



MBA

Año: 2008

Título: “La Producción de Petróleo en Argentina: Un enfoque Económico Financiero”

Autor: Agustín Fruchart

Tutor: Lionel Modi

Fecha de Entrega: Junio 2010



Abstract

Por qué la producción de Petróleo en Argentina ha venido experimentando tasas de crecimiento negativas desde hace ya más de 10 años?¹ Cuáles son las causas de dicho comportamiento?. A través del presente trabajo se intentará buscar las respuestas a los interrogantes planteados; para ello se hará una breve descripción del sector con su evolución histórica y situación actual para luego pasar al análisis de una inversión modelo de la Industria desde una perspectiva financiera y entender qué variables inciden principalmente en los resultados del mismo.

El resultado alcanzado nos permitirá entender la existencia de variables claves cuyo comportamiento serán determinantes al momento de analizar las alternativas de política sectorial a tomar por parte del Estado Argentino.

Keywords

Inversión, Petróleo, Pozo, Upstream, Energía, Proyecto, Valor Actual Neto, Barril, Financiero



INDICE

Introducción.....	Pág. 4
Breve Historia del Sector	Pág. 7
- Los orígenes	
- El Desarrollo de YPF y el Nacionalismo Petrolero	
- Perón, Frondizi y el estancamiento de una Industria	
- La situación de la Industria en la década del '80	
La Reforma Estructural de los noventa	Pág. 22
- Antecedentes	
- La Reforma	
- La Industria del Petróleo & Gas	
- La Privatización de YPF	
Actores participantes en el mercado Post Reforma	Pág. 33
La Inversión desde una perspectiva Económica Financiera	Pág. 37
- Definiciones Iniciales	
- Aspectos generales vinculados al proyecto	
- Aspectos particulares	
- Algunas conclusiones preliminares	
- Análisis de Sensibilidad	
Conclusiones Finales	Pág. 55
Bibliografía.....	Pág. 58
Anexos.....	Pág. 60



INTRODUCCION:

El sector energético constituye una de las áreas estratégicas en la composición productiva de un país; si bien es cierto que, de acuerdo a lo publicado por el INDEC no contribuye con más del 5% del Producto Bruto Interno, sin embargo, para generar el resto del 95% los restantes sectores se valen de la Energía para llevar a cabo la producción de Bienes y Servicios.

Por ello, es que podemos afirmar que, independientemente del sector productivo que se esté intentando apuntalar en la estrategia de crecimiento de un país, el área relacionada con la Energía debe ser tenida en cuenta en el momento de la planificación como base para el desarrollo económico.

Ahora bien, a qué nos estamos refiriendo cuando hablamos del sector energético en Argentina?

Evidentemente lo que se pretende mostrar como un conjunto homogéneo de actores participando en un mercado no lo es tanto cuando comenzamos a analizar en mayor detalle las características de cada uno de ellos y los mercados en los cuales interactúan.

La Industria energética en Argentina está compuesta actualmente por distintos actores, pero básicamente los principales son:

- Empresas Privadas, cuyo capital accionario pertenece, en su mayoría a actores no vinculados al sector público
- Empresas Públicas como el caso de Enarsa y Pdvsa cuya participación en la Industria es marginal,
- Entes Reguladores



A su vez cada una de ellas puede participar de distinta manera en diferentes mercados entre los que podemos destacar:

- Producción de Petróleo & Gas
- Distribución
- Generación de Energía (Plantas)
- Comercialización de Petróleo

Visto de esta manera, existen Empresas privadas que participan en la producción y exploración de Petróleo y Gas (conocido también con el nombre de “Upstream” en la jerga de la Industria) como es el caso de Chevron San Jorge, empresas públicas como el caso de Enarsa² que, creada recientemente, pretende posicionarse estratégicamente en el desarrollo de nuevos proyectos petroleros principalmente a través de Joint Ventures con Empresas Privadas y por último los entes Reguladores creados por el Estado encargados de controlar el correcto funcionamiento del mercado a través de la regulación del factor precio vía tarifa entre otros aspectos.

A su vez existen compañías privadas dedicadas a la generación de energía (como el caso de central Puerto o Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A., encargada de la administración de la central del mismo nombre) y Empresas dedicadas a la Distribución de la misma (por poner un ejemplo el caso de Edenor en la electricidad o Gas Ban en el caso del Gas)

Si bien haremos una breve descripción de la profunda transformación que sufrió este sector a principios de los años noventa pasando de un esquema cuya participación estatal era casi total a otro cuyos principales incentivos recaían en manos de actores privados, éste trabajo tendrá como eje central el análisis de un proyecto de inversión en el sector del Upstream de la Industria, más



precisamente nos ubicaremos en la posición de una Compañía Productora de Petróleo & Gas en Argentina para intentar encontrar las respuestas que vayan surgiendo a los principales interrogantes que se plantean al momento de llevar a cabo un proyecto de inversión que se encuentre vinculado con la explotación de reservas localizadas en un yacimiento ya en explotación.

El foco en la evaluación de este proyecto de inversión no resulta arbitrario; como veremos más adelante, el descubrimiento de Hidrocarburos en la localidad de Comodoro Rivadavia le generó a la Argentina a lo largo de los años el título de un “país con petróleo” rótulo que, a diferencia de un país petrolero como podría ser el caso de Venezuela o los países árabes, tiene sus orígenes en la presencia de hidrocarburos comercialmente explotables en territorio argentino, pero de una magnitud inferior a los denominados “países petroleros” donde este recurso resulta la base del desarrollo de sus economías (es el caso de Venezuela y Arabia Saudita).

La hipótesis que nos plantearemos estará fuertemente vinculada con la pregunta: es rentable hoy en la Argentina realizar una inversión vinculada con el desarrollo de un campo petrolero?. Los interrogantes adicionales que se desprenden de esta hipótesis tales como cuales son los montos de inversión necesarias, períodos de repago y principales variables que afectan al modelo también serán respondidas a lo largo de este trabajo cuyo principal objetivo será, en definitiva, intentar encontrar una explicación al comportamiento de las principales compañías petroleras operando en el país en la actualidad con un alto efecto de incertidumbre sobre el futuro del sector.

En este sentido, y cuando se está planteando actualmente en la opinión pública el problema de la caída sostenida de producción que viene disminuyendo progresivamente desde el año 2003 (**Ver cuadro debajo**), recordando que



alcanzó su punto más alto de producción en el año 1998; la amenaza de la necesidad de importar hidrocarburos en un horizonte temporal no muy lejano a precios internacionales genera las inquietudes que nos llevan a querer detenernos en el análisis de este proyecto para poder entender cuales son las causas de esta declinación en la producción y la falta de inversión en exploración por parte de las empresas productoras.

Cuadro 1.1
Producción de Petróleo, en miles de M3

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Producción	42.966	40.284	38.534	38.141	37.314	36.525	36.138
Variación (%)	-2%	-6%	-4%	-1%	-2%	-2%	-1%

Fuente: La Historia Argentina en Números (Fundación Norte & Sur) – Orlando Ferreres
IAPG - Página Web: www.iapg.org.ar

BREVE HISTORIA DEL SECTOR:

Es importante destacar que, desde sus orígenes, dos son los temas que permanentemente estuvieron presentes en la discusión respecto a la evolución del Sector: el primero está relacionado con la propiedad del recurso, en este caso el petróleo ó gas y el segundo tiene que ver con quien debería explotarlo o llevar a cabo su desarrollo.

A lo largo de la historia y conforme fueron surgiendo los distintos sustentos legales que dieron un marco al desarrollo de la Industria se identificó al Estado (ya sea Nacional o Provincial) como el propietario de los recursos subterráneos y a las Empresas Privadas e YPF por otro lado como los agentes encargados de la extracción, procesamiento, distribución y comercialización del Recurso. Algunos autores³ involucran un tercer actor dentro de este marco como ser la figura del “superficiario” correspondiente al propietario del terreno donde se



desarrolla la explotación que, no necesariamente, es el mismo que el que lo desarrolla.

La realidad indica que el desarrollo de la Industria Petrolera en Argentina no fue llevada a cabo plenamente por el Estado ni tampoco por actores privados como bien podría ser el caso de Estados Unidos; a lo largo de los años siempre hubo una fuerte presencia estatal que durante algunos períodos llegó a ser dominadora absoluta de la mano de YPF pero sin dejar de existir otras compañías del sector privado como, en el caso de las extranjeras Shell o la Standard Oil, que participaban marginalmente en la producción y refinación de combustibles, especialmente en el comienzo de la explotación hidrocarburífera.

Los orígenes

La historia oficial indica que el Petróleo en la República Argentina se encuentra presente desde el año 1907, más precisamente a partir del 13 de Diciembre con el descubrimiento a 539 metros de profundidad en un pozo exploratorio en las cercanías de la localidad de Comodoro Rivadavia, realizado por la Dirección de Minas, en ese entonces bajo la presidencia de José Figueroa Alcorta.

Si bien existen antecedentes relacionados previos a ese acontecimiento, principalmente en las provincias de Jujuy y Mendoza de mano de actores privados en busca del hidrocarburo para transformarlo en querosén, principal combustible que se utilizaba para la iluminación en esa época, se considera el 13 de Diciembre como fecha del comienzo del desarrollo de la Industria ya que es a partir de ese momento que el Estado participa activamente ya sea por un lado como protagonista en la explotación y por el otro como regulador de la actividad.



Los primeros años posteriores al descubrimiento estuvieron signados por varios factores; en primer lugar el Estado, cuya presidencia estaba ejercida en ese entonces por José Figueroa Alcorta estableció inmediatamente el día posterior al descubrimiento, 14 de Diciembre, una zona de exclusión cuya explotación pasaba a ser exclusiva del Gobierno Nacional; para ello se creó la Dirección General de Administración de Comodoro Rivadavia, que dependía de la Dirección de Geología, Hidrología y Minas cuyas autoridades a su vez dependían del Ministerio de Agricultura,

Asimismo, distintos actores privados participaron activamente de la extracción del recurso, como ser el caso de la Compañía Astra cuyos yacimientos se encontraban próximos a la zona de exclusión estatal; sin embargo, éstos últimos se encontraban con la dificultad del transporte del fluido poco desarrollado hasta entonces, lo que los obligaba a vender su producción a la dependencia estatal al precio fijado por esta última.

Un hecho destacable que preocupaba en esa época a la Dirección de Geología, Hidrología y Minas eran los permisos de cateo que se entregaban por parte de éste organismo a diferentes actores privados, lo que generaba comportamientos de “especulación” por parte de personajes que, teniendo buena llegada a funcionarios de la Dirección accedían a zonas privilegiadas, esperando negociar de una manera ventajosas con las Compañías Petroleras que quisieran llegar a instalarse en dicha zona para la explotación del Yacimiento.

Es importante destacar que el marco legal que sustentaba la operación de explotación tanto pública como privada estaba basado en el viejo Código de Minería por lo que se precisaba, sino de manera urgente por lo menos en el muy corto plazo, de una nueva ley de Hidrocarburos que estableciera claramente los derechos y obligaciones de cada una de las partes, ya sean públicas o privadas



y que regulase la actividad en todos aquellos lugares donde se localice Petróleo o Gas.

Mientras que en el marco de Upstream el estado participaba activamente con la explotación del Yacimiento en Comodoro Rivadavia, tanto la Comercialización como la Refinación estaban a cargo de empresas privadas, en algunos casos Multinacionales como es el caso de la Standard Oil americana que participaba como accionista en una Cía Privada que operaba una refinadora en Campana y también en el incipiente mercado de combustibles.

Con la llegada de Hipólito Yrigoyen al poder en el año 1916, los proyectos de producción en Comodoro Rivadavia continuarán desarrollándose a un ritmo menor al previsto, por distintas circunstancias entre las que podemos nombrar diferencias entre la orientación que le intentaba imprimir la Dirección de Minas y por otro lado la Administración de Comodoro; sin embargo, un factor que, sin lugar a duda, jugaba un papel importante en esta época, y que se sucederá a lo largo del tiempo es la falta de equipos e inversiones necesarias para extraer el hidrocarburo del subsuelo.

Sin embargo, durante la presidencia del caudillo radical se producirían dos hechos fundamentales que marcarían la Industria Petrolera de cara al futuro: por un lado el descubrimiento, producto de un programa de Exploración llevado a cabo por la Dirección de Hidrología, Geología y Minas, del yacimiento de **Plaza Huincul** en Neuquén oficialmente el 29 de Octubre de 1918 y por el otro la creación por decreto del 3 de Junio de 1922 de la **Dirección General de Yacimiento Petrolíferos Fiscales** con la asunción como Administrador del Coronel Enrique Mosconi en Octubre de ese mismo año.



