

Una revisión del Sector Hidrocarburífero de la República Argentina: el rol cumplido por la innovación y la competencia que modelaron su estructura actual

Tesis

Universidad de Buenos Aires
Maestría Interdisciplinario en Energía
CEARE

Autora: Verónica Alonso

Director de Tesis: Dr. Eduardo Ramón Zapata

Abril 2018

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la historia del sector hidrocarburífero argentino, a la luz del proceso de competencia económica y del desarrollo tecnológico. El propósito del mismo es comprender cómo se ha constituido estructura actual del mercado en el país, lo cual que posibilita reflexionar acerca del futuro del sector. Para ello, intentaré dar cuenta cómo se han relacionado a lo largo de la historia las empresas de capital público y privado, cómo se ha constituido el mercado local y cómo ha sido el desarrollo tecnológico. Asimismo, analizaré en particular el rol que poseen los yacimientos no convencionales en la producción de hidrocarburos y los centros de investigación, para generar un desarrollo tecnológico local.

Índice

INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 1: BREVE DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO	7
1.1 SEGMENTO DEL UPSTREAM	8
1.2 SEGMENTO DEL MIDSTREAM.....	16
1.3 SEGMENTO DEL DOWNSTREAM	19
CAPÍTULO 2: PRINCIPALES HITOS DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO	23
2.1 PERIODO 1907-1921	24
2.1.1 DESCUBRIMIENTO PETRÓLEO Y ROL DEL ESTADO.....	24
2.1.2 PARTICIPACIÓN DEL CAPITAL PRIVADO	25
2.1.3 NECESIDAD DE INVERSIÓN	25
2.2 PERIODO 1922-1945.....	27
2.2.1 CREACIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES	27
2.2.2 PARTICIPACIÓN DEL CAPITAL EXTRANJERO.....	30
2.2.3 DESARROLLO DE LAS CAPACIDADES TÉCNICAS.....	30
2.3 PERIODO 1945-1955.....	31
2.3.1 YPF Y LA CREACIÓN DE OTROS ORGANISMOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO	31
2.3.2 LA BÚSQUEDA DE SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS CON EMPRESAS DEL CAPITAL EXTRANJERO	33
2.3.3 LA NECESIDAD DE YPF DE INVERSIÓN EN MAQUINARIA Y EQUIPOS	34
2.4 PERIODO 1955-1965.....	35
2.4.1 NUEVA LEGISLACIÓN PETROLERA.....	35
2.4.2 CONTRATOS PETROLEROS CON EMPRESAS DEL CAPITAL EXTRANJERO.....	37
2.4.2 LA TECNOLOGÍA QUE APORTARON LAS EMPRESAS EN LA ÉPOCA DE FRONDIZI.....	38
2.5 PERIODO 1966-1982.....	38
2.5.1 LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA EN EL MARCO DE GOLPES MILITARES	38
2.5.2 RECONSTRUCCIÓN DE EQUIPOS PARADOS Y ADQUISICIÓN DE NUEVA TECNOLOGÍA.....	41
2.6 PERIODO 1983-1988.....	41
2.6.1 PLANES PARA REACTIVAR EL SECTOR PETROLERO	41
2.6.2 IMPULSO AL SECTOR GASÍFERO	42
2.6.3 CONTRATACIÓN DE EMPRESAS CON TECNOLOGÍA	43
2.7 PERIODO 1989-2002.....	43
2.7.1 PRIVATIZACIÓN DE LA EMPRESA YPF	43
2.7.2 PRIVATIZACIÓN DE GAS DEL ESTADO	46
2.7.3 CONCLUSIONES DE LA PRIVATIZACIÓN Y EL ROL DE LA REGULACIÓN	49
2.7.4 CONSECUENCIAS DE LA PRIVATIZACIÓN EN EL DESARROLLO TECNOLÓGICO DE YPF.....	49

2.8 PERIODO 2003-2016.....	50
2.8.1 YPF NUEVAMENTE BAJO EL CONTROL ESTATAL.....	50
2.8.2 DESCUBRIMIENTO DE POZOS CON RECURSOS NO CONVENCIONALES	53
2.9 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO	54
CAPÍTULO 3: LA COMPETENCIA ECONÓMICA EN EL SECTOR HIDROCARBURIFERO	56
3.1. MERCADO DE COMPETENCIA OLIGOPÓLICA.....	57
3.2 EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y LA COMPETENCIA	59
3.3 BARRERAS DE ENTRADA AL SECTOR PETROLERO	62
3.3.1 BARRERAS NATURALES	62
3.3.2 BARRERAS ARTIFICIALES LEGALES	64
3.3.3 BARRERAS ARTIFICIALES ECONÓMICAS.....	65
3.4 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO	65
CAPÍTULO 4: LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN EL SECTOR HIDROCARBURIFERO ARGENTINO	67
4.1 LA INNOVACIÓN.....	68
4.2 LA TECNOLOGÍA EN EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO A TRAVÉS DE LA HISTORIA.....	69
4.3 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y LA TECNOLOGÍA UTILIZADA PARA SU EXTRACCIÓN	71
4.4 ESTADO DE SITUACIÓN DE LOS NO CONVENCIONALES Y LA IMPORTANCIA DEL SHALE GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA.....	75
4.5 CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES VINCULADAS CON LA EXPLOTACIÓN DE FORMACIONES NO CONVENCIONALES.....	82
4.6 CENTROS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LAS COMPAÑÍAS HIDROCARBURÍFERAS	85
4.7 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO Y UNA VISIÓN ESTRATEGICA A LARGO PLAZO	87
4.7.1 UNA VISIÓN ESTRATÉGICA DE LARGO PLAZO	89
CONCLUSIONES.....	93
BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXOS	108
ANEXO I.....	109
ANEXO II.....	110
ANEXO III.....	115
ANEXO IV	116
ANEXO V	117
ANEXO VI	118

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la historia del mercado energético argentino a partir de la competencia económica y del desarrollo tecnológico, con el propósito de comprender cómo se ha constituido la estructura actual del mercado en nuestro país, a partir de lo cual poder reflexionar acerca de las perspectivas futuras del sector.

El mercado de petróleo y gas representa alrededor del 85% de nuestra matriz energética actual, además resulta ser la base de la industria petroquímica nacional (de uso difundido e impacto indirecto en diversas actividades industriales).

Situación que lo convierte en un mercado importante dentro del sector energético nacional, su relevancia deriva de diversas condiciones: a) su utilización como principal fuente para la producción de energía; b) el de permitir generar productos secundarios de consumo inmediato como las naftas o los lubricantes o como materia prima para la creación de energía eléctrica; c) el de impulsar indirectamente la diversificación y la densificación de la matriz productiva y además posibilitar el desarrollo industrial, tanto a través de la provisión de energía como de productos petroquímicos (de amplia utilización en la industria) producidos en fases debajo de la cadena productiva del petróleo y del gas; d) y de generar condiciones para promover desarrollo de tecnología nacional en determinados segmentos de la cadena de valor, como es el caso actual de explotaciones no convencionales y/o servicios de alto valor agregado.

El argumento de mi Tesis lo he desarrollado en cuatro capítulos. En el primero identifiqué cuáles son las principales empresas que participan del mercado mundial y local. En ese contexto, dilucidar algunas condiciones sobre la evolución y la forma de organización de la industria a nivel global, puntualmente en relación con la innovación como factor estratégico de desarrollo de estas empresas internacionales. Y de esta manera, identificar comparativamente las condiciones generales del perfil de desarrollo de la industria nacional en upstream y downstream en cuanto al desarrollo tecnológico e innovación.

El segundo capítulo tiene como objetivo desarrollar un estudio de la evolución histórica del sector hidrocarburífero desde una perspectiva económica de competencia e innovación. Para ello, expongo los principales hitos históricos que dieron cuenta de la transformación que atravesó dicha industria, ubicando: 1) cuáles fueron las transformaciones que tuvo la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF); 2) cómo fue la participación de las empresas petroleras de capitales privados, principalmente extranjeros, en el sector; 3) cómo la evolución del esquema regulatorio y la inserción directa del Estado Nacional Argentino fue definiendo las condiciones sobre la dinámica y competencia de estos mercados a nivel nacional; 4) y cuáles fueron los principales hitos productivos y tecnológicos durante los distintos periodos a nivel nacional. El periodo histórico analizado (que he tomado en consideración) abarca desde el descubrimiento del primer pozo en Comodoro Rivadavia (Provincia de

Chubut) en 1907 hasta la actualidad, entendida como los últimos años de actividad del sector del cual se disponen datos empíricos, 2015 y 2016.

En el tercer capítulo procuraré indagar acerca de cuál es la forma en que se desarrolla la competencia en el sector hidrocarburífero, tanto en sus condiciones globales como locales. Por un lado, desde una perspectiva de las condiciones particulares del sector, que lo definen como una estructura de competencia imperfecta (a escala nacional y global), con fuerte presencia de barreras a la entrada. Por otra parte, describiré las condiciones locales principales que regulan la competencia en el sector a nivel nacional.

Y por último, en el cuarto capítulo despliego el rol de la innovación en el sector, cómo ello ha impactado en la configuración actual del mercado local. Mediante el análisis del impacto que ha tenido el descubrimiento de los yacimientos no convencionales en el país y el potencial que tendrían para promover un desarrollo competitivo de la industria nacional de largo plazo. Asimismo, daré cuenta de las cuestiones medioambientales vinculadas con la metodología de fractura hidráulica utilizada para la extracción de los hidrocarburos no convencionales. Para concluir, consideraré la relevancia que posee la creación de empresas como YTEC y acuerdos con otros actores nacionales del sistema científico-tecnológico para el desarrollo de tecnología en el país.

CAPÍTULO 1: BREVE DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

El sector hidrocarburífero se puede subdividir en dos segmentos: el upstream que está relacionado con la actividad de producción en los yacimientos de hidrocarburos; y el downstream que está vinculado con los procesos de refinación y procesamiento de los crudos y gases que se extraen, y con el transporte y la distribución de los productos.

Hay compañías que se dedican exclusivamente a la actividad del upstream o puramente al downstream. Mientras que hay otras que están integradas en todo el segmento de la producción y comercialización, como por ejemplo en la República Argentina, la empresa YPF SA¹.

La participación de una empresa en el mercado hidrocarburífero del upstream, tiene la particularidad de que la misma debe radicarse allí donde estén localizados los yacimientos, para así poder realizar las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos, siendo por lo tanto una actividad de carácter inamovible. Mientras que, en el downstream, la localización de las plantas de refinación puede realizarse cerca de los yacimientos o transportarse y efectuarse en otro lugar. Usualmente, las refinaciones suelen estar ubicadas cerca de los centros de consumo o de los puertos marítimos o fluviales, y no de los yacimientos por una cuestión económica, pues los yacimientos eventualmente decaen mientras que el consumo o los centros de distribución tienden a crecer.

En este sentido, se presenta una breve descripción de dichos segmentos nos permitirá analizar y comprender íntegramente cómo funciona este mercado y quienes son los actores involucrados.

1.1 SEGMENTO DEL UPSTREAM

Descripción de la actividad

La actividad del upstream está compuesta principalmente por las siguientes etapas:

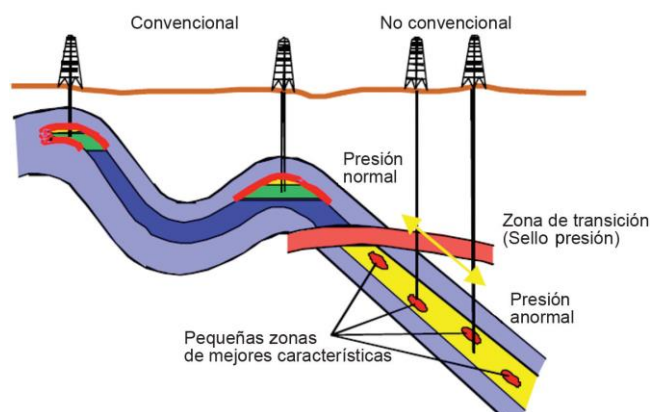
- la exploración: descubrimiento de nuevos yacimientos, mediante la prospección geológica, geofísica y la perforación. La cual incluye análisis sísmico de las formaciones.
- la construcción de las instalaciones: la instalación del equipo de producción, la perforación de los pozos y la construcción de la planta de tratamiento, almacenamiento y de evacuación de crudo y gas (oleoductos y gasoductos), terminación de los pozos, early production facility (EPF – sistema de producción temprana).

¹ Tal como se analizará hay empresas integradas, pero las unidades de negocio se consideran por separado.

- la producción o explotación: instalación de equipos de bombeo, mantenimiento, supervisión, medición, control y extracción de los líquidos y gases.

En la actividad extractiva se pueden encontrar formaciones geológicas que contienen gas, petróleo y agua, y contaminantes, por ejemplo: azufre, dióxido de carbono, etc., en diferentes proporciones. La puesta en producción de un pozo puede realizarse mediante diversos tipos de sistemas de extracción, dependiendo del tipo de formación del yacimiento, si contiene más gas que petróleo o viceversa. Y también dependerá de si la extracción se hace onshore (en tierra) u offshore (en mar). Asimismo, es preciso mencionar que hay tipos de yacimiento de gas y petróleo denominados “convencionales” y no “convencionales”, cuya diferencia principal reside en la migración de dichos hidrocarburos. En el caso de los convencionales los mismos han migrado desde la roca madre y hasta la trampa, mientras que, en el caso de los no convencionales, “no han podido abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos” (IAPG, 2015). Por lo tanto, difiere en la forma de extracción (técnicas) y poseen diferentes costos de extracción.

Figura N° 1. Yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: IAPG (2013)

Las empresas que explotan los yacimientos son: empresas transnacionales, o empresas de capital nacional estatales o privadas. Las empresas petroleras nacionales existen en los países donde hay yacimientos de petróleo y de gas y algunas también explotan yacimientos fuera de sus fronteras geográficas.

A continuación, presento una tabla con las principales empresas de hidrocarburos que existen en el mundo:

Cuadro N° 1. Listado de las principales empresas petroleras internacionales y nacionales

EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES (Internacional Oil Company o IOC)	EMPRESAS PETROLERAS NACIONALES (Nacional Oil Company o NOC)
Agip	ADNOC (Emiratos Árabes)
Apache	CNPC (China)
BP	ENI (Italia)
Chevron	Gazprom y Rosneft (Rusia)
ConocoPhillips	Iraq National Oil Company (Iraq)
Exxon	Kuwait Petroleum Co (Kuwait)
Lukoil	National Iranian Oil Co (Iran)
Pan American Energy	NOC (Libia)
Repsol	PDVSA (Venezuela)
Shell	PEMEX (México)
Tesoro	Petrobras (Brasil)
Total	Petronas (Malasia)
Valero	Qatar Petroleum (Qatar)
	Saudi Aramco (Arabia Saudita)
	Sonatrach (Argelia)
	Statoil (Noruega)
	YPF (Argentina)

Fuente: elaboración propia

Mientras que las principales empresas hidrocarburíferas del mundo según la cantidad de barriles de petróleo producidos:

Cuadro N° 2. Listado de las principales empresas petroleras

PRINCIPALES EMPRESAS HIDROCARBURIFERAS DEL MUNDO EN EL AÑO 2015	MILLONES BPD
Saudi Aramco	12.5
Gazprom	9.7
National Iranian Oil Co	6.4
Exxon Mobil	5.3
CNPC	4.4
BP	4.1
Shell	3.9
Pemex	3.6
Chevron	3.5
Kuwait Petroleum Corp	3.2
Abu Dhabi Nacional Oil Co	2.9
Total	2.7
Sonatrach	2.7
Petrobras	2.6
Rosneft	2.6
Iraq National Oil Company	2.3
Qatar Petroleum	2.3
Lukoil	2.3
Eni	2.2
Statoil	2.0
PDVSA	1.9
Sinopec	1.6
TOTAL	84.7

Fuente: elaboración propia en base a Revista Forbes (2015)

Otra de las cuestiones a destacar del segmento del upstream petrolero y gasífero es la participación de las empresas internacionales que venden productos y servicios a las empresas productoras, que en muchos casos contienen un gran desarrollo tecnológico. Entre ellas podemos mencionar a Schlumberger Limited, Halliburton Co, Saipem (del Grupo ENI), Baker Hughes, Petrofac, China Oilfield Services, entre otras. Estas compañías venden a las empresas productoras, de distintos países, servicios con un alto valor agregado y son pioneras en el desarrollo tecnológico de nuevos productos y servicios de la industria.

Schlumberger Limited tiene presencia en más de 85 países y vende productos y servicios al sector del upstream desde *“formation evaluation through directional drilling, well cementing and stimulation, well completions and productivity to consulting, software, information management and IT infrastructure services that support core industry operational processes”* (Página web Schlumberger – Corporate Profile, 2017).

Mientras que Halliburton Co. presente en más de 80 países, vendiendo servicios y productos al *“upstream oil and gas industry throughout the lifecycle of the reservoir - from locating hydrocarbons and managing geological data, to drilling and formation evaluation, well construction and completion, and optimizing production through the life of the field”* (Página web Halliburton – Corporate Profile, 2017).

Breve reseña histórica mundial

Para comprender cómo se conformó el mercado petrolero mundial actual y cómo funciona el mercado es preciso señalar los principales hechos históricos mundiales: desde principios del siglo XX hasta la década de 1960 el comercio petrolero mundial estuvo controlado por siete empresas, las cuales posteriormente se denominaron las “7 hermanas”. Dichas empresas controlaban gran parte de la producción de petróleo mundial resultado de su expansión e inserción en los países donde existía este recurso natural. Algunas de estas siete compañías fueron la Standard Oil of New Jersey (futura ExxonMobil), la Royal Dutch Shell y la Standard Oil of California (actualmente denominada como Chevron Corporation), las cuales ingresaron en la República Argentina a principios de 1910 en el segmento del upstream y del downstream.

A partir de 1960 comenzó a cambiar la estructura del mercado petrolero mundial desplazándose la hegemonía que tenían las “7 hermanas”. En consecuencia, surgieron empresas nacionales que se agruparon en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyos miembros originales fueron Venezuela, Arabia Saudita, Irak, Kuwait. Algunas de las empresas nacionales que se crearon en este periodo fueron: Eni (1953), Iraq National Oil Company (1964), Sonatrach (1963), Adnoc (1971), Petronas (1974), PDVSA (1976) y Saudi Aramco (1988).

Uno de los motivos por los cuales ocurrió el decrecimiento del poder de las “7 hermanas”, en 1959, fue que las mismas decidieron bajar el precio del petróleo, lo cual provocó una reducción de los ingresos que percibían los países productores, generando un gran malestar entre éstas. Lo cual derivó en la creación de compañías nacionales en aquellos países. Otro motivo que se puede destacar es el hecho que los países productores de petróleo comenzaron a considerar sus hidrocarburos como recursos estratégicos para generar energía, con el objetivo de utilizarla para el consumo del país, como fuente principal de generación de riqueza de las economías y como fin estratégico desde una perspectiva de defensa. Además, con la creación de empresas estatales, dichos países implementaron políticas sectoriales para incentivar el desarrollo y explotación de los yacimientos y el traccionamiento de otras actividades económicas (transferencia de recursos intersectoriales).

A principios de 1970, la hegemonía de las “7 hermanas” había disminuido y el crecimiento del poder la OPEP se incrementaba. En 1973, la OPEP, compuesto mayoritariamente por países árabes, con el objetivo de aumentar los precios y de sancionar a Estados Unidos por su apoyo a Israel en la guerra de Yom Kippur, bloquearon las ventas hacia Occidente. Situación que provocó un aumento de los precios del barril de petróleo que pasó de valer “2,69 dólares en enero a 3,70 en agosto, 5,18 en noviembre y 11,65 en enero de 1974” (Serrani Esteban, 2012, p. 17), es decir, un 333% en menos de un año. Dicho aumento repercutió muy fuertemente en los países importadores de petróleo, provocando una crisis económica mundial.

En 1979 y 1980 tuvo lugar una segunda crisis en la economía mundial, causada por el freno de la producción de Irán, debido a revolución interna en dicho país y la guerra entre Irán e Iraq, provocó desabastecimiento de crudo y por lo tanto un aumento del precio, que pasó de 14,34 dólares en enero de 1979 a 34,41 a fines de 1980 (Serrani Esteban, 2012, p. 17), es decir un 140%. Por lo tanto, es posible observar cómo las oscilaciones de los precios y los problemas de abastecimiento han repercutido no sólo en los países donde tiene origen el problema sino en las distintas economías del mundo que utilizan estos recursos.

Luego de 1981 los precios comenzaron a bajar hasta el año 1986 y se mantuvieron relativamente estables hasta el año 2003, momento en el cual comenzaron a subir por diversos motivos. Uno de los principales fue la guerra entre Estados Unidos y Medio Oriente. En dicho periodo, el barril de petróleo pasó de costar 32,95 dólares en enero 2003 a 43,15 en diciembre de 2004, hasta llegar a 104,11 en septiembre de 2008; año en el cual se interrumpió la tendencia alcista por la crisis financiera mundial que generó una desaceleración en la economía real, descendiendo a 39,09 dólares en febrero de 2009.

Luego los precios volvieron a subir hasta junio de 2014, momento en el cual comenzó a descender llegando a estar por debajo de 30 dólares el barril en los comienzos del año 2016 y con un repunte para el año 2017 llegando a casi los 60 dólares el barril. La desaceleración de los precios

entre 2014 y 2016, está relacionada con la sobreabundancia de crudo producido, es decir por un exceso de oferta y por una desaceleración de la economía china. También dicha situación está asociada al hecho que los países de Medio Oriente, productores de petróleo y gas convencional, buscaron frenar el aumento de producción de gas y petróleo no convencional de Estados Unidos (Eugenia Stratta, Revista Petrotecnia, 2016, p.80). Sin embargo, durante el corriente año (2017)² se evidenció un aumento de los precios, hasta llegar a aproximadamente 60 dólares el barril, causado por caída de las reservas de crudo de Estados Unidos lo que ha implicado una reducción en el exceso de petróleo a nivel mundial, conflictos geopolíticos (referéndum de independencia del Kurdistán iraquí) y recortes de producción de la OPEP (Bloomberg, 2017). No obstante el aumento del precio del barril de petróleo registrado en el último periodo, no ha vuelto a recuperar su valor histórico del año 2014.

En consecuencia, el desarrollo del mercado hidrocarburífero argentino se ha configurado en el marco del proceso de crecimiento del mercado internacional, aunque desarrollando sus propias particularidades. Por ejemplo, el Estado tuvo una participación activa desde un inicio en el sector, creó la Dirección de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) para desarrollar las actividades del upstream. Lo cual ha generado condiciones específicas en el desarrollo productivo del sector. Asimismo, tal como intentaré desarrollar en el capítulo de la competencia, N° 3, las variaciones de precios generan efectos en la productividad el sector del upstream, ya que una baja de precios puede significar como he mencionado la imposibilidad de continuar extrayendo petróleo donde no resulte rentable hacerlo y viceversa.

Situación de la producción y consumo mundial en relación con la República Argentina

En el mundo se producen alrededor de 96.4 millones de barriles de petróleo por día (bpd). Siendo el consumo mundial de aproximadamente 94 millones de barriles por día (IEA, 2015, p.10).

En relación con la producción mundial, la República Argentina extrae el 0,6% del total petróleo producido en el mundo (IEA, 2015, p.125), 620 mil barriles diarios. Y respecto del gas, nuestro país extrae el 1,1% del total del gas producido en el mundo (IEA, 2015, p.132).

Situación del upstream en la República Argentina

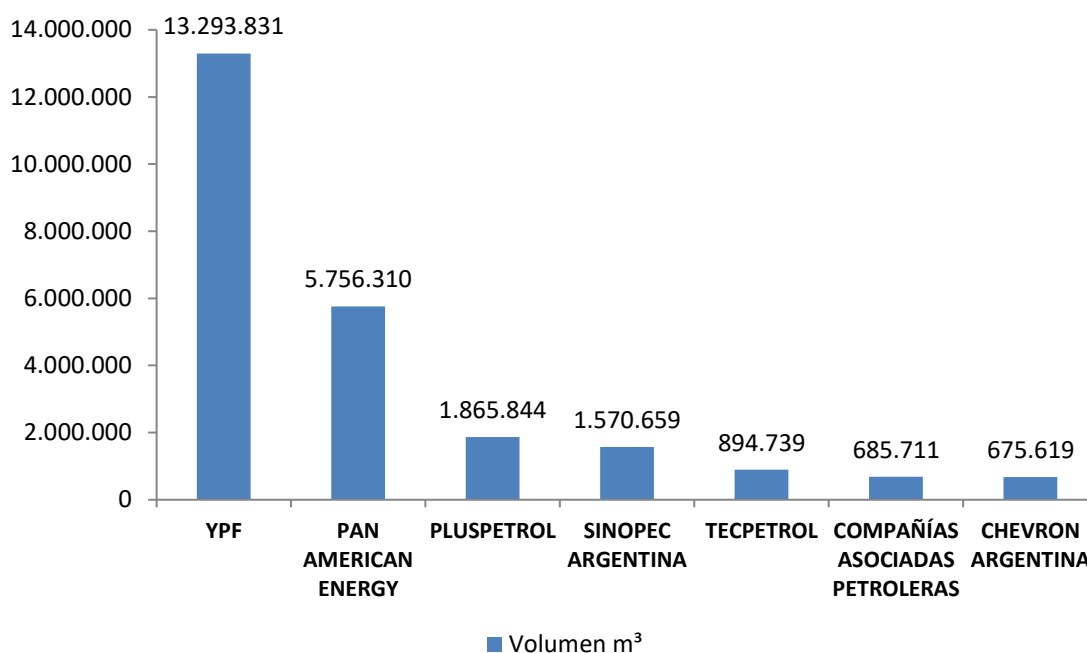
La matriz de producción energética argentina se compone principalmente de gas, 53%, seguido por la actividad petrolera con el 32%. En la República Argentina las principales empresas productoras de petróleo concentran el 77% de la actividad extractiva, siendo la empresa local YPF

² Si bien el periodo analizado en este trabajo alcanza hasta el año 2016, he decidido realizar una excepción y exponer datos de 2017 para poder describir adecuadamente el proceso del movimiento de los precios internacionales.

SA la mayor empresa productora con el 45% de un total de 57 empresas aproximadamente. Mientras que en la producción de gas tres empresas extraen el 71% del total de la extracción (de 50 empresas). Las principales empresas en el sector del gas son la local YPF SA y la trasnacional Total SA con el 31% y 27% respectivamente.

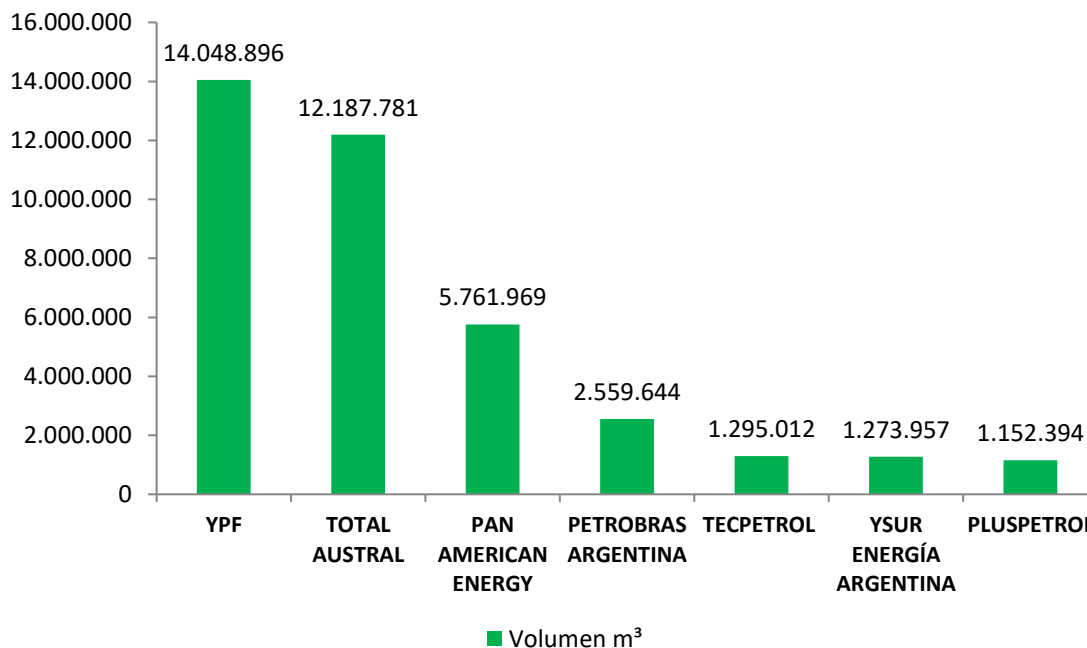
A continuación, presento dos gráficos detallando las principales empresas del sector de petróleo (gráfico N° 1) y gas (gráfico N° 2) argentino por volumen en m³ producido (para el detalle completo ir a ANEXO I):

Gráfico N° 1. Principales empresas productoras de petróleo, 2016.



Fuente: elaboración propia en base a Datos del Ministerio de Energía y Minería

Gráfico N° 2. Principales empresas productoras de gas, 2016.



Fuente: elaboración propia en base a Datos del Ministerio de Energía y Minería

Los dos tipos de crudo que se extraen son principalmente Medanita de la Cuenca Neuquina y Escalante de la Cuenca del Golfo San Jorge en Santa Cruz, ambas Cuencas tienen distinto tipo de composición y se venden a precios distintos.

1.2 SEGMENTO DEL MIDSTREAM

Descripción de la actividad

El segmento del midstream incluye “*las operaciones de transporte y almacenaje involucran el movimiento de crudo desde los yacimientos, donde se produce, hasta las refinerías, donde es procesado, y el movimiento de sus derivados a las áreas de almacenaje, distribución y venta a los consumidores*” (IAPG, 2011). Asimismo, también incluye el transporte de gas desde los yacimientos hasta el consumo final, distinguiéndose por ejemplo en el caso argentino en el sistema de transporte de alta presión y la red de distribución, de media y baja presión (ENARGAS, 2016).

El transporte es fundamental para poder transportar aquello producido hacia los centros de consumo y a las refinerías. Tal como lo explica el

Informe de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de La Plata (2016), el transporte se realiza mediante:

- camiones: se realiza para tramos cortos y con poco volumen de producto.
- conductos: pueden ser oleoductos para el petróleo, gasoductos en el caso del transporte del gas o poliductos para los combustibles procesados. Ambos, por lo general se *“entierran por debajo del nivel del suelo, y todos demandan procesos especiales para protegerlos de la corrosión”*.
- buques: se utilizan para transportar petróleo desde los lugares de extracción (ya sea terrestres o marítimos) hasta las refinerías. Asimismo, existen buques que transportan gas natural licuado (GNL), en largos trayectos.
- ferrocarril.

Por otra parte, otro aspecto del midstream se refiere al almacenamiento. El mismo puede referirse al almacenamiento (IAPG, 2011):

- En la refinería: que se utilizan por ejemplo para recepcionar el petróleo, corrientes destinadas a las mezclas y tanques para despacho de productos terminados.
- De distribución: las estaciones de servicio que venden productos derivados de la refinería, no se abastecen en forma directa de la misma, sino que lo realizan a través de las terminales de distribución.
- De reserva: algunos países, como por ejemplo Estados Unidos de América, han adoptado la política de mantener reservas estratégicas de crudo y de gas localizadas en cavernas naturales, para poder hacer frente a eventuales faltas de abastecimiento.

