



MODELO PETROLERO NORUEGO Y DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

ALUMNO: JULIÁN MEILLER

TUTOR: RUBÉN SALAS

AÑO: 2015

LUGAR: CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES



AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Maria Luz, porque sin su apoyo incondicional esta “aventura” que fue el MBA no hubiera sido posible.

A mis hijos Santi y Juanma, por todos los momentos que me perdí de compartir con ellos.

A mis compañeros de grupo del MBA, por los excelentes dos años de vivencias compartidas.

A mis compañeros de trabajo, en particular a Sergio Cavallin por su generosidad al compartir sus conocimientos y experiencia y a Belén Seghezzo por su continuo aliento y revisión de este trabajo.

A mi tutor, Rubén Salas, por su respaldo y dedicación durante la revisión del presente trabajo.



RESUMEN

La situación actual en materia energética Argentina resulta paradójica: las importaciones de energía son crecientes y, al mismo tiempo, existen en nuestro subsuelo recursos no convencionales de petróleo y gas técnicamente recuperables equivalentes a decenas de años de consumo actual.

A principios de la década del 70 Noruega no producía petróleo y gas; 45 años después es uno de los principales exportadores de petróleo y –principalmente– de gas convencional. Sin embargo, el éxito de Noruega no fue descubrir petróleo y gas, si no la eficaz gestión de los mismos.

El objetivo de esta tesis consistió en analizar el denominado “*Modelo Noruego*” de gestión del petróleo y gas a fin de identificar las acciones críticas que pudieran ser aplicadas en Argentina para el desarrollo de los recursos no convencionales.

El manejo del sistema petrolero noruego está basado en la premisa de maximización del valor creado para beneficio de la sociedad presente y futura. Debido a ello, una proporción muy importante de la renta creada por esta industria es capturada por el estado. Noruega decidió que este objetivo no podría ser cumplido si el estado adoptaba un rol pasivo, tratando de capturar la renta solo a través del cobro de impuestos.

Decidió, en cambio, formular un esquema colaborativo (perfeccionando con el paso de los años) donde el estado cumplió un rol fundamental pero permitió, al mismo tiempo, una plena participación de las empresas privadas. Noruega necesitó del capital, la tecnología y el conocimiento de los privados para el desarrollo de sus reservas. Paralelamente fue desarrollando una autoridad de aplicación íntegra y altamente capacitada; hizo participar compulsivamente a la empresa estatal en las licencias para acelerar su aprendizaje y fomentó el desarrollo de la industria de servicios petroleros locales.

A través de las empresas Statoil y Petoro, el estado es un socio pleno de las empresas privadas en las licencias de producción dado que participa en las mismas asumiendo todo el riesgo inherente de esta actividad sin ninguna preferencia o beneficio. Adicionalmente, el sistema fiscal adoptado evita cualquier tipo de distorsión y refuerza el concepto que el estado es un socio, puesto que toma su parte de la renta de las ganancias de las empresas (y no aguas arriba como en los esquemas de regalías) y contribuye en las pérdidas a través de reembolsos parciales de los costos de exploración.

Este trabajo permite también resaltar la importancia que le otorga Noruega a la selección de las empresas petroleras para el otorgamiento de licencias de producción y al posterior control del manejo prudente que dichas empresas



realizan de las reservas de petróleo y gas. Lo anterior ha contribuido a una mejora continua en los índices de recupero de reservas de petróleo y gas.

Sin lugar a dudas, la estabilidad del marco legal y contractual es una característica sobresaliente del modelo. La industria petrolera enfrenta numerosas incertidumbres y la contribución fundamental de Noruega ha sido minimizar tales incertidumbres a través de un marco estable para el desarrollo petrolero.

La presente investigación permitió identificar los atributos referidos en los párrafos anteriores como aspectos críticos para la eficaz gestión del petróleo y gas por parte de Noruega. El trabajo contiene un listado de enseñanzas y recomendaciones que se suponen oportunas 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 que probaron ser exitosos en la experiencia noruega.

PALABRAS CLAVE: recursos, reservas, no convencional, shale gas, fractura hidráulica, Vaca Muerta, offshore, enfermedad holandesa, regalías, fondo soberano, Statoil, Norwegian Petroleum Directorate.

**INDICE**

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	CUERPO TEORICO	3
2.1.	SITUACIÓN DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN ARGENTINA	3
2.2.	RECUROS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA	5
2.3.	EVOLUCIÓN MARCO REGULATORIO EN ARGENTINA.....	10
2.4.	EL “MODELO” ARGENTINO: PERMISOS Y LICENCIAS	13
2.5.	REGALÍAS Y RÉGIMEN FISCAL GENERAL	16
2.6.	PRECIOS	17
2.7.	RESEÑA GENERAL DE NORUEGA	18
2.8.	PETRÓLEO Y GAS EN NORUEGA	19
2.9.	IMPORTANCIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN NORUEGA.....	23
2.10.	ORGANIZACIÓN Y MARCO REGULATORIO GENERAL	24
2.11.	ADJUDICACIÓN DE LICENCIAS	25
2.12.	LICENCIAS DE PRODUCCIÓN.....	29
2.13.	PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN LAS LICENCIAS.....	30
2.14.	REGIMIEN FISCAL PARA LA INDUSTRIA PETROLERA.	31
2.15.	PRECIOS	35
2.16.	GESTIÓN DE INGRESOS PETROLEROS.....	35
3.	CUERPO EMPÍRICO	39
3.1.	ENTREVISTA NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE.....	39
3.2.	ENTREVISTA SERGIO CAVALLIN	42
3.3.	ARTÍCULOS PERIODÍSTICOS:.....	44
3.4.	ENSEÑANZAS DEL MODELO NORUEGO PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA.....	48
3.4.1.	ENSEÑANZAS MACRO: POLÍTICAS DE ESTADO.....	49
3.4.1.1.	<i>CONTROL NACIONAL</i>	49
3.4.1.2.	<i>DIVISIÓN DE ROLES</i>	50
3.4.1.3.	<i>STATOIL</i>	51
3.4.1.4.	<i>DESARROLLO INDUSTRIA DE SERVICIOS</i>	52
3.4.1.5.	<i>SISTEMA FISCAL NEUTRAL</i>	53
3.4.2.	ENSEÑANZAS MICRO: ASOCIACIÓN ESTADO - PRIVADOS	55



3.4.2.1.	<i>DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN</i>	55
3.4.2.2.	<i>SELECCIÓN DEL MEJOR EMPLEADO</i>	56
3.4.2.3.	<i>CONTROL SOBRE DESARROLLO DE RECURSOS</i>	57
3.4.2.4.	<i>TRANSPARENCIA E IDONEIDAD</i>	57
3.5.	RECOMENDACIONES	58
4.	CONCLUSIONES	61
5.	BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS	63
6.	ANEXOS	65
6.1.	ANEXO I – Mapa Cuencas No Convencionales	65
6.2.	ANEXO II – PBI per Cápita	66
6.3.	ANEXO III – Organización Estatal de Actividades Petroleras.....	67
6.4.	ANEXO IV – Los 10 Mandamientos de la Industria Petrolera.....	68
6.5.	ANEXO V – Resultados del Fondo Soberano	69
6.6.	ANEXO VI – Artículos Periodísticos	70
6.7.	ANEXO VII – Resultados Rondas Licitatorias Neuquén	72



1. INTRODUCCIÓN

La producción de gas y petróleo de Argentina ha mostrado una declinación sostenida durante los últimos 10 años; simultáneamente, las reservas probadas de gas y petróleo han sufrido una importante disminución. La balanza comercial energética dejó de ser superavitaria y cada año las necesidades de importación de energía se acrecientan. El desarrollo de los recursos no convencionales, y en particular los de la formación Vaca Muerta, podrían revertir drásticamente estas tendencias pero, al mismo tiempo, plantean grandes desafíos.

En la historia petrolera existen numerosos ejemplos de países que han enfrentado desafíos similares al de Argentina en relación al desarrollo de cuantiosos recursos hidrocarburíferos pero no todos han logrado administrarlos de manera exitosa. Sólo a modo de ejemplo, Venezuela y Nigeria son dos países con enormes recursos hidrocarburíferos que no han logrado traducir dicha riqueza en bienestar social si consideramos el Índice de Desarrollo Humano (IDH)¹ publicado por las Naciones Unidas. En tal sentido, resulta interesante entonces analizar el caso de Noruega. Al igual que para Nigeria y Venezuela, la producción petrolera resulta de vital importancia para Noruega pero, al mismo tiempo, ha sido uno de los países con mayor IDH durante los últimos 20 años.

Tabla 1 – Valor Índice Desarrollo Humano

Ranking		2013
1	Noruega	0,944
2	Australia	0,933
3	Suiza	0,917
4	Holanda	0,915
5	USA	0,914
6	Alemania	0,911
7	Nueva Zelanda	0,910
8	Canada	0,902
9	Singapur	0,901
10	Dinamarca	0,900
11	Irlanda	0,899
12	Suecia	0,898
13	Islandia	0,895
14	Reino Unido	0,892
15	Hong Kong	0,891
...		
49	Argentina	0,808
...		
67	Venezuela	0,764
...		
152	Nigeria	0,504

Fuente: Elaboración propia con información de Naciones Unidas

¹ Indicador que resume el progreso en tres dimensiones fundamentales del desarrollo humano: vida larga y saludable, educación y nivel de vida digno.



Los recursos hidrocarburíferos pertenecen a los estados y en aquellos países donde la producción de petróleo y gas no está vedada a las empresas privadas, tal como en Argentina, Nigeria, Noruega y Venezuela, el estado y las empresas compiten por maximizar los beneficios que surgen de la explotación de dichos recursos. El modelo de asociación entre el estado y las empresas determina cómo éstos se reparten la renta petrolera.

El modelo desarrollado por Noruega le permitió, en tan solo 40 años, pasar de ser una nación sin producción de petróleo y gas a convertirse en uno de los principales exportadores y referente mundial en gestión de estos recursos no renovables. Dada la magnitud de los recursos no convencionales de petróleo y gas con los que cuenta Argentina, se torna crucial analizar si el modelo actual es el más adecuado no solo para lograr su desarrollo sino también para maximizar su potencial.

El objetivo general de la presente tesis consiste en determinar las acciones adoptadas por el modelo noruego a ser aplicadas en Argentina para el desarrollo de los recursos no convencionales. Para ello, se buscará dar respuesta a las siguientes preguntas: ¿Es el modelo de asociación desarrollado por Noruega más adecuado que el argentino? ¿Existen otras razones que contribuyeron positivamente al éxito noruego? ¿Puede aplicarse el modelo noruego en Argentina? ¿Qué cambios deberían implementarse en nuestro país para que los estados (nacional y provinciales) logren maximizar los beneficios de la explotación de hidrocarburos?

La hipótesis a verificar es la siguiente: contar con abundantes recursos hidrocarburíferos no garantiza el adecuado desarrollo de los mismos. Desarrollar una adecuada política petrolera, y en particular un robusto modelo de asociación entre estado y privados, resulta crítico para maximizar los beneficios de la explotación de estos recursos no renovables.

A fin de tratar de comprobar dicha hipótesis, se plantea el siguiente desarrollo de temas: situación del petróleo y gas en Argentina, definición e importancia de los recursos no convencionales y marco asociativo actual; perfil de país de Noruega y su historia petrolera; desarrollo del modelo petrolero noruego haciendo foco en el vehículo de asociación entre el estado y los privados; identificación de factores que contribuyeron al éxito noruego y sugerencias a implementarse en Argentina para el desarrollo de los recursos no convencionales.



2. CUERPO TEORICO

2.1. SITUACIÓN DEL PETRÓLEO Y EL GAS EN ARGENTINA

El 13 de diciembre se celebra el Día del Petróleo en Argentina en conmemoración al descubrimiento de petróleo realizado por una cuadrilla dependiente del ministerio de Agricultura el 13 de diciembre de 1907 en el Pozo 2 de Comodoro Rivadavia. Si bien se adopta como fecha oficial aquel día de 1907, existieron varios emprendimientos previos que podrían considerarse como hitos precursores de la industria petrolera local.

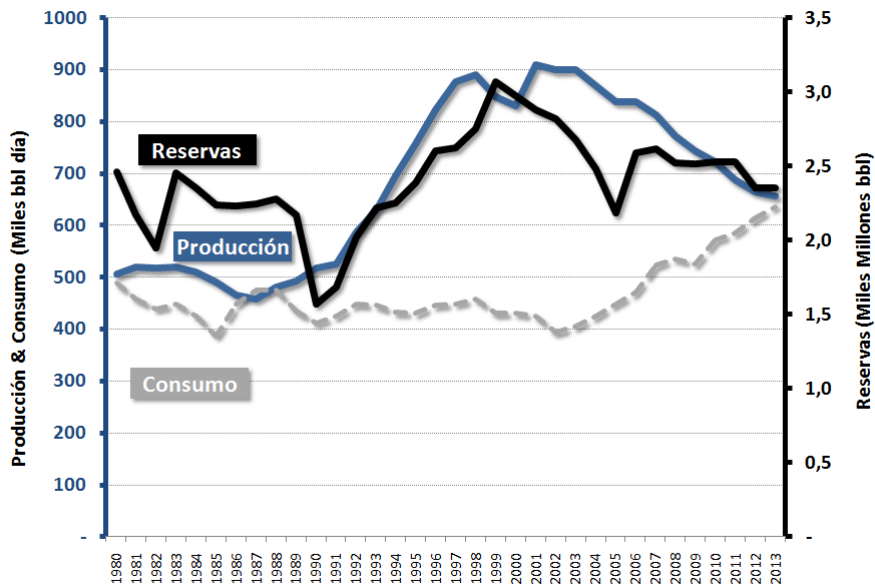
Los primeros antecedentes de explotaciones petroleras rudimentarias se remontan a la segunda mitad del siglo XIX en las provincias norteñas de Salta y Jujuy. En el año 1865 se creaba la *Compañía Jujeña de Kerosene* para explotar los afloramientos de petróleo jujeños, convirtiéndose en la primera empresa petrolera argentina. En el año 1886 se crea la *Compañía Mendocina de Petróleo* que logró explotar comercialmente petróleo en el paraje de Agua del Corral (actual Yacimiento Cacheuta) para lo cual perforó 30 pozos y construyó un oleoducto de 40 kilómetros hasta la ciudad de San Vicente acumulando 8.000 m³ de petróleo producido. Sin embargo, se adoptó aquel 13 de diciembre como inicio de la relación de Argentina con el petróleo.

Luego de más de cien años de historia nuestro país se encuentra en un momento que puede convertirse en un punto de inflexión. La franca declinación en producción y reservas de petróleo y gas verificada desde principios de la década del 2000 ha empujado al país a ser importador de energía.

En los gráficos siguientes 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 – 2013.

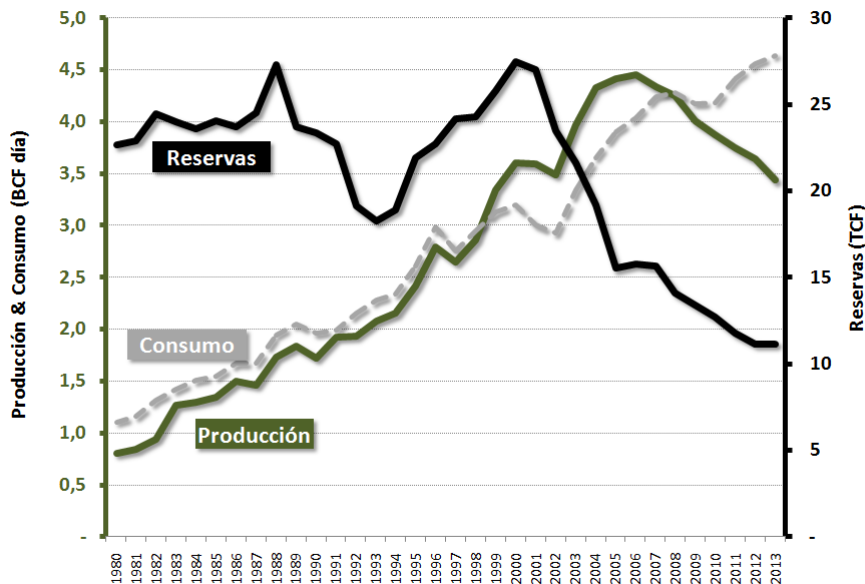


Gráfico 1 – Producción, Consumo y Reservas de Petróleo



Fuente: Elaboración propia con información de BP Statical Review 2014

Gráfico 2 – Producción, Consumo y Reservas de Gas



Fuente: Elaboración propia con información de BP Statical Review 2014

Sin embargo, y gracias a un 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.



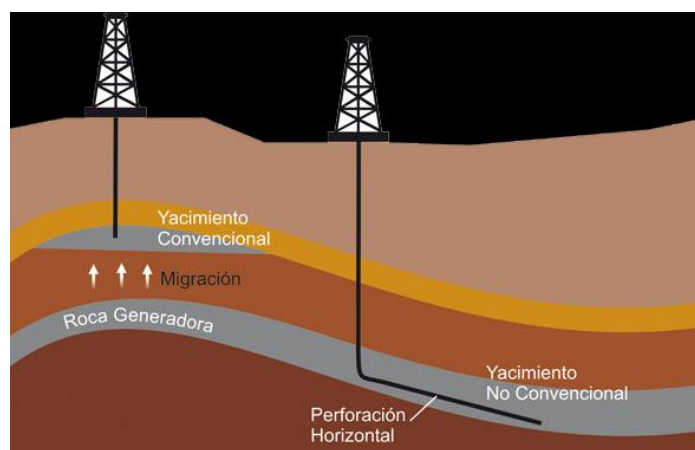
El desarrollo tecnológico al que nos referimos es la fractura hidráulica (o “fracking”²), técnica desarrollada durante la década del 90 que permitió la explotación comercial de los recursos no convencionales de shale oil y shale gas de los Estados Unidos generando una revolución energética (y económica) sin precedentes.

2.2. RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

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. Debe existir entonces un sello natural que evite la fuga de los hidrocarburos en el proceso de migración de los mismos desde la roca generadora o roca madre hacia la superficie. Ese sello natural que actúa conteniendo los hidrocarburos es atravesado por los pozos de producción (en general pozos verticales).

En el caso de los yacimientos o reservorios “no convencionales”, por las condiciones de permeabilidad y porosidad de la roca generadora, los 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 que tiene alto contenido de arcilla. A estos yacimientos se los denomina comúnmente de *shale oil / gas*.

Gráfico 3 – Yacimiento Convencional y No Convencional



Fuente: www.shaleenargentina.org.ar

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 compactos (*tight*), al metano en lechos de carbón (*coal bed methane*), petróleo en arcillas (*oil shale*), alquitrán en arena (*tar sands*) y, en determinadas ocasiones, a los petróleos pesados y extra-pesados. En este trabajo, cuando hacemos referencia a

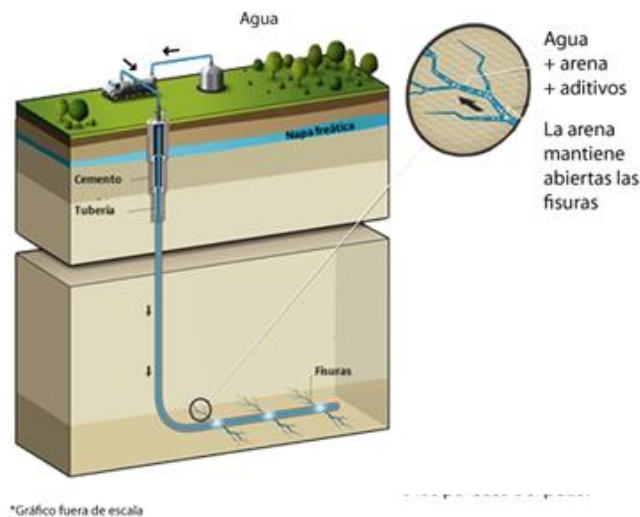
² La técnica de fractura hidráulica se explica en la siguiente sección.



recursos no convencionales nos estaremos refiriendo únicamente a los yacimientos *de shale oil/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. Esta técnica consiste básicamente en la inyección de agua (a gran presión) y arena en el pozo. El 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 productos químicos tales como inhibidores de crecimiento bacteriano, gelificantes y reductores de fricción entre otros.

