



Universidad  
Nacional de Rosario

Universidad Nacional de Rosario

Centro de Estudios Interdisciplinarios

Carrera de Especialización en Política y  
Gestión de las Infraestructuras

Trabajo Final

Producción de Hidrocarburos en la  
República Argentina

Nombre de la Autora: Lic. Susana Rosa Labasse

Nombre del Director : Ing. Marcelo Cassin

Junio 2021



## RESUMEN

El presente trabajo final sobre Producción de Hidrocarburos en la República Argentina tiene como objetivo desarrollar la historia de los hidrocarburos y su evolución en materia de explotación desde su descubrimiento hasta la actualidad. Se procede a realizar una descripción de la evolución, cómo se relacionaron a lo largo de la historia las empresas de capital público y privado, la constitución del mercado local y el desarrollo tecnológico.

Los avances tecnológicos de las últimas décadas han producido cambios trascendentes en la exploración, explotación y en la producción de gas y petróleo.

Veremos cómo los procesos de toda la cadena de producción de hidrocarburos fueron incorporando cambios que han sumado eficiencia, eficacia y seguridad; priorizando la preservación del medio ambiente cumpliendo con los lineamientos previstos por el estado en el Marco Estratégico de Cooperación de las Naciones Unidas MECNUD 2021-.2025. La agenda 2030 para el Desarrollo sostenible y los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible ( ODS ), aborda los retos económicos, sociales y ambientales más apremiantes del mundo actual.

El decreto 892/2020 Plan Gas. Ar es un desafío para el gobierno actual en el corto plazo para lograr la sustitución de importación de gas con la producción de shale gas en la formación de Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

Los escenarios energéticos 2030 para la Argentina para mejorar la balanza comercial.

La localidad de Añelo es el eje central de la explotación en la formación de Vaca Muerta, en el año 2015 la Fundación YPF y el BID ( Banco Interamericano de Desarrollo ) publicaron un informe sobre la Iniciativa de ciudades emergentes y sostenibles.( ICES), a través del plan estratégico que se viene desarrollando comenzó a sentir el impacto del crecimiento de la industria petrolera donde se espera que tenga un aumento vertiginoso de la población hacia el año 2030.

# ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS</b>	<b>7</b>
1.1 SEGMENTO DEL UPSTREAM	8
1.2 SEGMENTO DEL MIDSTREAM	16
1.3 SEGMENTO DEL DOWNSTREAM	19
<b>CAPÍTULO 2: HISTORIA DEL PETROLEO ARGENTINO</b>	<b>23</b>
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 LA FUNCION 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 CUENCAS SEDIMENTARIAS	54
<b>CAPÍTULO 3: LA COMPETENCIA ECONÓMICA</b>	<b>56</b>
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
<b>CAPÍTULO 4: LA INNOVACIÓN TECNOLÓGICA</b>	<b>67</b>
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 IMPORTANCIA DEL SHALE GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA	75
4.5 EL MEDIO AMBIENTE	82
4.6 CENTROS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	85
4.7 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO Y UNA VISIÓN ESTRATEGICA A LARGO PLAZO	87
4.7.1 SUSTITUCION DE IMPORTACION DE GAS	89
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>96</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>100</b>
ANEXO I	101
ANEXO II	103
ANEXO III	106
ANEXO IV	107
ANEXO V	108
ANEXO VI	112
ANEXO VII	114
ANEXO VIII	117
ANEXO IX	118
ANEXO X	120
ANEXO XI	123

# **INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo tiene como objetivo distinguir 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 raíz del análisis del sector se podrá observar las perspectivas hacia el futuro y las proyecciones de inversiones hacia los escenarios energéticos previstos para el año 2030.

El argumento del trabajo final se desarrolla en cuatro capítulos:

- En el primero se identifica cuáles son las principales empresas que participan en el mercado local y a nivel mundial. Las condiciones de 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. 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 la evolución histórica del sector hidrocarburos desde una perspectiva económica de competencia e innovación. El periodo histórico analizado abarca desde el descubrimiento del primer pozo en Comodoro Rivadavia (Provincia Chubut) en 1907 hasta el año 2016 donde YPF pasa de nuevo a ser del Estado Argentino. Ubicación de las cuencas sedimentarias, el descubrimiento y explotación de la formación geológica de Vaca Muerta.
- En el tercer capítulo se explica la competencia en el sector de hidrocarburos a partir del 2017, desde una perspectiva a nivel mundial con las condiciones particulares del sector, que lo definen como una estructura de competencia imperfecta dentro de la escala nacional y global, con una fuerte presencia de barreras a la entrada, hasta la actualidad.
- En el cuarto capítulo se describe la evolución, la innovación en el sector y la descripción de cómo ha impactado en la configuración actual y en el mercado local. El descubrimiento de los yacimientos no convencionales en nuestro país y el potencial que tendrían para promover un desarrollo competitivo de la industria nacional a largo plazo. Los problemas medio ambientales vinculadas con la metodología de fractura hidráulica utilizada para la extracción de los hidrocarburos no convencionales, los controles de derrames de hidrocarburos y el tratado firmado por el estado argentino con las Naciones Unidas para cumplir con los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Se enumera la relevancia que posee Y-TEC que es una empresa de investigación y desarrollo para la industria energética.
- La visión a largo plazo y el análisis de la carencia de la importación de gas natural y las perspectivas hacia el futuro. La sustitución y los proyectos de construcción de un plan de gasoductos desde Vaca Muerta hasta Brasil.
- Conclusiones finales. Escenarios Energéticos 2030. Añelo ciudad Emergente y Sostenible.

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS**

El sector de hidrocarburos 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, procesamiento de los crudos y gases que se extraen, 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 cadena de producción y comercialización, como por ejemplo en la República Argentina que es la empresa YPF SA<sup>1</sup>.

La participación de una empresa en el mercado hidrocarburífero del upstream, tiene la particularidad de que la misma debe radicarse 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, de los puertos marítimos o fluviales, no se ubican cerca de los yacimientos por una cuestión económica porque 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 los segmentos que nos permitirá analizar y comprender íntegramente cómo funciona el mercado y quienes son los participantes involucrados.

## **1.1 SEGMENTO DEL UPSTREAM**

### **Descripción de la actividad:**

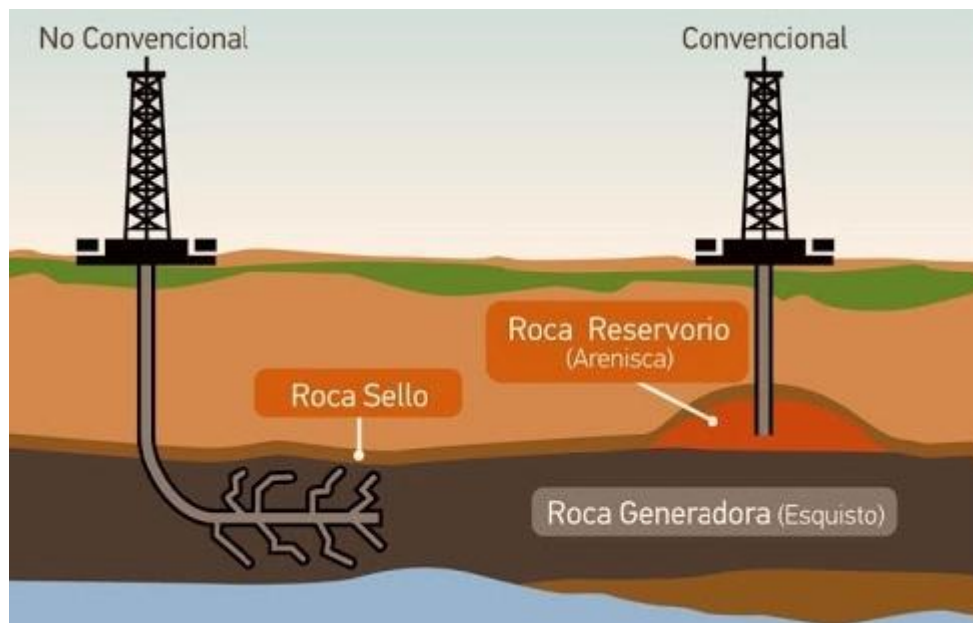
La actividad del upstream está compuesta principalmente por las siguientes etapas:

- Exploración: descubrimiento de nuevos yacimientos, mediante la prospección geológica, geofísica y la perforación. Además incluye el análisis sísmico de las formaciones.
  - 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, sistema de producción temprana ( Early Production Facility-EPF).
  - Producción o explotación: instalación de equipos de bombeo, mantenimiento, supervisión, medición, control y extracción de los líquidos y gases.
-

<sup>1</sup> Empresas integradas, las unidades de negocio se consideran por separado.

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, porque no han podido abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Por lo tanto, difiere en la forma de extracción (técnicas) y poseen diferentes costos de intervención.

Figura N° 1. Yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas

Figura N° 2 Mapa Mundial de los yacimientos



Fuente: Internacional Energy Agency (2020)

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.

Listado de las principales empresas de hidrocarburos de Argentina:

## Cuadro N° 1

### Principales empresas productoras de petróleo en Argentina. Año 2020.

m3 anuales

Empresa	Producción
1 YPF S.A.	12.858.550
2 PAN AMERICAN ENERGY SL	6.054.089
3 PLUSPETROL S.A.	1.483.421
4 VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	1.042.616
5 SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION INC	897.446
6 TECPETROL S.A.	701.140
7 COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	684.440
8 SHELL ARGENTINA S.A.	589.493
9 TOTAL AUSTRAL S.A.	519.859
10 PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	503.860
11 CAPEX S.A.	426.919
12 CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	294.709
13 ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	293.495
14 EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	273.927
15 PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	190.482

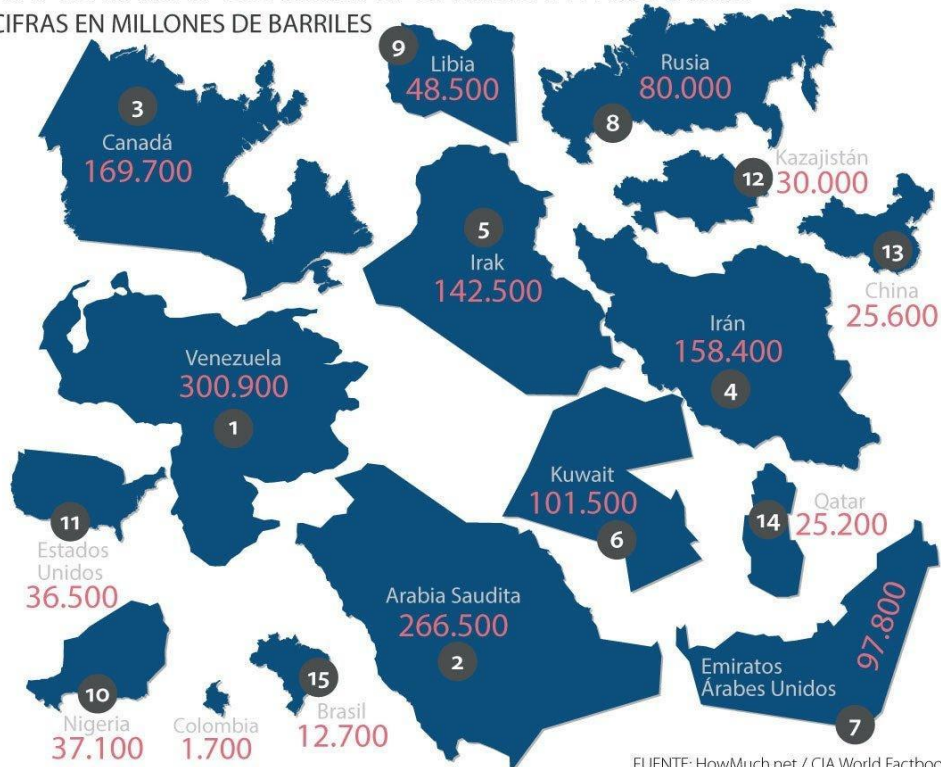
Nota: petróleo no incluye gasolina.

Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG)

## Cuadro N° 2

### LOS 15 PAÍSES CON MÁS RESERVAS PETROLERAS

CIFRAS EN MILLONES DE BARRILES



FUENTE: HowMuch.net / CIA World Factbook

Se destaca en el segmento del upstream petrolero y gasífero 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 , Baker Huges, 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).
- 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 interpretar 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”. Estas 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 (luego paso a ser 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 supremacía 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).

El motivo de la caída del poder de las empresas “7 hermanas” que ocurrió en 1959, fue que 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. Esta situación terminó en la creación de compañías nacionales en aquellos países, donde 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, la explotación de los yacimientos y el fraccionamiento de otras actividades económicas como la transferencia de recursos intersectoriales.

A principios del año 1970, la preponderancia de las “7 hermanas” había disminuido y el crecimiento del poder la OPEP (Organización de países exportadores de Petróleo) 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”, cuadruplicó su valor 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, 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 dólares en diciembre de 2004, hasta llegar a 104,11 dólares en septiembre de 2008; año en el cual se interrumpió la tendencia especuladora 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. Sin embargo, durante el año 2017<sup>2</sup> 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. 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 donde las variaciones de precios generan efectos en la productividad del sector del upstream, ya que una baja de precios puede significar como ya se ha mencionado que no es favorable para continuar extrayendo petróleo y que no sea rentable.

### **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 ( publicación sobre los Precios Mundiales del Petróleo por el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, en agosto 2015 ).

En relación con la producción mundial, la República Argentina extrae el 0,6% del total petróleo producido en el mundo, 620 mil barriles diarios. Con respecto del gas, nuestro país extrae el 1,1% del total del gas producido en el mundo.

### **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 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).

---

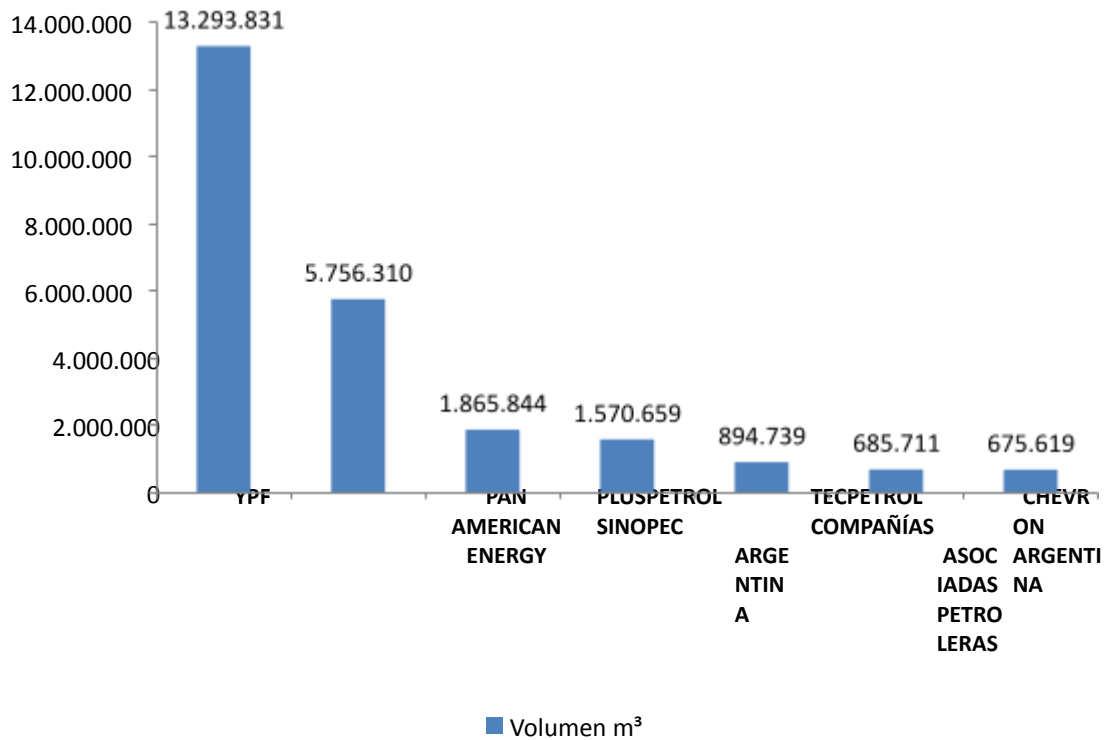
<sup>2</sup> Datos de los periodos 2016 - 2017 donde se compara y se puede ver la evolución del

proceso del movimiento de los precios internacionales.

Las principales empresas en el sector del gas son la regional YPF SA y la trasnacional Total SA con el 31% y 27% respectivamente.

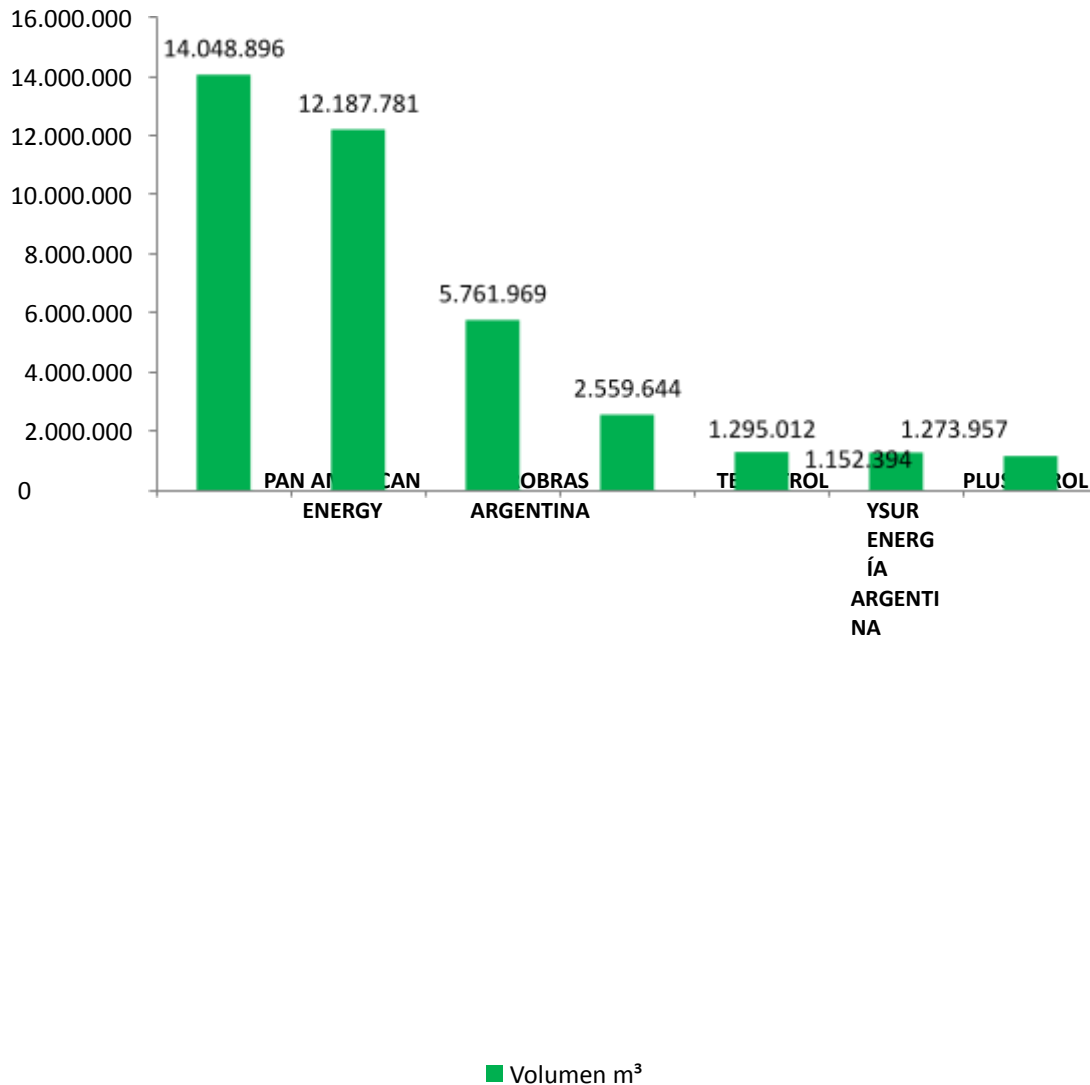
A continuación, se presenta dos gráficos detallando las principales empresas del sector de petróleo argentino por volumen en m<sup>3</sup> producido.

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



Fuente: Base de Datos del Ministerio de Energía y Minería

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



Fuente: Base de Datos del Ministerio de Energía y Minería

Los dos tipos de crudo que se extraen son principalmente **Medanito** ( densidad mas liviana ) de la Cuenca Neuquina y **Escalante** ( densidad mas pesada y es el que se exporta ) de la Cuenca del Golfo San Jorge en Santa Cruz, ambas Cuencas tienen distinto tipo de composición y la cotización por barril de petróleo son de diferentes precios.

## 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, 2015). 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).

El transporte es fundamental para poder transportar aquello producido hacia los centros de consumo y a las refinerías. Los datos operativos de Transporte y distribución de Gas suministrado por ENARGAS se realiza de la siguiente manera:

- 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.

En el midstream sobre el almacenamiento y su procedimiento:

- 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:

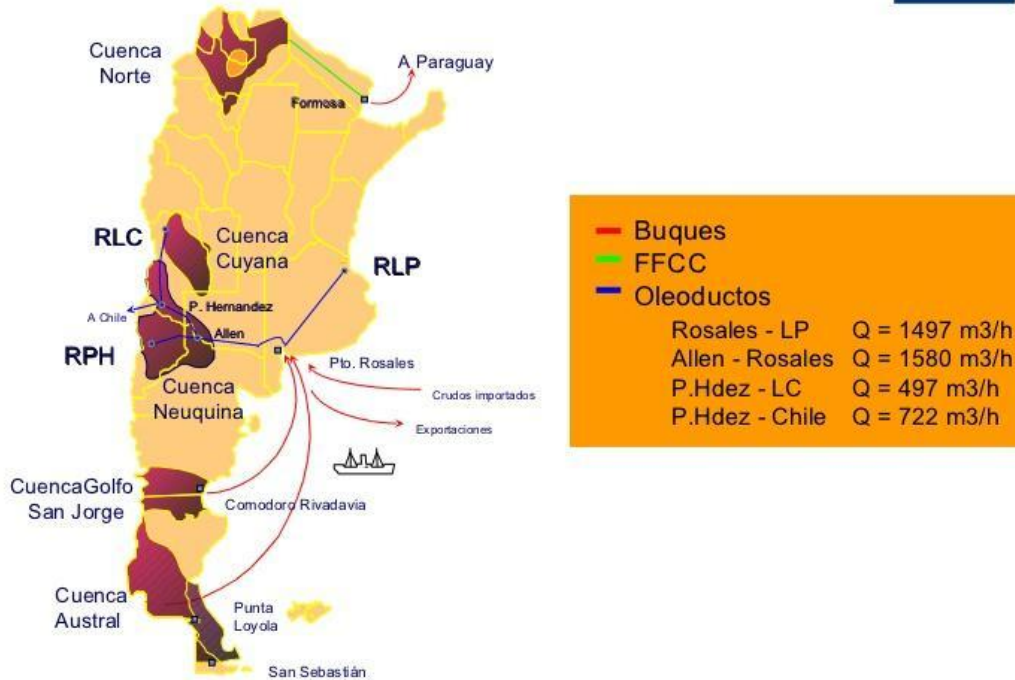
El sistema de transporte de gas de alta presión del país presenta la siguiente estructura como se observa a continuación en la Figura N° 2.

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

## Refino & Marketing

Crudos Argentinos: Logística de Exportación

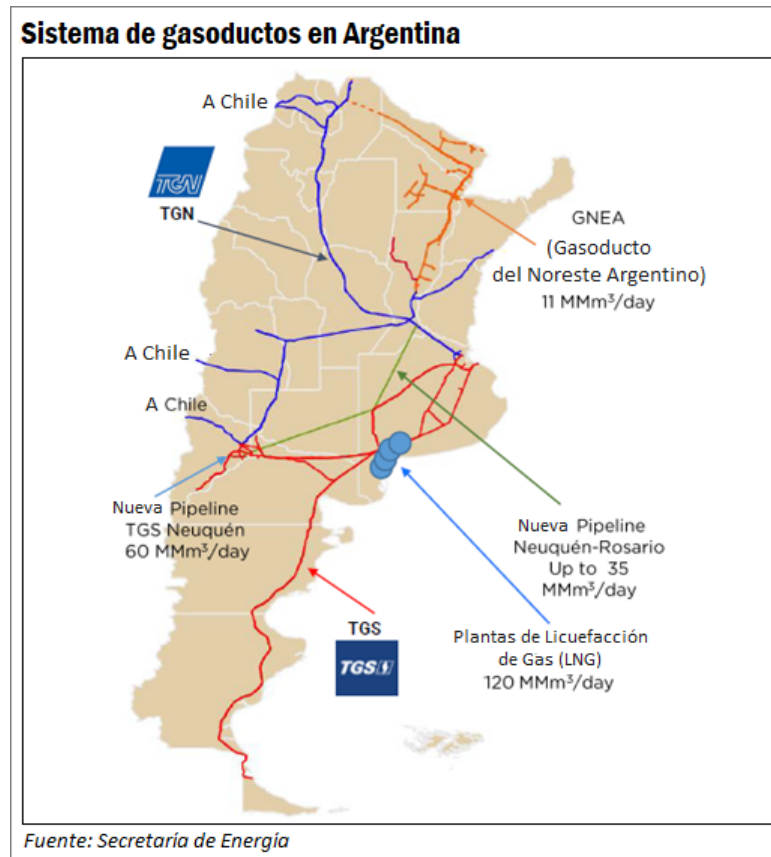
YPF



Fuente: Empresa YPF

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.