Situación del midstream en la República Argentina

La República Argentina en relación con el transporte posee un sistema de oleoductos, poliductos y gasoductos. Particularmente, la empresa YPF es operador de aproximadamente el 30% de la longitud del sistema de oleoductos del país y del 50% de poliductos. Para ilustrar dicha situación, a continuación, se presenta el mapa logístico de transporte de la empresa YPF en el año 2016:

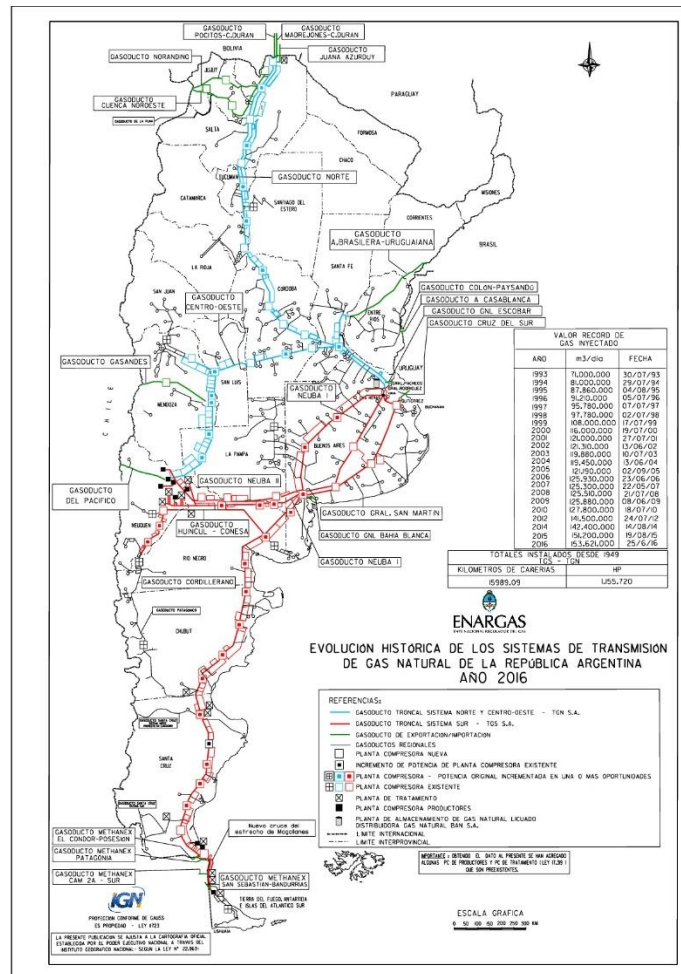
Figura N° 2. Logística de transporte de petróleo de YPF



Fuente: Universidad de La Plata - Facultad de Ingeniería (2016)

Por otra parte, el sistema de transporte de gas de alta presión del país, el cual será explicado en detalle en el capítulo siguiente, presenta la siguiente forma:

Figura N° 3. Mapa de gasoductos de transporte de la República Argentina



Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (2018)

Particularmente en el caso del gas, es preciso mencionar que además existen dos puertos a los cuales se descarga el GNL que arriba por buque. Los mismos son el puerto de Bahía Blanca y el puerto de Escobar, ambos ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

1.3 SEGMENTO DEL DOWNSTREAM

Descripción de la actividad

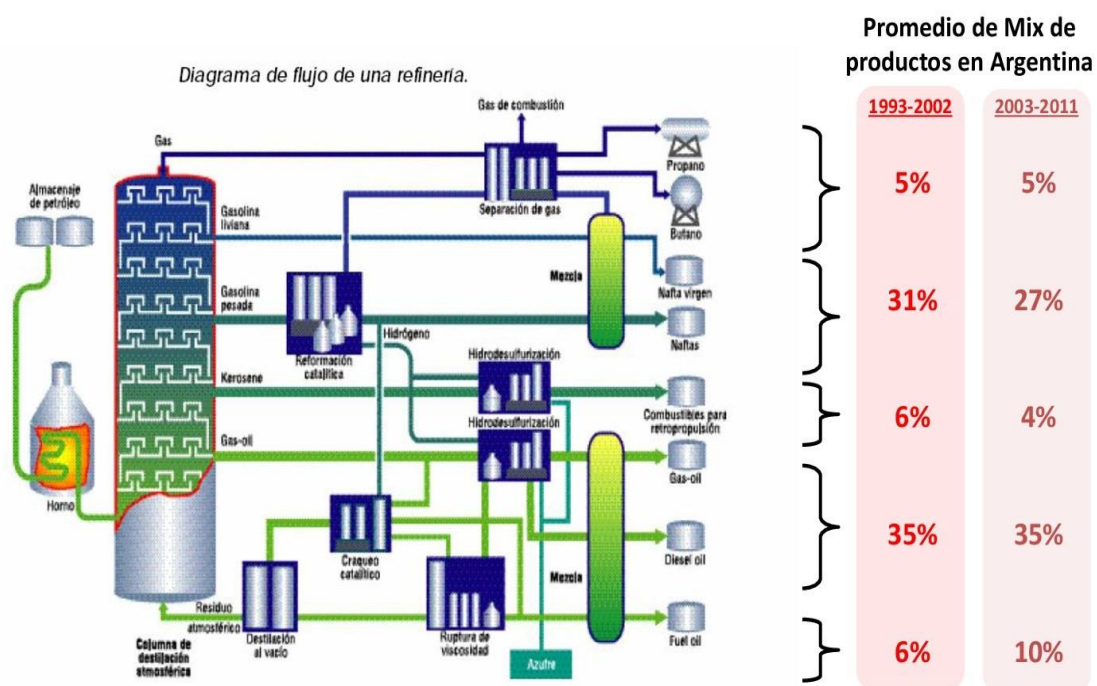
Otro segmento de la actividad petrolera y gasífera es el downstream, que se ocupa del tratamiento, refinación, distribución y comercialización de líquidos y gases, cuyo resultado son los productos que usualmente se comercializan el mercado masivamente: naftas, querosene, gas oil, diésel oil, gas licuado, lubricantes, solventes, asfaltos y otros.

El proceso de refinación del petróleo se realiza con el objetivo de tratar el petróleo crudo o de separar los gases que vienen del yacimiento y obtener así distintos productos que puedan ser utilizados como productos finales para los consumidores o productos de insumo industrial, principalmente petroquímico.

El primer proceso que se hace en una refinería es el de destilación atmosférica, que permite separar a los hidrocarburos a través de la exposición de éstos a diferentes temperaturas. Del crudo que ingresa a la torre de destilación, o también llamadas topping, se pueden obtener distintos cortes: gases livianos (gas residual, glp), nafta virgen liviana, nafta virgen pesada, jet fuel/kerosene, gas oil liviano, gas oil pesado y crudo reducido/residuo (fuel oil, asfaltos, coque).

El crudo que ingresa a las torres de destilación puede ser de distinta calidad, según la proporción del azufre y los grados °API (medida de densidad que determina cuán liviano o pesado es el crudo), y esto se traduce en los tipos de productos que se van a obtener del procesamiento del petróleo. De los crudos más livianos se obtienen más cortes de gas, nafta, jet fuel y gas oil y menos residuo, mientras que con los crudos más pesados ocurre lo contrario. A continuación, se puede observar un diagrama de flujo de una refinería y un promedio de los productos obtenidos en la República Argentina:

Figura N° 4. Flujo de una refinería y promedio de los obtenidos en la República Argentina



Fuente: Roitman (2015)

A partir del procesamiento del crudo se obtienen como resultado una variedad de productos que en el mercado tienen precios distintos dados sus propiedades y los rendimientos de cada uno. En este sentido, se pueden realizar distintos tipos de procesamientos al crudo reducido para transformarlo distintos derivados, intentando obtener por ejemplo mayores cantidades de gas oil liviano o pesado que tienen un precio mayor en el mercado, buscando de reducir las cantidades obtenidas de fuel oil, coke o asfalto que tienen menores precios. En relación con esto último, la demanda de productos es fundamental para las refinerías para la determinación de los procesos que va a realizar.

Por ejemplo, para una refinería que procesa un crudo pesado, es probable que no le sea rentable obtener grandes cantidades de fuel oil, dado que el precio de venta es menor a otros productos obtenidos en el proceso; motivo por el cual, le resulte conveniente a la empresa instalar en sus plantas refinadoras unidades de transformación del producto, como son la destilación al vacío, craqueo, polimerización, etc.

Además, las empresas petroquímicas utilizan dichos productos como insumos para fabricar otros mediante transformaciones químicas. Por ejemplo: nylons, resinas, detergentes, solventes, poliuretanos, fibras poliéster, etc. Esto no será objeto de estudio de mi presente trabajo, pero considero importante mencionar los distintos destinos y procesos que se producen con el crudo. Mientras que, *“otro aspecto que ha acelerado el desarrollo de la producción de petróleo y su valorización dentro de las industrias y el comercio es el enorme desenvolvimiento de sus aplicaciones en el campo de la química, que permite la extracción de más de 10.000 elementos que son objeto del intercambio comercial. La técnica petrolera se perfecciona constantemente mediante nuevos métodos, descubrimientos e inventos.”* (Fronzizi, 1958, Capítulo 1, p. 3).

Por otra parte, es preciso mencionar que el precio del petróleo modifica la ecuación económica financiera de las refinerías por ser su insumo principal. Por lo tanto, un aumento en el precio del petróleo impactará negativamente en el balance de la empresa y viceversa. Esto ha sucedido muchas veces a lo largo de la historia, viéndose particularmente afectadas en las crisis del petróleo de 1973, 1979 y de la última década.

Dichas variaciones generan diferentes efectos en la economía real, ya que un aumento del precio del crudo se traslada al precio final del producto refinado. Por ejemplo, provoca un encarecimiento de los combustibles que utilizan los autos, camiones y aviones o un aumento del costo de las materias primas que utiliza la industria petroquímica.

Situación del downstream en la República Argentina

La República Argentina posee una capacidad total instalada de *“630 mil barriles/día equivalente al 0.7% del total mundial”* (IAPG, 2015, p. 42), que satisface al mercado interno y exporta determinados productos.

En dicho segmento de mercado existen seis empresas, lo cual pone de manifiesto que el downstream es un segmento mucho más concentrado que el upstream, en el cual participan más de 50 industrias.

En la República Argentina, se consume principalmente el crudo de tipo Medanita porque es posible extraerle más derivados que al crudo tipo Escalante. Recordemos que el Medanita posee un grado °API mayor.

Las plantas de procesamiento que poseen los refinadores son de distintas complejidades. A continuación, se presenta el listado de las refinерías y la capacidad de procesamiento de cada una:

Cuadro N° 3. Listado de empresas refinadoras argentinas

EMPRESAS REFINADORAS	LOCALIZACION	CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO (MILES DE BARRILES DIA - KBD)
YPF S.A.	La Plata (Buenos Aires)	198
	Luján de Cuyo (Mendoza)	126
	Plaza Huincul (Neuquén)	26
REFINOR	Campo Durán (Salta)	30
PETROBRAS	Bahía Blanca (Buenos Aires)	32
SHELL	Dock Sud (Buenos Aires)	110
AXION	Campana (Buenos Aires)	90
OIL	San Lorenzo (Santa Fe)	38

Fuente: elaboración propia en base a Redondo, Daniel A., 2015

CAPÍTULO 2: PRINCIPALES HITOS DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO

El sector energético es estratégico en las economías del mundo, y particularmente el sector hidrocarburífero es uno de los más importantes dentro de las matrices energéticas de los muchos países. En la República Argentina el sector de petróleo y gas representa el 85% de la matriz energética.

Dada la relevancia que ello tiene para nuestro país resulta importante realizar un análisis de los principales hitos del sector. Ubicando en cada etapa cómo ha sido el desarrollo del capital nacional en dicho mercado y su relación con las empresas de capital extranjero, así como también los hechos relevantes en materia de inversión e innovación tecnológica.

Asimismo, explicaré cómo fue evolucionando la participación de dichas empresas fuertemente condicionadas por diversas cuestiones, entre las cuales podemos mencionar: los cambios regulatorios en la política energética, las condiciones asociadas a la evolución global de la industria y las restricciones o condiciones más generales de la economía nacional, por ejemplo, etapas de fuertes restricciones financieras externas.

2.1 PERIODO 1907-1921

2.1.1 Descubrimiento petróleo y rol del Estado

En el año 1907 una cuadrilla del Ministerio de Agricultura descubrió un pozo de petróleo en Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut. En años anteriores, alrededor de 1890, ya se habían realizado emprendimientos exploratorios en búsqueda de petróleo en la provincia de Mendoza, efectuados por la Compañía Mendocina de Petróleo, pero los tres pozos hallados fueron abandonados debido a la falta de capitales para la inversión, problemas de transporte y falta de desarrollo de técnicas de explotación adecuadas.

El descubrimiento del yacimiento de Comodoro Rivadavia a principios del siglo XX generó un cambio profundo en la sociedad argentina y en la utilización de fuentes energéticas, ya que hasta ese momento se importaba prácticamente todo el combustible consumido, que era principalmente carbón, kerosene y petróleo. Este hallazgo abrió la puerta al abastecimiento interno de combustibles y a la posibilidad de no depender del exterior para poder impulsar la industria.

El nuevo pozo hallado y la puesta en marcha de la producción de este dieron impulso a una búsqueda exploratoria de nuevos reservorios hidrocarburíferos en todo el país. A partir de ello, 1908 se encontraron pozos de petróleo en la localidad de Orán, provincia de Salta y en 1918 se descubrió el yacimiento de Plaza Huincul en la Provincia de Neuquén.

En el año 1910, el Poder Ejecutivo Nacional creó y reglamentó mediante un decreto, la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia, la cual funcionó dentro de la órbita del Ministerio de

Agricultura. La misma fue dirigida por una Comisión Administradora cuya primera presidencia estuvo a cargo del Ingeniero Luis Huergo; el objetivo principal fue el impulso de la explotación petrolera por medio del Estado.

Dicha Dirección coexistió con la Dirección de Minas, Geología e Hidrología, cuyo objetivo era explorar el suelo argentino en la búsqueda de pozos de agua, petróleo y otros minerales. Lo cual manifestaba la actitud activa por parte del Estado Nacional en la búsqueda y producción de nuevos pozos de petróleo. Situación que generó conflicto con las empresas de capital extranjero, pues el Estado Nacional implementó diversas políticas para impedir la actividad de estas y afianzarse como único productor de hidrocarburos.

2.1.2 Participación del capital privado

Los descubrimientos mencionados atrajeron al capital extranjero que deseaba ingresar al país para participar en todos los segmentos de la cadena de producción petrolera, desde la propia exploración y explotación de los pozos hasta la comercialización de los líquidos crudos y procesados.

Las principales empresas de capital extranjero que habían ingresado al país eran Shell y la Standard Oil de New Jersey. Esta última se había asociado con la empresa local Compañía de Petróleo de Challacó para producir petróleo y con la Compañía Nacional del Petróleo para la refinación del crudo; mientras que realizaba el transporte y comercialización de sus productos a través de una subsidiaria propia la West Indian Oil Co (WICO).

En el segmento local, Astra era una de las empresas privadas argentinas productoras de petróleo más importantes. La misma había iniciado su producción en Comodoro Rivadavia en 1916 y logró expandir su producción también a Plaza Huincul gracias a su asociación con Itaca, otra empresa local.

También existieron otras empresas de capital privado que operaron en el sector, tal como lo detalla Marcos Kaplan (1972), pero que no sobrevivieron a las primeras épocas de la conformación del sector, entre las principales podemos mencionar el caso de la Compañía Mendocina de Petróleo. Dicha empresa se fusionó con capitales ingleses en 1909 y pasó a denominarse The Argentine Western Petroleum Syndicate Ltd., la cual a su vez decidió vender su capital a otra empresa extranjera, que pasó a denominarse The Cacheuta Oil Syndicate Ltd. Sin embargo, luego de un par de años cayó en quiebra y finalmente desapareció.

2.1.3 Necesidad de inversión

A partir del descubrimiento de petróleo en el yacimiento de Comodoro Rivadavia, la llegada del capital extranjero y los intereses locales en pugna en el mercado, el Estado Nacional argentino buscó legislar y normativizar la

actividad, así como intentó tener una participación activa en el mercado petrolero a través de la Comisión Administradora.

Este periodo de búsqueda de la identidad argentina, de defensa y protección de los recursos propios coincide con la exploración de nuevos yacimientos, que muchas veces se vio frustrada pues no se contaba con la maquinaria o la técnica necesaria para la exploración y explotación de los pozos petrolíferos. Tal como lo señala Kaplan (1992, p. 59), en dicho periodo regía todavía la ley de contabilidad sancionada en 1870, la cual disponía que para obtener partidas presupuestarias extraordinarias había que solicitar aprobación, por lo tanto, la Comisión Administradora cada vez que necesitaba dinero para invertir en el yacimiento de Comodoro Rivadavia tenía demoras en la aprobación y ello afectaba sensiblemente los avances en la exploración. Ello fue advertido por el propio Estado, que no obstante lo dispuesto por la ley de contabilidad, dispuso en 1914 que la Comisión podía invertir el resultado del producto de la explotación, aunque el mismo no era suficiente para cubrir la inversión necesaria *“dadas las exigencias energéticas cada vez mayores, la escasez y encarecimiento de maquinarias, materiales, medios de transporte y fletes”* (Kaplan Marcos, 1992, p. 91).

A la falta de inversiones en máquinas para la exploración y explotación se sumaba el problema de que el Estado Nacional no tenía destilerías propias suficientes para procesar el petróleo y tenía que venderlo sin refinarlo, sin poder obtener ganancias por esto. No obstante, es preciso mencionar que en 1914 la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia había creado una pequeña destilería en la zona que aportaba productos livianos para cubrir las necesidades de los yacimientos y otras actividades de la zona. Posteriormente, en 1919 se instaló otra planta en Plaza Huincul para poder procesar el crudo que se extraía en la zona, pero las mismas no fueron suficientes para procesar todo el petróleo extraído.

Por otra parte, tal como había mencionado, el segmento de producción y refinación también fue desarrollado por petroleras privadas nacionales y extranjeras. Las principales compañías que operaban eran la empresa Standard Oil y la compañía Shell. Aunque, es oportuno señalar que éstas también tuvieron problemas logísticos en relación con la producción, debido a: la falta de espacio para el almacenamiento del crudo procesado; un inadecuado sistema de transporte; y de falta recursos humanos capacitados.

2.2 PERIODO 1922-1945

2.2.1 Creación de la Dirección General de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales

En 1922, el presidente Hipólito Yrigoyen creó por decreto la Dirección General de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)³, hecho que estaba íntimamente relacionado con la política nacionalista que pregonaba un sector político. El cual consideraba que el petróleo y sus derivados eran estratégicos para el desarrollo de la industria argentina y fundamental para la defensa, ya que gracias a este recurso se podía contar con combustible para el transporte de buques de guerra.

También debe mencionarse que el surgimiento de la Dirección de YPF fue una respuesta a la necesidad de disminuir el combustible que la República Argentina importaba, situación que generaba una gran dependencia con el exterior y un constante requerimiento de divisas. Este último problema, puso de manifiesto la necesidad y la importancia de llegar al autoabastecimiento de combustibles.

Asimismo, es fundamental destacar que la creación de YPF le otorgaba al Estado un marco institucional a través del cual podía impulsar la política petrolera y la posicionaba como un competidor en el mercado.

El impulso definitivo a la conformación de la Dirección General de YPF tuvo lugar en la presidencia de Marcelo Torcuato de Alvear, quien nombró en octubre de 1922 como Director a Enrique Mosconi. Éste adoptó una nueva estrategia para posicionarla como la empresa principal del sector, creando así una nueva estructura interna del mercado.

El General Mosconi, realizó un análisis exhaustivo de los problemas que tenía la Dirección General de YPF y señaló en su libro *El petróleo argentino* las siguientes causas:

- a) falta de una ley orgánica que determinara los caracteres y modalidades de explotación;
- b) falta de un plan de trabajo en la empresa YPF, en la cual no había una estructura de negocios adecuada a las necesidades de producción;
- c) bajo rendimiento productivo de YPF en el yacimiento de Comodoro Rivadavia, agravado por los altos costos de explotación ya que no había un control sobre el inventario, en consecuencia, no se aprovechaba al máximo la utilización de los materiales;

³ En 1917 se disuelve la Comisión Administradora y la Dirección General de Explotación de Petróleo de Comodoro Rivadavia depende en la práctica directamente del Ministro de Agricultura, hasta 1922 que se crea la Dirección General de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

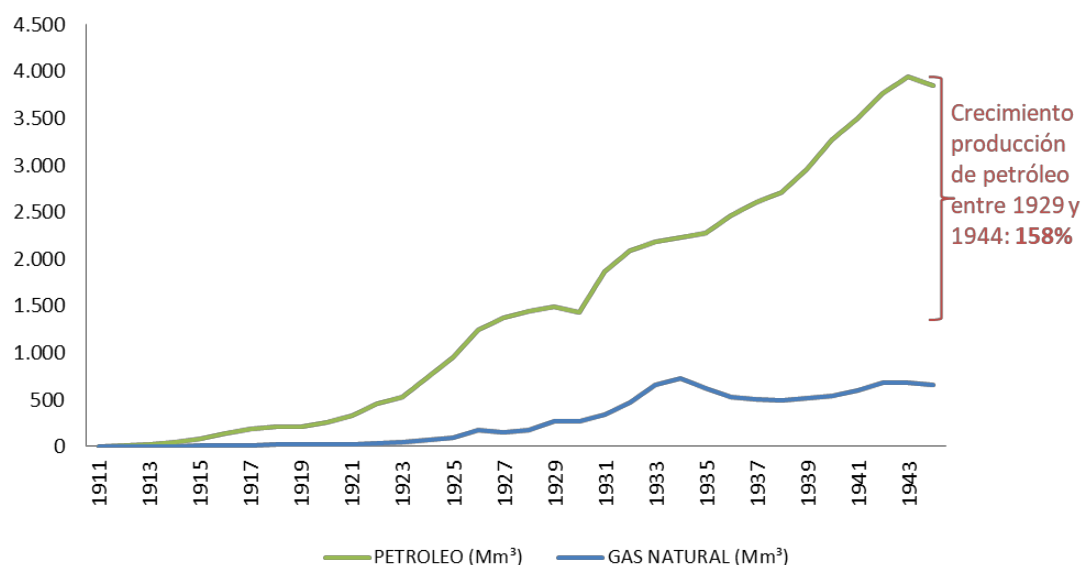
- d) el sector productivo no se había desarrollado en forma gradual y armónica con el almacenamiento, transporte y comercialización, sectores donde YPF no tenía prácticamente participación;
- e) no había una oficina estatal de estadísticas de precios que permitiera obtener datos del mercado, al no tener participación en el sector comercial, YPF no tenía capacidad de imponer precios y en varias ocasiones vendía por debajo del costo de producción.

A fin de resolver estos problemas, Mosconi puso en marcha un plan estratégico productivo para desarrollar las capacidades productivas y aumentar la producción. Un ejemplo de ello fue buscar la expansión del horizonte comercial de YPF, dando un impulso definitivo para su ingreso en el segmento del downstream, creando en 1925, la Destilería La Plata para el procesamiento de los líquidos con el objetivo de su comercialización; lo cual permitió dejar de vender petróleo sin procesar e ingresar al mercado de productos refinados que generaba una ganancia mayor.

El presidente Marcelo Torcuato de Alvear, además de nombrar al General Mosconi, dispuso por Decreto en 1924 que: 1) la extensión la reserva a favor del Estado de los territorios federales donde se suponía que había petróleo y ordenó la búsqueda de hidrocarburos; 2) las empresas que querían realizar una solicitud de explotación debían informar la maquinaria a utilizar, la capacidad de extracción de la misma y realizar un depósito para cubrir los gastos de mensura, con el objetivo de desincentivar a aquellos inversores que no iban a hacer realmente actividades extractivas. El impacto que tuvieron estos Decretos fue frenar el ingreso de capitales privados a la explotación de hidrocarburos en el suelo argentino y en consecuencia se redujeron consecuentemente las solicitudes de exploración. Esta situación produjo que disminuyera la producción de petróleo pues los capitales privados no podían explorar ni explotar nuevos yacimientos. Asimismo, coincidió que las búsquedas geológicas realizadas por parte de las empresas que tenían permisos de explotación no fueron exitosas.

No obstante ello, es de destacar que el plan iniciado en 1923 por Mosconi arrojó sus frutos hacia fines de la década de 1930, donde la Dirección de YPF aumentó significativamente la producción de petróleo (ver gráfico N° 3) y comenzó a participar activamente en el segmento de comercialización desplazando el rol hegemónico que tenía la WICO y la Shell.

Gráfico N° 3. Producción de petróleo y gas (Mm³), 1911-1944



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería

Luego de la presidencia de Marcelo Torcuato de Alvear, asume nuevamente Hipólito Yrigoyen, quien en 1930 fue derrocado por gobierno de facto presidido por José Félix Uriburu. El nuevo presidente firmó dos decretos que profundizaban la idea nacionalista: 1) se declaró zona de reserva a Tierra del Fuego; 2) el Poder Ejecutivo Nacional le confirió a YPF la representación formal para realizar la exploración y explotación petrolera en todo el país, delegando en el Director General la facultad de ejercer la representación en cuestiones judiciales y extrajudiciales.

En diciembre de 1932 el nuevo presidente electo Agustín P. Justo, logró la aprobación de la ley orgánica de YPF, N° 11.668, que asignaba a dicha empresa la responsabilidad de llevar adelante las actividades de la Nación vinculadas a la explotación, la exploración, transporte, refinación y comercialización del petróleo y sus derivados. Asimismo, en 1934 un Decreto presidencial extendió la reserva estatal de petróleo a toda la superficie de los territorios nacionales, bloqueando la exploración y explotación de los privados. Los cuales, si tenían alguna intención de realizar alguna actividad debían hacerlo mediante convenios con la empresa estatal YPF.

En marzo de 1935 durante la presidencia de Agustín P. Justo se sancionó la primera ley petrolera, N° 12.161, que estableció: 1) el dominio compartido de los yacimientos de la Nación y las Provincias en función de la localización de estos. 2) las regalías máximas a cobrar por la explotación a cargo de una empresa privada, pública o mixta sería del 12%. También, con esta ley se derogaba el articulado del Código de Minería, que disponía que el Estado Nacional no podía explotar yacimientos. Tal como lo señala

Gadano (2006, p.360), “*la ley de petróleo votada en 1935 y la política de reserva de YPF, le habían asegurado a la compañía un rol casi exclusivo en el segmento de la exploración y producción, pero no en la comercialización*”, donde se desempeñaban compañías privadas siendo un problema a resolver para la empresa pública.

En julio de 1936, el gobierno otorgó a YPF la exclusividad de determinar las cantidades a importar petróleo y derivados para luego distribuirlo en cuotas a las empresas que se hubieran inscripto en un registro especial.

En 1943, bajo la presidencia de facto de Arturo Rawson, se crea la Dirección Nacional de Energía (DNE) dependiente de la Secretaría de Industria y Comercio, cuyo objetivo fue planificar el sector energético, incluyendo al sector hidrocarburífero y la empresa YPF, lo cual alteró significativamente el rol y los alcances de esta última. Por ejemplo, la DNE pasó a manejar los recursos del sector generándose situaciones de gran apremio financiero para la empresa YPF que ya no controlaba parte de sus propios recursos.

2.2.2 Participación del capital extranjero

En la década de 1930, las empresas privadas principales en el mercado hidrocarburífero eran Shell y la Standard Oil de New Jersey. Aunque, tal como lo señala Gadano (2006), en el segmento de refinería privada local también existían las empresas: Astra, Isaura, El Cóndor y Lottero Papini.

Standard Oil y Shell eran empresas que se habían integrado verticalmente en la industria, es decir estaban en todos los segmentos de la industria petrolera. La Standard Oil tenía su refinería en la zona de Campana y se había asociado con la compañía West India Oil Co (WICO)⁴ para la comercialización. Mientras que Shell poseía su refinería en Dock Sud y comercializaba los productos con su propio nombre.

2.2.3 Desarrollo de las capacidades técnicas

Tal como he mencionado, el General Mosconi diseñó un plan estratégico que buscaba reestructurar la empresa y garantizar el abastecimiento del mercado local. Para lograr este objetivo creó nuevas áreas técnicas dentro de la empresa, como por ejemplo las oficinas de geología y topografía, electrotécnica y química. Asimismo, como necesitaba personal técnico especializado en cada una de dichas áreas y no había suficientes, solicitó a las Escuelas Superiores de Petróleo de Francia y Estados Unidos que le brindaran un programa de estudio para capacitar a los técnicos argentinos.

⁴ La WICO estaba asociado con la Standard Oil de New Jersey.

En este marco, con el objetivo de capacitar al personal local, Mosconi impulsó la creación del Instituto del Petróleo en la Universidad de Buenos Aires, que se constituyó como tal en 1929. Con el cual YPF firmaría convenios para la investigación y el desarrollo de tecnología y financiaría capacitaciones.

En relación con el desarrollo tecnológico, YPF importó tecnología para impulsar el segmento de refinación. Para ello licitó la construcción de la Refinería La Plata, fue la empresa norteamericana Bethlehem Steel Corporation la que resultó adjudicada y quien la terminó de construir en diciembre de 1935.

A partir de la construcción de esta refinería, la empresa comenzó a comercializar otros tipos de derivados del petróleo que no eran nafta, como el asfalto y el gas licuado de petróleo (GLP)⁵. Para la producción de este último producto, YPF importó tecnología para desarrollar la primera planta de GLP dentro de la refinería. En 1938, YPF construyó una refinería en San Lorenzo (Santa Fe) y en 1940 otra en Luján de Cuyo. En 1944, YPF ingresó a la industria petroquímica junto a Fabricaciones Militares con la producción de alcohol isopropílico en San Lorenzo y la de tolueno sintético.

Por otra parte, en el segmento de la producción YPF importó las máquinas perforadoras rotatorias (rotary), provenientes de Estados Unidos, que por su tecnología permitían perforar pozos más profundos. Asimismo, debe mencionarse que en este periodo (1922-1944), YPF tuvo dificultades para importar máquinas y tecnología a causa de las consecuencias que había dejado la primera guerra mundial (1914-1918) y la segunda guerra mundial (1938-1945).

En este marco político económico, YPF comenzó a comprar maquinaria a empresas argentinas que recién se estaban desarrollando, como por ejemplo la Siam-Di Tella. Pero ello tuvo el carácter transitorio pues una vez superada la restricción de poder adquirir en el exterior, YPF no continuó comprando máquinas de fabricación local.

2.3 PERIODO 1945-1955

2.3.1 YPF y la creación de otros organismos en el sector energético

En 1945 asume la presidencia Juan Domingo Perón, quien pregonaba que era necesario darle impulso al desarrollo industrial en la República Argentina y también, que era importante poder llegar a ser autosuficientes en el abastecimiento de combustibles. Para lograr estos objetivos, el presidente J.D. Perón decidió nombrar como Director de YPF al Ing. Julio Canessa, quien tenía una posición ideológica a favor del nacionalismo petrolero y que ya trabajaba en dicha empresa.

⁵ El GLP es gas licuado, que puede ser propano, butano o mezcla de ambas.

No obstante los intentos del Ing. Canessa, éste se encontró con diversos problemas para llevar adelante su plan productivo: en primer lugar YPF seguía dependiendo de la Dirección Nacional de Energía (DNE) por lo que sufría de trabas burocráticas. Además, entre 1945 y 1946 se crearon organismos públicos para administrar otras fuentes del sector energético que hasta ese momento las venía gestionando YPF, como ser el hidroeléctrico, el carbón y el gas natural⁶, lo cual implicaba menos poder de acción para la empresa.