Gráfico 4 – Operación de Fractura Hidráulica



Fuente: www.shaleenargentina.org.ar

Los yacimientos de recursos no convencionales de shale oil y gas no son novedosos; desde que se comenzó con la producción de hidrocarburos de yacimientos convencionales se supo que la roca generadora contenía gas y petróleo. La revolución que se ha producido en estos últimos años en torno a los hidrocarburos no convencionales se debe a que la estimulación hidráulica viabilizó su producción comercial.

En abril de 2011 la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) publicó un primer estudio con la estimación de los recursos de shale gas de 14 regiones fuera de los Estados Unidos. En junio de 2013 publicó una actualización del primer estudio. Esta segunda versión cubrió 137 formaciones no convencionales en 41 países y reportó que Argentina contaba con recursos técnicamente recuperables de shale oil por 27 billones de barriles y 802 trillones de pies cúbicos de gas, ocupando la 4^{ta} y 2^{da} posición respectivamente.


Tabla 2 – Shale Oil & Gas: Ranking de Países por Recursos Recuperables

Recursos Recuperables Shale Gas			Recursos Recuperables Shale Oil		
		TCF			Bill Bbls
1	China	1115	1	Rusia	75
2	Argentina	802	2	USA	58
3	Algeria	707	3	China	32
4	USA	665	4	Argentina	27
5	Canada	573	5	Libia	26
6	Méjico	545	6	Venezuela	14
7	Australia	437	7	Méjico	13
8	Sudáfrica	390	8	Paquistán	9
9	Rusia	285	9	Canadá	9
10	Brasil	245	10	Indonesia	8
11	Resto	1535	11	Resto	75
Total		7299	Total		346

TCF = trillones de pies cúbicos

Bill Bbls = billones de barriles

Fuente: Elaboración propia con información de Energy Information Administration

Aquí resulta necesario introducir los conceptos de reservas y recursos. Por *reserva* de petróleo y/o gas se entiende 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.

El volumen total de petróleo y/o gas que contiene un yacimiento es el *recurso*; es decir es la totalidad del petróleo y/o gas existente en el subsuelo incluyendo tanto el descubierto como el no descubierto y el recuperable como el no recuperable. Sólo aquel volumen de petróleo y/o gas recuperable económicamente constituye las reservas.

Las curvas de los **Gráficos 1 y 2** (v. pág. 4) muestran la evolución de las *reservas probadas* totales de petróleo y gas de Argentina, que a fines del año 2013, totalizaban 2,4 billones de barriles (28° posición a nivel mundial) y 11,1 trillones de pies cúbicos (38° a nivel mundial). Por su parte, el estudio realizado por la EIA contempla *recursos técnicamente recuperables* de las cuatro cuencas con potencial de shale oil/gas en Argentina: Cuenca Neuquina, Cuenca de San Jorge, Cuenca Austral y Cuenca Paraná.

En el **ANEXO I** se acompaña un mapa con la ubicación de dichas cuencas y una tabla con la distribución de recursos por cuenca y por formación



geológica³. A partir de dicha tabla y de su comparación con los datos del **Tabla 2** (v. pág. 7) se aprecia la importancia relativa de la formación Vaca Muerta en el contexto local e internacional de recursos no convencionales. Vaca Muerta contendría, por ejemplo, recursos de shale gas superiores al total de Rusia y Brasil.

Vale la pena aclarar que no todos los recursos se convierten finalmente en reservas ya que dependen de condiciones de mercado (tales como el precio de venta) y de condiciones técnicas y tecnológicas que propician su posterior desarrollo.

Una forma práctica de dimensionar la importancia de los recursos shale con que cuenta Argentina consiste en calcular su cociente respecto del consumo actual tanto de gas como petróleo. Para el caso del petróleo el cociente es 116 y más de 470 para el gas; es decir que los recursos shale equivalen a **110 años** y más **470 años** de consumo actual argentino de petróleo y gas respectivamente.

Tabla 3 – Ratios Recursos / Consumo

GAS		
Recursos	802	TFC
Consumo 2013	1,7	TFC/año
Ratio	474	años

OIL		
Recursos	27.000	MMbbl
Consumo 2013	232	MMbbl/año
Ratio	116	años

Fuente: Elaboración propia con información de British Petroleum.

Un estudio realizado por la consultora Accenture⁴ indica que la explotación de los recursos shale de Vaca Muerta exclusivamente equivaldría por ejemplo a 2,7 PBIs actuales del país o a más de 80 años de exportación de soja y permitiría generar entre 20.000 y 22.000 nuevos puestos de trabajo por año en las próximas dos décadas. Según dicho informe, la explotación de Vaca Muerta podría generar un crecimiento anual adicional del PBI del 0,5% hasta el 2035.

Resulta paradójico entonces que un país con tamaño potencial de petróleo y gas sea importador de energía. Durante el 2013, Argentina importó energía por aproximadamente 13.000 MMU\$, lo que representó el 15% de las importaciones totales y el 160% del superávit comercial total (9.000 MMU\$).

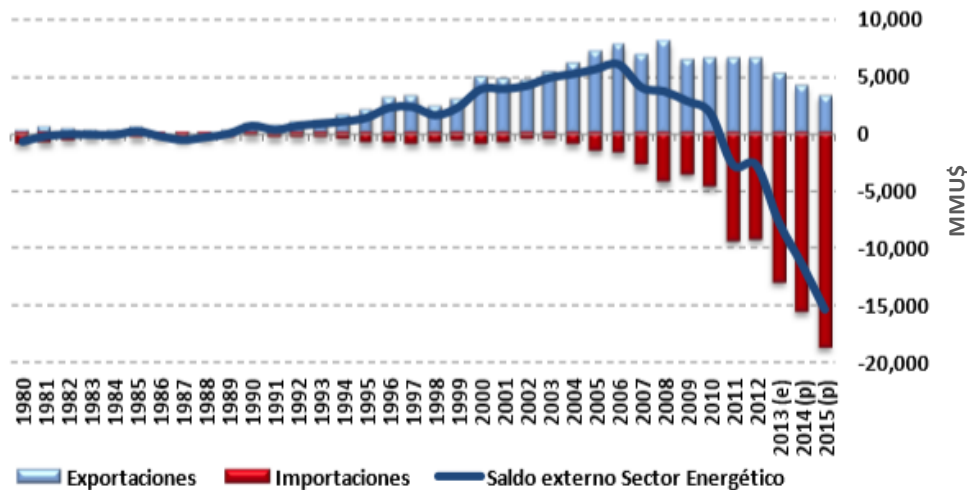
³ Distintas capas en que se divide el subsuelo en función de las características particulares de las rocas.

⁴ "Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035", 2014.



Una parte sustancial de dichas importaciones (6.000 MMU\$\$) fue gas natural importado desde Bolivia y por barco (LNG). El siguiente gráfico muestra el crecimiento del déficit del balance energético desde el año 2010.

Gráfico 5 – Balance Energético Argentino



Fuente: D. Gerold, *Perspectivas Situación Energética*, Agosto 2013.

Dado que: i) existe demanda de gas insatisfecha (creciente según surge de las curvas de la Figura 2); ii) existen recursos shale suficientes para abastecer esa demanda y crear nuevos mercados de exportación, iii) se cuenta con infraestructura de procesamiento y transporte que une dichos recursos con los mercados (Argentina cuenta con una extensa red de gasoductos y oleoductos hoy parcialmente utilizados debido a la producción convencional declinante), y iv) la tecnología requerida para el desarrollo es accesible, cabe preguntarse entonces cuáles son las condiciones que están impidiendo el desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina.

La industria petrolera es tradicionalmente 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 multiplica la inversión necesaria y el costo del barril de petróleo o m³ de gas producido respecto de los yacimientos convencionales.

Existen diversas estimaciones de las inversiones requeridas para el desarrollo de Vaca Muerta. El referido estudio de Accenture estima la inversión de aproximadamente 370.000 MMU\$\$ hasta el año 2035 (equivalente al 80% del PBI actual del país). Otras estimaciones, por ejemplo, indican que para



asegurar el abastecimiento energético hasta el año 2030 serán necesarios al menos 314.000 MMU\$⁵, o que serán necesarios 20.000 MMU\$ por año para el desarrollo de Vaca Muerta⁶.

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.

Si bien en el último tiempo Argentina ha dado ciertos pasos 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), no es menos cierto que contamos con una larga tradición en alterar sistemáticamente las reglas juego. En una industria de muy largo plazo como es la petrolera, no contar con un marco estable constituye una fuerte desventaja.

2.3. EVOLUCIÓN MARCO REGULATORIO EN ARGENTINA

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. Dicha 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 Reconversión” (conversión de contratos de servicio con YPF a permisos de exploración y concesiones de explotación). Posteriormente, el Plan Argentina (Decreto N° 2.178/91)

⁵ “Futuro del Petróleo y el Gas en la Argentina. Un desafío no convencional”, Ferioli J., Marzo 2014

⁶ Seminario “Vaca Muerta: Convertir el Recurso en Desarrollo”, ciclo Democracia y Desarrollo, Agosto 2014.



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 1 y 2** (v. pág. 4).

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 hidrocarburos⁷.

En noviembre de 2004 se promulga la Ley N° 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

⁷ Anthony B., “Industria Hidrocarburífera Argentina – Modificaciones al Marco Regulatorio”, Abril 2013.



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.

En mayo de 2012, el Congreso aprobó la Ley N° 26.741 de “Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina” que declaró de interés público y como objetivo prioritario lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos. Esta ley también declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A.⁸ 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.

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. En los fundamentos del proyecto de Ley de Hidrocarburos presentada en 2013 por los senadores María E. Estenssoro, Laura G. Montero y Ernesto Sanz se indica que a esa fecha, la Ley N° 17.319 había sido modificada y/o completada por 220 normas.

No se pretende aquí hacer un juicio de valor de todas las medidas adoptadas, sino que se busca resaltar el cúmulo de normativa publicada y el impacto que

⁸ YPF pasó de ser una empresa 100% estatal, a totalmente privada y luego a empresa con participación mayoritaria estatal en menos 15 años, período inferior al plazo de una concesión de explotación tradicional (25 años).

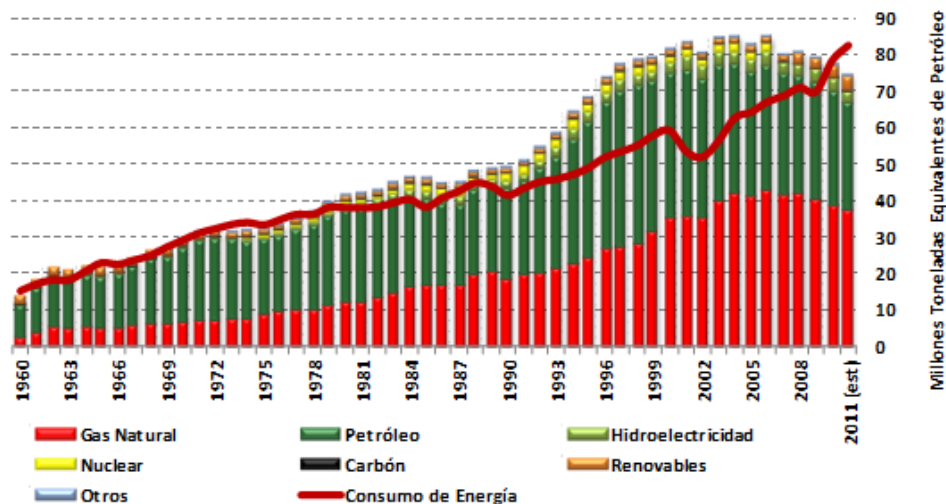


las mismas generan en una actividad caracterizada por ser de largo plazo y capital intensiva.

2.4. EL “MODELO” ARGENTINO: PERMISOS Y LICENCIAS

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. 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 siguiente gráfico.

Gráfico 6 – Oferta Primaria Local de Energía y Demanda Interna



Fuente: D. Gerold, Situación Actual y Perspectivas del Sector Energético de la Argentina, 48° Coloquio Idea, Octubre 2012.

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 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; mayor detalle sobre los requisitos mínimos a cumplir se listan en los pliegos de licitación respectivos. 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 se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 4 – Plazos Permisos de Exploración

Período	Exploración Convencional	Exploración No Convencional	Exploración offshore
1er. Período	3 años	4 años	4 años
2do. Período	3 años	4 años	4 años
Prórroga	5 años	5 años	5 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 ley establece que dentro de los 90 días posteriores de presentada la declaración de comercialidad, la empresa debe entregar para aprobación de la



autoridad de aplicación el programa de desarrollo y el compromiso de inversión para la nueva concesión. Existe la posibilidad entonces que la autoridad de aplicación otorgue la concesión sin conocer fehacientemente cuál es el plan del concesionario para el desarrollo de los recursos que le pertenecen al Estado. Como se verá en las secciones próximas, esto es inadmisibles bajo el esquema noruego.

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*⁹).

La autoridad de aplicación puede establecer para las eventuales solicitudes de prórrogas de las concesiones de explotación 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.

⁹ Cuando una empresa tiene un *mecanismo de acarreo* significa que no aporta su porcentaje en las inversiones/costos y que sus socios en el permiso / concesión en cuestión cubren ese porcentaje.



2.5. REGALÍAS Y RÉGIMEN FISCAL GENERAL

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%), retención a dividendos (10%) y retenciones a las exportaciones. Los impuestos provinciales incluyen Ingresos Brutos (tasa promedio del 2,8% pero varía de acuerdo a cada jurisdicción) e Impuesto de Sellos (1% en general pero varía de acuerdo a cada jurisdicción).

Las retenciones actuales (abril 2015) a la exportación de crudo son del 10% para precios menores a 70 dólares por barril, 11,5% para valores de crudo entre 70 y 75, y 13% para 75 y 80 dólares por barril. Para precios mayores, la compañía recibe 70 dólares por barril¹⁰.

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 del 12%.

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 hasta el 3% respecto de la regalía vigente al momento de la prórroga.

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.

¹⁰ Argentina Overview, WoodMackenzie, Enero 2015.



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.

2.6. PRECIOS

Escapa a este trabajo realizar un análisis pormenorizado del esquema de precios vigente en Argentina, sin embargo es una variable fundamental para el desarrollo de cualquier actividad económica y resulta preciso efectuar consideraciones de orden general.

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.

Existe en la actualidad 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 han estado limitados a valores artificialmente bajos en relación a los respectivos marcadores internacionales. Estas 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 (efectos que se pueden observar en el **Gráfico 2**). La situación no resulta muy distinta en el caso del petróleo (ver **Gráfico 1**). A fin de revertir estas tendencias, se han implementando distintos mecanismos de incentivos a la exploración y producción vía mayores precios tanto para el petróleo como el gas¹¹.

Los precios internacionales del gas y (principalmente) del petróleo son sumamente volátiles. Si a esta condición intrínseca se le agrega mayor

¹¹ Programa Petróleo Plus (2008), Programa Gas Plus (2008), reducción de derechos de exportación (2012, 2013), Plan Gas (2012), etc.



incertidumbre a través de la intervención en la fijación de precios, indudablemente resulta más complejo el desarrollo de esta industria extremadamente capital intensiva.

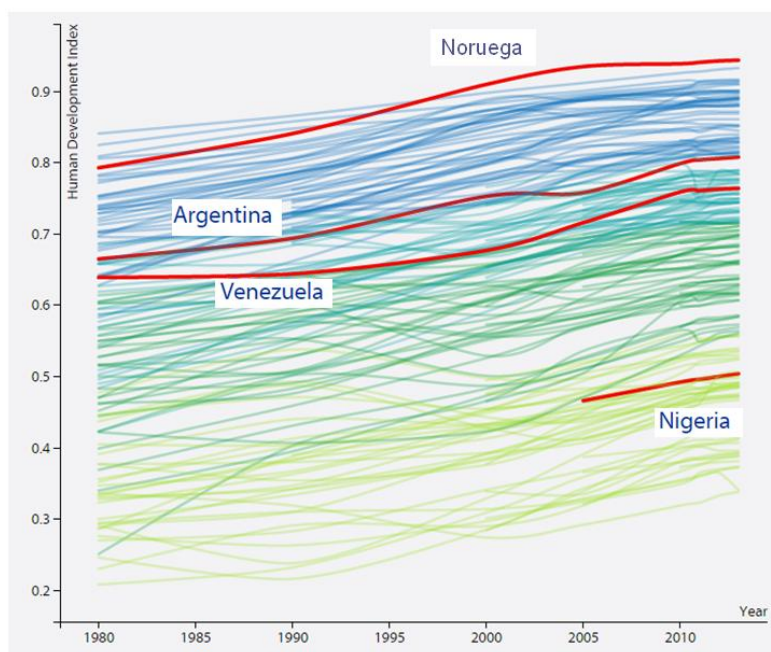
2.7. RESEÑA GENERAL DE NORUEGA

Noruega –oficialmente Reino de Noruega- es una monarquía constitucional con sistema parlamentario democrático. Se encuentra ubicada en el extremo norte de Europa, circundada por el Mar del Norte, el océano Atlántico y Suecia. Junto con Suecia y Finlandia conforma la península escandinava.

Noruega tiene población de 5,1 millones de habitantes (121° a nivel mundial), una superficie de 323.000 km² (68° - comparable a la superficie de la Provincia de Buenos Aires con 307.000 km²) y un Producto Bruto Interno de aproximadamente 516 Billones de dólares (48°), lo que implica un PBI per cápita de aproximadamente 100.000 U\$S (9°)¹².

Tal como se mencionara en la Introducción de este trabajo, el Índice de Desarrollo Humano calculado para Noruega se ubica, desde hace 25 años, entre más altos. De acuerdo con Naciones Unidas, Noruega tenía el 4° IDH más alto en 1990 y ha mantenido la primera posición en ese ranking en forma ininterrumpida desde el año 2000 hasta la actualidad.

Gráfico 7 – Evolución Índice Desarrollo Humano



Fuente: Naciones Unidas.

¹² CIA World Factbook, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/no.html>



2.8. PETRÓLEO Y GAS EN NORUEGA

A diferencia de Argentina, la industria petrolera de Noruega cuenta con sólo 50 años de historia. A fines de la década del 50 casi nadie consideraba la posibilidad que la plataforma continental noruega albergara importantes recursos hidrocarbúricos. Una nota enviada en 1953 por el Instituto Geológico Noruego al Ministerio de Asuntos Exteriores admitía que las chances de encontrar carbón, petróleo o azufre eran despreciables. Sin embargo, los descubrimientos de las compañías Shell y Esso en 1959 en la vecina plataforma continental holandesa alentaron el interés por Noruega.

La empresa Phillips Petroleum solicitó a fines de 1962 un permiso para actividades de exploración en el Mar del Norte. El permiso fue rechazado porque las autoridades lo consideraron como un intento de adquisición de derechos en forma exclusiva y recién en 1965 se realizó una primera ronda licitatoria de áreas para el desarrollo de actividades exploratorias.

El primer pozo exploratorio fue perforado en 1966 y resultó no descubridor. El primer descubrimiento se produjo recién en el año 1969, en el gigantesco yacimiento Ekofisk, el cual inició su producción dos años más tarde (junio de 1971).