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



### 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.

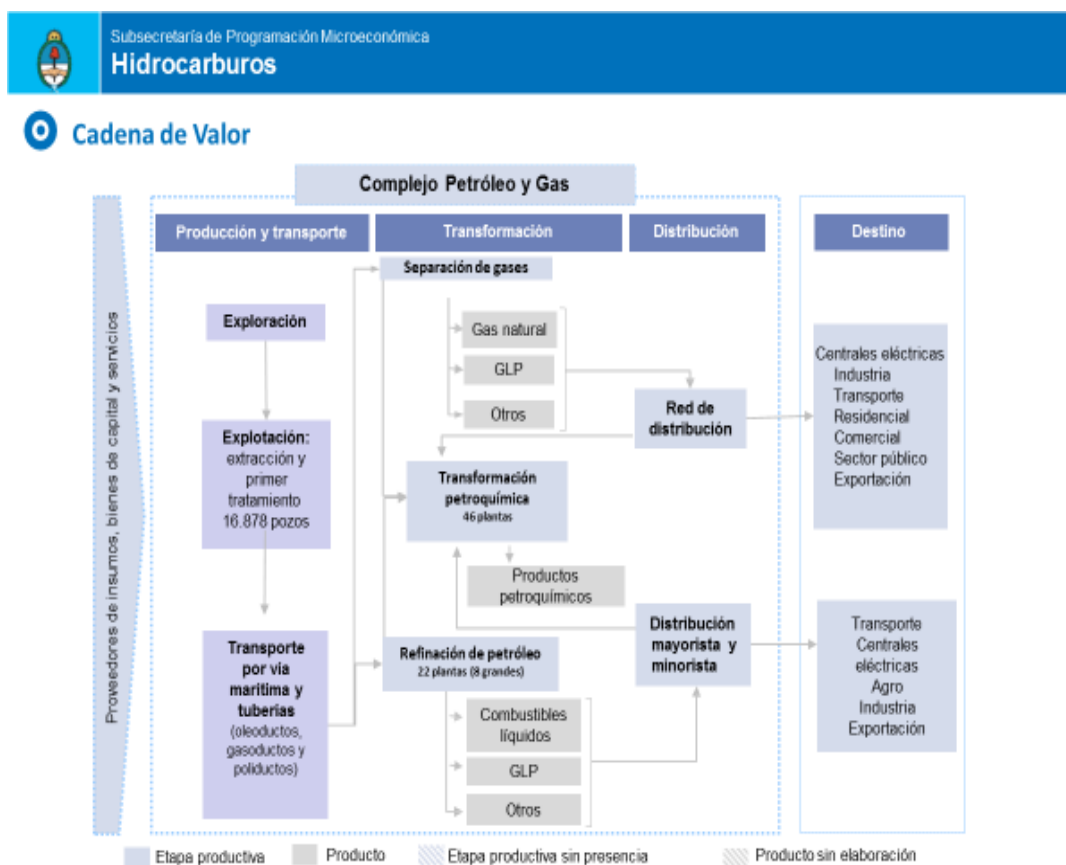
El primer proceso que se hace una refinería es el de destilación atmosférica, que permite separar a los hidrocarburos a través de la exposición de éstos a diferentes temperaturas. Del crudo que ingresa a la torre de destilación, o también llamadas topping, se pueden obtener distintos cortes: gases livianos (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 (es una medida de densidad que determina en que grado es liviano o pesado el nivel del 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.

**VER ANEXO I : Costos de Producción – Balanza Comercial ( pp. 101 - 102 )**

Se observa en la figura n° 4 el circuito de la cadena valor del petróleo y gas.

**Figura N° 4 Cadena Valor**



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.” (Libro Frondizi, 1958, Capítulo 1, p. 3):

- 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, donde se ven afectadas las crisis del petróleo de 1973, 1979 y de la última década. 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.

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

### Cuadro N° 3 Listado de empresas refinadoras en Argentina

Refinación en Argentina, expresada en millones de m<sup>3</sup>/año. Año 2015

En millones de m <sup>3</sup>				
Refinería	Empresa	Capacidad productiva	Provincia	Año de inauguración
<b>Total</b>	-	<b>36,86</b>	-	-
La Plata	YPF	10,97	Buenos Aires	1925
Luján de Cuyo	YPF	6,27	Mendoza	1940
Dock Sud	Shell	5,80	Buenos Aires	1931
Campana	Axion	5,04	Buenos Aires	1911
San Lorenzo	Oil	2,92	Santa Fe	1938
Bahía Blanca	Petrobras	1,77	Buenos Aires	1926
Campo Duran	Refinor / YPF	1,53	Salta	1962
Plaza Huincul	YPF	1,46	Neuquén	1975
Resto	PyMEs	1,10	-	-

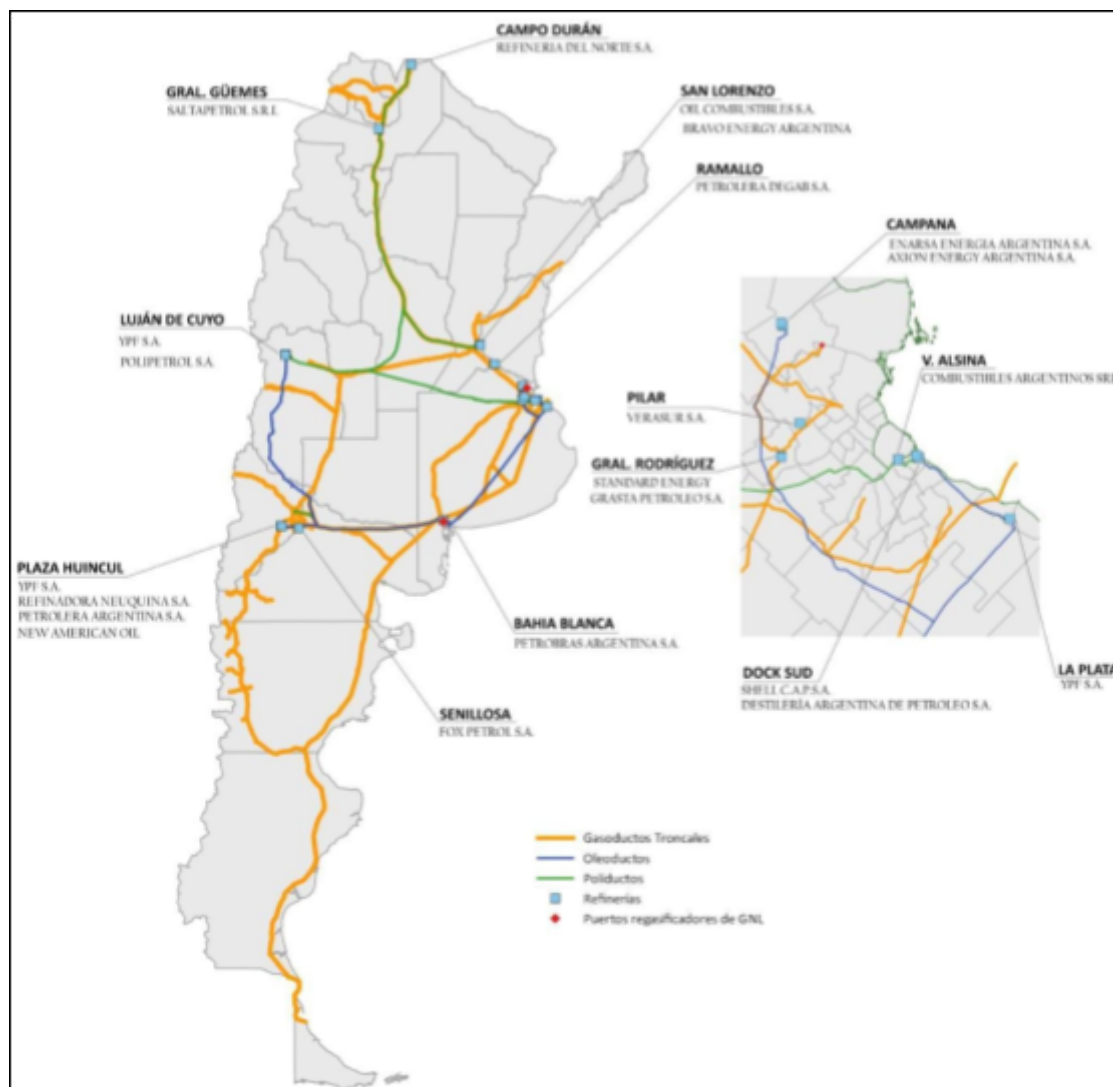
Fuente: Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo.

Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. - Julio 2016.

Nota: a) La empresa Oil Combustibles compró a Esso la Refinería San Lorenzo

b) El grupo Bidas Axion Energy compró la Refinería Campana

**Figura N° 5 Mapa de Localización de las Refinerías de Petróleo**



Fuente Secretaría de Política Económica. Ministerio de Hacienda de la Nación.  
Informes de Cadenas de Valor. Junio de 2018

**CAPÍTULO 2**  
**HISTORIA DEL PETROLEO**  
**ARGENTINO**

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

Dada la relevancia 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 más relevantes en materia de inversión e innovación tecnológica.

Asimismo, se explicará cómo fue evolucionando la participación desventurada de 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 Secretaría 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.

La 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 empresa 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, 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 que cuyo final 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 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, además en este 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 porque se dieron las exigencias energéticas cada vez mayores, la escasez y encarecimiento de maquinarias, materiales, medios de transporte y fletes.

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)<sup>3</sup>, 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 el General 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;

---

<sup>3</sup> 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.

Con el fin de resolver todos los 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 en el año 1924 por Decreto los siguientes edictos:

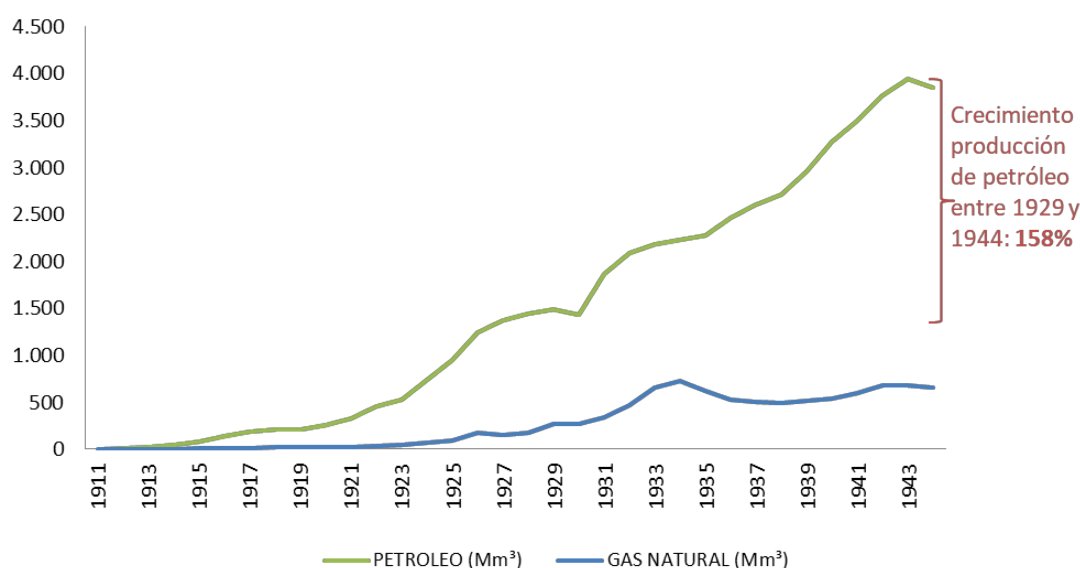
1) la extensión la reserva a favor del Estado de los territorios federales donde se suponía que había petróleo y ordenó la búsqueda de hidrocarburos;

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 como se detalla a continuación en el gráfico N° 3, luego 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 (Mm<sup>3</sup>), 1911-1944



Fuente: Base de Datos 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 N° 11.668 de YPF, 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 con el 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.

Mediante la ley N° 12161 de petróleo votada en 1935 y por 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 hidrocarburos 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 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) <sup>4</sup> 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.

---

<sup>4</sup> La empresa 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)<sup>5</sup>. 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.

---

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

El Ing. Julio Canessa se encontró con diversos problemas para llevar adelante un plan productivo: en primer lugar YPF seguía dependiendo de la Dirección Nacional de Energía (DNE) donde 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 natural<sup>6</sup>, 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 hidrocarbúricos 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 vendía. 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 Juan D. Perón disolvió el ENDE y todas las Direcciones que habían sido englobadas recuperaron su autonomía donde YPF pudo tener nuevamente el control sobre el sector.

---

<sup>6</sup> 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.

### 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 que se detalla a continuación:

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) 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<sup>7</sup> entre YPF y Drilllexco, en el cual la empresa norteamericana debía perforar pozos, la sociedad YPF pagaría por los gastos por metro cuadrado perforado, por día de ensayos y de trabajos de terminación, en el cual estaba detallado en el contrato firmado.

---

<sup>7</sup> 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.

El convenio no prosperó, porque 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. A partir de esta situación y 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, Tinsa 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 adquiría 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. 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 de lo está situado en las partes, 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 se ha 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.

La empresa YPF tenía cerca de 60 equipos perforadores trabajando; el Segundo Plan Quinquenal prometía llegar a sumar 100; pero necesitaba 180 máquinas para alcanzar los niveles de producción establecidos.

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, 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%.

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 nuevo presidente dispuso medidas que tuvieron un gran impacto en la estructura del mercado petrolero<sup>8</sup>. 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 YPF<sup>9</sup>. 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 directa, licitación, etc.), por cualquier monto y con el objetivo de atraer inversiones y de aumentar la producción.

---

<sup>8</sup> 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).

<sup>9</sup> Año 1956 el Estado transforma a la Dirección General YPF a YPF Empresa del Estado.

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 extranjero<sup>10</sup>.

El Dr. A. Frondizi sostenía que era necesario reestructurar a la empresa estatal YPF “de acuerdo con las normas de una moderna empresa industrial” (Libro Frondizi y el Petroleo, 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, acorde a las formas más acordes y a las prácticas organizacionales de empresas del sector verticalmente integradas.

---

<sup>10</sup> 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.

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 ( Libro Los contratos del Petroleo por el Dr. Eduardo Conesa ), 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”.

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 ”.

### **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 privadas<sup>11</sup>.

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.

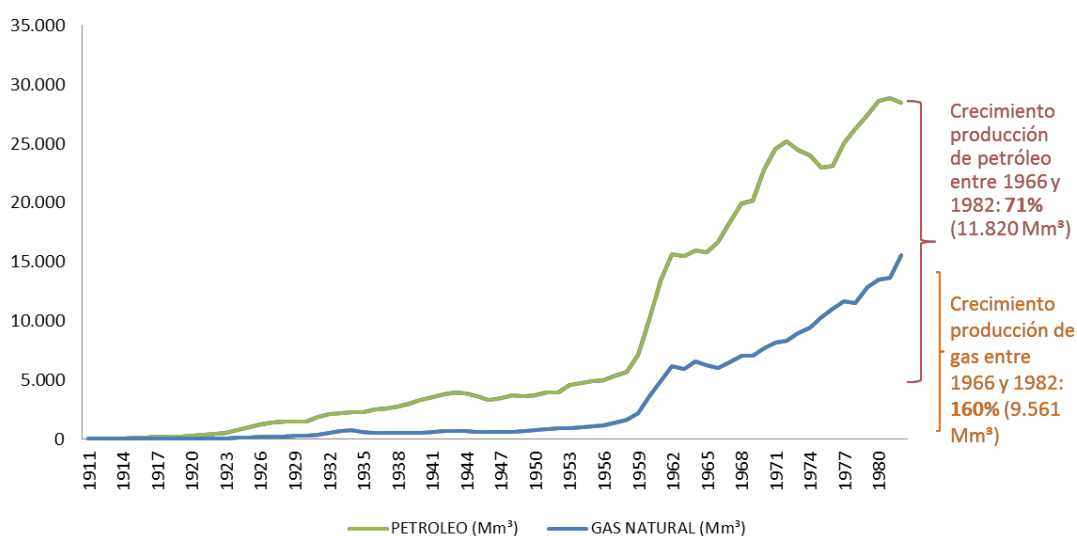
En YPF, particularmente, el gobierno de facto utilizó la rentabilidad y la fortaleza de la empresa estatal para solicitar crédito externo, dada su solvencia como empresa hidrocarburífera. En todo el periodo de la Dictadura militar (1976-1982), YPF aumentó su pasivo en “1.612,9%, en tanto que al inicio 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).

---

<sup>11</sup> 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: Base de Datos del Ministerio de Energía y Minería

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”.

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 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.

### **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. Los contratistas se establecieron en el país como socios y que además con el tiempo se fueron reconstruyendo todos los equipos parados posibles, luego 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”.

### **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. Raúl 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”. 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. Carlos 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. Carlos 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 Huinul.
- 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 1992<sup>12</sup> 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:

---

<sup>12</sup> 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.

YPF SA 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”. 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 el 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. Esquema 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 las siguientes (art. 33 y 34):

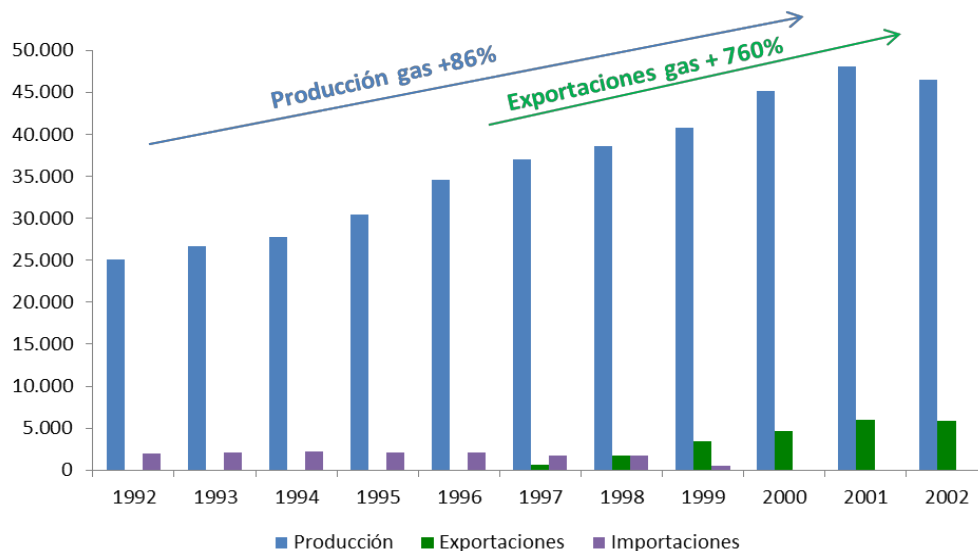
- los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo, o del gas natural necesario para mantener la operatividad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el ente en cada caso.
- ningún productor, almacenador, 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 Mm<sup>3</sup>) 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 y Exportación de gas período 1992- 2002



Fuente: Base de Datos del Ministerio de Energía y Minería

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 la función 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 se brindaba apoyo y financiamiento para las capacitaciones en investigación en el Instituto del Petróleo, además formaban profesionales que ofrecían a YPF los 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”, 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 anterior<sup>13</sup>. 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)<sup>14</sup>.

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.

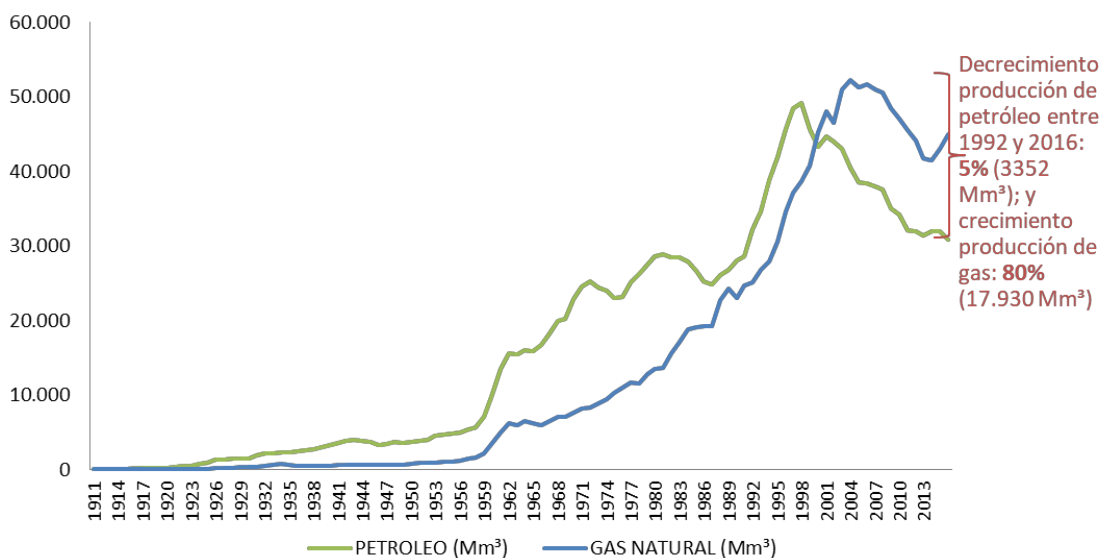
---

<sup>13</sup> 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.

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

De esta manera, el objetivo de retomar el control de la principal petrolera en el mercado fue potenciar la capacidad del Estado para impulsar 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.

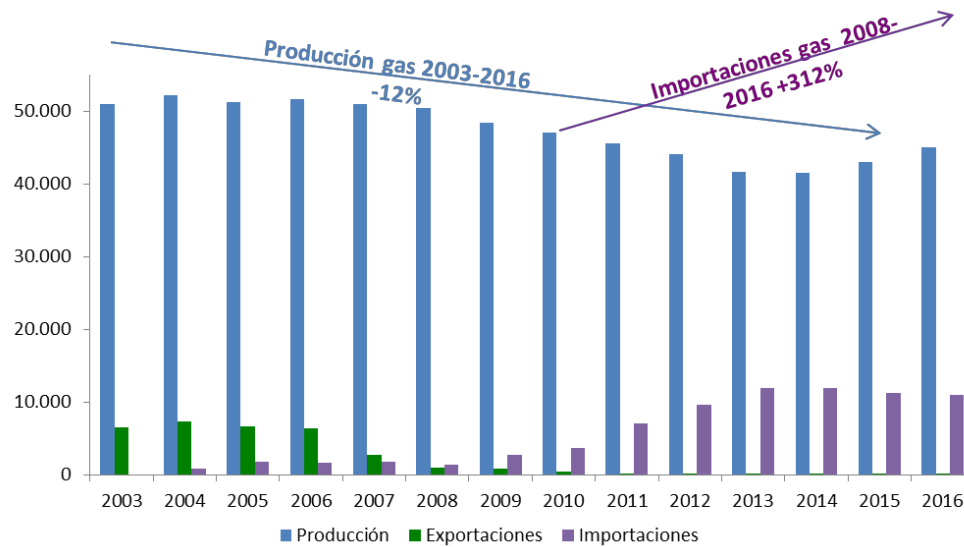
Gráfico N° 6. Producción de petróleo y gas (Mm³), 1911-2016.