Más allá de las dificultades que enfrentó el Ing. Canessa en YPF, pudo impulsar la construcción del primer gasoducto que unía Comodoro Rivadavia con Lavallol (posteriormente a la Ciudad de Buenos Aires). Es decir, desde donde estaban los yacimientos hidrocarburíferos hasta el principal centro de consumo del país. Lo cual significó un giro en la política energética del país, pues: se comenzó a utilizar el gas que hasta ese momento en su mayoría se vendeaba. Ello implicó la reducción de importación de combustible para el uso doméstico y para el industrial y significó el inicio de obras de ingeniería para la extensión de la red de transporte para abastecer el consumo.

Por otra parte, en el año 1950 mediante la ley N° 13.653 se creó la Empresa Nacional de Energía (ENDE) dependiente del Ministerio de Industria y Comercio, que tenía como función principal gestionar todo el sector energético. Para ello se disolvió la DNE, y el ENDE subsumió a todas las Direcciones Generales mencionadas anteriormente. Esta restructuración afectó severamente a YPF que dejó de ser un organismo autárquico y pasó a depender totalmente del ENDE. Asimismo, la empresa se vio afectada por las decisiones que adoptó el ENDE, ya que por ejemplo, esta última estableció que una de las prioridades financieras del sector energético consistía en desarrollar el sector hidroeléctrico, lo cual significó una reducción de partidas presupuestarias para YPF, afectando su desarrollo. Es así como durante este periodo YPF se convirtió en una empresa deficitaria por primera vez desde su creación y dependiente financieramente del Fondo Nacional de Energía (dirigido por el ENDE).

Esta última política energética implementada no rindió sus frutos, fue así como en mayo de 1955 mediante el Decreto N° 6456/55 el presidente J. D. Perón disolvió el ENDE y todas las Direcciones que habían sido

⁶ Los organismos que se establecieron fueron: la Dirección General de Gas del Estado, la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, la Dirección General de combustibles vegetales y derivados, la Dirección General de combustibles sólidos minerales, quienes pasaron a depender también de la DNE. En este sentido, el objetivo principal de la DNE continuó siendo planificar de modo conjunto todo el sector energético e impulsar el desarrollo de las distintas fuentes energéticas que poseía la República Argentina, pero incluyendo otros organismos administrativos en su estructura.

englobadas recuperaron su autonomía⁷, e YPF pudo tener nuevamente el control sobre el sector.

2.3.2 La búsqueda de suscripción de contratos con empresas del capital extranjero

Las principales compañías privadas que operaban en el país en este periodo eran las mismas que lo hacían en el periodo anterior, las cuales se dividían en dos grupos, tal como lo da cuenta Kaplan:

a) el anglo-holandés: que hacía referencia a la empresa Royal Dutch Shell, cuyas subsidiarias en la República Argentina eran: 1) Diadema Argentina, que se dedicaba a extraer y procesar petróleo principalmente de Comodoro Rivadavia y de algunos pozos en la Provincia de Chubut, 2) y la Shell Mex, que se encargaba de la distribución y comercialización de los productos refinados.

b) y el norteamericano: que estaba compuesto por la Standard Oil of New Jersey y la Esso productora de Petróleo (ex Standard Oil Co Argentina SA). La Standard Oil extraía el petróleo de las Provincias de Chubut, Santa Cruz, Neuquén y Salta; la Compañía Nativa de Petróleo se encargaba de la refinación; la Esso, surtidores WICO y otras empresas menores realizaban la distribución de los productos.

Ambos grupos disminuyeron significativamente su producción a partir de la Segunda Guerra Mundial, lo cual impactó fuertemente en el abastecimiento local e implicó un freno en la política de inversión que estas empresas tenían hasta entonces.

Además, esta situación se sumó al hecho que el país estaba acuciado por la falta de divisas que necesitaba, para poder comprar en el exterior el combustible requerido para el abastecimiento del mercado interno, por lo tanto, debía impulsar de alguna manera la producción local para revertir la situación. Por ello, el gobierno peronista consideró necesario firmar convenios que atrajeran capitales privados, con el objetivo que aportaran maquinaria y financiamiento para la exploración, explotación de nuevos y de los existentes yacimientos.

Es así como en diciembre de 1947 se firmó un convenio entre YPF y Drilllexco, en el cual la empresa norteamericana debía perforar pozos e YPF pagaría por los gastos, “*por metro cuadrado perforado y por día de ensayos y trabajos de terminación*” (Kaplan Marcos, 1992, p. 194). Pero dicho

⁷ Es preciso mencionar también que al finalizar el primer mandato de gobierno del presidente J. D. Perón se produjeron otras modificaciones que cambiaron la estructura del sector energético. Por una parte, se sancionó una nueva constitución, más precisamente en el año 1949, que establecía en el artículo 40 que “(...) los yacimientos de petróleo, carbón y gas, y las demás fuentes de energía (...) son propiedad imprescriptibles e inalienables de la Nación, con la correspondiente participación en su producto que se convendrá con las Provincias”, normativizando quienes eran propietarios de los recursos, algo que siempre había generado disputas entre la Nación y las Provincias y que era una definición pendiente desde la última Constitución 1853.

convenio no prosperó, pues hubo atrasos en la adquisición y transporte de equipos causado por falta de divisas para importarlas, y una demora significativa en la perforación de los pozos. En el año 1950 el Directorio de YPF dio por rescindido el contrato y pagó una indemnización previamente pactada a Drillexco.

En el año 1953 debido a que el contrato con la Drillexco no había prosperado y que los problemas seguían urgiendo al Estado Nacional, éste decidió enviar una señal confiable al mercado petrolero, para atraer capitales con la sanción de una nueva ley de radicación de capitales foráneos. Tal como lo señala Gadano (2006), dentro del marco de esta nueva ley muchas empresas privadas quisieron negociar con el Estado para comenzar a invertir, algunas de ellas fueron: Consultores y Constructores S.A, Petroargentina, Petrogas, la Standard Oil de California, Tipsa S.R.L., Petrofina, ESSO, Shell, pero fue con la Standard Oil of California con quien se avanzó para la firma de un contrato.

El contrato suscripto entre el Estado Nacional y la Standard Oil of California debía ser refrendado por el Congreso Nacional para ser válido. El contrato le *“otorgaba a la empresa California los derechos exclusivos de exploración y producción en un área inicial de 49.800 kilómetros cuadrados en la Santa Cruz por un plazo de 40 años, renovables por cinco años más. La compañía adquiriría compromisos de inversión en exploración para los primeros cuatro años de contrato. (...) Un convenio adicional firmado (...) obligaba a YPF a suministrar toda la información geológica existente sobre el área en cuestión, recibiendo como contrapartida un pago de la California (...). Luego de ese periodo de cuatro años, la compañía podía decidir si continuar o no con el contrato, en función de los resultados obtenidos”* (Gadano, 2006, p. 660-661). Asimismo, la Standard Oil no podría exportar hasta que no se hubiese cumplido el objetivo del autoabastecimiento interno, pero sí estaba habilitada a remitir libremente sus ganancias.

En caso de que la Standard Oil decidiera rescindir el contrato podría hacerlo *“en cualquier momento, respecto a toda parte del área, sin más que un aviso previo de treinta días, quedando relevada de toda obligación ulterior (...).”* (Kaplan Marcos, 1992, p. 255), pero si el gobierno decidía rescindir el contrato, éste le debía pagar altas sumas de dinero a la compañía en concepto de penalidad y perjuicios.

Además, debe mencionarse que dicho contrato nunca fue tratado por el Congreso, porque J. D. Perón fue derrocado y el gobierno de facto siguiente no tuvo interés en impulsarlo.

2.3.3 La necesidad de YPF de inversión en maquinaria y equipos

Tal como he mencionado, la problemática del abastecimiento de combustibles al mercado interno fue uno de los inconvenientes principales del gobierno de J. D. Perón, ya que necesitaba inversiones en explotación para poder revertir la situación; sumado a ello YPF no había descubierto

muchos yacimientos nuevos en ese periodo y para los hallados no contaba con los equipos perforadores suficientes para explotarlos: “YPF *tenía cerca de 60 equipos perforadores trabajando; el Segundo Plan Quinquenal prometía llegar a 100; pero necesitaba 180 para alcanzar los niveles de producción deseados*” (Gadano, 2006, p. 642).

Por otra parte, a las dificultades de YPF se adicionó el conflicto de la Segunda Guerra Mundial, que se tradujo en la disminución significativa de la producción local debido a la imposibilidad de obtener equipos y materiales del exterior, pues se adquiría cerca del 39% a proveedores europeos (Gadano, 2006, p. 456), siendo las compras locales “*31% del total (incluyendo materiales importados pero vendidos por proveedores locales) y las importaciones de los Estados Unidos con el 30%*” (Gadano, 2006, p. 456).

Para revertir esta situación el Estado Nacional intentó atraer con rapidez inversión extranjera, aunque no tuvo mucho éxito y decidió entonces comprar maquinaria a fabricantes locales que comenzaron a fabricar productos localmente como Siam Di Tella, que ya era proveedor de YPF hacía tiempo. Sin embargo, luego de finalizada la guerra se retomaron las compras con los proveedores extranjeros y se compraron menos a los locales.

2.4 PERIODO 1955-1965

2.4.1 Nueva legislación petrolera

El gobierno peronista fue derrocado por un golpe militar en el año 1955, convirtiéndose en el presidente de facto el General Pedro Eugenio Aramburu. El cual dispuso medidas que tuvieron un gran impacto en la estructura del mercado petrolero⁸. La primera medida fue la sanción del decreto – ley N° 15.026/56 que establecía un “Plan de Reactivación de YPF”, para que la empresa invirtiera en la construcción de gasoductos, oleoductos, plantas de tratamiento, planta de lubricantes, destilerías, plantas de almacenamiento, distribución de combustibles, la celebración de contratos de perforación de pozos y la compra de equipos para la explotación petrolera en busca del autoabastecimiento argentino.

Otra medida que impulsó el gobierno de facto del General P. E. Aramburu, fue la sanción del decreto N° 933/58 que modificó el Estatuto de YPF⁹. Uno de los cambios principales fue la habilitación a la empresa para celebrar contratos de locación de obras y servicios con empresas privadas de capitales nacionales o extranjeras, de cualquier modo (contratación

⁸ Otra fue la de derogar la Constitución de 1949 la cual establecía que los yacimientos minerales eran propiedad imprescriptible e inalienable de la Nación, restableciendo la constitución de 1953 “con lo que se volvía a fojas cero en torno de la propiedad del subsuelo” (Barrera, 2012, p.39).

⁹ En el año 1956 el Estado transforma a la Dirección General de YPF a YPF Empresa del Estado.

directa, licitación, etc.), por cualquier monto y con el objetivo de atraer inversiones y de aumentar la producción.

En el año 1958 retornó el gobierno democrático con el presidente Dr. Arturo Frondizi, quien posibilitó el inicio de una nueva etapa de industrialización en la República Argentina conocida como Desarrollismo, que tuvo un profundo impacto en la organización futura de la industria del petróleo y del gas en la República Argentina.

El presidente Arturo Frondizi tenía presentes cuales eran las problemáticas que acuciaban al sector petrolero argentino, pues en varias oportunidades, había expresado la necesidad de aumentar la producción de crudo y de combustibles locales, ya que por aquel entonces, la República Argentina importaba el 65% de los combustibles líquidos que consumía, situación que generaba problemas de abastecimiento y una gran necesidad de divisas para importar petróleo. En este sentido, el Dr. Frondizi dispuso una serie de medidas con el objetivo principal de lograr el autoabastecimiento de petróleo, para que esto a su vez estuviera en sintonía con la energía que necesitaría el país en una nueva etapa en el desarrollo industrial. El autoabastecimiento energético fue clave en el camino a superar las restricciones externas que enfrentaba el proceso de la industrialización sustitutiva de importaciones.

En relación con lo dicho, el Presidente A. Frondizi dispuso una serie de medidas para el sector hidrocarburífero, entre las cuales se encontraba la ley de nacionalización del petróleo, N°14.773/58, que dispuso que *“las actividades del Estado nacional referentes al estudio, exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de dichos hidrocarburos, estarán cargo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales, que a tal efecto, gozarán de plena autarquía, tendrán las facultades determinadas en su régimen orgánico y ejercerán sus atribuciones en todo el territorio nacional. Las provincias integrarán los organismos directivos superiores de estas entidades”*. No obstante, se aclaró que *“los derechos existentes a favor de particulares al primero de mayo de 1958 sobre los yacimientos y actividades mencionados en los artículos anteriores, serán respetados”*, para no entrar en conflicto con el capital extranjero¹⁰.

El Dr. A. Frondizi sostenía que era necesario reestructurar a la empresa estatal YPF *“de acuerdo con las normas de una moderna empresa industrial”* (Frondizi, 1958, p. 5), eliminando la burocracia y convirtiéndola en una empresa eficiente y capaz de abastecer la demanda argentina de combustibles. Para ello, cada sector dentro de YPF adoptó una autonomía propia, separándose el sector extractivo, la destilería y la comercialización,

¹⁰ También se modificó quién era propietario de los recursos: *“los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina y los de su plataforma submarina son bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional (...)”* y que las Provincias tenían sobre lo producido la participación igual al 50% del total.

acorde a formas más acordes a las prácticas organizacionales de empresas del sector verticalmente integradas.

Otra de las cuestiones que señalaba el nuevo presidente, era la necesidad de realizar obras de exploración y explotación. Consideraba que para ello era necesario atraer las inversiones de los capitales privados, pues YPF en ese momento no poseía el dinero suficiente para afrontar dichos gastos. Fue así como decidió convocar a empresas privadas y se firmaron contratos petroleros con empresas privadas de capital extranjero, permitiendo aumentar significativamente la producción local (ver gráfico 3).

Esta política petrolera generó grandes repercusiones políticas y sociales, pues una parte de la población y actores políticos no estaba de acuerdo con la suscripción de dichos contratos. Tal es así, que cuando asume la presidencia en el año 1963, el Dr. Arturo Illia anuló mediante los decretos N° 744/63 y 745/63 los contratos petroleros firmados durante la presidencia del Presidente A. Frondizi. Los principales argumentos de la anulación fueron que los mismos no correspondían a la figura jurídica de locación de obras y servicios, sino a contratos de concesión de explotación, ya que no figuraban concretamente las obras a realizar y tampoco el precio a abonar, por lo tanto, era inconsistente con la figura jurídica adoptada; en consecuencia, los contratos eran lesivos para la Nación, lo cual estaba en contra de lo estipulado por la Ley N° 14.773 y debían ser anulados. En el mismo decreto de la anulación se dispuso la creación de una Comisión Parlamentaria que debía investigar y analizar la existencia de irregularidades en la firma de los contratos, a partir de lo cual se comprobaron que cuatro empresas presentaron irregularidades en los contratos suscriptos.

2.4.2 Contratos petroleros con empresas del capital extranjero

El Dr. A. Frondizi impulsó una política para atraer al capital extranjero a través de la suscripción de contratos de locación de obras y servicios para el desarrollo de la industria del petróleo. Por ello durante su gobierno se firmaron contratos con empresas de capital privado local y extranjero: Astra, Pan American, Linewells, Banco Col Loeb, Sea Drealling Corporation, Petroleum Corporation, que representaban *“una inversión del orden de los 1.000 millones de dólares”* (Frondizi, 1958, , p. 10), las cuales *“correrían con todos los riesgos de la explotación, inclusive del fracaso, percibiendo únicamente una retribución por cada metro cúbico extraído y entregado a YPF”* (Frondizi, 1958, Discursos, p. 4).

Los contratos petroleros (ver ANEXO II), de locación y servicios tenían como objetivo primordial la exploración de nuevos yacimientos de hidrocarburos, la explotación de los mismos y de los que ya habían sido descubiertos por YPF. Las empresas privadas debían entregar en su totalidad el petróleo extraído a YPF, quien les pagaría un precio en dólares por el producto, el cual debía guardar relación con el precio del petróleo de similar calidad en otros países como Venezuela, Estados Unidos o los países del Golfo Pérsico. Así, la regulación generaba un poder de mercado

para YPF en el downstream que derivaba a su vez en la capacidad de ejercer un poder de control (derivado de dicho poder) sobre el mercado del upstream.

Tal como he mencionado anteriormente, la firma de estos contratos generó un aumento significativo de la producción y por primera vez se llegó a lograr el autoabastecimiento.

La anulación de los contratos en el año 1963 afectó a la producción, que disminuyó su tendencia a la suba (ver gráfico 4). Pero la misma no se contrajo drásticamente porque a pesar de que los contratos habían sido cancelados, las empresas continuaron produciendo, pues no se había resuelto totalmente el conflicto de las indemnizaciones que debían recibir.

2.4.2 La tecnología que aportaron las empresas en la época de Frondizi

La suscripción de los contratos petroleros posibilitó por un lado aumentar la producción, y por otro generó que las empresas privadas importaran la maquinaria necesaria del exterior, y también nueva tecnología para la exploración y explotación de los yacimientos. Se profundizó de este modo el perfil no desarrollador de tecnología de la industria local.

En relación con lo dicho anteriormente es preciso destacar que cada empresa trajo su contratista de perforación, que se instalaron con *“equipos flamantes ad hoc; con sus sondeos, herramientas, camiones petroleros, grúas, trailers vivienda, repuestos, etcétera”* (Gabino Velasco Horacio, 2010, p. 26). Y la mayoría de las empresas cuando se fueron debido a de la anulación de los contratos, no reexportaron *“sus equipos, vehículos, trailers de vivienda, por el alto costo de la desmovilización frente al valor remanente en el mercado estadounidense por el desgaste acumulado en cinco años de trabajo intensivo, agravado por la desactualización de su diseño”* (Gabino Velasco Horacio, 2010, p. 26).

2.5 PERIODO 1966-1982

2.5.1 La política hidrocarburífera en el marco de golpes militares

En el año 1966 tuvo lugar un nuevo golpe militar que erigió como presidente de facto al Teniente General Juan Carlos Onganía, quien fue el encargado de aumentar la producción local mediante la atracción de inversión extranjera. Éste sancionó el decreto-ley N° 17.246 que aprobaba convenios firmados con Pan American Argentina Oil Company y Pan American International Oil Company, Argentina Cities Service Development Company, South American Development Company, Unola de Argentina Ltd. y Loeb Rhoades & Co.

Además de la firma de nuevos contratos, al año de haber asumido el Teniente Gral. J. C. Onganía sancionó una nueva Ley de hidrocarburos N° 17.319, que derogaba a la ley N° 14.773 sancionada en la presidencia del

Dr. A. Frondizi. Esta nueva Ley estableció que las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos podían estar a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas (art. 2); YPF y Gas del Estado estaban autorizadas a realizar las actividades productivas por sus propios medios o celebrando contratos de locaciones de obra y servicios o mediante la integración con otras sociedades (art. 11). Es por ello, que en este periodo se firmaron diversos contratos petroleros con empresas privadas¹¹.

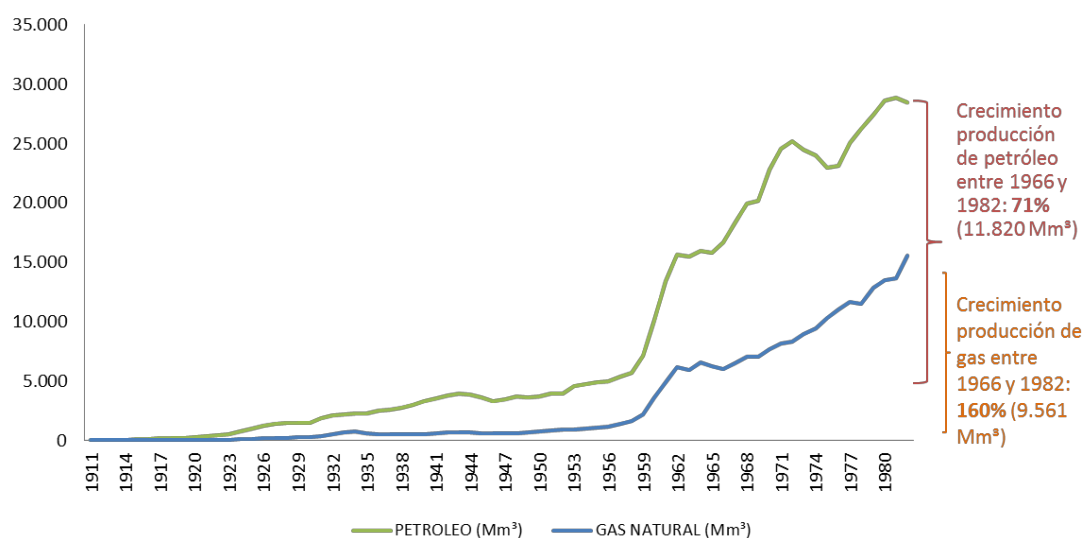
Otro giro importante en la estructura del mercado petrolero fue la modificación en la estructura jurídica de YPF establecida en el año 1977, mediante el decreto N° 1080/1977 del Presidente de facto Jorge Rafael Videla que transformaba a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Empresa del Estado, en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (YPF SE), lo cual permitía dotar a la empresa de condiciones de operación similares a las sociedades comerciales privadas (con la restricción de propiedad del capital exclusivamente en poder del Estado), pues la voluntad del gobierno militar era modificar la estructura de la empresa para colocarla *“en condiciones de actuar con el nivel de eficiencia y agilidad que les propio de las empresas privadas”*.

También es importante consignar que la modificación producida en la estructura jurídica de YPF, tuvo como uno de los objetivos principales endeudar a la empresa, habilitándola a firmar toda clase de contratos, obligaciones y préstamos con bancos nacionales o extranjeros y/o de otra naturaleza. El mismo estaba íntimamente relacionado con la política de endeudamiento que adoptó el gobierno con las empresas estatales, que buscaba obtener divisas mediante los créditos que pudiesen obtener las mismas, con el propósito de asegurar que las compañías privadas extranjeras pudieran girar las utilidades a sus casas matrices, producto de sus negocios en las distintas ramas de la economía y superar las restricciones externas que atravesaba la economía nacional.

En YPF, particularmente, el gobierno de facto utilizó la rentabilidad y la fortaleza de la empresa estatal para solicitar crédito externo, dada su solvencia como empresa hidrocarburífera. En todo el periodo de la Dictadura militar (1976-1982), YPF aumentó su pasivo en *“1.612,9%, en tanto que al inicio del gobierno de facto era de 372 millones de dólares y al retirarse de 6.000 millones de dólares”* (Barrera Mariano, 2014, p. 70), situación que produjo un impacto negativo en YPF, pues dicha deuda no se tradujo necesariamente en inversiones para la producción de petróleo (ver gráfico N° 4).

¹¹ También modificaba la propiedad de los recursos naturales, estableciendo que *“los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito en que se encuentren”*, los yacimientos que se encontraban a partir de las 12 millas marinas de la costa hasta el fin del territorio continental argentino eran propiedad del Estado Nacional y los yacimientos que se hallaban en superficie terrestre hasta las 12 millas marinas desde la costa eran propiedad del Estado Provincial.

Gráfico N° 4. Producción de petróleo y gas (Mm³), 1911-1982



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería

Ahora bien, en este periodo además se impulsó la política de atraer inversores al sector petrolero con el objetivo de aumentar la producción. Es por ello, que en el año 1978 el Presidente de facto J. R. Videla dicta la ley de contrato de riesgos, N° 21.778, en la cual se facultaba a YPF a convocar licitaciones y celebrar contratos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos. En ella se disponía que las empresas contratistas debieran asumir todo el riesgo inherente a la actividad de búsqueda y explotación, también que debían aportar tecnología de procesos y sistemas, capital, equipos, maquinarias y todas las inversiones necesarias para lograr tal fin. A su vez, YPF debía pagarles de acuerdo con la producción que estas empresas obtuvieran.

A fin de impulsar esta política, se llamó licitación pública en cuyos requisitos se establecía que los plazos para la exploración no podían superar los siete años y para el periodo de desarrollo y producción no podía excederse de los veinticinco. Aunque también, en caso excepcional y mediante una resolución fundada, YPF podía realizar una contratación directa. De esta forma, “se firmaron ocho contratos en territorio nacional y seis en la plataforma continental” (Barrera Mariano, 2014, p. 54).

No obstante ello, el concepto de contratos de riesgo fue contradictorio, ya que si bien por una parte se afirmaba normativamente que las empresas iban a arriesgar su capital en la exploración y explotación de los pozos, en realidad “se firmaron contratos sobre áreas en las que YPF ya se encontraba extrayendo hidrocarburos, o en los que había invertido en exploración con el consecuente descubrimiento de petróleo y gas natural. Asimismo dentro de las cláusulas del contrato de locación de obra y servicios, como ya hemos analizado en la época de Frondizi, se les

garantizaba la compra total del petróleo producido” (Barrera Mariano, 2014, p. 54) por parte de YPF.

Las medidas anteriormente consignadas dejaron sumergido al sector petrolero en una profunda crisis, ya que por un lado, se había endeudado a YPF, y por otra parte, se habían brindado condiciones extraordinarias al capital privado en detrimento de la empresa estatal, limitando el accionar de la misma como herramienta de política energética.

A pesar del constante desfinanciamiento y deterioro de YPF y la crisis que atravesaba el sector petrolero, el mercado gasífero atravesaba un contexto diferente, no porque a la empresa Gas del Estado no se la hubiese endeudado, debido a que en el año 1977 por primera vez YPF perforó el yacimiento Loma La Lata que resultó ser un mega yacimiento de gas, traduciéndose claramente en un aumento de la producción (ver gráfico 4).

2.5.2 Reconstrucción de equipos parados y adquisición de nueva tecnología

En este periodo el Estado Nacional adoptó una fuerte política de apertura del sector al capital extranjero, por ello *“se otorgaron numerosos permisos de exploración y se firmaron nuevos contratos de servicios de explotación que crearon una demanda de equipos de perforación que no podía ser satisfecha, ya que los únicos equipos operativos en el país eran los que YPF tenía afectados al desarrollo de sus propios programas de exploración y explotación. Ante tal panorama, las compañías privadas que tenían adjudicadas áreas y tenían programada la perforación de pozos, no les quedó otra alternativa que convocar contratistas de perforación en el exterior”* (Gabino Velasco Horacio, 2010, p. 28). Dichos contratistas se establecieron en el país no como tales, sino como socios. Además, con el tiempo se fueron reconstruyendo todos los equipos parados posibles y se importaron los que hacía falta.

Por otra parte, tal como había mencionado anteriormente, la empresa estatal YPF también dedicó sus esfuerzos a la búsqueda geológica sistemática de nuevos pozos y en el año 1977 descubrió el yacimiento de Loma la Lata, producto en parte del avance tecnológico de la época que permitía hacer estudios geológicos más detallados. Un año antes había dado inicio a la actual Refinería de Plaza Huincul dedicada básicamente al abastecimiento de la región patagónica y abastecida por el crudo local Medanito.

2.6 PERIODO 1983-1988

2.6.1 Planes para reactivar el sector petrolero

En 1983 retorna la democracia al país y es elegido Presidente el) Dr. Raúl R. Alfonsín, su gobierno buscó reactivar el sector energético a través de diversos planes. El objetivo principal fue aumentar la capacidad

productiva y revertir la situación financiera desfavorable de la empresa YPF, que había sido endeudada, desfinanciada y relegada en los últimos años por parte de la Dictadura militar, mediante la incorporación de nuevos yacimientos comercialmente explotables que ubicaran a la empresa de nuevo en el centro productivo del sector energético.

En el año 1985 el presidente Dr. R. R. Alfonsín lanzaba el primer plan conocido como Plan Houston I y II, mediante el decreto N° 1.443/85 y reformado por el decreto N° 623/1987 (Plan Houston II). El objetivo de este plan fue convocar a concurso público internacional a empresas privadas, que quisieran celebrar contratos destinados a exploración y explotación de los hidrocarburos, asumiendo el riesgo correspondiente. Para ello los contratos establecieron tres etapas: a) la realización de trabajos geológicos, geofísicos, geoquímicos y de naturaleza exploratoria; b) la exploración de máximo cuatro años; c) la explotación, en cuyo periodo las contratistas podían asociarse con YPF. En dicho decreto quedaba explicitado que las empresas privadas debían aportar la tecnología de procesos y sistemas, capitales, equipos, maquinarias y todas las inversiones necesarias para llevar adelante los trabajos. En este sentido se firmaron distintos convenios con las empresas privadas.

En el año 1987 y 1988 se lanzaron dos nuevos planes para atraer más inversión extranjera, con el objetivo de aumentar la producción y morigerar la situación crítica energética por la que atravesaba el país: el Plan Olivos y el Petroplan (este último no fue implementado por el cambio de gobierno en el año 1989). El plan Olivos tenía como objetivo aumentar los precios que se pagarían por la extracción del crudo y de este modo hacer más interesante la propuesta a los inversores, es así como varias empresas se sintieron atraídas por esta nueva política, lo cual se tradujo en un aumento de la producción. Sin embargo, los diversos problemas macroeconómicos que atravesaba el país dificultaron mucho a la política energética que quiso implementar el gobierno.

La situación a final del gobierno del Dr. R. R. Alfonsín, en el año 1988 fue la siguiente: YPF *“extraía de forma directa el 65,2% del petróleo local, y de modo indirecto (por medio de contratistas) el 32,6%, por lo que disponía del 97,8% del crudo explotado en el país. (...) YPF concentraba el 69% del procesamiento del crudo y controlaba el 59% de la comercialización de nafta y gas oil”* (Barrera Mariano, 2014, p. 107).

2.6.2 Impulso al sector gasífero

En el gobierno se dio una gran prioridad al desarrollo de la industria gasífera, tanto el gas natural como el gas licuado. En el caso del primero, se construyó el gasoducto Neuba II que conectaba a los yacimientos de la Provincia de Neuquén con Buenos Aires y un gasoducto de alta presión alrededor de la Ciudad de Buenos Aires – conocido como Anillo de Buenos Aires.

Por otra parte, se buscó fomentar el consumo racional a través del impulso del programa de uso racional de la energía, mediante el decreto N° 2247/1985; fue uno de los subprogramas principales el de sustitución de combustibles líquidos. En el mismo se pregonaba por la sustitución de: 1) las naftas y gas oil en el transporte por el gas natural, comprimido (GNC) o líquido; 2) el fuel oil, diésel oil y gas oil que consumían las centrales eléctricas por vapor, diésel o gas natural; 3) consumo de combustibles líquidos en industrias y destilerías por gas natural.

2.6.3 Contratación de empresas con tecnología

El periodo del gobierno del presidente Dr. R. R. Alfonsín recibió una herencia compleja por parte del gobierno militar, pues: sistemáticamente durante seis años se había endeudado significativamente a YPF; se había puesto en un segundo plano la política petrolera; y se había iniciado un proceso de apertura donde YPF estaba en clara desventaja con sus competidoras privadas. Lo dicho impactó en la capacidad de inversión de YPF y de desarrollo de equipamiento propio, reforzando el perfil no desarrollador de tecnologías que atravesó su historia.

Los convenios firmados entre YPF y empresas de capital extranjero para la exploración y explotación de los yacimientos permitieron dotar a ésta de los equipamientos necesarios para poder extraer petróleo y gas. Por ejemplo, podemos mencionar que en este periodo *“YPF contrató la perforación de pozos de explotación “llave en mano”, responsabilizando a la empresa perforadora la provisión de materiales, trabajos, e instalaciones necesarias”* (Velasco Gabino, octubre 2012, p. 80). En este sentido se puede afirmar que si bien YPF desarrollaba tecnología propia para algunos casos, recurrió al capital extranjero para poder abastecerse de la maquinaria y los equipos necesarios para el desarrollo de los pozos.