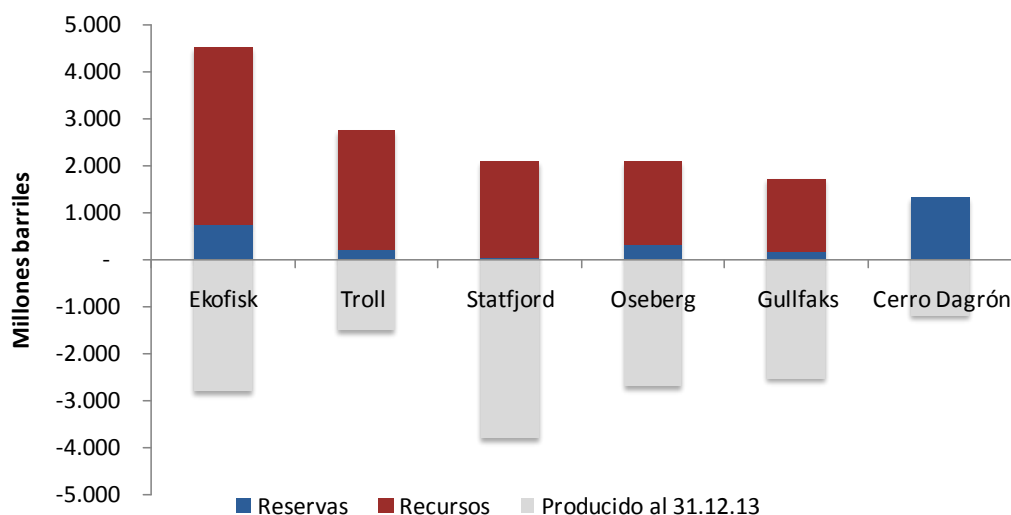
Yacimiento Ekofisk. Fuente: Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega.

La actividad exploratoria se concentró en la plataforma continental del Mar del Norte y durante los años 70 y 80 fueron descubiertos varios yacimientos muy importantes tales como Staffjord (1974 - Mobil), Gullfaks (1978 - Statoil), Oseberg (1979 - Norsk Hydro) y Troll (1983 - Shell) entre los más significativos. Todos estos yacimientos continúan en producción y cuentan aún con importantes reservas y recursos (por ejemplo, se estima que la vida útil de Ekofisk se extenderá hasta 2050 y la de Troll hasta 2045). A continuación se muestran las reservas y recursos remanentes y la producción extraída de estos



campos a Diciembre 2013 y se las compara con el yacimiento Cerro Dragón (yacimiento de petróleo más importante de Argentina, descubierto en 1956).

Gráfico 8 – Producción, Reservas y Recursos Remantes de Petróleo



Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Norwegian Petroleum Directorate y WoodMackenzie.

Advirtiendo la importancia estratégica de asegurar la soberanía de los significativos recursos subyacentes en la plataforma continental, las autoridades locales crearon la compañía Statoil en 1972 (siendo el Estado su único accionista). Adicionalmente, se estableció que el Estado tomaría el 50% de participación en cada licencia de producción. Esto cambió en el año 1993, momento a partir del cual el Estado decide en cada caso si participa en la licencia y con qué porcentaje lo hace.

En 1972 también se crea el Norwegian Petroleum Directorate (NPD), institución que ha cumplido un rol fundamental en el manejo de los recursos (como se desarrollará más adelante) y cuya principal función es la de ejercer la autoridad administrativa en relación a la exploración y producción de los recursos hidrocarbúricos de la plataforma continental noruega.

Durante las décadas posteriores la industria se desarrolló significativamente hasta convertirse en la mayor fuente de ingresos del Estado. En 2013, Noruega ocupó la 15° posición como mayor productor de petróleo mundial con 1,8 Millones de barriles por día y la 7° posición como mayor productor de gas con 10,6 Billones de pies cúbicos por día. También fue el 10° exportador de crudo y 3° de gas.

Con una población de 5 millones de habitantes, el mercado doméstico de petróleo y gas es reducido; la mayor parte de la producción está destinada a



los mercados de exportación, tal como se puede observar en los **Gráficos 9 y 10** siguientes. En el 2013, sólo el 13% y el 4% de la producción de petróleo y gas fue consumida en el mercado doméstico respectivamente.

Gráfico 9 – Noruega: Producción y Consumo de Petróleo

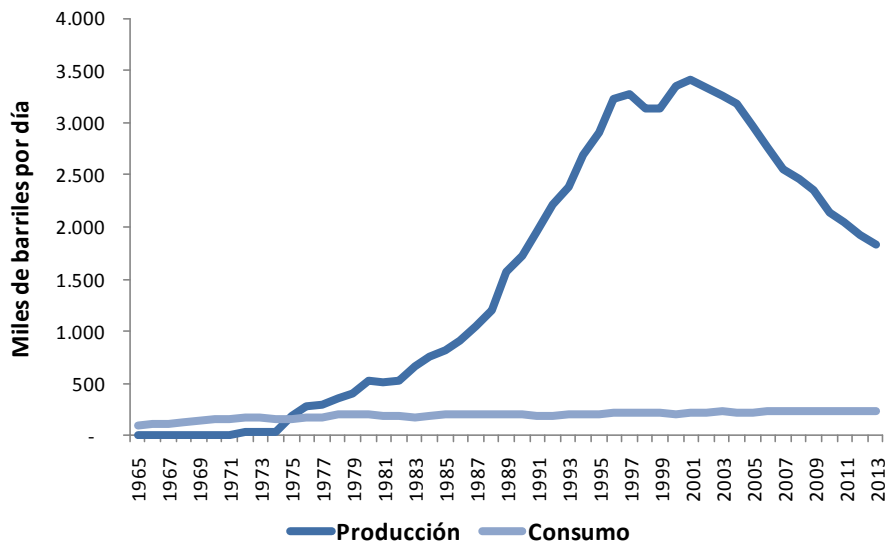
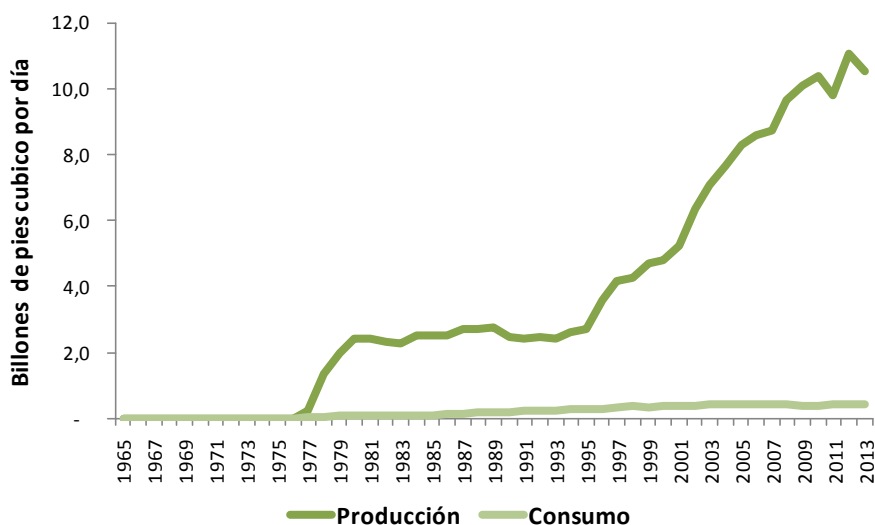
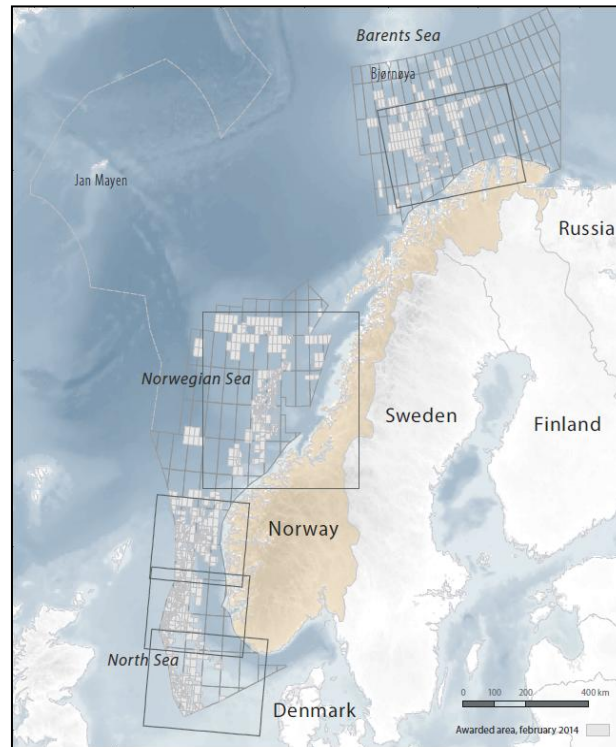


Gráfico 10 – Noruega: Producción y Consumo de Gas



Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statical Review of World Energy, Junio 2014

Toda la actividad de exploración y explotación es offshore; la plataforma está dividida en tres grandes regiones: Mar del Norte, Mar de Noruega y Mar de Barents. La región del Mar del Norte es la de mayor importancia, concentrando 60 campos en producción en una superficie de 142.000 km².



Fuente: Norwegian Petroleum Directorate

El desarrollo offshore complejizó no solo las operaciones de exploración si no también el acceso de la producción al mercado (doméstico y no doméstico). Noruega ha desarrollado una extensa red de gasoductos para vincular los campos productivos con los puntos de consumo. Cuenta con una red de transporte de gas que supera los 8.000 km (equivale aproximadamente a la distancia entre Buenos Aires y Nueva York) conectando las reservas noruegas con el mercado europeo (aproximadamente 20% del consumo de gas de Europa es provisto por Noruega).

A fines de 2013, Noruega contaba con 78 campos en producción y con aproximadamente 50 empresas (entre locales y extranjeras) participando en el negocio petrolero. Medidas por volúmenes producidos durante el 2013, Statoil es la primer compañía seguida por algunas de las mayores empresas internacionales como ExxonMobil, Total, Shell, ConocoPhillips y Eni.

A nivel reservas probadas de petróleo, a fines de 2013 Noruega ocupaba la posición 19° mundial con 8,7 Billones de barriles de petróleo y el 15° lugar en reservas probadas de gas con 72 Trillones de pies cúbicos. Al calcular el ratio reservas/producción, los valores obtenidos son 12,3 y 18,8 años para petróleo y gas respectivamente; al re-calcular los ratios teniendo en cuenta reservas / consumo doméstico exclusivamente, los valores para Noruega son 99 y 464 años para petróleo y gas respectivamente.



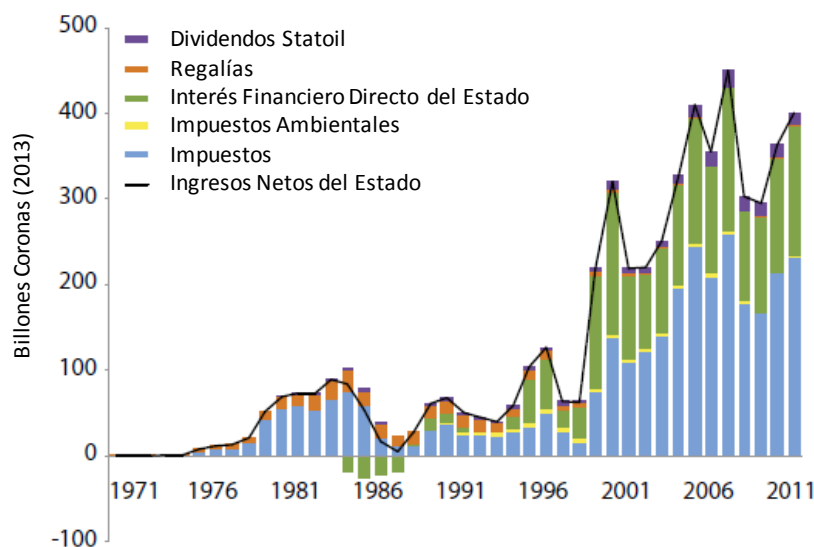
2.9. IMPORTANCIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN NORUEGA

El manejo del sistema petrolero noruego tiene como premisa básica la maximización del valor creado para beneficio de la sociedad. Por ello, una gran proporción del valor creado por esta industria es capturado por el Estado a través de impuestos, dividendos, cánones, etc.

Previo al desarrollo del petróleo, Noruega contaba con un PBI per cápita de 3.300 U\$S (año 1970), lo que representaba, por ejemplo, el 63% del PBI per cápita de Estados Unidos (5.300 U\$S). También resultaba relativamente similar al de sus vecinos Holanda (2.700 U\$S), Dinamarca (3.400 U\$S) y Suecia (4.400 U\$S). Cuarenta años más tarde (datos a fines del año 2012), el PBI per cápita de Noruega (99.600 U\$S) pasó a duplicar prácticamente el de las naciones antes mencionadas (51.700 U\$S de Estados Unidos, 45.900 U\$S de Holanda, 56.300 U\$S de Dinamarca y 55.000 U\$S de Suecia)¹³. Como **ANEXO II** se detalla la evolución de tal índice para los mencionados países y a efectos comparativos se agregan Argentina y Venezuela.

Si bien resulta muy difícil justificar la totalidad del aumento relativo del PBI per cápita de Noruega al desarrollo de la industria petrolera, es indudable que el impacto de dicha actividad ha contribuido sustancialmente. En la figura que se presenta a continuación se muestran los ingresos netos obtenidos por el Estado de las actividades petroleras. Se advierte claramente un aumento significativo a partir de principios de la década del 2000 que coincide con el desacople del PBI per cápita noruego mostrado en el gráfico del **ANEXO II**.

Gráfico 11 – Ingresos Netos del Estado



Fuente: Norwegian Petroleum Directorate

¹³ Fondo Monetario Internacional, <http://www.imf.org/external/data.htm>.



De acuerdo con información del Ministerio de Finanzas de Noruega, desde principios de los años 70 cuando comenzó la producción, la industria ha contribuido con aproximadamente 1.700 Billones de U\$S (medidos en Coronas del 2013 y convertidos al tipo de cambio promedio del mismo año), equivalente a 3,4 PBIs actuales de Noruega. Durante el año 2013, las exportaciones del sector petrolero totalizaron el 48,9% del total país; la actividad aportó el 29,1% de los ingresos totales del Estado y significó el 21,5% del PBI nacional.

Los ingresos provenientes de la actividad petrolera han sido sumamente importantes para la economía y el bienestar social noruego. La totalidad de los mismos son transferidos a un fondo soberano, cuyo valor de mercado a principios de febrero 2015 era de 870 Billones de dólares¹⁴, lo que equivalía aproximadamente a 170.000 U\$S por habitante.

2.10. ORGANIZACIÓN Y MARCO REGULATORIO GENERAL

La Constitución de 1814 está basada en el principio de división de poderes. En ella se establece la distribución de los poderes del Estado entre el Poder Ejecutivo (el Rey), el Poder Legislativo (Parlamento) y el Poder Judicial. En décadas posteriores, el Rey perdió su poder y el Gobierno asumió el control del Poder Ejecutivo, siendo responsable directo ante los representantes electos por el pueblo (el Parlamento)¹⁵.

El Parlamento (“Storting”) constituido por 169 miembros elegidos cada 4 años, es el órgano responsable de fijar el marco general para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas.

El Gobierno ejerce autoridad ejecutiva sobre las actividades petroleras, siendo asistido por ministerios y sus respectivos directorios subordinados. El Ministerio de Petróleo y Energía es el responsable del gerenciamiento de los recursos y de la titularidad en las empresas Statoil ASA, Petoro AS (empresa encargada del gerenciamiento del *IFDE – Interés Financiero Directo del Estado*) y Gassco AS (empresa operadora de la red de gasoductos).

El Norwegian Petroleum Directorate (NPD) está subordinado al Ministerio de Petróleo y Energía. Funciona como asesor del referido ministerio y ejerce la autoridad administrativa en materia de exploración y producción de petróleo y gas. El objetivo del NPD es *la contribución a la máxima creación de valor posible para la sociedad a partir de las actividades de petróleo y gas por medio de un manejo prudente de los recursos, basado en la seguridad, preparación para emergencias y la protección del medio ambiente*¹⁶.

¹⁴ Norges Bank, <http://www.nbim.no/en/>

¹⁵ Parlamento de Noruega, www.stortinget.no

¹⁶ Eldbjørg Vaage Melberg (2013, Diciembre); *NPD Roles and Responsibilities*.



Otros ministerios intervinientes son el Ministerio de Trabajo (regula y supervisa el empleo y la preparación por respuestas de emergencia), el Ministerio de Finanzas (responsabilidad sobre esquema impositivo general y particular de la industria petrolera), el Ministerio de Transporte y Comunicaciones (responsable de preparación para respuestas por contaminación de las aguas) y el Ministerio de Clima y Ambiente (responsable de la protección ambiental). Como **ANEXO III** se adjunta un esquema de la organización estatal noruega de las actividades petroleras.

Como fuera mencionado previamente, el descubrimiento de gas en el territorio holandés suscitó interés por la exploración de la plataforma continental noruega. En respuesta a dicho interés, la Ley del 21 de junio de 1963 marcó el punto de partida de la legislación relativa a la actividad petrolera. La ley resumidamente proclama:

- la soberanía sobre la plataforma continental (definiéndola como el lecho marino y el subsuelo que se extiende más allá del mar territorial de Noruega hasta el borde exterior del margen continental, pero no menos de 200 millas náuticas de la línea de base a partir del mar territorial);
- la potestad del Rey (Gobierno) de otorgar permisos para la exploración y explotación de los recursos naturales; y
- la potestad del Rey de regular sobre la materia.

Los White Papers son documentos elaborados por el Gobierno cuando desea presentar asuntos al Parlamento que no requieren una decisión, tales como informes sobre el trabajo realizado en un campo en particular y la política futura. Estos documentos, y su posterior discusión parlamentaria, habitualmente constituyen la base de un proyecto de ley en una etapa posterior.

En junio de 1971 como parte del White Paper N° 76, se presentaron lo que en la actualidad se conocen como los “*10 Mandamientos del Petróleo*”. Estos mandamientos resaltan la necesidad que la política petrolera sea integral y que la gestión y control nacional son importantes para garantizar que el manejo de los recursos beneficie a toda la sociedad noruega. Estos mandamientos (que continúan en plena vigencia) son contemporáneos con la puesta en producción del primer yacimiento (Ekofisk), lo que demuestra la previsibilidad del sistema noruego. Como **ANEXO IV** se adjuntan los referidos mandamientos.

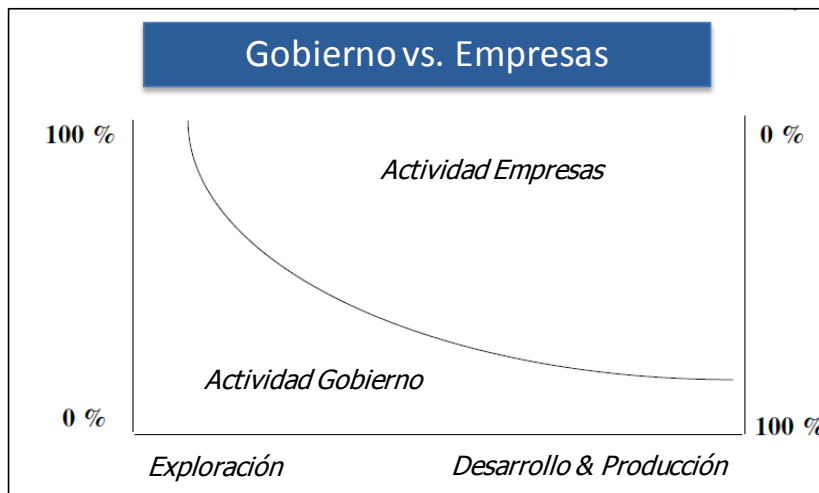
2.11. ADJUDICACIÓN DE LICENCIAS

La licencia regula los derechos y obligaciones de las empresas con el estado. Existen dos grupos de licencias: de exploración y de producción. El Estado, a través del Ministerio de Petróleo y Energía y el NPD juega un papel crucial en



las primeras instancias del proceso. Este involucramiento le permite al dueño del recurso (el Estado) tener un cabal conocimiento del valor del mismo y consecuentemente optimizar su manejo. A continuación se muestra un esquema presentado por el NPD que grafica el fuerte involucramiento del Estado en las primeras etapas del proceso y su paulatino retiro cediendo participación a las empresas.