Si bien el primer acontecimiento auguraba un crecimiento en el horizonte de reservas, los geólogos a cargo del descubrimiento advirtieron las características “peculiares” del reservorio que hacía más difícil la extracción del mismo a diferencia de lo que sucedía en Comodoro Rivadavia; en contrapartida, el hidrocarburo allí presente era más liviano que el extraído en los yacimientos de Chubut, lo que lo hacía más valorable en términos comerciales.

Respecto a la creación de YPF pocos advirtieron ese momento la enorme importancia que tendría este organismo en los años siguientes tanto a nivel nacional como internacional, siendo guía y referencia para la creación en décadas posteriores de empresas estatales de hidrocarburos en Bolivia, México y Brasil entre otras.

Por último, y como breve reseña de lo que fueron los inicios de la Industria del Petróleo cabe destacar que para el año 1922 las principales productoras de Petróleo eran las Compañías Privadas (**Ver Cuadro debajo**) mientras que el Estado, si bien poseedor de las áreas con mayor potencial no disponía de los instrumentos necesarios para llevar a cabo la Explotación (Equipos y Estructura Administrativa). Como veremos a continuación, ambos aspectos serán abordados de manera directa por la Administración Mosconi quien se encargará de llevar la bandera de YPF a lo largo de todo el país.

Producción de Petróleo, CRV, Cías Privadas - (tons)

	1916	1917	1918	1919	1920	1921	1922
ASTRA	6.915	6.810	8.089	17.213	22.339	34.091	74.701
Ferrocarrilera *	856	3.857	9.192	5.975	9.272	12.149	26.567
Sindicato de Perforaciones					3.720	1.791	1.270
Cía.Ind. Y Com.de Petroleo						149	4.071
Total	7.771	10.667	17.281	23.188	35.331	48.180	106.609

* Ex Cía argentina de Comodoro Rivadavia



Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección de Minas
Historia del Petróleo Argentino, Gadano Nicolás, Pag. 130

El desarrollo de YPF y el Nacionalismo Petrolero

Con la llegada de Marcelo Torcuato de Alvear al poder, la Dirección de YPF tendría su momento de mayor esplendor con Enrique Mosconi como Administrador General y Alonso Baldrich como Administrador en los Yacimientos de Comodoro Rivadavia quien a su vez tenía gran afinidad con Mosconi; asimismo es nombrado un administrador en Plaza Huincul a los efectos de llevar a cabo el desarrollo del yacimiento hasta ese momento subexplotado.

Si bien Alvear era bien visto por la comunidad de negocios local y se especulaba con que generaría los incentivos necesarios para desarrollar la actividad privada, dos decretos del año 1924 limitan por un lado el alcance fiscal de las tierras para explotar por privados y por el otro reglamentan la forma de solicitudes de las órdenes de cateo, hasta ese momento favorables a los especuladores.

Estas acciones, junto con los primeros intentos por parte de Yrigoyen de generar una Ley de Hidrocarburos contribuyeron a exacerbar los sentimientos nacionalistas por parte de los distintos actores involucrados que continuarán a lo largo de todo el desarrollo de la Industria oscilando entre movimientos que en algún momento se tornarán hacia el pragmatismo dado el declive en la producción por parte del Estado y en otros se buscará defender los intereses nacionales frente a la “amenaza” de los grandes Trusts extranjeros.



La década del veinte sería recordada como la década de mayor crecimiento de parte de YPF administrada por Mosconi; durante su gestión fue inaugurada la refinería de La Plata el 23 de Diciembre de 1925, hecho fundamental que permitió a la Compañía Estatal posicionarse estratégicamente en un mercado que hasta el momento estaba dominado por los Trusts extranjeros, básicamente la Standard Oil y Royal Dutch Shell: el mercado de comercialización y distribución de combustibles y lubricantes; por otro lado un mercado muy atrayente por el tamaño y potencial de crecimiento; de hecho era único en América Latina en ese momento.

Asimismo, a finales de la década se descubre petróleo en la zona de Cañadón Perdido, 25 Km al sur del Campamento central en Comodoro Rivadavia; así como también en la zona de Escalante llegando en el año 1931 a tener el record de producción de 831.000 m³ anuales (**Ver cuadro debajo**); sin embargo cabe destacar que no todo era color de rosas en el ambiente petrolero de la época, con la asunción nuevamente de radical Hipólito Yrigoyen en el año 1928 a la presidencia de la Nación y la crisis desatada en Octubre de 1929 en Estados Unidos la situación en Argentina distaba de tener las perspectivas más optimista en un clima general de negocios bastante lúgubre y con altas expectativas negativas.

Prod. de Petróleo, YPF / Particulares – (miles M3)

	1925	1926	1927	1928	1929	1930	1931	1932
YPF	600	720	810	805	850	820	931	902
Particulares	300	500	550	550	600	590	900	1.350
Total	900	1.220	1.360	1.355	1.450	1.410	1.831	2.252

Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección de Minas
Historia del Petróleo Argentino, Gadano Nicolás, Pag. 308



Tres factores influían principalmente en la sensación que se tenía en esa época: la avanzada edad del caudillo radical cercana a los ochenta años junto con una compleja situación internacional marcada por la caída del comercio internacional que impedía a la Argentina colocar sus productos en el exterior levantaba preguntas acerca de cuan capacitado estaba el presidente para sortear tan adversas circunstancias, muy distintas a las imperante en 1916 cuando asumió por primera vez la presidencia.

Por otro lado estaba el factor geológico de los yacimientos hasta el momento descubiertos que marcaban una caída en la productividad de los pozos que en el caso de Comodoro era evidente. Mientras que en 1915 la producción diaria promedio de los pozos tanto Estatales como los explotados por Compañías Privadas era de aproximadamente 15 m³/día, los mismos habían caído a 4 m³/día para el año 1928, por otro lado, si bien los decretos de Alvear del año 1924 habían demarcado una vasta zona en la región de Plaza Huincul en Neuquén para llevar a cabo la explotación, la misma no había sido desarrollada hasta el momento con éxito. Por último, y como tercer factor se encontraba la falta de una legislación clara para empresas privadas que impactaba directamente en la actividad de éstas últimas como se puede observar claramente en la disputa que tuvo YPF con la Standard Oil en Salta respecto a la explotación de los yacimientos allí ubicados y las posiciones divergentes que tomaron por un lado el gobierno nacional (en este caso YPF) presionando a la Compañía privada para no ocupar nuevas regiones de explotación y por el otro, el gobierno provincial defendiendo los intereses de la Standard Oil en su territorio.

Los comienzos de la década del treinta están marcados por fuertes hechos institucionales que impactan profundamente en el desarrollo de la Nación: se produce por primera vez en la historia argentina un golpe de Estado ejecutado



por las autoridades militares hacia un gobierno democrático, en este caso el de Yrigoyen quien había asumido en el año 1928.

Con la llegada del gobierno militar renuncia Enrique Mosconi quien quedará como icono del nacionalismo petrolero por sus tareas desarrolladas al frente de YPF y por sus enfrentamientos con las grandes Compañías Extranjeras como el caso de la Standard Oil en Salta y su agresiva política en el mercado de Hidrocarburos llevando el precio de comercialización del combustible por debajo de sus competidores más directos, en este caso la Standard Oil y Shell.

La asunción de Ricardo Silveyra como Director General de YPF bajo el gobierno del General Justo en 1931 marcará la última de las presidencias bajo las cuales una persona permaneció tanto tiempo; nunca más en la historia, después de Mosconi y Silveyra, la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales tendría una persona al frente que haya estado por un período tan prolongado como éstos últimos.

La década del treinta estaría caracterizada por la explotación de los yacimientos ubicados en la provincia de Mendoza, en la zona de Cacheuta donde antiguamente se había desempeñado la Compañía Mendocina de Petróleo, que pasarían a ser, para el año 1939 / 1940, los segundos en importancia detrás de Comodoro, por delante de Plaza Huincul, de la mano de un Boom Petrolero que se desarrollará en dicha zona lo que llevaría asimismo a inaugurar en 1940 una refinería en la localidad de Luján de Cuyo. (En el año 1941 representaba un 24% de la producción total de YPF en todo el país).

Desde el punto de vista institucional, en el año 1935 se sanciona la Carta Orgánica de YPF que hasta ese momento se había desarrollado en un marco legal precario sujeto a Decretos y Ordenanzas del Poder Ejecutivo. Asimismo,



ese mismo año se sanciona **la primer Ley Petrolera Nro. 12.161** cuyas principales características eran las siguientes: Dominio compartido de los yacimientos por parte de la Nación y Provincias, un esquema legal que permita la explotación Privada, Pública o Mixta y un pago de una regalía máxima a las provincias del 12%.

Junto con la Ley Petrolera, se firma en junio de 1937 los primeros Convenios entre la Standard Oil, Shell e YPF relacionados con la repartición del mercado local de naftas, que venía experimentando un fuerte crecimiento en los últimos años; de esta manera YPF logra posicionarse un escalón por encima de sus competidores en este mercado que hasta el momento estaba dominado por las empresas extranjeras.

La expansión de YPF en la segunda mitad de ésta década tiene su correlato en la caída de producción de las empresas privadas; en este sentido los convenios firmados en 1937 estipulaban que todo el crecimiento del mercado estaría apropiado por YPF por lo que las empresas privadas, salvo algunas excepciones, no les resultaba interesante continuar desarrollándose en el país ya que el potencial de crecimiento era si no nulo, por lo menos muy escaso.

Perón, Frondizi y el estancamiento de la Industria

Durante la década del cuarenta los problemas arrastrados de épocas anteriores como ser la falta de capacidad para autoabastecerse de combustible con la correspondiente necesidad de importar petróleo continuarán vigentes y será motivo de controversia la forma en la cual fueron encarados por los sucesivos gobiernos.



Luego de la victoria en los comicios de Febrero de 1946 del Coronel Juan Domingo Perón se abre una nueva etapa en la historia de la Industria Petrolera. El primer gobierno de Perón bien puede tener el rótulo de “nacionalista” en el sentido que, durante el mismo, YPF se encontró como protagonista principal de la Industria quedando las Compañías privadas relegadas a un segundo plano en materia de exploración y explotación de nuevas cuencas. Justo es decir que la cómoda situación financiera de YPF se enmarcaba en un cuadro más amplio donde el país se veía beneficiado de contar con suficientes reservas y, con la finalización de la Segunda Guerra Mundial dentro del contexto internacional, ante un panorama favorable para colocar sus productos agropecuarios en el exterior, especialmente en Europa.

Durante este período podemos resaltar tres hechos importantes en la historia de la petrolera estatal: por un lado el avance del sector sindical dentro de la Compañía que deriva en fuertes aumentos salariales y recategorizaciones que afectarán, durante la segunda presidencia de Perón, el desempeño de la misma; cabe destacar, en este sentido la creación del SUPE (Sindicato Único de Petroleros) cuyo figura más destacada será su secretario general Pedro Gomis, alineado a Perón durante ambas presidencias. Por otro lado los descubrimientos a principios de los años cincuenta de los yacimientos de Campo Durán, en la provincia de Salta, Cutral-Co en la provincia de Neuquén y Pampa del Castillo en Chubut amplía el horizonte de reservas de la petrolera y por último, si bien no relacionada directamente con YPF, la modificación en 1949 de la Constitución Nacional, cuyo objetivo más importante era permitir la reelección del General Perón, introduce modificaciones al art. 40 que en definitiva establecerá la nacionalización de los yacimientos en todo el país; justo es decir que, en términos prácticos la modificación de éste artículo no generó sustanciales cambios en el panorama petrolero nacional y la Compañías Privadas continuaron operando normalmente.



Hacia la mitad del segundo mandato peronista, y ante una situación financiera precaria por parte de YPF enmarcada en un contexto más amplio de falta de divisas por parte de la administración para encarar la explotación eficiente de los recursos naturales disponibles en el subsuelo argentino, un pragmático Perón se vuelca hacia la posibilidad de establecer contratos con empresas extranjeras en una suerte de sociedad mixta con YPF para extraer el petróleo necesario para llegar al ansiado objetivo del autoabastecimiento. Es en este contexto que, a fin del año 1954 se firma el polémico contrato con la Compañía Estadounidense Standard Oil of California (SOCAL) para la explotación de vastos territorios en la provincia de Santa Cruz; este acuerdo fuertemente criticado por la oposición radical y los sectores más conservadores nunca llegaría a entrar en vigencia ya que, al Perón ser derrocado en nuevo golpe de Estado en Septiembre de 1955, el gobierno militar dejaría sin efecto los contratos firmados.