2.7 PERIODO 1989-2002

2.7.1 Privatización de la empresa YPF

En el año 1989 fue electo el presidente Dr. Carlos S. Menem, quien en el marco de un posicionamiento de apertura de mercado y competencia generó modificaciones estructurales en el sector hidrocarburífero.

En dicho año fueron sancionadas leyes que fueron pilares para las transformaciones de la economía argentina, en particular, una de ellas generó mucho impacto en el sector energético, fue la ley de reforma del Estado N° 23.696. La misma estableció la emergencia de los servicios públicos y la situación económica de los organismos públicos, entre las cuales se encontraban las empresas del Estado, estableciendo el procedimiento mediante el cual se deberían privatizar las empresas que el Poder Ejecutivo así lo considerase.

Además, el Presidente Dr. C. S. Menem consideró como objetivo primordial de su gobierno en materia energética, reemplazar “*la intervención del estado en la fijación de los precios, márgenes de bonificaciones, cuotas, cupos, etc., por los mismos mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda*” (Decreto PEN N° 1055/1989). De este modo, dispuso la desregulación de la actividad hidrocarburífera mediante decreto N° 1055/89, para que la competencia entre las empresas lograra una mayor producción. En este sentido, en dicho decreto se declaró prioritaria la promoción, el desarrollo y ejecución de planes destinados a incrementar la producción de hidrocarburos, para asegurar el abastecimiento y un adecuado margen de reservas, así como el desarrollo de las plantas petroquímicas y la generación de saldos exportables.

Para llevar adelante dichas políticas, el gobierno del Dr. C. S. Menem consideraba necesario aplicar técnicas productivas modernas, para lo cual necesitaba inversiones. Motivo por el cual convocó a Concurso público internacional, con el objetivo de asociar a YPF con otras empresas.

Asimismo, para profundizar aún más el concepto de competencia del mercado y atraer capitales extranjeros, el Presidente C. S. Menem mediante el decreto 1212/89 y 1589/89 dispuso:

- La reconversión los contratos de locación de obra y servicios suscriptos entre los privados e YPF en contratos de concesión o de asociación.
- Que los precios de los hidrocarburos de origen nacional reflejasen los precios internacionales;
- La eliminación de cuotas de crudo;
- Que aquéllos que poseían contratos de concesión preexistentes pudieran adherir al régimen de libre disponibilidad del crudo.
- Que el petróleo producido por los nuevos concesionarios sería de libre disponibilidad;
- La libre importación y exportación de crudo;
- La instalación de capacidad adicional de refinación sería libre, así como también, la instalación de nuevas bocas de estipendio.

En relación con estas medidas, el gobierno mediante el decreto N°2778/90 dispuso la transformación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (YPF SE) en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima (YPF SA), ya que era necesario “*alcanzar una gestión eficiente y transformarla en una empresa competitiva dentro de un mercado desregulado y desmonopolizado*” (Decreto PEN N° 2778/1990), además, fue

una condición necesaria para el inicio del proceso de privatización. Esta apertura al capital privado le iba a permitir a la empresa hacerse de capitales que quisieran invertir.

Las principales ofertas de la compañía que se hicieron fueron:

- Exploración: Cuenca noroeste y Cuenca Austral. Se preserva: Cuenca Cuyana, Sur, Mendoza Neuquina y Golfo San Jorge.
- Explotación: Cuenca noroeste y Cuenca Austral asociación hasta el 50% con empresas petroleras. Se preserva: Cuenca Cuyana, Sur, Mendoza Neuquina y Golfo San Jorge.
- Refinación: Campos Durán y Dock Sud en venta; San Lorenzo cierre/venta. Se preserva: La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinca.
- Oleoductos y poliductos: Allen-Rosales-La Plata asociación hasta 50%; Campos Durán-Montecristo en venta o asociación con destilería Campos Durán. Se preservan: ductos Puerto Hernández-Luján de Cuyo-La Matanza, San Lorenzo y otros.
- Transporte marítimo y fluvial: Buques tanques: venta de bodegas de cabotaje, de taller naval y puertos y boyas. Se preserva: los buques afectados al tráfico marítimo de crudo y subproductos.
- Comercialización: plantas de despacho cierre o venta.
- Activos tecnológicos: transformación en Sociedad Anónima (mayúscula) con participación de la industria para la investigación, y con contratos a largo plazo para los servicios y proyectos específicos que prestara a YPF y al mercado.

Esta medida fue ratificada en el año 1992¹² por el Congreso de la Nación a través de la ley N° 24.145 que sancionó:

- La federalización de los hidrocarburos: se transfirieron los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias, salvo los contratos preexistentes o las zonas reservadas a cualquier empresa, incluido YPF SA, hasta la fecha de caducidad de los plazos legales y/o contractuales.
- La transformación empresarial y privatización del capital de YPF SA: se aprobó lo dispuesto por el decreto N° 2778/90. Asimismo, se dispuso que el capital accionario de YPF SA

¹² Es preciso señalar que en la Reforma Constitucional de 1994, se reconocía “a las provincias el dominio originario de los recursos naturales en su territorio” (art. 124). Modificando lo que hasta ahora había sido un siglo de discusiones acerca de la propiedad del suelo. Dicho artículo se reglamenta en 2006.

estuviera compuesto por las acciones de clase A, equivalentes al 51% del total del capital social y pertenecientes al Estado Nacional, y en caso de venta se convertirán en clase D; clase B, hasta un 39% y pertenecientes a las provincias; clase C hasta el 10% perteneciente al personal de la empresa YPF SA; clase D, las acciones que el Estado Nacional y las Provincias vendiesen al capital privado.

- Privatización de activos y acciones de YPF SA: se declaró “sujeto a privatización” el capital social de YPF SA. Las acciones de clase D fueron vendidas en bolsas y mercados bursátiles nacionales e internacionales.

En enero del año 1999 el Poder Ejecutivo Nacional mediante el decreto N°31/1999 autorizó la venta de 52.914.700 acciones de clase A de YPF, las cuales fueron compradas por la empresa petrolera española Repsol. Dicha empresa en ese entonces controlaba localmente a “*la petrolera Astra y a la firma local expendedora de combustibles Eg3*” (Barrera Mariano, 2014, p. 256). En abril y mayo del mismo año, Repsol compró del “*82,47 de las acciones*” de YPF, pasando a tener así el “*control de la compañía con el 97.46% de las acciones*”. Así la denominación de la empresa pasó a ser Repsol-YPF SA.

2.7.2 Privatización de Gas del Estado

En el marco de las privatizaciones, también se privatizó la empresa Gas del Estado SE. En primer lugar, mediante el decreto N° 633/1991, se desagregó la cadena de producción, transporte y distribución, con el mismo objetivo que la privatización de YPF, es decir, recrear mecanismos de competencia, transparencia y lograr la eficiencia. En el año 1992 Gas del Estado SE fue declarada sujeta a privatización mediante la ley N° 24.076, conocida como la Ley de Gas.

Se constituyeron diversas sociedades licenciatarias para prestar el servicio de gas mediante del decreto N°1189/1992, creándose dos transportadoras y ocho empresas distribuidoras de gas: Transportadora Gas del Norte S.A., Transportadora Gas del Sur S.A., Metrogas S.A., Gas Natural Ban S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Litoral Gas S.A. y Gasnor S.A. Luego se añadiría Gasnea S.A. en el año 1995.

Posteriormente, continuando con el proceso se llamó a Licitación Pública mediante la Resolución N° 874/1992, para vender el 51% de las acciones que constituían la totalidad de las acciones de clase “A” de cada Licenciataria, las cuales fueron adquiridas por distintas empresas privadas.

Figura N° 5. Nueva configuración del mercado del gas natural



Por otra parte, es relevante mencionar que mediante la Ley 24.076 se crea el Ente Nacional regulador del gas (ENARGAS) con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas.

La nueva legislación configuró un esquema del mercado de gas diferente: por un lado, el sector productivo quedó desregulado, y se determinó que el precio debía ser un resultado de la interacción entre la oferta y la demanda; y por otro, el servicio de transporte y distribución fue convertido en servicio público controlado por el ENARGAS, donde las tarifas eran reguladas.

En la ley N° 24.076 se establecieron normas para el funcionamiento y evitar la integración vertical de las empresas productoras, transportistas y distribuidoras de gas, evitando así, abuso de posición dominante de las compañías mercado. Las medidas que se adoptaron fueron (art. 33 y 34), que:

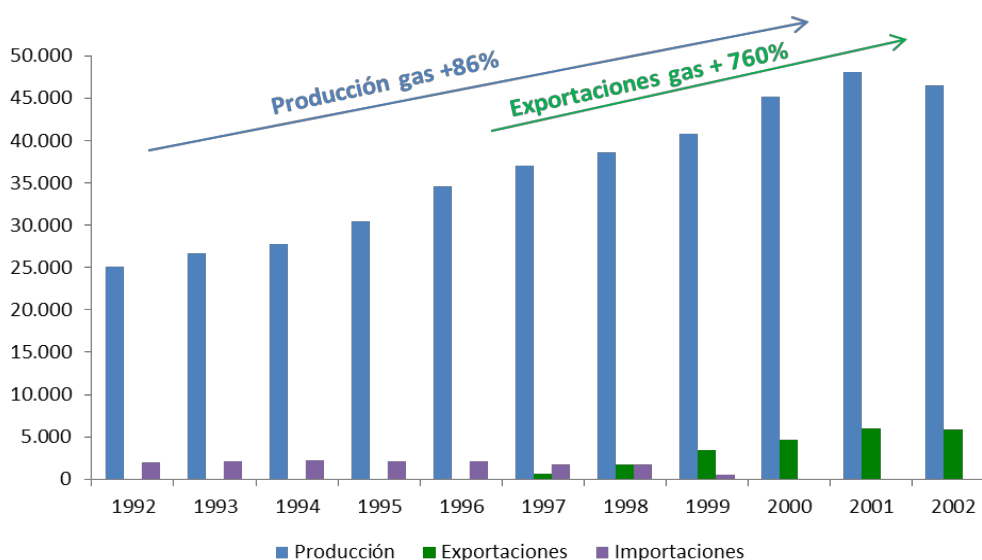
- los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo, o del gas natural necesario para mantener la operatividad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el ente en cada caso.
- ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrán tener una participación controlante en una sociedad habilitada como transportista.
- ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los

mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante en una sociedad habilitada como distribuidora.

- ningún consumidor que contrate directamente con el productor, podrá tener una participación controlante en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo.
- ningún comercializador o grupo de comercializadores podrá tener una participación controlante en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.
- en el caso de que existan participaciones sin exceder los límites de la ley, los contratos deberán ser aprobados por el Ente Regulador del Gas.

En consecuencia, se estableció una segmentación en la competencia y en las actividades que le correspondía a cada tipo de empresa. El cambio en la estructura del mercado gasífero generó un aumento significativo de la producción de gas de aproximadamente 86% (21.414 Mm³) entre los años 1992-2002. Dicha producción generó un saldo excedente que fue exportado a países limítrofes. Asimismo, las importaciones decrecieron a partir del año 1992 hasta el año 2000, momento en el cual la República Argentina dejó de importar gas hasta el año 2008.

Gráfico N° 5. Producción, exportaciones e importaciones (Mm³), 1996-2002



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería y IAPG

Asimismo, otra de las cuestiones que se incluyeron en la regulación es que las transportistas están obligadas a permitir el acceso indiscriminado de terceros a su capacidad, siempre y cuando ello no comprometa el abastecimiento de la demanda contratada. Ello es denominado comúnmente como open access. Esta medida, permite garantizar el libre acceso a la capacidad remanente, y por lo tanto limitar el poder monopólico.

2.7.3 Conclusiones de la privatización y el rol de la regulación

El segmento extractivo de los hidrocarburos y el sector del downstream petrolero continuó regido por las fuerzas del libre mercado, donde productores y compradores podían negociar entre ellos sin necesidad del control estatal (Ley N° 17.319 del año 1967).

Sin embargo, en el sector del downstream gasífero, particularmente en el segmento de transporte y distribución de gas natural se crearon monopolios regionales legales para su administración y funcionamiento, mediante la ley N° 24.076, bajo el control y la regulación de un organismo estatal, el ENARGAS. Uno de los argumentos principales para justificar el control por parte del Estado en este segmento fue el hecho de haberse declarado como servicio público. Asimismo, se estableció una segmentación en la competencia y en las actividades que le correspondía a cada tipo de empresa, como modo de evitar la integración vertical de las empresas.

En síntesis, el sector de producción donde operaba YPF quedó librado a las operaciones de fuerza del mercado, es decir, a un mercado competitivo, mientras que en el segmento de transporte y distribución de gas se crearon monopolios regionales legales con regulación del Estado.

La venta de las empresas YPF y de Gas del Estado (y de otras empresas energéticas) modificó la forma en la que se había implementado en esos años la política energética, impartida a través de los organismos centralizados del Poder Ejecutivo y de las empresas energéticas estatales, es decir, de una intervención directa. A partir de la década del noventa, el sector pasó a estar controlado por un conjunto de empresas de capitales privados, poniendo el eje de la política energética en mecanismos regulatorios a través de los organismos centralizados y descentralizados (como los Entes Reguladores), es decir, una regulación pasiva del sector.

2.7.4 Consecuencias de la privatización en el desarrollo tecnológico de YPF

El proceso de privatización de YPF rompió el vínculo virtuoso que se había establecido con el Instituto del petróleo de la Universidad de Buenos Aires (promovido por el General Mosconi en la década de 1930). A través del cual YPF brindaba apoyo y financiamiento para las capacitaciones y la investigación en dicho Instituto, y este último formaba profesionales y brindaba a YPF proyectos tecnológicos aplicables a la industria.

Por otra parte, en la privatización se determinó que la perforación no fuese considerada como una actividad estratégica para la empresa, fue por ello, que el propio personal de YPF *“organizó una compañía perforadora con equipos cedidos por YPF y gerenciada por el gremio”* (Gabino, febrero 2010, p.30), aunque lamentablemente no pudo mantenerse en el mercado.

2.8 PERIODO 2003-2016

2.8.1 YPF nuevamente bajo el control estatal

En el año 2003 asume la presidencia Dr. Néstor Kirchner, en un contexto económico y social comprometido por la crisis ocurrida un año antes. Durante este periodo, se continuó la política del gobierno anterior¹³. En este sentido, Repsol-YPF continuó siendo la principal empresa de extracción petrolera argentina.

Posteriormente, en el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, en el año 2012 se modificó la política petrolera mediante la Ley N° 26.741, declarándose de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Asimismo, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF SA representado por igual porcentaje de las acciones que pertenecían a Repsol YPF SA. Disponiendo que el 51% de las acciones expropiadas pertenecerán 51% al Estado Nacional y 49% a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI)¹⁴.

El mismo tratamiento recibió la empresa Repsol YPF GAS SA, perteneciente a Repsol Butano SA., lo cual fue importante, dado que la misma era la mayor empresa abastecedora de GLP en garrafas (que son las que utilizan los sectores de bajos recursos).

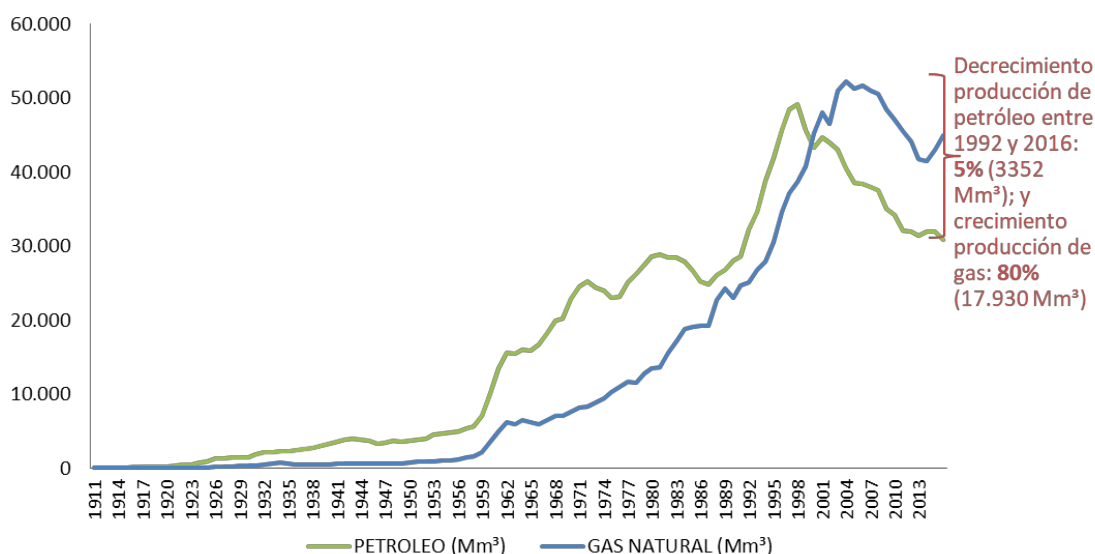
Uno de los principales y fundamentales argumentos por los cuales se expropió el 51% de la empresa YPF SA debido a que había disminuido la participación de la producción Repsol YPF SA en el mercado petrolero y gasífero, que trajo como consecuencia una caída abrupta de la producción (ver gráfico N° 6), provocado por las pocas inversiones y baja actividad exploratoria. De esta manera, el objetivo de retomar el control de la principal petrolera en el mercado fue potenciar la capacidad del Estado para impulsar

¹³ Es preciso señalar que durante el mandato del Presidente Néstor Kirchner se sancionó la Ley N° 26.197 que profundizaba lo dispuesto por la Constitución de 1994, la cual establecía de quién era la propiedad de los yacimientos, si del Estado Nacional o Provincial, delimitando que: son propiedad del Estado Nacional los yacimientos que se encuentren a partir de las 12 millas marinas de la costa hasta el fin del territorio continental argentino y son propiedad del Estado Provincial los yacimientos que se encuentren en sus territorios hasta las 12 millas marinas desde la costa. Esta discusión siempre tuvo una enorme importancia, pues de ello dependía a quién se le pagarían las regalías.

¹⁴ Provincias integrantes: Chubut, Formosa, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

el desarrollo del sector energético a través de dicha empresa, complementando los espacios cubiertos por las políticas regulatorias sobre el conjunto del sector. Es decir, el Estado intentó retomar una participación directa el desarrollo de la industria productora petrolera y gasífera, que no había tenido en la época del gobierno del Presidente C. S. Menem y del Presidente N. Kirchner.

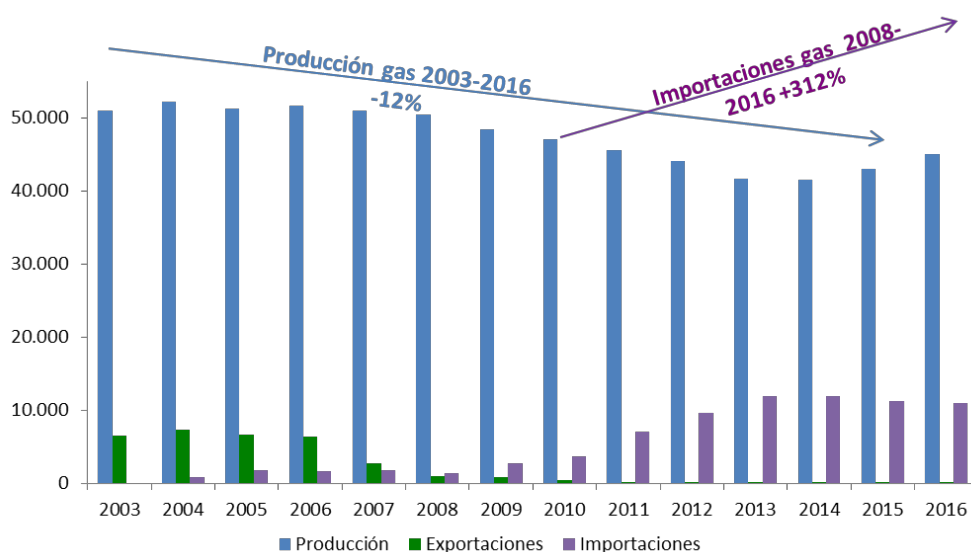
Gráfico N° 6. Producción de petróleo y gas (Mm³), 1911-2016.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería

Si observamos el comportamiento de la producción de gas en particular, mediante el gráfico N° 7, es posible interpretar que dicha producción cayó sostenidamente desde el año 2004 hasta el año 2015. Asimismo, este gráfico nos ilustra el incremento sostenido en las importaciones de gas de Bolivia y de GNL a partir del año 2004, siendo en total un incremento del 325%.

Gráfico N° 7. Producción, exportaciones e importaciones de gas (Mm³), 2003-2016



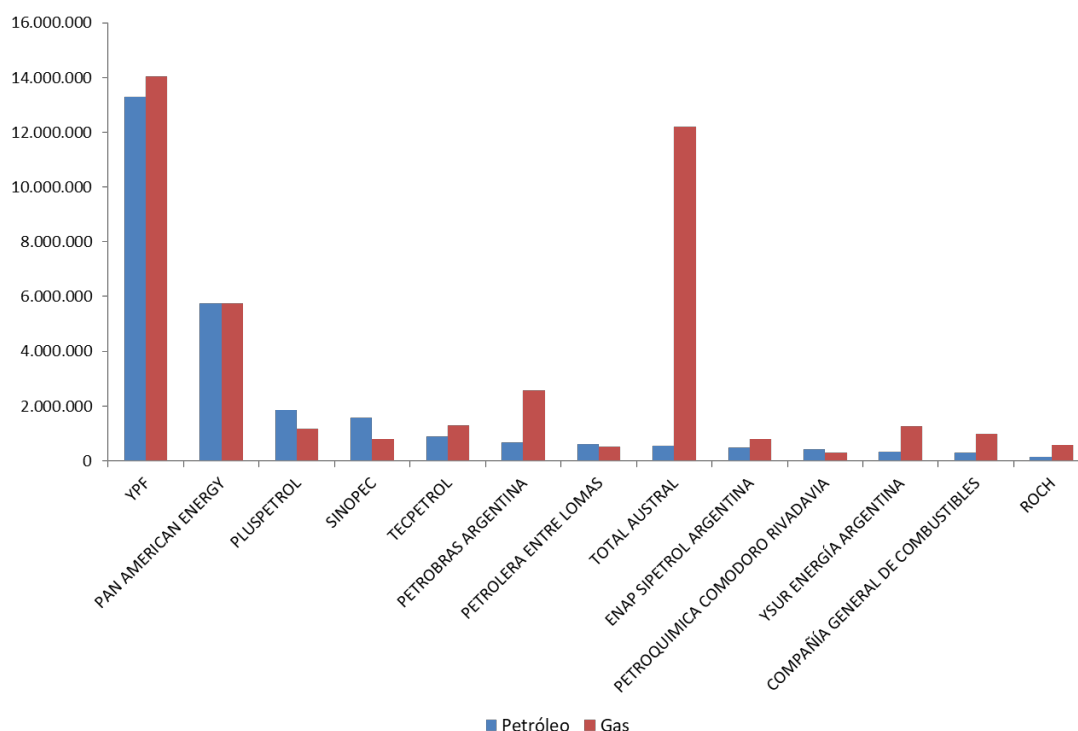
Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería y IAPG

Esta situación ubica a la República Argentina en un escenario energético complicado, dado que el Estado debe destinar grandes sumas de moneda extranjera para poder cubrir dicho déficit. En este sentido, a la Presidencia del Ing. Mauricio Macri, que fuera electo en el año 2015, se le presenta la oportunidad de implementar políticas para revertir la caída de la producción de petróleo y gas, y de impulsar un desarrollo tecnológico del sector. Y tal como se explicará en el capítulo N° 4, los hidrocarburos no convencionales presentan una oportunidad en el mediano-largo plazo de para colaborar en la salida de esta situación deficitaria.

Por último y para ilustrar cómo está compuesto el sector en este periodo analizado, se puede afirmar que en el segmento de producción petróleo es preponderante el rol de YPF (gráfico N° 8). Mientras que en el segmento del gas son dos las empresas que poseen el protagonismo: YPF y la transnacional Total SA. Por otra parte, las actividades de distribución y transporte de gas continúan estructuradas en monopolios regionales de servicio.

No obstante, en el segmento de la producción de petróleo, YPF es una de las protagonistas, seguida en segundo lugar por Pan American Energy. YPF es la empresa local que más extrae petróleo con el 45% del total de la producción, siendo que en el mercado participan más de 20 productores de petróleo (ver gráfico N° 8).

Gráfico N° 8. Empresas productoras de petróleo y gas (Mm³), 2016.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería

Finalmente, es preciso mencionar que en el año 2014 se sancionó la Ley N° 27.007, en la cual se estableció la distinción entre yacimientos convencionales y no convencionales, y se detalló las particularidades y procedimientos a seguir de las en las exploraciones y explotaciones de cada tipo.

2.8.2 Descubrimiento de pozos con recursos no convencionales

La empresa Repsol YPF anunció en el año 2011 el descubrimiento de uno de los yacimientos en recursos no convencionales más grandes que tiene la República Argentina, Vaca Muerta¹⁵.

La exploración y explotación de yacimientos no convencionales implica disponer de un desarrollo tecnológico muy grande por parte de las empresas que desean hacerlo, ya que es más difícil de extraer el recurso en relación con los hidrocarburos convencionales. Pero a pesar de ello, este descubrimiento ha sido una revolución en la historia del sector argentino y un gran desafío para la industria ya que muchas empresas se han sentido atraídas a invertir en la zona, siendo la principal impulsora la YPF estatal. En este sentido, el Estado Nacional estableció una política de precios altos de

¹⁵ Yacimiento ubicado en la Cuenca Neuquina, entre las Provincias de Neuquén, Río Negro, la Pampa y Mendoza.

crudo y de combustibles para obtener recursos financieros con el objetivo desarrollar proyectos en Vaca Muerta.

Esta política de precios también atrajo al capital privado que se asoció con YPF (caso Chevron, Dow y Petronas) o invirtieron con proyectos propios, como es el caso de Pan American Energy y Wintershall, Exxon Mobil, Shell, Tecpetrol, Total, Pluspetrol, Petrobras, entre otros.

Por otra parte, es importante mencionar que YPF fundó junto al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) la empresa YPF Tecnología S.A. (YTEC), con el objetivo de desarrollar proyectos y productos de investigación y desarrollo, particularmente investigación y proyectos para la producción de petróleo y gas no convencional.

2.9 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO

A partir de la exposición de los principales hitos históricos que dieron cuenta de la transformación que atravesó la industria hidrocarburífera podemos concluir que la competencia en dichos mercados tuvo un carácter oligopólico y con presencia de barreras a la entrada al mercado. En el sector participaron compañías de capital estatal y privado (nacional y extranjero), siendo una de las principales Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). A través de dicha empresa y de otros mecanismos normativos el Estado Nacional reguló la política energética.

Asimismo, el sector estuvo condicionado por las transformaciones de la evolución global de la industria, de tipo organizacional, productivo, tecnológico, entre otros. Y se vio afectado por las restricciones o condiciones de la economía nacional e internacional, tales como las restricciones externas que no permitían disponer de divisas para el giro de los dividendos o la adquisición de equipos, o hechos tales como las Guerras Mundiales que afectaron a la industria petrolera mundial y a sus filiales locales.

Por otra parte, es preciso mencionar que la industria hidrocarburífera argentina no fue principalmente desarrolladora de tecnologías, sino que las adquirió en su mayoría del exterior, tanto en el sector extractivo, como en el de refinación. YPF compró tecnología a empresas extranjeras, en productos y servicios, y en algunos casos bajo la modalidad llave en mano. Por su parte, las empresas extranjeras que se instalaron a producir en el país traían la tecnología de sus casas matrices, no desarrollándola localmente.

No obstante ello, es preciso señalar que la empresa local YPF ha invertido para generar capacidades técnicas locales, tales como recursos humanos calificados para la operación y mantenimiento de los equipos. También ha asignado recursos económicos en desarrollar innovaciones mediante convenios con universidades locales, tales como la Universidad de Buenos Aires o la Universidad del Litoral, aunque no lo hizo con el carácter

de una política activa y permanente de ubicarse como una empresa de desarrollo tecnológico. Esto último se ha comenzado a modificar en los últimos años con la creación de Y-TEC, la cual puede generarle a YPF la posibilidad de posicionarse como una empresa desarrolladora de tecnologías para hidrocarburos no convencionales y para el aprovechamiento de otras fuentes energéticas. Lo cual resulta de una gran relevancia para generar condiciones que permitan promover el desarrollo del sector energético en su conjunto y ampliar el horizonte local exportando dichos productos y servicios.

En el capítulo N° 4 analizaré cómo de modo detallado el potencial que poseen los yacimientos no convencionales en el país le abre la posibilidad a la República Argentina de desarrollar tecnología propia para su exploración y explotación.

CAPÍTULO 3: LA COMPETENCIA ECONÓMICA EN EL SECTOR HIDROCARBURIFERO

En este apartado, mi planteo consiste desarrollar algunos aspectos y condiciones particulares del sector de hidrocarburos en relación con la forma de mercado y las estructuras de competencia. Para ello, analizaré las cuestiones que considero fundamentales, a saber: qué tipo de mercado son el petrolero y el gasífero; cómo la evolución del precio internacional del petróleo tiene impacto en la competencia de los mercados; y cuáles son las dificultades que las empresas tienen para acceder a este mercado.

3.1. MERCADO DE COMPETENCIA OLIGOPÓLICA

Un mercado de competencia oligopólica implica que participan pocos oferentes, los cuales pueden determinar el precio al cual quieren vender el producto o las cantidades del mismo detentando así el poder de mercado (la capacidad de influir en el mismo). Asimismo, otra de las condiciones que puede tener asociadas la existencia de un mercado oligopólico es la presencia de economías de escala, que implica que las empresas pueden generar un ahorro en sus costos a medida que aumentan la producción de un bien.

El sector petrolero argentino presenta hasta la actualidad una forma de competencia oligopólica con presencia de economías de escala, que determinan que el mismo tenga una estructura competitiva concentrada. Dado que pocas empresas pueden afrontar las grandes inversiones que requieren la producción y el desarrollo de este mercado.

Por otra parte, es preciso mencionar que la evolución de la regulación local y las transformaciones de la industria mundial condicionaron la dinámica evolutiva y la configuración del sector y la forma de competencia de los mercados nacionales tanto en el upstream como en el downstream.

Tal como he desarrollado en el capítulo N° 2, el mercado del upstream estuvo concentrado en manos de pocas empresas, desde el descubrimiento del petróleo en los inicios del siglo pasado hasta fines de la década de 1950, las cuales fueron: YPF, la Dutch Shell y la Standard Oil, las cuales determinaban el precio o la cantidad de producto que iban a volcar en el mercado. A través de YPF el Estado Nacional aplicó su política energética.

Posteriormente a los contratos petroleros del gobierno del Dr. A. Frondizi en el año 1958 se fue transformando la estructura del mercado hasta la del gobierno del Presidente Dr. Carlos S. Menem. En dicho período, arribaron al país muchos capitales extranjeros y aumentaron el número de empresas participantes, situación que fue impulsada activamente por el Estado Nacional. YPF fue la principal compañía del sector hidrocarburífero argentino. Asimismo, es preciso mencionar que el mercado continuó con su carácter oligopólico, tanto en el upstream como en el downstream.

El gobierno del Presidente Dr. C. S. Menem, en la década de 1990, desreguló el mercado de petróleo y gas del upstream con el objetivo de

aumentar la competitividad permitiendo el ingreso de capital privado al sector, mediante medidas atractivas y también con la privatización de la empresa estatal YPF. Lo cierto es que este sector aún luego de la liberación del mercado continuó estando en manos de pocas empresas. Por otra parte, se adoptó una nueva estructura del transporte y la distribución del gas natural, creándose monopolios regionales legales para la administración y funcionamiento.