Gráfico 12 – Ingresos Netos del Estado



Fuente: *Licensing System in Norway, Norwegian Petroleum Directorate*

El proceso se inicia con la decisión del Parlamento de abrir una región para las actividades petroleras. Dicha decisión está basada en informes geológicos y geofísicos realizados por el NPD y su posterior recomendación presentada a través de White Papers. En la actualidad, el Parlamento ha abierto la mayor parte del Mar del Norte y, conforme el transcurso de las sucesivas licitaciones fue abriendo nuevas regiones hacia el norte (Mar de Noruega y sur del Mar de Barents).

En forma posterior a la decisión del Parlamento de abrir una región para actividades petroleras, pero previo al proceso de licitación, se realiza un estudio del impacto que dicha actividad tendrá en la región. El estudio debe considerar aspectos sociales, medioambientales y financieros. El Ministerio de Petróleo y Energía es el encargado de realizar dicho estudio previo.

Que sea el Ministerio el encargado de realizar el estudio resulta diferente a lo que acontece en muchos otros países, entre ellos Argentina. Existen varios beneficios asociados: reducción de tiempos (los licenciatarios reciben el área con el estudio de impacto ejecutado con lo cual pueden comenzar con las actividades exploratorias propiamente dichas, acortando plazos); reducción de costos (economías de escala por realizar un único estudio regional en lugar de muchos estudios por cada licencia); imparcialidad (el estudio no es ejecutado por una parte interesada como podría serlo una empresa petrolera) y detección



temprana de potenciales impedimentos (decisión temprana de vetar un área para las actividades petroleras por su impacto en otros stakeholders).

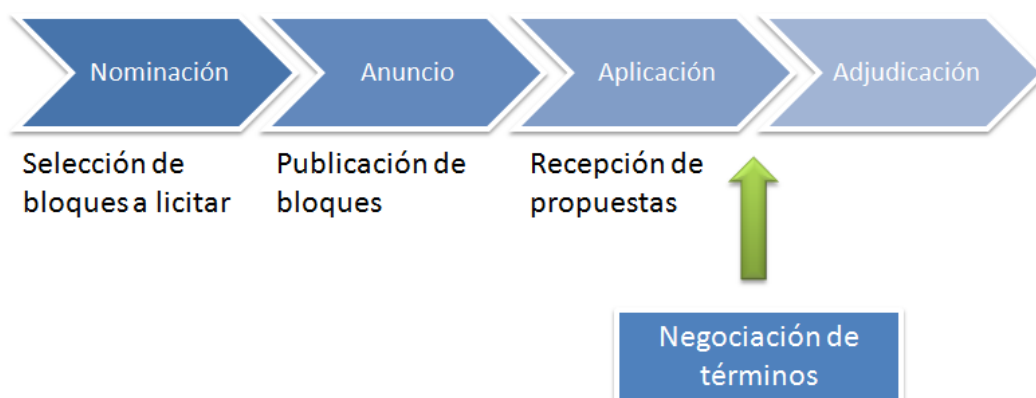
Paralelamente, el NPD realiza mapeos y evaluaciones geológicas y geofísicas de las áreas a ser licitadas. Dicha información es fundamental en el proceso posterior de la evaluación técnica y negociación de las propuestas realizadas por las empresas. Toda la información recolectada por el NPD en estos estudios preliminares está disponible para las empresas interesadas en participar de la licitación, y conformará la base de las presentaciones de las mismas.

Para la obtención de las *licencias de exploración* sólo se requiere hacer una aplicación al NPD describiendo el área de interés y el propósito de la exploración. La licencia de exploración se extiende por un plazo máximo de 3 años y otorga derechos no exclusivos de realizar tareas preliminares exploratorias (incluyendo sísmica y perforación de pozos hasta 200 mts.).

Por el contrario, la *licencia de producción* otorga a las empresas el derecho exclusivo sobre un área delimitada previamente para realizar tareas de exploración y –en caso de éxito- de explotación. Los licenciatarios adquieren la titularidad del petróleo y gas producidos en dicha licencia y pueden anotar en sus balances las reservas de petróleo y gas de tal licencia.

Cada año, el Ministerio anuncia una determinada cantidad de áreas para las cuales se pueden aplicar licencias de producción. La aplicación puede ser en forma individual o en grupo. La adjudicación de licencias responde a criterios objetivos, no-discriminatorios y de público conocimiento (detallados al momento de anunciar la apertura de la ronda licitatoria). Tales criterios tienen como objetivo optimizar el manejo de los recursos.

Gráfico 13 – Proceso de Adjudicación de Licencias de Producción



Fuente: Elaboración propia con información de Norwegian Petroleum Directorate.



A fines de enero de 2015, el Ministerio de Petróleo y Energía anunció la 23^{era} ronda licitatoria, ofreciendo un total de 57 bloques (3 en el Mar de Noruega y 54 en el Mar de Barents)¹⁷. En tal invitación se describe detalladamente cuáles serán los criterios de selección para esta ronda; se evalúa:

1. Conocimiento técnico;
2. Conocimiento de la geología;
3. Fortaleza financiera;
4. Experiencia:
 - a. En la plataforma continental noruega;
 - b. En áreas similares;
5. Si la aplicación es en grupo, la composición del grupo, el operador recomendado y las competencias colectivas;
6. Si la empresa/empresas ya son titulares de licencias, si existió algún incumplimiento en tales licencias.

Resulta claro el fuerte sesgo hacia la excelencia operativa impuesto por estos criterios de adjudicación, en línea con el objetivo subyacente de optimizar el manejo de los recursos.

La aplicación que las empresas presentan al Ministerio debe incluir la evaluación geológica y financiera del área de interés y la planificación de las tareas a ejecutar conjuntamente con un programa de trabajo. En base a la información técnica recabada por el NPD y a las propuestas recibidas de las empresas, el Ministerio se reserva el derecho de negociar con el/los solicitantes:

- a) el área de la licencia de producción;
- b) el contenido, alcance y calendario para el compromiso de trabajo; y
- c) la duración del período inicial de la licencia de producción (etapa de exploración) y la duración del período de licencia después del período inicial.

La negociación del área de la licencia tiene por objeto otorgar únicamente aquella superficie para la cual la empresa o grupo de empresas hubieran presentado programas tangibles de exploración. Adicionalmente, el Estado puede imponer a los licenciatarios ciertos compromisos de trabajos. En general dichos compromisos son la perforación de pozos hasta una determinada profundidad o hasta alcanzar determinada formación geológica.

El Ministerio se reserva también la potestad de armar los consorcios de empresas para cada área y designar el operador de la misma. La invitación a la

¹⁷ NPD, <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Licensing-rounds/23rd-Licencing-round/Announcement/>



23^{ra} ronda establece en su Artículo 2° que: *el Ministerio puede, sobre la base de las solicitudes presentadas en grupo y aplicaciones individuales, componer el grupo al que se le otorgará una licencia de producción, incluyendo la eliminación de los solicitantes que son parte de una aplicación en grupo y añadiendo solicitantes individuales, así como el nombramiento del operador.*

Este aspecto resulta sumamente peculiar respecto de lo que acontece en la industria a nivel mundial. El objetivo perseguido es la conformación del agente más idóneo para el manejo de un activo estratégico que le pertenece a toda la sociedad noruega. Se persigue fomentar la pluralidad de ideas, el control y balance dentro del grupo de empresas al que se la adjudica la licencia.

2.12. LICENCIAS DE PRODUCCIÓN

En términos generales, la licencia de producción es válida por un período exploratorio inicial de 6 años (que puede extenderse hasta un máximo de 10) durante el cual las empresas deben cumplir con los compromisos de trabajo asumidos al momento de adjudicación. Sin embargo, estos plazos son negociados entre el Estado y las empresas por licencia en función del alcance de los trabajos planificados.

En caso que se realice un descubrimiento y las empresas determinan que el mismo es viable comercialmente, deben presentar un Plan de Desarrollo y Operación (PDO) para aprobación del Ministerio. El Ministerio a través del NPD, ha elaborado una guía con los lineamientos para la presentación del PDO con el objetivo de clarificar cuáles son las expectativas de las autoridades respecto del desarrollo de la plataforma continental.

En esta instancia, el involucramiento del Estado vuelve a ser crucial; el NPD revisa, discute y propone soluciones alternativas al PDO presentado por las empresas de forma de garantizar la mejor gestión de los recursos. El PDO debe acompañarse de un estudio sobre el impacto que el desarrollo propuesto tendrá en el ambiente, la pesca y en la sociedad en general. Se debe lograr demostrar que el manejo prudente de los recursos y que las consecuencias para el público en general son aceptables.

La Ley N° 29 establece que el Estado podrá otorgar la licencia para la etapa de producción por un plazo de hasta 30 años (regla general), pero tal extensión podrá ser de hasta 50 años en casos específicos¹⁸. Como se mencionara anteriormente, el plazo de cada licencia surge de la negociación entre las empresas y el Ministerio en base al plan de desarrollo que optimice el manejo de los recursos.

¹⁸ Ekofisk comenzó su producción en 1971 y según las últimas estimaciones de Statoil se espera que su vida productiva se extienda hasta el año 2050.



El compromiso del manejo prudente de los recursos y el cuidado por el ambiente y otras actividades económicas que se desarrollan en la plataforma continental se extiende hasta el final de los yacimientos. El concepto subyacente es que las actividades petroleras *toman prestado* parte del mar y como tal, al momento de finalizar las operaciones deben minimizar el impacto generado. En tal sentido, la legislación estipula la presentación de un plan de retiro de las instalaciones para aprobación del Ministerio entre 2 y 5 años previo a la fecha estimada de cese de operaciones.

2.13. PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN LAS LICENCIAS

El Estado participa en las licencias a través de dos vehículos: Statoil y el Interés Financiero Directo del Estado (IFDE). Statoil fue constituida en 1972 y perteneció 100% al Estado Noruego hasta 2001 cuando comenzó a cotizar en las bolsas de Nueva York y Oslo. En la actualidad el Estado noruego conserva aproximadamente dos tercios del capital accionario.

Entre 1972 y 1993, el Estado participaba de manera compulsiva en cada licencia de explotación con un 50% (y transfería dicha participación a Statoil). A partir de de 1993, se modificó tal derecho y pasó a decidir en qué licencias participar y con qué porcentaje.

La creación del IFDE data del año 1985; en dicho año el Estado decidió dividir las participaciones de Statoil en las licencias de la plataforma continental y otorgar el 50% de dichas participaciones al IFDE. A partir de salida a la bolsa de Statoil en 2001, se crea la compañía Petoro (contralada 100% por el Estado) para la administración del IFDE.

En la actualidad, Statoil participa del proceso de adjudicación de licencias como cualquier otra empresa, no teniendo ningún beneficio ni exclusividad. A fines de 2014, Statoil operaba 39 licencias con producción en la plataforma continental noruega¹⁹; la producción operada fue de 533 mil barriles por día de petróleo, condensados y líquidos del gas natural y 2,8 Billones de pies cúbicos de gas, lo que representó aproximadamente el 70% del total de la producción de petróleo y gas de la plataforma continental noruega.

Petoro fue fundada en mayo de 2001 tras la privatización parcial de Statoil. Su misión es crear el máximo valor económico posible de la cartera de petróleo y gas del Estado; el Parlamento aprueba el presupuesto y la gestión de Petoro en forma anual²⁰. Al momento de su creación, Petoro recibió participación en 80 licencias; a fines de 2014 poseía participación en 190, 34 de ellas en producción.

¹⁹ Statoil Annual Report 2014.

²⁰ Ministerio de Petróleo y Energía, <http://omega.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/state-participation-in-the-petroleum-sec/the-states-direct-financial-interest-sdf.html?id=445748>



El Estado decide su participación en una licencia de producción en virtud de los méritos técnicos y económicos que vislumbra para la misma (análisis que realiza el NPD); esta decisión se toma *ex ante* de iniciados los trabajos exploratorios. Es decir, el Estado asume el riesgo exploratorio como cualquier otra empresa que participa de la licencia. Petoro, como cualquier otro titular de un porcentaje de una licencia, aporta proporcionalmente al pago de las inversiones y costos y, consecuentemente, recibe una parte equivalente de los ingresos de la venta de la producción.

El marco y las responsabilidades de Petoro surgen de la Ley N° 29. Petoro no opera licencias y toda la comercialización de su producción la realiza Statoil. Según estimaciones del Ministerio de Petróleo y Energía, la participación del IFDE en las reservas de gas y petróleo totales de la plataforma continental ascendía a un tercio del total a fines de 2013. La producción propia de Petoro en 2014 fue de 407 mil barriles por día de petróleo, condensado y líquidos del gas natural y 3,3 billones de pies cúbicos por día de gas y la dotación de personal ascendió a 67 personas.

Resulta importante resaltar el espíritu de la participación del Estado en la actividad petrolera a través del IFDE; tomada la decisión de formar parte de una licencia, el Estado asume todo el riesgo que esta industria implica sin ningún tipo de beneficio, preferencia o mecanismo de atenuación como los esquemas de *acarreo*, tan habituales en otras geografías (entre ellas Argentina).

2.14. REGIMIEN FISCAL PARA LA INDUSTRIA PETROLERA.

Noruega cuenta con un sistema especial para los ingresos derivados de la actividad petrolera. La renta que obtienen las empresas petroleras se origina en un recurso que pertenece al Estado (el petróleo y el gas), y es por ello que el Estado busca apropiarse de una porción significativa de los ingresos provenientes de tales recursos.

Las licencias de producción otorgadas por Noruega no cuentan con esquema de regalías como en Argentina. El esquema fiscal petrolero se basa en el impuesto a las ganancias general (que se aplica a las empresas de cualquier actividad económica) al cual se le adiciona una alícuota especial.

Esta tasa adicional fue establecida por la Ley N° 35 de junio de 1975 – Ley de Impuestos Petroleros. La tasa de impuestos a las ganancias general es del 27% y la tasa especial para empresas petroleras es del 51%. Es decir, el Estado “toma” hasta el 78% de las ganancias de una empresa que desarrolla actividades petroleras en la plataforma continental. A continuación se presenta el esquema impositivo vigente:

**Tabla 5 – Cálculo Impuestos a las Ganancias Sector Petrolero****Ingresos Operativos (Precio Normado)**

- Gastos Operativos
- Depreciación Activos
- Gastos de Exploración, I+D y retiro instalaciones
- Impuestos (CO₂, NO_x y cánon)
- Gastos Financieros
-
- = **Base Impuesto Ganancias General (27%)**
- Uplift
-
- = **Base Impuesto Ganancias Petroleras SPT (51%)**

Fuente: Elaboración propia con información del Norwegian Petroleum Directorate

El cálculo de los Ingresos Operativos se obtiene de multiplicar la producción por el “Precio Normado”. Dicho precio es calculado por el Estado para evitar posibles distorsiones producto de las ventas entre compañías afiliadas. El Consejo del Precio del Petróleo es el organismo encargado de calcular y publicar el precio para cada tipo de crudo vendido; el cálculo lo realiza con información que recibe de las operaciones de ventas de las empresas. Para el cálculo de los ingresos por ventas de gas, el precio utilizado es el realizado.

Entre las deducciones permitidas para la base imponible del impuesto ordinario se encuentran: a) gastos operativos, b) depreciación de activos, c) gastos de exploración, Investigación y Desarrollo, y retiro de instalaciones, d) impuestos a la emisión de CO₂ y NO_x (componentes nitrogenados) y canon superficial, y e) gastos financieros.

La inversión en activos tangibles offshore tales como instalaciones de producción, ductos, etc. se deprecian linealmente en 6 años; las instalaciones onshore afectadas a las operaciones (tales como por ejemplo oficinas, edificios de almacenes, etc.) son depreciadas por el método de la reducción balanceada (desde 30% hasta 2% anual).

Como indica el **Tabla 5**, todos los gastos asociados a las tareas de exploración así también como de retiro de instalaciones e inversión en Investigación y Desarrollo son deducibles del impuesto a las ganancias.

El impuesto a la emisión de CO₂ fue establecido en 1991 con el objeto de reducir las emisiones en la industria petrolera. El impuesto se cobra por cada m³ de gas quemado o venteado y por cada litro de petróleo quemado. Para el 2014, la tasa del impuesto fue de 0,98 Coronas por litro de petróleo o m³ de gas, lo que equivale a aproximadamente a 72 Dólares por tonelada de CO₂. La tasa del impuesto a las emisiones NO_x fue de 2,70 dólares por kilogramo para el 2014.



El tercer impuesto deducible es el canon superficial, impuesto que se cobra por km^2 de superficie de la licencia. Este impuesto se paga en caso de haber pasado a la etapa de explotación de la licencia de producción y comienza en 5.400 dólares por km^2 para el primer año y alcanza el valor de 22.000 dólares por km^2 a partir del tercer año²¹.

Todas las líneas anteriores junto con los costos financieros netos constituyen las sustracciones permitidas para la base imponible del impuesto ordinario. A manera de escudo impositivo para la tasa especial del 51%, la legislación permite una deducción adicional que habitualmente se denomina “*uplift*”. Esta deducción consiste en el 22% de las inversiones del año, amortizada en 4 años (5,5% por año).

No existe límite temporal para el traslado de pérdidas y el Ministerio de Finanzas determina en forma anual el interés aplicable al traslado de tales pérdidas (fue de 1,5% para el 2012 y 2013). La posición frente al impuesto es transferible en caso de venta de la licencia. También está permitida la consolidación entre licencias, por lo que las pérdidas en una licencia se pueden imputar al pago de ganancias de otra licencia.

Un concepto primordial es la posibilidad que tienen las empresas de solicitar el re-embolso del impuesto de los gastos exploratorios; este re-embolso se hace efectivo en diciembre del año posterior al que se incurrieron los gastos. Para clarificar este punto: si en una determinada licencia una empresa registra pérdidas y por ejemplo tuvo gastos exploratorios durante un año por 100 millones de dólares, puede solicitar el re-embolso de hasta 78 millones de dólares, los cuales serán devueltos en diciembre del año siguiente.

Lo que se menciona en el párrafo anterior puede pasar casi inadvertido, pero es un concepto disruptivo: el Estado está dispuesto a re-integrar el 78% del gasto en exploración en caso que la misma no sea exitosa. En otras palabras, el Estado asume una parte sustancial del riesgo intrínseco de la industria petrolera.

El sistema fiscal está diseñado de forma de ser neutral: un proyecto que resulte rentable antes de impuestos, también lo será después de éstos. Las tablas siguientes muestran sintéticamente la neutralidad del esquema noruego y la distorsión que puede generar un esquema de regalías (como el vigente en Argentina):

²¹ EY Global Oil and Gas Tax Guide 2014, Norway.


Tabla 6 – Cálculo de Ingresos Netos según esquema de Regalías

			Caso A	Caso B	Caso C
<i>a</i>	Precio Petróleo	<i>U\$\$/bbl</i>	80,0	60,0	40,0
<i>b</i>	Producción	<i>bbl</i>	100	100	100
<i>c = a x b</i>	Ingreso	<i>U\$S</i>	8.000	6.000	4.000
<i>d</i>	Regalías	<i>13%</i>	-1.040	-780	-520
<i>e</i>	Gastos Operativos	<i>U\$\$/bbl</i>	25	25	25
		<i>U\$S</i>	-2.500	-2.500	-2.500
<i>f</i>	Gastos Exploración&Desarrollo	<i>U\$\$/bbl</i>	10	10	10
		<i>U\$S</i>	-1.000	-1.000	-1.000
<i>g=c-(d+e+f)</i>	Ingresos Antes de Impuestos	<i>U\$S</i>	3.460	1.720	-20
<i>h</i>	Impuesto a las Ganancias	<i>35%</i>	-1.211	-602	-
<i>h-g</i>	Ingresos Netos	<i>U\$S</i>	2.249	1.118	-20

La **Tabla 6** ejemplifica los resultados de una operación petrolera que tributa regalías e impuesto a las ganancias que podría asimilarse a una operación en Argentina (a fines prácticos no se incluye el impuesto a los Ingresos Brutos). Se presentan 3 casos (A, B y C) con distintos supuestos para el precio del petróleo (80, 60 y 40 U\$S por barril respectivamente). Se asumen unos costos teóricos de 25 U\$S por barril para Gastos Operativos y 10 U\$S por barril para Gastos de Exploración & Desarrollo. En este ejemplo teórico se observa que para precios del petróleo de 40 U\$S por barril la explotación no sería rentable.

