán solicitar de manera indefinida. La autoridad de aplicación puede establecer para las eventuales solicitudes de prórrogas: (i) el pago de un bono cuyo monto máximo será el producto de multiplicar las reservas comprobadas remanentes por el 2% del precio promedio de la cuenca de los respectivos hidrocarburos durante los 2 años previos a la solicitud de prórroga, y (ii) el pago de una suma equivalente al 2,5% del monto de inversión inicial del proyecto, dirigido a Responsabilidad Social Empresaria (RSE).

En los últimos años se han llevado a cabo varias reconversiones de concesiones existentes de explotación convencional a No Convencional. Esto se logra por acuerdo entre el privado y la provincia donde el privado se compromete a ejecutar un plan piloto de inversiones que, “de conformidad con criterios técnico-



económicos aceptables”, tiene por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. Adicionalmente el concesionario abonará a la provincia las sumas correspondientes a bono (que resulta de un acuerdo comercial en este caso), RSE y el impuesto a sellos correspondiente, entre el 0.7% y 1% de la inversión comprometida. El privado obtendría por ello la concesión de explotación No Convencional por 35 del área o una fracción de la misma, según haya solicitado.

1.3.2. RÉGIMEN FISCAL GENERAL Y REGALÍAS

Las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Argentina están alcanzadas por el régimen fiscal general, que consiste en impuestos de orden federal, provincial y municipal.

Los principales impuestos que gravan la industria del petróleo y el gas a nivel nacional incluyen el Impuesto a las Ganancias (35%), el Impuesto al Valor Agregado (21%), el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (1%), Impuesto a los Débitos y Créditos (0,6%) y retención a dividendos (10%). Los impuestos provinciales incluyen Ingresos Brutos (tasa promedio del 2,5% pero varía de acuerdo a cada jurisdicción) e Impuesto de Sellos (1% en general, pero varía de acuerdo a cada jurisdicción).

Actualmente no se cuenta con retenciones a las exportaciones. Recientemente se han **eliminado los Derechos de Exportación a los hidrocarburos**, que fueron instituidos el 6 de enero de 2002 por el presidente interino Sr. Duhalde en la Ley 25.561 denominada de Emergencia Económica, prorrogada oportunamente por dos leyes específicas. Al vencerse la última prórroga, el Sistema María de Aduana asigna una alícuota de 0% a las exportaciones de hidrocarburos.

En forma adicional a los tributos generales, la Ley N° 17.319 establece el pago de regalías por la producción de gas y petróleo. El pago en efectivo (se prevé la posibilidad de entrega en especie) se obtiene a partir del producto de: i) valor del petróleo y/o gas en boca de pozo, ii) por la producción declarada mensualmente por el concesionario, iii) por la alícuota aplicable que puede variar entre el 12% y 18%, más alguna alícuota variable, dependiendo del cada concesión, el momento en que se acordó y las condiciones acordadas.



La reforma de octubre 2014 (considerando las particularidades de la explotación No Convencional) incluyó la posibilidad que el Estado pueda reducir la alícuota hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, y la posibilidad de reducción de hasta un 50% para proyectos de producción terciaria (proyectos que apliquen técnicas de recuperación mejorada de petróleo), petróleos extra pesados y proyectos costa afuera. Asimismo, se previó también que, en caso de prórroga de la concesión, corresponderá el pago de una regalía adicional de un 3% respecto de la regalía vigente al momento de la prórroga, con un máximo de hasta 18%.

La Ley 17.319 indica el destino de los montos recaudados en concepto de regalías: el Estado nacional reconoce en beneficio de las respectivas provincias dentro de cuyos límites se explotan yacimientos el monto total que perciba en concepto de regalías. No existe una articulación nacional sobre el destino de los fondos recaudados por regalías.

Las regalías son deducibles a los efectos del Impuesto a las Ganancias. Las amortizaciones, también deducibles, se cargan por el método de unidad de producción. En el caso de pérdida durante un año fiscal, la legislación general permite el traslado de la misma por un período de hasta 5 años siguientes. Es posible, en caso una empresa tenga participaciones en distintos permisos y concesiones, la consolidación de resultados de dichas áreas.

1.4. PRECIOS

El esquema de precios es una variable fundamental para el desarrollo de cualquier actividad económica y resulta necesario efectuar ciertas consideraciones de orden general para enmarcar la misma y darle un sentido en este trabajo.

Al igual que lo acontecido con el marco legal y contractual general, el precio del petróleo y el gas obtenido por los productores locales (tanto para el mercado doméstico como para la exportación) ha sido alterado sistemáticamente por la regulación impartida por las autoridades desde principios de la década del 2000.



Ha existido durante los últimos 15 años un complejo andamiaje constituido por cargos de exportación, resoluciones, programas y acuerdos de productores que determinan los precios efectivamente percibidos del petróleo y gas, los cuales a partir del 2002 han estado limitados a valores artificialmente bajos en relación a los respectivos marcadores internacionales, a excepción del petróleo que ha recibido un denominado “precio sostén” desde el desplome del precio internacional a fines del 2014. Las medidas, que en un principio fueron pensadas como transitorias frente a la crisis económica que enfrentaba Argentina a principios de la década del 2000, se prolongaron en el tiempo con profundos efectos sobre la oferta y la demanda.

Para el caso del gas, el precio local sumamente deprimido quitó incentivos a las empresas a invertir en exploración y desarrollo de reservas y, al mismo tiempo alentó el consumo, empujando al país a importar gas para suplir la brecha cada vez más significativa entre oferta y demanda desde el año 2008. La situación no resulta muy distinta en el caso del petróleo. A fin de revertir estas tendencias, se han implementado distintos mecanismos de incentivos a la exploración y producción vía mayores precios tanto para el petróleo como el gas.

Los precios internacionales del gas y (principalmente) del petróleo son sumamente volátiles. Si a esta condición intrínseca se le agrega mayor incertidumbre a través de la intervención en la fijación de precios, indudablemente resulta más complejo el desarrollo de esta industria extremadamente capital intensiva.

Actualmente y como se indicó anteriormente, luego del colapso de los precios del petróleo a partir de fines de 2014, el precio regulado interno de los líquidos ha quedado por arriba del precio internacional. En este contexto el gobierno de turno ha manifestado su intención de “normalizar” los diferentes mercados de productos energéticos, para lo cual en el mediano plazo buscaría tener un mercado abierto, transparente y poco intervenido. Entendiéndose por normalización de los mercados el lograr un equilibrio fluido entre demanda y oferta, ya sea ésta nacional o importada. La normalización implicará también que los precios y costos

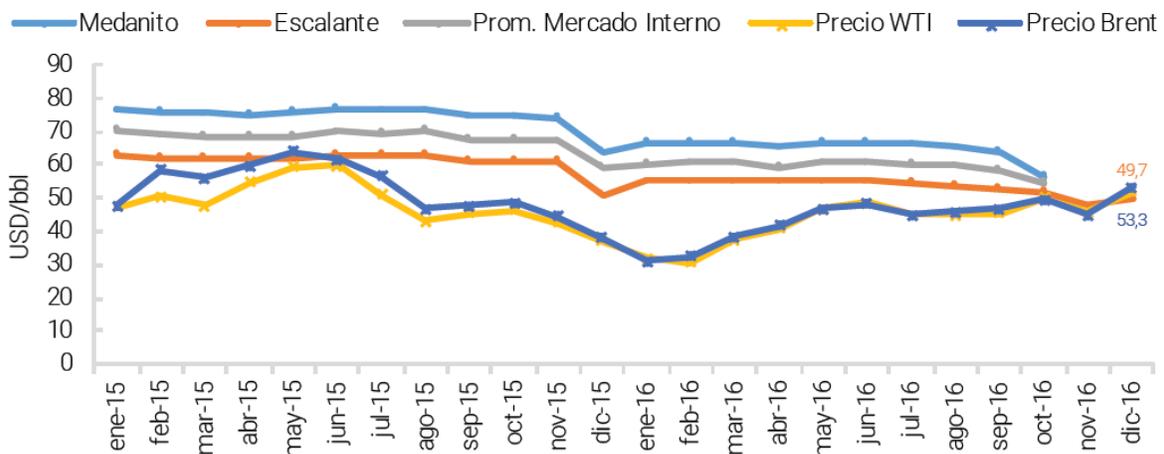


de los diferentes productos energéticos lograrán cerrar la brecha que los separan, reduciendo y potencialmente eliminando los subsidios implícitos y explícitos.

Desafortunadamente los años de regulación han ocasionado que cierta gimnasia del libre mercado se pierda, y ha provocado una dependencia total por parte consumo residencial y comercial del gas natural debido a sus precios artificialmente bajos. Cuando se produce el cambio de paradigma, y el precio internacional colapsa por debajo del local, se plantea una de las disyuntivas más importantes para el gobierno de turno respecto al tiempo que se necesitará para empalmar el precio local con el internacional y qué consecuencias traerá ello. Por el momento se ha planteado un sendero gradual considerándose el denominado “precio sostén”. Asimismo el precio internacional por el último año y medio se ha mantenido bajo, estabilizándose en el orden de los 50 USD por barril, como se puede apreciar a continuación en el **Gráfico 6**.

Gráfico 6 – Precio del Petróleo

-Mercado Interno e Internacional-



Fuente: MIMEM - Informe Trimestral de Coyuntura Energética - Cuarto Trimestre 2016

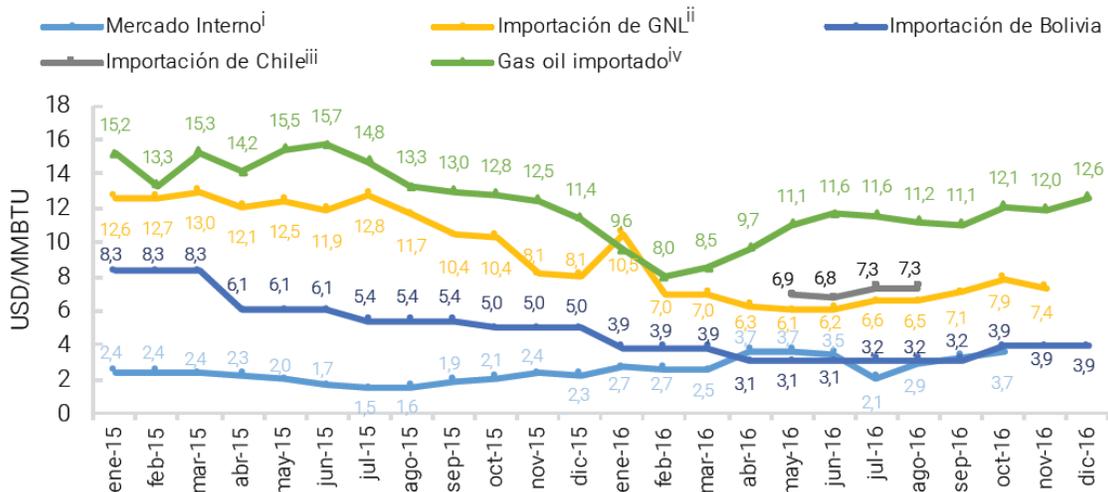
En enero de este año refinadores y los productores más grandes de petróleo firmaron un acuerdo de transición de precios del petróleo, con reducciones mensuales hasta julio y eventual mantenimiento en los niveles de 55 US\$/bbl para el tipo Medanita y 47 US\$/bbl para el tipo Escalante hasta fin de 2017. Lo que pasará luego todavía es materia a resolver por parte del gobierno.



A diferencia de lo acontecido con el petróleo, el precio del gas natural local se ha mantenido “artificialmente” bajo respecto al precio internacional y, específicamente, comparado con el precio de las importaciones (ver **Gráfico 7**). En este contexto se observa un fenómeno generalizado de caída de los precios internacionales, producto en cierta medida de la caída del precio del crudo - principalmente este efecto se da sobre el gas natural de Bolivia ya que sus contratos ajustan comparando con el precio del crudo-, y por otro lado que el LNG (gas natural licuado) ha ampliado su oferta en forma considerable, y la expectativa es que se siga incrementando como veremos más adelante. Este último efecto está causando que el gas natural sea visto por el mercado internacional como un “commodity” debido a que la tecnología en terminales de licuefacción y regasificación y barcos metaneros ha facilitado la disponibilidad de gas natural a nivel global. Previamente los mercados de gas natural eran regionales y el transporte solo era posible vía gasoductos, con lo cual las restricciones eran locales. Este nuevo paradigma de tecnología accesible ocasiona que el **mercado de gas natural sea global**, conectando productores-consumidores de manera extra regional.

Gráfico 7 – Precio del Gas Natural

-Mercado Interno e Internacional-



i: Precio promedio sin Plan Gas | ii: Incluye costo de regasificación y otros. | iii: Precio promedio en frontera.

iv: Principal sustituto del gas natural para la industria y la generación eléctrica.

Fuente: Informe Trimestral de Coyuntura Energética - Cuarto Trimestre 2016

En Marzo 2017 se emitió la Resolución 46 del Ministerio de Energía y Minería que establece un programa de incentivo a las inversiones en desarrollos de producción



de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (*"Tight Gas"* o *"Shale Gas"*) de la Cuenca Neuquina, con miras a acelerar el paso de la etapa piloto a la etapa de desarrollo de las concesiones de explotación correspondientes. Esta norma establece un horizonte de precios previsible por los próximos 4 años a los efectos de promover el incremento de las inversiones y la producción de hidrocarburos proveniente de reservorios No Convencionales. Para lo cual que establece un precio mínimo a la producción No Convencional, bajo ciertos condicionamientos, incluyendo el compromiso de inversiones por parte de las concesionarias. Los productores recibirán un subsidio que será equivalente a multiplicar la producción No Convencional por la diferencia de precio entre una escala decreciente de 7.5 US\$/MMBTU en 2018 - reduciendo 0.5 US\$/MMBTU por año hasta 6.0 US\$/MMBTU en 2021 -, y el precio promedio que obtengan de ventas al mercado por el gas natural proveniente de cualquier origen y cuenca.

1.5. MERCADO DE EMPRESAS DE SERVICIOS

La industria petrolera local se compone de diferentes actores: los gobiernos (nacional y provincial), las compañías operadores y otros inversores que participan a riesgo en las concesiones, las compañías de servicios petroleros y los sindicatos. Las empresas de servicios se han desarrollado a lo largo de la historia petrolera mundial y local. En Argentina se encuentran presentes varias de las más importantes empresas internacionales de servicios como Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes que operan a nivel global y poseen disponibilidad de tecnología de última generación además del conocimiento pormenorizado de la industria en sí. Adicionalmente hay numerosas empresas locales que brindan servicios en todos los frentes operativos, ya sea dando servicios o proveyendo materiales y equipamiento.

Para tener una idea de la actividad y dinamismo que está teniendo la industria un buen indicador es la cantidad de torres de perforación (*"Drilling rigs"*) que se encuentran activos en el país/cuenca. Por supuesto que al hacer una comparación entre diferentes países se puede cometer algunos errores ya que no se está teniendo en cuenta la potencia de los equipos ni la productividad de los pozos que

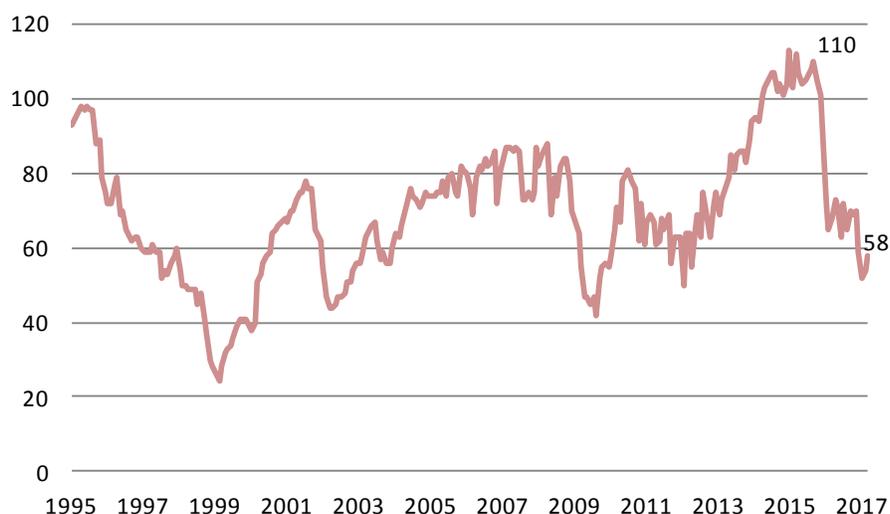


se perforan, pero a fin de cuentas es un indicador muy observado en la industria ya que marca el nivel de actividad en las inversiones de capital básicas como son las perforaciones de pozos.

Argentina ha promediado en los últimos 5 años una cantidad de 85 torres de perforación activas. Esto representa el cuarto lugar a nivel internacional, detrás de Estados Unidos –que ha tenido picos de 2.000 torres y actualmente se ubica en el orden de los 850, luego de haber caído a cerca de 400 a inicios del 2016-, Arabia Saudita y India –que promedian los 110 equipos- (Baker Hughes). Esto da cuenta de la importancia relativa que tiene la dinámica de la actividad en Argentina.

Cada una de estas torres de perforación requiere servicios en pozo, transporte de materiales, insume productos e infraestructura lo cual representa aproximadamente entre 100 y 300 personas -dependiendo del tipo de operación- trabajando en contacto directo diario con el pozo. El **Gráfico 8** da cuenta de la actividad de los últimos 22 años en la industria local, observándose una caída considerable en los últimos dos años pasando de tener 110 equipos activos en 2015 a cerca de la mitad en la actualidad. Esto marca la pauta de la disponibilidad actual de equipos y personal capacitado, a considerar en una posible negociación para aumentar la actividad basado en un proyecto determinado.

Gráfico 8 – Cantidad de Equipos de Perforación en actividad en Argentina

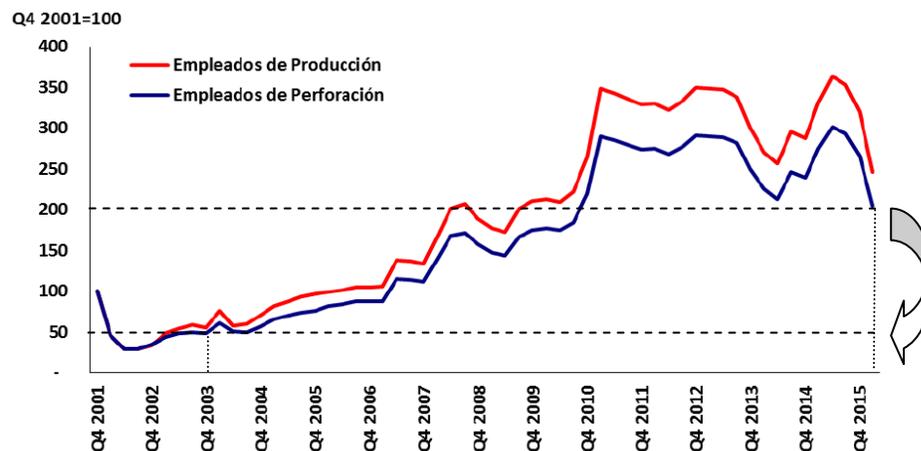


Fuente: Elaboración propia con datos de Baker Hughes Rigcount – Marzo 2017



Una preocupación constante en la industria ha sido el aumento de los costos de las empresas de servicio. Los niveles de costos actuales en dólares de la industria petrolera en todas sus cuencas son elevados en términos internacionales, y difieren considerablemente de los costos que a lo largo de décadas tuvo la actividad. Para dar una idea del desacople histórico de precios, para retornar a costos en dólares similares a los de 2003/2004 – periodo compatible con los precios internacionales actuales – sería necesaria una reducción del 75% en el costo en dicha moneda, tal como se muestra en el **Gráfico 9**.

Gráfico 9 – Costo Laboral relativo sector petrolero en Dólares



Fuente: G&G Energy Consultants

El incremento producido en los últimos 12 años se compone de aumentos nominales de salarios fuera de los parámetros promedio del país, y por beneficios sindicales variados incluidos en los Convenios Colectivos de Trabajo que incrementan notablemente los costos, especialmente en el subsector de exploración y producción. A esta situación se suma la pérdida de productividad de la explotación marginal de petróleo y gas natural en los yacimientos maduros del país.

En cuenca Neuquina los desarrollos complejos de *tight gas* y *shale oil/gas* poseen alta incidencia laboral por el régimen de trabajo impuesto en los Convenios Colectivos de Trabajo, con horas extras fuera de cualquier proporción. Teniendo esto en consideración es que a fines del 2016, el Gobierno Nacional impulsó el diálogo entre los distintos actores del sector para acelerar el desarrollo y la



producción del gas natural proveniente de reservorios No Convencionales en la Cuenca Neuquina y como consecuencia de dicho diálogo se acordaron sendas adendas a los convenios colectivos de trabajo de petroleros y jerárquicos con el fin de atender las particulares características de la explotación de gas natural proveniente de reservorios No Convencionales.

1.6. INFRAESTRUCTURA

Argentina cuenta con un extenso sistema de transporte y distribución de hidrocarburos. En el mapa de la **Figura 3** se visualiza el sistema de transporte de gas natural argentino, operado por 2 empresas - TGN (Transportadora de Gas del Norte) y TGS (Transportadora de Gas del Sur) -, creadas en diciembre de 1992, tras la privatización de la anterior empresa estatal Gas del Estado, que hasta ese momento tenía el monopolio de los servicios de transporte y distribución de gas natural en todo el país.

El transporte de gas natural está regulado por la Ley de Gas Nº 24.076 y por las licencias de Transporte y Distribución, estableciéndose para el servicio las siguientes características:

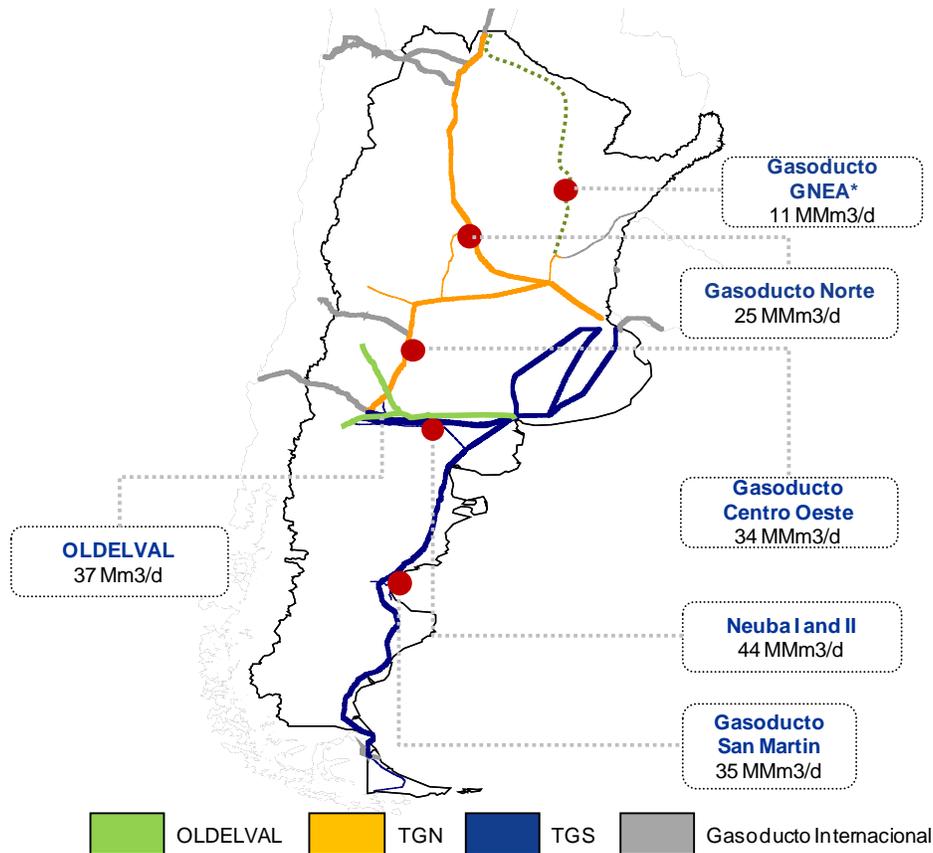
- Servicio de acceso libre a capacidad disponible (*open access*),
- Servicio no discriminatorio,
- Acceso a transporte firme por Concurso Abierto,
- No integración vertical y horizontal,
- Concesiones de transporte de gas natural por 35 años,
- Organismo gubernamental de contralor: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

El mercado nacional de gas natural cuenta con cinco gasoductos: Norte y Centro-Oeste operados por TGN y Neuba (de Neuquén-Bahía Blanca) I y II, y San Martín, operado por TGS. Además, hay varios ductos regionales más pequeños. Entre 1995 y 2001 Argentina construyó 11 gasoductos de exportación a Chile, Brasil y Uruguay.