La estructura de los últimos años está conformada principalmente por la presencia de la empresa YPF, siendo el Estado Nacional el titular de la mayoría accionaria¹⁶, y que detenta un gran poder de mercado sobre todo en el sector de extracción de crudo (ver gráfico N° 8), ya que tiene en su poder alrededor del 40% del mercado local. Mientras que, en el downstream tal como lo vimos en el cuadro del capítulo N° 1, posee tres de las ocho plantas refinadoras que posee el país, con una capacidad de procesamiento de 350 mil barriles por día, siendo la que mayor producto vuelca al mercado interno.

De esta manera, con la expropiación del 51% de las acciones de YPF, el Estado Nacional ha integrado dos formas de política energética: la regulación establecida en la década de 1990 y la implementación de políticas energéticas a través de YPF (como lo hizo en gran parte de la historia del sector). Mediante esto último el Estado Nacional puede influir sobre la competencia en el mercado (controlando precios y/o cantidades) a través de la regulación y/o del comportamiento de la empresa que posee un gran poder de mercado, dominante en algunos casos.

En este sentido, y para dar cuenta de la magnitud de la concentración del mercado de hidrocarburos en el país, se presenta a continuación el resultado del cálculo del Índice de Herfindahl–Hirschman (detalle ver Anexo 1). El mismo es una medida de concentración de mercado que tiene “*en cuenta la distribución relativa del tamaño de las empresas en un mercado*” (Departamento de Justicia de los Estados Unidos, 2018).

HHI mercado de petróleo, año 2016 = 2.486

HHI mercado de gas, año 2016 = 1.949

Tal como indica el Departamento de Justicia de los Estados Unidos (2018), las Agencias de análisis de concentración, consideran que “los mercados en los que el HHI se encuentra entre los 1.500 y los 2.500 puntos se concentran moderadamente, y consideran que los mercados en los que el HHI supera los 2.500 puntos están muy concentrados”. Por lo tanto, el resultado de los índices para el sector de petróleo y del gas indican que es

¹⁶ Tal como se informa en el Balance Consolidado Anual de la empresa YPF en el año 2016: “El Estado Nacional – Ministerio de Energía y Minería es titular de las acciones que representan el 51% del capital social de la Sociedad. La cantidad de acciones cuyos derechos ejerce el Estado Nacional asciende a 200.590.525, las cuales incluyen 200.589.525 acciones clase D y 1.000 acciones Clase A”.

un mercado moderadamente concentrado. Siendo que el mercado de petróleo argentino lo es en una mayor proporción que el gas, estando muy cerca de poder ser considerado como un mercado muy concentrado.

3.2 EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y LA COMPETENCIA

Uno de los determinantes fundamentales para la inversión en este sector es el precio del petróleo, el cual también afecta la competencia de los mercados. Tal como hemos analizado en el Capítulo N° 1, los precios del petróleo han fluctuado a lo largo de la historia por diferentes motivos. En la actualidad, el precio del petróleo de referencia internacional se establece en función de las ventas y las compras del mercado spot (una sola operación de compra/venta de producto físico). El precio spot se utiliza para definir el precio de: los contratos a término, que obligan al vendedor a entregar un determinado volumen durante un plazo definido entre las partes; y de los precios futuros (IAPG, 2011). Siendo que, en la actualidad, el número de operaciones del mercado de futuros excede largamente el mercado físico. Uno de los motivos por los cuales se utiliza esta herramienta financiera es para aminorar el riesgo de variaciones en los precios, denominado también como Risk Management Tool (Redondo, Daniel A., 2015).

Por lo tanto, es posible argumentar que los mercados financieros explican gran parte de la evolución del precio del petróleo y el gas. *“Existen algunas instituciones que prestan servicio a los actores principales del mercado (...), entre ellas es importante destacar a los mercados de acciones de Nueva York y Londres, donde además de cotizar las acciones de las empresas petroleras más importantes, se negocia la mayor parte de los contratos a futuro del petróleo y sus derivados”* (2011). Asimismo, otra institución muy importante es *“Platts, una empresa del grupo editorial MacGraw-Hill, que se especializa en el monitoreo de los precios de productos energéticos y publica material de referencia”* (2011).

Los precios de referencia más utilizados en América el West Texas Intermediate (WTI)¹⁷¹⁸ y el Brent¹⁹. No obstante, la existencia de dos precios de referencia en el *“largo plazo (...) tienden a seguir una misma tendencia, reflejando el conocimiento y las expectativas sobre los fundamentales que posee el mercado de petróleo crudo a nivel mundial”* (Roitman Mauricio, 2013, p. 14).

¹⁷ Crudo de referencia de Texas, Estados Unidos de Norte América. Expresado en dólares por barril.

¹⁸ Asimismo, es importante destacar que *“la importancia del WTI como “benchmark” internacional radica en que es utilizado en los Estados Unidos, quien es el mayor mercado de consumo de crudo del mundo consumiendo un 21,1% del total mundial.* (Roitman Mauricio, 2012, p. 32-33)

¹⁹ Crudo de referencia del Mar del Norte. Expresado en dólares por barril.

En consecuencia, dicho precio resulta determinado por parámetros “geológicos (estimación de reservas), técnicos (factor de recuperación), comerciales (viabilidad económica), demanda (crecimiento económico esperado) y acuerdo o conflictos políticos (especialmente en países miembros de la OPEP)” y por la formación de “expectativas” (Roitman Mauricio, 2013, p. 15), entre otros como “la seguridad del suministro, las limitaciones logísticas, los requerimientos de calidad de las refinerías, los riesgos medioambientales de las operaciones de transporte marítimo y fluvial así como, en el caso argentino, la existencia de derechos de exportación (CNDC, 2012, foja 1714)”.

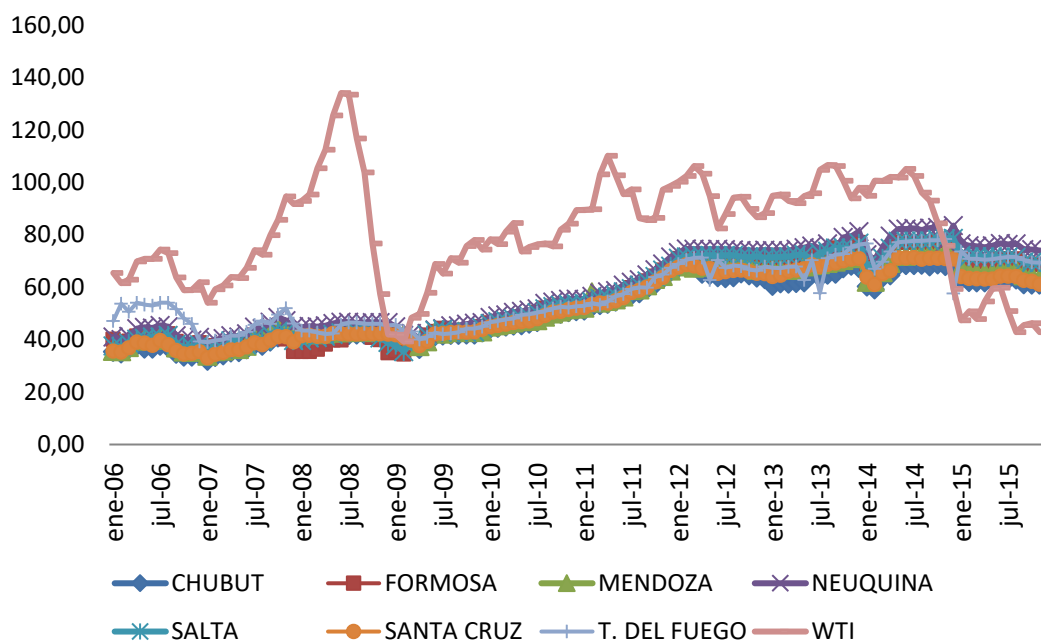
Tal como señala la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC. 2012), la variación de los precios internacionales está asociada también, con la variación de la oferta y la demanda de crudo, ya que por un lado los cambios en la demanda de Estados Unidos, principal consumidor de crudo altera sensiblemente el consumo en el mercado y por ende las cantidades y los precios. Mientras que, desde la oferta también se puede alterar el precio, debido a: modificaciones o incumplimientos en los acuerdos entre los países petroleros, en relación con cantidades producidas y comercializadas.

El problema de la abundancia o la escasez de producto, modifican el precio del precio del producto en el mercado, tal como da cuenta Hotelling a principios del siglo XX (1931, p. 139) “*for a necessity the price might increase without limit as the supply vanishes*”.

La CNCD (2002) define que el petróleo al ser un commodity, “*puede ser colocado en cualquier parte del mundo a precios internacionales*”. Dichos precios, WTI y el Brent, influyen en la determinación del precio del petróleo en la República Argentina.

En este sentido es preciso mencionar que el Estado Argentino ha implementado diferentes políticas para evitar fuertes fluctuaciones en el precio e incentivar la inversión. A partir de la crisis económica argentina del año 2002, el Estado determinó un esquema de retenciones móviles a la exportación y acuerdos de precios internos, que han impactado en el upstream y en el downstream. Es por ello que, por ejemplo, “*fuerte incremento en el precio del WTI desde principios del 2007 hasta mediados de 2008, no tuvo su correlato en la evolución de los precios internos*”, como tampoco la crisis financiera “*desde mediados del 2008 hasta principios del 2009*” (CNDC, 2012, foja 1714-1715), tal como se puede ver en el gráfico N° 9.

Gráfico N° 9. Evolución del precio del Petróleo WTI y por cuenca, 2006-2015



Fuente: elaboración propia en base a datos de la página web del Ministerio de Energía y Minería

Si bien ha habido muchos acuerdos en los últimos años, podemos mencionar aquel celebrado a fines del año 2014, entre las empresas petroleras y el Estado que convinieron el precio de un barril de petróleo a 77 USD para el tipo de crudo Medanita y 63 USD para el Escalante²⁰. Lo cual tal como se observa en el gráfico, evita que ante una caída del precio internacional, los precios locales bajen abruptamente²¹. Adicionalmente, el esquema de retenciones móviles permite separar el comportamiento del precio local con el internacional, evitando así fuertes fluctuaciones que impacten negativamente en la producción.

Por lo tanto, es posible deducir que el Estado Argentino ha determinado políticas de precios y esquemas impositivos para evitar fuertes fluctuaciones e impactos negativos en el mercado. La política de los últimos años fue mantener precios internos altos del crudo permitiendo sostener una política de inversión y desarrollo de los pozos. Esta política provocó que aquellas empresas que no pueden producir con un nivel de precios bajo, puedan hacerlo.

²⁰ Dicho acuerdo de precios se vio modificado en enero de 2016, ello así por la fuerte caída de los precios internacionales, dichos precios se modificaron a 67,4 USD en el caso del Medanita y 54,9 USD en del Escalante (Página 12, 31/01/2016). Asimismo, en 2016 también se dispuso que se subsidiará a las empresas que exporten mientras el precio de referencia BRENT esté por debajo de los 47,5 USD por barril.

²¹ La refinadora paga el precio local y lo traslada al usuario final, que se traducen en los aumentos de los precios de los combustibles locales.

Por otra parte, es preciso señalar que el precio del gas también se define en el mercado spot internacional, resultando ser uno de los principales: el Henry Hub de Louisiana (Estados Unidos de Norte América)²². Éste tiene un comportamiento bastante similar al precio del petróleo. En el mercado interno argentino, el precio del gas no está regulado, pero en los últimos años diferentes se han generado mecanismos de política energética²³ que incentivaron a otorgar un precio más alto con el objetivo final de sostener y aumentar la producción de gas.

En consecuencia, el movimiento de los precios internacionales impacta en la competencia de los mercados locales, ya que un aumento del precio del crudo puede provocar que se detenga la extracción en determinados yacimientos, por no ser económicamente rentables. En otras palabras, la variación de precios también impacta en la República Argentina por ser un mercado de commodities. En un escenario de precios bajos es más complejo desarrollar proyectos con costos muy altos, como la exploración y explotación de pozos no convencionales. En este sentido, la situación de los precios afecta a todas las empresas y aquella que posea costos más eficientes podrá tener más éxito en la continuidad de sus proyectos que sus pares que no puedan (Barro y Sala-i-Martin, 1995).

3.3 BARRERAS DE ENTRADA AL SECTOR PETROLERO

Existen diferentes tipos de barreras a la entrada a los mercados para una empresa. La literatura económica los presenta como barreras a la entrada de naturales o artificiales. Siendo las naturales, aquellas relacionadas con *“las características tecnológicas de los procesos de producción y distribución y tamaño del mercado quienes determinan que sea económicamente más eficiente que haya pocas empresas a que haya muchas”* (Coloma Germán, 2005, p. 152) y con las economías de escala. Mientras que, las artificiales están relacionadas con las barreras legales que impone el Estado y con la *“inversión en capacidad instalada de producción o distribución, el gasto en publicidad, y el gasto en investigación y desarrollo”* (Coloma Germán, 2003, p. 54).

3.3.1 Barreras naturales

Las barreras de índole económica están relacionadas con las dificultades y restricciones que tiene una empresa para ingresar a un mercado, es decir, para competir en él. Causadas principalmente por las economías de escala o los costos hundidos que debe realizar una empresa para acceder al mismo.

²² Expresado en dólares por MBTU.

²³ Entre los cuales podemos mencionar al Programa Gas Plus, que paga 7,5 USD/MBTU a la producción excedente de gas.

La barrera natural en el caso de las economías de escala se genera porque los procesos productivos y el tamaño del mercado “*determinan que sea económicamente más eficiente que haya pocas empresas a que haya muchas*” (Coloma, 2005, p. 53). Es decir que, “*dentro de cierto rango, cuanto mayor sea el nivel de producción y ventas de una empresa, menores serán sus costos medios*” (Coloma, 2005, p. 53). Por lo tanto, la potencial empresa ingresante a dicho mercado deberá tener por lo menos el mismo nivel de producción que su competidora, porque si posee un nivel menor, sus costos medios serán mayores y la posibilidad de competir será difícil. Particularmente, el sector petrolero posee estas características, está presente la problemática de las barreras a la entrada, dado que existen grandes economías de escala.

Por otra parte, es preciso mencionar que otro problema para entrar a un mercado son los costos hundidos, que son aquellos gastos que se deben realizar al momento de ingresar al mercado y que son irre recuperables si se decide salir del mismo. En el caso del upstream petrolero, a las nuevas empresas que desean ingresar les resulta muy difícil realizarlo, debido a los enormes costos hundidos que presenta la actividad de la exploración en cuanto a equipos y maquinarias, que se necesitan para poner en marcha la producción. Por ejemplo, en relación con las cañerías de producción. Lo mismo sucede en el midstream, por ejemplo, en el caso del transporte de gas se necesita una gran infraestructura de cañería para transportar el gas.

Relacionado con las barreras naturales y particularmente con la problemática de los costos hundidos, se presenta el problema del riesgo que poseen las empresas en el caso de ciertas actividades. El sector hidrocarburífero tiene altos niveles de riesgo, principalmente en el segmento extractivo, debido a que las búsquedas geológicas de hidrocarburos pueden no ser exitosas o los pozos pueden ser no productivos. Asimismo, existe una gran diferencia de riesgo ante la perforación de un pozo convencional y no convencional. Por lo tanto, para dichas empresas resulta relevante buscar una forma de aminorar el riesgo que generan las exploraciones y explotaciones de ambos tipos de pozos. Pues por ejemplo, los no convencionales requieren una protección especial para evitar la contaminación, en especial de los acuíferos. Siendo una manera, la de diversificar su cartera de proyectos de forma tal de hacer inversiones que le brinden un cierto grado de seguridad y ganancia, y a la vez, apostar al desarrollo de otros con más riesgo y posibilidades de pérdidas económicas.

Por otra parte, existe otros tipos de riesgos en la industria del petróleo y del gas que están asociado a la volatilidad del mercado, debido a que ambos productos son commodities y su precio se define en los mercados internacionales, lo cual provoca que las empresas que se dedican a la exploración y explotación de hidrocarburos y/o al sector de refinería estén sujetos a los vaivenes de estos precios, y por lo tanto, su curva de costos se vea modificada por el precio del input. En consecuencia, a determinados precios, extraer o refinar hidrocarburos no será económicamente rentable para las empresas, o deberán adaptar ese

escenario a su función de costos, para ello pueden poner en marcha la implementación de programas de eficiencia o desarrollo o adquisición de tecnología adecuada para aminorar incertidumbres y los riesgos del mercado; aunque, no todas las empresas pueden disponer de ello o no todas pueden morigerar los riesgos mediante una cartera de negocios diversificada.

3.3.2 Barreras artificiales legales

Las barreras artificiales son principalmente leyes o normativas que establecen los Estados para regular las actividades de las empresas y llevar a cabo las políticas económicas de gobierno. Esto repercute de diversas maneras en las compañías ya sea de manera económica, operativa, productiva y legalmente, definiendo así, una configuración particular del sector y de la forma en que se desarrolla la competencia entre las empresas.

A continuación, expondré algunos de los principales hechos en relación con las normativas dictadas por el Estado Nacional argentino, tanto en el segmento del upstream como del downstream, con el fin de ilustrar cómo ello impactó en la forma de competencia.

Una de las primeras normativas que estableció el Estado Nacional fue tratar de proteger el petróleo descubierto en Comodoro Rivadavia, de las compañías privadas que querían solicitar permisos de cateo de las zonas con potencial hidrocarburífero. Además, durante treinta años el Estado Nacional dictó leyes y decretos con el fin que la Dirección de YPF fuera la única empresa que explotara hidrocarburos. Ello afectó mucho a las empresas de capital privado que querían invertir en el país, pues debían disputar legal y políticamente a través de emisarios de sus respectivos países de origen para llevarlo a cabo. Uno de los casos más recordados en la historia fue el conflicto entre YPF, el Estado Nacional, el Estado Provincial de Salta y la petrolera Standard Oil en la década del 1920. Ésta última quería explotar el yacimiento de la cuenca norte²⁴ y tuvo impedimentos legales por parte del Estado Nacional y Provincial, pues ambos tuvieron intereses contrapuestos, ya que la Provincia quería que la Standard Oil produjera, pero YPF amparada en la legislación nacional le disputaba la explotación de dicho territorio.

Posteriormente a la década de 1950 y hasta el presente, el Estado Nacional sancionó leyes como herramienta de política energética, principalmente con el objetivo de aumentar la producción local y lograr el autoabastecimiento, intentando atraer al capital extranjero con propuestas que le resultasen atractivas. Por ejemplo, a través de políticas de precio o mediante la suscripción de contratos, tales como el Decreto N° 933/58 o la ley de hidrocarburos del año 1967, N° 17.319.

²⁴ Ubicado principalmente en la provincia de Salta.

En la década de 1990, como ya he señalado el gobierno Nacional dispuso la desregulación del sector petrolero del upstream, la apertura de dicho mercado, la privatización de la petrolera estatal YPF y la creación monopolios regionales en el transporte y distribución de gas natural. Lo cual generó profundos cambios en la organización del sector y la competencia.

Por último, en relación con las barreras legales considero que importante señalar, aquellas que están vinculadas con el medio ambiente y las nuevas técnicas que desarrollan las empresas, que son quienes deben cumplir determinados estándares de calidad o de protección al medio ambiente, para poder continuar con su actividad operativa. Ello es así, pues el Estado Nacional debe velar por la protección del medio ambiente y su población, por lo tanto, debe sancionar legislación medioambiental que las empresas deben cumplir para poder operar y producir en relación con la actividad extractiva, y también en la actividad del downstream. Por ejemplo, en la actividad de refinación se deben respetar las normas en relación con la cantidad de azufre, plomo, y demás sustancias que se emiten en el ambiente y que poseen los productos que elaboran. En el caso que las empresas no puedan cumplir con el estándar, no pueden acceder al mercado, o si ya están en él no pueden continuar con su actividad.

En relación con este tema, debemos mencionar que generalmente la legislación a cumplir surge posteriormente a la creación de nuevas técnicas y nuevos productos o ante nuevas exigencias sociales, económicas y/o políticas.

3.3.3 Barreras artificiales económicas

Por último, considero que existe otro tipo de barreras a la entrada artificiales que son *“las que ponen las empresas que ya actúan en el mercado para impedir que otras accedan al mismo”* (Coloma, 2005, p. 54), entre las cuales podemos mencionar a la inversión en capacidad instalada, el gasto en publicidad y el gasto en investigación y desarrollo. Estas actividades, según Coloma, son normales dentro de la operatoria de toda empresa, pero realizada a niveles más intensos sirven como barreras a la entrada de un mercado y le brindan mejor posicionamiento en el mismo, que aquellas empresas competidoras que no las poseen.

Particularmente la temática de la innovación la retomaré en el capítulo siguiente (Capítulo N° 4), pues pienso que es relevante analizar detenidamente las consecuencias del desarrollo tecnológico en el sector hidrocarburífero, y cómo ello a su vez impacta en la competencia.

3.4 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO

El objetivo de este apartado consistió en explicar los aspectos económicos de la competencia del sector de hidrocarburos en la República Argentina. En relación con ello, he identificado que el mercado petrolero y gasífero adopta el carácter oligopólico en el segmento del upstream

hidrocarburífero y downstream petróleo, así como adopta la forma monopólica regional en el caso del transporte y la distribución de gas natural. De esta manera, se podría argumentar que la presencia de economías de escala es una de las principales cuestiones por las cuales dichos mercados adoptan estas formas de competencia.

Asimismo, otro aspecto económico que destaque de este sector es la presencia de barreras a la entrada de carácter natural y artificial. Las dificultades de acceder al mercado han determinado la forma de competencia de la industria hidrocarburífera. La existencia de barreras a la entrada naturales, la presencia de economías de escala, los altos costos hundidos y los riesgos que la actividad petrolera y gasífera ha generado una estructura competitiva concentrada en pocas empresas. Por otra parte, las barreras a la entrada artificiales de tipo legal han generado formas de competencia y han definido una configuración particular en el sector.

Finalmente, también es preciso mencionar que las variaciones de los precios internacionales del petróleo pueden generar modificaciones en la competencia, tal es así que, ante un incremento del precio del petróleo, pueden verse reducidos la cantidad de productores y puede aumentar la concentración económica.

En el capítulo siguiente, analizaré cuál es la situación actual de la innovación tecnológica en el sector hidrocarburífero argentino y las perspectivas futuras.

CAPÍTULO 4: LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN EL SECTOR HIDROCARBURIFERO ARGENTINO

4.1 LA INNOVACIÓN

La innovación puede estar referida a un proceso o a un producto (OCDE, 2017; Acemoglu, 2009). La creación de un nuevo producto o un nuevo proceso le permite al empresario obtener una ganancia extraordinaria, que las otras empresas del mismo sector productivo no pueden generar, al menos no en lo inmediato. Las innovaciones *“create an excess of price over cost where none previously existed”* y las ganancias *“provide the evidence that competition is taking place between old and new methods”* de producción (Stan Metcalfe y Ian Steedman, 2011, p. 6). En otras palabras, la competencia entre las empresas es modificada por la existencia de esta capacidad del innovador de crear un producto o un proceso, que le permita obtener una ganancia superior a sus competidores.

Las ganancias que se generan son producto de una condición exclusiva, en este caso la capacidad de crear un producto o un proceso innovativo (Schumpeter, 1963; Acemoglu, 2009). Las empresas intentan constantemente innovar para generar esa ganancia extraordinaria. Este nuevo descubrimiento, le permite al empresario gozar de una posición privilegiada que le brinda su condición de innovador, hasta el momento en el cual dicha posición exclusiva se pierde mediante la difusión o la copia por parte de las empresas competidoras (Schumpeter, 1963, p. 142.). Las dificultades en el proceso de difusión de una innovación estarán dadas por las dificultades que encuentren las empresas imitadoras en copiar dicho producto y/o proceso o por las barreras legales, por ejemplo patentes, que el innovador logre imponer (Barro y Sala-i-Martin, 1995).

Las empresas líderes y particularmente aquellas de los países más avanzados, como Estados Unidos, Alemania, Japón, entre otras, generan un proceso continuo de inversiones en investigación y desarrollo que permite mejorar y generar nuevas tecnologías (Acemoglu, 2009). Ello es así porque las empresas líderes *“typically have the best information about the current technology and other advantages that effectively reduce their research costs”* (Barro y Sala-i-Martin, 1995), dada la existencia de economías de escala. Estas empresas desarrollan sus propios centros de R+D (research and development) y compran tecnología a empresas que las desarrollan para ellas. Asimismo, por lo general estas empresas son multinacionales y poseen un gran volumen de capital destinado a inversiones de este tipo.

Sin embargo, este proceso no es igual en todos los países del mundo, sino que las economías en desarrollo por lo general son adoptantes o imitadoras de tecnologías (Acemoglu, 2009). Por lo tanto, se genera una distinción entre empresas de los países avanzados que poseen la capacidad de innovar y re-innovar y aquellas empresas de los países en desarrollo que no pueden hacerlo y deben limitarse a comprar estas tecnologías, o a imitarlas.

En este sentido, a partir del análisis histórico que he realizado es posible indicar que la República Argentina ha sido compradora de equipos y

de procesos para la extracción, producción y refinación de petróleo y de gas. A partir de esto, es que resulta importante que el Estado Argentino y las empresas privadas argentinas de capital nacional puedan generar en la actualidad y con vistas al futuro su propia tecnología y comercializarlas. Pues será aquello que posibilitará iniciar un camino para establecerse como nación desarrolladora de innovaciones en este mercado.

4.2 LA TECNOLOGÍA EN EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO A TRAVÉS DE LA HISTORIA

Tal como he explicitado a lo largo del capítulo N° 2, los *Principales hitos de la historia hidrocarburífera argentina*, el desarrollo tecnológico del sector hidrocarburífero argentino a lo largo de su historia estuvo marcado por las decisiones adoptadas por la empresa estatal YPF²⁵, el Estado Nacional y las empresas petroleras extranjeras, así como por la necesidad de conseguir inversiones y financiamiento del exterior, para llevar adelante las actividades de investigación y nuevos desarrollos en el upstream y downstream. Es decir, es posible indicar que el país no fue principalmente desarrollador de tecnologías, sino que las adquirió en su mayoría del exterior.

No obstante ello, desde el descubrimiento del primer pozo de petróleo en el año 1907 la República Argentina ha buscado a través de la Dirección de YPF, fabricar equipamiento nacional y capacitar al personal para poder posicionarse mejor en el mercado y lograr ser una empresa competitiva, desarrollando al máximo sus capacidades productivas. YPF intentó a lo largo de su historia producir tecnología localmente o comprar a proveedores locales, como explicaba en el caso de Siam Di Tella, pero el desarrollo tecnológico local no alcanzó a desplegarse y competir con la tecnología extranjera.

Se debe mencionar que la búsqueda para obtener tecnología, extranjera o local, también fue impulsada por las políticas implementadas por el Estado Nacional con el objetivo de lograr el autoabastecimiento del mercado local.

Dichas políticas fueron llevadas a cabo por distintos funcionarios, entre los que podemos mencionar al General Enrique Mosconi y al Ing. Julio Canessa. El primero impulsó, durante la década del 1920, la creación de plantas de refinación (con tecnología extranjera) y la conformación del Instituto de Petróleo en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires, lo cual permitió firmar convenios de capacitación, investigación y desarrollo de técnicas y tecnologías local hasta los años 1990. Por su parte, el Ing. Julio Canessa impulsó la creación del gasoducto

²⁵ En muchos países del mundo que poseen petróleo y gas, la creación de una empresa estatal de hidrocarburos fue posterior al descubrimiento de éstos. La gran mayoría se crearon alrededor de las décadas de 1950 a 1970 (ver Capítulo 2: Breve descripción del sector hidrocarburífero).

que se extendía desde Comodoro Rivadavia (Provincia de Chubut) hasta Lavallol (Provincia de Buenos Aires), lo cual implicó un desafío ingenieril, pues era el gasoducto más largo construido hasta ese entonces en el mundo.

En las décadas de 1920-1950 el mercado petrolero local estuvo marcado por la participación del capital extranjero sobre todo de algunas empresas de las denominadas “7 hermanas”, la Royal Dutch Shell, la Standard Oil de New Jersey y Standard Oil de California, que aportaron en el sector energético local maquinaria y equipos de perforación propios, así como tecnología para procesar el crudo y producir combustibles. También YPF contrató servicios de empresas internacionales, por ejemplo, licitó bajo la modalidad planta llave en mano, la construcción de la refinería de la localidad de La Plata (Buenos Aires) que fue asignada a la empresa Benthlehem Steel Corporation, lo cual es un claro ejemplo de adquisición de tecnología del exterior.

Por otra parte, es preciso señalar que las empresas de capital extranjero y también YPF tuvieron inconvenientes para importar maquinaria y tecnología del exterior, debido a las Guerras Mundiales que tuvieron lugar en la primera mitad del siglo XX. Es por ello que YPF intentó desarrollar tecnología propia ante los problemas que tenía para adquirir maquinaria y tecnología de sistemas y procesos del exterior.

Posteriormente, desde el año 1960 hasta el año 1990, el Estado Nacional e YPF intentaron aumentar las inversiones que recibía del capital extranjero, las cuales eran necesarias ya que la empresa estatal no tenía fondos suficientes para realizarlas y porque necesitaba nueva tecnología para actualizar las maquinarias que tenía en funcionamiento. Para ello, el Estado Nacional dictó normativa propicia para alentar las inversiones, y se suscribieron a lo largo de dichas décadas gran cantidad de contratos con empresas de capital privado sobre todo extranjero, que le permitió a la República Argentina llegar por primera vez en su historia al autoabastecimiento (a principios de la década de 1960) y que gracias a ello se comenzaron a explotar de forma intensiva los hidrocarburos (ver gráfico N° 6 – Producción de petróleo y gas 1911 a 2014).

Es preciso señalar que desde el año 1910 hasta el año 1990 la empresa nacional YPF coexistió en el mercado hidrocarburífero con compañías privadas, a las cuales muchas veces necesitó comprarles maquinaria y tecnología de sistemas y procesos. Sin embargo, la compra de la empresa YPF en el año 1992 por parte de la compañía extranjera (española) Repsol, provocó un cambio en la estructura mercado local y una disminución del desarrollo de tecnología local. Lo cual se vio reflejado, por ejemplo, en la desvinculación entre YPF y el Instituto del Petróleo.

La situación anteriormente mencionada comenzó a modificarse a partir del año 2012 con la sanción de la ley N° 26.741 que declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y que

declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF SA. De esta manera, el Estado Nacional volvió a tener como política de energética el impulso de este sector y la promoción de desarrollo productivo e innovativo local. Como consecuencia de ello, se fundó en el año 2013 la empresa YPF Tecnología S.A. (YTEC) como una compañía del grupo YPF pero que se dedica exclusivamente a investigación y desarrollo de tecnología para el sector energético.

Asimismo, en estos últimos años la participación del capital privado, sobre todo extranjero, ha sido muy preponderante en el sector hidrocarburífero. Por ejemplo, la empresa Total SA ha realizado grandes inversiones en el país, en el segmento del upstream; mientras que, en el segmento del downstream también han impulsado el desarrollo de nuevos productos, por ejemplo, las empresas Axion o Shell. Y es preciso mencionar que todas ellas traen tecnologías del exterior, principalmente de sus casas matrices.