Tabla 7 – Cálculo de Ingresos Netos según esquema Impuesto a las Ganancias

			Caso A	Caso B	Caso C
<i>a</i>	Precio Petróleo	<i>U\$\$/bbl</i>	80,0	60,0	40,0
<i>b</i>	Producción	<i>bbl</i>	100	100	100
<i>c = a x b</i>	Ingreso	<i>U\$S</i>	8.000	6.000	4.000
<i>d</i>	Gastos Operativos	<i>U\$\$/bbl</i>	25	25	25
		<i>U\$S</i>	-2.500	-2.500	-2.500
<i>e</i>	Gastos Exploración&Desarrollo	<i>U\$\$/bbl</i>	10	10	10
		<i>U\$S</i>	-1.000	-1.000	-1.000
<i>f=c-(d+e)</i>	Ingresos Antes de Impuestos	<i>U\$S</i>	4.500	2.500	500
<i>h</i>	Impuesto a las Ganancias	<i>78%</i>	-3.510	-1.950	-390
<i>h-g</i>	Ingresos Netos	<i>U\$S</i>	990	550	110

La **Tabla 7** asume un esquema similar al vigente en Noruega (sin regalías y tasa de Impuesto a las Ganancias del 78%). Se puede verificar que aún con precios de 40 U\$S por barril (y costos asumidos teóricos idénticos al esquema anterior) un proyecto que era rentable antes de impuestos continua siéndolo después de los mismos.



El ejemplo anterior, aunque sea extremadamente simplista, demuestra cómo un esquema fiscal no vinculado a los resultados (como es el caso del cobro de regalías) puede generar importantes distorsiones.

2.15. PRECIOS

Existe poca o nula información en el material consultado sobre los precios en Noruega. Ello se debe básicamente a que los productores de la plataforma continental obtienen los precios de mercado, no existiendo intervención del estado en el mecanismo de fijación de los mismos.

Para el caso del petróleo, el precio obtenido surge de la libre negociación entre las partes. Statoil, que comercializa su producción y la correspondiente a Petoro totalizando ambas aproximadamente el 50% del petróleo, condensado y líquidos del gas natural de la plataforma continental noruega, indica en sus balances que la mayor parte del petróleo es comercializada en el mercado spot europeo basado en precios de mercado cotizados públicamente.

El "Precio Normado" mencionado en la sección previa se utiliza exclusivamente para calcular la renta imponible derivada de la venta petróleo, independientemente del precio de venta real obtenido. Si el precio de venta alcanzado es mayor que el precio normado, la cantidad adicional resulta libre de impuestos. Por el contrario, si el precio obtenido es menor que el normado, el vendedor está siendo gravado en exceso.

En el caso del gas, los precios del gas destinado a la exportación (que representa más del 95% de lo producido) están atados a marcadores internacionales (principalmente el National Balancing Point –NBP- de Inglaterra y el Title Transfer Facility –TTF- de Holanda) y calculados mediante mecanismos netback²².

No se aplican derechos de exportación tanto para el caso de la exportación de petróleo como del gas natural.

2.16. GESTIÓN DE INGRESOS PETROLEROS

El análisis del modelo petrolero noruego no estaría completo si no se considerase cuál es el destino de los cuantiosos ingresos provenientes de esta industria. A diferencia de Argentina, donde las regalías son percibidas por las respectivas provincias productoras, en Noruega los ingresos provenientes de los impuestos cobrados por las actividades petroleras son gestionados centralmente y derivados a un fondo soberano.

²² El netback se calcula de sustraer al precio todos los costos asociados con la puesta del producto en el punto de venta; estos costos pueden incluir: costos de importación, de compresión, de transporte, etc.



El descubrimiento de las enormes reservas de petróleo en la plataforma continental a principios de la década del 70 fue interpretado como una bendición para esta nación. Sin embargo, la falta de conocimiento sobre el manejo de la renta petrolera hizo que en sus orígenes Noruega cometiera errores similares a otras naciones.

El gasto público aumentó descontroladamente antes que comenzaran los ingresos provenientes del petróleo; la política fiscal incentivó el boom y hacia fines de la década del 70, la economía se encontraba en recesión. A mediados de los 80, Noruega experimentó un nuevo boom, en esta ocasión fomentado por el crecimiento de la deuda privada. Con la crisis de precios del petróleo de 1986, hubo una severa crisis bancaria y nuevo aumento del déficit fiscal²³.

Paralelamente, se comenzaron a vislumbrar efectos de la llamada “Enfermedad Holandesa”, término que se acuñó a partir de lo ocurrido en Holanda con los grandes descubrimientos de gas durante la década del 60 y que se aplica a las consecuencias adversas que genera en una economía el aumento significativo del ingreso de divisas.

Un súbito incremento en los valores de las exportaciones de recursos naturales produce una apreciación del tipo de cambio real. Esta apreciación resta competitividad a resto de los productos exportables y, al mismo tiempo, permite que los bienes importados sean más accesibles para la sociedad local, lo que termina desalentando la producción doméstica de los mismos. Simultáneamente, la mano de obra y materias primas son atraídas por el sector de extracción de los recursos naturales. 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)²⁴.

Las autoridades “aprendieron forzosamente” cuán expuesta puede estar una economía relativamente pequeña como la noruega a los vaivenes del precio del petróleo y advirtieron la necesidad de modificar el marco general. En respuesta a ello, en 1990 se aprueba la ley de creación del Fondo Petrolero (su denominación oficial cambió en 2006 a Fondo Global de Pensiones del Gobierno). El propósito de la creación del Fondo fue otorgar herramientas de política fiscal en caso que se produjera una caída en los precios del petróleo.

En 2001 se establecieron nuevas guías para clarificar la interacción entre los ingresos provenientes de la actividad petrolera y la política fiscal general. Estas reglas establecen básicamente lo siguiente:

²³ Øystein Olsen, *“Monetary policy and wealth management in a small petroleum economy”*. Cambridge 2013.

²⁴ Humphreys, Sachs y Stiglitz, *“What is the Problem with Natural Resource Wealth”*, Columbia University Press, 2007.



- a) todos los ingresos del Estado del sector petrolero deben transferirse al Fondo.
- b) el gasto del Estado estará limitado, en promedio, al retorno esperado del Fondo, el cual se estima en el orden del 4%. Esta regla se conoce como la Regla Fiscal y su objetivo es no afectar el capital del fondo.
- c) todo el capital del fondo debe invertirse en el exterior.

El Estado cuenta con tres fuentes de ingresos provenientes de la industria petrolera:

- a. los impuestos (a las ganancias, ambientales -CO₂ y NO_x- y canon superficial).
- b. el Interés Financiero Directo (IFDE).
- c. los dividendos de Statoil.

El Ministerio de Finanzas fija la estrategia de inversión y guías generales de alocación de activos pero delega en el Banco de Noruega el gerenciamiento del Fondo. Como resultado de la Regla Fiscal, la política económica ha sido mucho más robusta: en primer lugar, porque se desvincula el gasto fiscal de los ingresos petroleros actuales; y, en segundo lugar, porque permite una cuidada política anti-cíclica. En el **ANEXO V**, se muestran dos gráficos con los resultados obtenidos a partir de la creación del Fondo en relación a estabilidad del tipo de cambio ante variaciones del precio del petróleo y la comparación con el tipo de cambio de otras economías basadas en commodities.

Como se mencionara el comienzo de este trabajo, en la actualidad el Fondo cuenta con valor de mercado de aproximadamente 870 Billones de dólares y es el tercer fondo soberano mundial detrás de la sumatoria de los fondos de China y del fondo de los Emiratos Árabes Unidos.

La constitución de este fondo anti cíclico no es una idea exclusiva de Noruega. Otros países con inmensos recursos naturales han adoptado medidas similares tales como Kuwait (primer país en implementar este concepto en 1953²⁵), Rusia, Venezuela, Azerbaiyán y Chile entre otros (en este último caso, se constituyó un fondo para los ingresos provenientes del cobre cuyo objetivo es inmunizar la economía del país trasandino de los vaivenes del precio de ese commodity²⁶).

Lo que resulta casi exclusivo del Fondo Global de Pensiones del Gobierno noruego (sobre todo comparado con los fondos soberanos de China y los

²⁵ Sugawara N. "From Volatility to Stability in Expenditure: Stabilization Funds in Resource-Rich Countries." IMF Working Paper, Marzo 2014.

²⁶ Fondo de Estabilización Económica y Social, Ministerio de Hacienda, Gobierno de Chile, <http://www.hacienda.cl/fondos-soberanos/fondo-de-estabilizacion-economica-y.html>



Emiratos Árabes Unidos) es la cantidad de información pública sobre su estrategia e inversiones: su rendimiento y exposición al riesgo se comunican trimestralmente y sus participaciones en cerca de 9.000 empresas de 75 países se detallan anualmente.

El objetivo que se persigue a través de la transparencia en la información y lineamientos claros sobre la estrategia de inversión es reducir la potencial volatilidad que podría generar la excesiva oferta de dinero proveniente del Fondo en la economía local (el fondo posee actualmente el 1,3% de las acciones mundiales que cotizan el bolsa y el 2,4% de las compañías listadas en Europa).

También resulta diferencial la prohibición de invertir en activos o bonos locales, lo que evita toda posibilidad de manejo político de la renta petrolera.



3. CUERPO EMPÍRICO

La presente tesis puede enmarcarse como descriptiva puesto que el objetivo de la misma es tratar de identificar los atributos claves del éxito del modelo noruego, cuáles fueron las decisiones adoptadas para el desarrollo de tales atributos y su posible aplicabilidad al desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina.

Es un trabajo no experimental puesto que se basa en el estudio de un caso de éxito (el modelo noruego) que ha suscitado gran interés a nivel internacional. El desarrollo realizado en las secciones previas sientan las bases teóricas del presente trabajo.

A fin de identificar las características que convirtieron el modelo noruego en referente mundial, se realizaron diferentes entrevistas y se analizó el material disponible en distintos artículos periodísticos relacionados con la materia. El resultado de las entrevistas y del análisis de los artículos se presenta en las siguientes secciones.

3.1. ENTREVISTA NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE

A través del mail de la página web el Norwegian Petroleum Directorate tomó contacto con la Coordinadora de Comunicaciones de dicha entidad, la señora Eldbjørg Vaage Melberg. Puesto que el marco regulatorio general resulta bastante claro por toda la información disponible (desarrollado en las secciones anteriores), a través de mails intercambiados se intentó capturar los conceptos que sustentan este modelo.

La industria del petróleo y gas ha sido crucial para el desarrollo económico y del bienestar social de Noruega; en 40 años de explotación esta actividad agregó aproximadamente 1.700 billones de dólares al PBI local. Dado el carácter estratégico de esta industria, se priorizó el consenso político en relación a los grandes lineamientos a implementar.

El objetivo del modelo busca maximizar la creación de valor a través del sistema de licencias, el manejo del recurso, el desarrollo industrial y la investigación y desarrollo.

En relación al sistema de licencias y manejo de recursos, las autoridades noruegas consideran que debe crearse un marco general capaz de generar los incentivos comerciales adecuados y, por ello, las incertidumbres respecto de los términos contractuales deben ser minimizadas. A pesar del relativamente alto *government take*, Noruega ha logrado ser competitiva, es decir atractiva para las empresas petroleras privadas, debido a la estabilidad y transparencia en el marco normativo.



El negocio de exploración y explotación de petróleo y gas offshore tiene una perspectiva de inversión de largo plazo (entre 5 y 10 años desde el descubrimiento hasta la puesta en operación seguidos por varios años de la fase producción) por lo cual cualquier inversión requiere necesariamente de un marco estable.

En segundo lugar, existe marcado interés por mantener una clara diferenciación de los roles que cumple el Estado. El Estado captura gran parte de la renta petrolera a través de impuestos y la participación del Interés Financiero Directo y paralelamente fija la regulación. El Estado también participa en el negocio a través de su control accionario parcial y total en Statoil y Petoro respectivamente. También es el titular de Gassco, empresa responsable del transporte del gas desde la campos offshore hasta el continente.

Se trabaja para atraer compañías internacionales de probada experiencia. A entender de las autoridades locales, el desarrollo de la plataforma continental no hubiese sido posible sin la presencia de las grandes compañías extranjeras. A principios de la década del '70 cuando comenzó el desarrollo de la industria petrolera noruega, no existía ningún conocimiento local en esta materia y atraer el interés de estas empresas no solo fue una estrategia necesaria sino que, a la postre, exitosa. Se logró el desarrollo de Statoil y de la industria de servicios petroleros offshore que hoy es líder a nivel mundial²⁷.

La presencia de las mayores compañías en la plataforma continental noruega permitió que la industria local tome contacto con la última tecnología y con las mejores prácticas disponibles. También se logró un nivel de actividad muy superior al que se hubiera alcanzado si se hubiese adoptado algún criterio restrictivo que en definitiva contribuyó a una más rápida monetización de las reservas.

Las autoridades también enfatizan el rol clave que cumple en todo este esquema contar con un estado sumamente competente para poder influir positivamente en el desarrollo de la actividad. El estado se involucra en cada instancia de la industria:

- ✓ en forma previa a la apertura de nuevas áreas para la exploración, ejecuta el estudio de impacto estratégico y las consultas con todos los stakeholders.
- ✓ Selecciona al grupo empresario y al operador más conveniente para cada licencia de producción.

²⁷ De acuerdo con consultora Rystad Energy, las empresas noruegas poseen aproximadamente 80% del market share mundial en equipos de perforación offshore y el 50% de equipos para registración sísmica offshore.



- ✓ Aprueba los planes de desarrollo y discute periódicamente sus actualizaciones.
- ✓ Cuando hay cese de operaciones, aprueba los planes de abandono correspondientes.

En definitiva, un estado competente permite elaborar planeamiento estratégico, atraer inversión extranjera, controlar adecuadamente a los privados, “desafiar” los planes de exploración y desarrollo de las empresas e incrementar el factor de recupero de reservas a través de la asistencia a las empresas privadas para una operación más eficiente.

Al hacer foco en el sistema de adjudicación de licencias, surge el concepto que las empresas son agentes empleados por el Estado para maximizar la creación de valor dentro del marco general establecido. El sistema de otorgamiento de licencias es discrecional basado en conocimiento geológico, experiencia técnica, capacidad financiera y la experiencia que el Estado ha tenido con la empresa en otras licencias.

Si bien el sistema es discrecional, resaltan que no es discriminatorio: no existen preferencias entre empresas locales y extranjeras (y los resultados de las licitaciones son públicos para otorgar transparencia al proceso). Se prioriza la adjudicación de áreas a consorcios de empresas para resaltar la pluralidad de ideas, el balance interno y que cada compañía tenga influencia real en la licencia en la que participa.

En relación al sistema fiscal, las autoridades consideran que existe un retorno extraordinario a partir de la producción de los recursos naturales y por ello el Estado debe apropiarse de gran parte ese retorno en beneficio de la sociedad. Por ello se creó la tasa especial para las actividades petroleras del impuesto a las ganancias (51%).

Reconocen que la alícuota total del impuesto a las ganancias (78%) resulta alta, pero se ve compensada con la neutralidad del esquema: dado que no existen mecanismos distorsivos tales como bono ingreso o regalías o mecanismos de acarreo, el Estado y los privados tienen incentivos totalmente alienados para la maximización de la renta.

El sistema fiscal se ha mantenido estable durante muchos años lo que otorga previsibilidad a las empresas: el último cambio significativo fue introducido en el año 2005 y consistió en la posibilidad de recuperar por parte de las empresas hasta el 78% del déficit en la fase de exploración (comentado en las secciones previas). Esta medida que ha generado un costo para el estado, buscó mejorar la disponibilidad de fondos de los privados durante la etapa de exploración.

En este ítem vuelve a resaltarse la necesidad de contar con un estado altamente profesional: resulta muy distinta la complejidad de auditar el cobro de



regalías (relativamente sencillo) respecto de controlar los balances de las empresas para verificar que no estén “alterando” los costos para reducir la base imponible del impuesto a las ganancias.

3.2. ENTREVISTA SERGIO CAVALLIN

El Ing. Sergio Cavallin es Gerente de Desarrollo Comercial de Pluspetrol y cuenta con más de 20 años de experiencia en la industria petrolera. Realizó un máster en energía en la BI Norwegian Business School lo que le permitió interiorizarse en el modelo noruego y confrontarlo con otros modelos que tuvo oportunidad de conocer producto de su carrera profesional desarrollando negocios en diversos países (Argentina, Bolivia, Perú, Angola, etc.).

A su entender, lo primero que merece destacarse del modelo noruego es el claro objetivo establecido detrás de todo el marco institucional creado para la explotación petrolera y que se resume en el slogan: “*Para el beneficio de toda la gente*”. El concepto subyacente en este slogan es que el petróleo y el gas pertenecen a los ciudadanos de Noruega, tanto los presentes como los futuros y por tal motivo extraer y gastar los ingresos actuales del petróleo y gas es hacer más pobres a las generaciones futuras.

La extracción del petróleo y gas no debe representar un ingreso para el Estado, debe ser meramente el cambio de un activo físico (las reservas de petróleo y gas) por un activo financiero. La creación del fondo soberano y la adopción de la “regla fiscal” para limitar el uso de renta petrolera a sólo la rentabilidad esperada del fondo (de manera tal de no “tocar” el capital) son instrumentos fundamentales para la consecución de la premisa de no “empobrecer” a las generaciones futuras.

En segunda instancia, debe destacarse la adecuada gestión por parte de Noruega de los intereses contrapuestos del Estado y los privados. Cuando un país otorga a empresas privadas (a través de las distintas formas de asociación tales como licencias de producción, contratos de servicios, contratos de producción compartida, etc.) la posibilidad de extraer las reservas del subsuelo, los intereses de ambos no necesariamente están alineados: el Estado tiene una visión social y (en general) de largo plazo de los recursos y el interés de las empresas privadas es maximizar el valor para el accionista en plazos más cortos que el Estado.

La empresa buscará entonces maximizar el valor presente neto de su proyecto y, una forma de conseguirlo, es a través de la aceleración de la producción, lo que puede ocasionar que no se maximice el factor de recupero de petróleo y



gas²⁸; es decir, la forma (velocidad) como se produce el petróleo y el gas afecta la recuperación total de los mismos.

Los factores de recuperación de Noruega han aumentado con el paso de los años, en parte por mejoras en las tecnologías de producción o por mayor conocimiento de los yacimientos, pero también por la aplicación del principio de “*producción prudente*”. Este principio indica que la producción de petróleo se llevará a cabo de tal manera que se maximizará la cantidad de petróleo extraída ya sea en cada yacimiento individual, o en varios yacimientos en combinación.

A tal fin, las empresas deben llevar a cabo evaluaciones continuas de las estrategias de producción y proponer soluciones técnicas y medidas necesarias para lograrlo. En 1995, el factor de recupero esperado promedio era del 40%; en la actualidad el factor esperado aumentó al 46%²⁹ y existen estimaciones de Statoil indicando que dicho factor estaría en el orden del 50%. Estos números pueden ser triviales pero, por ejemplo, elevar el factor de recupero de 50% al 60% (nueva meta de Statoil) permitiría producir unos 4 billones de barriles de petróleo equivalente adicionales, es decir más de dos años de producción de petróleo de Noruega a los niveles de 2013.

Existen indudablemente al menos dos condiciones fundamentales que contribuyeron a esta “*aceleración lenta*” de los campos: la primera es la reducción en la asimetría de información que suele existir entre el Estado y las empresas; y, la segunda, es un marco estable. La reducción en la asimetría de la información, que se logra con un estado fuertemente involucrado y profesional, permite la discusión de igual a igual entre ambas partes de los planes de desarrollo de los campos. Por otro lado, en un país donde existe alta incertidumbre respecto de la continuidad de las reglas, existirá mayor incentivo por parte de las empresas a maximizar la producción en el corto plazo (frente a la inseguridad futura) en detrimento de la explotación racional.