Fuente: Base de Datos 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



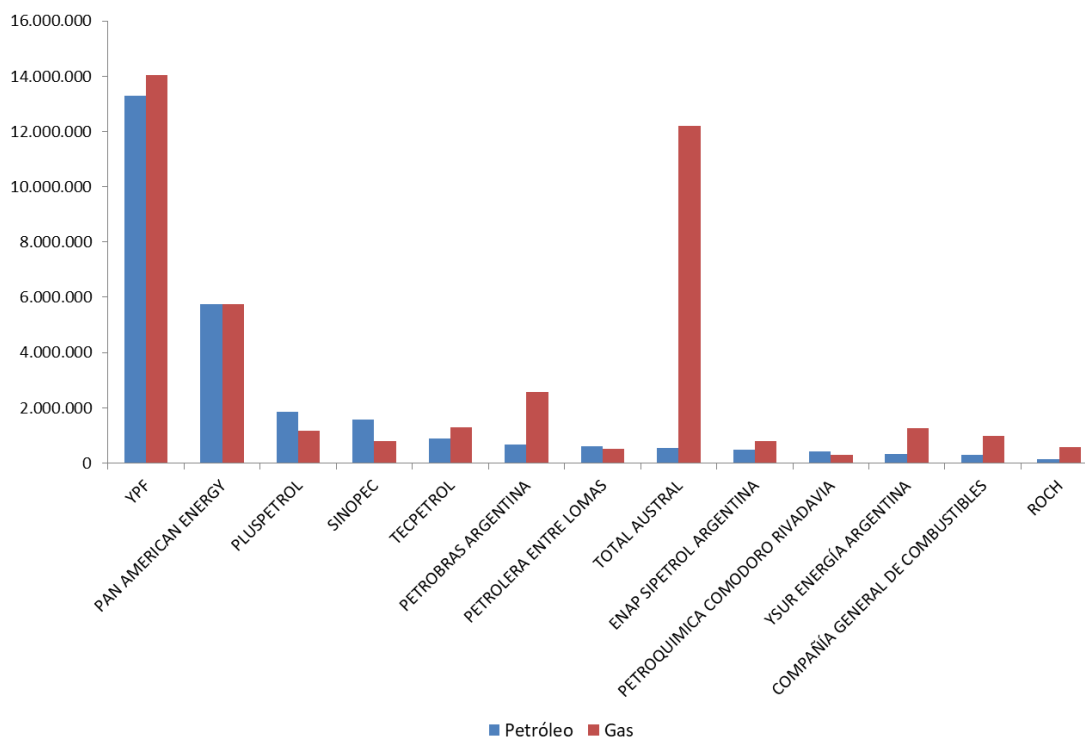
Fuente: Base Datos del Ministerio de Energía y Minería y IAPG

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 trasnacional 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 (Mm<sup>3</sup>), 2016.



Fuente: 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, 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, que se denomina Vaca Muerta<sup>15</sup>.

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

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

La 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.

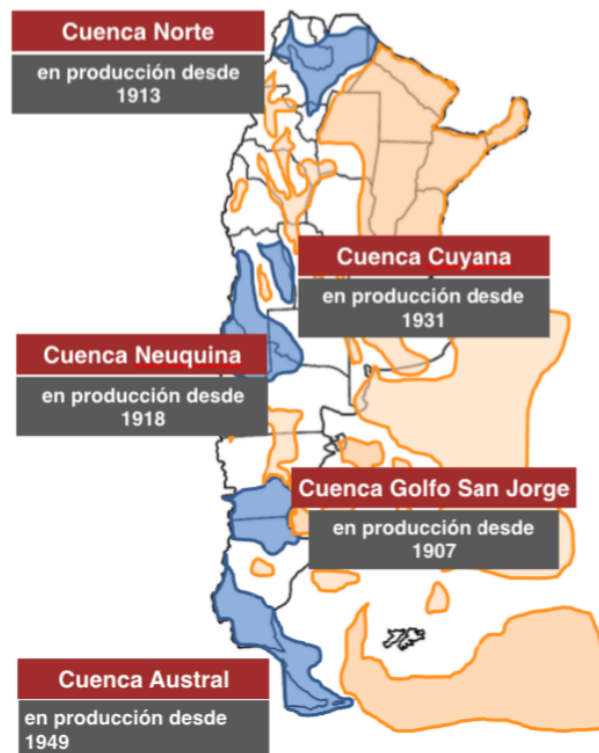
## 2.9 CUENCAS SEDIMENTARIAS

Los hidrocarburos son una fuente de energía indispensable para el desarrollo del país. Casi el 90% de la energía utilizada proviene del petróleo y del gas. La Argentina cuenta con 5 cuencas sedimentarias en producción.

Las cuencas están distribuidas en las siguientes regiones:

Figura N°6 Distribución de las Cuencas productoras ( IAPG )

### Las cuencas sedimentarias



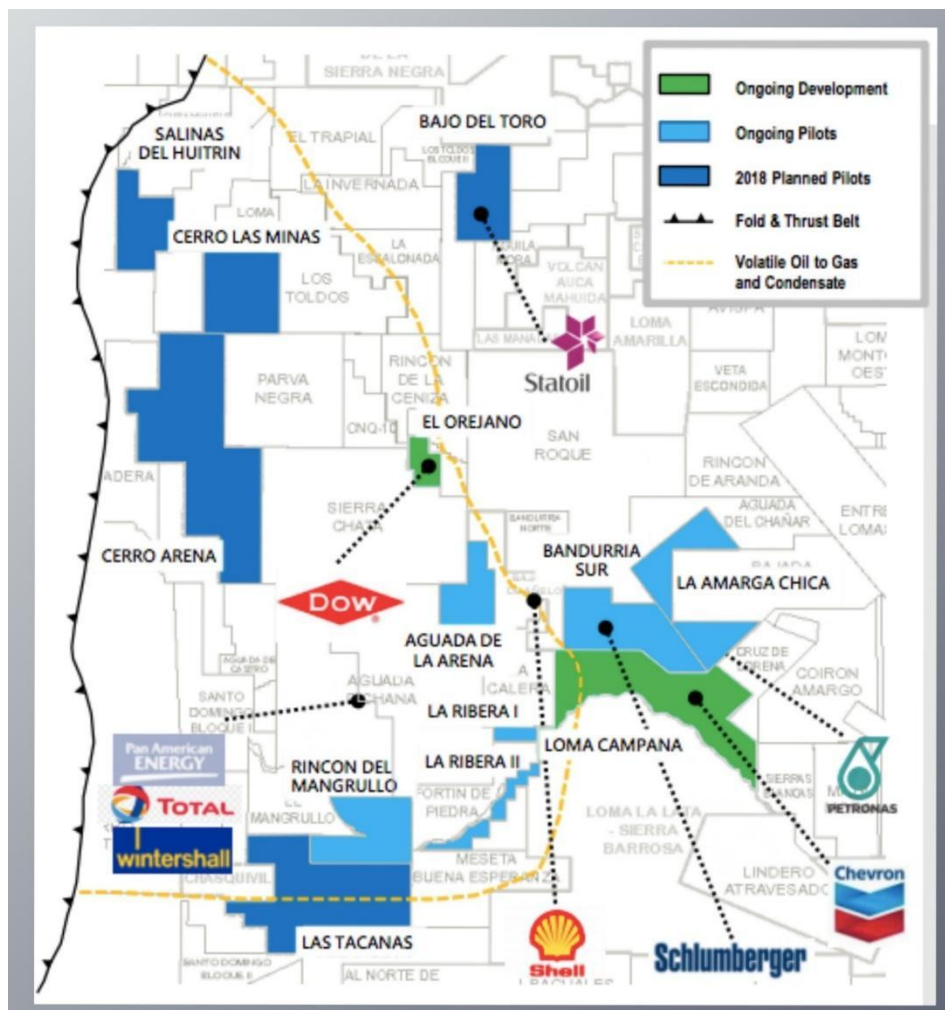
En la totalidad de estas cuencas hay aproximadamente 374 millones de metros cúbicos de petróleo y 315 mil millones de metros cúbicos de gas.

Teniendo en cuenta la producción y las reservas el país cuenta con petróleo suficiente para abastecer la demanda de los mercados.

El shale gas y shale oil abre un nuevo panorama energético para el Plan Gas. Ar para el periodo 2020 - 2024 ( Decreto DNU 892/2020 ) que se encuentran en la Cuenca Neuquina en la que se destaca y se denomina Vaca Muerta y es una formación de hidrocarburos de 36.000 kilómetros cuadrados, es una formación geológica más promissora del mundo.

Vaca Muerta se descubrió en 1927 pero a partir del año 2011 se empieza a explotar. Se posiciona en el mundo en el 2° puesto en el ranking de Recurso no convencional de Gas y el 4° puesto de Recurso no convencional de Petróleo, existiendo 31 empresas con posición en el proyecto de explotación.

Figura N° 7 Mapa de empresas que explotan en Vaca Muerta



Fuente: Revista Vaca Muerta News

**CAPÍTULO 3**  
**LA COMPETENCIA**  
**ECONÓMICA**

En este capítulo se desarrolla los aspectos y condiciones particulares del sector de hidrocarburos en relación con la forma de la comercialización y las estructuras de competencia a partir del año 2017. En el mercado petrolero y el gasífero; cómo se determina la evolución del precio internacional y el impacto que tiene en la competencia de los mercados; las dificultades a las empresas que les presentan y tienen para acceder al mercado global.

### **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. Por tal motivo hay 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 se ha 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. Carlos 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.

La validez en el sector petrolero 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 accionaria<sup>16</sup>, que dispone de 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 se especifica 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, es el resultado del cálculo del Índice de economía Herfindahl–Hirschman .

El índice IHH 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).

El Departamento de Justicia de los Estados Unidos indica que las Agencias de análisis de concentración, consideran que:

- los mercados en los que el IHH se encuentra entre los 1.500 y los 2.500 puntos se concentran moderadamente, y consideran que los mercados en los que el IHH supera los 2.500 puntos están muy concentrados.

## **Ver Anexo II: La concentración en la Producción de Petróleo en Argentina ( pp. 103, 104, 105 )**

---

<sup>16</sup> Así 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”.

Por lo tanto, el resultado de los índices para el sector de petróleo y del gas indican que es 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 se ha analizado en el Capítulo N° 1, los precios del petróleo han variado 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 o corriente 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, 2015). 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 achicar el riesgo de variaciones en los precios, denominado también como Risk Management Tool.

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. Asimismo, otra institución muy importante es la firma Platts que es una empresa del grupo editorial MacGraw-Hill, que se especializa en el monitoreo de los precios de productos energéticos y publica material de referencia.

Los precios de referencia más utilizados en América el West Texas Intermediate (WTI)<sup>1718</sup> y el Brent<sup>19</sup>. Sin embargo, 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”.

---

<sup>17</sup> Crudo de referencia de Texas, Estados Unidos. Expresado en u\$s por barril.

<sup>18</sup> Habría que 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.*

<sup>19</sup> Crudo de referencia del Mar del Norte. Expresado en dólares por barril.

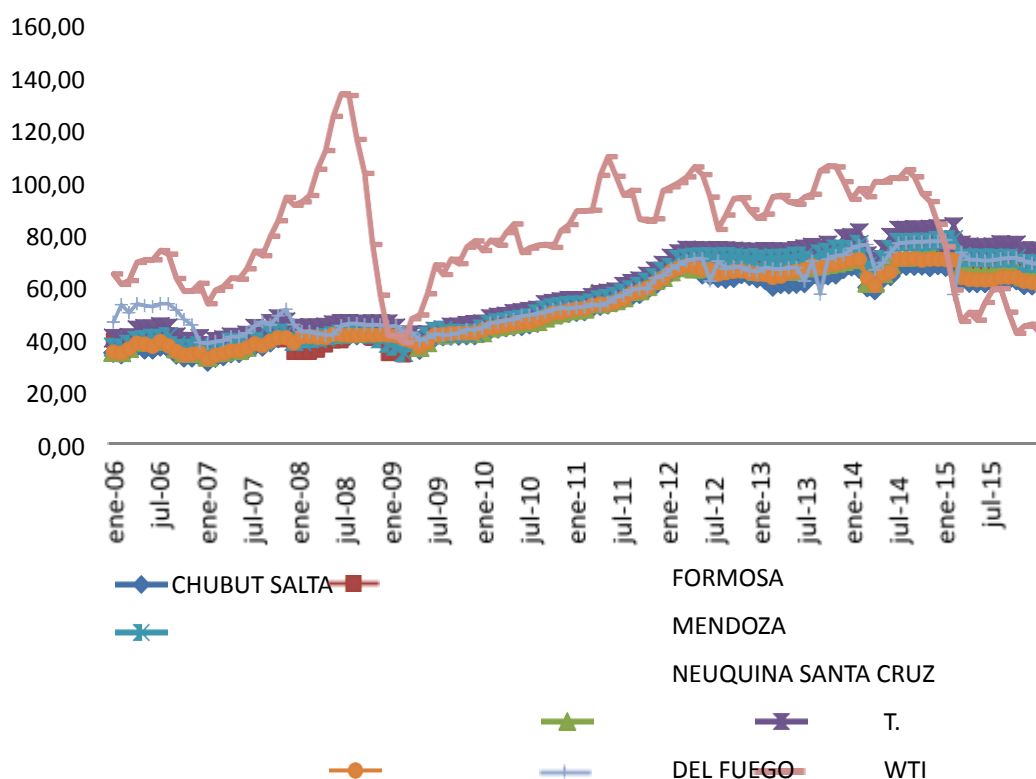
En consecuencia, dicho precio resulta determinado por parámetros geológicos (estimación de reservas), técnicos (factor de recuperación), comerciales (viabilidad económica), demanda (crecimiento económico esperado) y acuerdo o conflictos políticos (especialmente en países miembros de la OPEP) y por la formación de “expectativas”, 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.

La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC. Ley 27442 ), señala que la variación de los precios internacionales está asociada, 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.

La CNCD (2002) define que el petróleo al ser un commodity, puede ser colocado en cualquier parte del mundo a precios internacionales. Los precios, WTI ( cotización West Texas Intermediate ) y el Brent ( cotización mercado europeo) , influyen en la determinación del precio del petróleo en la República Argentina.

Es preciso mencionar que el Estado Argentino ha implementado diferentes políticas para evitar fuertes modificaciones 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, el fuerte incremento en el precio del WTI ( West Texas Intermediate ) 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 ), se puede ver en el gráfico N° 9.

Gráfico N° 9. Evolución del precio del Petróleo WTI / Por cuenca, 2006-2015



Fuente: Base Datos del Ministerio de Energía y Minería

Se han establecido muchos acuerdos en los últimos años, se puede mencionar el 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 Escalante<sup>20</sup>. Como se observa en el gráfico, evita que ante una caída del precio internacional, los precios locales bajen abruptamente<sup>21</sup>.

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.

<sup>20</sup> 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). 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.

<sup>21</sup> 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)<sup>22</sup>. 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 energética<sup>23</sup> 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. La variación de los precios también impacta en la República Argentina por ser un mercado de commodities (bienes tangibles que se pueden comprar, vender o intercambiar por productos de valores similares). 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 y podrá permanecer en el mercado.

### **3.3 BARRERAS DE ENTRADA AL SECTOR PETROLERO**

Existen diferentes tipos de barreras para la entrada a los mercados para una empresa. La realidad económica presenta barreras a la entrada de naturales o artificiales. Siendo las naturales, aquellas relacionadas con las características tecnológicas de los procesos de producción y distribución. El tamaño del mercado, quienes determinan que sea económicamente más eficiente, desde que haya pocas a muchas empresas 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.

#### **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.

---

<sup>22</sup> Expresado en dólares por MBTU.

<sup>23</sup> 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. Es decir que, dentro de cierto rango, cuanto mayor sea el nivel de producción y ventas de una empresa, menores serán sus costos medios. 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. Por consiguiente se cita como 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.

Desde otro punto de vista, existen 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 se plantean 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 aclarar de cómo fue el impacto 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 hidrocarbúfero. 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 norte<sup>24</sup> 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 las propuestas que resultan atractivas. Por ejemplo, a través de políticas de precio o mediante la suscripción de contratos, tales como el Decreto N° 933/58, la ley de hidrocarburos N° 17.319, en el año 1967.

---

<sup>24</sup> Ubicado principalmente en la provincia de Salta.

En la década de 1990, como ya se ha 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 se considera importante destacar 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. El Estado Nacional debe vigilar la protección del medio ambiente y la de su población. Debe sancionar legislaciones medioambientales 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 económicas**

Se considera 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; entre las cuales podemos mencionar a la inversión en capacidad instalada, el gasto en publicidad y el gasto en investigación y desarrollo. Estas actividades 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.

## **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, se ha identificado que el mercado petrolero y gasífero adopta el carácter oligopólico en el segmento del upstream y downstream en el 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 se destaca en el desarrollo 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 petrolera. 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.

**CAPÍTULO 4**  
**LA INNOVACIÓN**  
**TECNOLÓGICA**

## 4.1 LA INNOVACIÓN

En los últimos años los avances de la tecnología ha ayudado a la industria de los hidrocarburos en la estructura de identificar las reservas, desarrollarlas y producirlas, lo que incrementó la cantidad de reservas a nivel mundial y la producción de petróleo.

En medio de la crisis actual del precio del barril de petróleo, el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías, como los drones, robots e “Internet de las cosas” ( IoT ) surgen como una alternativa más que viable para contrarrestar los efectos que produce la caída del precio.

Para poder competir y subsistir en un ambiente de precio de crudo bajo, las empresas tendrán que reducir los costos de exploración y explotación, encontrar formas de extraer más petróleo de cada pozo, reducir los costos por barril o buscar formas de control más económicas y amplias, siempre cuidando el medioambiente.

El precio del petróleo no será es el único problema en el corto plazo, sino las políticas económicas, los cambios tecnológicos y culturales en el mundo, que podrían afectar los niveles de demanda en el largo plazo. La ventaja competitiva dependerá de las nuevas tecnologías que será el factor de dominio en la implementación para las empresas productoras de petróleo.

La ciencia, la tecnología y la innovación son la clave para el éxito continuo de la industria del petróleo y gas. Con innovación, la tecnología todavía puede ayudar a expandir más la representación del petróleo como fuente más económica y más conveniente en el mundo de la energía. Pero la tecnología tiene que ser aprovechada para proteger el medioambiente y preservar el ecosistema natural.

El cambio tecnológico en las técnicas de fracturación hidráulica y en la perforación horizontal que han dado lugar a la revolución de los desarrollos no convencionales (*shale* y *tight*) ha sido la gran novedad en los últimos años. Además, se ha producido en materia de perforación en aguas profundas, ultra profundas y en las técnicas de recuperación terciaria que elevan el porcentaje de las reservas que se pueden extraer de los reservorios convencionales

Los desafíos para el futuro de la industria de petróleo y gas serán hacer viables los nuevos desarrollos tecnológicos en términos de reducción de costos, además de contar con trabajadores calificados que sepan cómo utilizar adecuadamente los avances tecnológicos. La tecnología transformó el sector de hidrocarburos en los procesos, haciéndolos más eficientes, eficaces, seguros y más conservadores del medioambiente.

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

El desarrollo tecnológico del sector hidrocarburos a lo largo de su historia estuvo marcado por las decisiones adoptadas por la empresa estatal YPF<sup>25</sup>, el Estado Nacional y las empresas petroleras extranjeras, como así también 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 de las empresas 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 en el caso de la firma Siam Di Tella ( fue fundada en 1911, fabricaban equipos de bombeo para el petróleo), 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 regional.

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.

---

<sup>25</sup> 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.

El Ingeniero Industrial Julio Canessa impulsó la creación en 1947 del gasoducto que se extendía desde Comodoro Rivadavia (Provincia de Chubut) hasta Lavallol (Provincia de Buenos Aires), lo cual implicó un desafío de su profesión porque 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.

Se 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 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 del Grupo 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.

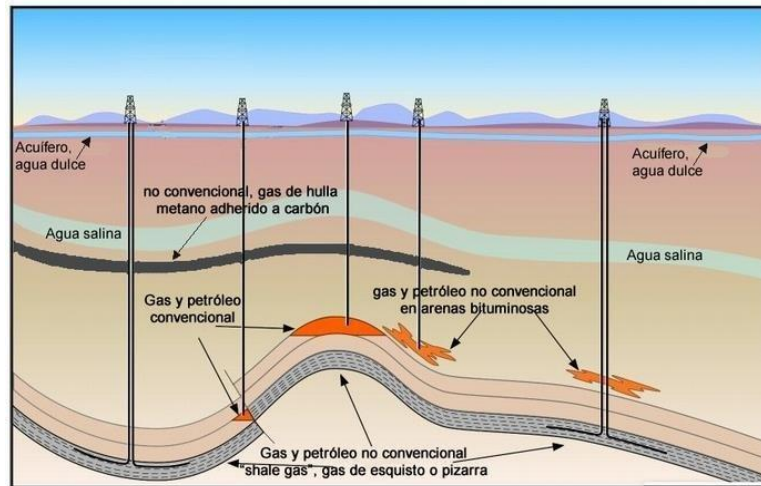
Actualmente YPF no es una firma con expansión mundial, sino que su desarrollo productivo es local, por lo tanto, su capacidad de influencia se da dentro las fronteras nacionales, y además necesita de las empresas extranjeras para poder conseguir financiamiento y tecnología que le permita seguir adelante 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 se ha 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.

Figura N° 6 Formaciones de gas convencional y no convencional

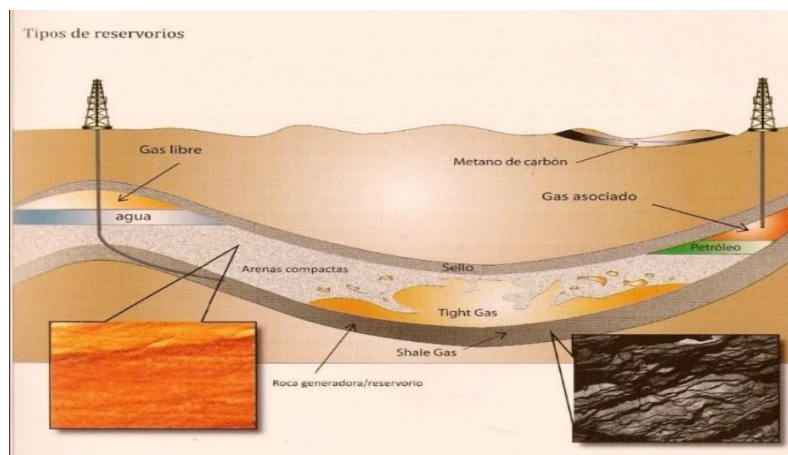


Fuente: Ministerio de Energía de Neuquén

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

El tight gas son areniscas de origen marino, con una permeabilidad muy baja.

Figura N° 7 Grafico de la perforación de una cuenca

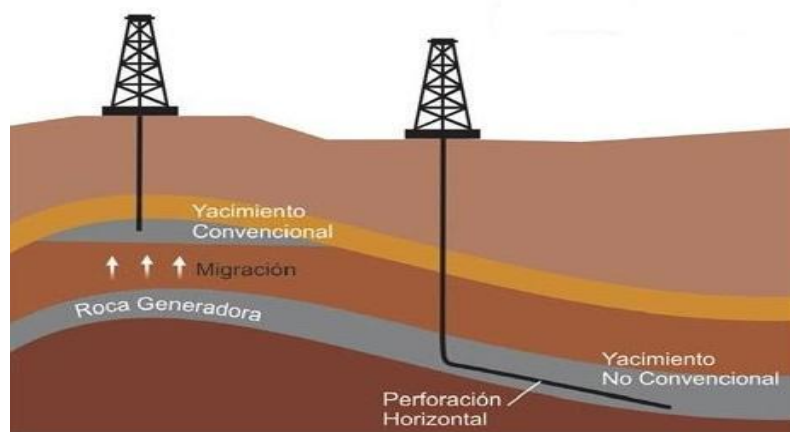


Fuente: Ministerio de Energía de Neuquén

Las principales nuevas tecnologías que permiten el desarrollo de este tipo de formaciones no convencionales son:

- 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).

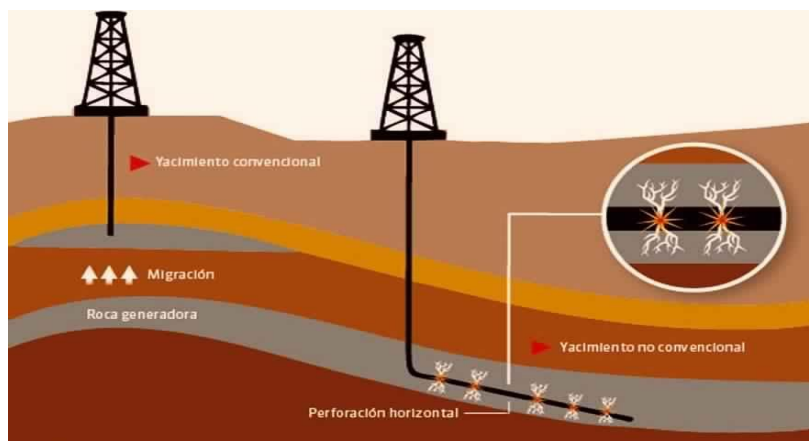
Figura N° 8. Pozo horizontal



Fuente: Ministerio de Energía de Neuquén

- 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.