Las fuerzas armadas, primero a cargo del General Eduardo Lonardi y posteriormente bajo el mando de Pedro Eugenio Aramburu estarían al frente de los destinos de la Nación hasta las elecciones realizadas en 1958 que llevarían a la presidencia (con la proscripción del Partido Peronista) al dirigente radical Arturo Frondizi en Marzo de de dicho año.

Con Frondizi en el poder la política petrolera asumiría un rol protagonista. Crítico durante gobiernos anteriores de participaciones de capital privado en la explotación del petróleo (en 1954 su libro *Petróleo y Política* realiza una fuerte defensa de los principales postulados del nacionalismo petrolero), durante el comienzo de su mandato en el período que va de Marzo a Octubre de 1958 firmó 13 contratos con Compañías Petroleras Extranjeras entre ellas Pan



American International Oil Company y Shell (**Ver Cuadro debajo**) que habilitaban la explotación conjunta con YPF de vasta áreas en todo el país.

Cuadro

Los Principales contratos petroleros durante la era Frondizi

Firma	Duración	Área (miles de Has)	Provincia
Pan American Int.Oil Company	15+5 años	405	Chubut y Santa Cruz
Union Oil	15+5 años	1.600	Santa Cruz
Shell	30 años	3.000	Rio Negro, La Pampa, Neuquén y Mendoza
Esso	30 años	1.608	Rio Negro, La Pampa, Neuquén y Mendoza
Tennessee	25 años	1.417	Tierra del Fuego
Continental Oil	40 años	6.700	Sgo.del Estero, Tucuman y Santa Fe

Fuente: "La Economía Argentina en la segunda mitad del siglo XX" Tomo I , Pag. 459, Ed. La Ley, Juan Carlos de Pablo

Fuertemente criticado por la oposición, la firma de los contratos permitiría que tres años más tarde, en 1962, la Argentina alcance por primera vez en su historia la condición de autoabastecimiento, situación que se mantendrá durante aprox. 3 años para luego volver a la dependencia del combustible importado; recién más de treinta años más tarde se volverá a la situación experimentada por aquellos años de comienzos de los sesenta.

Derrocado en 1962 nuevamente por un gobierno militar, la asunción de un nuevo gobierno radical en 1963 a cargo del Presidente Arturo Illia, retrocederá en las medidas adoptadas durante 1958 anulando los 13 contratos durante el comienzo de su mandato.

Esta decisión llevada a cabo por Illia que, recordemos, pertenecía al sector de la Unión Cívica Radical del Pueblo, cuyo presidente del partido era Ricardo Balbín,



adversario político de Frondizi, no impactaría profundamente en la producción de petróleo durante aquellos años, sin embargo el fuerte incremento del consumo por parte de la población llevaría a que la Argentina pierda la condición de autoabastecimiento en el año 1965. Por otro lado la anulación de los contratos petroleros tuvo un costo para el fisco de aproximadamente 120 Millones de dólares.

Derrocado Illia en el año 1966 el gobierno militar de del general Juan Carlos Onganía llevaría a cabo un plan económico ortodoxo entre cuyas medidas estarían la restitución de los contratos petroleros derogados durante el último gobierno radical. De esta manera se dio la paradójica situación que algunas contratistas que estaban discutiendo las condiciones de anulación de dichos contratos renegociaron con el gobierno y continuaron produciendo.⁴

Es durante el gobierno de Onganía que se sanciona la **Ley Petrolera 17.319**, que, si bien permitía el establecimiento de concesiones y contratos entre privados e YPF, mantenía el dominio de los yacimientos a través del control de la petrolera Estatal.

Como se puede apreciar, tanto las décadas del cincuenta y el sesenta fueron períodos en los cuales las reglas de juego en términos de contratos tuvieron marchas y contramarchas que, impactaron fuertemente en el flujo de inversión de actores privados a través de la producción de hidrocarburos pasando por períodos de fuertes crecimientos a experimentar incrementos más moderados con inclusive caída de la producción en un período.⁵

Durante la década del setenta tanto acontecimientos políticos internos (el retorno de Perón a la presidencia y la nacionalización y estatización de la comercialización de combustibles) como externos (la primer y segunda crisis



petrolera de los años 1973 y 1979) llevaron a que la inversión en materia petrolera sufra una caída del 9% aproximadamente entre 1972 y 1975.

Con el retorno de los militares al poder en el año 1976 se inaugura una nueva etapa orientada hacia la inversión extranjera a través del fomento de capital privado mediante las figuras de los viejos contratos de explotación y también a través de nuevos contratos en donde las empresas privadas asumían el riesgo exploratorio.

La situación de la Industria en la década del '80

A setenta y tres años del primer descubrimiento realizado en Comodoro Rivadavia la Industria petrolera argentina se encontraba sin resolver los mismos objetivos que se había planteado al momento del inicio de la explotación: alcanzar el autoabastecimiento petrolero de la mano de una empresa estatal fuerte y con presencia en todo el país.

No cabe duda que YPF tenía una posición omnipresente tanto en la explotación como en la comercialización de petróleo y derivados (aunque en el sector de

Downstream competía en un sector donde las compañías privadas como Shell o Isaura tenían mayor presencia relativa) para comienzos de la década del 80.

Sin embargo las sucesivas crisis políticas internas y externas había disociado el precio local del petróleo respecto al internacional lo que llevaba a YPF en muchos casos a comprar el petróleo a contratistas privados a precios internacionales y venderlo a dependencias estatales (como ser la Marina o la fuerza Aérea) a precios subsidiados, lo que provocaba un fuerte impacto en las



finanzas de la empresa cuya consecuencia principal fue el alto nivel del endeudamiento (los pasivos de la compañía pasaron de USD 640 MM a 4646 MM entre 1976 y 1982).

Con el retorno de la democracia en 1983 el gobierno radical de Raúl Alfonsín afrontaría una década de sinsabores en materia económica en donde la Industria Petrolera no fue una excepción.

LA REFORMA ESTRUCTURAL DE LOS NOVENTA:

Antecedentes

Es imposible entender la serie de acontecimientos llevado a cabo durante los primeros años en la economía argentina, y en el caso que nos importa, la Industria del Petróleo & Gas sin hacer referencia a la situación que se había vivido en las dos décadas pasadas tanto en el plano económico como político.

Las sucesivas crisis petroleras de 1973 y 1979 habían llevado el precio del petróleo a valores sustancialmente más altos⁶, situación que desajustó el mercado local de hidrocarburos llevando a disociar el precio local del combustible respecto al precio internacional.

La principal compañía perjudicada por esta acción llevada cabo por el Estado era YPF que en muchos casos, tal cual lo comentamos en el apartado anterior, se veía obligada a comprarlo sino a precios internacionales, a precios indexados por la inflación local, y a venderlo a dependencias locales o al consumidor en general a precios subsidiados; en el caso de la venta a Dependencias Estatales éste acto generaba el inconveniente adicional de no generarse las



transferencias de dinero entre Organismos Estatales por los despachos de combustible generados por YPF.

Si a esta compleja situación le agregamos el problema de la Inflación de precios, fenómeno que comienza a advertirse en la Economía argentina a partir de la década del 1950 acentuándose fuertemente durante la década del setenta y ochenta (**Ver Cuadro debajo**) nos encontramos con que la Compañía Estatal de Petróleo en Argentina, a diferencia de lo que sucedía en otras latitudes del mundo como ser México y Brasil, en vez de generar flujos de fondos que le permita mantenerse autosustentable, generaba déficits que eran financiados ya sea mediante deuda u emisión monetaria.

Cuadro
Inflación en Argentina (Var.anual - en %)

1940	2,2%	1968	16,2%
1941	2,6%	1969	7,6%
1942	5,7%	1970	13,6%
1943	1,1%	1971	34,7%
1944	-0,3%	1972	58,5%
1945	19,7%	1973	60,3%
1946	17,7%	1974	24,2%
1947	13,5%	1975	182,8%
1948	13,1%	1976	444,0%
1949	31,1%	1977	176,0%
1950	25,5%	1978	175,5%
1951	36,7%	1979	159,5%
1952	38,6%	1980	100,8%
1953	4,0%	1981	104,5%
1954	3,8%	1982	164,8%
1955	12,3%	1983	343,8%



Universidad Torcuato Di Tella
Seminario de Tesis

Profesora: S.V. Welsh

1956	13,4%	1984	626,7%
1957	24,7%	1985	672,2%
1958	31,6%	1986	90,1%
1959	113,7%	1987	131,3%
1960	27,3%	1988	343,0%
1961	13,5%	1989	3079,5%
1962	28,1%	1990	2314,0%
1963	24,1%	1991	171,7%
1964	22,1%	1992	24,9%
1965	28,6%	1993	10,6%
1966	31,9%	1994	4,2%
1967	29,2%		

Fuente: La Historia Argentina en Números (Fundación Norte & Sur) - Orlando Ferreres

Si bien el gobierno de Alfonsín intento generar las condiciones como para incentivar la inversión extranjera principalmente a través de lo que se llamó el “Plan Houston”⁷ en el año 1985 lo cierto es que la década del ochenta en materia inversión del sector puede ser considerada como “perdida” especialmente si nos referimos a producción de petróleo (**Ver cuadro debajo**) con una caída en los niveles de producción del 6,5% si comparamos el año 1980 frente a 1989.

Cuadro
Producción de Petróleo (en Mm3)

1980	28.566
1981	28.852
1982	28.470
1983	28.474
1984	27.838
1985	26.675
1986	25.179
1987	24.857
1988	26.123
1989	26.713
1990	28.060

Fuente: La Historia Argentina en Numeros (Fundacion Norte & Sur) - Orlando Ferreres



La descripción de la situación financiera de YPF junto con los magros niveles de producción de hidrocarburos llevaba al Estado Nacional a la necesidad de importar combustible para abastecer la demanda doméstica, lo que repercutía fuertemente en la demanda de divisas, impactando directamente en el déficit consolidado estatal.

Así llegamos a finales de la década del ochenta con un estado débil por un lado, con profundas dificultades para brindar los servicios públicos como ser la luz, el gas o el servicio telefónico, y por el otro con una inflación que alcanzaría por primera vez en la historia niveles superiores al 300% mensual en el año 1989 y 1990.

En este contexto el gobierno debilitado de Raúl Alfonsín adelanta las elecciones presidenciales y Carlos Saúl Menem, candidato por el Partido Justicialista asume en Julio de 1989.

La Reforma

La situación económica a comienzos de la década del noventa era por demás preocupante, los principales indicadores económicos marcaban un fuerte deterioro si nos detenemos a revisar el período 1988/90.

Cuadro
Principales Indicadores Económicos (1988-1990)

	1988	1989	1990
Var. PBI (en %)	-1,90%	-6,94%	-1,83%
Var. IPC (en %)	343,0%	3079,5%	2314,0%
Balance de pagos (en MUSD)	279,00	-5439,00	-4092,00

Fuente: La Historia Argentina en Números (Fundación Norte & Sur) - Orlando Ferreres



Dos eran los frentes que debía atacar el gobierno de Menem a finales de la década: Por un lado la desesperante situación fiscal de un Estado al frente de las Empresas Públicas como ser Entel o YPF que se encontraban lejos de poder brindar de manera eficiente los servicios para los cuales habían sido creadas en su momento. Por el otro, se encontraba la profunda crisis monetaria en la que el Austral (la moneda puesta en vigencia a partir de 1985 con el plan que llevaba su mismo nombre) se encontraba producto de los fenómenos hiperinflacionarios que se habían dado en los años 1989 y 1990.

Ante este panorama complicado y con una opinión pública dubitativa respecto a las reales posibilidades del electo presidente, tomando en cuenta el discurso de tono populista que había asumido durante la campaña, Carlos Menem llevaría a cabo el proceso de transformación económica más dramática y de mayor profundidad que haya existido en la Argentina hasta ese entonces.