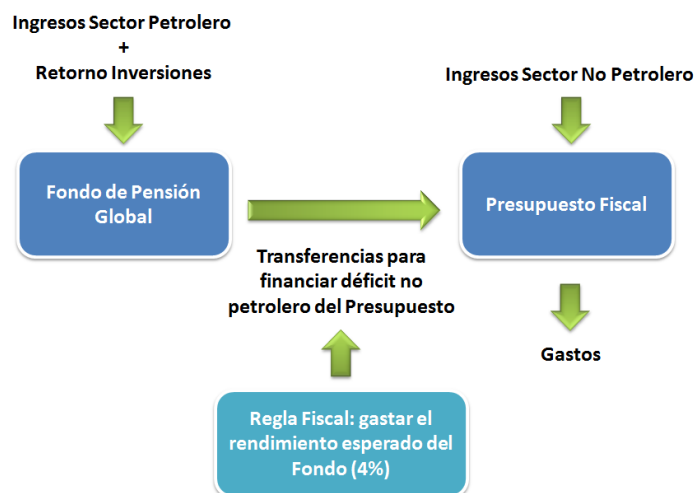
No es menos cierto que el concepto de *aceleración lenta* es, en gran medida, realizable en aquellos países sin apremios económicos. Cuando el presupuesto de un país está excesivamente ligado a los ingresos petroleros (como podría ser el caso actual de Venezuela), la urgencia termina primando por sobre las políticas de largo plazo. Noruega logró inmunizar su presupuesto fiscal de la volatilidad de los ingresos petroleros a través de la constitución y eficaz administración del fondo soberano.

²⁸ El factor de recupero es el porcentaje del petróleo/gas extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

²⁹ The Norwegian Petroleum Sector, Facts 2014, Ministry of Petroleum and Energy.



Gráfico 14 – Presupuesto Fiscal: Fondo de Pensión y Regla Fiscal



Fuente: Banco de Noruega

Otra característica fundamental que debe resaltarse del modelo es la de “desarrollar el petróleo para no depender de él”, consagrado en los mandamientos 2° y 3° listados en **ANEXO IV**. Para ello se fomentó el desarrollo de las industrias servicios pero, a diferencia de medidas proteccionistas adoptadas por otros países (establecimiento de cupos mínimos para contratación de empresas locales), Noruega estableció normas de no discriminación de las empresas locales y cooperó para el desarrollo de las mismas principalmente a través del Research Council (agencia de financiación de actividades de investigación) y del marco regulatorio adecuado. También se propició la creación de polos (clusters) tecnológicos conocidos como NCE (Norwegian Centres of Expertise) financiados por el Estado.

3.3. ARTÍCULOS PERIODÍSTICOS:

Los países exportadores de petróleo generalmente tienen altos índices de pobreza, fuertes conflictos internos y corrupción, síntomas de la llamada “maldición de los recursos naturales”. No es el caso de Noruega. El mayor exportador de petróleo de Europa y el tercer mayor exportador de gas natural mundial, ha logrado evadir los efectos de dicha maldición.

El modelo noruego ha probado ser exitoso en dos grandes temas: por un lado, un eficiente manejo del recurso (petróleo y gas) a través del marco asociativo entre el estado y los privados logrando incentivar la inversión en exploración y producción y optimizado la recuperación de reservas; y, por otro, una criteriosa administración de la riqueza generada por la renta petrolera. La mayor parte de los artículos encontrados en la prensa se centran en este segundo tema y no profundizan en el análisis de cómo se genera tal renta. En el **ANEXO VI** se



adjuntan algunos de los titulares de los artículos empleados para el desarrollo de esta sección.

Para Noruega, que a principios de la década del 70 se encontraba entre los países más pobres de Europa, la aparición de un factor de renta tan extraordinario como el petróleo podría haber generado todas las externalidades negativas asociadas a la “maldición de los recursos naturales”. Varios artículos coinciden que el principal responsable que ello no aconteciera es un geólogo iraquí llamado Farouk Al-Kasim.

Al-Kasim ingresó a trabajar como geólogo para el Ministerio de Industria de Noruega en 1968 interpretando los datos provenientes de los primeros pozos perforados en el Mar del Norte. Pronto anticipó lo que en pocos años se confirmaría: la plataforma continental noruega contaba con enormes reservas de petróleo y gas.

Siendo iraquí había vivido en carne propia cómo los ingresos provenientes de la producción de petróleo fueron totalmente esquivos al pueblo de Irak tanto durante el período de operación de grandes empresas petroleras internacionales como, en forma posterior, durante el monopolio estatal. Al-Kasim comprendió de esta forma que reemplazar el monopolio privado por uno estatal no necesariamente mejora la distribución de la riqueza.

Noruega se enfrentó al mismo dilema que cualquier otro nuevo productor de petróleo sin experiencia: confiar en las empresas privadas extranjeras y arriesgarse a que solo una pequeña fracción de la riqueza del petróleo beneficie al país en forma de ingresos públicos o desarrollo económico; o, en cambio, confiar en un monopolio estatal y correr el riesgo de generar instituciones que evadan tanto la rendición de cuentas a la sociedad (“*accountability*”) y a las presiones del mercado en la búsqueda de la eficiencia.

Tras el descubrimiento de Ekofisk, Al-Kasim trazó los lineamientos del plan que sentó las bases del manejo petrolero de Noruega. El gobierno de turno era de carácter socialista y, como tal, requería que el Estado tuviera el control de la industria (estar sentado en el asiento del conductor).

Escribió un documento donde abogaba por la creación de una empresa nacional (Statoil) y un fuerte ente regulador (el Norwegian Petroleum Directorate). La creación de Statoil pretendía desarrollar la experiencia local y generar nuevos puestos de trabajo; mientras que el NPD oficiaría de árbitro, asegurando que los proyectos del petróleo sirvan a los intereses de la sociedad noruega. Dicho documento se convirtió en un White Paper que recibió la posterior aprobación del Parlamento.



El “truco” propuesto para el modelo era conservar el impulso competitivo del sector privado, asegurándose al mismo tiempo que el regulador fuera lo suficientemente independiente como para controlar a la compañía petrolera estatal, así como sus pares del sector privado. Así mismo, el modelo propuesto estuvo alineado con el esquema “habitual” de manejo de los recursos por parte del estado noruego.

La sociedad noruega ha confiado tradicionalmente en el Estado para el manejo de los recursos naturales: minerales, bosques, recursos hídricos y en los últimos 40 años petróleo y gas. En la actualidad, el Estado es dueño del 67% de Statoil (empresa más grande de la región), posee grandes participaciones en Telenor (mayor operador telefónico del país teléfono), Norsk Hydro (mayor productor local de aluminio), Yara (mayor fabricante fertilizantes y empresa líder mundial) y el 37% de la bolsa de valores de Oslo. También controla otras empresas que no cotizan como Statkraft (generador de energía eléctrica).

La fórmula de controlar negocios a través de participación accionaria comenzó después de la Segunda Guerra Mundial, cuando el gobierno nacionalizó las participaciones de las empresas alemanas en Noruega. Pero la Segunda Guerra Mundial tuvo también un fuerte impacto en el plano político. Finalizada la guerra, las dos principales fuerzas políticas del momento acordaron un programa de gobierno común y de largo plazo que privilegió, por ejemplo, la importación de maquinaria antes que bienes para consumo privado.

El acuerdo de políticas de largo plazo se ha trasladado también a la industria petrolera puesto que la idea original trazada por Al-Kasim a principios de la década del '70 sobre la organización del modelo se ha mantenido prácticamente inalterada. Es indudable que este mantenimiento de políticas ha sido posible por la confianza que la sociedad ha depositado en el Estado para el manejo de los recursos.

Esta confianza perdura porque la sociedad entiende que el Estado ha sido eficiente en el manejo de la renta petrolera traduciendo dicha riqueza en bienestar social general. Existen varios indicadores que prueban dicho éxito: como se mencionara en las secciones previas, Noruega cuenta con el más alto Índice de Desarrollo Humano. Por otro lado, el Coeficiente de Gini³⁰ ubica a Noruega como la nación de mayor igualdad.

Asimismo, Noruega cuenta con altos niveles de transparencia y accountability. Según Transparencia Internacional³¹, Noruega ocupó en la medición del año

³⁰ Coeficiente calculado por las Naciones Unidas que mide la igualdad en la distribución de la renta.

³¹ Organización no gubernamental que promueve medidas contra crímenes corporativos y corrupción política en el ámbito internacional.



2014 la 5^{ta} posición en el ranking de Índice de Percepción de Corrupción. Si bien esta no es una característica intrínseca del modelo petrolero noruego si no que abarca a toda la sociedad, indudablemente tiene un fuerte impacto en él puesto que contribuye al sustento de la confianza depositada por la sociedad en el Estado.

Muchos países ricos en petróleo y gas son al mismo tiempo el hogar de algunas de las personas más pobres del mundo. En la mayoría de los casos esto ocurre porque la riqueza generada queda en manos de unas pocas autoridades. Los ingresos no se publican y los pagos realizados a los gobiernos producto de la explotación de los recursos se mantienen en secreto. Estados contables inadecuados hacen que sea fácil disfrazar negocios corruptos y prácticamente imposible descifrar los mismos. Sin información clara, resulta difícil exigir a los gobiernos que den cuenta del dinero que reciben.

Cuando un estado es capaz de generar importantes ingresos producto de la explotación del petróleo y gas, puede reducir la necesidad de financiarse a través del cobro de impuestos a sus ciudadanos. Cuando los ciudadanos pagan pocos impuestos, tiende a ocurrir que requieran menos información de las actividades realizadas por el estado. Incluso si la ciudadanía estuviese en desacuerdo con las acciones desarrolladas por el estado, carecerían de medios para restarle su apoyo a las autoridades. Como resultado, el estado tiene menos incentivos para involucrar a la sociedad y las instituciones estatales a cargo de las actividades relacionadas con petróleo y gas habitualmente se convierten en organismos corruptos que evaden del control democrático.

Noruega ha logrado evadir esta situación a través del fortalecimiento de sus instituciones. La clara división de roles del Estado y la constitución del Fondo Global de Pensiones del Gobierno han sido instrumentos claves en este camino de fortalecimiento. Adicionalmente, ha mantenido una elevada carga impositiva tanto a nivel personal como para el resto de las actividades económicas no petroleras.

La disponibilidad y accesibilidad de información relativa al manejo de los recursos y a la renta obtenida permite a la sociedad tener un grado de conocimiento de las acciones ejecutadas por las autoridades difícilmente alcanzado en otros países. La publicación de criterios de selección de empresas, de resultados de los procesos de adjudicación así como también de las licencias acordadas con los privados otorgan total transparencia al modelo. La publicación de las cifras recaudadas anualmente a través de impuestos, dividendos y del Interés Financiero Directo del Estado gestionado por Petoro permiten conocer hasta el último dólar generado por esta industria que llega a las arcas del estado. Finalmente, cada ciudadano tiene total acceso a conocer



al destino de dicha renta a través de la publicación de la estrategia de inversión, la composición de la cartera de activos y los resultados obtenidos por el Fondo en forma periódica.

Como un paso adicional en su estrategia de brindar transparencia al manejo de los recursos petroleros, Noruega implementó la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI por sus siglas en inglés). EITI es una organización internacional cuyo fin es establecer estándares para la buena gestión de los ingresos generados por las actividades extractivas. Al adherir a EITI, los gobiernos se comprometen a dar a conocer cuánto dinero reciben de las empresas extractivas que operan en su país (petróleo, gas y minería), y estas empresas revelan cuánto pagan a los gobiernos. Al Febrero de 2015, existían 32 países cumpliendo con los requisitos EITI³².

3.4. ENSEÑANZAS DEL MODELO NORUEGO PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

El suceso que ha conseguido Noruega en la gestión del petróleo y gas descubierto a principio de los '70 puede agruparse en dos diferentes estamentos: el primero relativo al manejo del recurso en sí mismo y, el segundo, referente a la administración de la renta generada por tal recurso.

El objetivo planteado al comienzo de esta investigación estuvo orientado a tratar de identificar los factores claves que permitieron a Noruega el desarrollo de sus enormes reservas de petróleo y gas en tan solo cuatro décadas, convirtiendo a este país en un punto referencial para muchas otras naciones que se encontraron en circunstancias similares. En consecuencia, el foco fue puesto sobre el primero de los dos estamentos mencionados en el párrafo anterior. No obstante, el análisis quedaría incompleto sin hacer mención también a la gestión de la renta extraordinaria generada por esta industria.

A continuación se realiza un listado de cuáles fueron, a entender de este autor, las políticas fundamentales adoptadas por Noruega que contribuyeron positivamente al desarrollo de sus recursos hidrocarburíferos y que constituyen enseñanzas importantes para el desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina. También se hará mención de la factibilidad de aplicación de dichas enseñanzas y eventuales “ajustes” que debería realizar Argentina.

Al cabo de casi 50 años de explotación petrolera, las políticas y decisiones adoptadas por el Estado noruego sin lugar a dudas son muchas y muy diversas. A fin de tratar de otorgar cierto orden, se propone una división general

³² <https://eiti.org/countries>



en enseñanzas a nivel macro (políticas de estado) y enseñanzas a nivel micro (asociación entre el Estado y los privados).

3.4.1. ENSEÑANZAS MACRO: POLÍTICAS DE ESTADO

Previo a introducirnos en el detalle de las enseñanzas, resulta fundamental remarcar que no existe un conjunto de herramientas (del estilo “*toolkit*”) que puede extrapolarse sencillamente de la experiencia noruega a nuestro país. Argentina es una nación compleja, con división de poderes entre el Estado Nacional y los Estados Provinciales y con más de 100 años de historia en materia petrolera. Intentar aplicar las políticas desarrolladas por Noruega sin considerar el contexto argentino sería, sin lugar a dudas, un error y muy probablemente no se conseguirían los resultados esperados.

3.4.1.1. CONTROL NACIONAL

Una característica distintiva del modelo noruego ha sido el consenso político sobre el control nacional. En petróleo es un recurso muy diferente a cualquier otro: es el recurso más estratégico de todos y tener el control sobre el mismo ha sido un objetivo central para los países puesto que su desarrollo está estrechamente ligado a la disponibilidad de energía.

Luego del descubrimiento de Ekofisk en 1969 hubo un extenso debate público sobre cuál era la manera más adecuada de gestionar esta nueva fuente de riqueza. Como consecuencia de ese debate, surgieron los “*10 Mandamientos del Petróleo*”, siendo el primero de ellos el que establecía que se debía garantizar el gobierno y control nacional para todas las actividades en la plataforma continental (“*estar en el asiento del conductor*”).

El concepto subyacente fue que si Noruega quería obtener para toda la sociedad el beneficio de la extraordinaria renta de esta nueva industria, no sería suficiente con limitarse a cobrar impuestos a las empresas petroleras. Para poder asegurarse la mayor proporción posible de la renta petrolera era necesario establecer un know-how independiente y eso se conseguiría únicamente con un fuerte involucramiento.

No debe confundirse el control nacional sobre la gestión de los hidrocarburos con la necesidad de adoptar un esquema cien por ciento estatal. Al cabo de estos años, Noruega se ha valido de un sistema mixto con participación estatal y privada como instrumento para garantizar el control nacional.

La importancia estratégica del petróleo estuvo en consideración de las autoridades argentinas desde el inicio de la actividad petrolera y, por ende, la procura del control nacional del mismo. No obstante, las continuas marchas y



contramarchas respecto de las políticas utilizadas (pasando por ejemplo de industria totalmente estatizada a esquema 100% privatizado y posterior estatización parcial de YPF en tan solo 15 años) demuestra la falta de consenso de largo plazo.

3.4.1.2. *DIVISIÓN DE ROLES*

Si bien existe cierto acuerdo generalizado que la división de roles entre el Ministerio de Petróleo y Energía (elaboración de políticas del sector, establecimiento de objetivos y planes para su cumplimiento), el Norwegian Petroleum Directorate (agencia regulatoria y de asesoramiento técnico al Ministerio) y Statoil (cumpliendo el rol operativo y comercial) ha funcionado exitosamente para Noruega, ciertas investigaciones³³ argumentan que ello no ha sido un factor crítico exclusivo. No obstante, y por oposición, abundante evidencia empírica prueba que una difusa división de roles no ha contribuido a un óptimo desarrollo de sus recursos (en particular cuando la empresa estatal tiene fuerte pre-eminencia por sobre las demás instituciones como por ejemplo PDVSA en Venezuela o Pemex en Méjico).

La división de roles presenta ventajas innegables. En primer lugar, una empresa estatal dedicada exclusivamente a su rol operativo y comercial podrá focalizarse en mejorar su desempeño operacional e incrementar el retorno económico para sus accionistas (en este caso el Estado); más aún si la empresa cotiza en bolsa y su performance es evaluada por el mercado. En segundo lugar, la creación de un ente regulatorio independiente puede mejorar la habilidad del estado para monitorear y comparar el desempeño de la empresa estatal *per se* y respecto de los privados. En tercer lugar, se reducen potenciales conflictos de interés (por ejemplo en el caso que la empresa estatal utilice su poder regulatorio o potestad de elaboración de políticas para su beneficio y en detrimento de sus competidores). En cuarto lugar, se reduce sustancialmente el riesgo que la empresa nacional se convierta en un “estado dentro del estado”³⁴.

Independientemente de las ventajas mencionadas, el valor del modelo de división de roles de Noruega yace en su habilidad de crear un ambiente de cooperación y competición constructiva entre el estado y las empresas privadas. Al participar como inversor en las actividades petroleras, el Estado comprende los desafíos técnicos y comerciales que enfrentan las empresas y esto le permite (en su rol de administrador/regulador) ser más objetivo al momento de lidiar con dichos aspectos.

³³ Thurber M.C. Hults D.V., Heller P., 2011. Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance. www.elsevier.com

³⁴ Ryggvik H., 2010. The Norwegian Oil Experience: A toolbox for managing resources? Centre for Technology, Innovation and Culture, University of Oslo.



Argentina cuenta con mucho camino recorrido en lo referente a la división de roles. Por un lado, YPF -empresa bajo control estatal- ejerce el rol comercial y operativo. Por otro, el Poder Ejecutivo, a través de la Secretaría de Energía de la Nación elabora la política nacional en materia energética. La Secretaría de Energía es asimismo la encargada de efectuar el control de ejecución de la política nacional de hidrocarburos³⁵. A diferencia de Noruega, la Secretaría de Energía concentra la potestad de dictar la política energética y, al mismo tiempo, ser ente de control.

Existe tal vez una diferencia más significativa y es la existencia de órganos similares a la Secretaría de Energía de la Nación a nivel provincial, como el caso de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén (con funciones a nivel provincial similares a la de la Secretaría de Energía nacional³⁶).

La formación Vaca Muerta tiene en una superficie aproximada de 30.000 km², ocupando casi la totalidad de la provincia de Neuquén y parte de las provincias de Mendoza, Río Negro y La Pampa. La coordinación y articulación de políticas y regulaciones entre la Secretaría nacional y las correspondientes autoridades provinciales resultará clave. La última reforma introducida a la Ley de Hidrocarburos³⁷ recoge parte de esta problemática dado que busca homogeneizar criterios de adjudicación y aspectos contractuales y fiscales a nivel nacional, evitando competencia en captación de inversiones entre las provincias productoras.

3.4.1.3. STATOIL

Como se mencionara en el acápite anterior, la clara división de roles es una característica sobresaliente del modelo Noruego. Dentro de esa división tripartita, el rol que ha cumplido Statoil para el desarrollo de la plataforma continental noruega ha sido excluyente.

Statoil creció en paralelo con la industria petrolera noruega: a comienzos de los años 70, no existía en Noruega ningún *expertise* en materia petrolera. Para suplir esta deficiencia, se estableció que Statoil fuese un socio compulsivo (obligación de participar con el 50% de las licencias otorgadas hasta el año 1993) no operador en el desarrollo de los grandes descubrimientos liderados por las petroleras internacionales. A medida que fue desarrollando capacidades técnicas, Statoil asumió desafíos mayores al convertirse en socio operador.