Figura N° 9 Pozo con fractura hidráulica



Fuente: Ministerio de Energía de Neuquén

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.

Se seleccionan de acuerdo con los requerimientos de capacidad y potencia calculados en los correspondientes programas de perforación, con el equipamiento adicional necesario para cumplir esta tarea en particular.

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 desde los finales de la década de 1940. Pero recién en el año 2002 cuando la empresa Devon Energy ( la compra por 3500 millones de u\$s en agosto de 2001) adquiere y se fusiona con la empresa Mitchell Energy lograron combinar la metodología de perforación horizontal con la fractura hidráulica para la extracción de hidrocarburos atrapados en formaciones de tipo shale, en base a este descubrimiento; la empresa Devon se convierte en el segundo productor de gas de EE. UU.

### **Otras metodologías de explotaciones:**

La empresa de Schlumberger en Houston aclara 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 medio ambiental. 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 ”.

Esta metodología es fundamental para la explotación de este tipo de yacimientos.

A continuación, se analizará 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 IMPORTANCIA DEL SHALE GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

La formación Vaca Muerta, rica en shale gas y shale oil, es el recurso no convencional más importante de la República Argentina. Se estiman unos 308 TCF de recursos de gas natural. donde se han perforado unos 1300 pozos con objetivo Vaca Muerta, desde el inicio de su exploración, en el año 2010.

Los hidrocarburos no convencionales (shale y tight) representan hoy aproximadamente el 45% de la producción de gas natural del país y el 20% de la producción de petróleo. La industria de los hidrocarburos perfora cada año en la Argentina alrededor de mil nuevos pozos. Desde el primer descubrimiento, en 1907, se han perforado unos 73.000. Por su parte, el sistema de transporte de gas de la Argentina, operado por dos licenciatarias, tiene un alcance de 20.178 kilómetros de gasoductos y 53 plantas compresoras, que abarcan toda la extensión.

Entre los grandes usuarios de gas natural, el sector de transporte y distribución abastece a las industrias frigorífica, aceitera, de bebidas, alimenticia, textil, del cuero, maderera, celulósica-papelera, destilería, petroquímica, química, del caucho y del plástico, de cristalería, del cemento, siderúrgica, metalúrgica ferrosa y no ferrosa, y automotriz. El sector hidrocarburos contribuye con la mayor parte de la generación eléctrica, aportando el 65% del total de la matriz, en especial a través del gas natural. Un 27,5% corresponde al aporte de las centrales hidroeléctricas y el resto se divide entre energía nuclear y renovables.

Figura N° 10: Ubicación geográfica Vaca Muerta



Fuente: Mi Argentina – Vaca Muerta

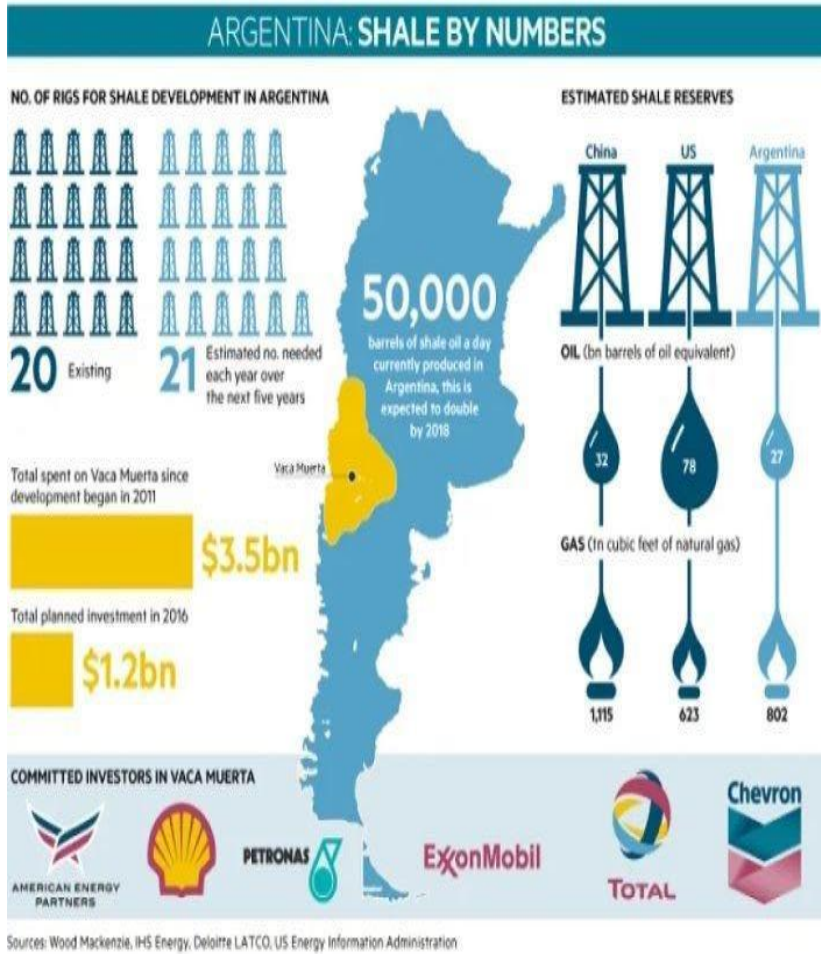
En el año 2019, la revista World Energy Trade publicó un artículo relacionado con los recursos potenciales de shale oil y shale gas en la formación geológica de Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén de la República Argentina, comparándola con la reserva de Eagle Ford cerca del Golfo de Mexico en Texas., por la profundidad, grosor, presión y composición mineral.

La publicación detalla la extracción de gas ( 308 TCF ) y menciona que los recursos alcanzan los 16,2 millones de barriles de petróleo crudo y que la Argentina está calificada en las reservas a nivel mundial.

**VER ANEXO III: Historia de Vaca Muerta ( p. 106 )**

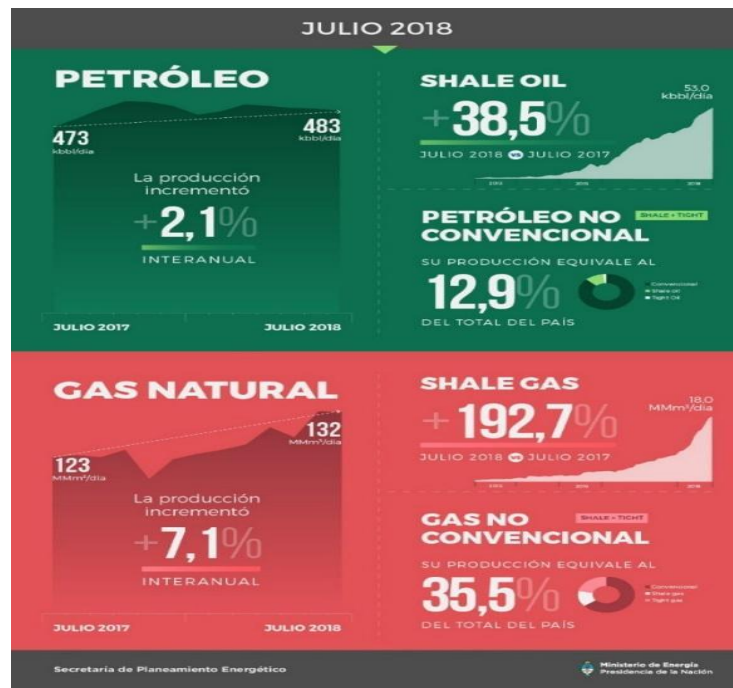
El Informe publicó un mapa comparativo de la zona de Vaca Muerta como se puede observar en la figura n° 11.

Figura N° 11. Shale Gas en Vaca Muerta



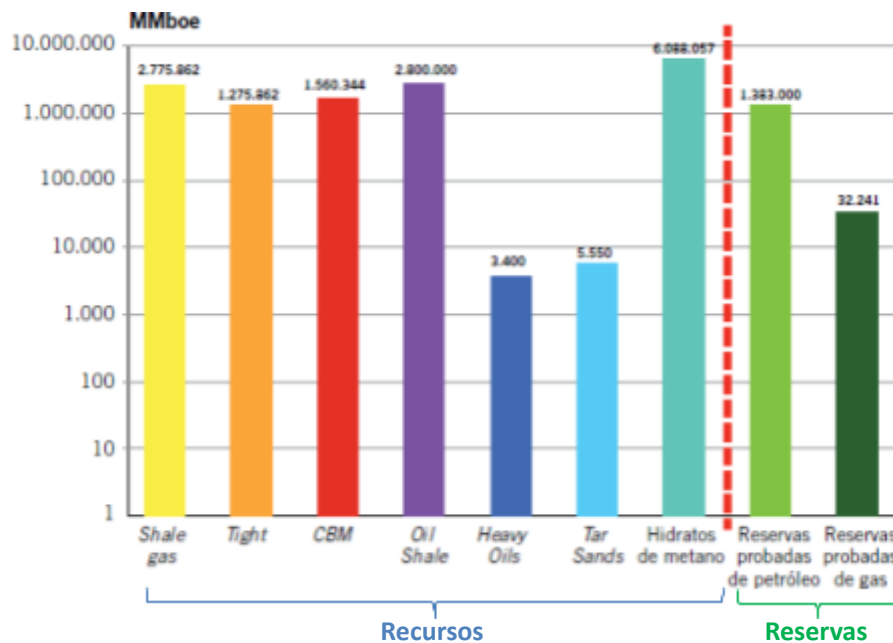
Fuente: Revista World Energy Trade ( 2019 )

Figura N° 11. Shale Gas en Vaca Muerta en 2018



Fuente: Ministerio de Energia – Hidrocarburos

Figura N° 12. Recursos y Reservas de la República Argentina.



Fuente: Revista Petrotecnia, 2018.

El Informe publicado en el año 2019 por la Agencia Internacional de Energía

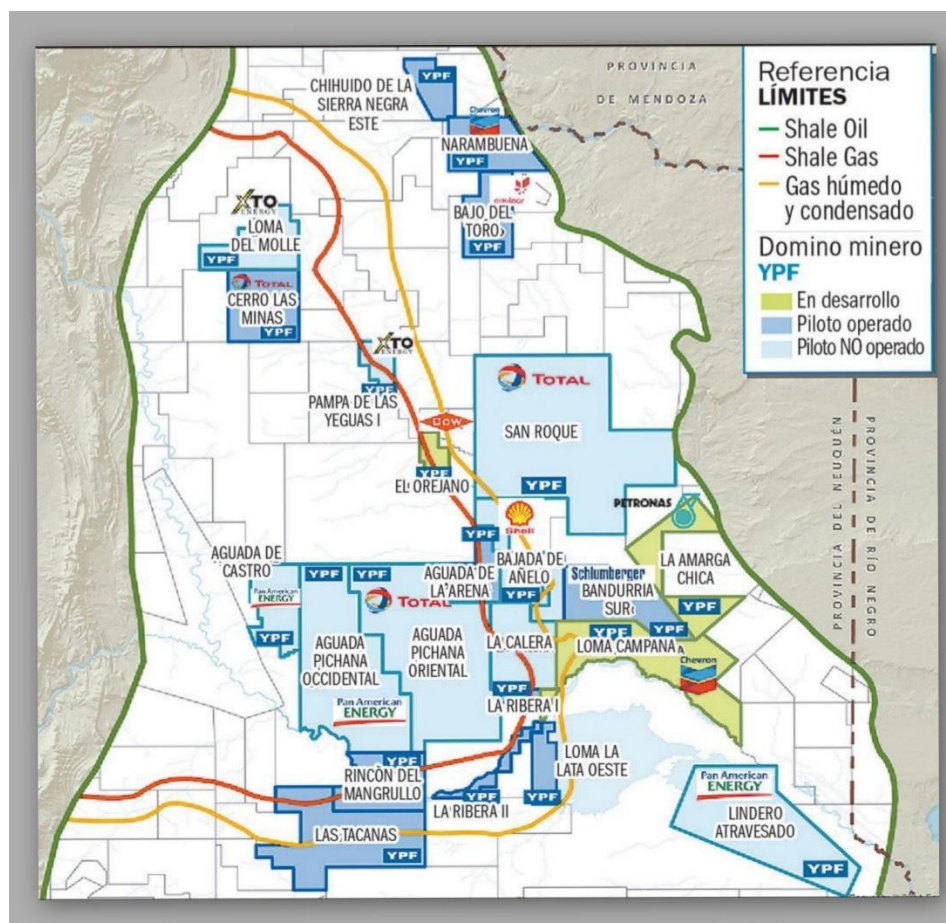
de los Estados Unidos generó un gran impacto e interés en la industria del petróleo nacional e internacional, ubicando a la República Argentina como un país potencial en recursos no convencionales y para que los inversores petroleros decidan invertir en búsqueda y explotación. En este sentido, el interés y la magnitud que adquirió la explotación de los no convencionales generó la necesidad de adaptar la legislación hidrocarburífera.

La Ley N° 27.007 desde el año 2014 estableció la diferencia conceptual entre yacimientos convencionales y no convencionales, y definió para cada uno los parámetros para el tratamiento y su correspondiente distribución.

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 las compañías:

Pan American Energy (PAE) y Winthershall, Chevron, Statoil, Exxon Mobil, Shell, Tecpetrol, Total, Pluspetrol, Petrobras, Dow Chemical, GyP Neuquén, Medanito, entre otras.

Grafico N° 9: Mapa de Explotación de las Empresas en Vaca Muerta



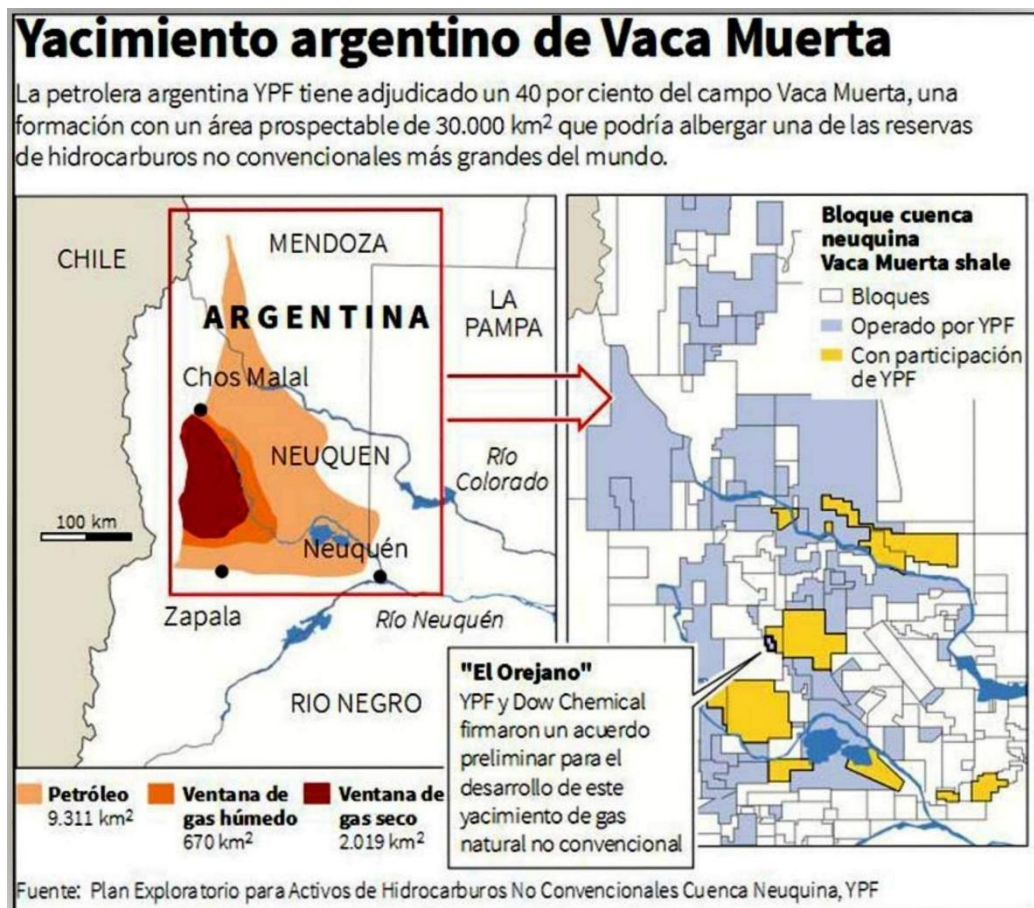
Fuente: Revista Shale en Argentina ( IAPG )

Para lograr una mayor exploración la sociedad YPF se tuvo que asociar con las firmas: Chevron, Petronas, Dow, para realizar operaciones de exploración y explotación en los yacimientos. En este sentido, la colaboración entre las empresas podría llegar a permitir una transferencia tecnológica por parte de las petroleras internacionales al sector petrolero regional y la colaboración para futuros proyectos. La Secretaría de Energía de la Nación mediante las normas para los consorcios permisionarios de exploración, concesionarios de explotación y de transporte, refinadoras comercializadoras de hidrocarburos para La Cuenca Neuquina<sup>26</sup> determina los procedimientos para el cumplimiento de las obligaciones de los grupos de trabajo.

**VER ANEXO IV: Producción de Petróleo en Vaca Muerta en 2021 ( pp. 107, 108,109,110 )**

El gráfico muestra a la empresa YPF en cuanto la actividad de explotación.

Grafico N° 10 Yacimiento de Vaca Muerta



<sup>26</sup> Resolución SE N° 2057/2005, plan de acción.

## **La importancia de los controles geológicos en Vaca Muerta**

La firma Geocontrol S.R.L. está ubicada en el Parque Industrial de Neuquén.

Los principales servicios de la empresa es el de control geológico de los pozos petroleros, los servicios de registros son con unidades de Mud logging ( control geologico ), con un diseño interior que contempla ambientes integrados para la evaluación geológica y la adquisición y procesamiento de los parámetros de perforación .

La misión de la empresa: es llevar un laboratorio que se instala al lado de un pozo, durante la perforación del mismo y se va a analizando la roca que va saliendo del pozo, a medida que avanza la perforación. Analizar la extracción de materiales de una formación geológica permite a los operadores evitar siniestros y tomar decisiones acertadas al momento de continuar con el desarrollo y los trabajos de perforación.

La perforación de un pozo petrolero en Vaca Muerta y otras áreas de la Cuenca Neuquina tiene varias operaciones coordinadas y una de ellas tiene que ver con la seguridad y el análisis de lo que se va extrayendo.

La empresa hace mediciones online permanentes para la seguridad del pozo y se hacen cromatografías gaseosas, para determinar el componente del gas que expulsa. El monitoreo en el trabajo lo hacen dos personas por turno, de los cuales uno es geólogo y el otro es técnico donde mide que la piedra que se va extrayendo sale cortada a la superficie. El cutting que hace el trépano en la formación geológica llega a la superficie a través del lodo de perforación y cuando sale la recogen para luego analizarla con lupa binocular, para detectar si hay rastros de hidrocarburos. Lo primero que observan es si hay hidrocarburos y en qué magnitud. Del mismo lodo se desgasifica y se hace una medición online del gas que va saliendo, haciendo minuto a minuto una columna litológica y van informando qué formaciones se está atravesando en este momento.

Las muestras de lodo se sacan metro a metro, a veces es menos si se está esperando un pase. Dar el pase es cambiar de formación. Abajo de la tierra, hay cinco o seis formaciones geológicas distintas y al final del todo, están los objetivos principales del pozo que se monitorea es si esa columna está cumpliendo con el programa, si es necesario hacer correcciones.

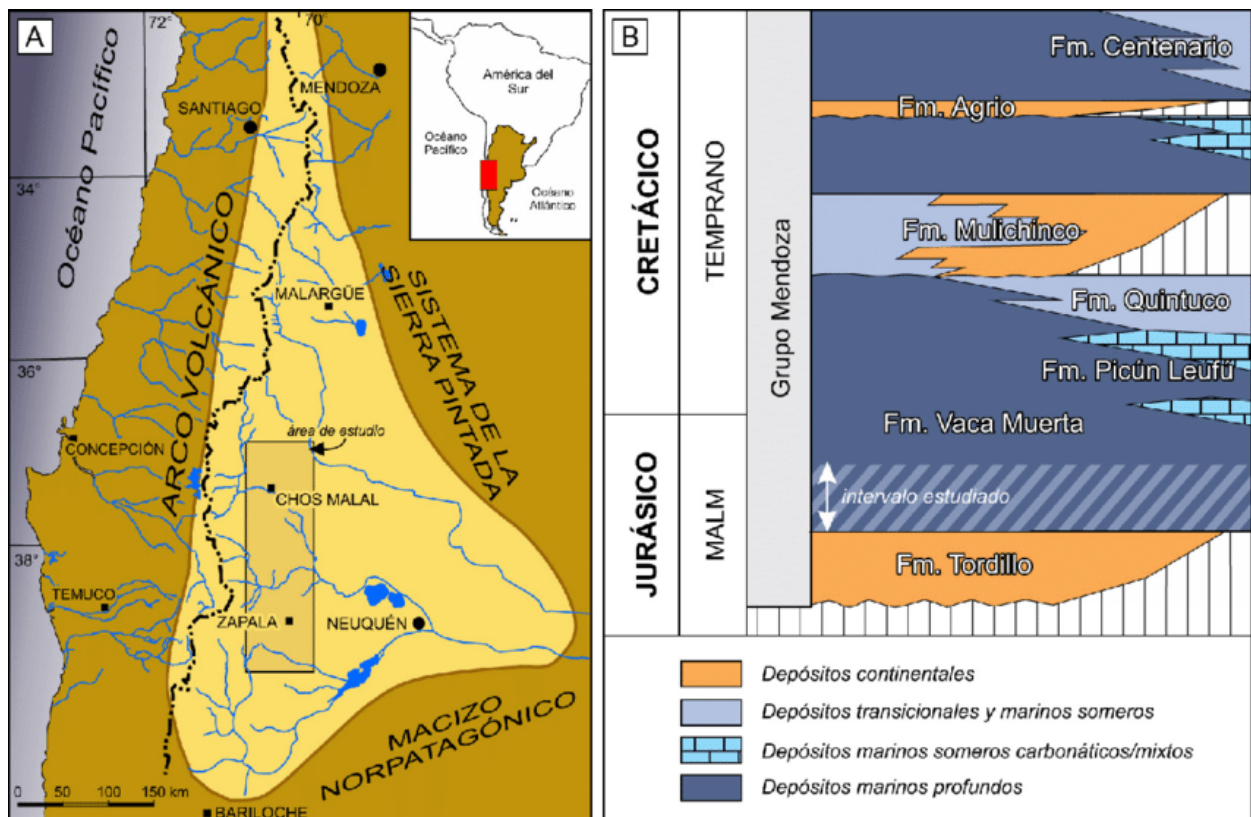
Los técnicos con la información que obtienen de las operadoras, analizan los datos, realizan estadísticas y toman decisiones permanentemente, según el grado de lo que se va analizando. Son expertos que evalúan el avance de la perforación: cómo hacerla, más rápido o más lento, cambiar el trépano o una serie de cuestiones que tienen que ver con qué formación que están perforando. El control geológico se hace en actividades de exploración y por etapas. Cuando se realiza en los pozos, puede haber un shock de gas inesperado, algo que no estaba previsto. Por eso ese tipo de trabajo es muy importante para que el equipo perforador, pueda cerrar las válvulas a tiempo, poner el pozo en escape, ya que puede salir gas y puede ocurrir un accidente.

El trabajo que realiza la firma Geocontrol es muy importante para la seguridad de los trabajadores petroleros. Cuando hay un problema, se inician protocolos de seguridad para evitar accidentes. Dentro de los controles de seguridad para derivar el gas, en superficie, hay un sistema de seguridad, que son unas válvulas que pueden tener hasta cuatro etapas y derivan el retorno del pozo hacia un Choke Manifold de montones de válvulas que actúan a través de un acumulador de nitrógeno o manualmente que hay en el pozo.

En la producción de petróleo y gas, se utiliza un múltiple estrangulador para reducir la presión de la boca del pozo. Consiste en un conjunto de válvulas de alta presión y al menos dos estranguladores. Estos estranguladores pueden ser fijos o ajustables o una combinación de ambos. Cuando hay una emergencia los operarios deben tocar un botón y esas válvulas se cierran. Después del procedimiento del control de flujo y de presión con el conjunto de válvulas ( Choke Manifold ), pasan a quemar al campo. Es lo que a veces se ve en un pozo y al lado a unos 200 metros, en una fosa especial como un mechero de gas, que está quemando.