Debido a la declinación de la producción local de gas natural, la capacidad de inyección disminuyó fuertemente a partir de 2004, con impactos significativos en el factor de utilización de los ductos nacionales y de exportación.

Figura 3 – Transporte de Hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia con datos de IAPG, ENARGAS, MIMEM, IHS y OLDELVAL

Como se menciona en el Capítulo 2.1.3., la Ley del Gas N° 24.076 y su reglamentación, junto con la Licencia, el Contrato de Transferencia, el Pliego para la privatización de Gas del Estado S.E. y las resoluciones emitidas por el ENARGAS establecen el marco jurídico en el que se desarrolla el negocio de las sociedades TGN y TGS. Las Licencias han sido otorgadas por un período original de 35 años que expiran en diciembre de 2027. No obstante, la Ley del Gas y la Licencia establecen que la Sociedad podrá solicitar al ENARGAS una renovación de la misma por un período adicional de diez años. El ENARGAS deberá evaluar



en ese momento el desempeño de la empresa transportista y formular una recomendación al Poder Ejecutivo Nacional.

Respecto al transporte de líquidos desde la cuenca Neuquina podemos mencionar que en diciembre de 1992 se constituyó como sociedad Oleoductos del Valle S.A., formada por YPF S.A. y Gas de Estado S.E.. Mediante concurso público internacional, YPF S.A. y Gas de Estado S.E. vendieron las acciones representativas del 70% del capital a un consorcio integrado por los más importantes productores de petróleo de la Cuenca Neuquina, el 30% restante se mantuvo en poder de YPF S.A. La concesión que se inició desde entonces y subsiste hasta el día de hoy, es de 35 años prorrogable por 10 años más y entre otras cosas favoreció el acceso al Oleoducto por parte del conjunto de productoras que operan y las que a futuro desearan operar, en esta cuenca Patagónica. Hoy en día Oldelval transporta el aproximadamente el 70% del petróleo producido en la cuenca Neuquina y el 30% de la producción del país.

De acuerdo a normativa vigente, el transporte de hidrocarburos debe cumplir con los siguientes conceptos básicos:

- Preferencia para el productor,
- Obligación de transportar a terceros sin discriminación y a la misma tarifa cuando exista capacidad vacante,
- Acceso abierto a las instalaciones concesionadas, sin discriminación y a igual tarifa en igualdad de circunstancias,
- Sistema de prorrateo de la capacidad disponible
- El transportista debe mantener el transporte de hidrocarburos en forma independiente de toda otra actividad,



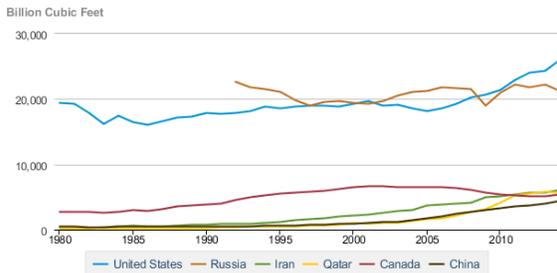
CAPÍTULO II: EL CASO DE EXPLOTACION NO CONVENCIONAL EN EE.UU.

En el presente capítulo se describirá el perfil de país de EE.UU., la importancia de los hidrocarburos para su economía y una reseña general de los sucesos que fueron causales del auge del desarrollo de los recursos No Convencionales *shale*. A continuación se realiza un análisis del marco regulatorio general y fiscal, describiendo las particularidades de la propiedad del derecho minero y las regalías. Luego se describirán las acciones tomadas por el estado con el objetivo de acelerar la curva de aprendizaje en diferentes técnicas de producción de hidrocarburos tendientes a transformar recursos en reservas. Finalmente se analizarán particularidades de los distintos mercados: productos/precios, los derechos mineros, productores, capital, servicios e infraestructura para identificar particularidades que contribuyeron al desarrollo del *shale* norteamericano.

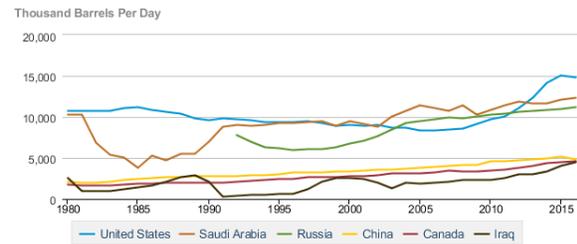
2.1. PETRÓLEO Y GAS EN ESTADOS UNIDOS

El petróleo se convirtió en una industria importante después del descubrimiento de petróleo en Oil Creek Pennsylvania en 1859. La importancia de este pozo no fue ser el primer pozo en producir petróleo, sino atraer la primera gran ola de inversión en perforación, refinación y comercialización de petróleo, estableciendo un suministro del petróleo en la cantidad suficiente para apoyar emprendimientos de magnitud.

Durante gran parte de los siglos XIX y XX, EE.UU. ha sido el mayor productor de petróleo del mundo. En los últimos años se ha consolidado como el mayor productor de petróleo y gas natural, con aproximadamente 15 millones de barriles por día de petróleo y 71 BCF por día (26 Tcf por año) de gas natural, de acuerdo a información de la EIA, como se puede apreciar en los **Gráficos 10 y 11**.

**Gráficos 10 y 11 – Producción de Petróleo y Gas Natural****Gas natural****2014 U.S. and other top 5, dry natural gas production**

eia Source: U.S. Energy Information Administration

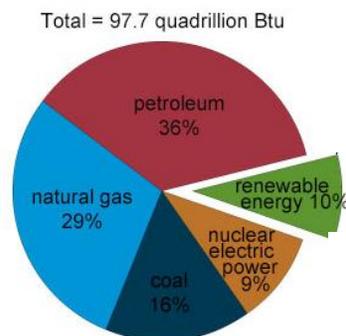
Petróleo**2016 U.S. and other top 5, total petroleum and other liquids production**

eia Source: U.S. Energy Information Administration

Fuente: EIA

Esto no da necesariamente al país una vocación de exportación, ya que su consumo supera la producción. Sin embargo, a pesar de que Estados Unidos es un importador neto, se han iniciado iniciativas en el Congreso para permitir exportaciones de energía, que estuvieron sujetas a prohibiciones de exportación de petróleo crudo desde 1973 y restricciones a la exportación de gas natural desde 1938. La prohibición de exportación de petróleo se eliminó a fines de 2015, luego de años de largo debate, donde la principal fuerza impulsora para cambiar esta prohibición fue el boom del *shale*.

Estados Unidos consume 97.7×10^{15} BTU o lo que es igual 2.5×10^{15} TOE, equivalente al 18% del consumo de energía primaria del mundo (539×10^{15} BTU) (EIA). Como se aprecia en el **Gráfico 12**, el 65% de esta energía es de origen hidrocarburífero, donde el 55% es petróleo y el 45% corresponde a gas natural.

Gráficos 12 – Consumo de Energía por Fuente*Fuente: EIA*

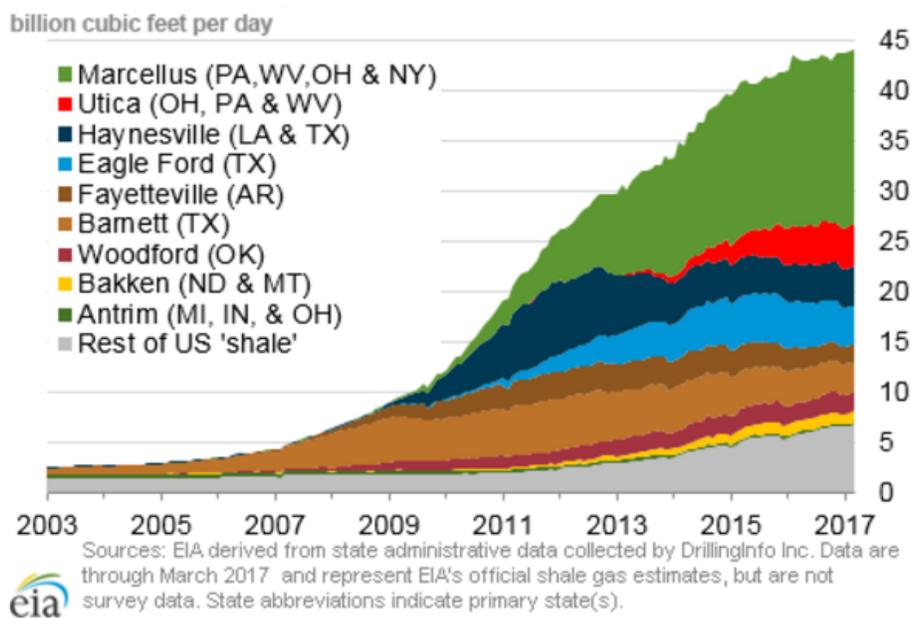


2.2. RESEÑA GENERAL DEL NO CONVENCIONAL EN ESTADOS UNIDOS

2.2.1. UN POCO DE HISTORIA

Como se puede observar en el **Gráfico 13**, el desarrollo *shale* vanguardista en Barnett (Texas) para 2009 representaba aproximadamente la mitad de la producción de gas natural de *shale* en Estados Unidos, siendo superior en más de 4 veces a la zona que lo seguía en producción. Esto denota un desarrollo temprano en Barnett por sobre las otras áreas de interés, lo cual fue clave y sentó las bases para el desarrollo posterior que se dio justamente en el resto del país. Pero este desarrollo de Barnett no fue una cuestión circunstancial, sino que fue un proceso que tomó más de dos décadas de investigación y desarrollo (I + D), favorecido por ciertos incentivos fiscales y finalmente potenciado por condiciones comerciales más favorables. Hoy en día el total de gas natural de *shale* producido en el país se ha multiplicado por 5 veces desde el 2009. Se debe considerar también que varias cuencas con poca o nula actividad en aquel momento como Eagle Ford, Haynesville, Utica y principalmente Marcellus producen actualmente en su conjunto el 67% del gas de *shale* del país, mientras que Barnett representa el 7%.

Gráficos 13 – Producción de Gas natural de Shale por Región

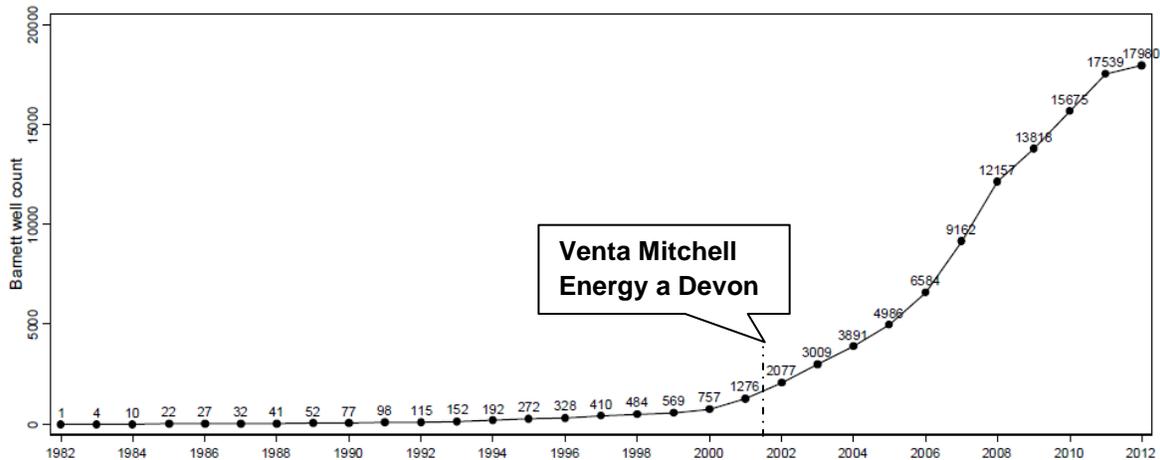


Fuente: EIA



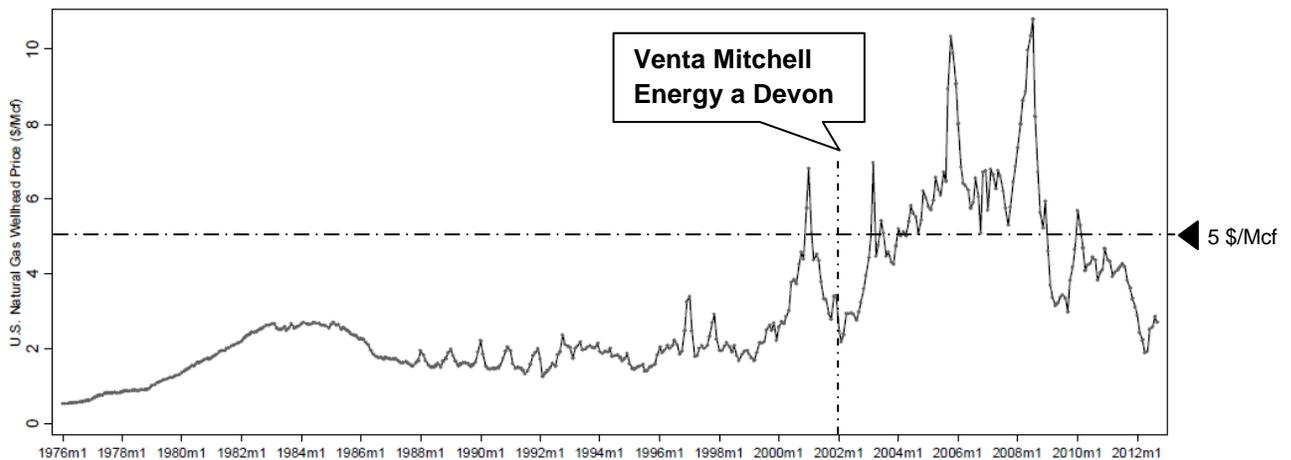
Según Wang and Krupnick (2013) el impulsor del desarrollo del *shale* en Estados Unidos fue una empresa llamada Mitchell Energy, que desde 1981 a 1995 completó 264 pozos de gas en Barnett, cuando sus competidores -8 en total- solo habían completado 10. Cabe aclarar que Barnett era una cuenca que contaba con escasa o nula producción y no presentaba mayor interés para tanto empresas privadas como el estado, evidenciándose esto en que no había sido considerada en los estudios que se realizaron en la época donde se identificó las áreas de mayor interés y potencial gasífero.

Siendo Mitchell una empresa de renombre en el mercado americano, y contando con operaciones significativamente más importantes en otras cuencas productivas, se lanzó a este emprendimiento donde básicamente hizo un negocio inmobiliario. Durante los primeros años, y dado el escaso interés generalizado que había en el área, Mitchell Energy fue adquiriendo “*leases*” o arrendamientos de explotación en forma económica. Con el tiempo, luego de haber adquirido una gran cantidad de leases, el desarrollo de la tecnología y la experiencia que fue realizando permitió que el valor de los leases se multiplicara. En el Enero 2002 otra empresa norteamericana, Devon Energy, adquiere Mitchell Energy por 3.500 millones de dólares. Esta adquisición envió una señal muy fuerte al mercado respecto al gran potencial de Barnett, pero lo que realmente impulsó el auge del desarrollo de Barnett fue la utilización generalizada de algunos desarrollos tecnológicos como la perforación horizontal, el mapeo de la microsísmica de fractura, las imágenes 3-D y ciertas técnicas de fractura masiva utilizadas por Mitchell. Esto se puede apreciar en el **Gráfico 14**, donde se ve un importante incremento de los pozos productivos en Barnett:

**Gráfico 14 – Pozos Productivos Barnett Shale**

Fuente: Powell Barnett Shale Newsletter

Por supuesto que uno de los mayores drivers de este incremento en la actividad fue el mejoramiento sustancial de los precios luego del 2000. Hasta entonces el precio había estado en el orden de los 2 US\$/Mscf, para luego incrementar de manera significativa manteniéndose en gran parte de la década del 2000-2010 por arriba de los 5 US\$/Mscf, como se puede apreciar en el **Gráfico 15**. Dado el éxito que alcanzó la tecnología de perforación y fractura combinado con los altos precios del gas, numerosos actores comenzaron a participar de la actividad del *shale* atraídos por una alta expectativa de ganancia. Estos competidores ingresaron con inversiones significativas en las formaciones existentes y otros nuevos, lo cual explica gran parte del desarrollo acelerado del *shale* gas durante la década del 2000. Los altos precios del gas natural entre 2003 y 2008 son explicados por la declinación de la producción convencional y una economía americana con una tasa de crecimiento fuerte. Para fines de la década el desarrollo en *shale* gas hizo incrementar sustancialmente las reservas, representando una mayor oferta de gas natural, lo que causó que los precios vuelvan a bajar.

**Gráfico 15 – Precio Gas Natural Estados Unidos**

Fuente: EIA – Natural Gas Data

Años más tarde, allá por el 2007 la empresa EOG, entre otras, que había estado profundamente involucrado en el desarrollo de gas de *shale*, pero siendo un actor que apareció más tarde que los pioneros, comenzó a volcar sus esfuerzos a la búsqueda de lograr la explotación comercial del petróleo *shale*. Algo más difícil de obtener ya que se trata de un líquido muy diferente en propiedades físicas al gas. Por ello había cierto escepticismo en los grupos técnicos que trabajaban el tema en la industria en general.

Así es como EOG se puso en la búsqueda de los sitios donde aplicar la tecnología que Mitchell Energy había desarrollado para el gas de *shale*, sumado a ciertas mejoras y adaptaciones. Lo que encontraron fue el *shale* de Eagle Ford en el sur de Texas, corriendo desde Austin hacia el sur y hacia el oeste hasta México. Era una formación que se sabía contenía mucho petróleo, pero la industria lo había ignorado porque las compañías que habían operado ahí no pudieron encontrar una manera económicamente viable de producir el crudo. EOG pasó un año firmando contratos de arrendamiento (“leases”) de hidrocarburos con los dueños de la tierra y perforó su primer pozo a principios de 2009, utilizando las mismas técnicas de perforación horizontal y fractura hidráulica que resultaron tan eficaces para el gas. Los resultados fueron un rotundo éxito. En abril del año siguiente, EOG pudo decir a los inversionistas que había encontrado reservas de cerca de 900 millones de barriles de petróleo (EOG Resources, 2010)

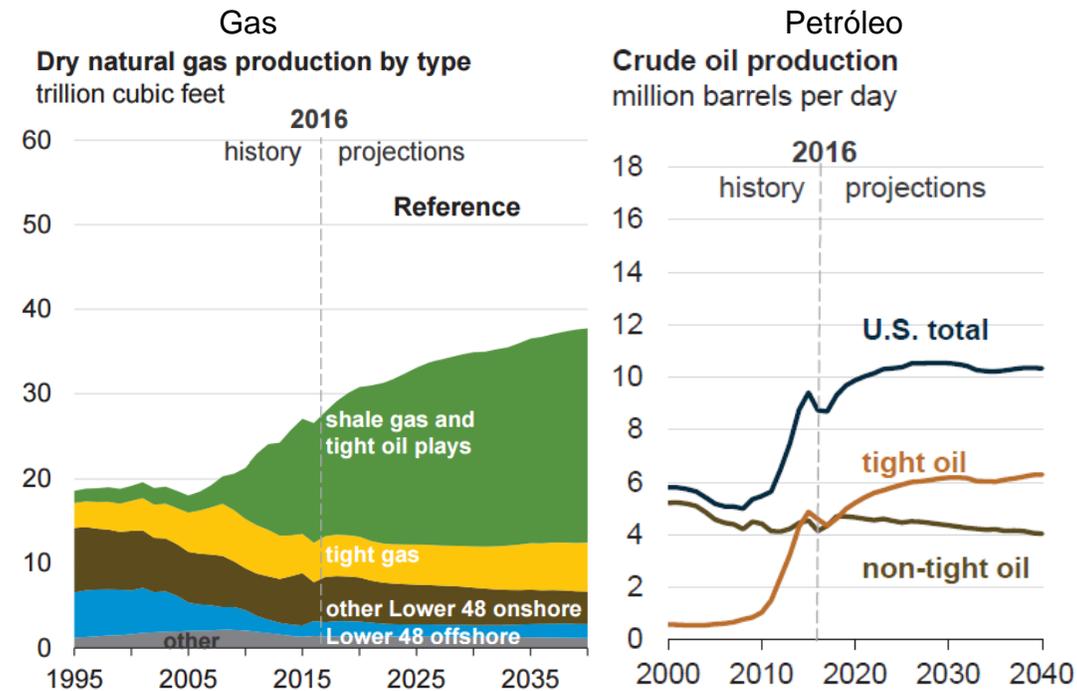


2.2.2. LOS RESULTADOS DE LA REVOLUCIÓN DEL *SHALE*

La “revolución” del *shale*, como se lo ha denominado en diversas publicaciones, fue fundamental para transformar a Estados Unidos en una economía que está alcanzando el autoabastecimiento (incluso el superávit) de petróleo y gas, con las implicancias que ello tiene para la economía del país y el mundo.

La producción No Convencional fue central en el incremento de la producción en USA. Como se puede apreciar en el **Gráfico 16**, la producción de gas natural estuvo relativamente estable en el período comprendido entre 1995 y 2005. Al término de ese lapso Estados Unidos producía 65.7 Bcf/d de gas natural y 5.4 MMbo/d de petróleo. Por aquellos años se construyó infraestructura para importar 11 Bcf/d de gas natural vía terminales de *LNG*, que pronto se volvieron ociosas. A partir del 2005 comenzó a tomar impulso la revolución del *shale*, incrementándose la producción de gas de 2 Bcf/d en 2005 a 36.4 Bcf/d en 2015 (18x), y de petróleo “*tight oil*” de 0.5 MMbo/d en 2005 a 4.5 MMbo/d en 2015. (EIA, 2017)

En el año 2015 Estados Unidos produjo 74.2 Bcf/d de gas natural y 9.4 MMbo/d de petróleo y condensado, comenzó a incrementar sus exportaciones por medio de gasoductos a Canadá y Méjico y adicionalmente en 2016 comenzó a exportar *LNG* por medio de terminales localizadas en la costa del Golfo. Hoy en día se cuenta con una capacidad de exportación de 1.6 Bcf/d vía dos terminales y se encuentran en construcción 7 terminales con una capacidad de 10 Bcf/d a ponerse en marcha en los próximos años (**Anexo II**). Se puede apreciar en el **Anexo III** la perspectiva exportadora de Gas Natural en formato *LNG*. (FERC, 2017)

**Gráfico 16 – Producción de Hidrocarburo por Tipo**

Fuente: EIA - Annual Energy Outlook 2017

Varios estudios realizados por analistas de IHS estiman que la industria de gas No Convencional contribuyó a la creación de 2,1 millones de puestos de trabajo en EE.UU. y que el impacto de la nueva actividad en el sector aumentará esa contribución llegando a 3,3 millones para fines de la década, y casi 3,9 millones para el 2025.

Adicionalmente, el boom del shale gas está generando una explosión de inversiones en la industria petroquímica, sobre todo en el USGC, donde hay proyectos en marcha o por comenzar que representan inversiones por U\$S 80 Bln.