Actualmente YPF no es una firma con expansión mundial, sino que su desarrollo productivo es local, por lo tanto, su capacidad de influencia se da dentro las fronteras nacionales, y además necesita de las empresas extranjeras para poder conseguir financiamiento y tecnología que le permita seguir adelante en el proceso de desarrollo de innovaciones. No obstante ello, la creación de Y-TEC puede representarle a YPF la posibilidad de insertarse como desarrollador de tecnologías en el mercado local y a futuro en el exterior. En relación con ello, el potencial que poseen los hidrocarburos no convencionales en el país le puede brindar la posibilidad a las empresas locales y a los centros de investigación, una posibilidad de desarrollar tecnología propia y realizar proyectos que sean de gran valor agregado.

4.3 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y LA TECNOLOGÍA UTILIZADA PARA SU EXTRACCIÓN

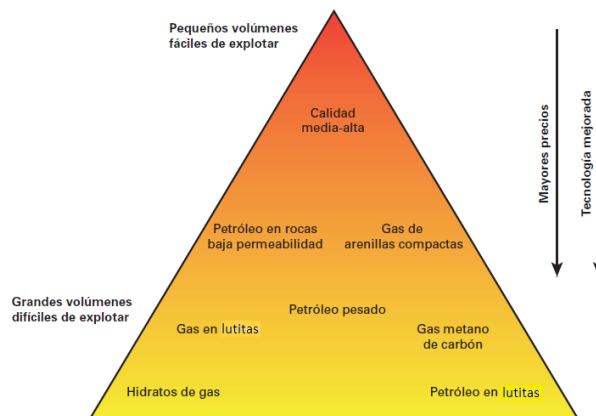
En los últimos años los hidrocarburos no convencionales en la República Argentina han adquirido un gran interés, por parte de todos los actores del sector. Como he desarrollado anteriormente, la diferencia en relación con los yacimientos convencionales difiere en cuanto a la forma de extracción (técnicas), ya que cambia el tipo de roca en la que se encuentra contenido el hidrocarburo; y a los mayores costos que ello implica, dadas las técnicas utilizadas para extraerlos.

Las formaciones no convencionales pueden ser de distintos tipos, por ejemplo: metano ligado a bancos de carbón, hidratos de gas, shale-oil, shale-gas, tight gas (areniscas), etc. Para extraerlos se emplean distintas técnicas y se desarrollan tecnologías específicas y con distintas complejidades, ya que no todas las formaciones *“tienen petróleo y gas en cantidades iguales ni todas responden de la misma manera a la estimulación”* para extraerlos. Lo cual tiene su contrapartida en *“los grandes*

montos de inversiones inicial requeridos y los mayores costos operativos, que aumentan considerablemente el desafío” de extraerlos (IAPG, 2014, p. 7).

A continuación, presento un gráfico piramidal (Figura N° 6), donde podemos encontrar: en la punta de la pirámide a los yacimientos convencionales, y en la parte inferior de la misma a los yacimientos no convencionales presentados por orden, según los costos y el mayor requerimiento de tecnología que implica extraerlos.

Figura N° 6. Pirámide de relación precios, tecnología y recurso

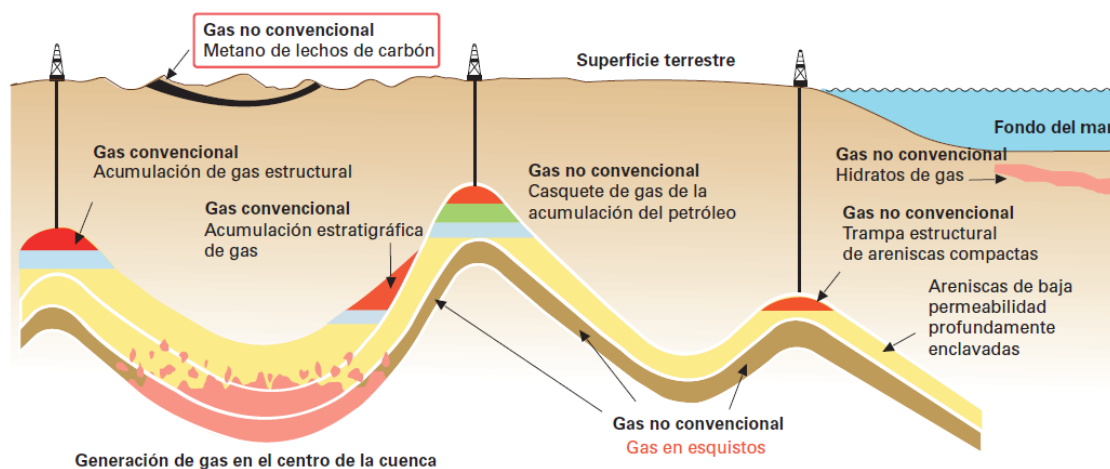


Fuente: elaboración propia en base a IAPG (2013)

En este apartado me centraré particularmente en el desarrollo y la evolución del shale y tight que son los tipos de formaciones de hidrocarburos no convencionales que poseemos en nuestro país.

El shale gas o shale oil, es gas o petróleo en un tipo de roca sedimentaria de grano fino, rica en materia orgánica, que carece de la porosidad o permeabilidad para liberar los hidrocarburos. Mientras que, el tight gas, son areniscas de origen marino, con una permeabilidad muy baja.

Figura N° 7. Ilustración de formaciones de gas convencional y no convencional

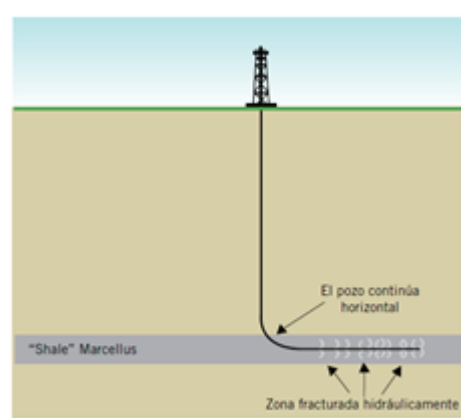


Fuente: IAPG (2013)

Las principales nuevas tecnologías que permiten el desarrollo de este tipo de formaciones no convencionales son (Blanco Ybáñez Alberto Julio y Vivas Hohl Julio, 2011 y 2012, p. 38 y p.92 respectivamente):

- 1) perforación horizontal: con esta tecnología se posibilita la extensión del pozo profundamente dentro de la roca. En algunos casos se han superado longitudes de 3 km; aunque también se perforan verticalmente (que es la técnica más aplicada en los pozos de hidrocarburos convencionales).

Figura N° 8. Pozo horizontal



Fuente: IAPG (2013)

2) fracking ó fractura hidráulica: mediante esta técnica, una porción del pozo es sellada y un fluido –usualmente a base de agua– es inyectado a gran presión y caudal con el fin de generar fracturas en la roca que rodea al pozo. Con esta técnica se consigue construir una gran superficie de flujo entre el pozo y la formación. De esta manera, *“el gas migra a través de las fisuras, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, por algún método mecánico, para poder alcanzar un caudal de producción suficientemente alto como para que el proyecto sea económicamente viable”*. El resultado es una formación fracturada en varias zonas y atravesado por un pozo de gran longitud.

En este sentido, cabe mencionar que *“los pozos horizontales se perforan con los mismos equipos que utiliza la industria para la perforación de pozos verticales destinados a la explotación de hidrocarburos, y estos se seleccionan de acuerdo a los requerimientos de capacidad y potencia calculados en los correspondientes programas de perforación, con el equipamiento adicional necesario para cumplir esta tarea en particular”* (Gabino Velasco Horacio, 2014, p. 37). La eficiencia en la utilización de la maquinaria y la minimización de los costos son claves para el desarrollo de este tipo de explotaciones.

En Estados Unidos, se han explotado yacimientos de shale y tight y se han desarrollado las tecnologías correspondientes para hacerlo desde fines de la década de 1940. Pero recién en el año 2002 la empresa Devon y su par Mitchell combinaron la metodología de perforación horizontal con la fractura hidráulica para la extracción de hidrocarburos atrapados en formaciones de tipo shale (Cahoy, Gehman y Lei, 2013).

En relación con las técnicas y tecnologías que se fueron desarrollando en Estados Unidos de Norteamérica, las empresas fueron patentando sus descubrimientos en el organismo público United States Patent and Trademark Office (USPTO). En la cual se registraron *“from 1981 to 2003 (...) about fifty hydraulic fracturing patents per year (...). Then (...) from 2004 to 2010, issued an average of more than 150 patents a year – more than tripling the patenting output of the preceding two decades. (...) In 2010 and 2011, issued 257 and 224 hydraulic fracturing patents respectively”* (Cahoy, Gehman y Lei, 2013, p. 290). Es decir, que aumentaron exponencialmente en la última década las metodologías de fracturación hidráulica, convirtiéndose así Estados Unidos, en el país líder en el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales.

En este sentido, Pablo Urbicain, gerente de Schlumberger en Houston explica que: *“1) Cada formación de shale es única y no pueden tratarse todas de la misma manera; 2) Las operaciones de perforación de alta eficiencia son críticas para lograr que los proyectos sean económicamente viables; 3) El desempeño del pozo se maximiza cuando se utiliza el flujo de trabajo completo: de evaluar la calidad de reservorio, la calidad de completación para seleccionar los intervalos de fractura; 4) La realización de la fractura con el tratamiento correcto puede mejorar significativamente el*

desempeño del pozo y producir un alto impacto sobre la recuperación total". Asimismo, se debe tener en cuenta la geofísica necesaria para llevar adelante estos proyectos y también aditivos que se utilizan y del cual hay que tener un especial cuidado medioambiental. Por lo tanto, el "objetivo para el futuro es ver que las inversiones en investigaciones de ingeniería conlleven a producir un cambio fundamental en la eficiencia de la fractura" (Urbicain Pablo y Bose Michael, 2011, p. 61-62). Esta metodología es fundamental para la explotación de este tipo de yacimientos.

A continuación, analizaré la situación de los yacimientos no convencionales en la República Argentina, y el motivo por el cual generan un gran interés para los actores nacionales e internacionales del sector hidrocarburífero.

4.4 ESTADO DE SITUACIÓN DE LOS NO CONVENCIONALES Y LA IMPORTANCIA DEL SHALE GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

En el año 2013, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, Energy Information Administration (EIA), publicó un informe relacionado con los recursos de shale oil y shale gas en el exterior del territorio norteamericano. En dicho informe situó a la República Argentina como la segunda potencia mundial en recursos técnicamente recuperables de shale gas, después de China. Detallando que en nuestro país existen reservas de shale gas que representan aproximadamente el 10,2% de los recursos totales mundiales y 8% en el caso de shale oil.

Particularmente, dicho Informe menciona que la zona más rica en dicho recurso es la Provincia de Neuquén donde se encuentran los yacimientos de Vaca Muerta y Los Molles. Asimismo, la EIA ubicó a la República Argentina como el cuarto país en poseer recursos técnicamente recuperables de shale oil, después de la Rusia, Estados Unidos y China.

Figura N° 9. Mapa geolocalización de las reservas no convencionales



Source: ARI, 2013.

Fuente: Informe Energy Information Administration, 2015

Figura N° 10. Formaciones de shale y tight no convencionales por cuenca

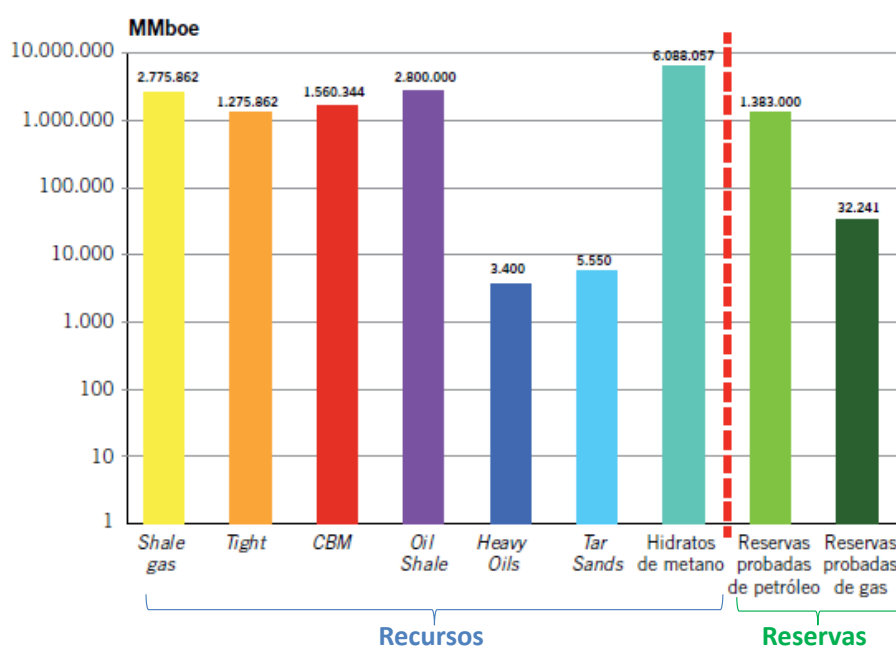
Cuenca	Formación	Shale gas/oil	Tight
Paleozoica	Los Monos	x	
Cretácica	Yacoraite		x
Cuyana	Potrecillo		x
	Cacheuta	x	
	Precuyano	x	
	Los Molles	x	
	Vaca Muerta	x	
Neuquina	Agrio	x	
	Punta Rosada		x
	Lajas		x
	Mulichino		x
Golfo	Neocomiano	x	
San Jorge	Pozo D-129	x	
Austral	Serie Tobífera		x
	Palermo Aike	x	

Fuente: Stinco y Barredo, 2014

Es importante precisar que el informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos hace referencia al término *recursos técnicamente recuperables*, los cuales podrían ser extraídos con la tecnología actual, pero no contemplando los costos de producción vigentes²⁶.

Por otra parte, en la terminología hidrocarburífera también se hace referencia a las *reservas recuperables*, que son las cantidades de hidrocarburos que son recuperables bajo operativas actuales y las condiciones económicas²⁷, es decir de la tecnología existente y de los costos y precios²⁸. Una publicación de Luis Pedro Stinco para la Revista Petrotecnia (2013), nos señala la proporción de recursos y reservas recuperables en la República Argentina, demostrando el potencial de recursos no convencionales que posee la República Argentina.

Figura N° 11. Recursos y Reservas de la República Argentina, 2015.



Fuente: Gráfico modificado de la publicación de Luis Pedro Stinco en la Revista Petrotecnia, 2013.

²⁶ "Technically recoverable resources represent the volumes of oil and natural gas that could be produced with current technology, regardless of oil and natural gas prices and production costs", (DOE Report, 2013, p.5).

²⁷ "Proved reserves are volumes of oil and natural gas that geologic and engineering data demonstrate with reasonable certainty to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions" (DOE Report, 2013, p.6).

²⁸ Recordemos que variaciones en el precio ya sea a la alza o a la baja pueden modificar la viabilidad o no de los proyectos.

Dicho Informe publicado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos generó un gran impacto e interés en la industria hidrocarburífera local e internacional, dado que se ubicó a la República Argentina como un país potencial en recursos no convencionales. Esto mismo, se tradujo en múltiples manifestaciones por parte de las petroleras y de la comunidad hidrocarburífera argentina que mostraron un gran optimismo por la noticia (Gisela Masarik, 2014, p.11), tal como se refleja en la figura anteriormente presentada (N° 11).

En este sentido, el interés y la magnitud que adquirió la explotación de los no convencionales generó la necesidad de adaptar la legislación hidrocarburífera. En el año 2014 mediante la Ley N° 27.007 se estableció por primera vez la diferencia conceptual entre yacimientos convencionales y no convencionales, y se estableció los parámetros para el tratamiento que debe darse a cada uno.

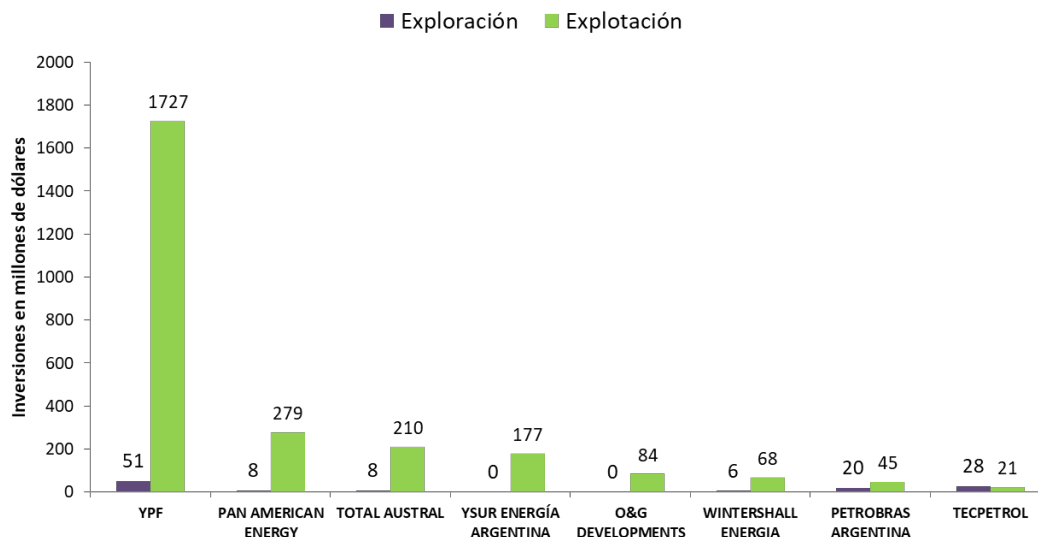
En los últimos años se han realizado proyectos de la compañía YPF en no convencionales, principalmente en la zona de la Provincia de Neuquén. Asimismo, hay empresas del sector privado que también están desarrollando proyectos para la explotación de los no convencionales, entre las cuales podemos mencionar los de Pan American Energy (PAE) y Winthershall, Chevron, Statoil, Exxon Mobil, Shell, Tecpetrol, Total, Pluspetrol, Petrobras, Dow Chemical, GyP Neuquén, Medanito, entre otras.

Por otra parte, YPF se ha asociado con empresas como Chevron, Petronas, Dow, entre otras para realizar operaciones de exploración y explotación de este tipo de yacimientos. En este sentido, la colaboración entre las empresas podría llegar a permitir una transferencia tecnológica por parte de las petroleras internacionales al sector hidrocarburífero local y la colaboración para futuros proyectos.

Para poder comprender con más detalle la situación de los no convencionales, presento a continuación el gráfico N° 10 que refleja los datos publicados por el Ministerio de Energía de la Nación en base a la información suministrada por las propias compañías hidrocarburíferas acerca de las inversiones realizadas en el 2016 para la Cuenca Neuquina²⁹ (Anexo III – Listado completo). El gráfico da cuenta del rol preponderante que posee la empresa YPF en cuanto la actividad de explotación.

²⁹ Tal como lo dispone la Resolución SE N° 2057/2005.

Gráfico N° 10. Inversiones ejecutadas por empresa en exploración y explotación de no convencionales en la Cuenca Neuquina en millones de dólares, 2016

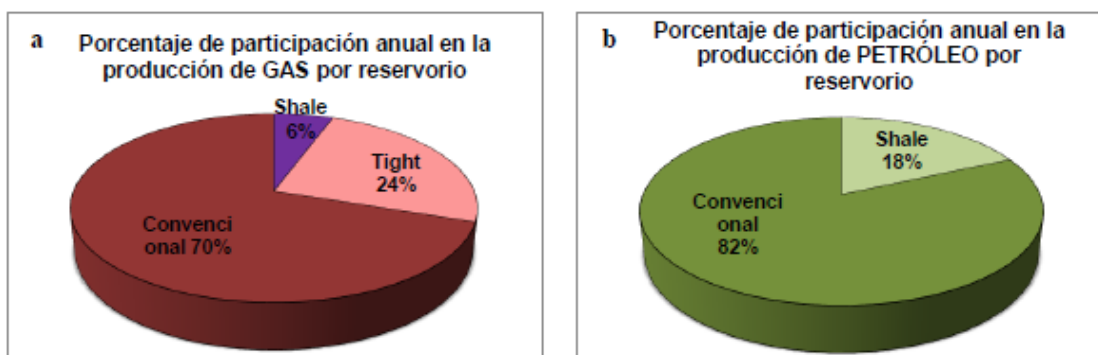


Fuente: elaboración propia en base a Información publicada por el Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Asimismo y con el objetivo de analizar con más detalle la situación de la cuenca Neuquina, presento a continuación información proveída por la Provincia de Neuquén, quien publica anualmente datos de la producción de gas y petróleo convencional y no convencional.

En la Figura N° 12, la participación de los no convencionales en el total de la producción de gas alcanza el 30%, de los cuales el 24% corresponde al tight gas y el 6% al shale gas. Mientras que, en el caso del petróleo, el shale oil representa el 18% del total de la producción.

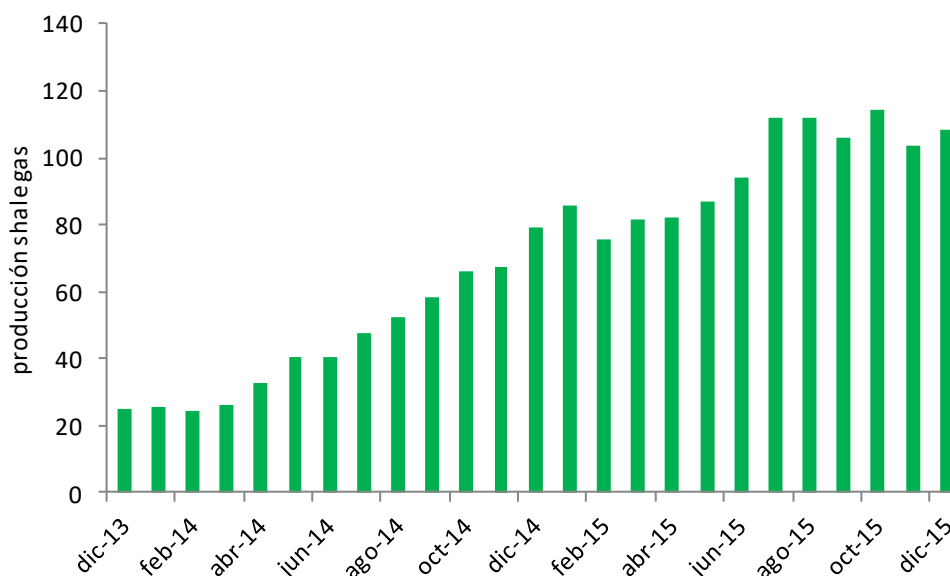
Figura N° 12. Porcentaje de participación de producción de gas y petróleo convencionales y no convencionales en la Provincia de Neuquén. 2015.



Fuente: Informe anual 2015 Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén

El Gráfico N° 11 presenta información de la producción de shale gas. En él se puede observar que hubo un crecimiento productivo del 338% desde fin del año 2013 a fines del año 2015. (Datos en ANEXO III).

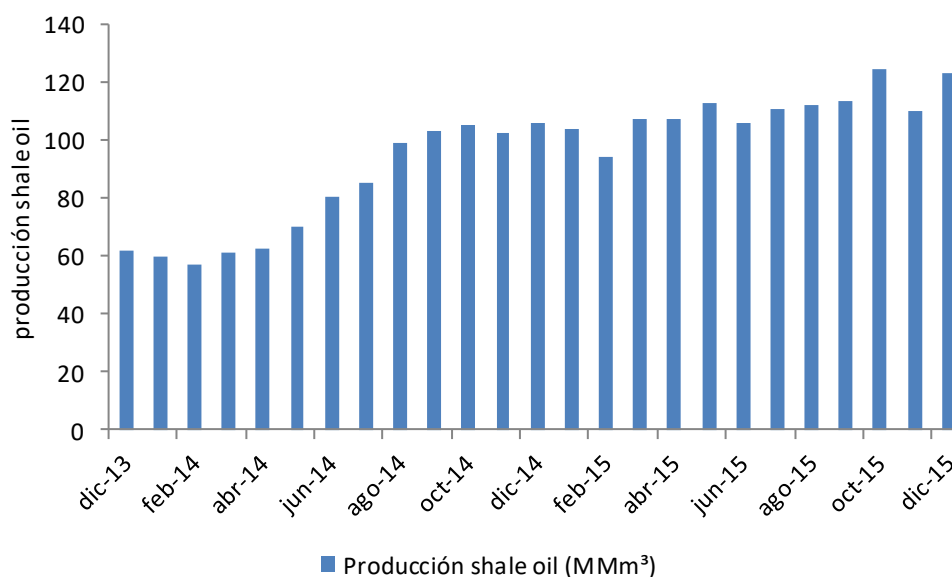
Gráfico N° 11. Producción mensual de shale gas Neuquén, Diciembre 2013-Diciembre 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén

En el caso de shale oil (gráfico N° 12) se puede observar que también hubo un crecimiento productivo del 98% desde fin del año 2013 a fines de 2015 (Datos en ANEXO V).

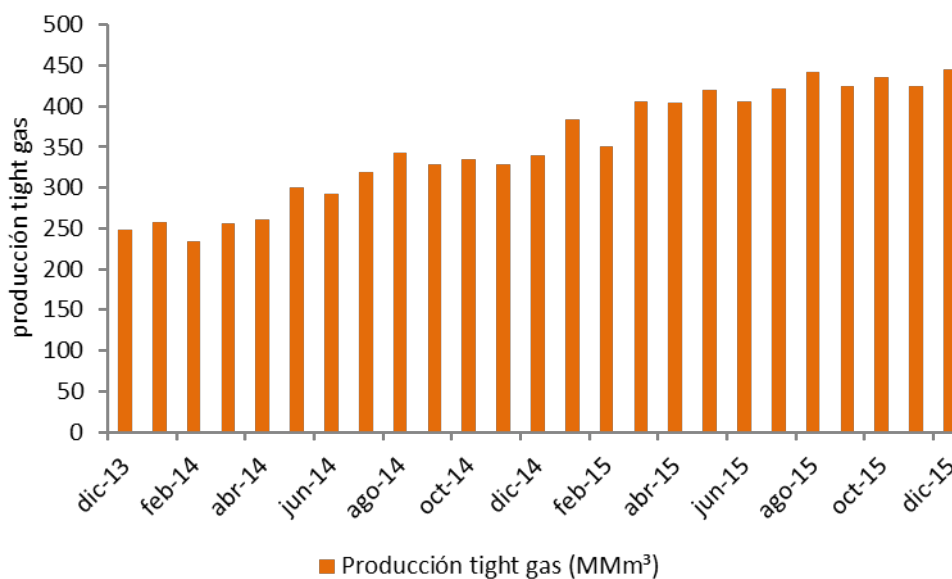
Gráfico N° 12. Producción mensual de shale oil, Diciembre 2013- Diciembre 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén

Finalmente, en el caso del tight gas (Gráfico 13), también se registró un crecimiento de la producción (79%) en el periodo Diciembre 2013 a Diciembre 2015 (Datos en ANEXO VI).

Gráfico N° 13. Producción mensual de tight gas, Diciembre 2013- Diciembre 2015



Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén

A partir de los gráficos presentados, es posible concluir que ha habido un crecimiento de la producción de hidrocarburos no convencionales en la Provincia de Neuquén. Asimismo, el informe del primer semestre del 2016 de la Provincia indica que ha continuado la tendencia creciente de extracción de estos hidrocarburos.

Por otra parte, considero preciso mencionar que la relevancia de la explotación de los hidrocarburos no convencionales reside en que pueden colaborar a frenar la tendencia descendente de la producción de petróleo y gas que sufre el país desde el año 2004 (tal como se muestra en el gráfico N° 6 en el capítulo N° 2, apartado *periodo 2003-2015*); brindándole al país la posibilidad de disminuir las importaciones y la consecuente utilización de divisas y colaborar a alcanzar el objetivo de autoabastecimiento hidrocarburífero.

4.5 CUESTIONES MEDIOAMBIENTALES VINCULADAS CON LA EXPLOTACIÓN DE FORMACIONES NO CONVENCIONALES

Tal como mencionaba anteriormente, el fracking es un proceso de estimulación hidráulica, mediante el cual se logra fracturar la roca mediante la utilización de grandes cantidades de agua, liberando así el gas contenido. Asimismo, se utilizan químicos y arenas especiales, que permiten la apertura y el mantenimiento de dicha fractura para poder continuar extrayendo el hidrocarburo una vez hecha la ruptura.

Existen debates y acciones judiciales relacionadas con las cuestiones medioambientales relacionadas con la práctica del fracking. Los principales motivos de preocupación medioambiental se centran en:

- 1) Depredación del recurso hídrico: es decir, la utilización de grandes cantidades de agua dulce para realizar el proceso de fractura hidráulica.
- 2) Contaminación de las napas freáticas: La contaminación de los acuíferos subterráneos con químicos en las zonas exploradas.
- 3) Agua de retorno: el tratamiento de las aguas que retornan junto con la extracción de los hidrocarburos para su disposición final.
- 4) Terremotos: los movimientos sísmicos que se pueden generar en la zona explorada a partir de la fractura hidráulica.

Un informe del Instituto de Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) del año 2014 y un trabajo de la revista *Petrotecnia* de Fernando Halperín (2014), desarrollan cada uno de los puntos anteriormente mencionados:

- 1) Se ha demostrado que, para el caso de la Cuenca Neuquina, “*que hoy concentra el grueso de la explotación del shale, el requerimiento de agua será de alrededor del 0,1% de los ríos (tomando, además, el caudal mínimo anual) para la etapa*

exploratoria, y de alrededor del 1% cuando se alcance la etapa de producción intensiva. Para el caso de la Cuenca del Golfo de San Jorge, las previsiones indican que se utilizará agua de producción, sin echar mano a ríos, lagos ni acuíferos". Es decir, que no habría una depredación del recurso hídrico para realizar las prácticas de fracking.

- 2) Hay dos cuestiones relacionadas con la contaminación de las aguas subterráneas. La primera está relacionada con el hecho que *"la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos (a ser fracturadas) comienza a ser explotable a partir de los 2500 metros bajo la superficie, siendo que los acuíferos para agua de uso doméstico por lo general se encuentran a menos de 300 metros por debajo de la superficie"*. La segunda cuestión es que se realiza el *encamisado de acero protector y de cemento* que permiten la aislación del agua inyectada y la protección del suelo y acuíferos subterráneos. Asimismo, cita un informe de la Academia Nacional de Ingeniería en el cual informa que *"se trata de una preocupación para la cual no hay fundamentos"*.
- 3) El agua que retorna es aproximadamente un tercio de la total inyectada. Esta agua recibe un tratamiento especial y su destino final son *"pozos sumideros o reciclado para su utilización en nuevas etapas de fractura"*. Anteriormente se realizaba otro tipo de técnicas, como por ejemplo se utilizaban lagunas/piletas que fueron quedando en desuso.
- 4) En relación con la probabilidad de generar movimientos sísmicos, el Instituto argumenta que *"la magnitud de las ondas sísmicas que genera la estimulación hidráulica un millón de veces más baja que los sismos apenas perceptibles"*, no habiendo riesgo de generar terremotos a partir de dicha práctica.

Asimismo, el informe anteriormente mencionado del IAPG e información publicada por la petrolera YPF (2017) explican que los fluidos que se ingresan para realizar en la fractura hidráulica están compuestos en un 94,5% por agua, 5% arena y en un 0,5% de productos químicos. No obstante, ello, tal como lo afirma el Ing. Juan Carlos Trombeta en la Revista Petrotecnia (2014), la composición del fluido varía en función de los requerimientos de cada empresa en particular, su tecnología y las características de las formaciones.