**VER ANEXO V: Empresa de controles geológicos ( p. 111 )**

Figura N° 11 A) Mapa Cuenca sedimentaria Vaca Muerta – B) Estratigrafía del Jurásico



Fuente: Ministerio de Energía de Neuquén

## **4.5 EL MEDIO AMBIENTE**

### **LA EXPLOTACIÓN DE FORMACIONES NO CONVENCIONALES**

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 Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) de y un trabajo de la revista Petrotecnia, desarrollan cada uno de los puntos anteriormente mencionados:

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.

La contaminación del agua en para realizar las prácticas de fracking:

- 1) 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”.
- 2) 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.
- 3) 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 en el año 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 (como lo afirma la Revista Petrotecnia en un artículo en el año 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.

La Nación tiene la facultad de determinar la reglamentación como leyes y decretos en cuanto cuestiones medioambientales, pueden realizar convenios medioambientales con otras naciones y sancionar a quienes no las cumplan.

## **VER ANEXO VI: Marco estratégico MECNUC – Agenda 2030 y los 17 ODS por Naciones Unidas. ( p. 112 )**

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, 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. Se detectaron más casos en los cuales el Tribunal Superior de Justicia ha declarado la suspensión de las ordenanzas municipales: el Municipio Vista Alegre en la Provincia de Neuquén (ADNsur, 2017) y el de General Fernández de la Provincia de Río Negro (Rio Negro, 2017). En ambos casos se aprovecharon 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. En este sentido, se debe asegurar una utilización razonable del agua utilizada, un adecuado tratamiento y protección del agua recuperada para evitar una posible contaminación del agua y de los suelos. El decreto 437/93 sobre Evaluación ambiental de la industria petrolera establece las prácticas y procedimientos a seguir en las cuestiones medioambientales, en el ejercicio de la actividad hidrocarburífera.

**VER ANEXO VII: Monitoreo costero por derrames de Petróleo ( pp. 114, 115, 116 )**

#### **4.6 CENTROS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LAS COMPAÑÍAS HIDROCARBURÍFERAS**

El Instituto Argentino del Petróleo y Gas ( IAPG ) creada en 1957 es una asociación civil sin fines de lucro que genera, planifica y desarrolla estudios y análisis de todas las actividades vinculadas a las industrias de los hidrocarburos. Está considerado el referente técnico en la Argentina de la industria del petróleo y del gas en particular y de la energía en general.

El Instituto Argentino de la Energía «*General Mosconi*» fue fundado en 1983, bajo la forma de una asociación civil sin fines de lucro, con domicilio legal en la ciudad de Buenos Aires. Constituye el propósito de propender a un aprovechamiento racional de los recursos energéticos y a un coherente desarrollo de las actividades conexas que satisfagan los intereses de la población.

Las instituciones como el IAPG y el IAE realizan todas las actividades en el sector de Energía de la República Argentina y publicaciones en los temas de:

Investigación y estudio. Difusión y extensión, Asistencia y asesoramiento a organismos públicos, empresas e instituciones sobre las actividades de hidrocarburos, energía eléctrica, energía nuclear, energías no convencionales y alternativas, conservación y uso racional de la energía. Análisis de los aspectos tecnológico, económico-financiero, jurídico-legal, institucional y regulatorio, ambiental y social, en el marco de una adecuada planificación sectorial. Capacitación y especialización de recursos humanos.

En relación con la capacitación de profesionales es preciso señalar que existen varias Universidades en el país, que ofrecen carreras y cursos de especialización en petróleo y gas en las siguientes instituciones educativas:

- Técnico Superior en Petróleo (Escuela Arg. de Est. Superiores, Río Negro )
- Diplomatura en Fundamentos de Análisis de Sistemas Petrolíferos (UTN. BA).
- Ingeniería en Petróleo (UTBA - Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza )
- Especialización en Petróleo (Universidad Buenos Aires, Capital Federal ).

- Ingeniería en Perforaciones ( Universidad Nacional de Salta ).

En el año 2013, luego la estatización de YPF; en el marco de la necesidad de aumentar la producción de gas y petróleo, la empresa creó una nueva empresa dentro de su órbita con el objetivo de desarrollar proyectos y productos de investigación y desarrollo: **YPF Tecnología S.A. (YTEC)**.

La empresa YTEC 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%), se ha registrado que trabajan alrededor de 140 profesionales en relación de dependencia laboral.

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 hidrocarbúfero y del sector energético, para mejorar la calidad 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.

Los expertos de la empresa Y-TEC, YPF Tecnología han realizado estudios para energías renovables como para la extracción de hidrocarburos no convencionales y realizaron pruebas piloto donde se colocaron dos boyas para medir el potencial de las corrientes oceánicas cerca de Punto Loyola con el objetivo de generar energía del mar. Al mismo tiempo están desarrollando un software especial junto a técnicos del prestigioso instituto MIT de Estados Unidos para optimizar las fracturas hidráulicas en Vaca Muerta. Además se 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. La compañía contempla un proyecto medioambiental para combatir la expansión del Alga Didymo llamada “moco de roca” que es una alga unicelular con la capacidad de impactar donde es introducida y en nuestro país se encuentra en la Patagonia.

La misión es brindar soluciones para desarrollo tecnológico y a las inversiones en nuevos proyectos e innovaciones que 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).

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.

**VER ANEXO VIII: Nano Burbujas Tecnología Y-TEC ( p. 117 )**

#### **4.7 CONSIDERACIONES FINALES DEL CAPÍTULO Y UNA VISIÓN ESTRATEGICA A 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 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 poder competir en mercados internacionales y generar recursos humanos calificados capaces de enfrentar los desafíos del futuro con planes de estrategias de las empresas productoras y el estado.

Se advierte que se han concentrado los subsidios energéticos y las transferencias de capital totales donde han crecido durante los últimos diez años siendo los primeros determinantes del dinamismo. Sin embargo, para realizar un mejor análisis se toman las cifras en dólares corrientes ( tipo de cambio mayorista anual ). De esta manera, se evidencia una disminución a partir del año 2017 medidos en dólares que se interrumpió en el año 2020.

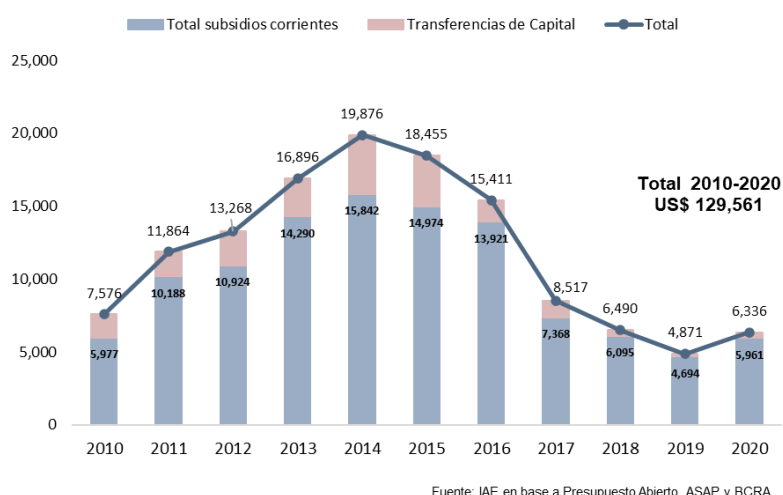
La devaluación del Peso argentino durante los años 2018 y 2019, y la pandemia del Covid-19 fueron eventos determinantes para el dinamismo de los subsidios.

Los sucesos devaluatorios implicaron que algunos, que están nominados en dólares, fueron renegociados en el marco de un frente fiscal deteriorado y la ayuda financiera por parte del Fondo Monetario Internacional. A su vez, la delicada situación económica puso freno a los aumentos tarifarios, que tenían como contrapartida una reducción paulatina de los subsidios energéticos. Por último, aquellos subsidios establecidos en pesos se licuaron conforme a los episodios devaluatorios.

En el año 2020 el congelamiento tarifario continuó debido a la declaración de emergencia tarifaria y energética reflejada en la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva de diciembre de 2019 que resultó en un congelamiento de los cuadros tarifario de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional y que, en el caso de la energía eléctrica, fue replicado en las diferentes Provincias por invitación expresa de la Ley.

La sanción de la Ley fue previa a la invasión de la pandemia del Covid-19. La situación de emergencia sanitaria tuvo un gran impacto en la actividad económica y en los ingresos pero no fue el determinante en el congelamiento de los cuadros tarifarios debido a que ya estaba en plena vigencia la Ley 27.541.

**Gráfico 1: Subsidios totales en millones de USD corrientes**



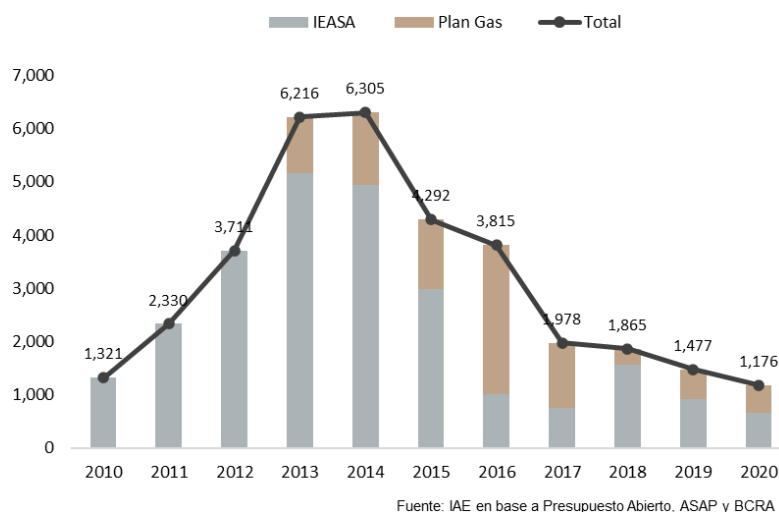
Las transferencias corrientes nominales en dólares al sector energético aumentaron 27% en el acumulado a diciembre de 2020 respecto del año anterior. Esto implicó mayores subsidios por un monto de USD 1,268 millones explicado por los subsidios a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) que aumentaron 58% anual en dólares y ocuparon el 75% del total de las transferencias corrientes.

En cuanto a la tendencia histórica de los subsidios energéticos en términos anuales, el Gráfico 1, muestra que el pico de subsidios se dio en el año 2014 con un total de USD 19,876 millones. A su vez, en los últimos diez años los subsidios acumularon USD 129,561 millones, un monto que más que duplica el préstamo otorgado por el FMI ( Fondo Monetario Internacional ) en el año 2018.

En el año 2020 los subsidios energéticos son similares a los del año 2010, lo cual sugiere que el nivel de subsidios en dólares constante es menor al de aquel año. Los programas relacionados a la producción de gas natural (Plan Gas no convencional y Ex Plan Gas) han recibido transferencias por un total de USD 9,146 millones desde el año 2013, momento en el que entraron en vigencia. En el año 2020 solo quedó el Plan Gas No Convencional (Resol. 36) que aumentó un 2.5% respecto al año anterior y tiene un peso del 8% sobre el total de las transferencias corrientes.

En el año 2020 IEASA ( Integración Energética Argentina S.A.) recibió subsidios por la suma de USD 660 millones mostrando una reducción del 27.8% respecto al año anterior. Los subsidios en dólares a IEASA se encuentran por debajo del promedio histórico siendo éste de USD 2.340 millones entre 2010 y 2020. Las transferencias corrientes a IEASA se utilizan para cubrir la necesidad de importación de gas natural por gasoducto desde Bolivia y de GNL por barco. En este sentido, la pandemia del Covid-19 resultó en una reducción del precio del gas a nivel mundial que pudo ser capitalizada, por parte de IEASA, mediante compras de gas a precios muy bajos. En particular, durante el año 2020 los cargamentos de GNL fueron adquiridos al menor precio histórico. Para concluir se define que las transferencias de capital totalizaron USD 374 millones en 2020, y son 110% superiores a las del año anterior. IEASA recibió 121% más de recursos que el año anterior.

**Gráfico 2: Transferencia en millones de USD IEASA y Plan Gas**



#### 4.7.1 LA SUSTITUCION DE IMPORTACION DE GAS

La demanda combinada de gas de Argentina y Brasil, aumentará cerca de 20% para el año 2025. El sector enfrenta un gran desafío ante la caída del suministro procedente del país de Bolivia. En este caso no solo se necesitarán reemplazar los volúmenes de importación perdidos, sino que también deberán compensar el mayor déficit de suministro ya que la producción nacional será insuficiente.

La empresa internacional Rystad Energy publicó que la demanda de gas de Argentina en el año 2020 fue en 52.5 Bcm ( medida en ingles: billion cubic metres = kilómetro cúbico de gas natural (km<sup>3</sup>) ) y la de Brasil en 24 Bcm. Se prevé que la demanda de Argentina crecerá a 60 Bcm y la de Brasil a 29.6 Bcm para inicios del año 2024.

El endeudamiento en la producción interna se debe a la situación ante el mayor déficit en el suministro boliviano se ve acentuada debido a que oferta interna de argentina y Brasil está muy retardada respecto de la demanda.

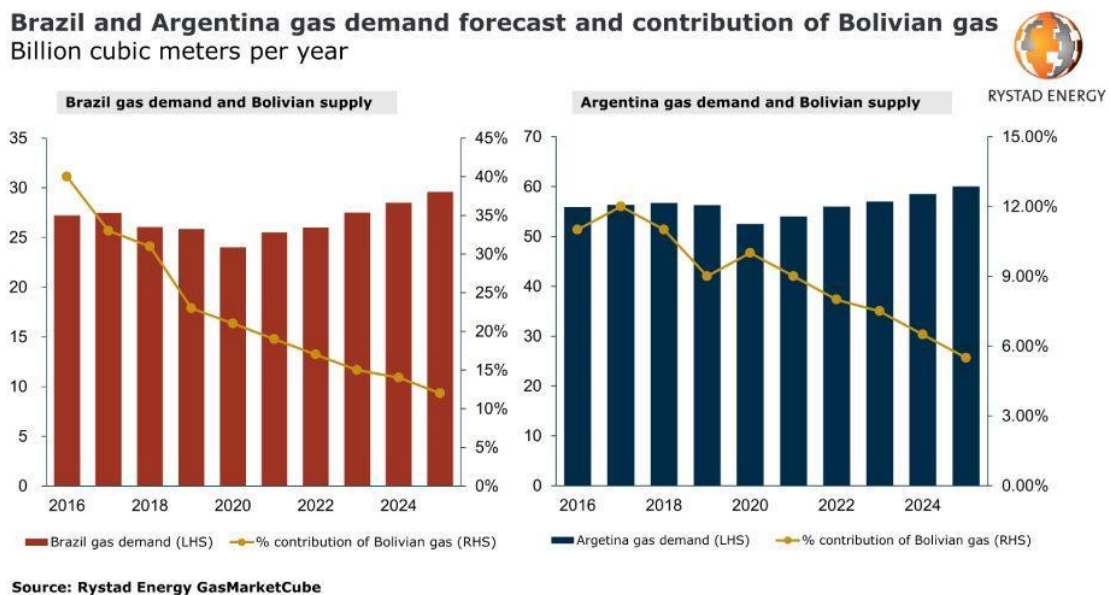
El suministro propio de Brasil sufrió una demanda en 20.1 Bcm en el año 2020 y en Argentina fue de 42.2 Bcm, lo que se traduce en un suministro combinado de 62.3 Bcm, esta cifra es 14.2 Bcm por debajo de los niveles de demanda de este año.

La brecha solo se ampliará para el período del año 2025 porque la oferta combinada aumentará a 72 Bcm, creando una necesidad de importación de 18 Bcm adicionales para satisfacer la demanda.

Otro factor que ha afectado el suministro de gas boliviano ha sido la falta de inversión en el sector de hidrocarburos. En el año 2019, el país anunció una reducción del 30% en sus reservas de gas de los 280 Bcm estimados previamente a 200 Bcm.

Esta situación terminó en una disminución de las exportaciones en tratar de satisfacer su creciente demanda de gas. La baja oferta, junto con la reciente inestabilidad política, ha llevado a los importadores a evitar contratos a largo plazo en el país.

**Figura 1.** Proyecciones de demanda de gas de Argentina y Brasil



Argentina y Brasil tienen grandes recursos de gas, la falta de interconexiones de gasoductos y las bajas inversiones proyectadas en el futuro son grandes obstáculos para satisfacer la creciente demanda interna. Las posiciones de ambos países con las menores exportaciones de gas de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivia, ha desencadenado la necesidad de un aumento significativo de las importaciones de GNL, upstream según el análisis de la empresa Rystad Energy.

Ambas naciones poseen grandes recursos de gas propios; en Brasil, esto es en forma de gas asociado costa afuera, mientras que en Argentina ocurre en forma de gas de esquisto. Sin embargo, el desarrollo de estos recursos requiere tiempo, especialmente dada la infraestructura limitada y los altos costos de desarrollo. Por lo tanto, en el actual entorno de precios bajos, el GNL ofrece una alternativa más económica, dada la suficiente infraestructura de importación que ya existe en la región.

Brasil se ubicará en el centro de la demanda de GNL en América Latina durante los próximos años, ya que el país espera que el gas natural juegue un papel más importante en la generación de energía.

Actualmente, nuestro país cuenta con tres unidades de regasificación en funcionamiento con una capacidad total anual de alrededor de 15 Bcm. Se espera que esta capacidad crezca a medida que los tres nuevos proyectos que se encuentran en etapas avanzadas de desarrollo agreguen una capacidad total estimada de 15 Bcm.

Argentina está buscando reforzar su capacidad de importación de GNL, aumentando su capacidad de regasificación en 6 Bcm en su terminal de GNL existente.

En Latinoamérica, los precios del GNL se han vuelto más competitivos en comparación con el gas importado por gasoducto. Desde el año 2019, los precios del GNL importado en Brasil han sido más bajos que el gas producido en el país, así como el gas importado de Bolivia.

En el período del 2019, el precio del gas importado de Bolivia promedió US\$ 8 por mil pies cúbicos (kcf), mientras que los costos de importación de GNL promediaron US\$ 5.50 por kcf. En el siguiente período del 2020, el gas boliviano estuvo bajo una presión significativa ya que los precios del GNL cayeron a menos de US\$ 4 por kcf, mientras que los precios bolivianos se mantuvieron por encima de US\$ 7 por kcf.

Aunque se espera que los precios del GNL aumenten con la recuperación de la demanda mundial posterior a la pandemia, es probable que se mantengan muy por debajo de los precios del gas boliviano importado en el futuro.

El contrato de Bolivia con Petrobras para suministrar un mínimo de 9 Bcm de gas anualmente expiró en diciembre de 2019. La empresa estatal Petrobras firmó un acuerdo de extensión desde el año pasado con Bolivia, pero solo después de recortar el volumen mínimo original contratado en un 60% a solo 3.6 Bcm.

Las importaciones de Argentina de gas boliviano son a través de un gasoducto, bajo un contrato de suministro que vencerá en el periodo del año 2026.

El estado nacional de la República Argentina no está propensa a comprar gas boliviano en el futuro, ya que planea revitalizar su producción nacional con más inversión en la explotación de la cuenca Vaca Muerta.

**VER ANEXO IX: Proyecto Gasoducto desde Vaca Muerta hasta Brasil ( pp. 118, 119 )**

# **CONCLUSIONES**

En este trabajo final se han analizado los aspectos de la historia del sector petrolero y gasífero de la República Argentina, con el objetivo de demostrar cómo fueron las transformaciones que tuvo el área, cómo se conformó el mercado actual para poder brindar una reflexión acerca de las oportunidades, fortalezas, amenazas y debilidades que tiene en el futuro.

Se ha intentado explicar cómo la competencia y la innovación en este sector han contribuido a esta particular estructura. En relación con ello, se ha planteado la posición fundamental que ha tenido la empresa nacional YPF impulsando el crecimiento y la productividad en el ramo hidrocarburos, también se trató de detallar el rol primordial que tuvieron las empresas privadas en el desarrollo del sector, aportando inversiones y tecnología. Asimismo, el 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.

Se ha descrito el tipo de competencia que se desarrolla en el mercado petrolero y gasífero por 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.

Se han enunciado las políticas neoliberales implementadas de cada gobierno de turno que desde 1989 tuvieron entre sus objetivos liberalizar los mercados y permitir la expansión del sector privado en los diversos sectores de la economía.

Se ha podido interpretar que en la República Argentina todas las políticas del estado abarcaron a las actividades estratégicas de incrementar la producción en el ámbito de hidrocarburos. Los supuestos bajo los cuales fueron implementadas giraban en torno de que la "desregulación" del sector redundaría en un incremento de los niveles de inversión de riesgo que tuvo en consecuencia en la expansión de los volúmenes de explotación y de los stocks de reservas.

Se ha podido observar que el impacto que tuvo la liberalización en el proceso de acumulación de las empresas a través del estudio de la rentabilidad y, por el otro, cuál ha sido la magnitud de la trayectoria de la renta petrolera generada y cómo se distribuyeron entre los principales actores desde el inicio de las reformas que se han implementado en cada cambio de gobierno hasta la actualidad.

Se puede argumentar que históricamente en el desarrollo tecnológico 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.

Se quiere destacar que la empresa nacional YPF desde la total posesión en el año 2012 ha invertido para generar capacidades técnicas locales, tales como recursos humanos calificados para el manejo de maquinarias, operaciones de

mantenimiento de los equipos donde ha realizado inversiones en proyectos de investigación y desarrollo.

Se puede señalar que la empresa YPF adopta un rol más activo en el escenario petrolero con la creación de su propia compañía de desarrollo tecnológico denominada Y-TEC – CONICET en el año 2013, cuya misión es brindar soluciones tecnológicas al sector energético y además formar especialistas para el desarrollo de la industria de la región.

Con respecto a la exploración y explotación de petróleo en los yacimientos, se ha mencionado que la técnica más utilizada es la de fractura hidráulica que tiene 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. Resulta muy importante mencionar la innovación tecnológica de Y-TEC con el tratamiento Nanoburbujas para degradar hidrocarburos disueltos en el agua.

Se considera necesario el cumplimiento de las normas medioambientales vinculadas al desarrollo de las técnicas de fractura hidráulica para la extracción de los hidrocarburos no convencionales como lo establece la Ley 27.007 de Hidrocarburos.

También es importante mencionar que el gobierno se ha comprometido con las Naciones Unidas con los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible que es fundamental para la sostenibilidad para los proyectos de inversión en hidrocarburos en el futuro y para proteger el ambiente en que habitamos. El Estado firmó un convenio de Marco Estratégico de Cooperación que constituye un medio para fomentar el cambio económico y social, ofreciendo opciones para reorientar las políticas y prácticas en torno a la sostenibilidad con el fin de lograr una transformación económica inclusiva, diversificada y centrada en el empleo, que promueva los derechos humanos, el enfoque de género, el bienestar de las personas y proteja el medio ambiente.

Se puede indicar que en la última década la producción de petróleo ha sufrido una fuerte declinación hasta mediados del año 2018. A partir de ese año se observa una moderada recuperación interrumpida en el año 2020 debido a los efectos de la pandemia del Covid 19 en toda la industria a nivel mundial.

Se detecta que la situación de la disminución revela que en la última década hubo sólo dos años de crecimiento de la producción que son los años 2018 y 2019, que coinciden con el abandono total de la política de “barril criollo” que se entiende como un precio sostén. Dentro de la caída del año 2020, puede explicarse que son por los efectos de la pandemia del Covid-19. La Argentina en la actualidad es un país cuyo costo de producción de gas y petróleo es muy alto en relación a los precios del mercado internacional. El gobierno dispuso mediante el decreto N° 488/2020 que el precio interno del barril criollo sería de 45 U\$S mientras que el precio internacional es de 74,09 U\$S (cotiz.

06/2021) establecido por la Organización de Países Exportadores de Petróleo que coordina las políticas petroleras de sus países miembros para influir en el mercado petrolero internacional, controla casi el 50% de la producción de petróleo del mundo y tiene como objetivo proteger los precios del petróleo.

La diferencia de cotización de (-29,09 U\$S) con la OPEP genera problemas para poder competir a nivel internacional. Se observa que los precios elevados en dólares en el contexto de alta inflación y alta pobreza son intolerables para la sociedad y que los costos de producción altos no permiten la exportación de excedentes y el aumento del balance de divisas del país en el futuro.

El Gobierno nacional puso en marcha a través del decreto 892/2020 el Plan Gas.Ar, para lograr la sustitución de importaciones, ahorro de divisas, disminución del gasto público y mayores regalías para las provincias. Es una iniciativa que tiene como objetivo producir 30.000 millones de metros cúbicos de gas argentino en cuatro años; generar un ahorro fiscal de 2.500 millones dólares y un ahorro en divisas de 9.200 millones de la misma moneda. La construcción del Gasoducto desde Vaca Muerta hasta Brasil para conectar con la red de gasoductos que permitirá simultáneamente evacuar la producción nacional de gas para abastecer los centros de consumo y la centrales térmicas argentinas. La puesta en marcha de esta obra permitirá sustituir las actuales importaciones de GNL.