2.3. ORGANIZACIÓN Y MARCO REGULATORIO GENERAL

2.3.1. PRINCIPIOS GENERALES

Los recursos de gas y petróleo en Estados Unidos son propiedad de privados, a diferencia de otros países donde los recursos naturales son del estado. Los derechos mineros como el gas y el petróleo son de los individuos, empresas o entidades gubernamentales que son dueños de la superficie del terreno. Como derecho privado de propiedad, los individuos pueden conservar su derecho sobre



la superficie del terreno y vender o arrendar (“*lease*”) sus derechos sobre el gas y el petróleo.

Los sectores de exploración y producción de hidrocarburos de los Estados Unidos operan en un mercado libre sujeto a las regulaciones gubernamentales de salud, seguridad y medio ambiente. Aunque se alienta a satisfacer las necesidades energéticas con la producción nacional y a mejorar la seguridad energética nacional, no existen políticas gubernamentales específicas que promuevan la producción de petróleo o gas. Las inversiones de capital son estimuladas por las fuerzas del mercado durante un alza de los precios de los productos básicos y simultáneamente caen durante la caída de los mismos.

Los recursos hidrocarburíferos por fuera del continente, es decir los recursos off-shore principalmente los del Golfo de Méjico, son controlados por varias agencias gubernamentales con el fin de asegurar un desarrollo seguro y ambientalmente responsable, y el pago de regalías de producción e impuestos para el beneficio público.

2.3.2. ¿QUIÉN REGULA LA EXPLOTACION DE PETRÓLEO Y GAS?

El gobierno de Estados Unidos no tiene una política nacional de energía. Los estados individuales han desarrollado políticas con objetivos específicos, principalmente referentes al cuidado del medio ambiente, así como promoviendo el mayor recupero de los recursos dentro del estado.

La regulación de la exploración y desarrollo de petróleo y gas *on-shore* es gobernada por las agencias administrativas del estado correspondiente (por ejemplo, la Railroad Commission of Texas). Cada estado tiene su propia agencia regulatoria o agencias que controlan cosas tales como: la distancia entre los pozos petroleros y los límites de propiedad para proteger los derechos de los terratenientes adyacentes, prevención de residuos, cuestiones de salud y seguridad.



Los estados individuales también tienen autoridad sobre la tributación de la producción de petróleo y gas que ocurre dentro del estado. 33 de los 50 estados dentro de los EE.UU. produjeron hidrocarburos en 2014. (EIA, 2017)

Adicionalmente, varias agencias del Gobierno Federal de los Estados Unidos regulan la producción de petróleo y gas en las aguas del Golfo de México, así como la exploración de petróleo y Gas en tierras federales.

2.3.3. DERECHOS SOBRE EL PETRÓLEO Y GAS

Estados Unidos reconoce que los derechos de petróleo y gas a una parcela en particular son propiedad de particulares, entidades corporativas y tribus nativas americanas. Sin embargo, los gobiernos locales, estatales o federales también pueden poseer derechos de superficie y derechos sub-superficiales de petróleo y gas. A menos que sea explícitamente limitado por escritura u otro instrumento, los derechos de petróleo y gas son **propiedad del propietario de la superficie**.

Los derechos del petróleo y del gas en las aguas costa afuera del golfo de México son poseídos por el gobierno estatal o federal (dependiendo de la distancia de la costa) y arrendados a las compañías petroleras para el desarrollo.

Los derechos de explotación de petróleo y gas pueden ser separados por una escritura de los derechos de superficie, lo que resulta en una **división entre superficie y el petróleo o gas debajo de ella**. El derecho de producir petróleo puede separarse del derecho a producir gas, y se pueden hacer más separaciones para individualizar horizontes de producción de otros horizontes potencialmente o realmente productores. Una vez separados de la propiedad de la superficie, los derechos de petróleo y gas pueden ser comprados, vendidos o transferidos, como otros bienes inmuebles.

El desarrollo de petróleo y gas No Convencional, utilizando la combinación de perforación horizontal y fractura hidráulica masiva, se ha producido principalmente en propiedad privada o en tierras tribales de nativos americanos, solo menos del 10% se desarrolló en tierras estatales (ya sea nacionales o de los estados).



2.3.4. CARACTERÍSTICAS CLAVE DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Los derechos de desarrollo de hidrocarburos en los Estados Unidos se transmiten generalmente mediante contratos privados, como un contrato de arrendamiento (entre el propietario de los minerales y la entidad que explorará y/o desarrollará el petróleo y el gas) o un acuerdo de operación conjunta (*JOA* por sus siglas en inglés) entre la empresa de exploración/explotación y otros propietarios que tienen participación en el negocio. Los arrendamientos (o “leases”) pueden ser otorgados a la entidad que ejecutará la actividad hidrocarburífera por el propietario real de los derechos de petróleo y/o gas.

Los “leases” de derechos hidrocarburíferos privados suelen estar sujetos a negociaciones privadas y confidenciales. Los leases de terrenos públicos generalmente se acuerdan basándose en un proceso de licitación pública y competitiva, y se otorgan sobre la base de las mejores condiciones ofrecidas.

2.3.4.1. PLAZO DEL CONTRATO

Los contratos de arrendamiento de petróleo y gas en los Estados Unidos suelen estar sujetos a dos duraciones distintas:

- Un plazo de años durante el cual el arrendatario puede explorar y desarrollar la propiedad sin pagar regalías sobre la producción.
- Si el petróleo y / o el gas se descubren en cantidades suficientes para generar pagos de regalías al arrendador / propietario (conocido como producción en cantidades pagadas *-production in paying quantities-*), el arrendamiento continuará mientras el petróleo y / o gas se produzca en la propiedad arrendada.

2.3.4.2. BONO Y REGALÍAS

La mayoría de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas otorgados en los Estados Unidos, ya sean de particulares o de terrenos locales, estatales o federales, están sujetos a una cuota inicial (o bono) para que el arrendador



otorgue el *lease* para perforar potenciales pozos durante el período inicial, y posteriormente recibir regalías de la producción.

Los bonos para firmar contratos de arrendamiento pueden variar desde unos pocos dólares por acre de terreno arrendado a decenas de miles de dólares por acre arrendados, dependiendo de la ubicación de la propiedad, la competencia por el arrendamiento y la historia de producción circundante de la propiedad compensada.

Las REGALÍAS de producción también son negociables y varían en casa caso. Los derechos de producción más comunes son el 12,5% de la producción, aunque pueden darse casos de regalías hasta, e incluso más de 25% (EY, 2015). Muchos estados han adoptado leyes mínimas de regalías que requieren que un contrato de *lease* de petróleo y gas pague al menos un 12,5% de regalías.

Las regalías se calculan sobre la producción bruta (es decir, el precio bruto recibido por el petróleo y / o el gas vendido de la propiedad) o después de la deducción de los costos de postproducción (PPC por sus siglas en inglés). PPC típicos incluyen el costo asociado con: Producción de petróleo y / o gas, Tratamiento, Procesamiento, Transporte y Cargos de comercialización.

2.3.5. RÉGIMEN FISCAL

Los estados individuales pueden, o pueden optar por no hacerlo, colocar un impuesto sobre la extracción de petróleo y / o gas producido dentro del estado. Los impuestos estatales sobre la producción se recaudan a menudo como *ad valorem* (es decir, impuestos a la propiedad) sobre el valor del petróleo y / o gas producido y vendido de la propiedad dentro del estado. Las empresas que se benefician de la extracción y venta de petróleo y / o gas también están sujetas a impuestos locales, estatales y / o federales sobre los ingresos por producción. Los Estados Unidos **no tienen un impuesto nacional** sobre la producción de hidrocarburos.

El derecho del gobierno a los beneficios económicos es generalmente similar al de los individuos: es objeto de contrato, no de ley. Esta es una característica única del sistema de Estados Unidos y es diferente a la de otros países, donde el



gobierno puede obtener un beneficio económico, por ejemplo, de regalías sobre la producción. En aquellos casos en que una entidad gubernamental local, estatal o federal de los Estados Unidos es el propietario de los derechos de petróleo y / o gas, y arrienda esos derechos para el desarrollo, el arrendamiento que transmite los derechos a un operador incluirá una regalía de producción pagadera a la entidad propietaria.

Los aranceles sobre la importación o exportación de petróleo y gas dependen del país de origen. Con Canadá y México hay gran actividad comercial, combinando el 96% de todas las importaciones y el 100% de todas las exportaciones de gas. En 1994, el Tratado de Libre Comercio de América del Norte eliminó todas las tarifas y aranceles sobre el comercio de petróleo y gas entre Estados Unidos, Canadá y México. Pero esto puede verse modificado a futuro dado el incremento de exportación de LNG que se estima para los próximos años.

Existen ciertas ventajas fiscales asociadas con la exploración y producción de petróleo y gas, como la capacidad de deducir los costos de perforación intangibles como un gasto comercial actual. El tratamiento fiscal de los gastos de producción de petróleo y gas es el mismo para el desarrollo convencional y No Convencional. En el **Anexo IV** se muestra un ejemplo del régimen fiscal en Texas, EE.UU..

2.3.6. REGULACIÓN PARA EL TRANSPORTE POR DUCTO

La mayoría del petróleo y gas producidos en los Estados Unidos es transportado por tubería/ducto, aunque algunas cantidades son transportadas por camiones cisterna o ferrocarril. La jurisdicción reguladora dependerá de si la tubería está ubicada completamente dentro de un estado, o la tubería cruza una línea estatal.

Los gasoductos ubicados totalmente dentro de un estado son regulados por el estado. Las comisiones de servicios públicos regulan la localización de la tubería, la construcción, el mantenimiento y las normas de seguridad, y fijan las tarifas basadas en una demostración del uso público y de la necesidad.

Los ductos que cruzan líneas de estados y por lo tanto se considera que están involucrados en el comercio interestatal están regulados por el Comité Federal



Regulador de Energía (FERC). Este organismo regula la construcción de tuberías interestatales determinando el uso público y la necesidad de la tubería (es decir, asegurarse de que no sea una tubería redundante o innecesaria y asegurar que la construcción de la tubería no suponga riesgos de salud, seguridad o ambientales durante la construcción y operación), y lleva a cabo audiencias de tarifas y establece las tarifas para las tuberías reguladas.

Estados Unidos tiene una extensa infraestructura de interconexión de líneas locales de recolección, líneas de transporte y distribución a nivel estatal y líneas de transporte de petróleo o gas interestatal reguladas federalmente.

2.4 EI ROL DEL ESTADO EN EL DESARROLLO DEL NO CONVENCIONAL

La escasez de gas natural, cuyas consecuencias se estudiarán en el siguiente capítulo (2.5. PRECIOS), llevó a las agencias federales a establecer programas de I + D sobre gas natural No Convencional (Wang & Krupnick, 2013). Este recurso resultó de particular interés ya que para 1968, cuando las reservas de gas natural comenzaron a disminuir, la Oficina de Minas de los EE.UU. comenzó a examinar la cuestión de cómo explotar los recursos de gas No Convencionales. En la década de 1970, varios estudios importantes encomendados por distintos organismos estatales sugirieron que los recursos del gas natural No Convencional podrían ser muy grandes y que los esfuerzos para su desarrollo debían ser fomentados y subsidiados.

Estas políticas sobre el gas natural No Convencional se dieron en el marco de la crisis energética de los años setenta. El embargo petrolero de 1973 estimuló al gobierno federal a comenzar a adoptar una serie de políticas para hacer frente a la crisis energética, incluyendo la consolidación y expansión de los programas de I + D relacionados con la energía. Una ley federal en 1974 creó la ERDA (Administración de Investigación y Desarrollo de la Energía) fusionando varios programas de investigación que corrían en forma separada.

En octubre de 1977 se creó el DOE (Departamento de Energía de Estados Unidos) para consolidar en un organismo las responsabilidades de los programas de política energética y I + D, incluidos los de la ERDA y las responsabilidades



relacionadas con la energía de los Departamentos de Agricultura, Comercio, Vivienda y Desarrollo Urbano y Transporte. El presupuesto para la investigación energética, especialmente para los programas de energía fósil, aumentó significativamente.

2.4.1. PROGRAMAS I + D

Hoy en día, son tres de las tecnologías que se consideran fundamentales para el desarrollo del gas de *shale*: **perforación horizontal, imagen sísmica tridimensional (3D) y tecnología de fracturación.**

Según Wang & Krupnick (2013) estas tecnologías surgieron como consecuencia del programa de investigación de gas natural No Convencional iniciado por la ERDA en el año 1976 y continuado por el DOE en 1978. Otra organización sin fines de lucro, el Instituto de Investigación en Gas (GRI por sus siglas en inglés) también planeó, llevó a cabo y financió programas de I + D en toda la cadena del gas natural (producción, transporte, almacenaje y consumo).

El programa de DOE en gas de *shale* ayudó a desbloquear esta nueva, importante y significativa fuente de suministro de gas natural. Revitalizando la perforación y el desarrollo del gas de *shale* en la cuenca Apalachian, ayudó a iniciar el desarrollo de otras cuencas de gas de *shale* previamente examinadas y tomó la iniciativa de demostrar una tecnología de producción y extracción de gas de *shale* mucho más eficiente y de bajo costo. Los proyectos de I + D del programa fueron ejecutados por los centros tecnológicos del DOE, laboratorios nacionales, universidades y empresas privadas.

El beneficio obtenido del programa de gas de *shale* provino de la producción incremental de gas natural a partir de formaciones *shale* que se pueden atribuir al programa. El aumento de la producción de este gas natural, desde que se inició el programa, fue grande: la producción anual total de gas de esquisto fue de 70 Bcf en 1978, 200 Bcf en 1992 y 380 Bcf en 1998. Sin embargo, el aumento de la producción no se debió únicamente al Programa de gas de *shale*. Los incentivos de precios, los créditos fiscales, otros programas de I + D, y también las empresas privadas contribuyeron.



2.5. PRECIOS

En la historia de los Estados Unidos hay varios períodos de escases de recursos, principalmente gas, que fueron consecuencia de políticas de fijación de precios. Esta intervención federal de los mercados energéticos en EE.UU. comenzó en la década de 1930 y continuó hasta los años setenta. Una serie de leyes importantes y acciones ejecutivas buscaban controlar los precios de la energía, restringir la competencia y limitar las importaciones.

A finales de los años setenta, los encargados de formular políticas comenzaron a invertir el rumbo y a desregular en gran medida los mercados del petróleo, el gas natural y el carbón.

Actualmente los precios de las materias primas para el petróleo y el gas no están regulados dentro de los Estados Unidos. El petróleo y el gas se venden en el libre mercado como contratos de futuros, o se negocian en mercados de materias primas regulados, como la Bolsa Mercantil de Chicago o la Bolsa Mercantil de Nueva York. Existe un sólido mercado de cobertura dentro del sector financiero estadounidense para los contratos de materias primas. Los productores locales de petróleo también pueden vender directamente a las refinerías ubicadas en los Estados Unidos. Los productores de petróleo y gas también pueden vender directamente a usuarios finales comerciales y residenciales.

Los precios de hidrocarburos en el mercado norteamericano siguen el marcador WTI -West Texas Intermediate- para el petróleo y Henry Hub para el gas natural. Estos indicadores sirven de referencia para toda la industria, incluso a nivel internacional.

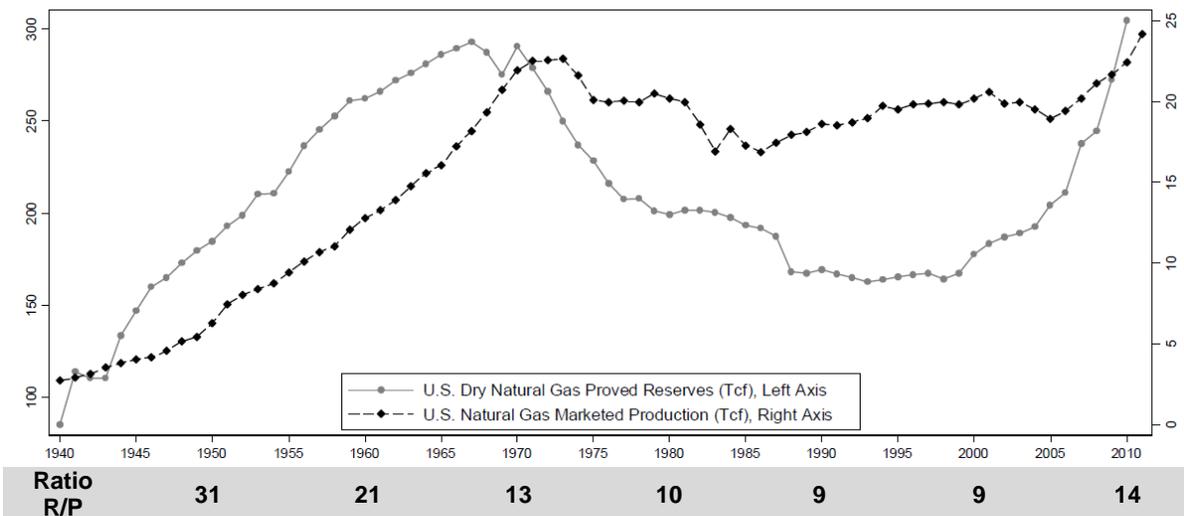
2.5.1 EFECTO DEL PRECIO EN EL DESARROLLO DEL NO CONVENCIONAL

El catalizador de las políticas sobre el gas natural No Convencional fue la grave escasez de gas natural en los años 70. El mercado del gas natural en los años sesenta y setenta se caracterizó por la regulación del precio máximo que resultó en disminución de producción y reservas. En ese entonces se fijaron precios máximos al gas natural en niveles por debajo de los precios de equilibrio que



surgirían en un mercado competitivo, estimulando así la demanda y desincentivando la oferta. La escasez apareció primero en las reservas de gas natural. El **Gráfico 17** muestra las reservas probadas anuales y la producción comercializada de todos los tipos de gas natural en los Estados Unidos de 1940 a 2010. La reserva probada de gas natural alcanzó su punto máximo en 1967 y registró rápidas caídas en los años setenta.

Gráfico 17 – Reservas y Producción de Gas Natural en EEUU



Fuente: EIA

El ratio entre reservas y producción comenzó a disminuir mucho antes: 31 en 1950, 21 en 1960 y 10 en 1980. La escasez de la producción se hizo evidente a mediados de los años 70. Puede observarse que el nivel absoluto de producción alcanzó su máximo en 1973 y exhibió una tendencia a la baja inmediatamente luego de ese año.

La severa escasez de gas natural condujo a la aprobación de la Ley de Política de Gas Natural de 1978 (NGPA, por sus siglas en inglés), que requería el retiro gradual de los controles de precio en cabeza de pozo y proporcionó precios incentivos para desarrollar la producción de gas natural, incluyendo gas natural proveniente de fuentes No Convencionales.

La Sección 107 de la NGPA preveía la fijación de precios de incentivo para el gas natural con "alto costo" de producción proveniente de ciertos recursos *shale*, otros



recursos No Convencionales y cualquier otro gas que la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) determinara que poseen altos costos de extracción. Los precios en boca de pozo para estas producciones fueron desregulados en noviembre de 1979. Esta desregulación creó una gran ventaja para estos incipientes recursos de gas. A principios de los años ochenta, este gas natural desregulado se vendía a más del doble del precio del gas natural regulado.

Como consecuencia de la crisis del petróleo de 1979 se sancionó una ley que proporcionó créditos fiscales para la producción de hidrocarburos de origen No Convencional. Los pozos de gas No Convencionales que se extendieron entre 1980 y 1992 aplicaron para los créditos tributarios y la producción de pozos elegibles continuó recibiendo crédito hasta el 31 de diciembre de 2002.

El tamaño de los créditos fiscales para el *shale* se determinó mediante una fórmula que consideraba que los créditos iban a tener efecto cuando los precios del petróleo eran tan bajos que limitaban la competitividad de la producción No Convencional. Los productores de gas tenían que elegir entre los incentivos de precios o los créditos fiscales.

2.5.2. LA DINÁMICA DEL MERCADO DE PRECIOS INTERNACIONAL

El escenario mundial actual propone una dinámica muy interesante en cuanto al impacto de la producción del petróleo de *shale* en los precios de hidrocarburos. En los últimos años el *shale* norteamericano ha causado una sobreoferta mundial que ocasionó el colapso del precio del petróleo a fines del 2014. Actualmente debido a la gran cantidad de producción que es capaz de inyectar al mercado y la baja significativa de los costos, los productores de *shale* norteamericano se han colocado como el productor “marginal” de la industria. Esto significa que el *breakeven* que tenga la producción de petróleo de *shale* comparará con el precio del marcador internacional para hacer entrar o salir proyectos.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC) históricamente ha establecido el precio del petróleo estableciendo el régimen de producción y exportación de sus campos. Estos países dan cuenta del 71% de las reservas probadas de petróleo mundiales y el 41% de la producción (BP, Junio 2016).



Organizados de esta manera funcionan como un bloque de proveedores de materia prima, centralizando un poder de venta muy importante para la industria. Actualmente dada la baja en los precios del petróleo, la OPEC ha decidido aplicar recortes en producción, que viene cumpliendo y ha hecho que los precios se estabilicen en torno a los 50 dólares por barril. Pero esta hegemonía se ha visto amenazada por la intensidad del desarrollo norteamericano.

Se estima que para 2020 se necesitará adicionar 5 millones de barriles con nuevos proyectos para satisfacer la demanda, de los cuales el 80% sea con proyectos de *shale*, según un estudio publicado por Wood Mackenzie (Marzo 2016), con *breakeven* entre 60 y 70 dólares por barril.

2.6. MERCADO DE LA TIERRA

Como hemos destacado en el **Capítulo 2.3**, los derechos sobre los hidrocarburos son propiedad del dueño de la superficie. Esta característica del mercado hizo que el desarrollo del *shale* en Estados Unidos esencialmente se desarrolle en terrenos privados con derechos sobre los hidrocarburos que existen en sub-superficie. La atomización de la oferta de tierras, y por consecuencia, de los derechos sobre los hidrocarburos ha generado un mercado muy líquido, tendiendo a un mercado eficiente, donde si bien los contratos son privados y confidenciales, hay disponibilidad de información y posibilidad de arbitraje en forma constante.

En los inicios de la explotación No Convencional las zonas de interés *shale* fueron zonas de poco o nulo interés convencional. Considerando esto, la propiedad privada de la tierra contribuyó al desarrollo del *shale* gas ya que ofreció a las empresas emprendedoras de gas natural un método para obtener rendimientos razonables de sus primeras y “tempranas” inversiones en innovaciones tecnológicas necesarias para desarrollar una nueva formación de *shale*. Las empresas pioneras encontraron que podían arrendar (mecanismo de “*lease*”) grandes extensiones de tierra a precios bajos, y los arrendamientos se volvieron más valiosos a medida que el costo de la extracción de gas disminuyó. Es a través de la adquisición de tierras, no de las innovaciones per se, que los actores que se anticiparon obtuvieron sus retornos financieros para sus inversiones iniciales. Sin



embargo, este mecanismo no es perfecto. Una consecuencia del arrendamiento privado de tierras es que la ubicación de los pozos no está coordinada y, por lo tanto, probablemente no sea óptima. También permite especular a las empresas mediante el alquiler de la tierra sin hacer inversiones sustanciales de I + D, aunque las empresas necesitan perforar algo en la tierra en pocos años para mantener el contrato de arrendamiento.

2.7. MERCADO DE PRODUCTORES

Un largo debate se centra en si las empresas grandes o pequeñas son más propensas a innovar. El caso del desarrollo del gas de *shale* en los EE.UU. no encaja con esta simple dicotomía “pequeña o grande”. Mitchell Energy era “pequeña” comparada con las principales compañías internacionales de petróleo y gas, pero era “grande” comparada con las típicas empresas de gas natural.