El programa que sería llamado popularmente “Plan de Convertibilidad” se sustentaría en dos patas fundamentalmente: una reforma monetaria que comprendería el reemplazo del Austral por una nueva moneda, el peso, cuyo valor estaría respaldado directamente por las reservas del Banco Central, en un esquema muy similar a lo que se denomina “Caja de Conversión”⁸. Para llevar a cabo este programa el Estado debía hacerse de los dólares necesarios para respaldar la Base Monetaria, es aquí donde toma presencia los **cambios estructurales** llevados a cabo durante los primeros años de la década del noventa a través del **proceso de privatizaciones** que llevaría a casi todas las empresas anteriormente gestionadas por el Estado a manos de actores privados tanto locales como extranjeros.

De esta manera ingresaban al Estado dólares en concepto de Inversiones que eran depositados en las cuentas del Banco Central como reservas de los pesos que estaban en circulación en poder del público.



La Industria del Petróleo & Gas

A fines del año 1989 la situación financiera del Estado era crítica. Sin las divisas necesarias para hacer frente a las Importaciones crecientes que requería la economía, la reforma del Sector debería seguir el siguiente orden: en primer lugar la exploración, producción y distribución de petróleo, en segundo lugar el gas y por último la generación, transporte, distribución y comercialización de energía; ése era el orden cronológico para llevar a cabo las reformas necesarias para transformar un sector donde todos los mecanismos eran regulados por el Estado a una situación de mercado donde los actores privados pudieran acudir a ofrecer y demandar libremente ya sea Petróleo, Gas o Energía; éste era el desafío al que se enfrentaba el gobierno apenas asumió en Julio de 1989.

Las primeras acciones que tomó el gobierno estuvieron orientadas a la explotación de Petróleo y se basaron en los siguientes decretos:

- **Dto. 1055 / 89:** Este decreto determinaba la creación de un mercado libre de petróleo crudo, básicamente en las etapas de exploración y explotación (upstream). Lo que se fijaba principalmente era la concesión de áreas denominadas secundarias a actores privados y la asociación de éstos mismos con YPF en las denominadas “áreas centrales” a la vez que le brindaban libre disponibilidad del crudo para importar o exportar lo extraído.
- **Dto. 1212 / 89:** Mientras que el decreto anterior marcaba las reglas de juego para el sector del Upstream, éste estuvo orientado al sector de refinación y comercialización a través de la eliminación de la “mesa de Crudos”⁹ lo que permitía el libre juego entre los particulares así como también la desregulación para la instalación de refinerías o distintas bocas de expendio de manera que las empresas que estuviesen



participando en este mercado pudiesen comercializar sus productos derivados.

- **Dto. 1589 / 89:** Este decreto reafirmó la apertura económica del sector estableciéndose la libre exportación e importación de petróleo y derivados y la eliminación de derechos y aranceles.

Estos tres decretos desregularon completamente la actividad relacionada con la exploración, explotación y comercialización de petróleo y sus derivados.

Algunos autores¹⁰ hablan de la necesidad de un “puente de crudo” brindado a las empresas productoras a los efectos de poder continuar con el resto de las reformas necesarias para liberar al sector energético, recordemos que para fines de 1989 aún no existía una certeza absoluta respecto a como llevar a cabo el proceso de transformación de YPF¹¹.

Otros decretos¹², de menor jerarquía, pero igualmente importantes, contribuyeron a modificar la estructura de la Industria generando un marco diametralmente opuesto al que se venía operando en décadas atrás. De esta manera:

- Se reguló el transporte a través de los ductos petroleros considerándolo como “bien público” de libre accesibilidad por parte de todos los jugadores sin discriminación por la misma tarifa en iguales circunstancias.
- Se modificó el impuesto a los combustibles pasando de un esquema ad-valorem a un importe de suma fija para cada tipo de derivado de petróleo.
- Se transformó la forma jurídica de YPF pasando a convertirse de una Sociedad del Estado en una Sociedad Anónima junto con un importante plan de transformación y modificación de los estatutos de la sociedad.



La **Ley 24.145** del año 1992 concluyó la primera etapa de desregulación de la Industria Petrolera mediante la generación de dos efectos importantes: por un lado la federalización de Hidrocarburos a través de la transferencia a las provincias del dominio de los hidrocarburos y por el otro la declaración de YPF sujeta a la posibilidad de privatización total; para ese entonces el Estado había captado en concepto de transferencias de áreas y activos de la petrolera Estatal más de USD 2.000.- millones de dólares

Cuadro
Venta de Activos de YPF antes de la privatización
(US\$MM)

Areas Marginales
Areas Centrales
Cuenca Austral
Cuenca Noroeste
Terminales Maritimas
Destileria y Varios
Oleoductos
Equipos de Perforacion
Buques, Aviones
TOTAL

Fuente: Determinantes de la Inversión en el Sector Petrolero y Gas de la Argentina, Gadano Nicolás,
Serie Reformas Económicas

Al mismo tiempo se apuntó hacia la desregulación del sector del gas; recordemos que hasta este momento toda la producción que obtenía YPF era derivada la empresa estatal Gas del Estado quien se encargaba de transportar y distribuir el fluido a los distintos tipos de consumidores (Residenciales, Usinas, Grandes Industrias).

Con respecto a este tema, se sancionó la **Ley 24.076** que establecía el marco regulatorio correspondiente a las actividades relacionadas con el Gas. Siguiendo el orden cronológico arriba detallado, a las primeras reformas en



sector de Upstream relacionadas con la extracción de Petróleo y Gas, siguieron las relacionadas con la distribución y el transporte de este último. Para ello lo que se dispuso fue el desmembramiento de Gas del Estado dos segmentos principalmente con características completamente diferentes:

- Por un lado el segmento del transporte, el que por sus características de Monopolio Natural, debería ser regulado por el Estado con una tarifa que cubra los costos fijos y variables de la operación, los costos de mantenimiento y un retorno “razonable” al capital invertido, el transporte y las tarifas serían reguladas por dos Compañías de capital privado creadas para dicho fin: Transportadora de Gas del Sur (TGS) y Transportadora de Gas del Norte (TGN) que se repartirían el transporte de gas a través de los Gasoductos a lo largo de todo el país.
- Por otro lado la distribución y comercialización quedaría determinado por un mercado compuesto de ocho distribuidoras (Metrogas, Gasban, Cuyana, Centro, Litoral, GasNor, Pampeana y Sur) que se repartirían de manera oligopólica el mercado de consumidores demandantes del fluido ya sea hogareños, industriales o usinas generadoras de energía. Importante es destacar aquí que la Ley prohíbe la integración vertical del negocio mediante la participación controlante del capital social de alguna de estas empresas en más de un segmento de la cadena de valor del gas.

Ahora bien, cuál era el precio del gas que pagaban las Usinas en Buenos Aires por éste fluido ? Para determinar cuanto debía abonar se utilizó un mecanismo denominado “netback” donde el precio a abonar en “puerta de Buenos Aires” (o citygate) se determinaba a través del precio del producto sustituto inmediato (en este caso el fuel oil) como precio base menos los costos de transporte del gas desde la cuenca de origen hasta el punto de venta. Este mecanismo, discutido por algunos autores, no privilegiaba la competencia entre cuencas y el efecto directo del mismo era la



sobreexplotación de los yacimientos más cercanos, en este caso la Cuenca Neuquina, por sobre los ubicados en la zona Austral (Tierra del Fuego y Santa Cruz) o Salta. Por otro lado el precio que debían pagar los consumidores quedaba determinado por el precio del gas en cabecera del gasoducto, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución, para finalmente agregar los impuestos nacionales y provinciales.

La Privatización de YPF

Habiéndose dispuesto la transformación de la antigua sociedad del estado en Sociedad anónima a través del decreto 2778/90 y la venta de las áreas marginales así como también otros activos, la petrolera en poder del estado, se encontraba en condiciones de ser sometida a un proceso de privatización conforme la ley 24.145 que se había sancionado en el año 1992.

La asunción de José Estenssoro como director general en 1990 encaminó a YPF hacia la privatización adoptando la Cía. una postura de endurecimiento frente a las distintas organizaciones con las cuales interactuaba (Sindicatos, Organismos Estatales, etc.).

Tal como lo mencionamos anteriormente, la Ley 24.145 establecía que debían venderse no menos del 50% de las 353 millones de acciones de YPF S.A. que habían quedado divididas en cuatro tipos.¹³

Promediando el año 1993 se llevó a cabo la Oferta Pública de Acciones (OPI) tanto en el mercado local como el internacional, a través de la cual, luego de finalizado el proceso la composición accionaria de la Compañía quedó distribuída de la siguiente manera:

- El Sector privado quedó en posesión del 59% de las acciones.
- El Estado Nacional mantuvo el 20% de la posesión accionaria



- Los trabajadores de la empresa se quedaron con el 10% de las acciones.
- Finalmente, las provincias productoras de Petróleo se quedaron con el 11% restante.

Una vez concluido el proceso de OPI se había obtenido aproximadamente USD 3040 Millones por el 45% de las acciones, cifra que luego se incrementó por la colocación adicional de acciones.

Como se puede apreciar, hacia mediados de 1993 la reforma estructural que se había iniciado con los primeros decretos de fines de 1989, siguiendo con el “downsizing” de YPF a través de la venta de activos considerados “no estratégicos” como ser Equipos de Perforación, Oleoductos, Terminales Marítimas, etc. conjuntamente con la reestructuración de Gas del Estado para luego finalizar con la salida a la bolsa de YPF le había reportado al Estado ingresos superiores a los 5.000 Millones de dólares generándole por otro lado el alivio fiscal de no tener que precisar de las divisas necesarias para mantener operativas a las Compañías.

A fines del año 1998, el gobierno argentino decidió poner a la venta un 14,99% del 20% que aún le pertenecía por lo que invitó a un conjunto de empresas internacionales, entre las que se encontraba Repsol de España, que ya había adquirido el paquete accionario de la empresa Astra CAPSA en aproximadamente 450 millones de dólares. Finalmente resultó adjudicataria ésta abonando la suma de USD 2.010 millones.

La empresa española al no poder modificar el estatuto social de la compañía, se vio obligada a convocar a comienzos de 1999 a una nueva Oferta pública de acciones para mitades de junio, lo que le permitió lograr el control de YPF.



Tras la adquisición de la casi totalidad del paquete accionario (98,99%) desde el mes de julio Repsol pasó a denominarse Repsol YPF en todo el mundo.

ACTORES PARTICIPANTES EN EL MERCADO POST-REFORMA

De esta manera, con las reformas llevadas a cabo a principios de los años noventa, por primera vez desde el descubrimiento de petróleo en 1907 y el comienzo de la comercialización de gas a mediados de los años cuarenta a través de Gas del Estado se podía hablar en Argentina de la existencia de una *Industria Energética* con actores privados participando a través de las siguientes actividades:

- **Producción de Petróleo y Gas:** A través de los decretos ya comentados, las compañías que originalmente participaban como contratistas de la YPF Estatal ahora se habían convertido en productoras que vendían lo producido (ya sea petróleo, gas ó ambos) a un precio desregulado fijando como parámetro el precio internacional en el caso del crudo. El destino de la producción podía tener tres variantes fundamentalmente: En primer lugar la misma empresa productora que a través de la integración vertical de su cadena de valor refinaba el petróleo producido y lo comercializaba a través de las distintas bocas de expendio (éste era el caso de **Repsol YPF** y **Petrobrás** principalmente), por otro lado, otro destino posible eran las empresas, que al no ser productoras, se dedicaban a la comercialización del combustible en el mercado interno argentino como es el caso de **Shell** y **Esso**, y por último el destino final del petróleo producido podía ser el mercado internacional a través de la exportación a precios liberados.

Respecto a la producción de gas y dadas las características particulares del fluido, el destino final del mismo era el mercado interno o la exportación a países vecinos a través del sistema de gasoductos interconectados.



Cabe aclarar por último que en este segmento de la Industria, y a través de distintas operaciones de fusiones y adquisiciones que se fueron dando principalmente en la segunda mitad de los noventa¹⁴ y a comienzos del nuevo siglo, participaban, además de las principales Compañías como ser Repsol y Petrobrás otras importantes como **Pan American Energy, Chevron, Occidental Petroleum y Total Austral.**

- **Comercialización de Combustibles:** En este segmento participaban tanto empresas productoras verticalmente integradas como el caso de Repsol YPF como Shell y Esso que adquirían el combustible en el mercado local, lo destilaban y lo comercializaban a precios libres en las distintas estaciones de servicio. La mayor competencia en este segmento hizo que las Compañías produjeran grandes reformas en las bocas de expendio orientadas a atraer al consumidor a través de un trato diferencial y distintas promociones ya, que por las características del mercado el precio del combustible resultaba marginalmente diferente.