Se puede llegar a una conclusión que predomina en la República Argentina, en el cual la declinación en la extracción de petróleo y gas es por la consecuencia directa de la sobre-explotación de los yacimientos y la insuficiente inversión en exploración para nuevas cuencas derivadas de la desregulación neoliberal.

Se contempla la alta dependencia de la matriz energética respecto de los hidrocarburos que impactó en las cuentas externas del país, al implicar en las crecientes importaciones para satisfacer los requerimientos de energía. En este contexto, los recursos no convencionales en especial los localizados en la formación de la Cuenca Neuquina, Vaca Muerta, constituyen la apuesta en los proyectos del estado nacional para los Escenarios Energéticos 2030 para solucionar el desequilibrio, con un alto impacto en el territorio, desde el punto de vista ambiental y socioeconómico.

Finalmente, se cita a la localidad de Añelo donde está situada la formación geológica de Vaca Muerta que se encuentra desbordada por la actividad petrolera desplegada por los distintos actores del negocio que rodea al "oro negro". El pueblo posee una falta de infraestructura urbana muy acentuada. Los proyectos específicos urgentes de infraestructura se van realizando en forma gradual, siendo necesario que los funcionarios públicos impulsen y motiven su desarrollo porque se espera un crecimiento acelerado de la población hacia el año 2030.

Se puede decir que el Estado ha logrado mucho pero debería incentivar las inversiones para la exploración y explotación de otras cuencas sedimentarias.

**VER ANEXO X: Escenarios Energéticos 2030 ( pp. 120, 121 y 122 )**

**VER ANEXO XI: Añelo Iniciativa de ciudades Emergentes y Sostenibles**

**( pp. 123, 124 ,125 y 126 )**

## **BIBLIOGRAFÍA**

**Libros digitales, sitios web de normas y leyes oficiales:**

- Boletín Oficial de la Republica Argentina.  
<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/237310/20201116>
- Concepto de Hidrocarburos Secretaría de Energía. Presidencia de la Nación  
<http://www.energia.gob.ar/hidrocarburos/publicaciones>
- Ente Nacional Regulador del Gas. Informes de balance y gestión  
<http://www.enargas.gov.ar>
- El Instituto Argentino del Petróleo y Gas. Historia. Aniversario 2017.  
[https://www.iapg.org.ar/download/El\\_IAPG\\_Su\\_historia\\_y\\_su\\_esencia%20\\_60\\_Aniversario\\_2017.pdf](https://www.iapg.org.ar/download/El_IAPG_Su_historia_y_su_esencia%20_60_Aniversario_2017.pdf)
- El Petróleo en la Argentina: Una historia de 100 años. IAPG.  
<http://www.biblioteca.iapg.org.ar>
- El Petróleo en Neuquén 100 años ( 1918 -2018 ) Autora Graciela Blanco.  
<https://www.energianeuquen.gob.ar/organismo/Libro.pdf>
- Formaciones geológicas de Argentina. Secretaría de Energía. Presidencia de la Nación.  
<http://www.energia.gob.ar/hidrocarburos/publicaciones>
- Frondizi y el Petróleo 1958-1959. Publicación por Fundación Frondizi.  
[http://www.fundacionfrondizi.org.ar/docs/discursos/2\\_file.pdf](http://www.fundacionfrondizi.org.ar/docs/discursos/2_file.pdf)
- Las relaciones internacionales en la Presidencia de Frondizi. Ed. Española.  
<https://repositorio.uca.edu.ar/bitstream/123456789/8040/1/relaciones-internacionales-presidencia-frondizi.pdf>
- Ley 27007 Hidrocarburos.  
<http://www.infoleg.gob.ar/>
- Los contratos petroleros. Autor: Dr. Eduardo Conesa.  
<https://eduardoconesa.com.ar/pdf/l-1962.pdf>
- Plan de Acción de Añelo. Informe publicado por Fundación YPF y el BID.  
<https://fundacionypf.org/Documents/Publicaciones/PlandeaccionAnelo.pdf>

### **Artículos, base de datos digitales y páginas web consultadas:**

- Añelo: la transformación de un pueblo en el corazón de Vaca Muerta. Informe de TN noticias, octubre de 2018.

[https://tn.com.ar/sociedad/anelo-la-transformacion-de-un-pueblo-en-el-corazon-de-vaca-muerta\\_908782/](https://tn.com.ar/sociedad/anelo-la-transformacion-de-un-pueblo-en-el-corazon-de-vaca-muerta_908782/)

- Aumenta la concentración en la producción de Petróleo en la Argentina.

<https://www.invenomica.com.ar/aumenta-la-concentracion-en-la-produccion-de-petroleo-en-la-argentina/>

- Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas – Y-TEC.

<http://www.conicet.gov.ar/y-tec/>

- Datos y estadísticas de producción de Hidrocarburos.

<http://www.datos.minem.gob.ar>

- El trabajo de referencia de la Industria del petróleo y gas. Corporate Schlumberger Limited.

<http://glossary-oilfield.slb.com/es/>

- Escenarios Energéticos 2030. Secretaría de Energía de la República Argentina de Energía ( 2019).

[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_SsPE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

- Fundación YPF.La Argentina y la promesa sobre los hidrocarburos.

<https://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Argentina-la-gran-promesa-a-nivel-mundial-de-petroleo-y-gas-no-convencional.aspx>

- Gráficos, tablas y figuras. Revista digital Shale en Argentina ( IAPG ).

<http://www.shaleenargentina.com.ar>

- Grupo Total. Publicaciones.

<http://www.total.com.ar/total-en-argentina>

- Historia de Vaca Muerta.

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>

<http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>

[http://www.petrotecnica.com.ar/agosto12/sin\\_publicidad/Hallazgos.pdf](http://www.petrotecnica.com.ar/agosto12/sin_publicidad/Hallazgos.pdf)

- Informe de Cadena Valor. Ministerio de Hacienda. ( 2018 ).  
<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspecadenadevalorhidrocarburos.pdf>
- Informe de Hidrocarburos por Instituto Argentino de Energía.  
<http://www.iae.org.ar/2021/03/04/informe-anual-de-hidrocarburos-año-2020/>
- Informe de Vaca Muerta por YPF.  
<https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/Paginas/vaca-muerta.html>
- International Energy Agency (IEA). Artículos.  
<https://www.eia.gov/>
- Mapa de cuencas.  
<http://www.argentina.gob.ar/economia/energía/vacamuerta/historia>
- Mapas temáticos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos.  
<http://www.hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar>
- Ministerio de Energía y Minería de Argentina. Plan de Acción e Inversiones.  
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/inversiones-en-mercado-de-hidrocarburos-upstream>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales de Neuquén. Publicaciones.  
[http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/?page\\_id=471](http://hidrocarburos.energianeuenquen.gov.ar/?page_id=471)
- Publicaciones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo  
[https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/338.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm)
- Revista digital Petrotecnia.( IAPG).  
<http://www.petrotecnia.com.ar/>
- Secretaría de Energía Argentina. Balances Energéticos. Cadena Valor.  
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos>
- World Energy Trade Argentina y Brasil buscar reemplazo a las importaciones de gas desde Bolivia para el 2025.  
<https://www.worldenergytrade.com/oil-gas/distribucion/argentina-y-brasil-se-preparan-para-perder-la-mayoria-de-las-importaciones-de-gas-de-bolivia-para-el-2025>

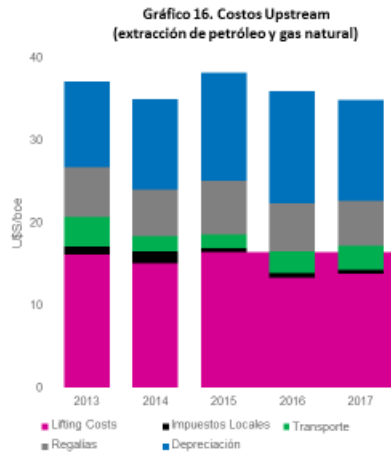
# **ANEXOS**

# ANEXO I

## Costos de producción de gas y petróleo

### Reducción en los costos en los últimos dos años

- Tomando a YPF como firma representativa, en 2017 se aprecia una caída, en dólares, de los costos de producción de gas y petróleo al contrastar frente a 2015. Destacando la reducción en Costos Directos de Producción en Campo (Lifting Cost).
- La firma ha realizado progresivamente esfuerzos en el campo no convencional, logrando importantes avances en productividad.
- Esta evolución en sus costos, en conjunto a la evolución de los precios locales, conllevó a un incremento interanual en los resultados operativos en dólares del primer trimestre de 2018 de 62%.
- Debe considerarse que los costos de extracción pueden variar entre firmas, dado que los mismos no solo dependen de la tecnología disponible, sino también de las condiciones naturales del yacimiento a desarrollar.



Fuente: SSPMICRO con base a formulario 20F YPF

15

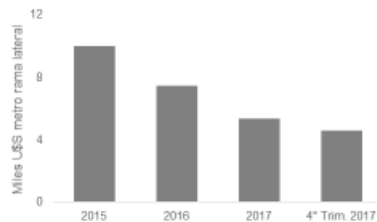
### Mejoras en la eficiencia en perforación

- La firma líder (YPF) en el desarrollo no convencional local ha logrado disminuir los costos de perforación en más de 50% en los últimos dos años.
- Espera disminuir los costos de desarrollo al nivel observado en Estados Unidos (10 US\$/bl).
- El desarrollo de infraestructura de transporte continuará impulsando el mismo a la baja, dados los grandes volúmenes de arena requeridos.

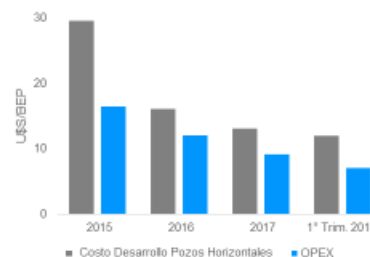
**Gráfico 18. Costos Shale Gas – El Orejano**



**Gráfico 17. Costos Pozo Horizontal – Loma Campana**



**Gráfico 19. Costos Shale Oil - Loma Campana**



Fuente: SSPMICRO con base presentación para inversionistas 4T17 YPF formulario 20F/2017 YPF.

16

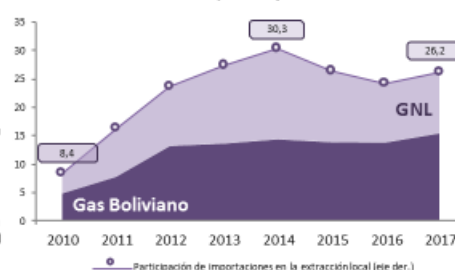
## Balanza Comercial de Hidrocarburos

### Los requerimientos gasíferos determinan, en gran medida, el saldo comercial

Gráfico 27. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de hidrocarburos



Gráfico 28. Participación del gas natural importado en la inyección como porcentaje del total



- Entre 2010 y 2017, las importaciones de combustible requeridas para abastecer la demanda interna definieron un déficit comercial que incidió significativamente en el balance agregado. Alcanzando un pico del 16% sobre el total de importaciones en el año 2014, esta proporción ha descendido en 2017 al 8%.
- La demanda de gas natural creció significativamente en el período analizado y la inyección local se contrajo sensiblemente (-5,6%); lo que provocó un aumento sostenido de las importaciones provenientes de Bolivia y de Gas Natural Licuado.
- Durante 2015 y 2016 el déficit se redujo principalmente a raíz de la caída de los precios internacionales.
- En 2017 el déficit alcanzó US\$ 3,5 millones (var i. a. 22,5%), impulsado por el alza del precio de las importaciones.

Fuente: SSPMICRO con base a INDEC y MEyM.

### Los menores precios internacionales aplacaron las importaciones desde 2015

Gráfico 29. Importaciones de hidrocarburos en millones de US\$ y como porcentaje de las importaciones totales

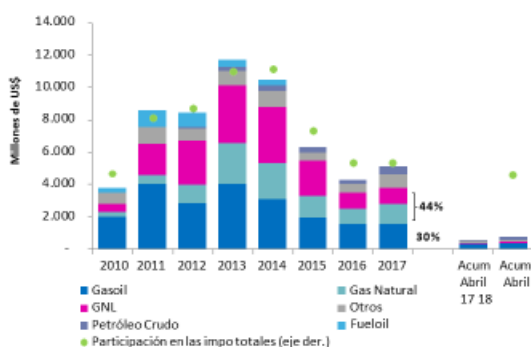


Gráfico 30. Países de origen de las importaciones de hidrocarburos, 2017



- Las importaciones poseen estructuralmente una participación destacada de gas (natural y GNL) y gasoil. En 2017 ambos acumularon el 74% del monto importado.
- Tras tres años de caída, en 2017 las importaciones crecieron 19,2% a raíz de los mayores precios internacionales.
- La mitad de las importaciones se concentran en Estados Unidos (principalmente gasoil) y Bolivia (gas natural).

Fuente: SSPMICRO con base a INDEC.

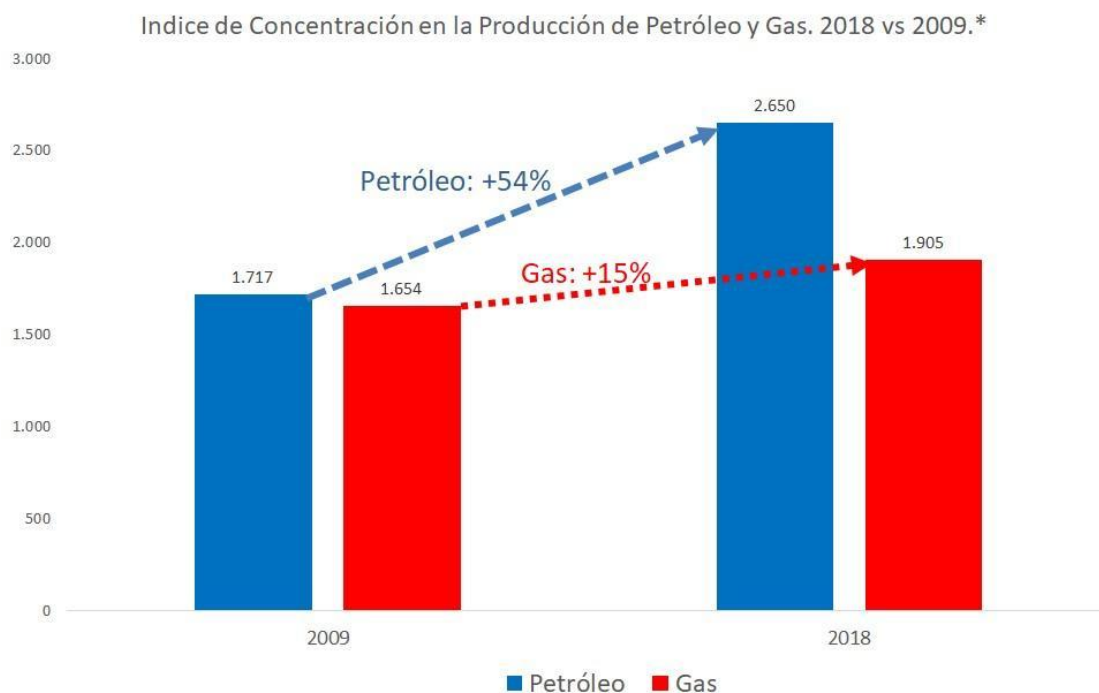
## ANEXO II

### LA CONCENTRACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA ARGENTINA

En los últimos diez años el sector gas y petróleo argentino atravesó un proceso de concentración empresarial en la fase de producción upstream fundamentalmente en el segmento petrolero.

El índice IHH (Índice de Herfindahl – Hirschman (IHH) es una medida de la concentración económica de un mercado, cuando índice es elevado expresa mayor concentración.) aplicado a la producción petrolera según empresas, indica que entre los años 2009 y 2018 la concentración de la producción de petróleo aumentó un 54%. Para el caso del gas el aumento en el índice fue del orden del 15%.

En el gráfico se puede observar el impacto en el incremento del índice IHH entre los años 2009 -2018

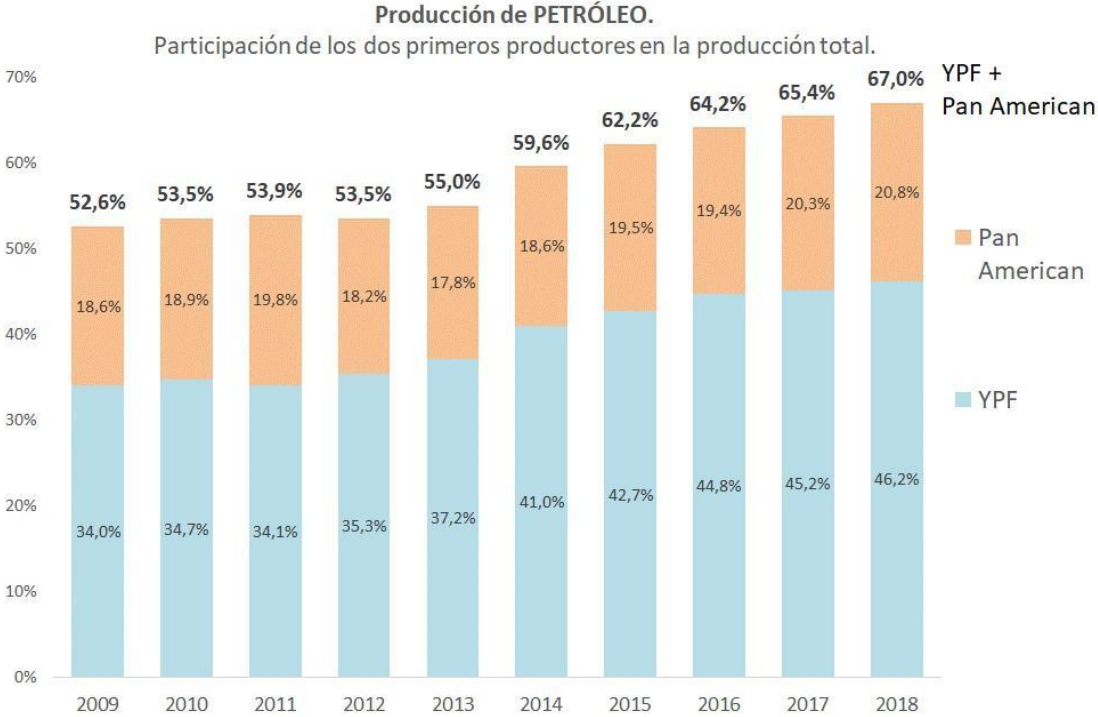


\* El Índice de Herfindahl - Hirschman (IHH) es una medida de la concentración económica de un mercado. Un índice elevado expresa mayor concentración

Fuente: Invenómica con datos de la Secretaría de Energía.

YPF y Pan American con un 46,2% y 20,8% de la producción respectivamente son las empresas que lideran el upstream petrolero, en conjunto suman el 67% de la producción de petróleo en el año 2018, con un valor de 14 puntos porcentuales por encima del valor del año 2009. La mayor concentración no se explica necesariamente por el fuerte crecimiento de las dos empresas más grandes (en conjunto engrosaron su producción en un 3,2% en ese período), sino por la profunda caída del resto las firmas competidoras que contrajeron su producción un 44% entre 2009 y 2018.

Cuando el análisis se realiza considerando la ubicación geográfica, las conclusiones son aún más categóricas. YPF concentra el 56% de la producción petrolera en la cuenca neuquina, y entre Pan American e YPF explican el 90% de la producción petrolera de la cuenca del Golfo San Jorge (43% y 46% respectivamente).



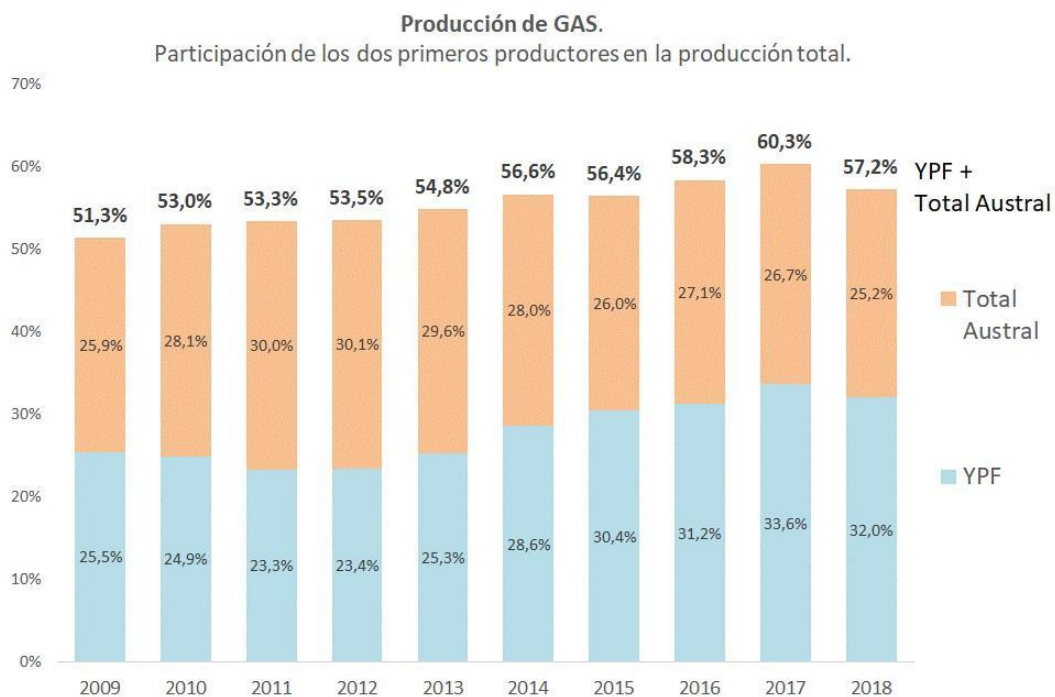
Fuente: Invenómica con datos de la Secretaría de Energía.

En el caso de la producción de gas YPF también es líder, que comparte la explotación con la firma Total Austral (32% y 25,2% de participación respectivamente). Si bien también se venía observando una concentración creciente, aunque de menor importancia hasta el año 2017, la realidad se moderó en el 2018 con apostadores que ganaron participación a partir de la producción de gas no convencional. El market share conjunto de las dos firmas líderes en el terreno de la producción de gas natural pasó de ser el 51,3% en 2009 hasta tocar su techo de 60,3% en 2017, donde se pudo ajustar hasta el 57,2% en el año 2018.

Desde una perspectiva geográfica, YPF produce el 48% del gas que sale de yacimientos de la cuenca neuquina, mientras que Total Austral extrae el 66% del gas que proviene de la cuenca Austral.

Este nivel de concentración es muy elevado cuando se la compara con los casos más exitosos de economías diversificadas y de mercado que cuentan con recursos hidrocarbúricos.

En el gráfico se observa la participación de las empresas YPF y Total Austral



Fuente: Invenómica con datos de la Secretaría de Energía.

La producción de gas y petróleo está en pleno proceso de transformación en la Argentina, con la incorporación de tecnologías que permiten aprovechar los recursos no convencionales, fundamentalmente asentados en la cuenca neuquina. El aprovechamiento de estos recursos es complejo, muy costoso y requiere de recursos tecnológicos y financieros.

La Argentina es el cuarto país en el mundo en términos de reservas de recursos petroleros no convencionales y la segunda en reservas de gas, debe generar los mecanismos para poder aprovechar esa situación.

La competencia en los diferentes niveles de la producción hidrocarburífera es central para aumentar la eficiencia y la capacidad productiva del sector.

La incorporación de nuevos operadores con más empresas de servicios excede necesariamente en un sector más potente que esté a la altura de la escala del recurso disponible. Una mayor cantidad de empresas que puedan incorporar tecnología y recursos financieros es necesaria para consolidar un salto de escala en la producción de gas y petróleo, que no se circunscriba al esfuerzo individual de dos o tres empresas.