La explotación de gas de *shale* es una de las industrias más intensivas en capital, y la historia de desarrollo de Mitchell Energy en Barnett sugiere fuertemente que las pequeñas empresas de gas natural no tienen la capacidad, financiera o técnica para realizar importantes inversiones de riesgo en la tecnología de gas de *shale*. De hecho, fueron grandes empresas independientes de gas natural (por ejemplo, Mitchell Energy, Devon Energy y Republic Energy) las que hicieron grandes inversiones en la etapa inicial del desarrollo del *shale* gas y Estados Unidos tenía - y tiene- un número considerable de empresas grandes independientes de gas natural. Las grandes empresas petroleras, que son mucho más grandes que cualquier empresa independiente de gas natural, tenían la capacidad, pero no invirtieron en forma temprana en el *shale* gas. Para las grandes empresas petroleras, el *shale* gas era menos atractivo como opción de inversión que el petróleo y el gas convencionales.

2.8. INFRAESTRUCTUR Y DISPONIBILIDAD DE AGUA

Infraestructura: Estados Unidos ya contaba con una extensa red de gasoductos para transportar gas natural al mercado antes de que el *shale* gas se convirtiera en un importante recurso. También fue importante la política de acceso abierto (o



en inglés “*free access*”) a los gasoductos interestatales (así como a las instalaciones de almacenamiento de gas natural) como resultado de una serie de normas de la FERC en los años ochenta y principios de los noventa. Anteriormente los gasoductos interestatales vendían capacidad de transporte y gas natural como un producto empaquetado, pero la nueva política de acceso abierto limitó a los gasoductos interestatales para ofrecer servicios de transporte solamente, de manera no discriminatoria en una base “*first come, first serve*”, lo cual ayudó a crear un mercado mayorista de gas natural más competitivo.

Disponibilidad de Agua: La fractura hidráulica o “fracking” de los pozos de *shale* y tight requiere varios miles de metros cúbicos de agua por pozo. En los Estados Unidos, el agua necesaria para fracturar ha estado generalmente disponible, aunque en algunas áreas la escasez es una preocupación creciente. Por ejemplo, la sequía de 2011 en Texas, la peor en más de un siglo, obligó a las compañías de gas natural, especialmente a las del área *shale* de Eagle Ford, a comprar agua a los agricultores y municipios y a reciclar los fluidos de fracturación. La escasez en el norte de Colorado en la primavera de 2012 llevó a un conflicto entre las compañías de petróleo y gas y los agricultores, ya que las compañías de petróleo y gas podrían superar a los agricultores en las subastas de excedentes de agua. Por lo tanto, aunque la disponibilidad de agua aún no ha sido una limitante en la explotación del *shale*, podría ser restrictiva en el futuro.

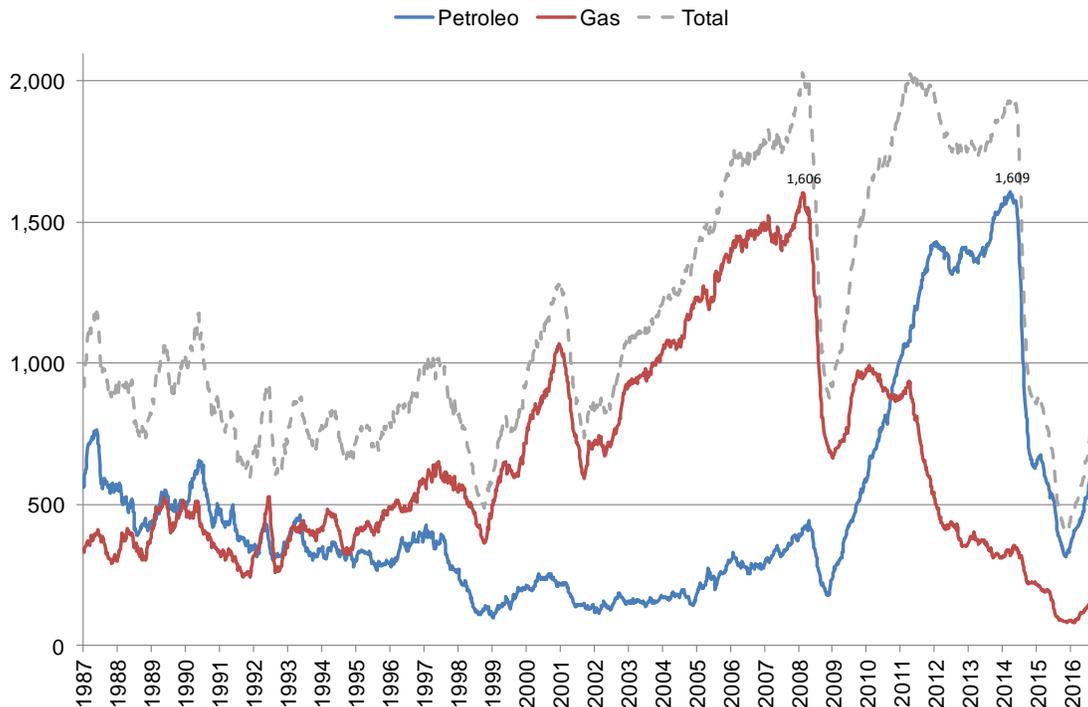
2.9. MERCADO DE EMPRESAS DE SERVICIOS

La disponibilidad de los equipos de perforación es un factor clave para el desarrollo de la actividad E&P, y ha sido un factor crítico en el desarrollo de los recursos No Convencionales en USA. Previo la crisis del 2009, Estados Unidos registraba el máximo histórico de torres dedicados a la perforación de objetivos gasíferos, con 1606 equipos en actividad, como se observa en el **Gráfico 18**. En este caso, el incremento de los equipos en los años 2000 originó los pozos que permitieron el despegue de la producción *shale*. Asimismo, para las actividades de petróleo se registró un máximo de 1609 equipos activos previo al último colapso de precio internacional hacia fines de 2014. Las dos rampas de incremento



sustancial de actividad que se visualizan en el gráfico debajo son coincidentes con el incremento de la actividad *shale* para cada uno de los productos, petróleo y gas respectivamente. Justamente la gran actividad es una de las causantes del colapsos del precio internacional de los hidrocarburos, en 2009 coincidente con el incremento sustancial de las reservas y la crisis financiera internacional del 2008-2009, y a fines de 2014 el colapso del precio del petróleo por sobreoferta dado justamente por la gran actividad *shale* en Estados Unidos.

Gráfico 18 – Cantidad de Equipos de Perforación Activos



Fuente: Elaboración propia con datos de Baker Hughes Rigcount – Marzo 2017

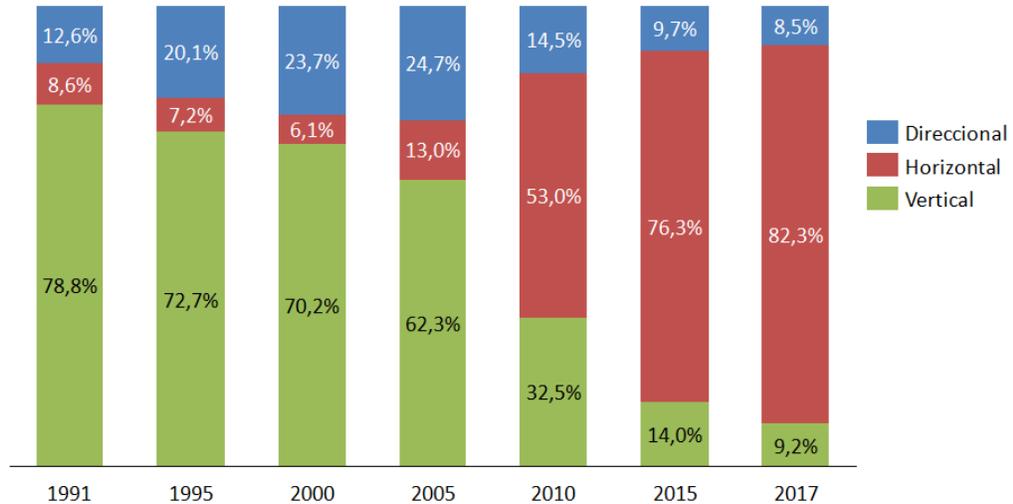
Este indicador de la actividad está fuertemente correlacionado con la suba de producción y con el precio del crudo.

Como es de esperar, el considerable incremento de equipos de perforación, dada las características de producción que tienen los pozos No Convencionales -alta producción inicial seguido de una declinación abrupta- hacen necesario un alto nivel de actividad con el objetivo de mantener e incluso incrementar la producción. Asimismo, como se puede apreciar en el **Gráfico 19**, hay una fuerte especialización de los equipos a lo largo de los años. Esto evidencia la alta



actividad *shale* en el creciente porcentaje de equipos con tecnología para hacer pozos horizontales, los cuales son propios de este tipo de operación.

Gráfico 19 – Equipos de Perforación Activos por Tipo



Fuente: Elaboración propia con datos de Baker Hughes Rigcount – Marzo 2017

2.10. MERCADO DE CAPITALES

El mercado de capitales ha desempeñado un papel clave en el desarrollo del *shale*. Sin embargo, existen distintas teorías y argumentos respecto a este papel. No es objetivo de este trabajo, pero a modo conceptual se pueden distinguir tres etapas: i) de 1980 a 2000; ii) desde el 2000 hasta a la crisis financiera global del 2008-2009, y ii) una posterior a 2009.

Entre 1980-2000 Mitchell Energy, como muchas otras empresas del rubro, se apoyó en el mercado de capitales (por ejemplo, préstamos bancarios convencionales, oferta pública de acciones, oferta de bonos públicos y colocación privada) para recaudar fondos para perforar petróleo y gas y para compra de “leases” realizando un negocio inmobiliario, más que petrolero. Sin embargo, Mitchell Energy levantó esos fondos debido a que tenía otros negocios rentables que le permitieron hacerlo, aunque su desarrollo de *shale* gas perdió dinero durante muchos años.



En la segunda etapa, en los años 2000, después del despegue del auge del *shale* gas, las empresas y entidades financieras proporcionaron a algunas empresas de gas natural grandes cantidades de capital para perforar, y facilitaron un número considerable de acuerdos en los que las grandes empresas de petróleo y gas compraron a las (relativamente) pequeñas empresas dedicadas a la perforación de *shale* gas.

Finalmente, posterior al 2009 se le adjudica al mercado de capitales haber financiado proyectos a tasas muy bajas, lo cual muchos actores concluyen que ha sido la única manera de hacer viable las inversiones en *shale*, pero aun así han destruido valor para el accionista. Para ampliar al respecto referirse al blog de Art Bergman o a la presentación de David Einhorn (Greenlight Capital, May 2015).

2.11. OTROS FACTORES

Varios otros factores también han contribuido al desarrollo del *shale* en los Estados Unidos. La infraestructura vial está generalmente disponible; Los pozos de inyección subterráneos para la disposición de las aguas residuales han estado generalmente disponibles; La topografía de la mayoría de las cuencas de *shale* es favorable; La mayoría de las formaciones de *shale* se encuentran en áreas con baja densidad de población y con una historia de desarrollo convencional de petróleo y gas, aunque en algunos lugares las densidades de población son relativamente altas.



METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

La presente tesis es del tipo descriptiva dado que el **objetivo general consiste en determinar las acciones que deben ser aplicadas en Argentina para viabilizar un desarrollo pleno de los recursos No Convencionales, teniendo en consideración las condiciones que se dieron en Estados Unidos** para hacer posible el desarrollo de sus recursos. Asimismo, es un trabajo no experimental, puesto que se basa en el estudio de la potencialidad de Vaca Muerta, identificado como un recurso hidrocarburífero No Convencional, y la comparación con el caso norteamericano de desarrollo de este tipo de recursos, dado que este último ha sido el único país que ha logrado producir estos hidrocarburos en forma comercial y a lo largo de varias cuencas productivas extendidas por todo el país.

Para ello se utilizaron fuentes secundarias como organismos Públicos tal como la base de datos, estadísticas e informes de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, el Ministerio de Energía y Minería (MIMEM), el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), e informes de las consultoras IHS, Wood Mackenzie, Accenture, G&G Consultants (Daniel Gerold); asimismo se realizaron entrevistas no estructuradas con los técnicos que trabajan in situ en Vaca Muerta y personas claves que desempeñan funciones técnicas y gerenciales en algunas de las empresas con mayor cantidad de acreage prospectivo en Vaca Muerta (YPF, Pluspetrol, Total) y consultores y asesores de algunos gobiernos provinciales y referentes dentro del IAPG. Finalmente se utilizaron artículos periodísticos y entrevistas periodísticas de público conocimiento que fueron realizadas a referentes en materia energética, entre las que se puede de destacar la realizada al Ministro de Energía y Minería -Ing. Juan José Aranguren- en el marco de la visita realizada junto con el Presidente Macri a Houston, EE.UU., para promocionar Vaca Muerta.



CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE LA POTENCIALIDAD DE VACA MUERTA

Basado en los datos obtenidos de distintas fuentes, en el presente capítulo se explica la importancia que tiene el recurso No Convencional *shale* de Vaca Muerta; se describe la reciente historia argentina con el No Convencional, se desarrollan particularidades del mercado de productores, de las concesiones y de la infraestructura, que resultan factores claves para entender la estructura actual del mercado donde se pretende desarrollar este recurso.

3.1. POTENCIALIDAD DE VACA MUERTA

Como se indicó en el **Capítulo 1.2.2** Vaca Muerta cuenta con una potencialidad de 308 Tcf de recursos recuperables *shale* gas, los cuales para tener una dimensión de lo que representa se hacen las siguientes comparaciones:

- Argentina es el país que más gas consume en la región, y el volumen de recursos de *shale* gas significarían 170 años de consumo actual;
- En términos de barriles equivalentes, equivaldrían al 20% de las reservas de petróleo de Arabia Saudita (266.000 MMbo) (BP, June 2016)
- Valorizado a precio de ~5 US\$/MMBTU -promedio de las importaciones de gas de Bolivia en los últimos años-, equivaldría a tres veces el producto bruto de la Argentina del año 2016.

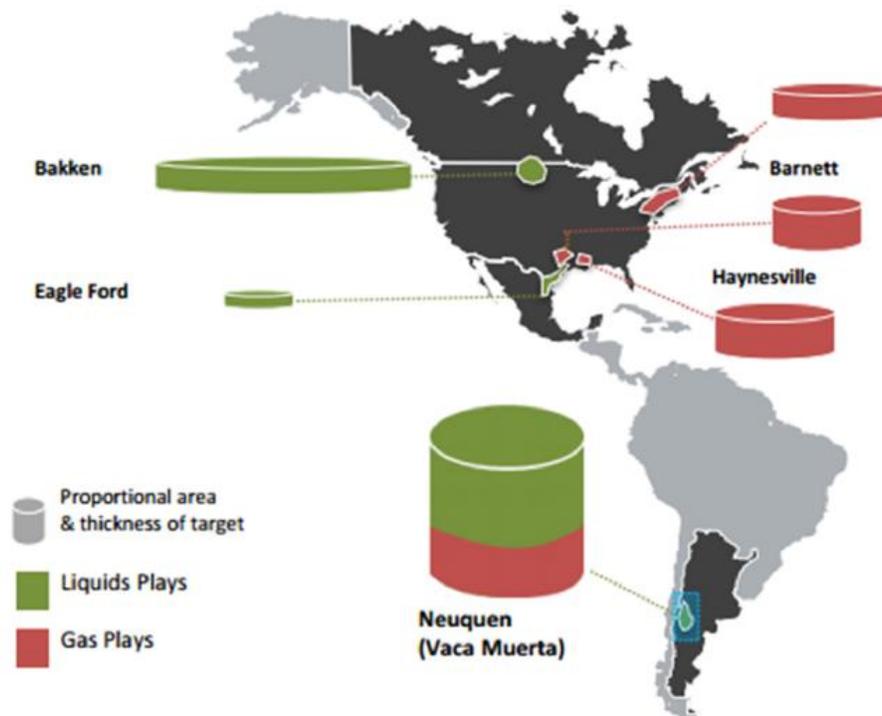
Según un informe de la consultora Accenture (2014), un desarrollo intensivo del *shale* de Vaca Muerta impulsará el crecimiento en otras industrias intensivas en gas, como por ejemplo refinación de petróleo, la petroquímica, la generación de energía, y también las industrias metalúrgica y siderúrgica. De esta manera podría dar inicio a un proceso de re-industrialización para el país en base a disponibilidad y menores precios de gas, transformando así el mapa industrial de la Argentina, fortaleciendo a algunas industrias intensivas en energía –mediante aumentos de competitividad- y, a su vez, creando otras nuevas. Según la consultora con el desarrollo de Vaca Muerta se podrían crear cerca de 20.000 nuevos puestos de



trabajo por año, en un país donde, por ejemplo, la creación total de puestos de trabajo en 2013 fue de 150.000.

En la siguiente **Figura 4** se muestra un comparativo de área y espesor de Vaca Muerta frente a las formaciones más productivas de EE.UU., donde se puede observar que el recurso argentino compara muy bien en las variables de volumen como son el espesor y la extensión superficial. Otra de las características de Vaca Muerta es que tiene potencialidad de producir tanto petróleo como gas en cantidades significativas, lo cual representa una diversidad de recursos para manejar el portfolio de inversiones interesante, frente a lo que ocurre en EE.UU. por ejemplo donde por lo general hay preponderancia de uno de los productos a producir.

Figura 4 – Comparativo de Vaca Muerta con el *Shale* de Estados Unidos



Fuente: IAPG Houston, 2015

La formación Eagle Ford en Estados Unidos puede ser considerada como análoga debido a la similitud en las características técnicas, teniendo Vaca Muerta un espesor y extensión significativamente superior (35.000 km² para Vaca Muerta vs 8600 km² para Eagle Ford). Asimismo, ambas formaciones tienen zonas con

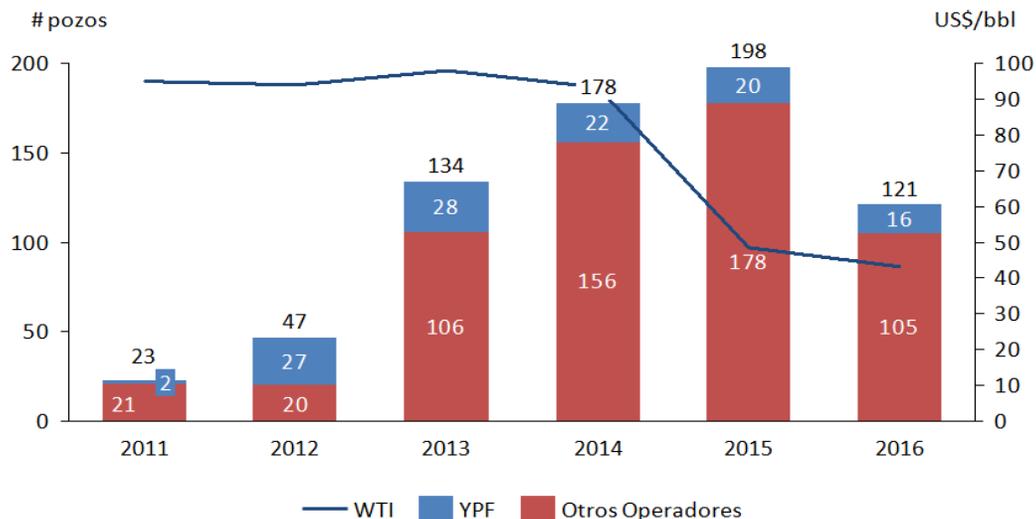


potencial de todos los productos posibles (petróleo, gas húmedo / condensado y gas seco), como se puede apreciar en los mapas de los **Anexos V y VI**, una particularidad que los diferencia del resto de las zonas de interés que en su mayoría tienen predominio de un solo producto.

3.2 LA RECIENTE HISTORIA ARGENTINA CON EL SHALE

En los últimos años se han publicado numerosos estudios técnicos y económicos que dan cuenta del potencial *shale* de Vaca Muerta. Con YPF a la vanguardia, el mercado local se lanzó en el camino del aprendizaje en lo que significa el desarrollo del *shale* local. Entre enero 2011 y diciembre 2017 se han perforado y completado 701 pozos a Vaca Muerta. Como se observa en el **Gráfico 20**, también hubo varias iniciativas de otras empresas que a un menor ritmo fueron desarrollando actividad.

Gráfico 20 – Pozos Shale Perforados y Completados a Vaca Muerta



Fuente: Elaboración Propia con información de G&G Consultants

En 2016 el total de pozos perforados y completados es un 40% menor que en 2015, debido al efecto combinado del cambio en la técnica de perforación –como veremos a continuación- y al colapso en el precio del petróleo a nivel internacional y pese a que el mercado local seguía recibiendo un precio mayor al internacional.

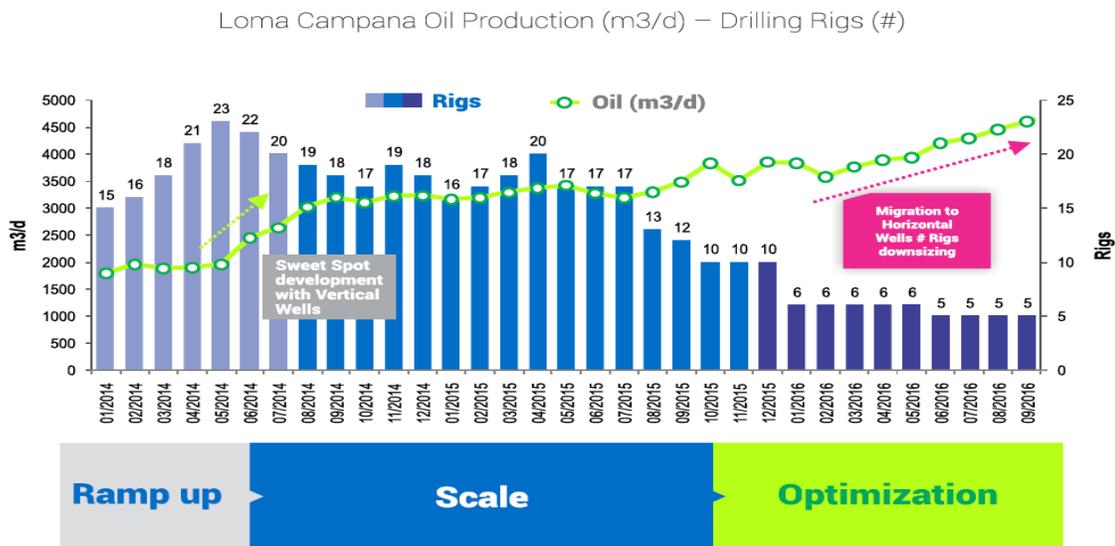
Del total de pozos a Vaca Muerta el 90% -unos 631 pozos- se encuentran activos en producción, constando de 560 de petróleo y 71 de gas. Los restantes pozos



están cerrados debido a la escasa producción. De los pozos de petróleo activos 502 son operados por YPF y 58 por otras Operadoras. En Loma Campana, YPF-Chevron tienen 478 pozos en operación (de los 496 completados), 363 en Loma La Lata Norte donde se desarrolló el “sweet spot”⁶ con pozos verticales, y 115 en la sección este de Loma Campana, donde se desarrolló con pozos horizontales.

Como se visualiza en el **Gráfico 21**, en Loma Campana YPF desarrolló por los primeros 3 años el denominado “sweet spot” del yacimiento perforando 363 pozos verticales en la zona oeste de del bloque denominada “Loma La Lata Norte”. Se puede también apreciar en el gráfico la notable actividad, con más de 15 equipos de perforación trabajando por un período considerable no logró un incremento sustancial de la producción en forma sostenida.