- **Transporte de Gas:** En esta parte de la Industria, las participantes eran dos: Transportadora de Gas del Sur (TGS) y Transportadora de Gas del Norte (TGN). Ambas se distribuían el mercado geográfico argentino a través de la concesión y administración de los gasoductos que transportaban el fluido desde el yacimiento hasta los distintos puntos de consumo.

Este segmento junto con el de distribución eran los únicos regulados de la Industria dadas las características de monopolio natural del mismo, y el precio que fijaban ambas empresas estaba dado a través del Ente Nacional Regulador de Gas cuya construcción estaba determinado por los Costos Operativos, más los Costos de Mantenimiento a lo que se agregaba una tasa de retorno



“razonable” sobre el capital invertido; Asimismo se fijaba un mecanismo de ajuste semestral y una revisión cada cinco años de las tarifas. Por último el sistema de transporte tenía libre acceso para todos los consumidores mientras que cualquier tipo de discriminación en el acceso a la capacidad de transporte estaba penado por la Ley.

- **Distribución y Comercialización de Gas:** Este segmento fue, al igual que el de transporte, regulado y dividido geográficamente en ocho distribuidoras encargadas de comercializar el gas a los Usuarios. A los efectos de evitar monopolios se prohibía la participación accionaria cruzada en empresas de otro segmento y el precio del gas para los consumidores estaba dado por la suma del precio en cabecera del gasoducto, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución, para luego sumarles los impuestos nacionales y provinciales. Al igual que en el segmento de transporte la tarifa suponía una recuperación de costos más una rentabilidad “razonable” similar a otras de riesgo parecido.

A los segmentos arriba detallados se le debía agregar el sector de generación eléctrico que, muy vinculado a la Industria del Gas, también había sido desregulado en el proceso de reformas estructurales llevadas a cabo. Este sector, al igual que el del Gas, fue desmembrado en cuatro segmentos: Generación, Distribución, Transporte y Grandes Usuarios que forman la figura del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde se realizan todas las transacciones económicas entre todas las empresas del sector. A su vez, la función de administrar las transacciones en el sector y realizar el despacho Nacional de Cargas recae en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA S.A.) que es regulado a través del Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE).

Cabe destacar que el papel que adopta el Estado, a través de esta reforma, es la de un **sujeto pasivo** regulando la actividad del sector en los segmentos



donde las características de monopolios naturales tienden a generar abusos por parte de los administradores dejando que el mercado a través de sus participantes fijen el precio del fluido de acuerdo al libre juego de oferta y demanda; como podemos observar esta postura es diametralmente opuesta a las características de **sujeto activo** que había adoptado en décadas anteriores a través de las empresas estatales YPF y Gas del Estado. (**Ver cuadro en anexo**)

Ahora bien, como se puede apreciar, la reforma de los años noventa no solo fue radical en términos de estructura de mercado transformándolo completamente permitiendo la aparición de nuevos jugadores sino que además generó nuevos mecanismos hasta ese momento desconocidos; es decir, las Compañías que hasta ese momento eran contratistas de YPF se encontraron con la disponibilidad de yacimientos para extraer Petróleo y Gas y comercializarlo en un mercado competitivo donde el precio sería el principal mecanismo mediante el cual se equilibre la oferta y demanda.

Evidentemente este cambio genera una serie de preguntas no sencillas de contestar: cuales serían los incentivos de estas operadoras para aumentar la producción de sus yacimientos? Que monto de inversiones deberían desembolsar? Como quedaría definido el período de repago (payback) del proyecto?.

La respuesta a estas preguntas son las que intentaremos responder en la segunda parte de este trabajo, sección que consistirá en desarrollar desde una perspectiva microeconómica los principales aspectos que considera una Compañía Petrolera al momento de llevar a cabo un incremento de la producción de petróleo bajo las características actuales del mercado argentino.



LA INVERSION DESDE UNA PERSPECTIVA ECONOMICA-FINANCIERA

En esta sección intentaremos explicar algunos conceptos relacionados con un proyecto de inversión en la Industria del Upstream y nos ubicaremos en la posición de una empresa productora (como bien podría ser Repsol YPF, Petrobras o Pan American Energy) para entender, de una manera relativamente simplificada, el motivo por el cual los lleva, o no, a realizar determinada inversión que obtenga como resultado una mayor producción de petróleo o gas.

Por qué nos parece relevante hacer este análisis? Desde nuestra perspectiva consideramos que intentando comprender cuales son las variables que mayor impacto puedan llegar a tener en los resultados de una inversión petrolera en el sector del Upstream, podemos llegar a vislumbrar con mayor claridad los motivos por los cuales la Inversión en el sector ha tenido tantos vaivenes, tal cual lo describimos en la sección anterior, en los últimos cien años.

DEFINICIONES INICIALES

En este punto vale hacer algunas aclaraciones sobre los supuestos que asumiremos al momento de describir la Inversión que llevará a cabo la Operadora.

En primer lugar, cuando hablamos del “proyecto” en si nos referiremos, en términos simplificados, a “**cuanto sale hacer un pozo productor de petróleo**”; esta definición que parece sencilla en su enunciación, veremos más adelante el grado de complejidad que encierra; basta decir al respecto que, en términos



generales, todas las tareas relacionadas con la construcción del pozo son hechas en nuestro país por empresas contratistas de la Operadora y no por la compañía propiamente dicha que administra el yacimiento lo cual nos permite ver el grado de complejidad que encierra dicha operación.

En segundo lugar, y quizás uno de los puntos más relevantes desde el punto de vista de la toma de decisiones; asumiremos el **conocimiento perfecto** por parte de la empresa del valor económico de su principal activo que es el **YACIMIENTO** en el cual opera y de donde extrae el petróleo y gas para su posterior comercialización o refinación; que quiere decir esto en términos prácticos? Básicamente dos cosas; Que no nos referiremos en ningún momento al **riesgo geológico** al cual se ve expuesta la empresa al momento de analizar sus proyectos de inversión y que, en la realidad, comprende una parte sensible del análisis que debiera hacer la compañía al momento de analizar futuras inversiones y, por otro lado, que tomaremos el dato de la producción de barriles diarios como dado (es decir como una variable exógena); este supuesto simplificador no es del todo realista; sin embargo es necesario hacerlo para no introducirnos en temas excesivamente complejos que exceden nuestro conocimiento sobre el asunto.

Relacionado con el punto anterior, es importante que aclaremos en este punto, que si bien no vamos a introducir el riesgo geológico como variable en el modelo, asumiremos implícitamente que él mismo será relativamente **bajo** al momento de llevar a cabo la inversión; que significa esto en la práctica? Que la empresa Operadora de las áreas de producción realizará un programa de "Pozos Infill" lo que significa que perforará en zonas donde la probabilidad de éxito económico es mayor; en otras palabras lo que hará será desarrollar un yacimiento ya conocido y explotado con reservas suficientes como para extraer



petróleo y comercializarlo en el mercado (y de esta manera aumentar la producción a nivel agregado).

ASPECTOS GENERALES VINCULADOS AL PROYECTO

Hemos dicho en la sección anterior básicamente dos cosas acerca del proyecto:

- 1) Que estará relacionado con el desarrollo de un yacimiento ya conocido por la Operadora, es decir, que las inversiones serán hechas bajo condiciones de riesgo relativamente bajas desde el punto de vista geológico.
- 2) Como consecuencia del punto anterior, el desembolso de la inversión estará básicamente centrado en la construcción de pozos abarcando todas sus etapas, aspecto que desarrollaremos más detalladamente en los siguientes apartados.

Pasando a los aspectos generales propiamente dichos el programa de perforación tendrá las siguientes características:

- Comprenderá el desarrollo de un área marginal del Yacimiento Manantiales Behr, situado al Sur de la Provincia de Chubut, actualmente explotado por Repsol YPF, con una antigüedad aproximada de setenta años.
- El Programa tendrá como objetivo principal la puesta en producción de 30 pozos petroleros con una profundidad promedio estimada de 2.400 metros.
- Dado que el yacimiento ya se encuentra actualmente en producción con valores que rondan alrededor de los 2.700 m³ / día¹⁵ asumiremos que no será necesario realizar ciertas inversiones necesarias en el caso de desarrollar un nuevo yacimiento.



Como todo proyecto de inversión, el mismo está compuesto básicamente por dos grandes rubros: Ventas y Gastos. Respecto al primero, asumiremos que la venta será producto de la producción por pozo medido en m³ y tomaremos como supuesto la previsibilidad perfecta por parte de la Operadora respecto a la Demanda, dicho de otra manera, no habrá acumulación de inventarios. En relación a los gastos, en este ítem y también como en cualquier proyecto de inversión se encuentran involucrados dos tipos de gastos: por un lado los operativos y por el otro los de Capital. Desarrollaremos en la sección siguiente los componentes principales de ambas partes pero vale decir, a modo ilustrativo que la relación entre ambos dependerá del tipo de proyecto que estemos llevando a cabo.

A lo que nos estamos refiriendo es a que la relación Gastos Operativos / Gastos Capital será inversamente proporcional según las características del yacimiento que estemos desarrollando: En el caso que nos ocupa, dada las características “maduras” del Yacimiento (con una baja producción inicial y una alta tasa de declinación) los gastos Operativos serán proporcionalmente mayores que los Gastos de Capital; podemos esperar que la relación sea inversa en caso que el proyecto involucre el desarrollo de un nuevo yacimiento con mayores riesgos pero con mayor producción inicial por pozo.

Dadas las características geológicas de nuestro país, con yacimientos maduros de baja productividad y alto riesgo de exploración, entendemos que el desarrollo de un proyecto bajo éstos supuestos, puede representar mejor lo que sucede a nivel agregado en las demás provincias que cuentan con recursos hidrocarbúricos.

Respecto a la estructura impositiva, asumiremos una tasa del 35% de Impuesto a las Ganancias, así como también los impuestos provinciales (regalías) del



14% junto con una tasa promedio de Ingresos Brutos del 2,5% aplicada sobre la venta que produzca el resultado de la puesta en producción de los pozos de petróleo. Por último consideraremos la vigencia de las retenciones móviles impuestas por el gobierno nacional a fines del año 2007, lo que determina que el precio de venta por parte de la Operadora no puede superar los USD 42 por barril. El método de depreciación que aplicaremos para la inversión de Capital será el lineal y los mismos estarán completamente amortizados para el final del proyecto.

Por último la tasa de descuento aplicada al proyecto será del 12%, lo que refleja una tasa promedio de la Industria en lo que a riesgo refiere; supuesto que luego levantaremos al realizar los análisis de sensibilidad que involucrarán ésta y otras variables, mientras que no consideraremos variación en el capital de trabajo de la Compañía como consecuencia de la implementación de este nuevo desarrollo en el yacimiento.

ASPECTOS PARTICULARES

Una vez definidos los aspectos generales del proyecto, pasaremos en este apartado a definir la composición del “corazón” del proyecto; básicamente lo que haremos en esta sección es explicar la composición tanto de los Gastos de Capital como de los Operativos.

Considerando la complejidad que involucra la construcción de un pozo, en donde pueden llegar a estar involucradas más de quince compañías distintas, haremos algunas simplificaciones que serán explicadas en su momento, pero que entendemos, no alterarán en forma significativa las conclusiones a las que arribemos.



En general, la construcción de los pozos petroleros, una vez definido el estudio del Yacimiento y la ubicación de la zona a perforar por parte del área de Geología dentro de la Operadora, se definen en tres etapas:

- **Etapa 1:** Comprende a la locación y los accesos y dentro de la misma se encuentra el Estudio de Impacto Ambiental, los permisos para la construcción de la locación y accesos y el relevamiento topográfico entre otros aspectos. Dadas las características del proyecto que estamos evaluando, asumiremos que esta etapa no tendría un impacto significativo en los costos del mismo por lo que la consideramos marginal desde el punto de vista de la inversión a realizar.
- **Etapa 2:** Tanto ésta, como la siguiente etapa involucran al corazón del proyecto. Esta sección involucra la construcción propiamente dicha del pozo, es decir, lo que incluimos en esta parte son todos los servicios que el pozo precisa para ser construido de una manera eficiente. No es el propósito de este trabajo describir detalladamente cuales son los elementos necesarios para poner un pozo en producción pero a modo de ejemplo, vale comentar que esta etapa comprende entre otras cosas los servicios del equipo de perforación, el entubamiento del pozo, los servicios de cementación y los servicios de medición y perfilaje necesarios para saber entre otras cosas, por cual etapa de la formación rocosa se está perforando.
- **Etapa 3:** Por último, esta tercera etapa involucra la parte de “terminación” del pozo y estimulación del mismo necesaria para poner en producción. En este momento se involucra un equipo de dimensiones menores que el de Perforación conocido como “Workover” y con el mismo se realiza la terminación y limpieza del pozo así como la estimulación del mismo necesaria para ponerlo en producción finalmente.