Por otra parte, es preciso mencionar el marco jurídico en el cual se encuadran las cuestiones medioambientales ligadas a la explotación no convencional. En primer lugar, el Estado Nacional debe reglamentar las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos e implementar la política nacional en materia hidrocarburífera, tal como lo dispone la Ley N° 26.197 (Ley Corta). Y por dicha Ley y por lo establecido en la Constitución Nacional, es Estado

Nacional quien posee el patrimonio inalienable e imprescriptible de los yacimientos hidrocarburíferos que se encuentren a partir de las doce millas marinas hasta el límite exterior de la plataforma continental. Es decir, la Nación tiene potestad de dictar reglamentación en cuanto cuestiones medioambientales.

En segundo lugar, a partir de la Constitución y la Ley Corta las Provincias también tienen el poder de ejercicio del dominio originario y administración de los yacimientos que se encuentran en su territorio y además, son responsables de dictar reglamentación local. En este sentido, es posible señalar que las Provincias han dictado sus propias leyes y requisitos medioambientales. Por ejemplo, la Provincia de Neuquén mediante el Decreto N° 2263/15, estableció un nuevo régimen para el tratamiento, transporte y disposición final de residuos especiales, haciendo mención a las aguas recuperadas luego del uso en la explotación de los yacimientos hidrocarburíferos.

En tercer lugar, es preciso mencionar que dicha Ley Corta fue modificada por la nueva Ley de Hidrocarburos, N° 27.007, en la cual establece en el artículo 23 la necesidad de una legislación ambiental uniforme en materia hidrocarburífera: *“el Estado Nacional y los Estados Provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente”*. Ello así para que haya un ejercicio coordinado y preciso de los procedimientos a seguir y de las prevenciones a realizar, con el objetivo de proteger adecuadamente el medioambiente y a la sociedad.

Estas cuestiones medioambientales han suscitado temores en la sociedad argentina que han derivado en actos jurídicos para intentar evitar el fracking. En este sentido, se han realizado diversas presentaciones ante organismos judiciales por parte de particulares y organismos no gubernamentales para prohibir esta práctica.

En relación con ello, se puede mencionar el caso de las causas judiciales relacionadas con el accionar de los Municipios. Mediante ordenanzas municipales muchos Consejos municipales han prohibido que en la comuna se utilice el método de fracturación hidráulica, para la extracción de hidrocarburos no convencionales. Uno de los primeros casos fue el del Municipio de Allen, quien en agosto del año 2013 dispuso dicha ordenanza municipal (Rio Negro web, 2013). Ello derivó en un proceso judicial que finalizó con un fallo del Superior Tribunal de Justicia de Río Negro, que declaró inconstitucional dicha ordenanza municipal. Los argumentos esgrimidos por el Tribunal se basaban en que era de “competencia exclusiva” de las Provincias la legislación en materia hidrocarburífera, por lo establecido en la Constitución Nacional.

Otros casos recientes en los cuales el Tribunal Superior de Justicia ha declarado la suspensión las ordenanzas municipales son el Municipio Vista Alegre en la Provincia de Neuquén (ADNsur web, 2017) y el de General Fernández Oro de la Provincia de Río Negro (Rio Negro web, 2017). En ambos casos esgrimiendo los mismos motivos que en el caso del Municipio de Allen. Esto sienta precedente y explicita un conflicto que está presente en la explotación de los recursos no convencionales. Asimismo, también se han presentado ante la justicia para denunciar la falta de informes medioambientales, previo a la actividad extractiva por parte de las empresas (FARN, 2017). En este sentido es preciso mencionar la relevancia de las normas, así como la importancia del ejercicio de su cumplimiento.

La relevancia de la cuestión medioambiental es fundamental para la sostenibilidad de los proyectos hidrocarburíferos a corto y a largo plazo. Es importante que las empresas gestionen los riesgos correctamente para evitar posibles problemas que son evitables. En este sentido, se debe asegurar una utilización razonable del agua utilizada y un adecuado tratamiento y protección del agua recuperada para evitar una posible contaminación del agua y de los suelos. Asimismo, es importante darle impulso a la creación de una legislación medioambiental uniforme, acordadas por Nación y las Provincias en la cual se establezcan las prácticas y procedimientos a seguir en las cuestiones medioambientales, en el ejercicio de la actividad hidrocarburífera.

4.6 CENTROS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LAS COMPAÑÍAS HIDROCARBURÍFERAS

Las empresas hidrocarburíferas generalmente poseen su propio centro de investigación y desarrollo tecnológico. En la República Argentina, la empresa local YPF siempre ha mantenido su propia área de desarrollo tecnológico. Incluso, como ya he mencionado, el Gral. Mosconi en el año 1929 había impulsado la creación de un centro de estudios del petróleo en la Universidad de Buenos Aires, comprendiendo lo fundamental de formar cuadros de personal especializados y que tuvieran un lugar propicio para estudiar y fomentar la investigación, la creación de conocimiento y nuevas invenciones. Asimismo, suscribió a lo largo de su historia diversos convenios con Universidades locales para el desarrollo de productos tecnológicos, como por ejemplo el Instituto de Petróleo, la Universidad Nacional del Litoral, entre otros.

En relación con la capacitación de profesionales es preciso señalar que existen otras Universidades en el país, además de las dos mencionadas, que brindan carreras y cursos de especialización en petróleo y gas, tales como: el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (Ingeniería en Petróleo), el Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAPG), la Universidad Nacional del Comahue (Ingeniería en Petróleo), Universidad Nacional de Cuyo (Ingeniería en Petróleo), Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (Ingeniería en Petróleo), Universidad Nacional de Salta

(Ingeniería en Perforaciones) y la Universidad Nacional de Tucumán (Ingeniería en Geofísica).

Por otra parte, es de destacar que en el año 2013, luego de su re-estatización y en el marco de la necesidad de aumentar la producción de gas y petróleo, YPF creó una empresa dentro de su órbita con el objetivo de desarrollar proyectos y productos de investigación y desarrollo: YPF Tecnología S.A. (YTEC). Esta empresa de tecnología está conformada por YPF (51%) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet), organismo dentro de la órbita del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (49%). En ella trabajan alrededor de 150 personas en forma directa.

El objetivo principal de YTEC es responder a la necesidad de poseer una estructura donde desarrollar tecnologías para aplicar a la producción de petróleo y gas no convencional, aunque desarrolla también investigaciones en otras áreas del mercado hidrocarburífero y del sector energético, como por ejemplo, en los procesos de refinación, biotecnología para la producción de lubricantes, generación de subproductos de alto valor agregado, proyectos de almacenamiento de energía, detección temprana de contaminantes, entre otros.

Tal como lo expresaba el ex Director de YTEC, Dr. Gustavo Bianchi, la cartera de proyectos que posee la empresa es muy amplia, ya que, por ejemplo, han realizado estudios tanto para energías renovables como para la extracción de hidrocarburos no convencionales: se colocaron *“dos boyas para medir el potencial de las corrientes oceánicas cerca de Punto Loyola con el objetivo de generar energía del mar, pero al mismo tiempo está desarrollando un software especial junto a técnicos del prestigioso instituto MIT de Estados Unidos para optimizar las fracturas hidráulicas en Vaca Muerta. También diseñó una novedosa alternativa para recuperar pozos abandonados de crudo, testea geles surfactantes elaborados por el área Petroquímica de YPF y montó un centro de investigación en Jujuy para avanzar en la producción de carbonato de litio. El espectro de acción de la compañía es muy vasto: hasta contempla un proyecto medioambiental para combatir la expansión de un alga unicelular (llamada didymo) que altera la fauna de los lagos del sur”* (Revista Petroquímica, Marzo 2015).

En relación con ello, se puede decir que es muy importante el dinamismo que aporta YTEC y las inversiones que está realizando para desarrollar nuevos proyectos e innovaciones, lo cual puede significar un gran crecimiento para el sector y para la República Argentina.

La importancia de Y-TEC y del desarrollo tecnológico reside por un lado en la necesidad de explotar los yacimientos no convencionales y de buscar nuevas formas de poder lograrlo, mediante la capacitación y la contratación de personal capacitado, instalación y aportes a las áreas estratégicas de desarrollo de productos y procesos innovativos. Y en relación con ello, a la necesidad que tiene nuestro país de llegar al

autoabastecimiento o de reducir las importaciones de hidrocarburos y derivados, que además tienen un fuerte impacto en la balanza comercial y sobre las reservas de divisas del país.

Asimismo, es preciso mencionar que Y-TEC no es la única institución dedicada al desarrollo de proyectos tecnológicos, sino que también lo hacen el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (Ingeniería en Petróleo) y el Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAPG), entre otros.

Por otra parte y en relación con el desarrollo de innovaciones, es de destacar que ello le puede abrir al país la posibilidad de insertarse como desarrollador de tecnología y generar estructuras y redes de vinculación al interior del país y hacia el exterior, que alimenten este proceso virtuoso del desarrollo de conocimiento.

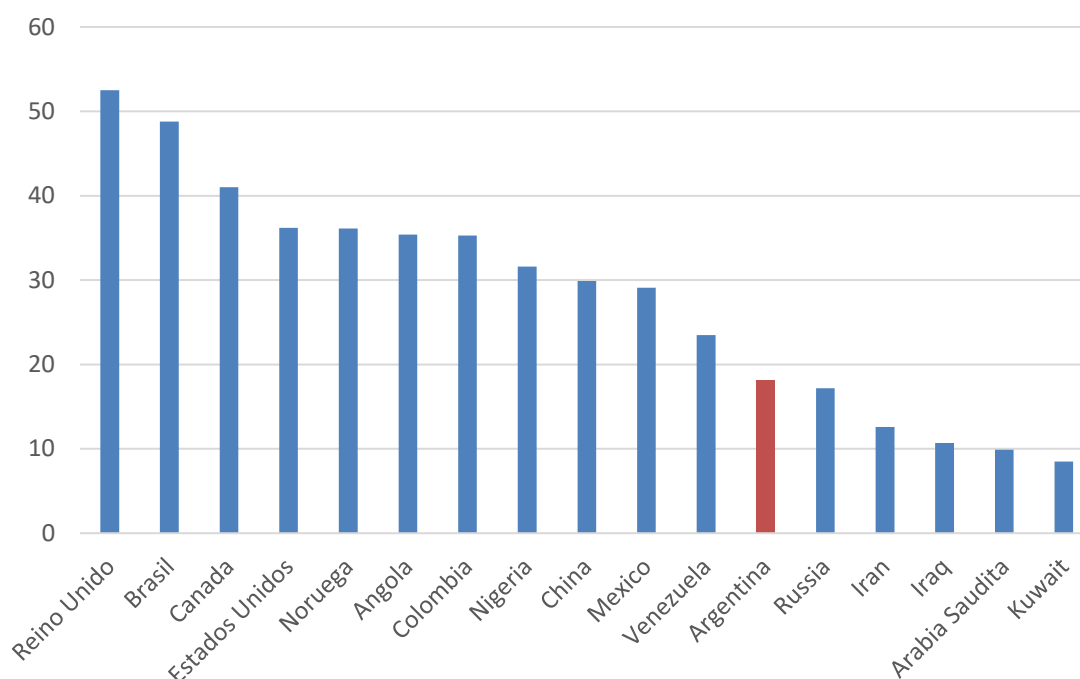
4.7 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO Y UNA VISIÓN ESTRATÉGICA A LARGO PLAZO

El sector hidrocarburífero tiene un carácter estratégico dentro de la economía argentina y también para cada país del mundo, ya sea que posean recursos energéticos o sean importadores de los mismos. Este rol fundamental surge por: ser una fuente no renovable de energía; generar productos secundarios, tanto de consumo inmediato como las naftas o como materia prima para la creación de energía eléctrica; permitir el desarrollo industrial; posibilitar desarrollo tecnológico, entre otras cuestiones. La necesidad de producir energía para consumo o productos derivados de los hidrocarburos conlleva la necesidad de generar nueva tecnología para extraer más petróleo y gas, producir mejores combustibles y obtener nuevos productos. Además de estas cuestiones, las empresas petroleras amplían su cartera de proyectos hacia otras formas de producir energía como son las fuentes renovables o la generación de eléctrica mediante la utilización de hidrógeno, ya sea para diversificar su riesgo y/o para estar a la vanguardia de otros campos en el sector energético.

En la República Argentina el sector energético y en particular el sector hidrocarburífero representan una parte fundamental en la economía, lo cual se ve reflejado en nuestra matriz energética, la cual está compuesta en un 85% por el consumo de petróleo y gas. Del petróleo se producen muchos derivados para la industria petroquímica y para las refinerías. Mientras que el gas se utiliza como combustible para las industrias (29%), para la producción de electricidad (34%), y residencial (24%) y otros (13%) (Ente Nacional Regulador del Gas, 2015).

En este sentido, considero oportuno mencionar que la Argentina presenta costos de producción (lifting costs) de petróleo y gas, muy competitivos en relación con el mercado mundial. Ello se puede observar en el gráfico n° 14. El costo promedio de producción en Argentina es de 18 dólares por barril, ello sin considerar regalías ni impuestos.

Gráfico N° 14. Comparación de los costos de producción de petróleo y gas, 2015.



Fuente: Statista 2015 e Informe YPF 2016 (Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo)

Por lo tanto, es posible indicar que decir que los costos de producción argentina presentan grandes oportunidades en relación con otros países, donde los mismos son mucho más elevados. Lo cual puede representar una gran ventaja para atraer inversiones y desarrollar el mercado.

No obstante ello, para lograr un nivel de producción que abastezcan al consumo local, considero que sería conveniente implementar estrategias a mediano y largo plazo que así lo permitan. En este sentido, creo oportuno e importante mencionar el Informe de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI, 2017). Dicho documento científico y técnico detalla cuáles serían los desafíos que tiene nuestro país para poder desarrollar las formaciones de gas no convencional de manera exitosa.

El Informe de la ANI explicita que hay cinco desafíos principales en relación con desarrollo de los hidrocarburos no convencionales (2017):

- 1) Recursos Humanos en Ingeniería: dado que es necesario un correcto diseño mecánico del proceso de fractura hidráulica y el monitoreo in-situ de la implementación.
- 2) Recursos Humanos para la programación y coordinación de la utilización del agua: creando un sistema de monitoreo y protección de acuíferos y napas freáticas, lo cual posibilita el control, tratamiento y reutilización del agua recuperada.

- 3) Desarrollo Tecnológico de las empresas argentinas: en relación con la perforación horizontal, el encamisado y cementación de pozos, el apoyo logístico al desarrollo de los pozos (construcción de bases de operación, caminos, compresión, camiones y reservorios para el traslado de agua, arena y otros aditivos), y el sellado y reconstrucción ambiental de pozos abandonados.
- 4) Cambios Legales y regulatorios: pues los yacimientos ocupan extensas superficies y afectan importantes zonas provinciales y posiblemente interprovinciales, ya que es necesario tener una adecuada regulación medioambiental.
- 5) Recursos económicos para el desarrollo tecnológico: dado que es preciso propender a una creciente integración entre la actividad empresarial y académica.

A partir de los temas señalados, sobre los desafíos y las necesidades para desarrollar exitosamente los yacimientos no convencionales realizadas por la Academia Nacional de Ingeniería, y con el objetivo de hacerlo extensible al sector hidrocarburífero en su conjunto, en el siguiente apartado voy a detallar la importancia de una visión estratégica de mediano y largo plazo.

4.7.1 Una visión estratégica de largo plazo

Este apartado final tiene como propósito plantear la necesidad de implementar planes energéticos a mediano y largo plazo, que posean coherencia y que incluyan a todos los actores del mercado hidrocarburífero, cuyo objetivo sería el beneficio de la sociedad argentina en su conjunto. En relación con los impactos positivos sostengo que en el mediano y largo plazo nuestro país podría llegar a lograr el autoabastecimiento, exportar hidrocarburos y sus derivados, convertirse en productor de tecnología para así, poder competir en mercados internacionales y generar recursos humanos capaces de enfrentar los desafíos del futuro, si se establece una estrategia a seguir.

Lograr estos objetivos sería posible, pues la República Argentina cuenta con recursos hidrocarburíferos técnicamente recuperables que permiten proyectar a largo plazo. Recordemos que, en el año 2013, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, *Energy Information Administration* (EIA), publicó un informe relacionado con los recursos de shale oil y shale. El mismo categorizó a la Argentina como la segunda potencia mundial en recursos técnicamente recuperables de shale gas, debido a que el país posee el 10,2% y el 8% de recursos totales mundiales de shale gas y shale oil respectivamente. Por ello, en un plan estratégico es oportuno contemplar esta potencialidad en recursos que posee nuestro país.

Asimismo, hay otras cuestiones que deberían ser contempladas en una visión estratégica de largo plazo. Para desarrollarlas voy a basarme en las Conclusiones y Recomendaciones del Informe de la Academia Nacional de Ingeniería (2017). En dicho trabajo técnico, se exponen cuatro aspectos principales necesarios a tener presentes para un desarrollo a largo plazo:

1. Política de precios;
2. Logística y desarrollo de la industria y empleo nacional;
3. Aspectos Institucionales;
4. Aspectos Regulatorios.

A continuación, desarrollaré dichos tópicos en el marco de una visión estratégica de largo plazo, combinándolas y haciendo hincapié en las temáticas analizadas en mi Tesis.

El primer tema que considerar en un plan a largo plazo consiste en la variación de los precios internacionales, y cómo ello afectaría a los costos de producción local, tanto en la extracción de hidrocarburos como en el procesamiento de estos en las refinerías. En consecuencia, el movimiento oscilante de los precios del petróleo y gas en el mediano y largo plazo puede afectar las producciones y las estrategias trazadas, debido a ello, es preciso analizar cuál sería el modo posible para acompañar estas variaciones de precios. Si, por ejemplo, uno de los planes sería mantener un precio interno, tal como se hizo los últimos años, se debería tener en cuenta el gran impacto fiscal que ello conlleva y se debería evaluar cuán sostenible es en el tiempo.

Una segunda cuestión que tener presente en una estrategia de largo plazo, y que considero pilar fundamental es la innovación. El desarrollo tecnológico resulta ser clave para poder extraer y explotar recursos convencionales y no convencionales, de un modo económico, social y ambientalmente sustentable. Asimismo, ello podría llegar a facilitar a las empresas argentinas *“la eventual generación de oportunidades de exportación de ingeniería y servicios, con impactos favorables a nivel industrial”* (Informe ANI, 2017).

En tercer lugar y en estrecha relación con lo mencionado anteriormente, surge la necesidad de la inclusión de un plan para la capacitación de recursos humanos y un plan inversiones en centros de investigación públicos y privados con el fin de poder llevar adelante dichos desafíos (Informe ANI, 2017). Es decir, surge la necesidad de una integración de los distintos actores de la sociedad para poder lograr un desarrollo productivo y competitivo del mercado. Por ello, sería fundamental que el Estado, la sociedad y las empresas logaran una posible coordinación. Asimismo, es preciso que también se fomente la fabricación local de los equipos y maquinas, la generación de nuevas formas de generar energía, la creación de centros de investigación y desarrollo, la formación de profesionales, la inversión en tecnología, etc. En este sentido y tal como lo

sugiere el Informe de la ANI, es oportuno que se estimule “*el intercambio y trabajo conjunto de las empresas nacionales potencialmente involucradas en distintos aspectos del desarrollo del gas de esquistos con el sistema tecnológico y académico nacional mediante subsidios del Ministerio de Ciencia y Tecnología a emprendimientos con financiamiento minoritario del sector privado*”. Además, sería preciso que se incentive “*otorgamiento de créditos a las empresas nacionales, para ser destinados a la compra del equipamiento necesario para el apoyo logístico*” (Informe ANI, 2017).

Un ejemplo de lo positivo de esta coordinación, fue el Convenio Marco firmado por el Ministerio de Tecnología y Ciencia de la Nación con el Instituto Argentino de Petróleo y Gas con el objetivo de “*prestar colaboración y cooperación mutua que permita desarrollar un marco relacional entre los actores del sistema de ciencia y tecnología y de las empresas de la cadena energética petrolera, (...) además de mejorar la productividad de este sector estratégico para el desarrollo del país*” (Ministerio de Ciencia y Tecnología, Revista Petrotecnia, 2015, p. 25). En el marco del Convenio, se realizaron acuerdos con diversas petroleras como: YPF, Pan American Energy, Chevron Argentina, Tecpetrol, Pluspetrol, Petrobras Energía, Sinopec y Enap Sipetrol, para coordinar las principales líneas de trabajo y para impulsar proyectos de investigación e innovación. Dicho convenio concluyó en el año 2015, arrojando resultados positivos, particularmente en cuanto a la tecnología utilizada para la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) en país (Ministerio de Ciencia y Tecnología web, 2015)³⁰. Dicho acuerdo entre instituciones públicas y privadas es un ejemplo del alcance y de lo importante que resulta ser la cooperación de conocimiento para identificar oportunidades y desafíos tecnológicos.

En cuarto lugar, en una estrategia con perspectivas a futuro sería adecuado realizar diversos estudios del sector para dimensionar cuáles son “*los requerimientos de logística*” que se necesitan. Por ejemplo, en relación con “*la cantidad de equipos de perforación, camiones, bombas, medidores de caudales y presiones, que deberían estar disponibles*” (Informe ANI, 2017). Adicionalmente, se deberá contemplar la importación de ciertas partes y el completamiento de ciertos equipos por la industria nacional, particularmente de “*aquellos insumos considerados críticos*” (Informe ANI, 2017). En relación con lo dicho, habría que hacer un estudio donde fuera posible analizar la infraestructura de transporte, desde los centros de producción a los centros de refinación y futuros puertos de exportación. Por ejemplo, si fueran necesarios más puertos de carga y descarga y la posibilidad de la utilización del ferrocarril para ello. Asimismo, en relación con el transporte habría que solucionar la problemática actual de trasladar

³⁰ Es relevante mencionar las técnicas de recuperación terciaria conocidas como Enhanced Oil Recovery (EOR), que son utilizadas para extraer las reservas de hidrocarburos remanentes de yacimientos ya en explotación, convencionales o no convencionales. Esta técnica puede recuperar hasta el 2% del petróleo producido a nivel mundial y tiene proyecciones futuras de poder recuperar un 7% para el año 2040 (Eugenia Stratta, 2015, p.53). La República Argentina se encuentra desarrollando esta tecnología para poder recuperar los hidrocarburos de los pozos (Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Nación, Revista Petrotecnia, 2015, p.24).

las arenas necesarias para la técnica del fracking a la Provincia Neuquén desde otras Provincias, tales como Chubut, Entre Ríos o desde el exterior (El Patagónico, 2015).

Finalmente, otra cuestión fundamental a incluir en dicha estrategia son los aspectos institucionales y regulatorios. En este sentido, es preciso “adoptar políticas nacionales y provinciales proactivas y coordinadas” para el mercado hidrocarburífero y para el sector energético en su conjunto (Informe ANI, 2017). Entre las cuales, se puede mencionar la necesidad de reglamentar la legislación relacionada con el medioambiente a nivel nacional y provincial (Informe ANI, 2017), que permitan tener una legislación global, donde se definan claramente cuáles son las prácticas y procedimientos que se deben cumplir. Vinculado a ello, es preciso que dicha regulación establezca que la actividad debe ser realizada de forma social y ambientalmente sustentable.

En síntesis, hay muchas cuestiones a tener presentes en una estrategia de largo plazo, de las cuales he mencionado las que considero que están en relación con la temática de mi Tesis. Asimismo, es preciso aclarar que una visión estratégica, global y coherente del sector energético debe comprender a las otras fuentes energéticas existentes, que exceden este trabajo.

Establecer metas y planes sostenibles en el tiempo le podría permitir a la República Argentina posicionarse como un país capaz de generar la energía que necesita para desarrollarse, con perspectivas de exportar y competir internacionalmente con productos y tecnología. Es por ello, que el análisis histórico que he desarrollado cobra vigencia, ya que es en el recorrido histórico donde se puede dar cuenta de los planes y políticas implementadas. Lo dicho anteriormente, permite dimensionar que nuestro país no fue principalmente desarrollador de tecnologías y que muchas de las estrategias que se han implementado, han sido parciales. Motivo por el cual, considero que el presente escrito puede brindar la posibilidad de reflexionar cómo podríamos servirnos de nuestra historia, para proyectar hacia el futuro. Cuyo fin sería generar un círculo virtuoso en el desarrollo industrial y tecnológico en el sector en el mediano y largo plazo, para el beneficio de todos.

CONCLUSIONES

A lo largo de mi tesis he analizado aspectos de la historia del sector petrolero y gasífero de la República Argentina, con el objetivo de comprender cómo fueron las transformaciones que tuvo dicho sector, cómo se conformó el mercado actual y así brindar una reflexión acerca de las oportunidades y posibilidades que el mismo puede tener a futuro.

He intentado explicar cómo la competencia y la innovación en este sector han contribuido a esta particular estructura. En relación con ello, he planteado la posición fundamental que ha tenido la empresa local YPF impulsando el crecimiento y la productividad en el sector hidrocarburífero, y también, el rol primordial que tuvieron las empresas privadas en el desarrollo del sector, aportando inversiones y tecnología. Asimismo, mi objetivo fue dar cuenta cómo la competencia económica entre las empresas estuvo delimitada a su vez por las distintas políticas públicas, que fueron impulsadas por el Estado Nacional, para la regulación de dicho mercado y por las coyunturas de la economía internacional.

También, he descripto el tipo de competencia que se desarrolla en el mercado petrolero y gasífero. El cual adopta un carácter oligopólico en el segmento del upstream y downstream hidrocarburífero, así como adopta la forma monopólica en el caso del transporte y la distribución de gas natural. Asimismo, en dicho mercado se ha evidenciado la existencia de barreras a la entrada del mercado carácter natural y artificial, que entre otras cuestiones han estructurado la forma del sector hidrocarburífero en la actualidad.

En relación con el desarrollo tecnológico es posible argumentar que históricamente la industria hidrocarburífera argentina no fue principalmente desarrolladora de tecnologías, sino que las adquirió en su mayoría del exterior, tanto en el sector extractivo como en el de refinación. No obstante ello, es preciso señalar que la empresa local YPF ha invertido para generar capacidades técnicas locales, tales como recursos humanos calificados para la operación y mantenimiento de los equipos, y también ha realizado inversiones en proyectos de investigación y desarrollo. En este sentido, podría señalarse que la empresa ha comenzado a adoptar un rol más activo en el escenario hidrocarburífero local. Por ejemplo, ha creado su propia compañía de desarrollo tecnológico, Y-TEC. Asimismo, es oportuno mencionar que existen otras instituciones locales privadas y públicas que se encuentran dedicadas al desarrollo de proyectos para evaluar oportunidades y desafíos tecnológicos en el sector hidrocarburífero.

Vinculado al desarrollo tecnológico también he mencionado la relevancia que posee la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales en el país, junto con el potencial productivo que poseen. Cabe recordar que el Departamento de Energía de los Estados Unidos, Energy Information Administration (EIA) ha ubicado a la República Argentina como el segundo país con mayores recursos técnicamente recuperables de shale gas del mundo. Dicho informe generó gran expectativa y optimismo a nivel local e internacional. En relación con la explotación de los no

convencionales, YPF lidera las inversiones en explotación, y hay muchas otras empresas privadas que también están invirtiendo, tales como Total, Petrobras, Pan american Energy (PAE) y Winthershall, entre otras.

Retomando el tema de la exploración y explotación de este tipo de yacimientos, he mencionado que la técnica más utilizada es la de fractura hidráulica, el cual conlleva muchos desafíos tecnológicos para el sector. En los últimos años se han desarrollado muchos proyectos de empresas y de instituciones científicas abocadas a ello, así como también a otros temas relacionados con la extracción, explotación y refinación de los hidrocarburos y otras fuentes de energía. Es por esto, que resulta importante que haya un desarrollo de tecnología local, y una transferencia de instituciones públicas a privadas y viceversa, y entre empresas también, de modo que el país pueda continuar creciendo en este sector, con el objetivo de poder insertar a la República Argentina en un sendero de desarrollo productivo en el campo de la tecnología. Lo cual también va a permitir que las empresas desarrollen aún más su estructura y se tornen más competitivas a nivel local e internacional. En este sentido, también pienso que sería importante y necesaria la colaboración y cooperación del Estado con las empresas y la sociedad para el éxito de estos tipos de proyectos, pues los acuerdos generan procesos de transferencia tecnológica y de sinergia, que de otra manera no se producirían.

Asimismo, considero que es necesario el cumplimiento de las normas medioambientales vinculadas al desarrollo de las técnicas de fractura hidráulica para la extracción de los hidrocarburos no convencionales y la actualización de la normativa tal como lo dispone la Ley 27.007. Situación fundamental para la sostenibilidad de los proyectos hidrocarburíferos y para proteger el ambiente que habitamos.

Para concluir querría mencionar nuevamente la relevancia que tiene poder reflexionar acerca de la historia, para intentar construir un futuro diferente. Para ello considero importante poder trazar un plan estratégico, en el cual se tengan presentes las temáticas desarrolladas a lo largo de mi escrito. Tal como lo explica el Informe de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI), una política estratégica de largo plazo le podría permitir a la República Argentina poder generar la capacidad energética propia, que necesita para desarrollarse industrialmente y para abastecer a su demanda residencial. También, le posibilitaría producir tecnología, con una perspectiva de comercialización internacional. En consecuencia, elaborar planes y políticas energéticas, que sean económica, social y medioambientalmente sustentables, en el tiempo le podría brindar a la República Argentina un nuevo futuro en materia energética.