Fuente; Revista Invenómica de Informes y Análisis económicos

## ANEXO III

### Historia de Vaca Muerta:

#### Formación sedimentaria depositada en un mar de edad jurásica, en la Cuenca Neuquina.

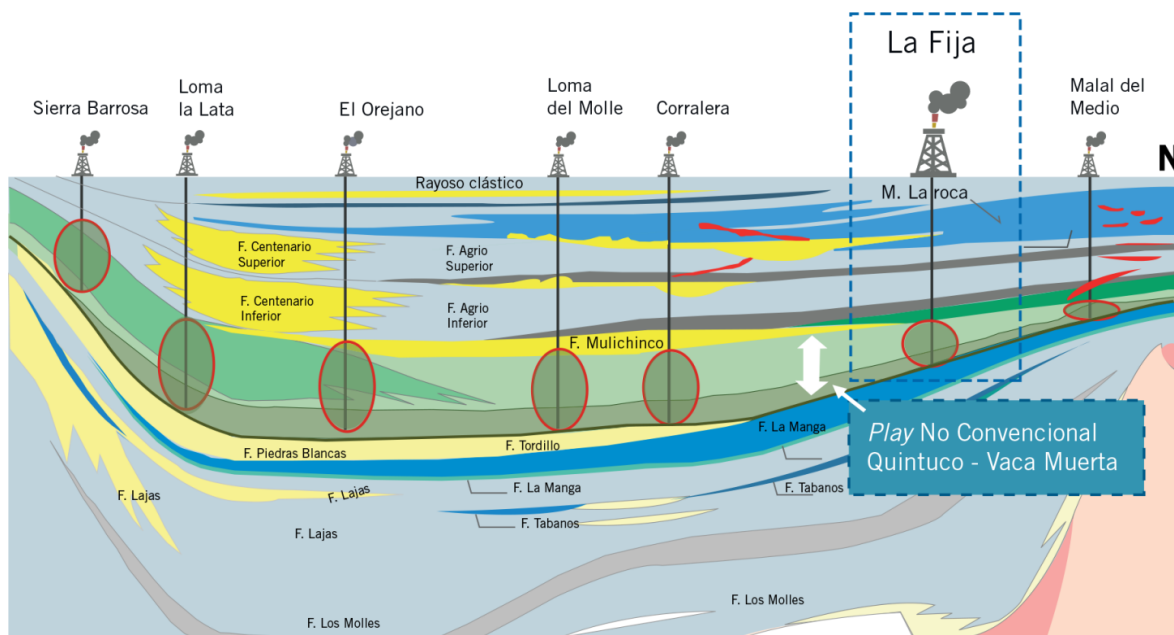
Fue denominada en 1931 por el estadounidense Charles Edwin Weaver (1880-1958), doctor en Geología y Paleontología, que la encontró aflorando en toda la sierra de Vaca Muerta. En 1946, el Dr. Pablo Groeber (nacido en la Estrasburgo temporalmente alemana, 1885-1964) coincidió con Weaver en la importancia de esta formación,

cuando realizaba el levantamiento geológico de la región noroccidental de Zapala y comprobó que todos los fósiles (ammonites) que se hallaban en las sedimentitas de la formación Vaca Muerta eran de edad jurásica.

Estas formaciones se desarrollan en el subsuelo de la cuenca hacia el Este, la formación Quintuco cambia a litologías compuestas por calizas y más al Este, pasa lateralmente a la formación Loma Montosa, con areniscas calcáreas y conglomeras (en el subsuelo de la zona Catriel) y, por último, en la zona próxima al borde de la cuenca Occidental, se identifican como arcilitas rojizas continentales de la formación Puesto González.

En la figura se puede ver el límite jurásico-cretácico en la columna sedimentaria de la Cuenca Neuquina. Hasta la formación Vaca Muerta, las sedimentitas son del Jurásico, y con la formación Quintuco comienza la depositación del Cretácico.

Figura: Corte sur a norte de la Cuenca Neuquina, donde se indica la sección sedimentaria, en la cual se podría realizar explotación de tipo no convencional.



Fuente: Ministerio de Energía – Hidrocarburos – Historia de Vaca Muerta

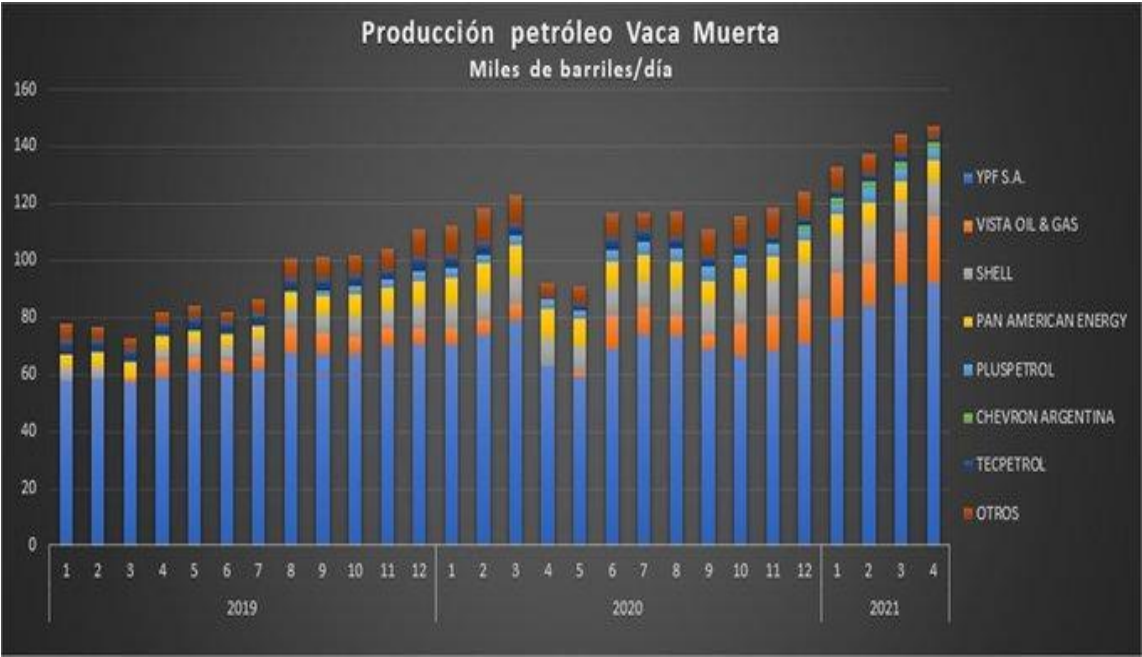
## ANEXO IV

### Producción de Petróleo en Vaca Muerta

Vaca Muerta logró un nuevo record, en abril 2021 donde se produjeron por primera vez 147.000 barriles/d de petróleo y ya representa el 29% del total del país, según datos de la Secretaría de Energía.

Según los gráficos de Argentina Oil & Gas, Vaca Muerta lleva producidos 150 millones de barriles de petróleo, hubo 20 pozos puestos en producción en los últimos 2 años

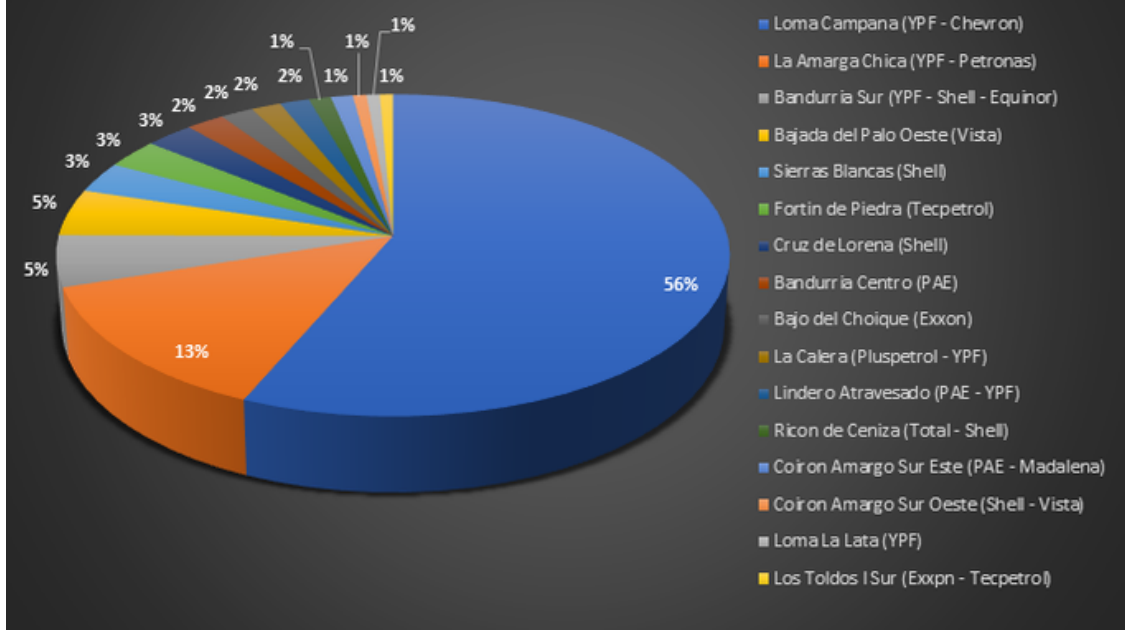
que ya tienen más de 400 mil barriles de petróleo acumulado.  
Los seis pozos que más acumularon son del mismo yacimiento: Loma Campana.



Los niveles de actividad actuales alcanzan para abastecer al mercado interno, y hasta para exportar, el precio de exportación estuvo arriba de los US\$ 65 por barril y en el mercado local pagaron menos, más cerca de US\$ 53.

YPF encabeza las cifras con Loma Campana, donde está asociada con Chevron. De 98.000 barriles de petróleo equivalente día, al primer trimestre de 2021 el petróleo no convencional representa un 23% de la producción de YPF, especialmente por los resultados obtenidos en el área integrada por los Bloques Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica, que alcanzó en abril valores a los 43.000 barriles diarios.

### Producción petróleo en Vaca Muerta 2011-2021 150 millones de barriles



Los pozos perforados no completados (DUCs) representan un stock de pozos que vienen desde 2019-2020, cuyo costo ya está hundido (no necesitan nuevas inversiones adicionales) Son pozos que están completados, al 50%, pero que le falta la terminación. Como las empresas ya poseen el 50% del costo hundido, lo que obtienen allí son ganancias rápidas. Pero se están consumiendo ese stock”, suele explicar **Luciano Fucello**, consultor en petróleo y gas, para entender la diferencia entre ritmo de perforación y ritmo de fracturas.

<b>Empresa</b>	<b>Pozo</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Tiempo en producción (meses)</b>	<b>Miles de barriles acumulados de petróleo</b>
YPF	YPF.Nq.LLL-1577(h)	Loma Campana	23	676
YPF	YPF.Nq.LLL-1576(h)	Loma Campana	23	643
YPF	YPF.Nq.LLL-1567(h)	Loma Campana	20	619
YPF	YPF.Nq.SOil-391(h)	Loma Campana	21	581
YPF	YPF.Nq.LLL-1574(h)	Loma Campana	22	543
YPF	YPF.Nq.SOil-388(h)	Loma Campana	22	531
Exxon	XOM.Nq.BdC-5(h)	Bajo del Choique	18	525
YPF	YPF.Nq.LLL-1564(h)	Loma Campana	19	467
Exxon	XOM.Nq.BdC-6(h)	Bajo del Choique	16	465
Vista	VOG.Nq.MdM-2030(h)	Bajada del Palo	22	461
YPF	YPF.Nq.LACh-89(h)	La Amarga Chica	15	461
YPF	YPF.Nq.LLL-1568(h)	Loma Campana	19	445
YPF	YPF.Nq.LCav-108(h)	Bandurria Sur	17	443
YPF	YPF.Nq.LLL-1556(h)	Loma Campana	24	440
PAE	PAE.Nq.ACa.x-101(h)	Aguada Cánepa	19	436
Vista	VOG.Nq.MdM-2033(h)	Bajada del Palo	22	436
Wintershall	WIN.Nq.AF-5(h)	Aguada Federal	21	424
Shell	SHE.Nq.SB-1012(h)	Sierras Blancas	22	422
Vista	VOG.Nq.MdM-2063(h)	Bajada del Palo	15	412
YPF	YPF.Nq.LCav-32(h)	Bandurria Sur	18	409

Se perforaron en el año 2020 en todas la cuencas solo 391 pozos, apenas el 40% de lo que se perforó en 2019 y esa caída de la inversión en nuevos pozos es la causa no explicada de la caída de todas las cuencas y de la crisis en la producción de gas natural. A pesar de las enormes transferencias de recursos desde el Estado en forma de subsidios a la oferta (Plan Gas ) y desde los consumidores en los sobrepuestos del barril criollo.



Los registros de la secretaría de Energía publicaron que Argentina exportó 5.609.263 barriles en el primer trimestre del año 2021. En enero 2.077.092 barriles; febrero 1.738.746 barriles; marzo 1.793.425 barriles. Este cúmulo de crudo representó un incremento del 46,09% con respecto al mismo trimestre del año pasado.

Pan American Energy (PAE) encabeza el ranking dado que la firma con su enorme desarrollo en Cerro Dragón es la que exporta la mayor parte de la producción de Escalante con 3.067.909 barriles.

La segunda en el ranking es la petrolera Vista Oil & Gas . La firma de Miguel Galuccio exportó un total de 1.088.220 barriles en los primeros tres meses del año por Vaca Muerta, el convencional de la Cuenca Neuquina y es la gran exportadora de Medanita.

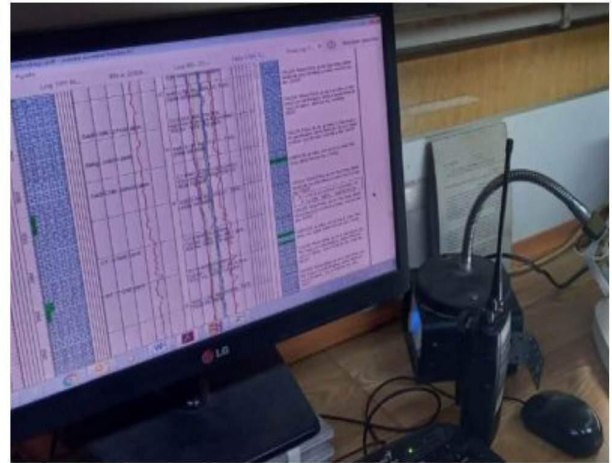
Tecpetrol, la operadora del Grupo Techint fue la tercera firma que más exportaciones tanto el crudo Escalante ( Cuenca Golfo San Jorge ) como el Medanita ( cuenca Neuquina ), suman la cantidad de 560.948 barriles.

Las restantes empresas fueron Capex con 237.925 barriles; la Compañía General de Combustibles (CGC) con 259.129; YPF con 150.387 barriles de tipo San Sebastián, Roch con 124.445 y Enap Sinepetrol con 120.290 barriles.

Fuente: Revista digital EnerNews de D&C Visual S.R.L.

## ANEXO V

Empresa que realiza controles geológicos - Unidades de Mud Logging



Fuente: Elaboración propia con el programa Inframe para fotos.

## ANEXO VI



El MECNUD busca reflejar de manera estratégica la cooperación entre la República Argentina y el Sistema de Naciones Unidas para el desarrollo (SNU) en Argentina en lo que refiere al apoyo al estado orientado a alcanzar los ODS de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, mediante una programación basada en los derechos humanos, la igualdad de género y en un sólido análisis nacional como impulso en favor de la acción colectiva y las alianzas, centrado en no dejar a nadie atrás. Se incorporan también las líneas estratégicas surgidas dentro del apoyo que el Sistema de las Naciones Unidas brinda al país en el Marco de respuesta y recuperación socioeconómica y ambiental ante el COVID-19 en la Argentina presentado en el mes de agosto de 2020.

El Marco de Cooperación constituye un medio para fomentar el cambio económico y social, ofreciendo opciones para reorientar las políticas y prácticas en torno a la sostenibilidad con el fin de lograr una transformación económica inclusiva, diversificada y centrada en el empleo, que promueva los derechos humanos, el enfoque de género, el bienestar de las personas y proteja el medio ambiente.

# **OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE**



Producido en colaboración con TROLLBÄCK + COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1 212 529 1010  
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: dpcampaigns@un.org

La “Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”, con sus 17 ODS, 169 metas aborda los desafíos económicos, sociales y ambientales más apremiantes de nuestro mundo actual.

El sector privado ha sido convocado por el Estado a contribuir con los ODS, que tiene la capacidad de impulsar el desarrollo económico y social, a través de las inversiones, la generación de empleo, la tecnología y la capacidad innovadora para la búsqueda de soluciones originales y sustentables en articulación para una comunidad con igualdad de oportunidades.

En la matriz energética argentina, los hidrocarburos representan el 86% de la energía primaria que se consume. El gas natural representa el 52% mientras que el petróleo el 34%. El 14% restante de la demanda es abastecida por energía hidráulica, nuclear, otras renovables y sólo el 1% con carbón.

La Argentina ha encaminado la diversificación de su matriz energética, en base a sus abundantes recursos renovables, aun así los escenarios energéticos elaborados por diferentes instituciones del país, prevén que hacia 2040, independientemente del alcance de la penetración de las energías renovables, la demanda de gas será mayor que la actual.

Dada la relevancia de la energía para el desarrollo de los países y para la vida diaria de las personas, resulta de especial importancia analizar, adelantarse y adaptarse a los desafíos tecnológicos, ambientales y económicos a los que se enfrenta el sector.

Fuente: Naciones Unidas Argentina

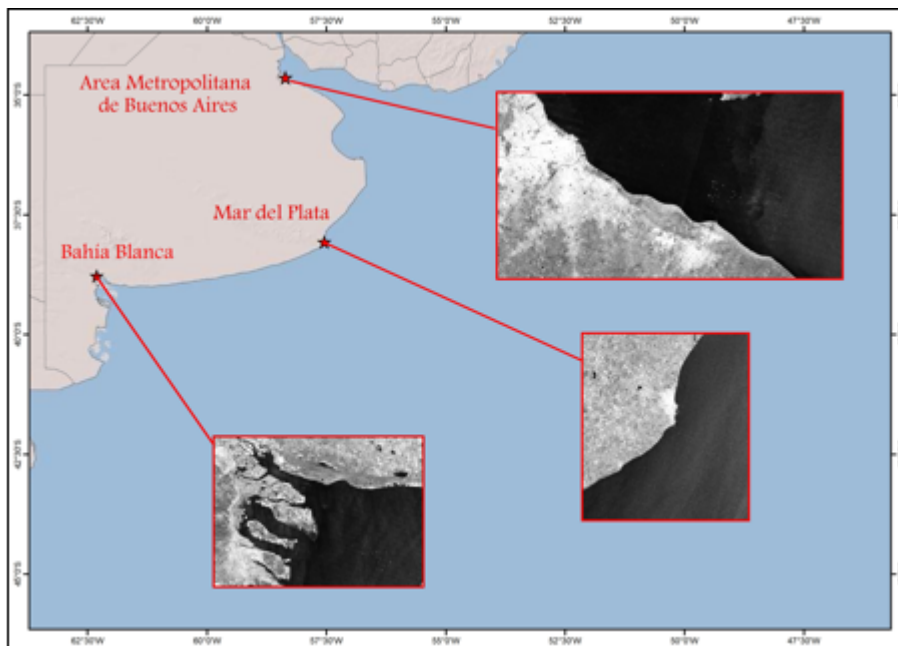
## ANEXO VII

### Monitoreo Costero para la Detección de Derrames de Hidrocarburos

La CONAE mediante imágenes satelitales de radar pertenecientes al Sistema Italo-Argentino de Satélites para la Gestión de Emergencias (SIASGE), lleva adelante un monitoreo sistemático en zonas vulnerables o de riesgo de ser afectadas por derrames de petróleo en las costas argentinas. El monitoreo se realiza mediante imágenes satelitales de radar a lo largo de la zona costera argentina, desde el estuario del Río de La Plata al norte hasta Tierra del Fuego al sur, para la detección derrames de petróleo.

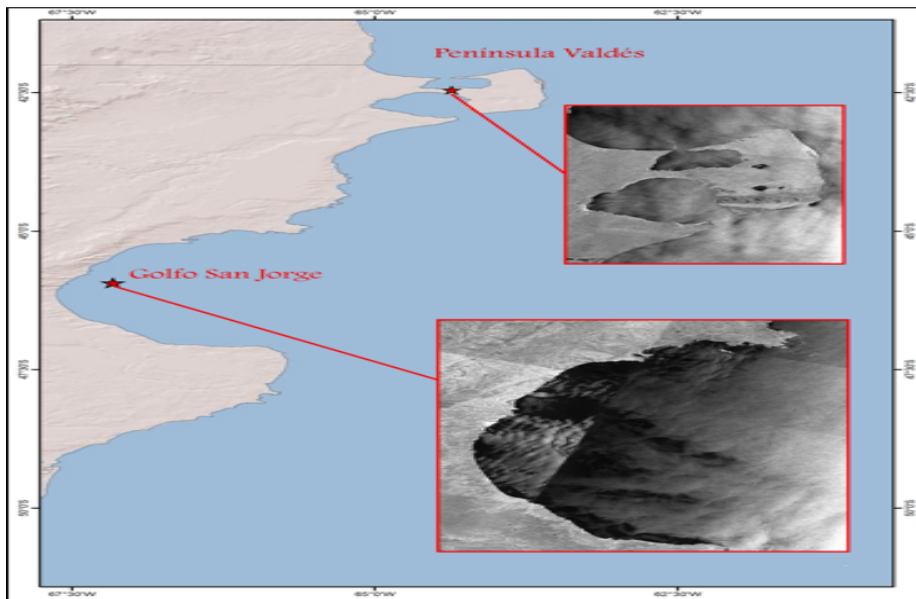
Para su desarrollo se definieron 7 áreas consideradas de riesgo, ya sea por su vulnerabilidad ambiental o por su mayor probabilidad de ocurrencia de derrames, debido a las actividades relacionadas al sector petrolero que allí se realizan. Estas áreas costeras están ubicadas en:

Zona Bonaerense: Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Gran Buenos Aires, La Plata, Mar del Plata, Bahía Blanca.

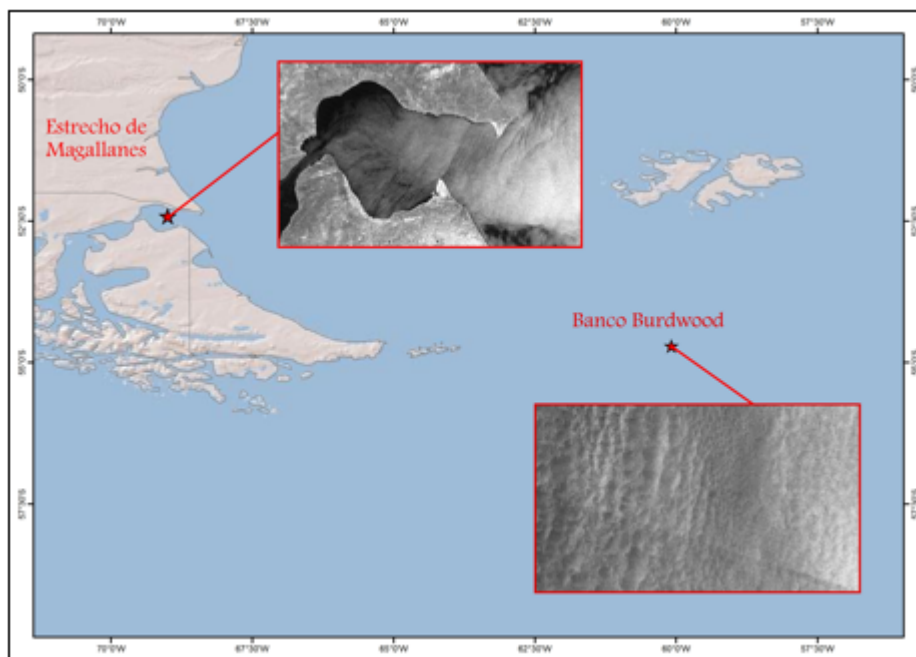


En este monitoreo se utilizan imágenes de Radar de Apertura Sintética (*SAR por sigla en inglés: Synthetic Aperture Radar*) de satélites COSMO SkyMed (CSK) pertenecientes al Sistema SIASGE, conformado por cuatro satélites italianos CSK (banda X, 9.6 GHz), ya en órbita, y dos satélites argentinos SAOCOM (banda L, 1.275 GHz) el primero lanzado en octubre de 2018 y el segundo en construcción.

Zona patagónica: Península Valdés (Chubut), Golfo San Jorge (Chubut-Santa Cruz).



Estrecho de Magallanes (Santa Cruz – Tierra del Fuego) y en el Banco Burdwood - Namumcurá, ubicado al sur de las Islas Malvinas y este de Tierra del Fuego.