Una vez cumplidas estas tres etapas, se puede decir que el pozo ya está listo para producir petróleo, con lo cual la Operadora conecta la cañería necesaria a la boca del pozo para que el fluido que de allí salga se dirija a la siguiente etapa.

A modo adicional incluimos un listado de gastos fijos en los que puede llegar a incurrir la operadora al momento de la implementación de un plan de inversiones de un Yacimiento, algunos ya comentados previamente:¹⁶

- **Cañerías de Conducción:** Transportan los fluidos desde los pozos hasta los separadores,
- **Separadores Primarios:** Separan los tres fluidos producidos: Gas, Hidrocarburos líquidos y agua.
- **Planta de Tratamiento de Gas:** Extrae las gasolinas, el gas propano líquido y acondiciona el gas para cumplir con las especificaciones necesarias para su venta.
- **Planta de acondicionamiento de hidrocarburos líquidos:** estabiliza el condensado y lo acondiciona acorde a las especificaciones para su venta.
- **Planta compresora de Gas:** Se emplea cuando se trata de un gas de baja o de media presión, presión que es necesario incrementar para poder inyectar el gas al gasoducto troncal de alta presión.
- **Sistema para el tratamiento del agua producida** y para su reinyección al subsuelo
- **Ductos para el transporte de los diferentes fluidos** hasta el punto de venta.
- **Elementos de medición de los fluidos por vender en el punto de entrega:** unidad de medición LACT para los crudos y puente de medición para el gas.



Dado que asumimos que el yacimiento ya se encuentra en producción, muchos de los costos arriba mencionado, como ser el caso de una planta de tratamiento de gas, no serán incluidos en el proyecto ya que asumimos que la misma ya se encuentra instalada en la locación.

Hasta aquí hemos descripto los principales costos en los que incurre una Operadora si desea aumentar la producción de su yacimiento; la siguiente pregunta que nos planteamos es: cuál de los costos que hemos planteado son considerados gastos operativos y cuales son considerados gastos de capital ?.

En términos generales describiremos los **gastos de capital** (en la jerga financiera conocido como CAPEX, abreviatura en inglés de Capital Expenditures) como aquellos necesarios para la construcción del pozo, es decir que estaremos incluyendo dentro de los mismos las horas operativas de los equipos de perforación, el trabajo de entubación correspondiente y los trabajos de cementación y estimulación necesarios para poner el pozo en producción; como se puede apreciar, lo que hemos comentado comprende lo desarrollado en las etapas dos y tres comentadas anteriormente.

En relación a los **gastos operativos** (en vocabulario financiero conocido como OPEX, abreviatura en inglés de Operational Expenditures) existe, como en cualquier desarrollo de un proyecto, tanto gastos operativos *fijos* como *variables*; en relación a los primeros podemos nombrar los gastos de personal necesarios para controlar la construcción de los pozos (inspectores de obra, personal de supervisión, etc.) así como también los gastos eléctricos y de mantenimiento de bombas necesarios para extraer el fluido.

Respecto a los gastos operativos variables, la variabilidad de los mismos está relacionada con la producción de los pozos y tiene que ver, entre otras cosas, con los servicios necesarios para mantener en producción el pozo y que en la



práctica se utilizan equipos denominados PULLING que involucran el mantenimiento del mismo a través de la limpieza de varillas y demás elementos mecánicos que van por dentro de la tubería de producción también denominada tubing.

El razonamiento que existe detrás de estos supuestos es el siguiente: los gastos fijos estarán calculados en base a la producción anterior promedio del yacimiento, es decir que mientras que los gastos variables estarán relacionados directamente con la incorporación de nuevos pozos productivos, los gastos fijos partirán de la producción promedio que venía teniendo el yacimiento antes de que se lleve a cabo este proyecto de inversión (que en nuestro caso será de 39 barriles por día).

Bajo los supuestos comentados anteriormente y luego de hacer una descripción tanto de los aspectos generales como particulares del proyecto de inversión que definen el comportamiento de una Compañía desde una perspectiva económica financiera pasaremos ahora a enunciar algunas conclusiones interesantes que se derivan de lo enunciado.

CARACTERISTICAS DIFERENCIADORAS DE UN PROYECTO PETROLERO

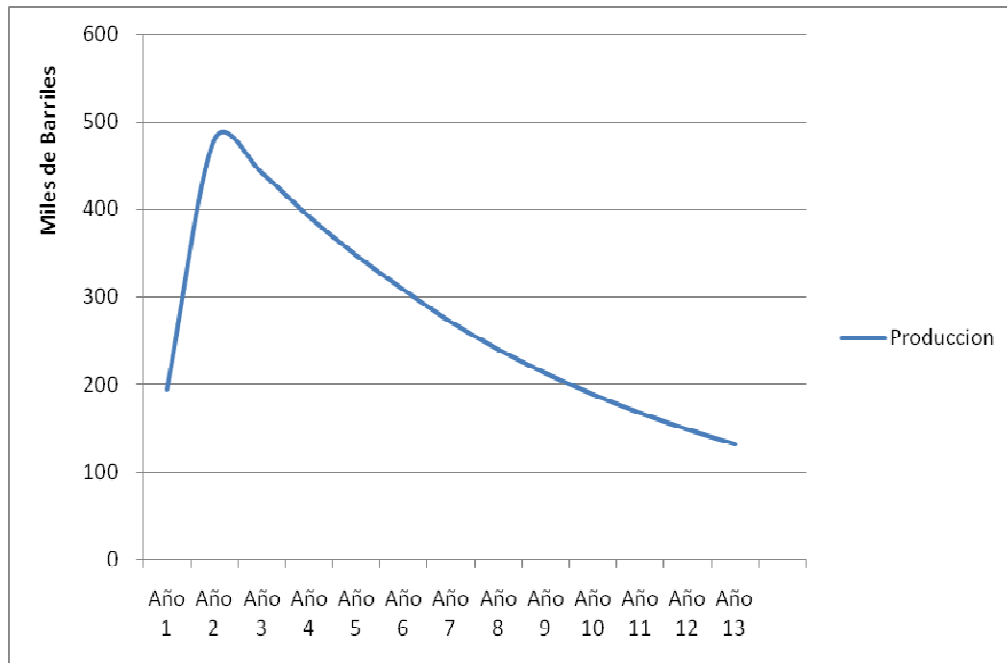
Existen algunos hechos a destacar que influyen, algunos en mayor grado, otros en menor, en el comportamiento de la toma de decisiones por parte de las empresas que administran los yacimientos con reservas de petróleo y gas. En este sentido, podemos comentar los siguientes:

- a) Quizás una de las características más interesantes que podemos derivar del proyecto desarrollado, y que muchas veces es comentado en distintos medios, es el largo período de repago del mismo, es decir la necesidad



de invertir grandes cantidades de dinero y esperar un largo período de tiempo (en el caso analizado el período de repago – payback period – es de más de 4 años) para obtener una tasa interna de retorno razonable. Esto obedece a dos motivos básicamente: por un lado la desigual relación entre la inversión inicial necesaria y la venta inicial y por el otro a la inevitable declinación de la producción a lo largo de los años durante los cuales es desarrollada esa parte del yacimiento, lo que lleva a la necesidad de prolongar el proyecto por más tiempo.

- b) En relación a las ventas, es interesante destacar que, a diferencia de la mayoría de los proyectos de inversión, el comportamiento de la curva es decreciente casi desde sus inicios alcanzando su pico máximo
- c) aproximadamente en la mitad del segundo año (**Ver cuadro debajo**); la forma de la misma nuevamente obedece a la tasa de declinación que posee cada pozo y a la producción inicial del mismo lo que lleva que se alcance el punto más alto de producción (y de venta) en una etapa temprana del proyecto.

**Producción de Petróleo – Proyecto de Inversión**

- d) No obstante el alto nivel de inversión inicial y el prolongado período de repago, las condiciones políticas imperantes en el país no parecen ser condicionantes al momento de realizar la inversión, podemos citar el caso de Venezuela o Irán con gobiernos de características totalitarias en el caso internacional o el período presidencial de Frondizi desde 1958 a 1962 en el caso doméstico cuyas características de gobierno estuvieron fuertemente condicionadas tanto desde el ala militar como desde el ala peronista proscripta.

Pasando a la evaluación de la inversión propiamente dicha, los números que arroja son los siguientes:



- La producción de barriles durante el período de desarrollo del mismo es de aprox. **3,6 Millones** (un 1,6% de la producción anual en Argentina si tomamos los datos del año 2009)
- Las ventas estimadas son de aproximadamente **130 M USD** a lo largo de los 13 años que dura el mismo
- La inversión necesaria es de aproximadamente **40 M USD** (tanto el CAPEX de desarrollo como el de mantenimiento)
- El Valor Actual Neto del proyecto descontado a una tasa del 12% es de aproximadamente **6,3 M USD** con una Tasa Interna de Retorno del **19%**

Como podemos apreciar, las cifras, tanto de inversión como de ventas son significativas, no así la Tasa Interna de Retorno y el Valor Actual Neto que parecen enmarcarse en cifras no demasiado atractivas si tomamos en cuenta otros proyectos analizados con una Tasa Interna de Retorno superior al 70%¹⁷; si bien es cierto que este proyecto corresponde a un desarrollo de un campo petrolífero off shore esto nos permite entender, como primera aproximación, las magnitudes de los montos que circulan en la Industria Petrolera.

Ahora bien, ¿que nos dicen estas cifras respecto a las preguntas iniciales que nos habíamos planteado al comienzo de este trabajo? Recordemos que nuestro objetivo al comienzo del mismo fue tratar de entender las causas por las cuales la producción de petróleo en Argentina venía experimentando a lo largo de los últimos años un tasa de crecimiento negativa.

En primer lugar, y considerando las características geológicas de los yacimientos en nuestro país, podríamos, tomando en cuenta un fuerte supuesto, asumir que las características del proyecto descrito en las páginas anteriores son escalables a nivel nacional, es decir, que en definitiva, estamos reflejando en números lo que de alguna manera se está experimentando en el sentimiento



inversor de las compañías del sector: **Invertir en la Argentina en el desarrollo de yacimientos ya puestos en producción si bien resulta un negocio relativamente atractivo desde el punto de vista del retorno sobre la inversión si consideramos todas las variables que impactan en el riesgo (riesgo geológico, político y operativo) bajo las actuales reglas de juego la atracción desde el punto de vista financiero de la misma se reduce considerablemente.**

En segundo lugar, podemos destacar que la variable “tiempo” es un factor determinante más no el único en el planeamiento de inversiones en el sector petrolero. Lo que queremos resaltar con este aspecto es que, no solamente los números relacionados con el retorno sobre la inversión no resultan ser muy atractivos para los empresarios sino que además, **para lograr dichos retornos es necesario hundir el capital invertido durante un período de tiempo extremadamente largo** lo que determina un grado de riesgo por encima de lo normal, factores que, si además tomamos en cuenta los vaivenes que ha tenido el sector a lo largo de su historia, tal cual lo hemos descrito en la primera parte de este trabajo, podrían llegar a explicar en parte la declinación en la producción de los últimos años,

Por último, nos parece importante poner en el centro de la escena, el papel que juega actualmente el Estado Nacional en el desarrollo del sector y las implicancias y consecuencias que tienen la configuración de las reglas de juego por parte de éste en el sector de Upstream de la Industria Petrolera; es cierto que dicho sector, a partir de la reforma de los años noventa fue desregularizado con el objetivo de que funcionase bajo “reglas de mercado” donde, de alguna manera, el factor “precio” sea el que determine la relación entre oferentes y demandantes; sin embargo, como intentaremos demostrar en los párrafos siguientes, las distorsiones que generaron la disociación de los precios



internacionales respecto a los internos a partir de la implementación de retenciones, impactaron de una manera directa en los incentivos de las empresas al momento de llevar a cabo las inversiones necesarias para incrementar la producción.