Gráfico 21 – Producción y Equipos de Perforación en Loma Campana



Por ello y en el marco de la curva de aprendizaje y buscando mejorar en eficiencia y productividad, a partir de mediados de 2015 se priorizó otra zona hacia el este planteando un desarrollo con pozos horizontales y 18 etapas de fractura. En esta zona se perforaron 115 pozos a diciembre 2016. Esto ha posibilitado que la acumulada de los pozos se incremente en un 33% en petróleo y un 37% en gas. Un trabajo constante hacia la estandarización y optimización de las operaciones

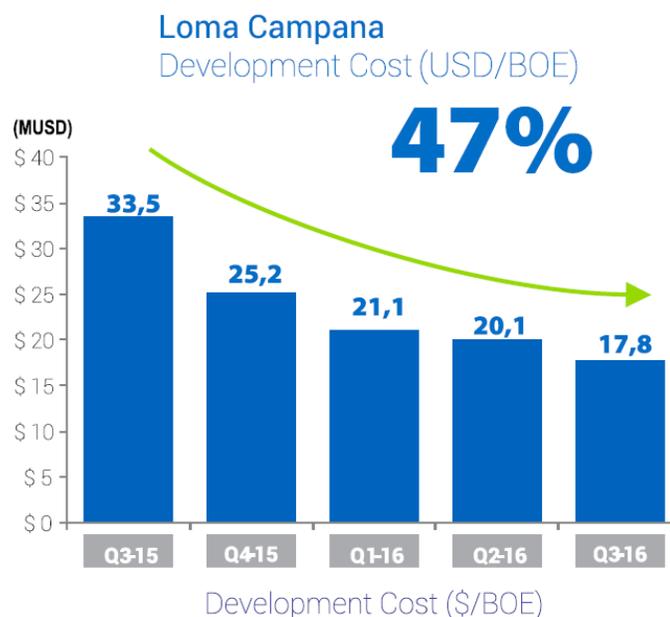
⁶ Zona de la formación geológica con mayor potencial de producción de hidrocarburos.



en Loma Campana estaría logrando aumentar la producción en forma consistente aun habiendo disminuido en forma significativa la cantidad de equipos de perforación.

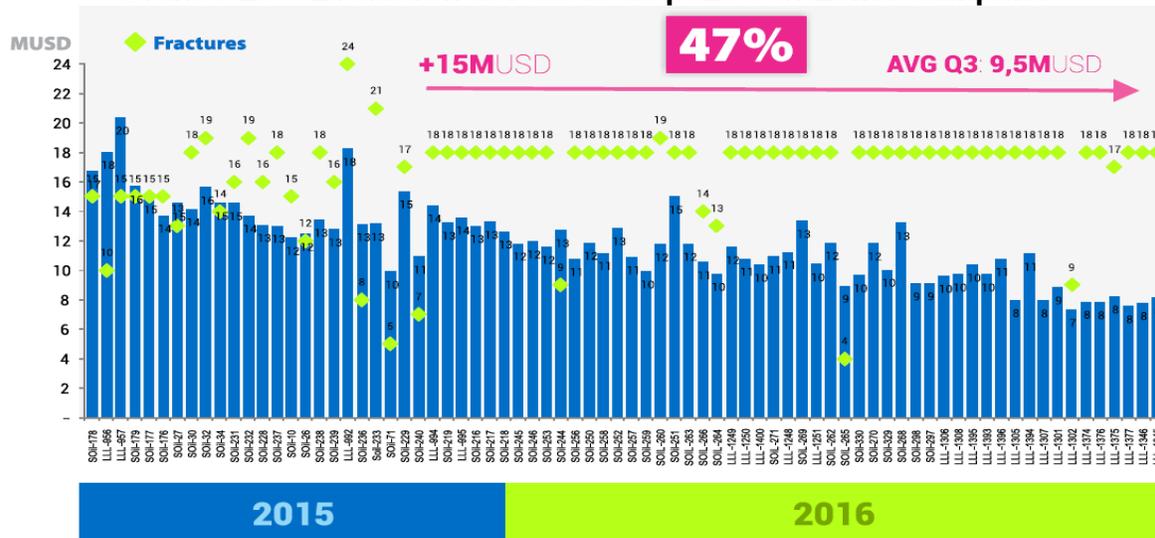
Esta mejora en el diseño de los pozos, la mejora en la producción por pozo y del yacimiento, y considerando el aumento en la acumulada indicado anteriormente, ha posibilitado disminuir de manera significativa el costo de desarrollo de los pozos, como se puede observar en el **Gráfico 22**.

Gráfico 22 – Evolución del costo de desarrollo de YPF



Fuente: YPF

Loma Campana es el yacimiento con mayor actividad en Vaca Muerta con lo cual hoy en día es el más representativo de lo que sería un desarrollo No Convencional en Argentina. Finalmente, como se puede apreciar en el **Gráfico 23** debajo, la estandarización en el diseño de la construcción de pozos, la ejecución y la terminación de los mismos con 18 etapas de fracturas ha posibilitado una disminución de costos por pozo de un 47%, desde 15 millones de dólares a 9.5 millones de dólares.

**Gráfico 23 – Evolución del costo de pozos en Loma Campana**

Fuente: YPF

Estos resultados dan cuenta que Vaca Muerta ya es una realidad técnica-económica, pero, ¿cómo se puede lograr que no sea puramente circunstancial este desarrollo del No Convencional y se pueda prolongar en el tiempo?

Dada la hegemonía de YPF en este emprendimiento, cabe aquí preguntarse si esto está dominado principalmente por cuestiones de política-energética, siendo YPF controlada por el Estado u obedece a reglas de mercado donde hay una oportunidad para incrementar el valor de los accionistas. Chevron ha acompañado a YPF en la actividad en Loma Campana, y de las numerosas estimaciones del resultado de la gran inversión realizada se infiere que es negativo, es decir que ha destruido valor para los accionistas, dejando a YPF con una deuda significativamente mayor comparada con la que tenía antes de comenzar este emprendimiento.

Lo que también se debe destacar es que estos acontecimientos han constituido los primeros pasos en el desarrollo de los recursos No Convencionales, habiendo iniciado el cambio de paradigma en la industria, capacitando a personal de las operadoras y de las compañías de servicio, equipando las instalaciones con nueva infraestructura y tecnología, poniendo al *shale* Argentino en la vidriera del mundo y más cenca de la realidad, formando parte de la agenda energética regional.



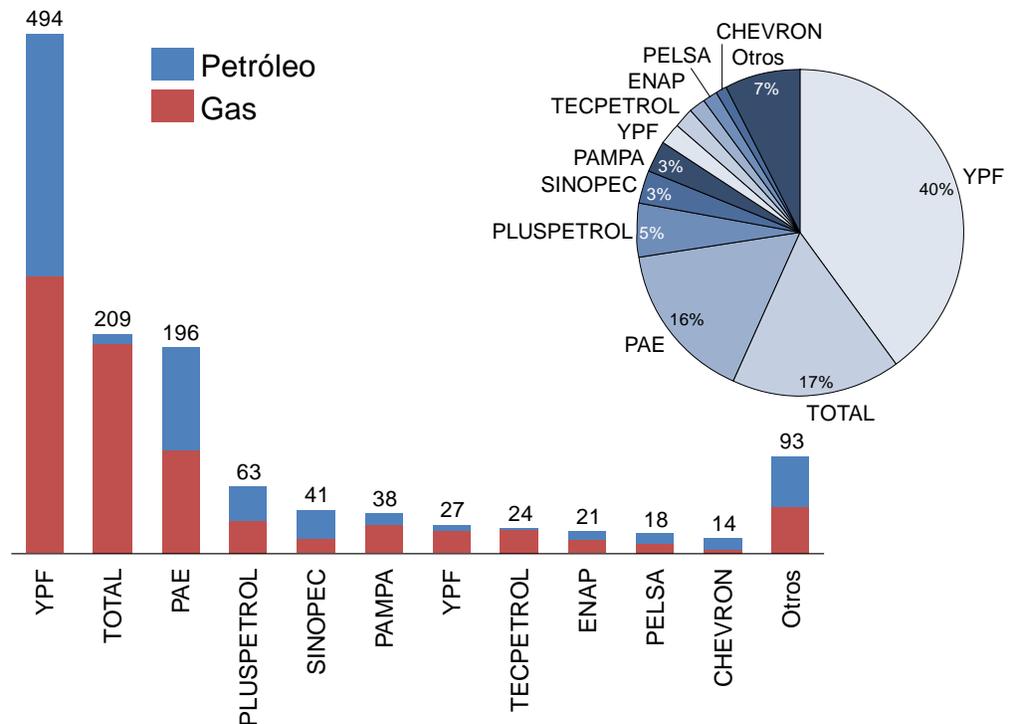
3.3. MERCADO DE PRODUCTORES

Como hemos visto, las empresas acceden a los derechos de exploración y explotación a través de concesiones que otorgan las provincias. Estas concesiones pueden ser otorgadas ya sea a una empresa en particular o a un grupo de empresas formando UTE (Unión Transitoria de Empresas), JV (*Joint Venture*) o algún otro mecanismo para tal fin. De las empresas que tienen asignada la concesión habrá una que es la responsable de la operación y usualmente es la que acredita mayores capacidades técnicas como financieras.

Argentina cuenta con 56 empresas operadoras (IAPG, Diciembre 2016) de las numerosas concesiones que se extienden a lo largo de las 5 cuencas productivas que posee el país. Como se aprecia en el **Gráfico 24**, hay un marcado predominio de 10 actores del mercado que representan más del 90% de la producción, liderado por YPF en lo que respecta a producción, reservas y superficie explotada.

Gráfico 24 – Producción de Hidrocarburos por Operador

-Miles de Barriles de Petróleo Equivalente por día-



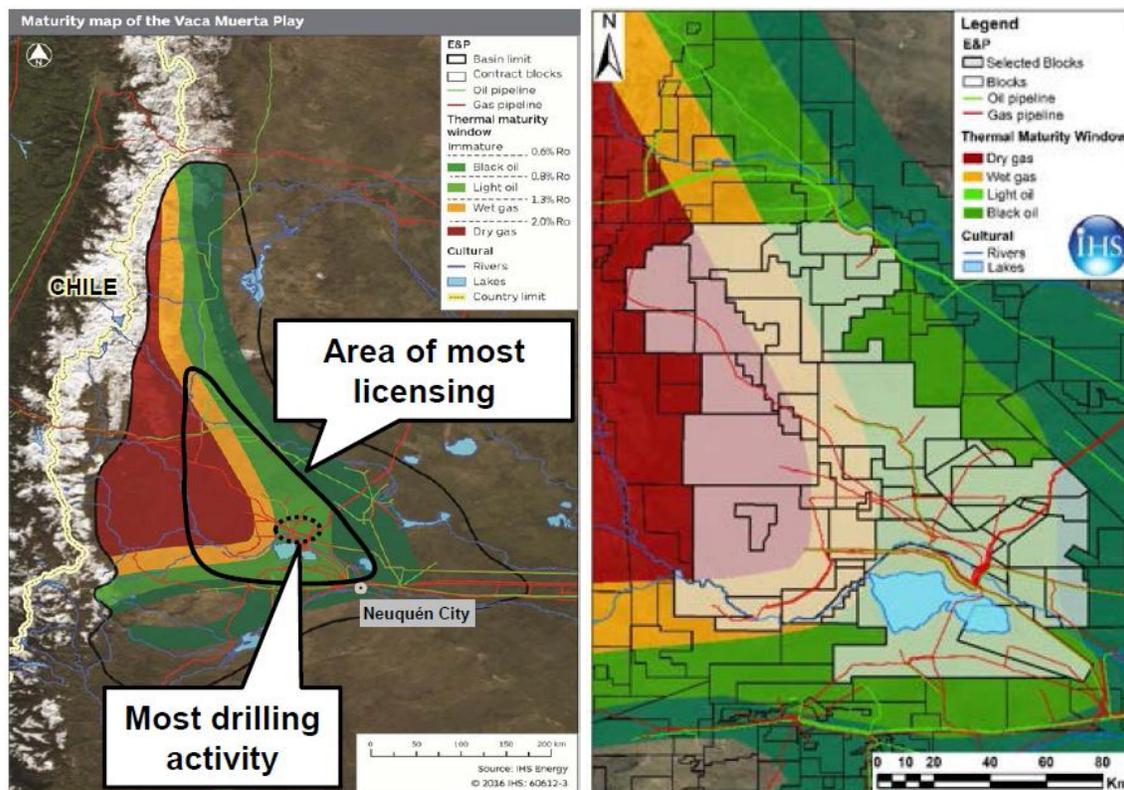
Fuente: Elaboración propia con datos de IAPG – Nov/Dic 2016



En lo que respecta a la superficie influenciada por la formación Vaca Muerta, si analizamos en particular las concesiones en el área de **mayor** prospectividad (ver **Figura 5**) según un informe emitido por IHS (June 2016), obtenemos los siguientes resultados:

- 46 bloques concesionados con 13.000 km² (37% de un total de ~35.000 km² prospectables correspondientes a Vaca Muerta)
- 26 empresas tienen participación,
- 16 empresas son las encargadas de la operación,
- 18 bloques cuentan con concesión de explotación No Convencional por 35 años,
- 2 bloques están en la etapa de desarrollo: Loma Campana y El Orejano.
- Recientemente se anunciaron inversiones de entre 6.000 a 10.000 Millones de Dólares para los próximos años.

Figura 5 – Área de mayor prospectividad en Vaca Muerta

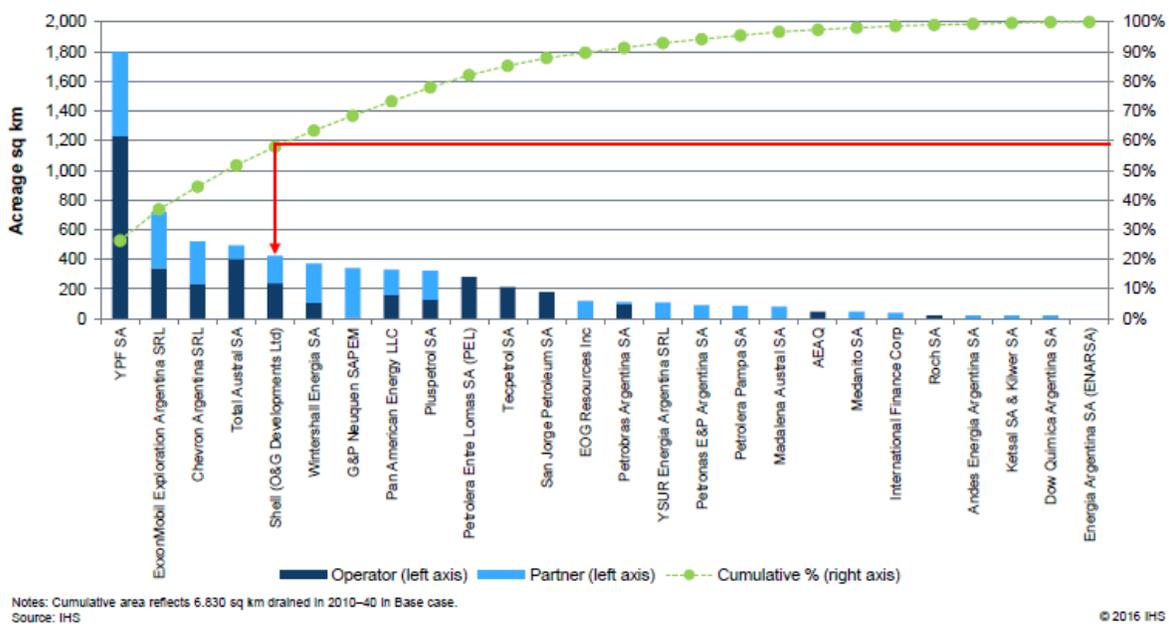


Fuente: IHS - Vaca Muerta's Potential - Junio 2016



Como se puede apreciar en el **Gráfico 25**, cinco empresas cuentan con el 60% de la superficie de mayor prospectividad de Vaca Muerta, estas son YPF, Exxon, Chevron, Total y Shell. Las últimas 4 son consideradas entre las “*Major*” de la industria a nivel internacional, siendo actores importantes en la industria global de hidrocarburos, pero particularmente ninguna de ellas tiene una participación preponderante en el mercado norteamericano de *shale*.

Gráfico 25 – Participación en el Acreage de Mayor Prospectividad en Vaca Muerta



Fuente: IHS - Vaca Muerta's Potential – Junio 2016

YPF cuenta con más del 25% de la superficie de mayor interés, teniendo una ventaja notoria frente a sus competidores. Como la cantidad de inversiones requeridas para desarrollar un área son directamente proporcionales a la cantidad de superficie, esta hegemonía da cuenta de los desembolsos en inversiones que tendrá que realizar la empresa si es su intención desarrollar los recursos No Convencionales considerando que la superficie destacada en el presente análisis es la que requerirá mayores inversiones de capital en un tiempo relativamente corto. Estas inversiones por supuesto que pueden ser fondeadas ya sea por capital propio, emisión de deuda o con la búsqueda de un socio, pero no deja de



ser un desafío para una compañía cuya situación financiera no es la mejor actualmente.

De todas maneras, bajo el esquema de concesiones actuales que vienen de la ley anterior a la Ley 27.007, puede darse el caso de bloques que tengan un plazo remanente relativamente largo (por lo general hasta el 2025-2027) durante el cual puede mantenerse un mínimo de actividad sin necesidad de realizar inversiones por sobre los compromisos previamente asumidos con la provincia.

Finalmente es importante destacar los recientes anuncios que se han dado en materia de inversiones en el No Convencional de Vaca Muerta:

Cuadro 1 – Anuncios de Inversiones en Vaca Muerta – Año 2017

Área	Empresas	Anuncio
Fortín de Piedra	Tecpetrol	2300 millones USD en 3 años para pozos y facilidades
Aguada Pichana Este	Total	500 millones USD hasta 2020
Bajada de Añelo	YPF y Shell	300 millones USD
Bandurria Sur	YPF y Schlumberger	400 millones USD

Fuente: YPF – Bolsa de Comercio de Buenos Aires, Telam

Estos anuncios dan cuenta de un interés genuino del mercado sobre la formación Vaca Muerta, y por supuesto es una señal que el país está recomponiendo el rumbo para atraer inversiones. A diferencia de lo acontecido en los primeros años de desarrollo del *shale*, cuando YPF fue la impulsora de la gran mayoría de las inversiones en No Convencional apalancándose en el interés que el estado tenía en el recurso No Convencional. Por el contrario, los anuncios realizados por las empresas mencionadas anteriormente legitiman el potencial que el mercado estaría viendo en estos recursos, para lo cual habrían mejorado las condiciones para tomar la decisión de inversión.

3.4. INFRAESTRUCTURA

La capacidad nominal total de los 3 ductos originarios de la cuenca Neuquén (Centro Oeste y Neuba I y II), que son los que eventualmente transportarán la producción de Vaca Muerta representan 78 MMm³/d. (ENARGAS). De los 11



gasoductos de exportación con los que cuenta Argentina, 2 ductos son originados en la cuenca Neuquina (Gasandes y Gasoducto del Pacífico) con capacidad de transportar 18 MMm³/d..

En 2016, el factor de carga anual medio del sistema de gasoducto doméstico que evacúa el gas de la cuenca Neuquina (Gasoducto Centro Oeste -TGN-, Neuba I y Neuba II -TGS-) era de aprox. 77% (con mayor utilización en TGN que en TGS), mientras que en el mismo sentido el transporte de volúmenes a Chile vía el Gasoducto del Pacífico – con capacidad de 9.5 MMm³/día – se encuentra virtualmente "fuera de servicio". Además, en el año 2016 se invirtió el flujo de gas del gasoducto Gasandes, que en la actualidad importa gas desde la terminal de LNG Quintero en Chile; ocurriendo lo mismo con el gasoducto Norandino en Salta/Jujuy que actualmente importa gas de la terminal Mejillones.

Por último, con respecto a la infraestructura que se origina en la cuenca Neuquina, aproximadamente un 30% de la capacidad en las condiciones actuales se encuentra disponible para transportar aumentos futuros de producción de gas No Convencional. Esto es de importancia clave para el desarrollo de Vaca Muerta, ya que implica que, si bien hay inevitables inversiones que realizar en el sistema de recolección, **no se tendrán que hacer frente a cuellos de botella en el corto y mediano plazo** en lo que respecta a transporte.

Asimismo, se cuenta con unos ductos que evacúan los hidrocarburos líquidos de la cuenca neuquina, como se mencionó en el **Capítulo 1.6**. El ducto Allen-Puerto Rosales de la empresa Oldelval S.A. tiene una capacidad de transporte de 220.000 barriles por día, y adicionalmente existe un ducto de exportación de líquidos desde la cuenca Neuquina hacia Chile, el Oleoducto Transandino, cuya capacidad de transporte es de 107.000 barriles por día (sin operar desde el 2005).

Estimaciones llevadas a cabo por la consultora GiGa (2014) indican que serán necesarios más de 4000 km de ductos troncales (una inversión de unos 4.000 millones de dólares) para transportar el petróleo y el gas desde las áreas en desarrollo a los nodos principales de transporte o inyección (Oldelval, TGS, Pacífico).



CAPÍTULO IV: ANALISIS COMPARATIVO ENTRE ARGENTINA Y ESTADOS UNIDOS

En el presente capítulo se pretende reflejar la situación en la que se encuentra el desarrollo local de recursos No Convencionales *shale*, con foco en Vaca Muerta, comparándolo con el desarrollo de la formación Eagle Ford en Texas, EE.UU., el cual es usualmente considerado como análogo por le opinión técnica. De esta manera este análisis comparativo servirá para identificar lecciones aprendidas y proponer recomendaciones a considerar en el desarrollo de los recursos de Vaca Muerta.

4.1. COMPARACIÓN DE LOS DOS CASOS

Resulta interesante realizar una comparación entre lo acontecido en Estados Unidos y el desarrollo de *shale* en Argentina. Para ello a continuación, de modo de tener una idea de magnitud, se **comparará** el desarrollo en **Eagle Ford, Texas**, con el de **Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina**. Como vimos anteriormente estas formaciones son comúnmente considerados como análogos dadas las similitudes en los parámetros técnicos, como se indicó en el **Capítulo 2.1.2**. Adicionalmente uno de los factores a tener en cuenta es que estos desarrollos han sido casi contemporáneos, habiéndose comenzado el desarrollo en Eagle Ford solo unos años antes que Vaca Muerta.

Cabe la aclaración que en EE.UU. se probaron numerosas formaciones para comprobar la producción comercial de *shale*, con lo cual la comparación puede estar algo sesgada ya que Eagle Ford resultó uno de los pocos (7) que logro producir grandes volúmenes en forma comercial, destacándose por su gran producción tanto de petróleo como de gas.

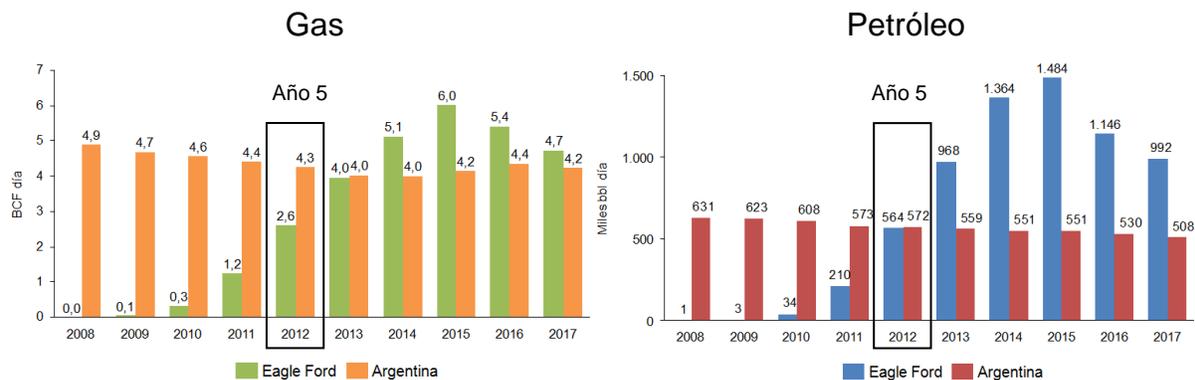
El desarrollo intensivo de Eagle Ford comenzó en 2008, con muy poca producción hasta entonces. Como se puede apreciar en el **Gráfico 26**, en 2012, cinco años después de su "*first oil*", Eagle Ford alcanzó la producción de 564.000 Bbl/día de petróleo y 2.6 Bcf/día de gas, con 3.437 pozos terminados (2.508 pozos de



petróleo y 929 pozos de gas) y promediando los 200 equipos de perforación en operación (RRC - Railway Commission of Texas). Esto representa para ese año:

- igualar la producción Argentina de petróleo,
- alcanzar el 60% de la producción Argentina de gas natural, y
- utilizar más del doble de la cantidad de equipos operando en toda Argentina en ese momento (entre 80-100 unidades).