³⁵ Secretaría de Energía de la Nación, www.energia.gov.ar.

³⁶ Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, www.energianeuquen.gov.ar

³⁷ Ley N° 27.007 de octubre de 2014.



Este mecanismo de asociación compulsiva en primera instancia y selectivo a partir de principios de los 90 aceleró la curva la aprendizaje de Statoil y, al cabo de escasos años, la convirtió en referente mundial de la actividad petrolera offshore.

Posteriormente, con la salida a bolsa durante el año 2001 se buscó contar con una empresa estatal más competitiva y transparente y con gerenciamiento más profesional. En 2007, y frente a la necesidad de alcanzar escala para poder expandirse y competir internacionalmente, se fusionó con la división de Oil & Gas de la empresa Norsk Hydro.

En la actualidad, y dependiendo el indicador empleado para la comparación (producción operada, reservas, ventas, etc.), Statoil se ubica entre las 20 compañías petroleras más importantes del mundo. En 2014, su producción operada representó el 70% de lo producido en la plataforma continental noruega (aproximadamente 1,2 millones de barriles equivalentes de petróleo por día) y la producción internacional (proveniente de 11 países) aportó el 39% del total de la compañía. Es también un importante empleador, dando trabajo a más de 19.000 personas en forma directa en Noruega³⁸.

En abril de 2014 en la conferencia que dio el Ing. Miguel Galuccio, presidente y CEO de YPF, en la Escuela de Negocios de la UTDT sobre el potencial de los recursos no convencionales en Argentina, indicó que Statoil era un modelo a seguir para YPF.

Frente al enorme desafío técnico y económico que reviste el desarrollo a escala de los recursos no convencionales, YPF ha celebrado varios acuerdos de inversión conjunta para el desarrollo de la formación Vaca Muerta con empresas tales como Chevron y Petronas. Statoil cuenta con activos en formaciones no convencionales de los Estados Unidos y en sus planes estratégicos incluyen el interés por los recursos no convencionales y la continuar la expansión internacional³⁹. ¿Sería muy descabellado entonces promover una alianza estratégica entre ambas empresas?

3.4.1.4. *DESARROLLO INDUSTRIA DE SERVICIOS*

El objetivo implícito detrás de la política de desarrollo de la industria de servicios fue el de desarrollar el petróleo (un recurso finito) para no depender de él.

³⁸ Statoil 2014 Annual Report.

³⁹ Shale gas y tight oil en las formaciones Marcellus, Eagle Ford y Bakken.



Las medidas adoptadas para el desarrollo de esta industria fueron tanto directas como indirectas. Entre las directas se encontraba la obligación de contratación de bienes y servicios locales en tanto los mismos fueran económica y técnicamente competitivos. Adicionalmente, el gobierno envió señales claras que, al momento de otorgar nuevas licencias, consideraría el aporte que las empresas hubieran realizado en relación al desarrollo de la industria local. Del mismo modo, existieron importantes medidas indirectas tales como el establecimiento de instituciones estatales de investigación y desarrollo y la co-financiación de proyectos pilotos para el desarrollo de nuevas tecnologías.

Coexistieron otras condiciones que fomentaron el desarrollo de la industria de servicios, algunas de las cuales podrían ser replicables en Argentina y otras no. Entre las replicables, por ejemplo, se puede listar que Statoil cumplió un rol clave garantizando acuerdos para provisión de servicios a empresas locales de ingeniería y de construcción de buques. Entre las no replicables, se encuentra el caso de la industria naviera noruega que estaba en una posición única para beneficiarse del petróleo offshore: contaba con astilleros, trabajadores calificados e ingenieros especializados, es decir una base tecnológica fácilmente convertible.

Nuestro país cuenta con un sector bien desarrollado de servicios petroleros y de soporte pero concentrado para hidrocarburos convencionales. Existe poca experiencia aún en perforación y producción de recursos no convencionales y la disponibilidad de compañías proveedoras de servicios por el momento está limitada a empresas grandes y globales (principalmente norteamericanas dado el *knowhow* adquirido en la última década en Estados Unidos).

El pleno desarrollo de los recursos no convencionales de Vaca Muerta plantea una enorme oportunidad para el sector local de servicios petroleros⁴⁰. Será crucial la implementación de un mix de políticas directas e indirectas que permitan incrementar la disponibilidad de materiales y servicios de forma que no se constituyan en un cuello de botella (ya sea por disponibilidad o por excesivo costo) para el desarrollo de los recursos no convencionales.

3.4.1.5. SISTEMA FISCAL NEUTRAL

En la bibliografía y reportes periodísticos consultados, este punto no tiene mayor tratamiento; no obstante, indudablemente tiene un alto impacto al

⁴⁰ Estimaciones indican que serían necesarios perforar aproximadamente 2.000 pozos por año para lograr un desarrollo pleno de Vaca Muerta. Según datos a diciembre 2014 de la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de Neuquén, había 337 pozos productivos de la formación Vaca Muerta.



momento de la toma de decisión de inversión (apuesta exploratoria) por parte de las empresas que amerita resaltarse.

Como se demostrara con el ejemplo simple desarrollado a través de las **Tablas 6 y 7**, el régimen fiscal adoptado por Noruega se caracteriza por su neutralidad: el Estado es socio tanto en las ganancias como en las pérdidas. A diferencia del sistema de regalías imperante en nuestro país donde el estado captura parte de la renta petrolera en primera instancia sin tener consideración el resultado de la explotación, el Estado noruego captura renta sólo en caso que exista beneficio. No solo ello, reembolsa hasta el 78% de las pérdidas que podrían incurrir los privados durante la etapa de exploración.

La preeminencia por recibir parte de la renta en forma independiente del resultado final bajo el esquema de regalías actúa en desmedro del porcentaje de renta total capturado: se estima que en Argentina la apropiación fiscal de la renta económica petrolera total es de aproximadamente el 34%⁴¹, en tanto que para Noruega alcanza hasta el 85%⁴².

Las mayores empresas petroleras del mundo participan licitación tras licitación de las áreas ofrecidas en la plataforma continental noruega. Ello prueba que, a pesar del altísimo *government take*, el sistema progresivo adoptado por Noruega resulta lo suficientemente atractivo como para que las empresas estén dispuestas a encarar el formidable desafío técnico y económico que resulta explorar en el Mar del Norte.

La reforma a la Ley de Hidrocarburos de octubre de 2014 agregó nuevas imposiciones distorsivas: establece que en caso de solicitud de prórroga de las concesiones de explotación se podrá establecer un bono máximo equivalente a multiplicar el 2% de las reservas comprobadas remanentes por el precio promedio de los últimos dos años. Asimismo, prevé que en caso de prórroga corresponderá el pago de una regalía adicional del 3% respecto de la regalía vigente al momento de la prórroga. ¿Qué ocurriría si estas imposiciones convierten el pedido de extensión inviable económicamente?

Si bien la referida reforma prevé la posibilidad de la reducción de hasta un 5% la alícuota de la regalía teniendo en cuenta la productividad, condición y ubicación de los pozos, esa reducción queda a criterio de la autoridad en tanto que el bono y la regalía adicional por prórrogas son imposiciones no discrecionales.

⁴¹ Arroyo A., Perdriel A., 2015. Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe, CEPAL.

⁴² Campbell, B., 2013. The Petro-Pat Not Taken: Comparing Norway with Canada and Alberta's Management of Petroleum Wealth. Canadian Centre for Policy Alternatives.



No existe en Argentina un debate sobre la eficacia de la apropiación de la renta petrolera a través de las regalías. Pasar de un esquema regalista a uno similar al noruego (tasa adicional de impuestos a las ganancias para las empresas petroleras) muy probablemente contará con una férrea oposición de las provincias productoras de hidrocarburos porque las regalías son impuestos recaudados provincialmente y el impuesto a las ganancias de competencia federal. La significativa diferencia entre el 85% y el 34% promedio capturados por Noruega y Argentina respectivamente amerita al menos plantear el debate.

3.4.2. ENSEÑANZAS MICRO: ASOCIACIÓN ESTADO - PRIVADOS

3.4.2.1. DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN

Los gobiernos se enfrentan a grandes desafíos en sus relaciones con las empresas petroleras internacionales que cuentan con gran interés y experiencia en el sector e importantes recursos. En muchos casos, esto puede conducir a la situación inusual que el “comprador” –la empresa- sepa más sobre el valor del recurso que el “vendedor” –el Estado-.

La competencia entre las empresas debería ser un buen mecanismo para lograr que el estado reciba una mayor fracción del valor de mercado de su recurso. Para lograr una competencia efectiva entre empresas, la disponibilidad de información geológica cumple un rol fundamental, ya que se eliminan potenciales asimetrías poniendo a todas las empresas en igualdad de situación.

Toda la información sobre la plataforma continental noruega se encuentra a disposición de los operadores centralizada en el Norwegian Petroleum Directorate. Previo a cada licitación, el Estado realiza estudios geológicos (incluyendo registración sísmica) que forman parte del paquete que es vendido a los potenciales interesados.

Con ello no solo se consigue reducir asimetrías, si no también acortar plazos durante las primeras etapas exploratorias dado que muchas tareas exploratorias preparatorias ya fueron realizadas por el Estado. La disponibilidad de información geológica también propicia mayores niveles de inversión al reducir el riesgo geológico.

En el año 2007 por iniciativa del Estado Nacional y a través de la empresa ENARSA se creó el Banco de Datos Integral de Hidrocarburos de la República Argentina (BDIH), que es un servicio web diseñado para promocionar y facilitar el acceso a datos e información relacionados con la exploración y producción



de los hidrocarburos⁴³. En la práctica, no existe en Argentina un repositorio común de información dado que la misma se encuentra dispersa entre archivos de YPF, de la Secretaría de Energía, de ENARSA, de entes provinciales similares y de las empresas privadas. En consecuencia, hay escaso control sobre este activo estratégico.

3.4.2.2. SELECCIÓN DEL MEJOR EMPLEADO

El concepto es sencillo: un recurso tan trascendental para la economía de un país no puede ser gestionado por un actor (en este caso las petroleras privadas) cuyas capacidades no están a la altura de los desafíos. La potestad que se reserva el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega para la conformación del grupo empresario más adecuado para el desarrollo de las actividades al igual que el derecho de elegir el operador es uno de los rasgos característicos de este modelo.

La selección de los licenciatarios ha mejorado el desempeño del sistema a través de la congregación de distintas capacidades y experiencias operacionales. Las diferencias de interpretación aportadas por las distintas compañías han contribuido a lograr evaluaciones más completas de los prospectos y consecuentemente lograr mayores índices de descubrimientos.

A través de la participación de las mejores empresas se logró un nivel de actividad mucho mayor que el que hubiera podido ejecutar la petrolera estatal por sí sola. Se dispuso de mucho más capital de riesgo para la exploración lo que derivó en una más rápida monetización de los recursos de la plataforma continental. Esto también benefició a Statoil acelerando su curva de aprendizaje.

Considerando la magnitud de las inversiones requeridas para un desarrollo a escala de los recursos no convencionales de Vaca Muerta parece muy poco probable que se logre un desarrollo pleno sin la participación de grandes compañías internacionales⁴⁴.

A juzgar por los resultados obtenidos en las rondas de licitación realizadas por la Provincia del Neuquén (mostrados en el **ANEXO VII**) tanto a nivel de inversión comprometida como diversidad de empresas adjudicatarias, se abre un fuerte interrogante sobre la eficacia del modelo argentino actual para atraer las capacidades técnicas y de capital necesarias para el pleno desarrollo de Vaca Muerta.

⁴³ <https://www.bdi.com.ar/>

⁴⁴ YPF estima necesarios aproximadamente 15.000 millones de U\$S para desarrollar el área Loma Campana de tan solo 392 km² frente a los 30.00 km² totales de Vaca Muerta.



3.4.2.3. CONTROL SOBRE DESARROLLO DE RECURSOS

La búsqueda por maximizar la recuperación final estimada del petróleo y gas debería primar por sobre la búsqueda de una producción acelerada cuyo objetivo resulta ser la maximización del valor presente de la explotación, atentando contra la sostenibilidad del reservorio a largo plazo y al derecho de las generaciones futuras de beneficiarse de la explotación de este recurso no renovable.

Esta disyuntiva no resulta fácil de resolver para los gobiernos. Por un lado, en el ranking de prioridades de las empresas petroleras se encuentra la maximización y la aceleración la rentabilidad esperada del proyecto y la minimización el período de repago de la inversión, lo que alienta la aceleración de la producción⁴⁵. Esta aceleración actúa en detrimento de la maximización de recuperación de los recursos in-situ.

El Estado Noruego discute los planes de desarrollo presentados por los privados en forma posterior al descubrimiento. Pero el involucramiento no termina en esta instancia: la ejecución de los planes es revisada y discutida periódicamente entre las autoridades y las empresas operadoras. Esta estrategia, le ha permitido a Noruega tener factores de recupero promedio muy superiores a las medias internacionales.

La situación sobre el control del desarrollo de los yacimientos es diametralmente opuesta en Argentina: el Estado aporta el recurso pero se desentiende en la práctica de cómo las empresas petroleras (su "empleo") gestionan el mismo. A manera de ejemplo, los plazos establecidos por la Ley de Hidrocarburos vigente permitirían que se otorgase una concesión de explotación sin conocer el plan de desarrollo planteado para la misma.

Ante el escenario de declinación de reservas y producción vivido en los últimos años en Argentina, las autoridades se han focalizado en el control de las inversiones ejecutadas por las empresas. Las últimas medidas adoptadas en relación al control de las inversiones⁴⁶ se centran en la cantidad de inversiones pero no hay referencias a la calidad o racionalidad de las mismas.

3.4.2.4. TRANSPARENCIA E IDONEIDAD

Tal vez una de las lecciones más importantes del modelo noruego sea el alto nivel de transparencia con la cual ha sido realizado. Adicionalmente, la idoneidad de las autoridades responsables de las políticas así como también

⁴⁵ Seba, R., Febrero 1993. Economics of Worldwide Petroleum Production. Oil and Gas Consultants International Inc., Oklahoma, U.S.A.

⁴⁶ Decreto N° 1277/12 que crea el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.



del personal técnico encargado de la implementación de las mismas es una condición básica que sin lugar a dudas resultó clave para el desempeño general del modelo.

La transparencia otorga legitimidad: si las acciones adoptadas son conocidas por la sociedad, la misma tiene la posibilidad de involucrarse fácilmente y evaluar los resultados obtenidos por las autoridades de un recurso que, en última instancia, le pertenece. Toda la información relativa al proceso de apertura de nuevas regiones para la exploración que se presenta al Parlamento, el resultado de los estudios de impacto social y ambiental realizados por el Ministerio de Petróleo y Energía, el proceso de calificación y los criterios de adjudicación de empresas del Norwegian Petroleum Directorate y los compromisos asumidos por las empresas son públicos y de fácil acceso a todo interesado. También es totalmente transparente la información relativa a impuestos recaudados y el rendimiento de los mismos a través del fondo soberano.

En diferentes presentaciones del Norwegian Petroleum Directorate resaltan su "*habilidad para poder transformar la industria*". En Noruega operan las petroleras internacionales más grandes, con lo cual, la disponibilidad de recursos para contratar a los mejores profesionales no es una limitación. Para poder transformar la industria, es necesario entonces que el personal técnico del estado tenga capacidades y competencias de, al menos, igual nivel que el de su contraparte.

3.5. RECOMENDACIONES

Se presenta a continuación un listado sucinto de recomendaciones para el desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina que surgen de la experiencia noruega:

- Noruega comprendió tempranamente que extraer el petróleo y el gas sólo es conveniente cuando se logra transformar ese activo en otro (y no en un gasto) evitando empobrecer a las generaciones futuras. Es necesario tomar acciones para que este concepto sea internalizado por la sociedad argentina y ésta demande a sus dirigentes un tratamiento de los recursos no convencionales acorde.
- La falta de consenso sobre las políticas de largo plazo genera que las decisiones tomadas carezcan de legitimidad y sean alteradas con relativa periodicidad. Argentina se debe un profundo debate a fin de acordar políticas de largo plazo que garanticen estabilidad a los inversores en esta industria sumamente capital intensiva y de largo plazo.



- Autoridades nacionales y provinciales deberán construir consenso para articular políticas conjuntas a fin de romper el ciclo de discusiones en torno a competencias federales y provinciales.
- Resulta imperioso crear incentivos adecuados para lograr captar a los mejores profesionales para constituir un estado altamente profesional en materia petrolera, capaz de discutir de igual a igual y acordar el futuro de la industria con las empresas privadas.
- La disponibilidad de información geológica es un activo estratégico para los estados; la administración de la misma debería tener, en consecuencia, un tratamiento acorde.
- Noruega articuló un régimen fiscal -en cierta forma- acorde a su geología: el Mar del Norte tiene alta incertidumbre exploratoria pero los descubrimientos promedio tienden a ser grandes; Noruega re-integra un porcentaje importante de la inversión en exploración no exitosa pero toma gran parte de la renta en caso de éxito. Deberían considerarse las particularidades de la explotación no convencional (menor incertidumbre geológica sobre la existencia de Vaca Muerta y perfiles de producción que declinan muy rápidamente) para diseñarse un esquema fiscal más adecuado que el actual (que no necesariamente debe ser el mismo que el vigente para los recursos convencionales).
- La necesidad de constituir un fondo soberano para evitar que los ingresos de divisas por la explotación de los recursos no convencionales conduzca a la enfermedad holandesa, parece innecesaria en la Argentina actual (abril 2015). Sin embargo, los efectos colaterales del pleno desarrollo de Vaca Muerta⁴⁷ en una economía relativamente pequeña como la argentina no deben ser menospreciados.
- El desarrollo de la industria petrolera noruega se hizo en armonía con otras actividades económicas y considerando el impacto social y ambiental de la misma. Existe mucha controversia a nivel mundial en torno a los posibles impactos ambientales de la técnica de fractura hidráulica. Cualquier actividad petrolera no convencional que se desarrolle sin el consentimiento de la sociedad que pudiera ser impactada por dicha actividad carecerá de sustentabilidad en el largo plazo.

⁴⁷ Según la estimación de Accenture equivalente a 2,7 PBIs actuales de Argentina.



Finalmente, es preciso destacar que durante los casi 45 años de historia de producción petrolera noruega, el precio del petróleo crudo⁴⁸ ha tocado valores máximos de 130 U\$\$ por barril y ha alcanzado precios mínimos de 10 U\$\$ por barril, sin embargo, el desarrollo de la industria no se ha visto detenido. Esto prueba que el modelo noruego ha sido lo suficientemente robusto como para mantenerse inmune a la altísima volatilidad del precio de este commodity.

⁴⁸ Se toma como referencia el marcador Brent.



4. CONCLUSIONES

Los resultados del presente trabajo de investigación contribuyen a probar la hipótesis planteada: contar con abundantes recursos hidrocarburíferos no alcanza para garantizar su adecuado desarrollo, resultando imprescindible contar con un marco de asociación mutuamente conveniente para el estado y los privados.

El verdadero logro del modelo noruego no fue encontrar petróleo, sino administrar eficazmente el mismo. El desafío de Argentina frente a los recursos no convencionales resulta en cierta forma similar: desde el punto de vista geológico, los recursos no convencionales (y en particular la formación Vaca Muerta) son una realidad; el gran reto al cual nos enfrentamos es lograr desarrollar los mismos y transformarlos en beneficio sustentable para toda la sociedad.

Ciertamente la experiencia Noruega no puede replicarse sin considerar las particularidades geológicas, legales, contractuales, fiscales, y hasta históricas y sociales de nuestro país. Sin embargo, es importante reconocer cuáles fueron las buenas prácticas desarrolladas por Noruega y extraer las conclusiones necesarias para evitar posibles errores en una cuestión tan estratégica para cualquier nación como es la disponibilidad de energía.