Es por eso que en la próxima sección haremos un análisis de sensibilidad sobre las principales variables del modelo para intentar comprender cuales son las que tienen un mayor impacto sobre los resultados del mismo y, de esta manera, intentar responder de una manera más acabada a las preguntas que nos hemos planteado al comienzo del trabajo.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad consiste básicamente en una metodología utilizada para el tratamiento de la incertidumbre en los proyectos de inversión, en la que se conocen los resultados posibles pero no las probabilidades de ocurrencia.

Existen dos tipos de análisis de sensibilidad:¹⁸

- El análisis *unidimensional* identifica las variables aleatorias relevantes y las hace variar de una por vez, sin tener en cuenta la dependencia estadística entre ellas y manteniendo constantes las restantes cuando se calculan los indicadores económicos. Esta metodología es sencilla y permite identificar fácilmente las variables trascendentes de la evaluación.
- El análisis *multidimensional* contempla la interacción simultánea entre las variables. Sin embargo, es una metodología sujeta a limitaciones, ya que el gran número de combinaciones puede reducir su confiabilidad. Es un análisis que pretende, fundamentalmente, entender las interrelaciones entre las variables dependientes e independientes.

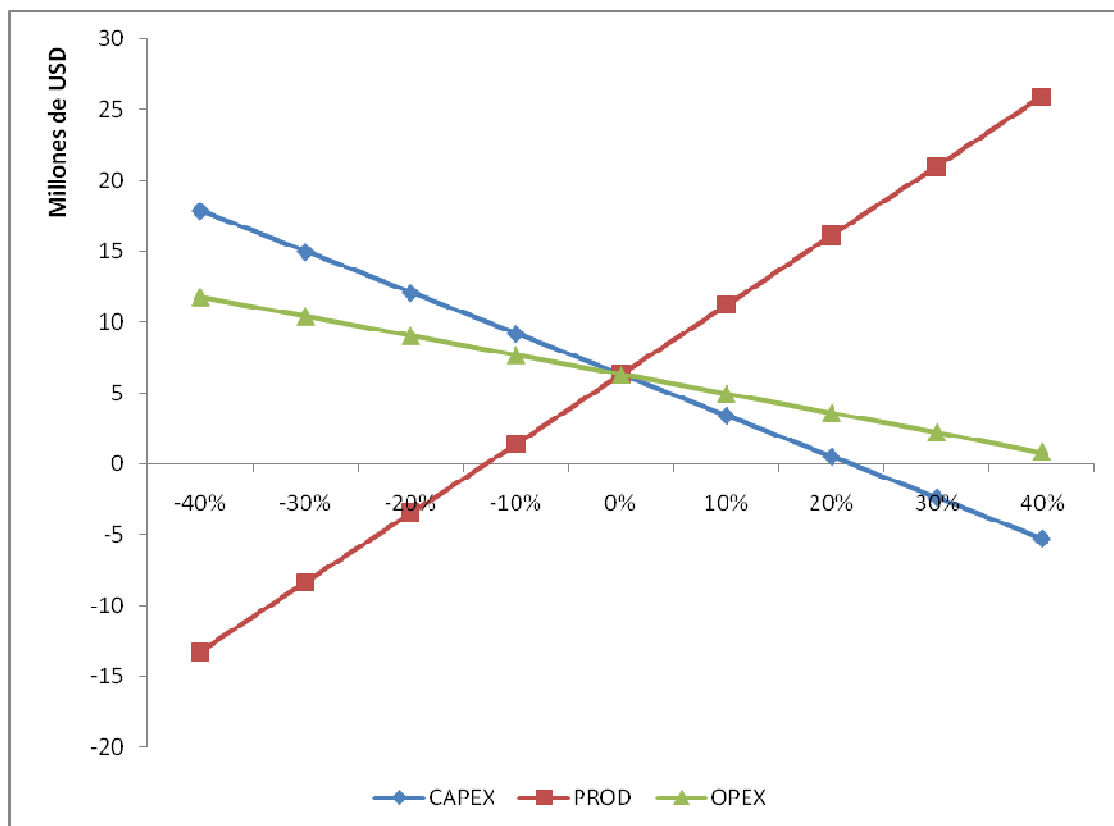


Para esta parte del trabajo utilizaremos el primer tipo de análisis y nos enfocaremos en la variación que experimente el valor actual neto del proyecto ante cambio en determinadas variables seleccionadas.

Utilizaremos dos tipos de análisis unidimensional que se verán reflejados en dos tipos de gráficos:

Por un lado el denominado gráfico Araña (**Ver Cuadro debajo**) muestra cuanto varía el indicador económico seleccionado, en este caso el Valor Actual Neto ante variaciones porcentuales de las variables de entrada; que, para este análisis de sensibilidad hemos elegido a los costos de desarrollo (CAPEX), la Producción medida en millones de USD y el Costo Total tanto fijo como variable.

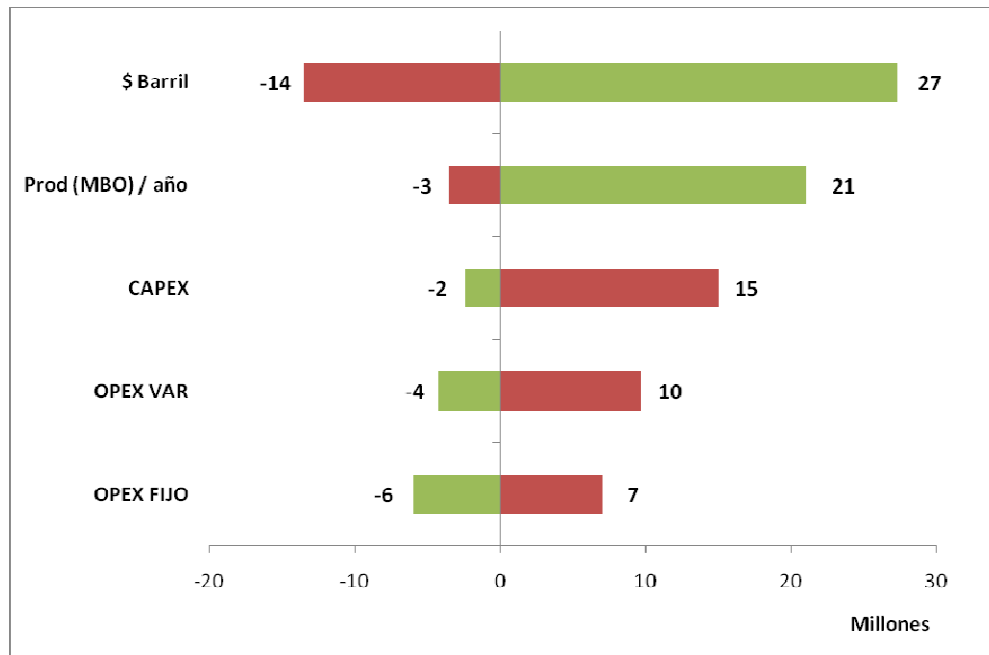
Análisis de Sensibilidad I – Diagrama de “Araña”





Por otro lado, otro análisis de sensibilidad realizado tiene como resultado el Diagrama de “Tornado” (**Ver Cuadro debajo**) también conocido como análisis de sensibilidad determinista; en este caso éste es un método que estima los indicadores económicos para cada rango posible de variación de las variables de entrada, pero sin tener en cuenta la correlación entre ellas. En primer lugar se estudian las variables independientes para conocer los valores mínimo y máximo posibles de cada uno, que en nuestro ejemplo han sido elegidos de una manera arbitraria y luego se calculan los Valores Actuales Netos correspondientes con la misma tasa de descuento para, de esta manera, conocer la relevancia de cada una. En nuestro caso, hemos elegido para analizar las siguientes variables de entrada:

- Producción de Petróleo medido en valor promedio a lo largo del período que dura el proyecto de inversión
- El precio del Barril neto de impuestos.
- Los costos de desarrollo o también llamados de Inversión (CAPEX)
- Los costos operativos fijos y los costos operativos variables.

**Análisis de Sensibilidad II – Diagrama de Tornado**

Que es lo que nos permiten ver estos gráficos? Respecto al denominado “araña” lo que podemos apreciar es justamente cual es la variable, de las seleccionadas, que tiene mayor impacto en el valor Actual Neto ante iguales variaciones porcentuales; en este caso vemos que la producción (medido en barriles) es la que mayor incidencia tiene en el VAN del proyecto, muy por encima de lo que podría impactar las inversiones (CAPEX) o los gastos operativos.

Más interesante de interpretar resulta ser el segundo gráfico denominado de “araña”. En este sentido lo que hemos hecho fue, de una manera arbitraria, fijado un valor mínimo y un valor máximo a las variables que nos interesaban analizar respecto al impacto que pudiesen llegar a impactar sobre el VAN del proyecto; posteriormente hemos volcado la información sobre un gráfico



ordenando de manera descendente el impacto sobre el VAN de dichas variables.

Como se puede apreciar, en este caso, la principal variable que afecta el modelo es el precio del barril que cobra la Operadora del yacimiento; recordemos que estamos asumiendo, tal cual sucede en la realidad, que el mismo está dissociado del precio internacional y, en este caso, estamos asumiendo un valor máximo de USD 60 y un valor mínimo de USD 25 (**Ver cuadro debajo**).

	Tornado Graph (VAN)				
	Prod (MBO) / año	\$ Barril	CAPEX	OPEX FIJO	OPEX VAR
Valor Minimo	53.159	25	32.493.300	22.769.386	2,5
VAN	-3.484.869	-13.506.564	14.979.070	7.000.902	9.681.922
Valor Base	66.449	42	46.419.000	25.299.318	5,0
VAN	6.304.120	6.304.120	6.304.120	6.304.120	6.304.120
Valor Maximo	86.384	60	60.344.700	26.564.284	6,5
VAN	20.987.333	27.280.139	-2.370.830	5.955.729	4.277.439

El impacto que esta variable tiene por sobre el resto de las analizadas nos permite pasar a la última parte de este trabajo en donde intentaremos arribar a conclusiones que nos permitan interpretar la realidad de la manera más objetiva posible y quizás, derivar ciertas recomendaciones o medidas que deberían ser tomadas para apuntalar la producción de petróleo, clave para apuntalar el desarrollo económico del país.



CONCLUSIONES FINALES

En esta última parte del trabajo intentaremos encontrar las respuestas a las preguntas que nos habíamos planteado al comienzo del mismo.

Como bien habíamos hecho notar al comienzo, la producción de petróleo a lo largo de los últimos años había venido experimentando tasas negativas que generaban un marco de incertidumbre respecto a las posibilidades de desarrollo futuras del país ante la posible necesidad de importar combustibles a precios internacionales; esta situación nos había llevado a recabar en la historia de la Industria, que para el año 2007, ya había cumplido cien años de existencia y nos encontramos con que el desarrollo de la misma siempre estuvo ligado a la intervención estatal ya sea de manera directa (a través de YPF) o indirecta (vía regulación). Asimismo pudimos comprobar que en la década del noventa se produjo un quiebre en el modelo de gestión del sector pasando de un esquema mayormente público hacia uno mayoritariamente privado con resultados más que satisfactorios hasta el año 1998, período que marca el comienzo de la declinación en la producción.

En este contexto, y considerando que recae mayoritariamente en las compañías privadas la producción de hidrocarburos intentamos adentrarnos, de una manera simplificada, en las causas y determinantes que las lleva a éstas a invertir en el desarrollo de nuevos yacimientos ó no a través del abordaje de un proyecto de inversión desde la perspectiva económica financiera.

Nos parece interesante resaltar los siguientes aspectos de la Industria Petrolera que, de alguna manera, se reflejan en los números que detallamos anteriormente:



- Una característica importante de esta Industria está en el hecho de ser *Capital Intensiva*, lo cual se ve reflejada en los altos volúmenes de Inversiones necesarias para llevar a cabo un proyecto (en el caso particular que mostramos dicho monto asciende a la suma de **46 Millones de dólares**)
- Asimismo debemos destacar que del importe arriba indicado aproximadamente el 70% es desembolsado en el primer año y parte del segundo año lo que habla de **altos costos hundidos**, otro rasgo importante de este sector y que nos atrevemos a decir que, sin duda, impacta al momento de la toma de decisiones.
- No podemos negar que las **Tarifas y precios tienen un componente de alta sensibilidad social**. Este factor se manifiesta indirectamente en nuestro caso a través del precio del barril al cual la Operadora vende su producción (USD 42) el cual está dissociado del precio internacional por dos motivos principalmente: por un lado para generar un precio máximo en el mercado interno y evitar el encarecimiento del bien, en el caso que vimos, el combustible, y por el otro, y quizás más importante, generar recursos extraordinarios al gobierno que les permite financiar un gasto público mayor.
- Por último es importante destacar que si bien este no es el caso analizado, la **caracterización del servicio público involucra vastos segmentos del negocio**, como si sucede en el caso de la Industria del Gas y de la Electricidad, dependiente en su mayoría en el caso de las Centrales Térmicas de ésta última.