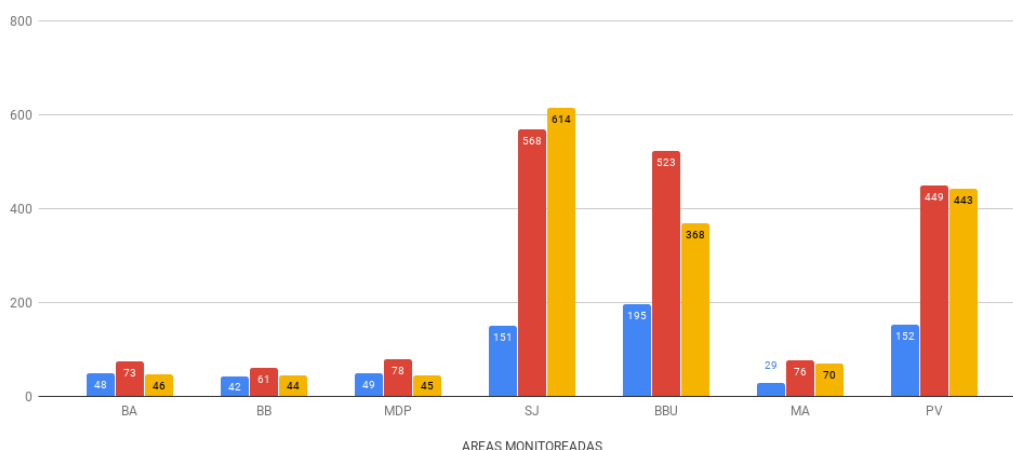
Las imágenes de Radar SAR resultan ser las más adecuadas para la detección de hidrocarburos en el mar y costas. Las imágenes CSK, en diferentes modos o productos según la zona a cubrir, se reciben de acuerdo a un plan de adquisición preestablecido en la Estación Terrena de Córdoba (ETC) del Centro Espacial Teófilo Tabanera en Córdoba, y un equipo de profesionales de la CONAE las procesa y analiza una vez recibidas. Este trabajo tiene lugar en el contexto de los distintos desarrollos de aplicación que se llevan a cabo en el marco del Proyecto SAOCOM.

El monitoreo se inició en el mes de mayo de 2016 y se analizan un promedio de 25 imágenes semanales, elaborando sus correspondientes informes, que quedan a disposición de los organismos interesados en la temática como Prefectura Nacional, Fuerzas Armadas, Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Secretaria de Energía y las provincias.

### Estadísticas de derrames de hidrocarburos

Desde mayo de 2016 hasta noviembre de 2018, se han analizado 4124 imágenes y se han detectado 18 situaciones de posibles derrames de hidrocarburos.

En los siguientes gráficos se muestran el número de imágenes analizadas por zona cada año y el número de alertas por área desde el comienzo del monitoreo:



El gráfico de barras muestra el número de imágenes analizadas por zona cada año. En color azul se indica año 2016, en rojo año 2017 y en amarillo año 2018. La tabla a continuación indica el número de alertas por área.

#### **CODIGO / ZONA / ALERTAS DE DERRAME (2016-2018)**

- PV / Península Valdés: 6
- BA / Buenos Aires: 3
- MDP / Mar del Plata: 3
- BB / Bahía Blanca: 2
- SJ / Golfo San Jorge: 1
- BBU / Banco Burdwood: 1
- MA / Estrecho de Magallanes: 2

Fuente: Comisión Nacional de Actividades Espaciales de Argentina.

## ANEXO VIII

### Tecnología de oxidación avanzada que remueve hidrocarburos en el agua



REMEDIACIONES SUSTENTABLES

**Nanoburbujas** es una innovación desarrollada por Y-TEC, que utiliza burbujas a escala nanométrica, para degradar hidrocarburos disueltos en agua. A diferencia de las remediaciones convencionales, esta tecnología permite llegar a concentraciones indetectables de los hidrocarburos disueltos en agua. Su alta efectividad permite reducir el vuelco y posibilita el reúso del agua.

Se trata de una solución muy versátil, con diseños adaptables a diferentes situaciones ambientales, que garantiza el tratamiento total de los volúmenes requeridos y no utiliza aditivos ni genera residuos. Además, elimina o reduce significativamente el uso del carbón activado



Fuente: Empresa Y- TEC

## ANEXO IX

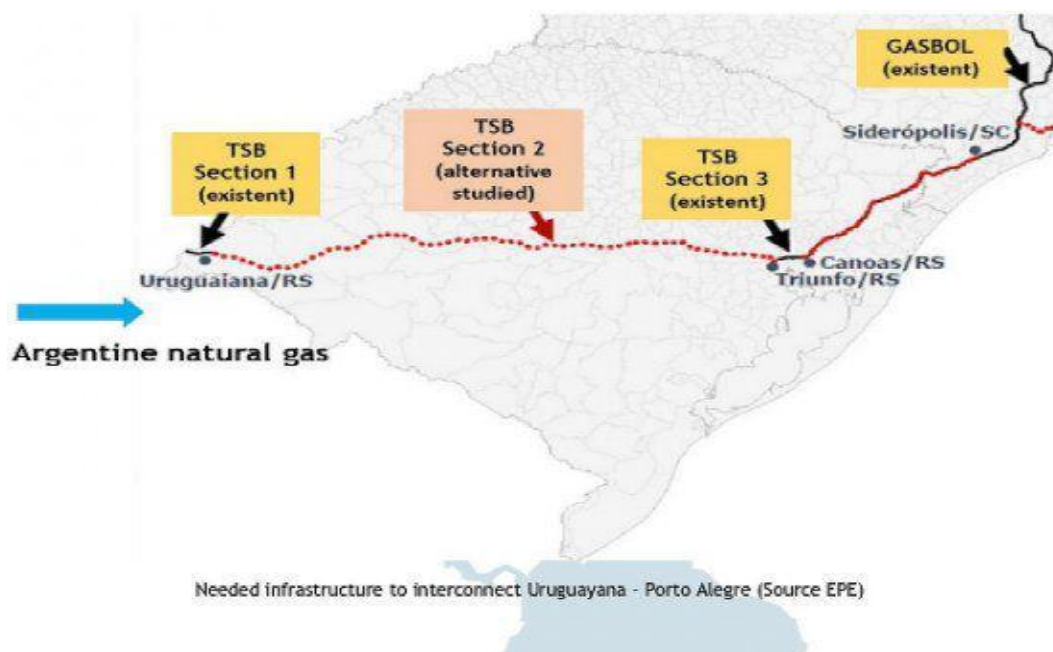
### Proyecto de un Sistema de Gasoducto desde Vaca Muerta hasta Brasil

La Secretaría de Energía de la Nación firmó un contrato con un consorcio de empresas chinas conformado por Powerchina y Shanghai Electric Power Construction un memorándum de entendimiento para estudiar la viabilidad de la construcción y el financiamiento del Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional que llegarán a Vaca Muerta.

La puesta en marcha define un proceso de elaboración del proyecto ejecutivo, el análisis de costos y la evaluación general de la iniciativa, que podrá derivar en un contrato comercial y en financiamiento por parte de bancos chinos con el detalle de la inversión y plazos de ejecución.

El plan inicial prevé un tendido de más de 1.400 kilómetros desde Neuquén hasta la frontera con Brasil, en Uruguayana, y otros 600 kilómetros desde allí hasta Porto Alegre, donde se conecta con la red de distribución de gas del sur brasileño. Será un gran adelanto para la concreción de una verdadera red de gasoductos que permitirá simultáneamente evacuar la producción nacional de gas para abastecer los centros de consumo y las centrales térmicas argentinas.

### Mapa del recorrido del gasoducto



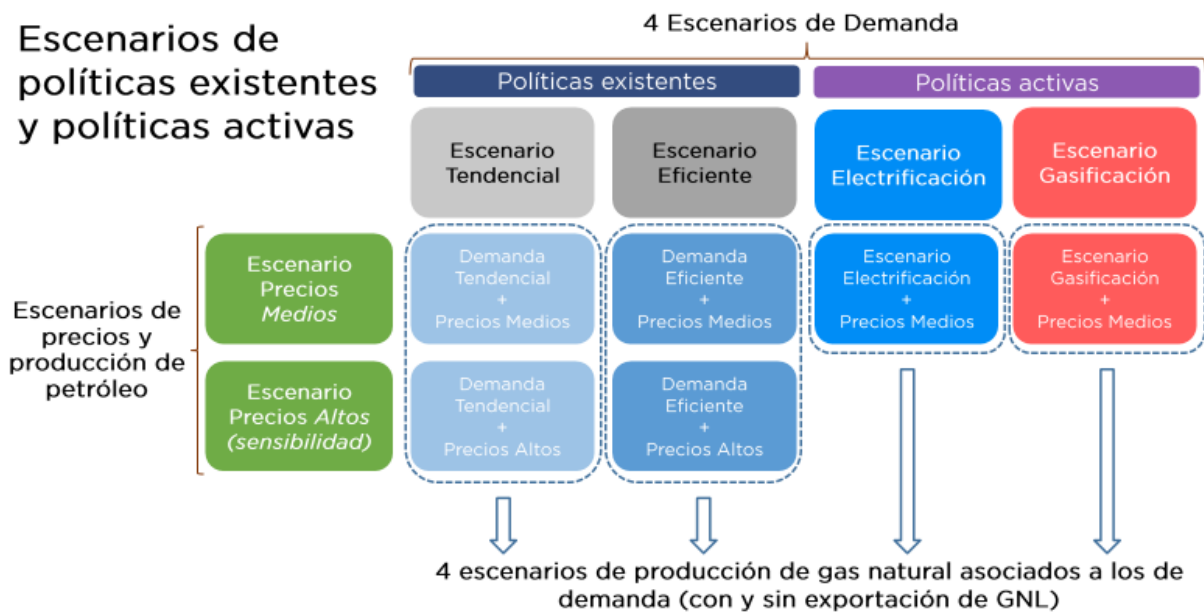
La puesta en marcha de esta obra permitirá sustituir las actuales importaciones de GNL, la declinante producción del gas boliviano y la importación de combustibles líquidos que hoy queman las usinas térmicas, ahorrando u\$s1.150 millones anuales en divisas al país.

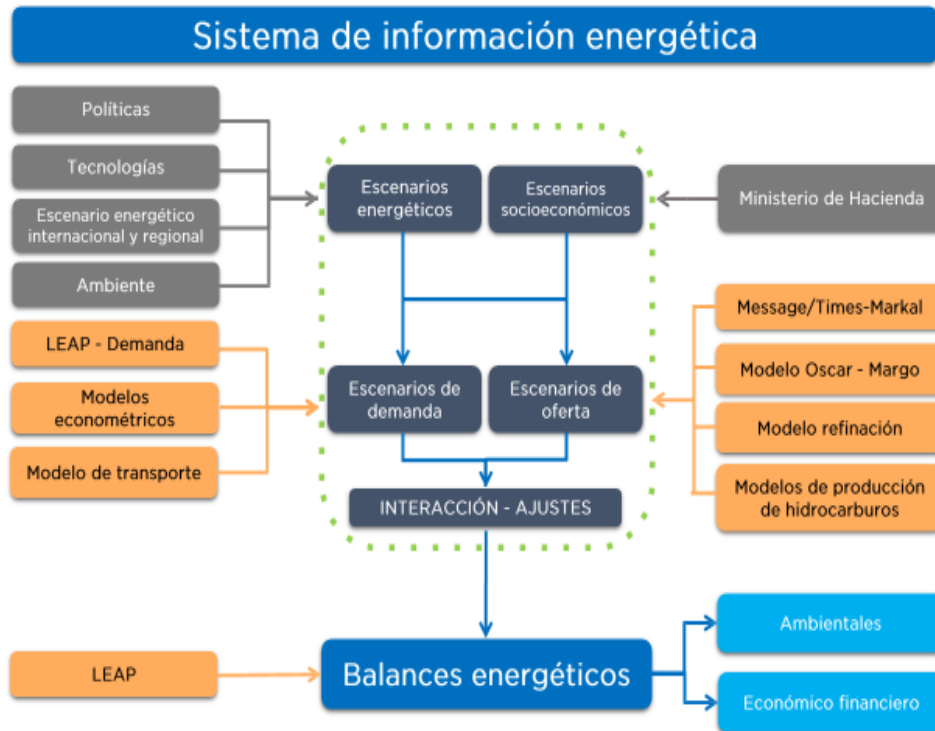
El objetivo es llegar con gas argentino a Brasil, con un gasoducto de 2.400 kilómetros de extensión que une Vaca Muerta con Porto Alegre. Los analistas aseguran que la





Escenarios de políticas existentes y políticas activas





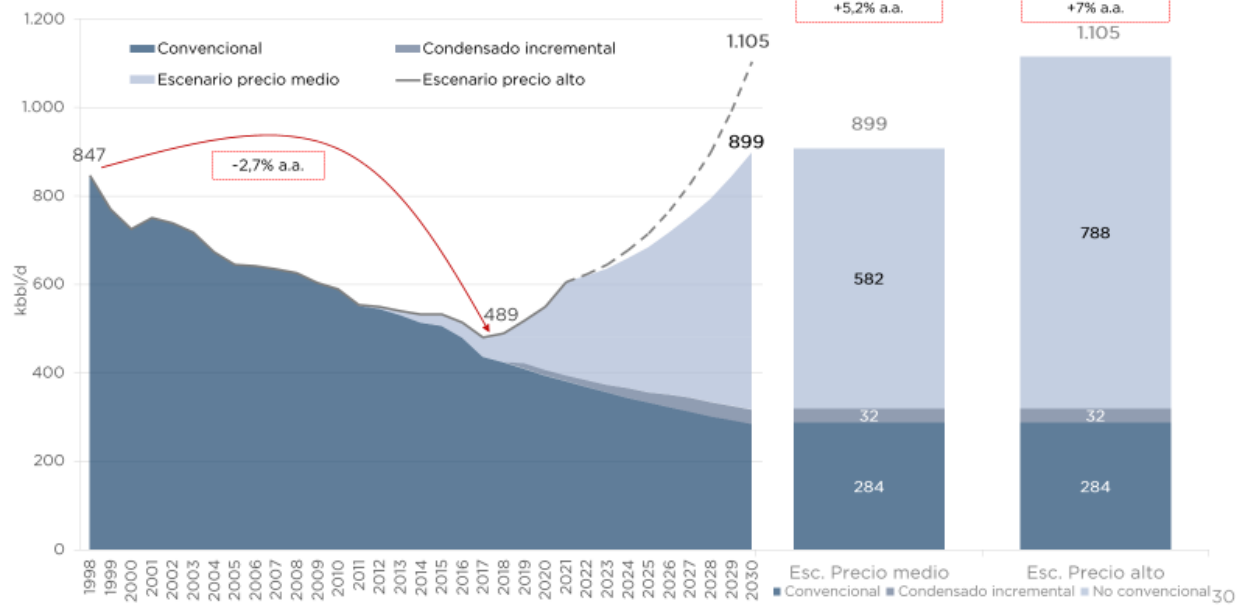
Objetivos de Desarrollo Sostenible

Cambio climático - Acuerdo de París

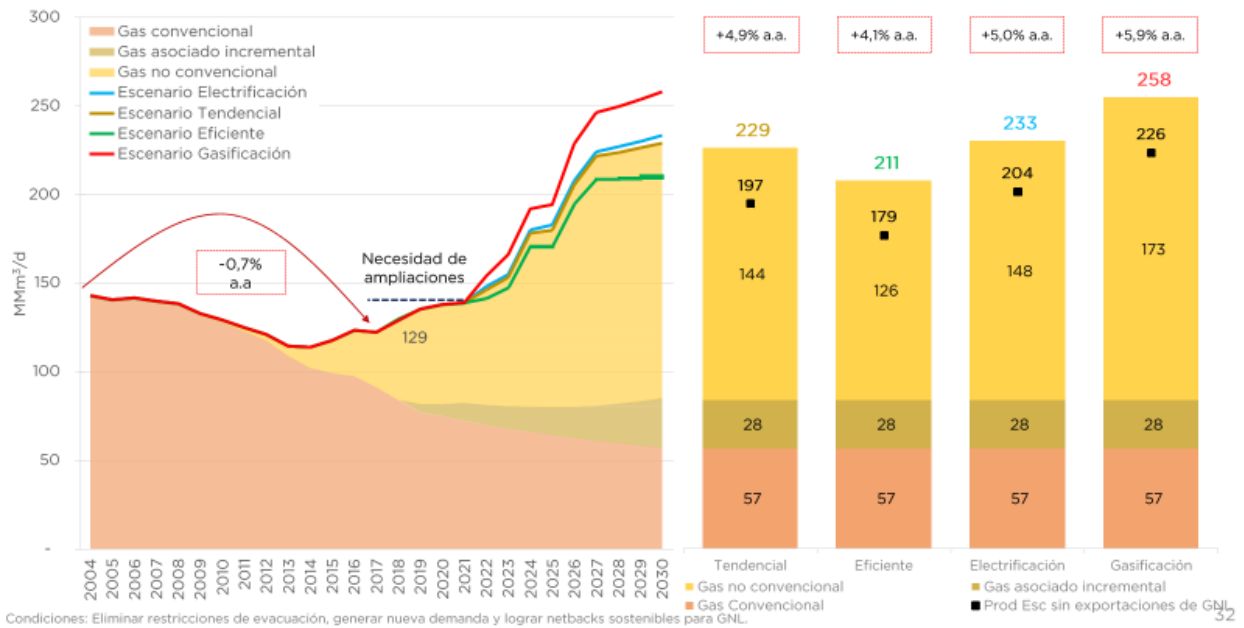
Grupo de trabajo de transiciones energéticas G20

Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050

## Producción de petróleo



## Producción de gas natural



Fuente: Secretaría de Energía .Subsecretaria de Planeamiento Estratégico

## ANEXO XI

### AÑELO “ INICIATIVA DE CIUDADES EMERGENTES Y SOSTENIBLES”

Añelo es una localidad de la provincia de Neuquén muy importante por la explotación no convencional de hidrocarburos, en el año 2014 se realizó un proceso de planificación, enmarcado en una estrategia de desarrollo provincial y regional, que aplicó la Iniciativa de Ciudades Emergentes y Sostenibles (ICES) que dio origen al Plan Añelo Sostenible. Se estableció un plan de acción con una agenda de obras, programas, planes y proyectos que actualmente está en ejecución en función de las prioridades, los recursos disponibles y en gestión.

Para elaborar el informe se realizó un análisis FODA, como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Análisis FODA para actividades económicas en la zona

Fortalezas	Debilidades
Disponibilidad de tierras fiscales	Empresas radicadas fuera del tejido que no tributan municipalmente. Conflictos por tenencias. Demandas de pueblos originarios. Disputas por el uso de la tierra, entre habitacionales y productivas, entre actividades agrícolas, extractivas o industriales y de servicios
Existencia de tres parques industriales	Los parques no cuentan con servicios (electricidad, gas agua, cloacas, recolección de residuos), ni infraestructura apropiada (asfalto, delineación de calles internas, ingresos y egresos)
Cercanía a fuentes de energía	Falta de inversión para el transporte y provisión de energía
Posibilidades de diversificación Productiva	Concentración de la oferta de mano de obra hacia las grandes empresas operadoras y de servicios
Oportunidades de capacitación a través de organismos provinciales. Creación Escuela Industrial en Añelo	Falta de capacitación de la mano de obra local. Falta de edificio propio de la Escuela Industrial de Añelo (EPET 23)
Cercanía a recorridos turísticos recreativos. Creación de Secretaría de Turismo en el Municipio	Falta de interacción del sector productivo del turismo
Expectativas de crecientes inversiones para la explotación del yacimiento Loma Campana	No lograr avanzar en sectores del <i>downstream</i>

<b>Amenazas</b>	<b>Oportunidades</b>
Contaminación ambiental por actividades de extracción de petróleo	Amplias regulaciones provinciales para mitigar el impacto ambiental. Mayor jerarquía a la Dirección de Seguridad y Ambiente
Irrupción de actividades extractivas en zonas de producción rural	Posibilidades de convivencia y complementación económica para el productor primario
Escasa incorporación de mano de obra local a las actividades hidrocarburíferas	Implementar un plan de capacitación para incrementar la inserción de población local en la actividad. Formación de técnicos de la EPET 23
Establecimiento de grandes empresas fuera del tejido de Añelo	Ampliar el ejido y de esta manera aumentar recaudación Tributaria
Disputas por el uso de la tierra	Actualizar el Plan Urbano Ambiental que delimite usos y ordene la planta urbana
Explosión de tráfico automotor durante la jornada laboral	Alentar y facilitar el establecimiento de servicios de soporte, mantenimiento mecánico y gomerías.
Gran circulación de personas	Lograr el establecimiento permanente de familias mediante la construcción de planes de vivienda accesibles y financiados
Gran concentración económica en las actividades extractivas	Instar a las empresas petroleras a realizar aportes económicos para la diversificación de la producción

Fuente: Proyecto de Desarrollo Tecnológico y social por CONICET

El proceso de planificación involucró al municipio, la provincia, la Nación, YPF y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). En base al diagnóstico realizado se propuso un plan que priorizó las áreas de acción en las que debe concentrarse Añelo para alcanzar una planificación gradual e integral, que tome en cuenta los principales retos para la sostenibilidad ambiental, urbana, fiscal y comunitaria de la ciudad. La reorganización y planificación urbana el uso del suelo, agua, drenaje de aguas pluviales, salud, vulnerabilidad ante desastres naturales, energía, transporte y saneamiento, son los proyectos que están en curso hacia el 2030.

El plan de desarrollo contiene un eje ordenador, un rector del proceso de planificación donde determina el aumento de habitantes y las necesidades insatisfechas de la población urbana de la localidad. Con los presupuestos obtenidos debe encausar la búsqueda de financiamiento para las obras que están incluidas en el Plan Añelo sostenible publicado en el año 2015 por la Fundación YPF.

Los temas priorizados en el Plan Añelo Sostenible son las obras de corto, mediano y largo plazo; las cuales se detallan a continuación:

1) Obras finalizadas: el nuevo hospital de la localidad; la ampliación del jardín de infantes N° 52; el matadero de tránsito provincial, el playón deportivo, el acondicionamiento y la iluminación del polideportivo, la nueva toma para el abastecimiento de agua potable, la ampliación de la Escuela 350, dos viviendas

institucionales para médicos, el funcionamiento de la planta cloacal e instalación de planta de tratamiento de camiones atmosféricos.

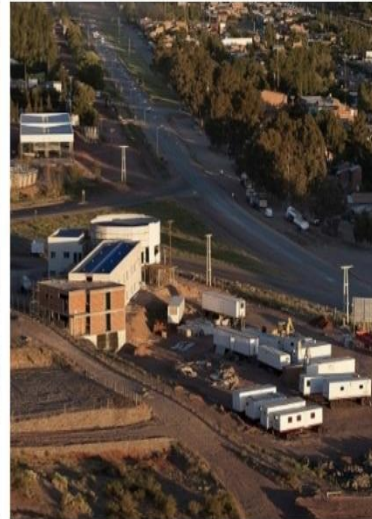
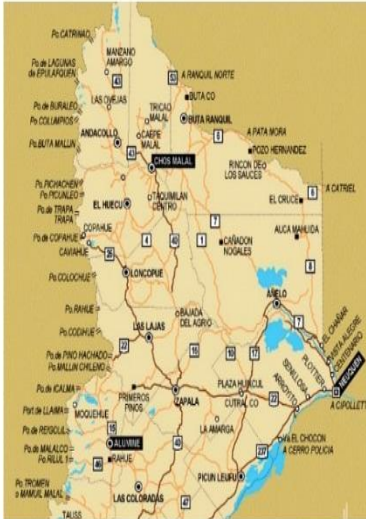
2) Obras en ejecución: la iluminación del casco central de Añelo, el reacondicionamiento de la iluminación del centro de salud, la provisión de agua potable para el desarrollo del Balcón Añelo, pileta climatizada y la construcción tanto de un centro de capacitación como de la plaza de las escuelas. En materia de viviendas, se ejecutaron y licitaron más de 400 viviendas en los últimos tres años con recursos provenientes de la provincia, la Nación y el Programa Federal de Construcción de Vivienda Techo Digno.

Para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, se construye la estación transformadora Loma Campana de 132/33/13,2 kilowatt, mediante un crédito del BID se financiará la ejecución del sistema eléctrico del Parque Industrial de la localidad.

Se firmó el contrato para la repavimentación de 34,3 kilómetros de la ruta provincial 7 en tramos que van desde Añelo al límite con la provincia de Río Negro, una obra de gran importancia para el corredor petrolero que une Neuquén capital con Rincón de los Sauces.

Añelo, es una localidad que tiene una planificación estratégica urbana en desarrollo. Los proyectos específicos urgentes de infraestructura se van realizando en forma gradual. Necesita que los funcionarios políticos impulsen, motiven su crecimiento y desarrollo urbanístico para mejorar la calidad de vida de los que habitan la región. Los gobernantes deberían tener una visión más amplia sobre las dimensiones sociales, ambientales, urbanística, económica y tecnológica para el avance hacia el 2030.

## **Ubicación de la localidad de Añelo**



Fuente: Elaboración propia con el programa Inframe para fotos.