Gráfico 26 – Producción Argentina vs Eagle Ford



Fuente: IAPG, Railroad Commission of Texas

Debe tenerse en consideración que hay dos proyectos de *shale* en la etapa de desarrollo en Argentina (Loma Campana y El Orejano), y sólo recientemente los productores han comenzado a utilizar e inclinarse por la técnica de perforación horizontal, lo que en Estados Unidos es la práctica habitual en la industria. En este sentido, el primer pozo perforado en Eagle Ford por Petrohawk en 2008 ya era horizontal con 10 etapas de fractura y hubo sólo 107 pozos productores en 2009 (RRC – Railroad Commission of Texas).

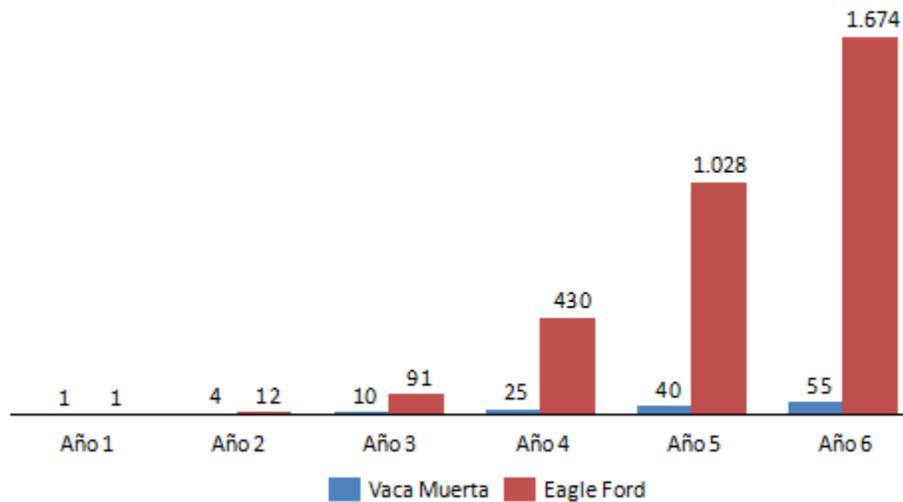
Comparando el desarrollo de Eagle Ford y Vaca Muerta desde el año de inicio 1 al año 6, 2008/2013 y 2010/2015 respectivamente, hay una notable diferencia en la producción de petróleo y gas entre las dos formaciones, con Vaca Muerta muy por detrás del análogo estadounidense (ver **Gráfico 27**). Esto se evidencia en que al finalizar los primeros 6 años de producción había 560 pozos perforados en Vaca Muerta contra cerca de 8,000 pozos perforados en Eagle Ford. Además, durante el año 2013 los operadores norteamericanos invirtieron 30.000 millones de dólares en Eagle Ford (EIA), mientras que la inversión total en Vaca Muerta en el período



2010/2013 ascendió a USD 1.200 millones (MIMEN). Lo que da cuenta de las necesidades de capital requeridas para desarrollar este recurso de manera que represente una producción sustancialmente material para la economía Argentina.

Gráfico 27 – Producción Vaca Muerta vs Eagle Ford

-Barriles de petróleo equivalentes por día-

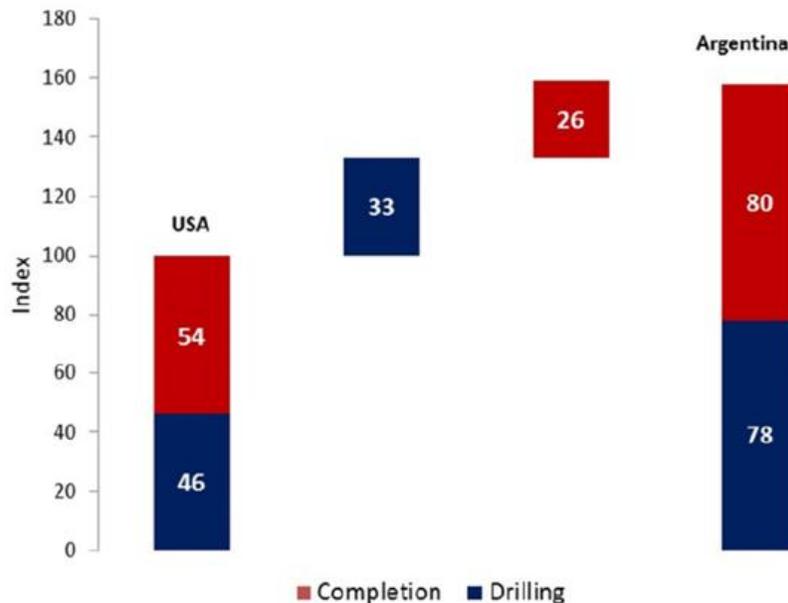


Fuente: G&G Energy Consultants, Railroad Commission of Texas

Según los especialistas de la industria, el costo de perforar y completar un pozo en Argentina es **60% más alto que el costo en los Estados Unidos** (ver **Gráfico 28**), con la perforación contribuyendo a una porción ligeramente mayor del exceso de costos. La menor productividad de la plataforma, mayores costos de fractura, mayores costos locales, huelgas laborales e interrupciones laborales, las condiciones climáticas son algunos de los factores que contribuyen a la diferencia de costos.



Gráfico 28 – Comparativo de Costos de Perforación y Terminación de Pozos No Convencionales



Fuente: Adaptado de Shell, Conferencia IAPG Houston - 2016

El número de empresas que participan activamente en las operaciones es un factor importante para fomentar la producción de petróleo y gas No Convencionales. Actualmente hay más de 200 operadores activos en el área prospectiva para *shale* en Eagle Ford, una combinación de pequeñas, medianas y muy grandes empresas, mientras que en Vaca Muerta hay menos de 30.

4.2. FACTORES DEL ÉXITO NORTEAMERICANO

Como resumen podemos indicar que el desarrollo exitoso de los recursos de *shale* en los Estados Unidos puede atribuirse a los siguientes factores:

- **Innovación** tecnológica que conduzca al desarrollo de perforaciones horizontales y fractura hidráulica, impulsados por los programas gubernamentales de I + D, créditos fiscales y emprendimientos privados.
- Enfoque de "perforación en fábrica" ("*factoring*"), basado en la **estandarización** y la perforación de una gran cantidad (5-20) de pozos horizontales desde una sola locación. Este enfoque también permitió un modelo de compra/adquisición de insumos tales como productos químicos, tuberías y servicios en condiciones más competitivas.



- Enfoque inicial "de prueba y error" para la perforación de pozos justificado por la necesidad de perforar más rápido y más barato, sin un análisis detallado de las características geológicas. Por lo tanto, los grandes números de pozos exitosos financiarían los pozos fallidos.
- **Régimen fiscal** favorable en el que los propietarios de tierras poseen derechos de hidrocarburos/derecho minero, fomentando el arrendamiento para la exploración y desarrollo del *shale*.
- Disponibilidad de **equipos** de perforación. Como se puede observar en el **Gráfico 24**, a partir del 2006 ha habido más de 1700 equipos de perforación disponible en Estados Unidos, con picos de 2000 unidades operando, de un total de 2.500 equipos de perforación en operación en todo el mundo.
- **Precios** de gas atractivos en la década del 2000, contribuyendo a la rentabilidad de los proyectos de *shale*. Cuando los precios del gas bajaron y se desconectaron de los precios internacionales del petróleo, los productores estadounidenses se trasladaron rápidamente a las áreas con mayor potencial de producir petróleo y gas húmedo.
- El desarrollo de los recursos de *shale* fue llevado a cabo por un gran número de productores independientes, ágiles y de bajo costo, ampliamente financiados por las instituciones financieras en contraposición a los proyectos convencionales de gran escala, dominados por las grandes empresas auto-financiadas.
- La disponibilidad de **recursos hídricos** jugó un papel clave en los Estados Unidos, ya que el agua es esencial para el proceso del *fracking*.
- Amplio conocimiento de la geología adquirida por décadas de operación en tierra y la perforación de millones de pozos. En 2014 había 1,7 millones de pozos activos de petróleo y gas en Estados Unidos. La EIA informa un número total de 514.768 pozos de producción de gas en 2014. De acuerdo con IHS hay 4.5 millones de registros de pozos desde 1859.

**4.3. CUADRO RESUMEN DE LA COMPARACIÓN**

	ARGENTINA	ESTADOS UNIDOS
MARCO LEGAL	Ley marco desde 1967 (Ley 17319), modificada en 2014 (Ley 27007) incorporando el concepto de explotación No Convencional, asignando plazos más extensos y regalía diferencial.	No hay una ley nacional hidrocarburífera. Los estados individuales legislan sobre la materia y principalmente regulan el marco medioambiental, urbanismo y seguridad.
DERECHOS MINEROS	El subsuelo es propiedad del estado (provincial), quién otorga concesiones a las empresas privadas y recibe regalías. Plazos extensos para permisos exploratorios (4 a 13 años) y licencias de explotación (35 años) para NC.	Derecho minero en poder del dueño de la tierra, que lo puede arrendar (" <i>lease</i> "), vender, etc., y puede ser un privado, un estado (provincial o nacional) o una tribu indígena. El dueño del derecho minero cobra regalía entre un 12.5% y 25%.
MARCOS FISCAL	Impuestos provinciales: regalías NC (12%), impuestos a los Ingresos Brutos (2.5%) y sellos (1%). Impuestos nacionales: IVA (21%), Ganancias (35%), Ganancia mínima presunta (1%), ITF (0.6%) y dividendos (10%). Se eliminaron los derechos de exportación. Amortizaciones de capital por unidad de producción.	<u>Impuestos estatales:</u> Impuesto a la propiedad (1-3%), derecho de explotación (4-8%), <u>Impuestos Federales:</u> Ganancias (35%), dividendos (30%) <u>Deducciones y Amortización:</u> costos de desarrollo intangible se deducen inmediatamente, el tangible se capitaliza y se deprecia en 7 años, bonos por derechos se capitalizan y deprecian por unidad de producción.
PRECIOS	Regulados, objetivo político de tender a la normalización. <u>Gas:</u> Horizonte de precios de 4 años establecidos por Resolución 46-E/2017 (precios de 7.5 a 6 USD/MMBTU). <u>Petróleo:</u> acuerdo entre productores y refinadores, vence en Dic-2017.	Mercados abiertos, los contratos privados siguen marcadores internacionales (principalmente WTI y Henry Hub)
INFRAESTRUCTURA	Extensa red de gasoductos y oleoductos conectando oferta con demanda. Disponibilidad de capacidad para por lo menos los primeros años de desarrollo de VM. Limitaciones en logística de insumos, principalmente arena.	Infraestructura disponible. Extensas redes ferroviarias, viales y ductos conectando grandes polos productivos con consumo y fuentes de suministros.
EMPRESAS DE SERVICIO	Cerca de 120 equipos de perforación disponibles. Se necesita triplicar la cantidad de equipos disponibles en Argentina para lograr un desarrollo de VM que tenga impacto significativo sobre la matriz energética. (IHS VM Insight Series – July 2016)	+ de 2000 equipos de perforación disponibles. Actualmente cerca de 800 activos.



4.4. LECCIONES APRENDIDAS

A lo largo del trabajo de investigación llevado a cabo se pudieron distinguir similitudes y diferencias entre lo acontecido en EE.UU. durante el tiempo que demandó el desarrollo de la técnica de producir hidrocarburos NC y lo ocurrido en Argentina en estos primeros años del auge de Vaca Muerta. A continuación, se describen los hallazgos principales y se identifican acciones como puntos importantes a considerar respecto del modelo Argentino que tienen influencia sobre la sustentabilidad y el ritmo de desarrollo de la explotación de Vaca Muerta. Tales puntos no pretenden ser una guía taxativa de acciones a implementar, sino que se pretende identificar oportunidades y sugerir ideas que deben ser exploradas y desarrolladas en un análisis exhaustivo posterior.

4.4.1 Punto de Partida:

Por un lado, podemos señalar que tanto EE.UU. como Argentina son países altamente dependientes de energía proveniente de hidrocarburos. Por otro lado, su origen del interés en el *shale* es similar, donde las regulaciones sobre el precio de los hidrocarburos y la madurez de la exploración y explotación convencional empujaron a buscar nuevas formas de sustituir las reservas producidas, pero en este caso el antecedente exitoso de EE.UU. hace tendenciosa la búsqueda de nuevas fuentes de energía, promoviéndose al *shale* como la “solución”.

Cabe destacar que en EE.UU. el proceso de aprendizaje fue largo y demoró más de dos décadas en que se convirtiera en una explotación comercialmente atractiva, promovido inicialmente por un lado por los grandes esfuerzos en I + D tanto por parte del estado como privados, alentando la reducción de costos de desarrollo mediante las mejoras de eficiencia y productividad, y finalmente la mejora sustancial en los precios luego del año 2000.

En el caso Argentino, se parte de la experiencia norteamericana, con tecnología probada y disponible pero con numerosas restricciones que tendrán que resolverse con miras a imitar en cierta medida lo acontecido en EE.UU.



4.4.2. Marco Regulatorio y Fiscal

Con la incorporación en 2014 (Ley 27007) del concepto “No Convencional” se ha atendido ciertos puntos importantes para esta explotación, como ser un plazo mayor a los permisos/concesiones, y un criterio fiscal preferencial y estable. Si consideramos los parámetros analizados en el contenido de este trabajo para cada uno de los casos, los términos fiscales para el NC Argentino dan un marco razonable otorgando resultados económicos en el orden de los que se pueden obtener en EE.UU. aplicando el régimen de regalías más bajo (del 12%) (IHS - Vaca Muerta Insight Series, Julio 2016). De esta forma se puede concluir que la preocupación más grande se debe al concepto de estabilidad del marco regulatorio y seguridad jurídica, lo cual debe ser atendida seriamente por las autoridades dado el legado histórico con el que cuenta la Argentina, alternado recurrentemente las “reglas de juego”.

4.4.3. Productividad

Un factor fundamental y esencial de la actividad petrolera y gasífera desde siempre, fue y seguirá siendo la mejora de productividad, algo digno de imitar del modelo de Estados Unidos, donde año a año se logran mejoras significativas de los costos por medio de optimización de procesos y mejora en la tecnología como se aprecia en los gráficos del **Anexo VII**.

Las inversiones continuas en CAPEX y las terminaciones de pozos rápidos son los principales impulsores del desarrollo del *shale* en los Estados Unidos. Los productores de *shale* en los Estados Unidos han estado operando en el modo “factoría” por más de una década, y están buscando continuamente ganancias de eficiencia para contrarrestar el descenso en los precios del petróleo y el gas que se ha dado en los últimos años.

Argentina goza de una gran ventaja sobre los Estados Unidos, ya que las tecnologías de última generación son mucho más avanzadas que las que existían cuando Estados Unidos empezó su desarrollo. Sin embargo, se necesitarán muchas innovaciones para adaptar las tecnologías existentes, recorrer la curva de aprendizaje y desarrollar nuevas tecnologías para explotar rentablemente los



campos de NC locales. Para reducir sustancialmente el costo, se necesita experimentación tecnológica, aprendizaje y mejoras. Según un estudio de la consultora McKinsey (2014) de acuerdo a la experiencia en EE.UU., para nuevas cuencas se necesita perforar una cantidad superior a 1500 pozos antes que la producción inicial de los pozos alcance un *plateau*.

El modelo de explotación masiva que se da en Estados Unidos se podría lograr en Argentina en un mediano plazo, luego de que se acentúen las inversiones de los grandes actores del mercado, se establezca la economía profundizando las medidas tendientes a la “normalización” implementadas en el último tiempo y el continuo acercamiento entre el gobierno, las empresas y los sindicatos para impulsar medidas que potencien la productividad y la reducción de costos.

4.4.4. Política de Desarrollo de Recursos No Convencionales

La política de un país sobre el gas de *shale* debe ser coordinada con su política de tight gas y otras fuentes No Convencionales. Los programas gubernamentales de I + D y las políticas fiscales de los Estados Unidos se dirigían a los tres tipos de gas natural No Convencional. Es técnicamente más difícil explotar el *shale* gas, por lo que no es sorprendente que los operadores norteamericanos hayan adquirido una experiencia importante en la perforación de pozos de tight gas antes de perforar pozos de *shale* gas, y el tight gas -y en menor grado, el metano de carbón- experimentó un incremento sustancial de la producción previo al auge del *shale* gas. Un auge de gas de *shale* puede ocurrir en un país sin mucho éxito previo en tight gas, pero es necesario para un país coordinar sus políticas sobre los recursos de petróleo y gas No Convencionales, de manera de lograr resultados más óptimos.

Adicionalmente, si recordamos la historia en Estados Unidos, primero se desarrolló el gas No Convencional y en los últimos 10 años el petróleo. Esto se debió en primera instancia porque dadas las particularidades físicas del gas. A lo largo de un tiempo considerable fue un concepto generalizado en la industria No Convencional norteamericana que solo el gas de *shale* era posible de desarrollar dada la tecnología disponible. A partir del 2007-2008 dado el auge del desarrollo



del gas y consecuentemente el colapso en su precio, los productores comenzaron a volcarse más hacia las zonas con más líquidos rompiendo los paradigmas presentes hasta ese momento, para luego terminar de confirmar que era posible el desarrollo del *shale oil*.

Como antecedente se puede citar que la producción de gas No Convencional proveniente de arenas compactas (*tight-sand gas*) actualmente reviste un gran interés, representando aproximadamente una cuarta parte de la producción de la cuenca Neuquina (MIMEN), siendo un factor clave para avanzar en su desarrollo el programa de incentivo de precios de gas "Plan Gas".

Considerando esto, dado (i) las ventajas técnicas del gas frente a los hidrocarburos líquidos, (ii) los antecedentes locales en explotación de tight gas, (iii) la mayor necesidad energética de gas y de sustituir sus importaciones, (iv) los incentivos de precios que se han establecido para las explotaciones No Convencionales (Resolución 46-E/2017), pareciera que el desarrollo del gas tiene ciertas ventajas competitivas frente a los líquidos y aquí es donde se deberían priorizar las acciones del estado alentando esta explotación en primera instancia, para luego ir moviéndose hacia la zona de transición y los hidrocarburos líquidos.

Finalmente, es importante destacar que el gas puede atraer inversiones de otras industrias como la petroquímica, el cual permite monetizar y agregar valor al gas, tal como está ocurriendo en EEUU.

4.4.5. Propiedad del derecho minero

Otra diferencia sustancial entre los casos de los Estados Unidos y Argentina surge de la propiedad del subsuelo, que es privada en el primer caso y pública (provincial) en el segundo. Como consecuencia, la relación de "asociación" con los propietarios de tierras es significativamente distinta en ambos países.

En Estados Unidos, la capacidad de arrendar en forma temprana los derechos de tierras y minerales a través de grandes áreas y a un precio bajo era un poderoso incentivo para desarrollarse. Desafortunadamente, la situación en los Estados Unidos es inusual. En la mayoría de los países, como Argentina, los derechos



mineros subterráneos son propiedad del Estado. Los gobiernos pueden usar las licitaciones para asignar bloques y comprometer a las empresas a una cierta cantidad de inversiones para desarrollar los bloques en un cierto período de tiempo. Esta política obliga a las empresas a perforar, pero no está claro qué tan grande es el incentivo para innovar mediante este mecanismo, en relación con los que se obtienen mediante el “*lease*” de la propiedad privada en EE.UU..

Esto queda en evidencia al analizar las grandes superficies que tienen asignadas las concesiones y los compromisos de perforación de pozos que tienen algunas áreas, distinguiéndose dentro de las áreas núcleo de potencial *shale* (i) bloques con permisos o concesiones “convencionales” -fruto de la legislación anterior a la Ley 27007 del 2014- y (ii) alguna áreas que han negociado una conversión de la concesión a explotación No Convencional -de acuerdo a lo establecido la 27007- con un compromiso firme de inversiones en número de pozos e inversiones monetarias. Las primeras no tienen incentivo alguno para producir el No Convencional ya que podría darse el caso de que cuenten todavía con 10 años de concesión, estén produciendo incluso alguna cantidad muy poco material de hidrocarburos convencionales y hasta que la compañía no considere a su criterio que es económicamente viable invertir en trabajos, lo único que ampara a la provincia es el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, como se explica en el **Capítulo 1.3**. Por supuesto, las empresas realizarán las inversiones cuando estén realmente seguras de que obtendrán un retorno de las mismas y puedan asegurar la sustentabilidad de la explotación.

Otro factor a tener en cuenta dadas estas grandes extensiones de tierras por bloque, son los recursos técnicos y financieros necesarios para explotarlos en forma comparativa a lo que fue el desarrollo en Estados Unidos. Como los concesionarios buscarán maximizar su retorno, considerando los recursos limitados, entonces sería esperable comenzaran por los “*sweet spots*” moviéndose luego a las zonas técnicamente más desmejoradas. De esta manera el ritmo de inversiones estará muy condicionado a la cantidad de actores y sus recursos.



Los factores positivos dadas estas grandes extensiones asignadas son: i) permite tener una unidad de producción extensa lo cual es clave para la explotación NC, y ii) permite la coordinación de la localización de pozos lo cual hará más eficiente la explotación de los yacimientos y la integración con las actividades NC contiguas.

4.4.6. Actores del Mercado

Las pequeñas empresas no tienen la capacidad de realizar las inversiones necesarias en I + D, pero las grandes empresas con capacidad técnica y financiera pueden no tener el incentivo para hacerlo. En Estados Unidos, fueron empresas grandes y medianas de gas natural, como Mitchell Energy, las que hicieron importantes inversiones en el desarrollo de gas de *shale*. Por lo tanto, si un país está dispuesto a utilizar políticas para promover el desarrollo de los recursos de *shale*, la cuestión de la estructura del mercado podría ser un componente importante de tales políticas. En este sentido Argentina tiene muy pocas compañías medianas independientes, el crédito es escaso y costoso, y la explotación del *shale* están siendo liderado por la compañía controlada por el estado (YPF) y grandes compañías de petróleo y gas, que -en comparación con los operadores independientes de USA- son conocidas por sus procesos de toma de decisiones más largos y una base de costos mayores. Sin embargo, estas grandes compañías son las que tienen disponibilidad de capital para acercar a este tipo de desarrollos.

4.4.7. Recursos Financieros

Considerando lo señalado en el punto anterior, los recursos *shale* en Argentina están concentrados en pocos actores, con una preponderancia de YPF en la zona núcleo. Si consideramos que se necesitan, como lo han afirmado tanto fuentes del gobierno como diversos estudios realizados por consultoras privadas (Wood Mackenzie, IHS y Accenture), inversiones del orden de los US\$ 10.000 millones de dólares por año para desarrollar Vaca Muerta, queda claro que YPF no tiene la capacidad financiera ni técnica ni de operación para alcanzar el nivel de inversiones que le corresponde. Por ello es necesario el involucramiento de un mayor número de actores que mediante mecanismos de *farm-in* y toma de



operación comiencen a participar en el mercado y puedan contribuir a que el ritmo de inversiones y crecimiento de la producción No Convencional en Argentina aumente de manera significativa.