BIBLIOGRAFÍA

- Acemoglu Daron (2009). *Introduction to Modern Economic Growth*. Estados Unidos. Princeton University Press.
- Adnsur web (2017). *Neuquén: dejan sin efecto una ordenanza “anti fracking” en Vaca Muerta*. Recuperado de <http://www.adnsur.com.ar/2017/05/neuquen-dejan-sin-efecto-una-ordenanza-anti-fracking-vaca-muerta/>
- Aguer Hortal Mario y Miranda Barreras Angel (2005). *El hidrógeno, fundamento de un futuro equilibrado*, España, Editorial Díaz de Santos.
- Academia Nacional de Ingeniería (ANI) (2017). Informe Gas de Reservorios No Convencionales: Estado de Situación y Principales Desafíos. Maestría Interdisciplinaria en Energía -CEARE.
- Argentina. Secretaría de Energía (2003). *Conceptos sobre Hidrocarburos*, Recuperado de <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3477>
- Argentina. Secretaría de Energía (2015). *Balance energético*, Recuperado de <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- Barrera Mariano (2014). *La entrega de YPF*, Buenos Aires, Editorial Atuel.
- Barrera, M. A. (2012). *El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem*, *Realidad Económica*, 267, 44–67.
- Barro Robert J. y Sala-i-Martin Xavier (1995). *Economic growth*. Singapore. McGraw-Hill International Editions.
- Blanco Ybáñez Alberto Julio y Vivas Hohl Julio (2012). *Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales*, *Petrotecnia*, página 90-99, octubre 2012, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/anteriores.htm>
- Blanco Ybáñez Alberto Julio y Vivas Hohl Julio (2011). *Shale frac: un acercamiento esta nueva tecnología*, *Petrotecnia*, página 38-52, abril 2011, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/anteriores.htm>
- Bloomberg (2015). *Company Overview of Chevron Technology Ventures L.L.C.*, Octubre de 2015. Recuperado de <http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=469281>
- Bloomberg (2017). Oil Extends Bull Market as U.S. Supply Drops Amid Rising Demand. 28 de Septiembre de 2017. Recuperado de

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-09-27/oil-holds-bull-market-run-as-u-s-stockpiles-drop-exports-surge>

- Buccieri Carlos (2010). *En las puertas de un nuevo ciclo histórico: 50 años del gas*, *Petrotecnia*, página 40-50, febrero 2010, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Calleja, G. (2005). *La política energética del gobierno de Raúl Alfonsín (II)*, *Realidad Económica*, 214(li), páginas 105–128.
- Campodónico Humberto (2010). *La gestión de la industria petrolera en periodo de altos precios del petróleo en países seleccionados de América Latina*. CEPAL. Recuperado en abril de 2016 de <http://repositorio.cepal.org/handle/11362/6351>
- Centro de excelencia de shale gas/oil de Schlumberger (2011). La experiencia en el país, *Petrotecnia*, páginas 32-36, abril 2011, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Centro de Tecnología e Instituto Superior de la Energía de Repsol YPF (2014). *Innovación tecnológica y puente entre la universidad y la industria energética y petroquímica*, *Petrotecnia*, páginas 60-68, octubre 2004, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Chevron (2015). *Chevron Venture Capital*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.chevron.com/ctv/ctvi/>
- Chevron (2015). *Chevron Venture Capital – investment portfolio*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.chevron.com/ctv/ctvi/investmentportfolio/#b6>
- Chevron (2015). *Chevron Venture Capital – investment team*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.chevron.com/ctv/ctvi/investmentteam/>
- Coloma Germán (2003). *Defensa de la competencia*, Buenos Aires, Editorial Ciudad Argentina.
- Coloma Germán (2005). *Economía de la organización industrial*, Buenos Aires, Editorial Temas.
- Comisión Nacional de Defensa de la competencia (CNDC) (2013). *Dictamen YPF Inversora Energética S.A. y BG Inversiones S.A.* Recuperado en abril de 2016 de <http://www.cndc.gov.ar/dictamenes/1025.pdf>
- Comisión Nacional de Defensa de la competencia (CNDC) (2012). *Dictamen EXXONMOBIL International Holding INC. y BRIDAS Corporation*. Recuperado en abril de 2016 de <http://www.cndc.gov.ar/dictamenes/946.pdf>

- Conesa Raúl Eduardo (1963). *Los contratos de petróleo*, Recuperado de <http://www.eduardoconesa.com.ar/upload/pdfs%20libros/1962%20%20Los%20contratos%20de%20petro%CC%81leo.pdf>
- Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) (2015). YTEC, <http://www.conicet.gov.ar/y-tec/>
- Del Regno Leandro (2011). *Creación de valor en la industria de petróleo y del gas*, *Petrotecnica*, página 96-101, octubre 2011, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Del Regno Leandro (2012). *De cómo la competitividad y la innovación pueden mejorar la rentabilidad*, *Petrotecnica*, página 56-64, junio 2012, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Di Sbroiavacca, N. (2013). *Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva*, 20. Recuperado de <http://www.fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2014/11/Shale-oil-y-shale-gas.pdf>
- Editorial Petrotecnica (2011). *Cien años de ESSO en la Argentina*, *Petrotecnica*, página 108-114, agosto 2011, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Editorial Petrotecnica (2014). *Perforación: Total trae los primeros equipos de perforación para shale gas*, *Petrotecnica*, página 30-34, abril 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- El Patagónico web (2015). Recuperado de <https://www.elpatagonico.com/ypf-lanza-un-plan-produccion-arenas-fracking-que-une-chubut-y-neuquen-n777732>
- Energy Information Administration US (2016), *Spot prices for crude oil and petroleum products*, Recuperado en marzo de 2016 de <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rwtc&f=m>
- Energy Information Administration, U.S. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Recuperado de <https://www.eia.gov>
- Energy Press (2016). *Argentina subsidiará las exportaciones de petróleo ante la caída de precios*. Recuperado en abril de 2016 de <http://www.energypress.com.ar/81302-argentina-subsidiara-exportaciones-de-petroleo-ante-caida-de-precios>
- Ente Nacional Regulador del Gas (2015). Informe de balance y gestión 2015. Recuperado de <http://www.enargas.gov.ar/secciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2015>

- Ente Nacional Regulador del Gas (2016). Informe de balance y gestión 2015. Recuperado de <http://www.enargas.gov.ar/secciones/informes-anales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2016>
- Eugenia Stratta (2015). *El futuro de las tecnologías de EOR*. Revista Petrotecnia. Agosto 2015. Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antiores.htm>
- Eugenia Stratta (2016). *El precio del crudo y su historia*. Revista Petrotecnia, junio de 2016. Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antiores.htm>
- FARN web (2017). FARN presenta un amparo contra el fracking en Mendoza. Recuperado de <http://farn.org.ar/archives/22683>
- Frondizi Arturo (1955). *Petróleo y política*, Buenos Aires, Editorial Raigal.
- Fundación Frondizi (1958). *Discurso presidencial del 1° de mayo de 1958 ante la asamblea legislativa*, Recuperado en 2015 de http://www.fundacionfrondizi.org.ar/docs/discursos/12_file.pdf
- Fundación YPF (2015). *La Fundación YPF firma un convenio para potenciar el desarrollo de nuevos profesionales*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.fundacionypf.org/Novedades/Paginas/La-Fundacion-YPF-firma-un-convenio-para-potenciar-el-desarrollo-de-nuevos-profesionales.aspx>
- Gabino Velasco Horacio (2010). *Cincuenta años de perforación: de la artesanía a la tecnología*, Petrotecnia, página 24-32, febrero 2010, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antiores.htm>
- Gabino Velasco Horacio (2014). *¿Cómo es la perforación horizontal?*, Petrotecnia, página 36-50, abril 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antiores.htm>
- Gabino Velasco Horacio (2012). *Hitos de la perforación en la Argentina*, Petrotecnia, página 78-81, octubre 2012, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antiores.htm>
- Gadano Nicolás (1998). *Determinantes de la inversión en el sector de petróleo y gas de la Argentina*, Recuperado de <http://www.cepal.org/es/publicaciones/7444-determinantes-de-la-inversion-en-el-sector-petroleo-y-gas-en-la-argentina>
- Gadano Nicolás (2006). *Historia del petróleo en Argentina*, Buenos Aires, Editorial Edhasa.
- Giampaoli Hugo Néstor (2013). *Vaca Muerta: Dos años de shale en la Argentina Análisis estadístico de producción a noviembre de 2012*,

- Petrotecnia, página 40-54, junio 2013, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Halliburton Co. (2015). *Corporate Profile*, Recuperado en diciembre de 2015 de <http://www.halliburton.com/en-US/about-us/corporate-profile/default.page?node-id=hgeyxt5p>
 - Halperín Fernando (2014). *El fracking, en el centro de la polémica*. Petrotecnia, página 14-18, abril 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
 - Hechem Jorge (2010). *Breve historia sobre el descubrimiento de Loma la Lata*, Petrotecnia, página 10-17, abril 2010, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
 - Hotteling Harold (1931). *The economics of exhaustible resources*. Recuperado de JSTOR en abril de 2016, http://www.jstor.org/stable/1822328?seq=1#page_scan_tab_contents
 - International Energy Agency (IEA) (2015). *Medium-Term Gas Market Report 2015*, Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MediumTermGasMarketReport2015.pdf>
 - International Energy Agency (IEA) (2016). *Medium-Term Oil Market Report 2016*, Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTOMR2016.pdf>
 - International Energy Agency (IEA) (2015). *Medium-Term Oil Market Report 2015*, Recuperado de [https://www.iea.org/publicaciones/freepublicaciones/publication/MTOMR_2015_Final.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTOMR_2015_Final.pdf)
 - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2013). *Exploración y producción de hidrocarburos*, Recuperado de http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/blog
 - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2011). *Aspectos técnicos estratégicos y económicos de la refinación del petróleo*, Recuperado de http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/blog
 - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2014). *El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales*. Recuperado de http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/blog

- Instituto del gas y del petróleo (2015). *Historia*, Recuperado de <http://www.fi.uba.ar/es/node/1893>
- Instituto Tecnológico Buenos Aires (2015). *Relaciones para el desarrollo*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://itba.edu.ar/es/la-universidad/relaciones-para-el-desarrollo>
- Instituto Tecnológico Buenos Aires (2015). *Relaciones para el desarrollo – quienes nos acompañan*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://itba.edu.ar/es/la-universidad/relaciones-para-el-desarrollo/quienes-nos-acompa%C3%B1an>
- Instituto Tecnológico Buenos Aires (2015). *Vinculación tecnológica*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://itba.edu.ar/es/id/vinculaci%C3%B3n-tecnol%C3%B3gica>
- Kaplan Marcos (1992). *Estudios sobre política y derecho del petróleo argentino (1907-1955)*, Recuperado de <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/libro.htm?l=920>
- La Nación (2015). *Galuccio anunció el hallazgo de un "superpozo" de petróleo*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.lanacion.com.ar/1834963-galuccio-anuncio-el-hallazgo-de-un-superpozo-de-petroleo>
- Legarreta Leonardo (2003). *Los riegos exploratorios*, *Petrotecnica*, página 30 y 31, abril 2003, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Masarik Guisela (2014). *El año en el que shale argentino comenzó a materializarse*, *Petrotecnica*, p. 10-12, abril de 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Masarik Guisela (2014). *Tight el no convencional de bajo perfil*, *Petrotecnica*, p. 10-13, junio de 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>
- Metcalfe John Stanley (2004). *The entrepreneur and the style of modern economics*, *J Evol Econ*, p. 157–175. Recuperado en 2016 de https://www.researchgate.net/publication/24058003_The_entrepreneur_and_the_style_of_modern_economics
- Metcalfe John Stanley y Steedman Ian (2011). *Herr Schumpeter and the Classics*, *The Papers on Economics and Evolution*, Recuperado en 2016 de <ftp://papers.econ.mpg.de/evo/discussionpapers/2011-14.pdf>
- Ministerio Ciencia y Tecnología, Subsecretaría de Políticas, Coordinación Técnica del Sector de Energía (2015). *Argentina Innovadora: tecnologías para el petróleo y el gas*. Revista *Petrotecnica*. Agosto 2015. Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/antecedentes.htm>

- Ministerio de Ciencia y Tecnología web (2015). Resultados del proyecto de Recuperación Mejorada de Petróleo. Noticias página web. Septiembre de 2015. Recuperado de <http://www.mincyt.gob.ar/noticias/resultados-del-proyecto-de-recuperacion-mejorada-de-petroleo-11478>
- Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (2011). Complejo petróleo y gas. Recuperado en abril de 2016 de http://www.mecon.gob.ar/peconomica/docs/Complejo_Petroleo_y_Gas.pdf
- Ministerio de Energía y Minería (2017). Plan de Acción e Inversiones a Ejecutar (Tablas Dinámicas) para el Año 2017. Recuperado de <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3331>
- Morgenfeld Leandro y Míguez María Cecilia (2013). *La cuestión petrolera durante el gobierno de Illia: repercusiones en los Estados Unidos y en las clases dirigentes locales*, Buenos Aires, Realidad económica 271, Recuperado de <http://www.iade.org.ar/modules/noticias/article.php?storyid=4575>
- Mosconi Enrique (1983). *El petróleo argentino*, Recuperado de <http://www.labaldrich.com.ar/biblioteca-digital/>
- OCDE (1997). National Innovation System. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Recuperado de <https://www.oecd.org/science/inno/2101733.pdf>
- OCDE (2017). Definition of innovation. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Recuperado en septiembre de 2017 de <https://www.oecd.org/site/innovationstrategy/defininginnovation.htm>
- Página 12 – Suplemento Cash (2016). *En el fondo del pozo*, 31/01/2016. Recuperado en abril de 2016 de <http://www.pagina12.com.ar/diario/suplementos/cash/47-9108-2016-01-31.html>
- Palomeque Daniel (2010). *Cincuenta años de refinación en la Argentina*, *Petrotecnia*, página 20-23, febrero 2010, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/anteriores.htm>
- Pfeffer Jeffrey and Nowak Phillip (1976). *Joint Ventures and Interorganizational Interdependence*, JSTOR. Recuperado de JSTOR en 2016.
- Provincia de Neuquén – Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales (2015). Informe anual 2014 de Producción de Petróleo y Gas en reservorios No Convencionales Provincia de Neuquén. Recuperado de: <http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc=>

- Provincia de Neuquén – Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales (2016). Informe anual 2015 de Producción de Petróleo y Gas en reservorios No Convencionales Provincia de Neuquén. Recuperado de: <http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc=>
- Provincia de Neuquén – Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales (2017). Informe de Producción de Petróleo y Gas en reservorios No Convencionales Provincia de Neuquén. Informe primer semestre 2016. Recuperado de: <http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&idsc=50&idc=>
- Rabanaque Luis (2010). *Historia de los últimos 50 años de perforación, Petrotecnia*, página 34 a 38, febrero 2010, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antiores.htm>
- Rapoport Mario (2013). *Historia económica, política y social de la Argentina*, Buenos Aires, Editorial Emecé.
- Redondo Daniel A. (2015). *ITBA Material del Curso Economía e Industrialización del petróleo*, Inédito, 2015.
- Revista Forbes (2017). *The world's 25 biggest oil companies*, <https://www.forbes.com/pictures/em45gmmg/24-nigerian-national-petroleum-1-4-million-barrels-per-day/#5964ddbc2a06>
- Revista Petroquímica (2015). *Y-TEC, la apuesta de YPF para revolucionar la industria petrolera nacional*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://revistapetroquimica.com/y-tec-la-apuesta-de-ypf-para-revolucionar-la-industria-petrolera-nacional/>
- Río Negro web (2013). Allen había prohibido el fracking, el STJ dijo no. Recuperado de http://www.rionegro.com.ar/portada/allen-habia-prohibido-el-fracking-el-stj-dijo-no-KPRN_1388628
- Río Negro web (2013). *Fernández Oro debe suspender la ordenanza antifracking*. Recuperado de <http://www.rionegro.com.ar/region/fernandez-oro-debe-suspender-la-ordenanza-antifracking-YA3442405>
- Roitman Mauricio (2012). *Derivados del petróleo y el activo subyacente: breve descripción de la determinación del precio del petróleo crudo WTI*, Revista Rofex News, año 7vo, n° 39, p. 32-33.
- Roitman Mauricio (2013). *¿Qué determina el precio del petróleo?*, Revista Rofex News, año 8vo, n° 42, p. 14-15.

- Roitman Mauricio (2015). *Downstream Petrolero*. Material académico CEARE.
- Schmidt, N. G., & Lauri, C. (2013). *Informe anual de producción no convencional de petróleo y gas*, p. 1-13, Recuperado de <http://www.petrotecnica.com.ar/anteriores.htm>
- Schumpeter Joseph (1963). *Teoría del desenvolvimiento económico*, México, Fondo de Cultura Económica.
- Schlumberger (2015). *Corporate Profile*, Recuperado en diciembre de 2015 de <http://www.slb.com/about/who/backgrounder.aspx>
- Schlumberger (2015). *Reserch Centers*, Recuperado en diciembre de 2015 de <http://www.slb.com/about/rd/research.aspx>
- Serrani Esteban (2012). *Estado, empresarios y acumulación privilegiada de capital. Análisis de la industria petrolera argentina. (1988-2008)*. Tesis de Doctorado, Facultad de Ciencia Sociales, Universidad de Buenos Aires. Argentina.
- Shell (2015). *Innovation through reserch and devolpment*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com/global/future-energy/innovation/innovation-through-research-and-development.html>
- Shell (2015). *Innovate with Shell*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com/global/future-energy/innovation/innovate-with-shell.html>
- Shell (2015). *Innovative partnerships*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com/global/future-energy/innovation/innovative-partnerships.html>
- Shell (2015). *Product Services Shell*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com.ar/products-services.html>
- Shell (2015). *Reserching around the world*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com/global/future-energy/innovation/researching-around-the-world.html>
- Shell (2015). *Shaping Future*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.shell.com/global/future-energy/shaping-future.html>
- Statista – The statistic portal (2015). *Average cost to produce one barrel of oil in top oil producing countries worldwide in 2015 (in U.S. dollars per barrel)*. Recuperado el 29 de abril de 2018 de <https://www.statista.com/statistics/597669/cost-breakdown-of-producing-one-barrel-of-oil-in-the-worlds-leading-oil-producing-countries/>

- Stinco Luis Pedro (2013). *Cómo son los reservorios no convencionales en la Argentina*, *Petrotecnia*, página 66-71, junio 2013, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Stinco Luis Pedro y Barredo Silvia (2014). *Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina*, *Petrotecnia*, página 44-66, octubre 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Stratta Eugenia (2013). *100 años refinando petróleo argentino*, *Petrotecnia*, página 92-97, junio 2013, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Stratta Eugenia (2014). *Shell cumple un siglo en la Argentina*, *Petrotecnia*, página 106-113, agosto 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Universidad de La Plata-Facultad de Ingeniería (2016). Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado de https://labs.ing.unlp.edu.ar/uidic/archivos_publicaciones/tmp/Diagn%C3%B3stico%20de%20la%20Log%C3%ADstica%20del%20petroleo%20y%20sus%20derivados%20en%20Argentina.pdf
- Universidad del Litoral (2012). *Vinculación Universidad – Empresa (Oferta de capacidades científico-tecnológicas para YPF)*, Recuperado de www.unl.edu.ar/articulos/download/1838
- Urbicain Pablo y Bose Michael (2011). *El boom de los reservorios no convencionales*, *Petrotecnia*, página 60-64, diciembre 2011, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>
- Verini Nicolás, *ITBA Material del Curso Introducción al petróleo*, Inédito, 2015.
- Télam (2015). *YPF va en busca de un nuevo superpozo en Vaca Muerta tras consolidar Loma Campana 992 que produce 1.630 barriles de crudo diarios*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.telam.com.ar/notas/201510/123155-ypf-superpozo-vaca-muerta-crudo.html>
- Total SA (2015). *Innovating to meet tomorrow's energy needs*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.total.com/en/corporate-profile/innovating-meet-tomorrows-energy-needs>
- Trombeta Juan Carlos (2014). *Agua de buena calidad, protegiendo al medio ambiente desde el comienzo. Disertación en 2do Congreso Latinoamericano y 4to Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente*. *Petrotecnia*, página 28-29, abril 2014, Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/antecedentes.htm>

- Waqas Muhammad (2014). *Joint Operatin Agreements, Oil&Gas Financial Journal de Estados Unidos*. Recuperado en Junio de 2016 de <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-11/issue-10/features/joint-operating-agreements.html>
- YPF. (2013). *El desafío energético de la Argentina*, Recuperado de http://www.ypf.com/YPFHoy/Comunicacion/Paginas/publicaciones.aspx?C=yphoy\nhttp://www.ypf.com/YPFHoy/Comunicacion/Lists/Publicaciones/YTEC_Desafios_4.pdf
- YPF (2014). *YPF Acquisition of Apache Argentina Presentation*, Recuperado en octubre de 2015 de <https://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Documents/YPF-Acquisition-of-Apache-Argentina-Presentation.pdf>
- YPF (2014). *PETRONAS e YPF alcanzaron el acuerdo final*, Recuperado en octubre de 2015 de <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Paginas/PETRONAS-e-YPF-alcanzaron-el-acuerdo-final-para-invertir-550-millones-de-dolares-en-Vaca-Muerta.aspx>
- YPF (2014). *Presentación de actualización de información Vaca Muerta*, Recuperado en octubre de 2015 de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Paginas/presentaciones.aspx>
- YPF (2013). *Presentación Acuerdo YPF- Chevron para el desarrollo de Vaca Muerta*, Recuperado en octubre de 2015 de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Paginas/presentaciones.aspx>
- YPF (2012). *Presentación Plan Estratégico*, Recuperado en octubre de 2015 de <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Paginas/presentaciones.aspx>
- YPF. (2014). *YTEC Innovación y desarrollo tecnológico*, Recuperado de http://www.ypf.com/YPFHoy/Comunicacion/Paginas/publicaciones.aspx?C=yphoy\nhttp://www.ypf.com/YPFHoy/Comunicacion/Lists/Publicaciones/YTEC_Desafios_4.pdf
- YPF (2016). *Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo por un monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de US\$ 10.000.000.000*. Recuperado en abril de 2018 de <http://edicion.ypf.com/inversoresaccionistas/TitulosDeDeuda/Lists/TitulosDeDeuda/Attachments/54/YPFS.A.-Actualizacion-Prospecto-programa-USDM-Diez-Mil.pdf>
- YPF (2017). *Página web Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud (CMASS)*. Recuperado de <https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/cmass.html>

ANEXOS

ANEXO I

EMPRESAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN % 2016	HHI petróleo 2016	EMPRESAS PRODUCTORAS DE GAS	PRODUCCIÓN DE GAS EN % 2016	HHI gas 2016
YPF	45%	2.002,5	YPF	31%	975,2
PAN AMERICAN ENERGY	19%	375,5	TOTAL AUSTRAL	27%	733,9
PLUSPETROL	6%	39,4	PAN AMERICAN ENERGY	13%	164,0
SINOPEC ARGENTINA	5%	28,0	PETROBRAS ARGENTINA	6%	32,4
TECPETROL	3%	9,1	TECPETROL	3%	8,3
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS	2%	5,3	YSUR ENERGÍA ARGENTINA	3%	8,0
CHEVRON ARGENTINA	2%	5,2	PLUSPETROL	3%	6,6
PETROBRAS ARGENTINA	2%	5,0	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES	2%	4,8
PETROLERA ENTRE LOMAS	2%	4,1	SINOPEC ARGENTINA	2%	3,2
TOTAL AUSTRAL	2%	3,4	ENAP SIPETROL ARGENTINA	2%	3,1
ENAP SIPETROL ARGENTINA	2%	2,6	PETROLERA LF COMPANY	2%	2,5
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA	1%	2,1	PLUSPETROL ENERGY	1%	2,1
YSUR ENERGÍA ARGENTINA	1%	1,2	ROCH	1%	1,6
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES	1%	1,0	CAPEX	1%	1,4
PETROLERA EL TREBOL	1%	0,6	PETROLERA ENTRE LOMAS	1%	1,3
ROCH	1%	0,3	PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA	1%	0,4
OTROS	4%	1,3	OTROS	2%	1,0
TOTAL	100%	2.486,5	TOTAL	100%	1.949,8

ANEXO II

ACUERDO	FECHA FIRMA Y DURACIÓN	OBJETO	DETALLE	FORMA DE PAGO
CARL M. LOEB ROHADES & CO	Julio 1958 – 20 años	El banco financia trabajos conducentes a incrementar la producción de hidrocarburos en áreas reservadas de YPF a cambio de un pago a LOEB, en caso de encontrar y extraer hidrocarburos.	<ul style="list-style-type: none"> - un comité de operaciones, integrado por un representante de YPF y LOEB elegirán los contratistas de servicios y obras para la extracción de petróleo. debiendo comprar los equipos de fabricación nacional en primer lugar - YPF es el propietario del área ni de los hidrocarburos. 	- el valor del petróleo abonado será en dólares y será el del petróleo importado de similar calidad proveniente de Venezuela, Estados Unidos o del Golfo Pérsico, o al promedio simple de todos ellos.
PANAMERICAN INTERNATIONAL OIL CO.	SEPTIEMBRE 1958	Panamerican deberá realizar trabajos, obras, instalaciones y oleoductos para poder extraer petróleo de la reserva de YPF de Comodoro Rivadavia.	<ul style="list-style-type: none"> - la zona de extracción es Comodoro Rivadavia, específicamente en cerro dragón y cañadón grande y anticlinal grande. - Panamerican debe perforar 50 pozos en un año y si es productivo construir un oleoducto para entregar el 	Se pagará a la compañía 10 USD por metro cubico hasta julio de 1963, a partir de esa fecha el precio es reajutable en la proporción que varíe el precio internacional en relación a la fecha de la firma del contrato. el precio inicial

			<p>petróleo a YPF. - si en dicho año no los pozos no son convenientes de explotar, Panamerican no está obligada a continuar y puede retirarse.</p>	<p>o el precio reajustado será pagado por YPF, un 60% en USD y un 40% en pesos, pero convertidos al tipo de cambio libre.</p>
<p>TENESSE ARGENTINA S.A.</p>	<p>Abril 1959 – 25 años</p>	<p>Tenesse deberá producir petróleo en una área de tierra del fuego.</p>	<p>- la empresa deberá invertir en los primeros tres años, 10.000.000 de USD. Si durante los primeros seis años invirtiera o gastara 20 millones de USD, la empresa obtiene en ventajas en las superficies a explotar ya que las hectáreas se reducen a la mitad. - en las compras, la contratista debe dar preferencia a la industria nacional y a la mano de obra local.</p>	<p>- se pagará a la compañía 11,15 USD por metro cubico, pagaderos en moneda nacional al cambio libre. El precio podrá ser reajustable de acuerdo a las variaciones el precio promedio del petróleo de calidad y densidad equivalente proveniente de Venezuela, Estados Unidos y el Golfo de Pérsico.</p>
<p>ESSO ARGENTINA I.N.C.</p>	<p>Diciembre 1958. Renegociado en 1961 – 10 años</p>	<p>YPF encomienda a ESSO la búsqueda y localización de estructuras geológicas productivas, comprobación</p>	<p>- el contrato se divide en cuatro periodos: el primero, de tres años, la empresa debe invertir 10 millones de USD; en el</p>	<p>- el precio del petróleo será: 11,50 USD por metro cubico si la producción no supera los 2000 metros cúbicos</p>

		de la potencialidad de dichas estructuras, perforación, operación, producción y entrega del petróleo y gas.	segundo, también de tres años, debe invertir 13 millones de USD; el tercer periodo, de 4 años, debe desafectar el 50% de las áreas de contrato e invertir 24 millones de USD si hubiera posibilidad de producir más de 4 mil metros cúbicos diarios; en el cuarto periodo de 20 años, la empresa se quedará con la cuarta parte del área inicial, donde concentrará sus trabajos. - en las compras, la contratista debe dar preferencia a la industria nacional y a la mano de obra local.	diarios; 11 USD si la producción supera los 4000 metros cúbicos diarios. dicho precio podrá reajustarse con las variaciones el precio promedio del petróleo de calidad y densidad equivalente proveniente de Venezuela, Estados Unidos y el Golfo de Pérsico
SHELL PRODUCTION COMPANY OF ARGENTINE LIMITED	Diciembre 1958. Renegociado en 1961 – 10 años	Shell debe buscar, localizar hidrocarburos, realizar trabajos de perforación y extracción.	- Shell debe invertir: en los dos primeros años año 1 millón de libras esterlinas; en los tres siguientes años 2 millones de libras esterlinas;	- el petróleo esta valorizado al precio internacional de grado y calidad equivalente. - Shell entregará a

			<p>y en los tres siguientes 3 millones de libras esterlinas; y en los últimos dos años 4 millones de libras esterlinas. Siendo un total de 10 millones de libras esterlinas.</p> <p>- en las compras, la contratista debe dar preferencia a la industria nacional y a la mano de obra local.</p>	<p>cuenta y orden de YPF una cantidad de petróleo equivalente, al precio internacional, al valor de los gastos de inversión y operación, para que estas empresas lo procesen en sus destilerías.</p>
UNION OIL CO. OF CALIFORNIA	Septiembre 1958 – 20 años	Exploración en las zonas de Chubut y Santa Cruz	<p>el contrato se cedió a Cabeen Exploration Corporation</p>	<p>12 USD por m³, ajustado por variaciones del precio internacional. El 60% en USD y el 40% en pesos.</p>
CONTINENTAL OIL CO	JUNIO 1961 – 40 años	Exploración de áreas en Santiago del Estero, Santa Fe y Tucumán.	<p>- al cabo de 10 años las áreas se reducen al 25%.</p> <p>- la inversión mínima es de 16 millones de USD al cabo de 4 años por área</p>	<p>YPF les pagará por el petróleo extraído 11,75 USD el metro cubico</p>
THE OHIO OIL CO OF ARGENTINE	JUNIO 1961 – 40 años	Exploración de áreas en Santiago del Estero, Santa Fe y Tucumán.	<p>- al cabo de 10 años las áreas se reducen al 25%.</p> <p>- la inversión mínima es de 16 millones de USD al cabo de 4</p>	<p>YPF les pagará por el petróleo extraído 11,75 USD el metro cubico</p>

			años por área	
ASTRA	Diciembre 1961 -20 años	Desarrollo y explotación del yacimiento el Huemul.	- inversión mínima 1.450.000 USD	- precio a pagar, 8,9 USD el metro cubico.
TRANSWORLD DRILLING CADIPSA	Febrero 1962 - 20 años	Desarrollo y explotación del yacimiento el valle	- inversión mínima 1.500.000 USD	-precio 10,25 USD por metro cubico hasta completar los 2 millones de metros cúbicos. Dicho precio es descendiente hasta llegar a los 8 USD por m ³ si se entrega en exceso 4 millones de m ³ .

Fuente: Conesa Raúl Eduardo (1963).

ANEXO III

Empresas	Inversiones en Hidrocarburos no convencionales para la Cuenca Neuquina - 2016	
	Suma de Millones u\$s Exploración	Suma de Millones u\$s Explotación
YPF S.A.	50,5	1726,8
PAN AMERICAN ENERGY	8,2	278,9
TOTAL AUSTRAL S.A.	8,2	209,8
YSUR ENERGÍA ARGENTINA S.R.L.	0,0	177,4
O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	0,0	84,1
WINTERSHALL ENERGIA S.A.	5,9	67,6
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L	0,0	58,5
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	19,8	45,2
CAPEX S.A.	3,8	27,4
TECPETROL S.A.	27,7	21,4
AMERICAS PETROGAS ARGENTINA S.A.	30,8	3,9
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	0,0	0,5
Total general	114,5	2701,4

ANEXO IV

Producción mensual de shale gas		
Fecha	Producción shale gas (MMm ³)	Número de pozos productores
dic-13	24,7	173
ene-14	25,8	182
feb-14	24,5	190
mar-14	26,3	204
abr-14	32,9	216
may-14	40,2	239
jun-14	40,5	258
jul-14	47,8	271
ago-14	52,4	289
sep-14	58,5	299
oct-14	66,1	308
nov-14	67,1	326
dic-14	79,3	336
ene-15	85,58	363
feb-15	75,73	383
mar-15	81,77	395
abr-15	82,03	412
may-15	87,1	428
jun-15	93,81	449
jul-15	112,05	459
ago-15	111,66	471
sep-15	105,94	484
oct-15	114,44	495
nov-15	103,81	511
dic-15	108,13	527

ANEXO V

Producción mensual de shale oil		
Fecha	Producción shale oil (MMm ³)	Número de pozos productores
dic-13	62,3	173
ene-14	59,8	183
feb-14	57	191
mar-14	61,1	204
abr-14	62,8	215
may-14	70,3	236
jun-14	80,6	254
jul-14	85,7	269
ago-14	99,3	286
sep-14	103,6	295
oct-14	105,6	308
nov-14	102,8	321
dic-14	106	337
ene-15	104,21	353
feb-15	94,05	381
mar-15	107,26	388
abr-15	107,22	403
may-15	113,22	422
jun-15	106,25	443
jul-15	110,68	457
ago-15	112,2	469
sep-15	113,87	475
oct-15	124,53	481
nov-15	109,89	493
dic-15	123,64	508

ANEXO VI

Producción mensual de gas Reservorios tight - 2015	
Fecha	Producción tight gas (MMm ³)
dic-13	248,8
ene-14	258,35
feb-14	233,62
mar-14	256,54
abr-14	261,08
may-14	299,95
jun-14	291,65
jul-14	318,59
ago-14	342,57
sep-14	328,05
oct-14	334,61
nov-14	328,45
dic-14	339,53
ene-15	384,21
feb-15	350,36
mar-15	406,28
abr-15	403,9
may-15	420,31
jun-15	406,06
jul-15	422,26
ago-15	442,73
sep-15	424,49
oct-15	435,19
nov-15	424,77
dic-15	445,46