A través del análisis pormenorizado del modelo noruego es posible identificar las acciones desarrolladas que han sido pilares del éxito alcanzado. Las secciones previas permiten dar respuesta a las preguntas planteadas al comienzo de esta investigación sobre las acciones adoptadas por Noruega y su potencial aplicabilidad para el desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina.

Sin lugar a dudas la estabilidad y previsibilidad han sido características sobresalientes del modelo: los mencionados *10 Mandamientos del Petróleo* siguen hoy tan vigentes como cuando fueron instaurados a principios de la década del 70. En una industria tan expuesta a las incertidumbres, esto ha sido una ventaja comparativa que logró atraer el capital necesario para el desarrollo de las reservas offshore de Noruega.

Un estado fuertemente involucrado permitió maximizar la captura de la renta y evitar recibir solo una porción de la misma a través de la recaudación de impuestos. Este involucramiento comienza en las etapas previas a la exploración propias de las empresas privadas puesto que el estado realiza estudios geológicos a fin de contar con una buena estimación de su recurso. La participación del estado no desaparece durante las posteriores etapas de



desarrollo para poder velar por la eficiente producción del petróleo y gas, maximizando el factor de recupero de largo plazo.

Para lograr un impacto positivo en la gestión del recurso, la estructura estatal noruega ha sido (indispensablemente) altamente profesional. La transparencia e integridad contribuyeron a otorgarle legitimidad a las decisiones adoptadas y, en definitiva, estabilidad al modelo. Por su parte, la clara división de roles (Ministerio de Energía y Petróleo, Norwegian Petroleum Directorate y Statoil) permitió que el estado en su rol de inversor (sin ningún beneficio respecto de los privados) comprendiese las condiciones inherentes requeridas y desarrollase, en su rol de “*hacedor de políticas*”, lineamientos acordes.

El sistema fiscal neutral, que elimina todo tipo de distorsiones, permitió que a pesar del importantísimo *government take* las mayores compañías internacionales participaran del desarrollo de la plataforma continental noruega. La presencia de dichas compañías no solo aportó el capital, conocimiento y la tecnología necesaria, sino que también benefició a Statoil, exponiéndola a las mejores prácticas vigentes y consecuentemente acelerando su curva de aprendizaje.

La experiencia de Noruega también muestra que el desafío de convertir petróleo y gas en bienestar para toda la sociedad no es responsabilidad exclusiva de las autoridades ni de los cuadros gerenciales de las empresas petroleras; es también responsabilidad de la sociedad civil, que debe involucrarse y demandar resultados sobre la gestión de los recursos que le son propios.



5. BIBLIOGRAFÍA Y LINKS DE INTERÉS

AR - Gadano, N. (2006). Historia del Petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los Inicios hasta la caída de Perón. Buenos Aires, EDHASA.

AR - El ABECÉ del Petróleo y del Gas. (2000). IAPG. Buenos Aires.

AR - Barneda, D. (Abril 2007). La compañía Mendocina de Petróleo y la explotación del Yacimiento Cacheuta. Revista Petrotecnia.

AR - El ABECÉ de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. (2013), IAPG. Buenos Aires.

AR - Ley N° 17.319 “Ley de Hidrocarburos” y modificatorias.

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).

US - British Petroleum. Statical Review of World Energy. (Junio 2014).

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

US - EY. Global Oil and Gas Tax Guide 2014, Argentina

US - Deloitte. Taxation and Investment in Argentina 2014.

NO - Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. Facts 2014. The Norwegian Petroleum Sector.

NO - Petoro. Annual Report 2013.

NO - Statoil. Annual Report 2014.

NO - Norwegian Petroleum Directorate. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities

NO - Norwegian Petroleum Directorate. Regulations to Act relating to Petroleum Activities.

US - Thurber M.C. Hults D.V., Heller P., 2011. Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance. www.elsevier.com

CA - Ryggvik H., 2010. The Norwegian Oil Experience: A toolbox for managing resources? Centre for Technology, Innovation and Culture, University of Oslo.



US - Seba, R., (Febrero 1993). Economics of Worldwide Petroleum Production. Oil and Gas Consultants International Inc., Oklahoma, U.S.A.

US - CIA World Factbook. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>

NO - Statoil. <http://www.statoil.com/en/Pages/default.aspx>

NO - Norges Bank. <http://www.nbim.no/en/>

NO - Parlamento de Noruega. www.stortinget.no

AR - Shale en Argentina: www.shaleenargentina.org.ar

EITI: <https://eiti.org/countries>



6. ANEXOS

6.1. ANEXO I – Mapa Cuencas No Convencionales



Cuenca	Formación	Recurso Recuperable Gas (TCF)	Recurso Recuperable Petróleo (Billones bbl)
Neuquén	Los Molles	275	3.7
	Vaca Muerta	308	16.2
San Jorge	Aguada Bandera	51	0
	Pozo D-129	35	0.5
Austral	L. Inoceramus	129	6.6
Paraná	Ponta Grossa	3	0

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment

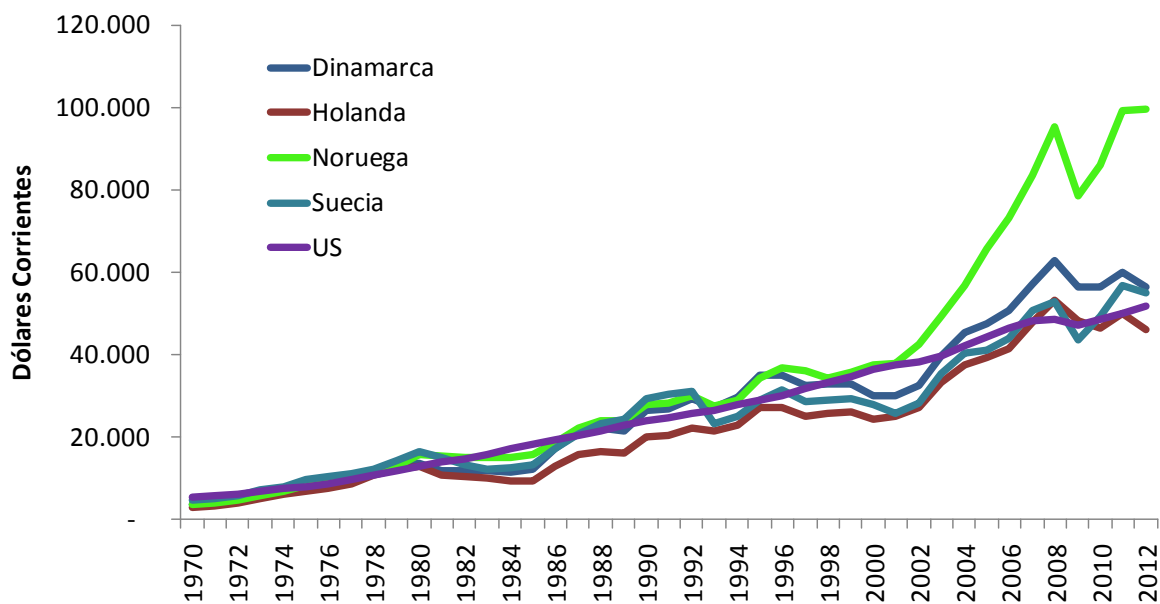


6.2. ANEXO II – PBI per Cápita

PBI per Cápita

Dólares Corrientes

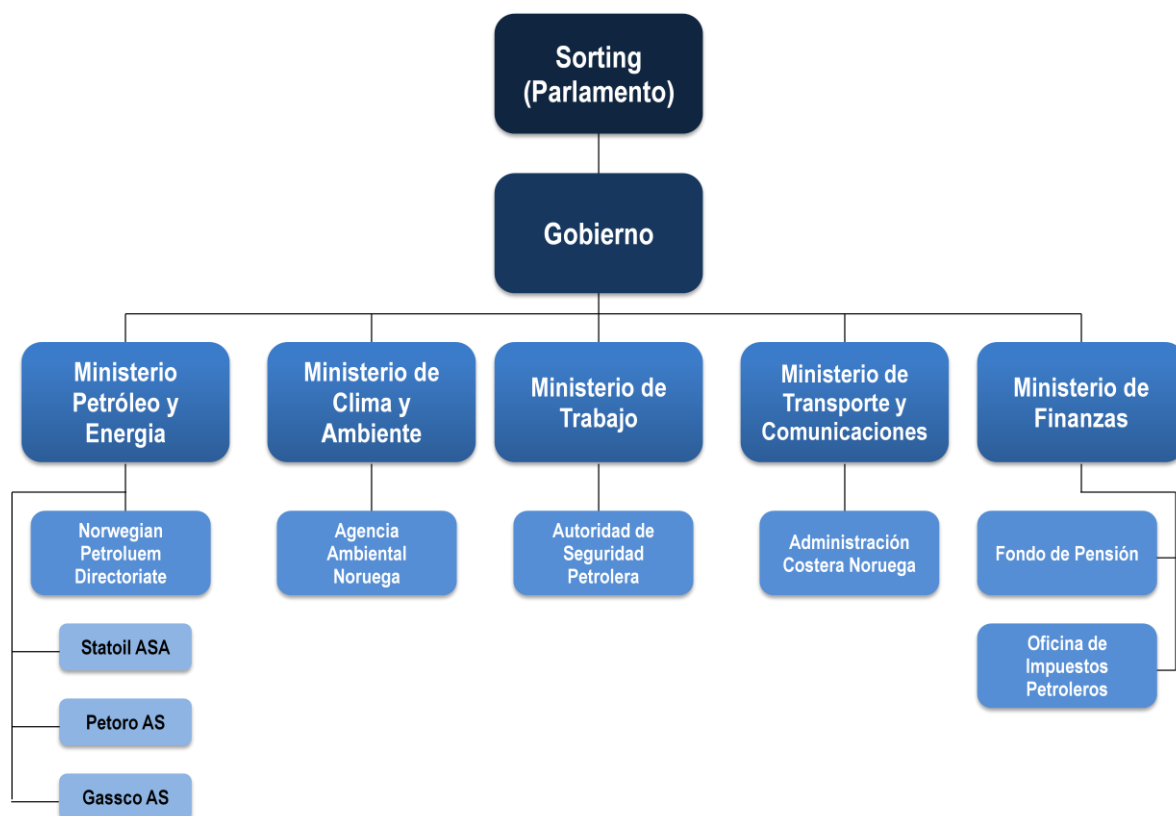
	1970	1980	1990	2000	2010	2012
Noruega	3.284	15.595	27.732	37.473	86.156	99.636
US	5.247	12.598	23.955	36.467	48.358	51.749
Dinamarca	3.366	13.607	26.423	29.980	56.452	56.364
Holanda	2.711	12.775	19.722	24.180	46.468	45.990
Suecia	4.493	16.221	29.026	27.869	49.360	55.040
Argentina	1.317	2.737	4.333	7.701	9.133	11.573
Venezuela	1.212	4.447	2.382	4.800	13.559	12.729



Elaboración propia con información del Fondo Monetario Internacional



6.3. ANEXO III – Organización Estatal de Actividades Petroleras





6.4. ANEXO IV – Los 10 Mandamientos de la Industria Petrolera

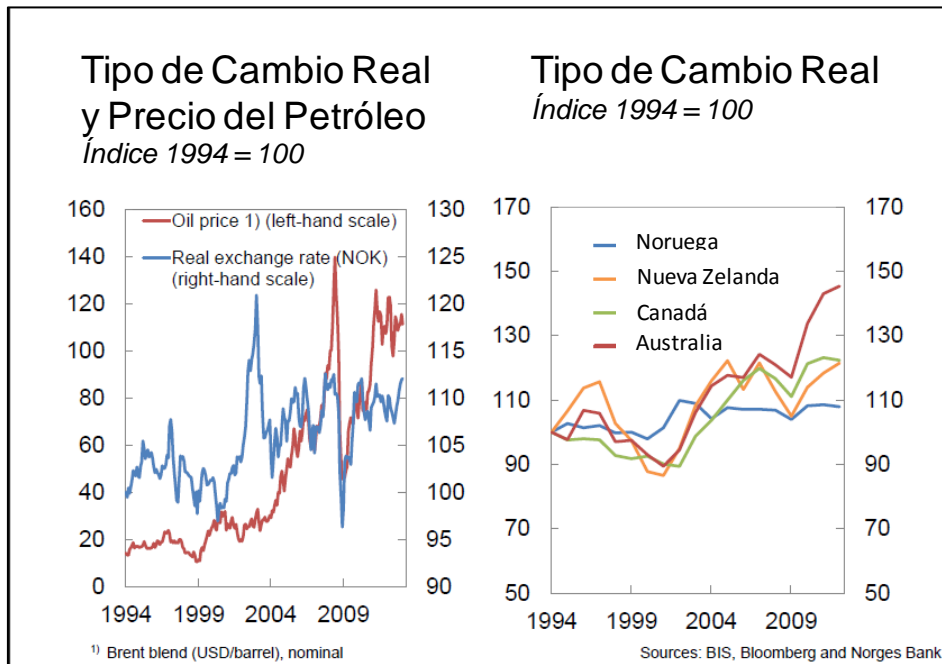
Los 10 Mandamientos de la Industria Petrolera Noruega:

1. Garantizar el gobierno y el control nacional de toda la actividad en la plataforma continental noruega.
2. Explotar los yacimientos de petróleo, de tal manera que Noruega minimice su dependencia de las importaciones de petróleo crudo.
3. Desarrollar nuevas actividades industriales basadas en el sector petrolero.
4. El desarrollo de la industria del petróleo y el gas debe tomar en consideración actividades comerciales existente y la protección del medio ambiente.
5. El venteo del gas natural útil está prohibido, salvo por cortos períodos de tiempo.
6. El petróleo de la plataforma continental noruega por regla general será enviado a Noruega, a menos que por consideraciones sobre el impacto a la sociedad demande otra alternativa.
7. El Estado participará en todos los niveles apropiados para contribuir a la coordinación de los intereses de la industria petrolera noruega.
8. Se establecerá una compañía petrolera propiedad del Estado para asegurar los intereses económicos del Estado y tener una cooperación positiva con los intereses nacionales y extranjeros.
9. La actividad al norte del paralelo de 62° deberá cumplir con condiciones de impacto sociales especiales.
10. Futuros descubrimientos petroleros noruegos pueden exponer a la política exterior de Noruega a nuevos desafíos.

Fuente: Norwegian Petroleum Directorate



6.5. ANEXO V – Resultados del Fondo Soberano



Fuente: *Monetary policy and wealth management in a small petroleum economy*, Governor Øystein Olsen, Norges Bank, Harvard Kennedy School, Cambridge, April 2013



6.6. ANEXO VI – Artículos Periodísticos

BBC Ingresar Menú

MUNDO

Noticias | Última Hora | América Latina | Internacional | Economía | Tecnología | Ciencia | S

¿Cómo evitó Noruega la "maldición del petróleo"?

Sarah Treanor
BBC

© 28 agosto 2014 [Compartir](#)

HARVARD IOP INSTITUTE OF POLITICS
John F. Kennedy Jr. Forum

UPCOMING FORUMS PAST FORUMS ABOUT US

Past Forums

Avoiding the Oil Curse: The Case of Norway

The Economist World politics Business & finance Economics Science & technology

Special report: The Nordic countries

Norway

The rich cousin

Oil makes Norway different from the rest of the region, but only up to a point

Feb 2nd 2013 | From the print edition [Timekeeper](#) [Like](#) 1.5k

ClarínX Noticias Deportes ¡ExtraShow! Estilo Servicios

Edición Impresa • Hoy interesa • La muerte de Alberto Nisman • Cristina Kirchner • Luis D'Elia

Europeos del ISIS: fascinados por el terrorismo Las ocho dudas que rodean la muerte de Nisman El fiscal planea revelar más pruebas contra Cristina y Timmerman

Clarín.com • Edición impresa • 20/04/14

¿Seguiremos el modelo de Noruega o el de Nigeria?

TEMA DEL DOMINGO Los escandinavos tienen un fondo para las futuras generaciones. La riqueza de los africanos se la lleva la corrupción. El campo de gas y petróleo de Neuquén ya está en producción sin debate y con denuncias.

lanacion.com Economía

Últimas noticias Secciones Edición impresa Blogs LN Data

HOY La muerte de Alberto Nisman Sandra Arroyo Salgado Cristina Kirchner Exp

lanacion.com | Economía | LA NACION Data

Miércoles 13 de noviembre de 2013 | 10:19

Noruega, el único socialismo del siglo XXI

Hace 50 años era una de las economías más pobres de Europa y pasó a ser la más desarrollada e igualitaria del mundo; el rol del petróleo y el ahorro para el futuro

Por Juan Pablo De Santis | LA NACION



The New York Times		Business						
WORLD	U.S.	N.Y. / REGION	BUSINESS	TECHNOLOGY	SCIENCE	HEALTH	SPORTS	OPINION
Norway provides model on how to manage oil revenue								
By Robin Wigglesworth and Simon Kennedy Published: Wednesday, October 17, 2007								

FT Magazine						
Home	World ▾	Companies ▾	Markets ▾	Global Economy ▾		
Arts ▾	Magazine	Food & Drink ▾	House & Home ▾	Lunch with the FT	Style	Books ▾
August 29, 2009 2:26 am						
The Iraqi who saved Norway from oil						



6.7. ANEXO VII – Resultados Rondas Licitatorias Neuquén

RESULTADOS RONDAS LICITATORIAS PROVINCIA DEL NEUQUÉN

	N°	Área concursada y adjudicada	Empresas adjudicatarias	Monto de inversión comprometido en exploración (en millones de dólares)	Participación de G&P en el contrato* (en porcentaje)
Primera Ronda, 2009-2010	1	Aguada del Puestero	Energy Operations	1,50	15
	2	Bajada de Añelo	Rovella Carranza	4,30	15
	3	Borde de Limay	Petrobras Energía S.A	4,46	15
	4	Cordillera del Viento	Energy Operations	1,74	15
	5	El Huecú	Energy Operations	1,98	15
	6	El Mollar	Energy Operations	1,86	15
	7	La Escalonada	Total Austral	0,75	15
	8	Las Lajas	Energy Operations	1,12	15
	9	Los Vértices	Petrobras Energía S.A.	2,04	15
	10	Rincón de la ceniza	Total Austral	0,75	15
Segunda Ronda, 2009-2010	11	Buta Ranquil	Rovella Carranza	0,56	15
	12	Cerro Arena	YPF S.A.	9,16	15
	13	Chapúa Este	YPF S.A	1,07	15
	14	Cruz de Lorena	Raiser S.A.	16,35	15
	15	La Amarga Chica	YPF S.A.	7,04	15
	16	La Ribera	Rovella Carranza	0,10	15
	17	Santo Domingo	YPF S.A.	2,28	15
	18	Senillosa	Rovella Carranza	3,27	15
Tercera Ronda, 2010-2011	19	Bajo del Toro	YPF S.A./EOG Resources Inc.	10,74	10
	20	Salinas del Hultrín	YPF S.A./ Apache Energía	12,94	10
	21	Cerro Las Minas	YPF S.A./Total Austral	4,28	10
	22	Loma del Molle	Exxon Mobil Corporation	9,60	10
	23	Cerro Avispa	YPF S.A./EOG Resources Inc.	7,21	10
	24	Cerro Partido	YPF S.A./Total Austral	4,89	10
	25	Aguada de Castro	YPF S.A./Total Austral/Rovella Carranza	5,75	10
	26	Chasquivil	YPF S.A/ Apache Energía	7,43	10
	27	Las Tacanas	YPF S.A/ Apache Energía	8,39	10
	28	Pampa de las Yeguas Bloque I	YPF S.A./Exxon Mobil	4,84	10
	29	Loma del Mojón	YPF S.A. /Rovella Carranza	2,30	10
	30	Los Candeleros	YPF S.A. /Rovella Carranza	1,98	10
	31	Pampa de las Yeguas Bloque II	YPF S.A./Total Austral/Rovella Carranza	4,50	10
Total				145,23	

Fuente: Arroyo A., Perdriel A., 2015. *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe*, CEPAL.