4.4.8. Localización

Además de sus recursos de clase mundial, **Neuquén** está favorecido frente a otras áreas No Convencionales en todo el mundo debido a lo siguiente:

- El área está atravesada por tres ríos (Neuquén, Colorado y Limay), aunque sólo los bloques meridionales atravesados por el río Neuquén (Loma Campana, Fortín de Piedra) pueden utilizar agua superficial para sus proyectos; Otras zonas podrían necesitar perforar pozos de agua, sujeto a la previa autorización provincial.
- Tiene una densidad de población muy baja.
- Está bien conectado regionalmente.
- Es terreno llano con poca vegetación.
- Grandes compañías petroleras han establecido operaciones en la provincia.
- Cuenta con una mano de obra calificada, con experiencia en proyectos de petróleo y gas convencional, en algunas zonas particulares con experiencia tight y creciendo en experiencia en explotación del *shale*.

4.4.9. Infraestructura

Uno de los puntos críticos que surge al analizar el desarrollo de Vaca Muerta es el requerimiento logístico para los insumos y equipamiento necesario para llevar a cabo la actividad, además de la capacidad de transporte del producido que como ya vimos es suficiente para los primeros años de desarrollo. Estados Unidos desarrolló sus recursos *shale* basados en la existencia de una extensa red logística conformada tanto por rutas terrestres, ferrocarriles y aviones que conectan diferentes polos industriales y poblacionales cercanos a las zonas productivas de *shale* con puertos y mercados de productos.

Para el caso de Vaca Muerta las necesidades logísticas se ven incrementadas sustancialmente, siendo los insumos agua y arena responsable de más del 90%



de las cargas a movilizar. Debido a ello, según se detalla en el estudio realizado por la Academia Nacional de Ingeniería – Requerimientos para el Desarrollo de Vaca Muerta (Dic-2014), la utilización a gran escala de un ferrocarril y de un sistema de acueductos permitiría minimizar la utilización de camiones requeridos, disminuyendo en más de un 83% la cantidad necesaria, reduciendo considerablemente las emisiones gaseosas, los accidentes, la congestión en el tráfico zonal para el resto de las actividades, favoreciendo la eficiencia y la seguridad de las operaciones.

4.4.10. Precios

La regulación de precios desincentiva a las empresas a realizar inversiones sustanciales en el desarrollo de los hidrocarburos, no sólo por los bajos niveles de precios, sino también por la incertidumbre que genera la regulación de precios cuando hay que evaluar grandes inversiones de capital que necesitan un horizonte de previsibilidad de 10 o 20 años. La eliminación de los Derechos de Exportación a los hidrocarburos, como ha sido mencionado en el **Capítulo 1.4** (Precios en Argentina) tiene una relevancia muy grande para el futuro, ya que implica que el gobierno está dispuesto a permitir la vigencia de precios libres para el petróleo crudo tras el fin de este acuerdo entre privados que rige hasta fin de 2017, Inclusive, las exportaciones de gas estarían liberadas de derechos de exportación y por tanto en un escenario de altos precios de LNG en torno a 8-9 US\$/bbl en varias regiones del mundo, podrían darse condiciones comerciales de conveniencia de alguna exportación puntual.

Debe tenerse muy en consideración que la industria petrolera es de mediano-largo plazo, y las inversiones que no se hacen hoy tienen consecuencias dentro de 5 años, con lo cual de alguna manera habrá que seguir de cerca el desarrollo de los proyectos de petróleo para no encontrarnos en el mediano plazo con un problema serio de desabastecimiento, lo que llevará varios años y esfuerzo en recuperar, tal como ha ocurrido con el mercado del gas donde en el invierno se llega a importar cerca del 25% de la demanda de gas (MIMEN).



Por otro lado la dinámica de precios bajos por sobreoferta mundial de petróleo, se debe considerar seriamente la posición que tomarán las empresas para incluir al *shale* argentino en su cartera de inversiones. Cualquiera que sea el precio, el interés se verá influenciado significativamente por la estabilidad del marco regulatorio y seguridad jurídica local más que por el precio.

4.4.11. Cuestiones Técnicas

En Argentina todavía hay riesgos geológicos y de productividad que deben ser superados, ya que sólo hay unos pocos pilotos y pocos pozos horizontales se han ejecutado, lo que plantea limitaciones para una mejor comprensión de las rocas. La mayoría de los pozos (verticales y horizontales) se perforaron en Loma Campana, lo cual deja todavía extensas zonas de Vaca Muerta aún bajo exploración. Por ello se puede considerar que la curva de aprendizaje en Argentina todavía es incipiente, se encuentra preponderantemente en una etapa inicial de estudio, y tomará algún tiempo para encontrar la ubicación de las áreas con mayor potencial prospectivo ("*sweet spots*"), mejorar la productividad y reducir los costos de perforación y terminación.

Según los trabajos de distintas consultoras se espera que los recursos de *shale* se desarrollen plenamente sólo después de la primera mitad de la próxima década. (Estudios de Accenture, IHS y Wood Mackenzie)

4.4.12. Medio Ambiente

Los riesgos ambientales asociados con la explotación del No Convencional aún no están claros. En los Estados Unidos, la explotación del *shale* -particularmente el uso de *fracking*- ha causado preocupación por los posibles impactos de las operaciones sobre la calidad del agua y el aire, la actividad sísmica e incluso las emisiones de gases de efecto invernadero. Debido a estos temores, ha habido una oposición significativa al desarrollo de las industrias de *shale* en todo el mundo, principalmente en Europa.

Los principales desafíos ambientales se centran en el uso y disposición del agua durante el proceso de *fracking*, dado los grandes volúmenes asociados a la



actividad. Sin embargo, esto no representa un desafío significativo en la provincia de Neuquén, donde ríos cercanos como Limay, Colorado y Neuquén tienen enormes volúmenes de agua dulce. Según un estudio del gobierno provincial, estos tres ríos tienen capacidad suficiente para suplir a los proyectos No Convencionales, quienes utilizarían sólo el 0.11% de los recursos hídricos. (www.shaleenargentina.com.ar)

Por otro lado debería considerarse que las industrias locales de Neuquén podrían eventualmente beneficiarse de la mejor infraestructura de distribución de agua construida por las compañías de petróleo y gas.

El otro riesgo medioambiental principal que plantea el *shale* es el potencial de contaminación de las aguas subterráneas, aunque esto es actualmente objeto de debate entre expertos. Muchos ambientalistas sostienen que después de fracking, el líquido inyectado que contiene productos químicos disueltos y otros contaminantes lleva el riesgo de contaminación del agua subterránea en su regreso a la superficie si no se almacena y trata correctamente.

Sin embargo, algunos estudios sostienen que el *fracking* es demasiado profundo para afectar los suministros de agua subterránea, que están mucho más cerca de la superficie (EPA, 2016). Los depósitos de *shale* en Argentina se encuentran a una profundidad entre 2.500 y 4.500 metros bajo tierra, mientras que los acuíferos de agua dulce para el consumo están a 300 metros. De cualquier manera, en Neuquén las empresas están obligadas a manejar cuidadosamente su descarga de aguas residuales y desarrollar una capacidad adecuada de tratamiento de aguas de las mismas.

Finalmente se puede mencionar que en ausencia de una aplicación efectiva de las leyes y reglamentos, que puede ser el caso en algunos países en desarrollo, las empresas podrían no adoptar medidas suficientes (por ejemplo, la cañería de protección del pozo -“*casing*”- y la cementación) para proteger el medio ambiente. Por consiguiente, los riesgos medioambientales pueden hacer insostenible un auge del desarrollo del *shale*. Se necesitan regulaciones ambientales sólidas para que el desarrollo de los recursos No Convencionales sea sustentable



4.5. RECOMENDACIONES SURGIDAS DE LA COMPARACIÓN

A continuación se enumeran algunos puntos relevados a lo largo del trabajo de investigación realizado, que contribuyen a modo de sugerencia a alcanzar una explotación convencional sustentable y que agregue valor para la sociedad.

4.5.1. El rol del Estado

El papel del estado es crear valor para la sociedad en su conjunto. Esto es, promover las condiciones para que se desarrollen las actividades que darán empleo y contribuirán al progreso de la sociedad en forma sustentable. La oportunidad que tiene la Argentina frente a la posibilidad de desarrollar un recurso energético de clase mundial, tiene un desafío intrínseco mayúsculo. Para ello es necesario la elaboración de una estrategia de desarrollo nacional a mediano y largo plazos, que incluya la reconstrucción de la capacidad de planificación del Estado. Así surgen también muchos desafíos que deberán enfrentarse para garantizar que, en una perspectiva histórica, el ciclo de Vaca Muerta no termine como los ciclos de exportación de commodities que marcaron la historia Argentina.

En la fase de *upstream* existe un enorme poder de compra que puede incluir importaciones o la creación de capacidad productiva nacional. En este punto, será determinante la adopción de políticas públicas selectivas que aprovechen las oportunidades y aseguren que el crecimiento esperado califique la base productiva. Es evidente que Vaca Muerta presenta un problema de escala de producción y un desafío para la industria de acompañar el ritmo de la demanda.

4.5.1.1. Contenido Local

Vaca Muerta puede utilizarse como impulso para el desarrollo industrial con “contenido local”, y deben entenderse en el contexto de la dimensión del mercado y la duración de la explotación y la producción. Esto es lo que permite trabajar con la posibilidad de generar una masa crítica que, al superar la curva de aprendizaje inicial, pueda presentar una estructura de costo y calidad tecnológica que permita no solo atender la demanda interna sino también competir internacionalmente. La definición de las políticas adecuadas enfrentará un *trade-off* en que deberá optar



entre obtener un suministro más rápido con precios menores por un lado, y por otro, generar capacidad propia, lo cual exige tiempo y tendrá, por lo menos al comienzo, un costo mayor. Es decir que se trata de una estrategia de desarrollo a mediano y largo plazos, con riesgo de perder oportunidades financieras en el corto plazo.

Es importante enfatizar que esta política tiene como objetivo provocar la generación de empleos e ingresos en el país, independientemente del origen del capital. Y con ello se pretende estimular a las empresas multinacionales para que se instalen en Argentina, especialmente para tener acceso a su tecnología

4.5.1.2. Calificación tecnológica

El desarrollo de los recursos NC se encuentra en la frontera tecnológica, existiendo un potencial de aprovechamiento de las tecnologías desarrolladas en otros sectores y cadenas productivas para la explotación de Vaca Muerta. En este sentido no hay regulación que contemple alguna captura de la renta petrolera para ser invertida en proyectos de I + D, como ocurre en otros países del mundo, sin ir más lejos en Brasil. En el país vecino las compañías deben invertir 1% de su facturación anual bruta obtenida en campos grandes con producción extraordinaria en proyectos de I + D para los sectores de petróleo, gas o biocombustibles, la mitad a través de convenios con universidades e instituciones de investigación acreditadas y la otra mitad a través de proyectos de I + D internos.

4.5.1.3. Mal Holandés

Un tema fundamental que concierne al Gobierno en caso se desarrollen exitosamente los recursos NC es alertar en forma temprana cuando se estén dando condiciones del efecto comúnmente denominado “mal holandés” o “enfermedad holandesa”. Este término tiene origen en lo acontecido en Holanda cuando desarrolló importantes yacimientos de gas en los años 60 y se refiere a las consecuencias negativas que sufre un país cuando experimenta un rápido crecimiento de sus ingresos en divisas; ello por lo general está asociado a la explotación de recursos naturales, pudiendo tener un efecto negativo en los



demás sectores productivos. La consecuencia más mediata es la apreciación de la moneda local, situación que disminuye la competitividad de la industria nacional. En definitiva, la producción de importantes recursos naturales genera una dinámica que otorga primacía a dos sectores (extracción de recursos naturales y bienes no transables) en detrimento de los sectores más tradicionales (transables). Países como Venezuela, Méjico y Chile sufrieron en diferente grado las consecuencias de este tipo de procesos, por ello es un desafío para la Argentina identificar en forma temprana los síntomas y actuar en consecuencia.

4.5.2. Oportunidad

Dado que i) se han fijado precios incentivos para el gas con horizonte de 4 años, muy superiores a los precios actuales de mercado, ii) se logró una adenda a los convenios colectivos de trabajo lo que significará reducciones importantes de costos, iii) hay una alta disponibilidad de equipos de perforación y oportunidad de negociar tarifas más bajas, iv) la dependencia local del gas y la tendencia a seguir incrementando el consumo ante la disponibilidad de oferta, constituye una oportunidad para los “*first movers*” de asegurarse una generación de caja futura, utilizar estos primeros años de certidumbre en las variables que por lo general no lo son en la industria petrolera, para ganar *know how* hasta tanto se produzca definitivamente el acople del mercado local del gas con el internacional.

4.5.3. Tierras

En primera instancia es difícil pensar que Argentina cambie el principio general que otorga al estado (provincias y nación) el derecho sobre la explotación de los recursos del subsuelo. Por ello, dadas las grandes extensiones de los bloques actuales, las autoridades de aplicación deberían aprovechar las oportunidades como las negociaciones para extender los plazos o reconvertir las concesiones en “No Convencionales”, para exigir la devolución de las áreas donde no se estén realizando o no se comprometen actividades fruto de la negociación en curso. De esta manera en el largo plazo se podrá contar con unidades de menor tamaño favoreciendo la oferta y competencia por los derechos mineros.



Por otro lado la normativa Argentina no contempla discriminar los derechos de explotación en forma vertical, es decir, por horizonte productivo, como ocurre en Norteamérica. Esto se puede lograr por medio de acuerdo privado, pero no se tendría la propiedad del derecho sobre el hidrocarburo. Si bien resulta de dificultosa su aplicación con la normativa actual, esta modalidad provocaría que se pueda tener dos o más compañías explorando o explotando en la misma parcela pero a diferentes profundidades. Ello ayudaría a la dinámica del desarrollo de la actividad No Convencional, ya que habría empresas interesadas en los recursos No Convencionales y otras en los convencionales, haciendo que el costo de entrada sea posiblemente menor debido a chances más reducidas dependiendo de la zona/horizonte de interés.

4.5.4. Convencional

Los recursos *shale* que tiene la Argentina representan un potencial sin precedentes y para ello como se describe en el presente trabajo será necesario ajustar muy bien las variables para permitir que su explotación sea una realidad que posiblemente cambie el rumbo de la industria local, contribuyendo enormemente a la economía.

Actualmente la producción de hidrocarburos de *shale* da cuenta de menos del 10% de la producción del país. Esta “nueva” explotación se está construyendo sobre la base de una actividad con una enorme tradición en la industria local, como es la explotación convencional. En este sentido, si bien cada empresa hará su análisis, y los proyectos de inversión competirán en cierta medida con los No Convencionales, es importante que esta última siga teniendo un lugar (importante) de manera que siga contribuyendo para mantener el equilibrio del balance energético del país. Si bien se ha puesto a Vaca Muerta en un lugar privilegiado desde el punto de vista de potencial y opinión pública, tal vez intentando atraer capital al país, el gobierno no debe olvidar los proyectos como los de recuperación terciaria, que también tienen su lugar en la Ley 27.007, ya que intentan aumentar el factor de recuperación de los yacimientos existentes. Estos proyectos tienen la particularidad que se construyen/montan sobre los desarrollos actuales, con lo



cual es necesario que los mismos se mantengan en condiciones apropiadas, y también necesitan de varios años de I + D antes de hacerse a una escala masiva. Si se “abandona” los recursos convencionales, se estará estresando mucho la necesidad de que los No Convencionales aporten una solución “mágica” para las necesidades energéticas locales, pudiendo desviar demasiado la atención hacia este tipo de recursos y comprometerlos en que entreguen resultados en un tiempo que no sea prudencialmente posible.

4.5.5. Mercado Regional

El mercado de gas enfrenta dos desafíos muy importantes: (i) el swing de demanda entre invierno y verano, (ii) lo precios fijados por la Res. 46/E-2017 la cual fija la pauta de precios para el gas No Convencional hasta el 2021.

El primero es una restricción estructural que condiciona fuertemente la disponibilidad de gas natural en invierno dadas las altas necesidades del consumo residencial de dicha fuente de energía, y por otro lado deja excedentes en verano que pueden ser comercializados principalmente a la industria. Hoy en día la demanda en invierno es tan alta que debe importarse cerca del 25% de las necesidades diarias de gas natural.

En el caso Vaca Muerta se desarrolle y pueda suplir la demanda de gas natural de invierno, quedarían excedentes principalmente en verano que se podrían ponerse a disposición de los mercados regionales. Por suerte Argentina ya cuenta con ductos de exportación, algunos que han sido revertidos en los últimos años debido a necesidad de país de importar gas natural. Pero aquí es donde el segundo desafío comienza a tener mas peso, ya que debe pensarse la explotación de Vaca Muerta considerando la integración regional, y no solo el mercado interno. Es decir, la transformación productiva no debiera mirar solo el precio interno (hoy en día fijado por resolución) para poner sus metas de eficiencia sino que se debiera trabajar mirando el *import.parity*, de manera de apuntar a la competitividad regional, generando mercados para ubicar el producto, considerando que salvo Bolivia, el resto de los países tiene necesidades de energía que complementan las del mercado local.



CONCLUSIONES

El presente trabajo permite comprender la situación, ventajosa en algunos aspectos, en la que se encuentra Argentina con miras a desarrollar los recursos No Convencionales con los que cuenta en su subsuelo, en particular los de Vaca Muerta. Estas ventajas a las que nos referimos son principalmente un marco legal competitivo, contar con personal calificado, infraestructura disponible, experiencia previa en EE.UU. con el shale, empresas con capacidad técnica y financiera probada, pero al mismo tiempo existen numerosos puntos que deben ser atendidos y que se han ido descubriendo a lo largo del presente trabajo.

Siendo EE.UU. el único país donde se han desarrollado los recursos No Convencionales, en el presente trabajo se ha identificado cuáles fueron los motivos y condiciones que permitieron que ello sucediera. El análisis de la historia económica, política y tecnológica del desarrollo *shale* en Estados Unidos indica que el auge resultó de factores que, en última instancia, permitieron a las empresas producir gas de manera rentable. Estos factores incluyen la innovación tecnológica, la política gubernamental, la iniciativa privada, la propiedad privada de tierras y derecho minero, los altos precios del gas natural en los años 2000 y del petróleo del 2010 al 2014, la estructura del mercado, la geología favorable, la disponibilidad de agua, la infraestructura de gasoductos y otros factores. En este análisis se identificaron particularidades como la organización de los mercados, tanto del derecho minero, los mercados financieros y los servicios petroleros que dan cuenta del gran dinamismo y escala que puede alcanzar la economía norteamericana y su estructura.

A través del análisis del caso norteamericano, y la identificación de diferencias y puntos de encuentro entre los dos modelos que se detalla en los capítulos precedentes, se han ido descubriendo acciones a implementar para que los recursos No Convencionales argentinos puedan ser desarrollados sustentablemente y sean en beneficio de la sociedad en su conjunto. De esta manera se han ido respondiendo a las preguntas planteadas al comienzo de esta investigación.



En este sentido el presente trabajo permitió identificar ciertos aspectos macro como la **estabilidad y previsibilidad** del marco regulatorio y el diseño de **políticas integrales** para el desarrollo de los recursos No Convencionales; también se identificaron otros aspectos más íntimamente relacionados con el desarrollo de los NC como ser las **políticas de I + D** integrando organismos estatales y privados para obtener tecnologías aplicables a este tipo de explotación. Un factor clave a considerar seriamente dada la dinámica de esta explotación es la mejora de la **productividad**, mediante adaptaciones de los modelos que resultaron exitosos en EE.UU., algo que resulta realizable desde lo tecnológico pero que se deberán atender cuestiones estructurales íntimamente relacionadas con la implementación de las soluciones.

También se identifican una serie de desafíos que el país tendrá que enfrentar para lograr que el desarrollo de los recursos No Convencionales genere bienestar para la sociedad y no sea solamente una cuestión circunstancial. Generar **políticas** que promuevan un desarrollo sustentable de la matriz productiva, promoviendo el “contenido local”, incentivando a empresas tecnológicas extranjeras a participara en la actividad hidrocarburífera y dando herramientas a la población local para que puedan ser parte de la industria.

Finalmente se destacan dos factores a considerar para el futuro energético del país donde los recursos No Convencionales serán una pieza elemental: (i) los recursos convencionales ya en producción y (ii) la integración con un mercado regional de hidrocarburos. Los primeros representan más del 90% de la producción actual y sobre esta base de actividades se agregan los recursos No Convencionales. En este sentido se deben coordinar políticas de desarrollo de hidrocarburos de manera de lograr una armonía en el desarrollo productivo del país. Por otro lado, la integración con los mercados regionales beneficiaría desde la perspectiva de la competitividad, ya que se dejaría de trabajar solo con la base de satisfacer el mercado interno, en forma aislada del mundo y se volvería a pensar en un mercado abierto, lo que contribuiría a fomentar la eficiencia y productividad de la producción local.

**BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS**

AR – MINEM. Secretaría de Planeamiento Energético. Argentina-Energy for growth. For the Institute of the Americas-La Jolla (26 de Mayo de 2016)

UK - British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy. (Junio 2016).

AR – CAMMESA. Informe Mensual (Diciembre 2016)

AR – MINEM. Producción de Petróleo y Gas:

<http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299>

US – EIA Annual Energy Outlook 2017 <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

AR – MINEM. Balance Energético Nacional 2015

US – EIA/ARI. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment (2013)

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

AR – Ley N° 17319 “Ley de Hidrocarburos” y modificatorias, principalmente la Ley N° 27007 que incorpora el concepto de los Hidrocarburos No Convencionales.

AR – MIMEM. Informe Trimestral de Coyuntura Energética (Q4 2016)

AR – MIMEM. Resolución 46-E/2017 (Marzo 2017)

US – Rig Count Baker Hughes <https://www.bakerhughes.com/>

AR – ENARGAS <http://www.enargas.gov.ar>

AR – TGN. <https://www.tgn.com.ar/home/>

US – IHS. Argentina Natural Gas Sector Country Profile. (Abril 2016)

US – Zhongmin Wang and Alan Krupnick (April 2013). A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What Led to the Boom?

US – EOG Resources. http://www.eogresources.com/about/company_history.html

US – Deloitte. Oil and Gas Taxation in the United States (2013)



US – Michael Joy and Sashe Dimitroff (2016). Oil and Gas regulation in the US

US – FERC. <https://www.ferc.gov/>

US – Ernest & Young. Global oil and gas tax guide (2015)

US – Wood Mackenzie. Rebalancing of the oil market (March 30, 2016)

US – Blog Art Berman <http://www.artberman.com/>

US – David Einhorn. Greenlight Capital Inc. Presentación 4 de mayo de 2015

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

AR – YPF. Four Years in Vaca Muerta. Oil&Gas Council. (2016).

AR – YPF. Full Year 2016. Earnings Webcast. (Marzo 2017)

US – IHS. Vaca Muerta's Potential. A special look at gas and its implications (June 2016)

US – IHS. The Vaca Muerta Insight Series (2016)

US – McKinsey. Unconventional wisdom: Fracturing enters new era. (2014).

AR – El ABECÉ de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. 3° Edición (2014), IAPG. Buenos Aires.

AR – Academia Nacional de Energía. Instituto de Energía. Requerimientos para el desarrollo de Vaca Muerta (Neuquén/Argentina) (Diciembre 2014)

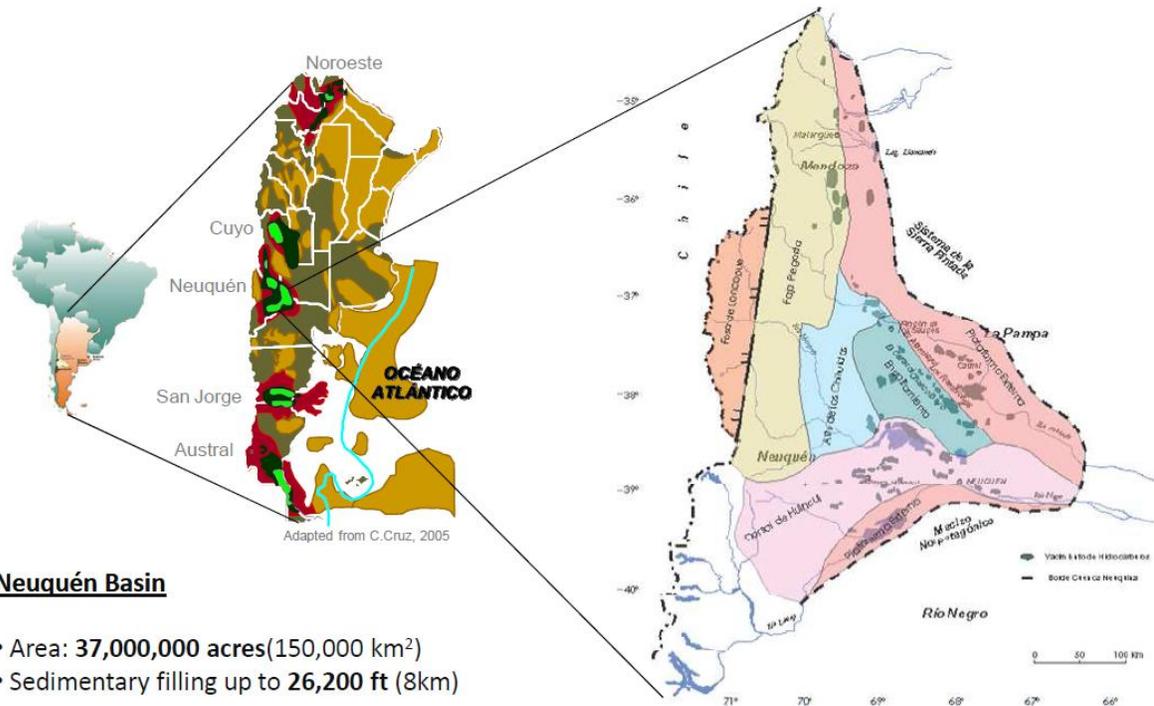
AR – IAPG. Página web Shale Argentina: www.shaleenargentina.com.ar

US – Environmental Protection Agency (EPA). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (Junio 2015)



ANEXOS

ANEXO I – Ubicación Geográfica de Vaca Muerta – Cuenca Neuquina

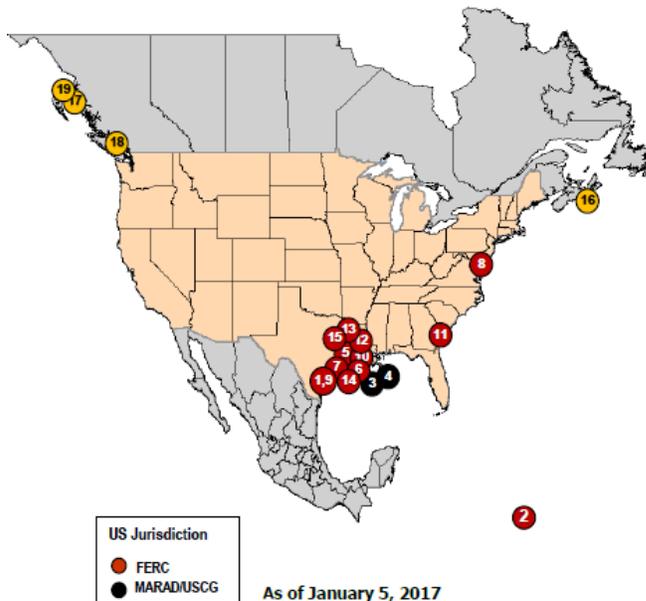


Fuente: Sub-Secretaría de Energía – Provincia de Neuquén



ANEXO II – Terminales LNG en Estados Unidos

North American LNG Import/Export Terminals Approved



Import Terminals

U.S.

APPROVED - UNDER CONSTRUCTION - FERC

1. Corpus Christi, TX: 0.4 Bcf/d (Cheniere – Corpus Christi LNG) (CP12-507)

APPROVED – NOT UNDER CONSTRUCTION - FERC

2. Salinas, PR: 0.6 Bcf/d (Aguirre Offshore GasPort, LLC) (CP13-193)

APPROVED - NOT UNDER CONSTRUCTION - MARAD/Coast Guard

3. Gulf of Mexico: 1.0 Bcf/d (Main Pass McMoran Exp.)
4. Gulf of Mexico: 1.4 Bcf/d (TORP Technology-Bienville LNG)

Export Terminals

U.S.

APPROVED - UNDER CONSTRUCTION - FERC

5. Sabine, LA: 1.4 Bcf/d (Cheniere/Sabine Pass LNG) (CP11-72 & CP14-12)
6. Hackberry, LA: 2.1 Bcf/d (Sempra-Cameron LNG) (CP13-25)
7. Freeport, TX: 2.14 Bcf/d (Freeport LNG Dev/Freeport LNG Expansion/FLNG Liquefaction) (CP12-509) (CP15-518)
8. Cove Point, MD: 0.82 Bcf/d (Dominion-Cove Point LNG) (CP13-113)
9. Corpus Christi, TX: 2.14 Bcf/d (Cheniere – Corpus Christi LNG) (CP12-507)
10. Sabine Pass, LA: 1.40 Bcf/d (Sabine Pass Liquefaction) (CP13-552) ★
11. Elba Island, GA: 0.35 Bcf/d (Southern LNG Company) (CP14-103)

APPROVED – NOT UNDER CONSTRUCTION - FERC

12. Lake Charles, LA: 2.2 Bcf/d (Southern Union – Lake Charles LNG) (CP14-120)
13. Lake Charles, LA: 1.08 Bcf/d (Magnolia LNG) (CP14-347)
14. Hackberry, LA: 1.41 Bcf/d (Sempra - Cameron LNG) (CP15-560)
15. Sabine Pass, TX: 2.1 Bcf/d (ExxonMobil – Golden Pass) (CP14-517)

Canada

APPROVED – NOT UNDER CONSTRUCTION

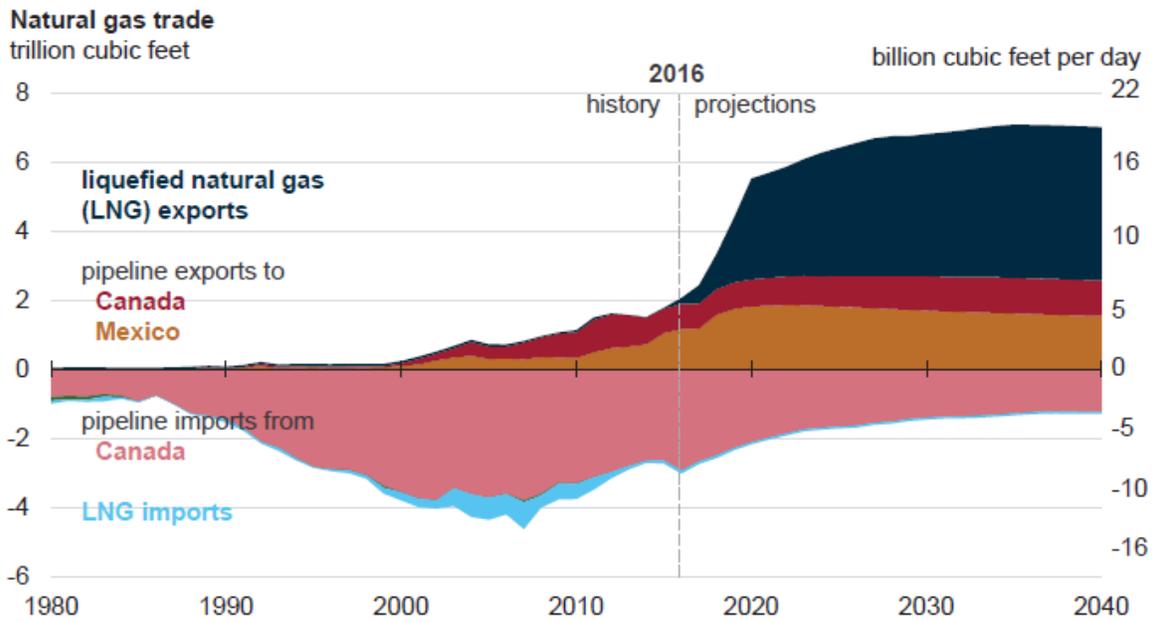
16. Port Hawkesbury, NS: 0.5 Bcf/d (Bear Head LNG)
17. Kitimat, BC: 3.23 Bcf/d (LNG Canada)
18. Squamish, BC: 0.29 Bcf/d (Woodfibre LNG Ltd)
19. Prince Rupert Island, BC: 2.74 Bcf/d (Pacific Northwest LNG)

★ Trains 5 & 6 with Train 5 under construction

Fuente: FERC – Enero 2017



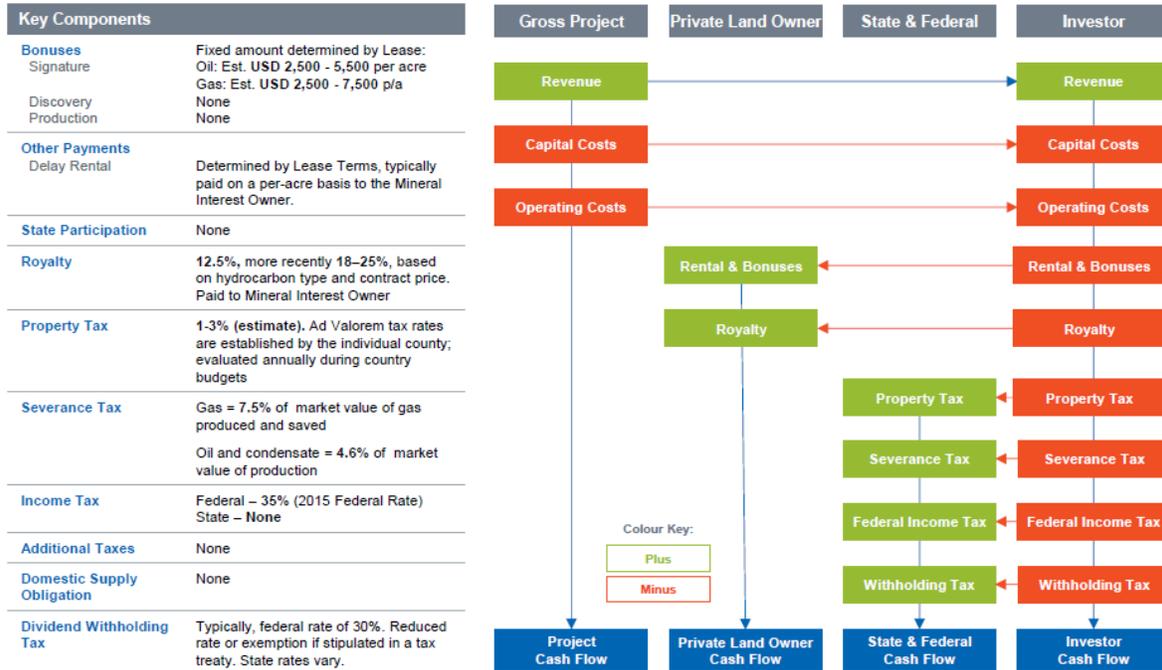
ANEXO III – Comercio de Gas Natural de EE.UU.



Fuente: EIA - Annual Energy Outlook 2017



ANEXO IV – Términos Fiscales en Texas (Tierras Privadas)



Royalty	
Liability	All leaseholders are liable to pay royalty on production
Rate	Varies depending on the owner of the land on which operations take place: <ul style="list-style-type: none"> In the range from 12.5% to 25% on private lands (Split 50/50 with surface owners of Relinquishment Act Lands as payment for acting as agent for the GLO) 20-25% on state owned lands 12.5% on federal owned lands (Lower rates apply for marginal wells)
Deductions and Depreciation	Corporate tax exemption include: leasehold costs, geological & geophysical costs, intangible drilling and development costs, workover costs, depreciation, depletion, manufacturing, decommissioning, amongst others.
Other Taxes	
Severance Tax	Gas = 7.5% market value of gas produced and saved Oil = 4.6% market value of oil produced Condensate = 4.6% market value
Property Tax	Rates vary by county (1-3%)
Oilfield Clean-Up Fee	Oil Field Clean-Up Fee of USD 0.00625 per barrel.

Texas State Income Tax	
Liability & Rate	Texas has no state income tax
Federal Income Tax	
Liability	All leaseholders are liable to pay federal income tax under the <i>Internal Revenue Code, US Code Title 26</i> <ul style="list-style-type: none"> Foreign corporations resident in a country which has an income tax treaty with the US, are liable to federal income tax in the US only on taxable income attributable to the operations of a permanent establishment in the US
Rate	<ul style="list-style-type: none"> 35% (34% if taxable income is less than USD 10 million)
Deductions and Depreciation	<ul style="list-style-type: none"> Royalty, operating costs, dry hole costs and intangible development costs are expensed and deductible immediately Tangible development costs are capitalised and depreciated on a declining balance basis over 7 years (switching to straight-line depreciation in later years) Bonuses and G&G costs are capitalised and depreciated on a unit of production (UOP) basis Losses June be carried forward for a maximum of 20 years

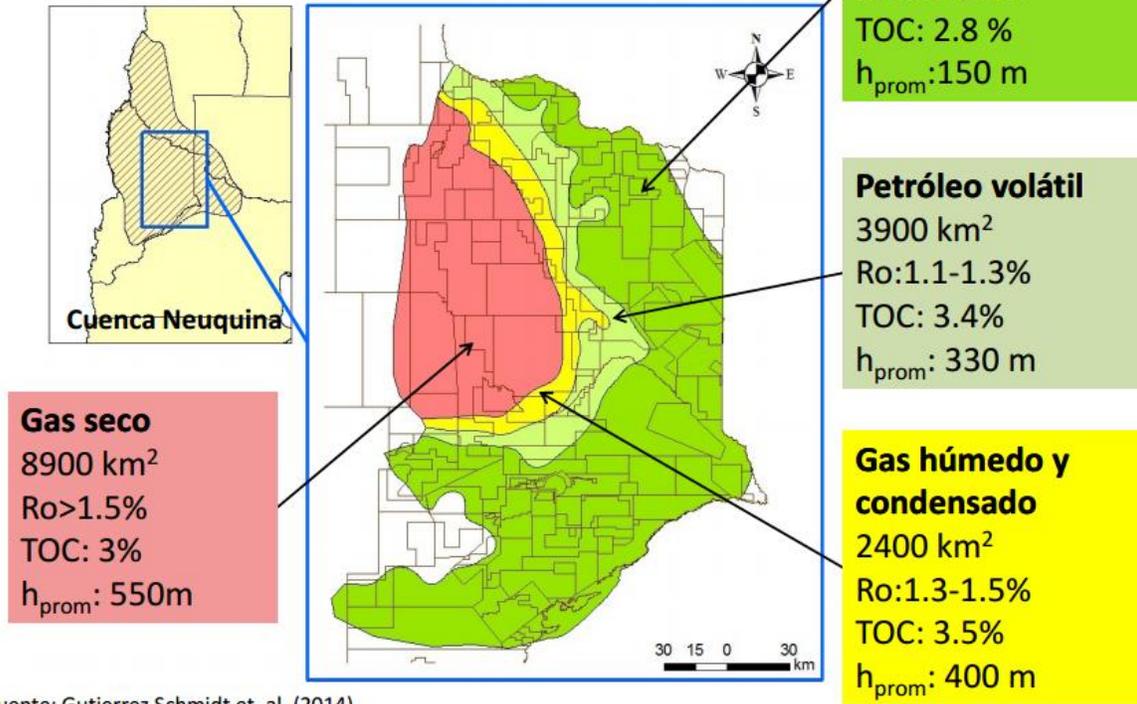
Fuente: IHS



ANEXO V – Mapa de Vaca Muerta

Fm. Vaca Muerta

Área prospectable



Fuente: Gutierrez Schmidt et. al. (2014)

Fuente: Sub-Secretaría de Energía – Provincia de Neuquén



ANEXO VI – Mapa de Eagle Ford

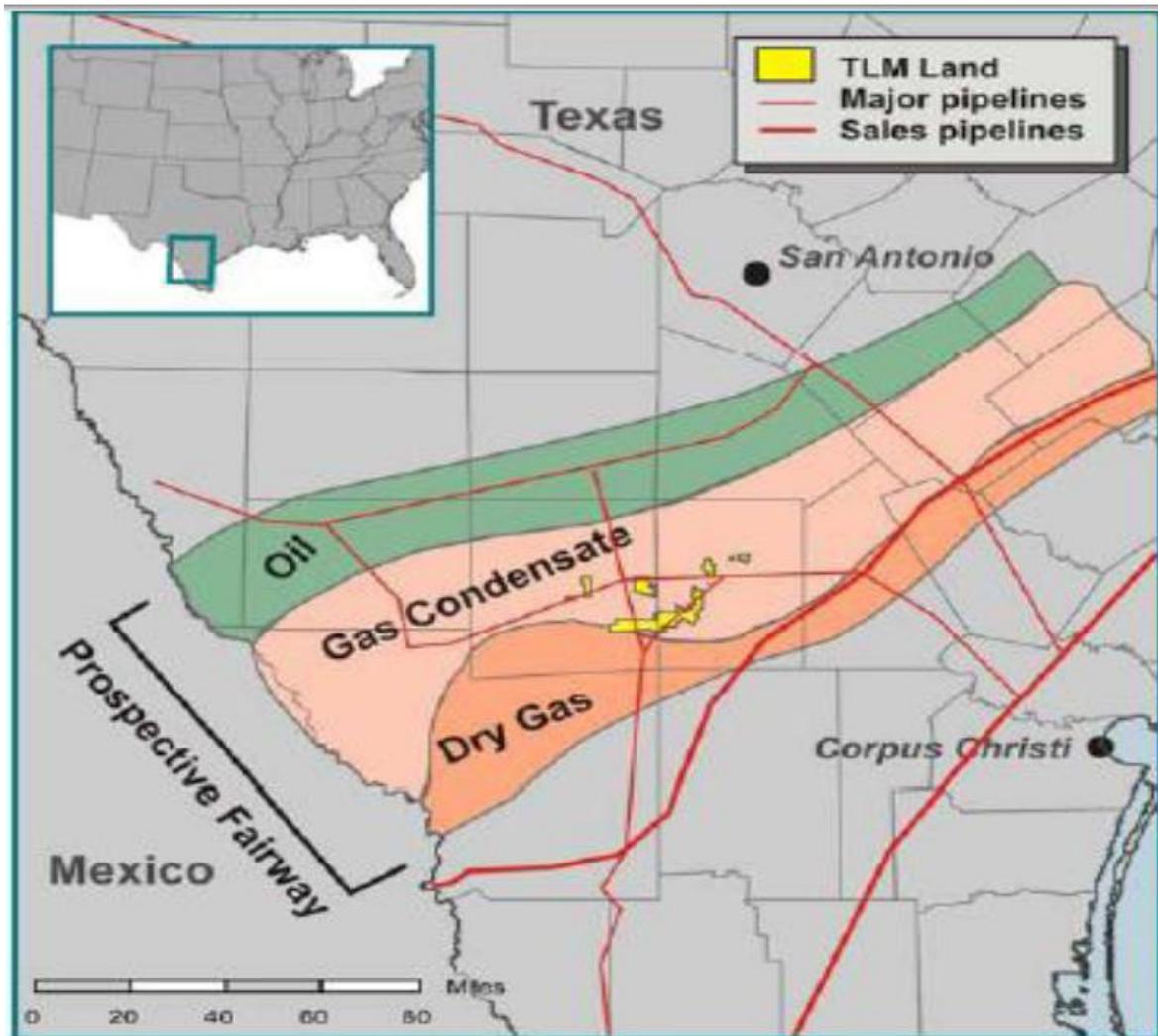


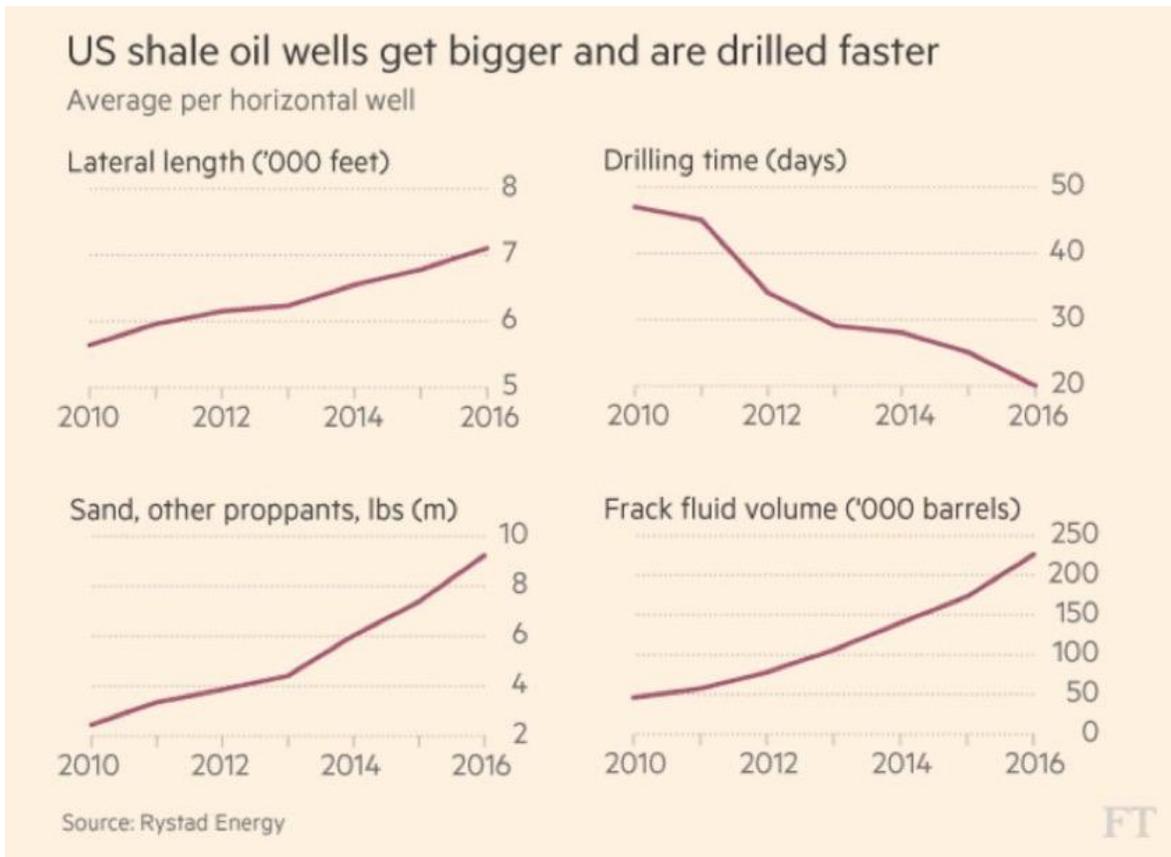
Table 19 Eagle Ford Average EUR and Areas

	Dry Gas Zone	Condensate Zone	Oil Zone
Area (sq. miles)	200	890	2,233
EUR (Bcf/ well)	5.5	4.5	
EUR (MBO/ well)			300
Well Spacing (wells/ sq. mile)	4	8	5
TRR (BBO)			3.35
TRR (Tcf)	4.38	16.43	

Fuente: EIA



ANEXO VII – Gráficos de Productividad de Operaciones EE.UU.



Fuente: Rystad Energy (G&G Consultants)