Es en el tercero de estos aspectos donde nos parece que existe una posibilidad por parte del gobierno nacional, a través de su función regulatoria, para mejorar los índices de producción de la Industria.

Es cierto que el mismo ha desarrollado tibias iniciativas cuyo objetivo principal es el aumento en la producción de petróleo: el programa “Petróleo Plus”¹⁹ es un buen ejemplo de ello. Sin embargo entendemos que este tipo de enfoques “graduales” no alcanzarían para generar un quiebre en la tendencia que observamos actualmente. Por el contrario, debería aplicarse, desde el punto de vista de la política energética medidas que orienten a una “convergencia” de los precios internos a los internacionales. Es cierto que los riesgos inflacionarios que podrían llegar a tener este tipo de políticas no es menor, pero, de acuerdo a lo observado en este trabajo, nos parece que el precio del barril es una variable lo suficientemente importante como para ser tomada en cuenta al momento de analizar qué políticas podrían llegar a tener un mayor grado de efectividad; solo así Argentina volverá a la senda del crecimiento sostenido en materia de petróleo y Energía.



BIBLIOGRAFIA

- Barbieri, Roberto: (2007) *Gestión de Inversiones en la Industria Petrolera*; Editorial Dunken, Capital Federal
- De Pablo, Juan Carlos: (2005) *La Economía Argentina en la Segunda Mitad del Siglo XX, Tomo I*; La Ley, Buenos Aires.
- Favaro, Orietta: *“La privatización de YPF. Efectos en áreas petroleras de Provincias*; CLACSO (Agosto 2000)
- Favaro, Orietta: *El Modelo Productivo de provincia y la política neuquina*; CLACSO (Junio 2001)
- Ferreres, Orlando (Director): (2005) *Dos Siglos de economía Argentina 1810- 2004*; Fundación Norte y Sur, Buenos Aires.
- Fidalgo, Sebastián: *“Notas sobre el costo marginal del petróleo en la Argentina*; Asociación argentina de Economía Política
- Gadano, Nicolás: (2006) *Historia del Petróleo en Argentina: 1907 – 1955: Desde los Inicios hasta la caída de Perón*, Edhasa, Buenos Aires.
- Gadano, Nicolás: *“Determinantes de la Inversión en el Sector del Petróleo y Gas de la Argentina”*; CEPAL (Octubre 1998)
- Gadano, Nicolás y Sturzenegger, Federico: *“La Privatización de Reservas en el Sector Hidrocarburífero. El Caso de Argentina”*; Centro de Investigación y Finanzas; UTDT (Septiembre 1998)
- Gerchunoff, Pablo y Llach Lucas: (2003) *El Ciclo de la Ilusión y el Desencanto: Un siglo de políticas económicas argentinas*; Grupo Editorial Planeta / Ariel, Buenos Aires
- Kozulj, Roberto: *“La Crisis Energética de la Argentina: Orígenes y Perspectivas*; Universidad del Comahue (Julio 2006)
- Kozulj, Roberto: *“Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en el mercado minorista de combustibles”*; CEPAL (Julio 2002)



Universidad Torcuato Di Tella
Seminario de Tesis

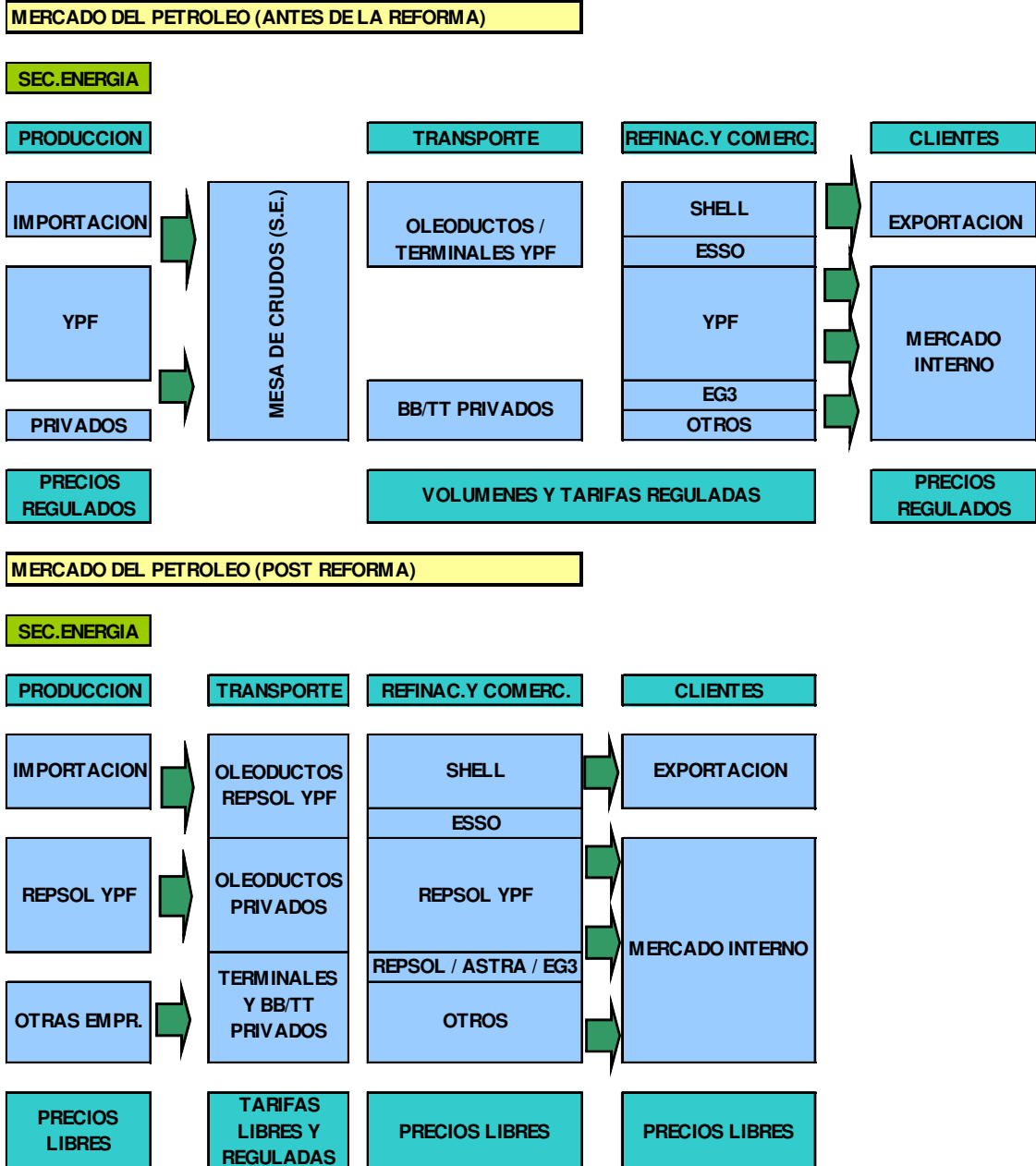
Profesora: S.V. Welsh

- Montamat, Daniel Gustavo: (2007) *La Energía Argentina: Otra Víctima del Desarrollo Ausente*; Editorial El Ateneo, Buenos Aires
- Salas, Horacio: (2007) *Centenario del Petróleo Argentino, Tomo II*; Instituto Argentino del Petróleo, Buenos Aires
- www.IAPG.org.ar – Página oficial del Instituto Argentino del Petróleo & Gas
- www.Oilproduction.net – Página vinculada con la producción histórica Mundial de Petróleo & Gas.
- http://findarticles.com/p/articles/mi_ga5447/is_200610/ai_n21406224/ - Artículo relacionado con los gastos de Capital de la Industria del Upstream
- www.spe-uk.org/.../2010-March/Team-IPresentationtoSPE30-March-2010.pdf



ANEXO CUADRO

Cuadro 2.5
Producción de Petróleo, en miles de M3



Fuente: Centenario del Petróleo Argentino, Tomo II, Horacio Salas, IAPG



¹ El pico de producción máximo fue alcanzado en el año 1998 con un monto de 49 millones de m3 pasando luego a tasas negativas anuales promedio del 3%

² Mediante la Ley 25.943 publicada en el Boletín Oficial con fecha 3 de Noviembre de 2004 fue creada la Sociedad Energía Argentina Sociedad Anónima más conocida como ENARSA

³ Léase Montamat, Daniel Gustavo "La Energía Argentina: Otra víctima del desarrollo ausente", Editorial El Ateneo, Buenos Aires, 2007

⁴ Los contratos con las empresas Panamerican (luego denominada Amoco) y Cities Services (que luego pasaría a ser comprada por Oxy) continuaron desarrollando sus actividades y se mantuvieron hasta el proceso de desregulación de la década del 90.

⁵ Mientras que para el período 1950 – 1958 la producción había aumentado un 52%, durante la presidencia de Frondizi el incremento pasó a ser del 175% a fines de 1962, posteriormente durante el período 1962-1966 la producción se incrementó apenas un 7%. Durante el gobierno de Onganía experimentó un fuerte incremento del 37% para volver a caer durante el período 1972 – 1975 un 9% aproximadamente.

⁶ El precio del petróleo en 1973 tuvo un salto de USD 4,75 a 9,35 (casi un 100%) mientras que en el año 1979 experimentó un incremento del 70 % aproximadamente.

⁷ Se trató básicamente de un plan de incentivo a la exploración y explotación privada a través de contratos de asociación entre las empresas privadas e YPF.

⁸ La Caja de Conversión no era una novedad de la política económica Argentina. Ya había sido implementado anteriormente durante el gobierno de Carlos Pellegrini en 1890 bajo la Ley 2.241, cabe aclarar que ésta institución puede ser considerada como precursora del Banco Central.

⁹ La "Mesa de Crudos" era el término que se utilizaba para generalizar la comisión encargada de asignar el petróleo extraído a las distintas refinadoras tanto privadas como en poder del Estado por parte del gobierno de turno.

¹⁰ Léase Gadano, Nicolás, Determinantes de la Inversión en el sector de Petróleo y Gas de la Argentina, Serie Reformas Económicas, 1997)

¹¹ Se estaban analizando tres opciones: Un modelo integrado al estilo PDVSA en Venezuela, otra opción era agrandarla agregándole otras compañías vinculadas a la energía, pero es recién a fines de 1990 cuando cobra impulso la opción privatizadora como tercera opción, posición que finalmente se adoptó.

¹² Se trata de los decretos 2773/90, 2778/90 y 44/91.

¹³ Las acciones quedaron divididas en:

- Clase A: pertenecientes al Estado Nacional, 51% del total de capital
- Clase B: a ser adquiridas por las provincias, hasta el 39% del stock total
- Clase C: correspondientes al personal en el marco del PPP.
- Clase D: aquellas originariamente del Estado Nacional o de Provincias que sean vendidas a privados.

¹⁴ Durante Septiembre de 2009 la Petrolera de origen nacional Petrolera San Jorge es vendida a la Corporación Chevron en una operación de 1.000 M USD, en Octubre 2005, la petrolera Vintage Petroleum es adquirida por Occidental Petroleum Corporation en aprox. 3.182 M USD y durante el año 2006, Pioneer Natural Resources es comprada por Apache Corporation en una suma de aproximadamente 675 M USD.

¹⁵ Datos tomados del Instituto Argentino de Petróleo y Gas (www.lapg.org.ar) a Diciembre 2009



Universidad Torcuato Di Tella
Seminario de Tesis

Profesora: S.V. Welsh

¹⁶ Tomado de Montamat, Daniel, “La Energía Argentina, Otra víctima del Desarrollo Ausente, Ed. El Ateneo, Buenos Aires, 2007

¹⁷ Ver el trabajo presentado en la Sociedad de Ingenieros del Petroleo en Marzo del 2010 en Londres correspondiente a un proyecto de desarrollo off shore en www.spe-uk.org/.../2010-March/Team-IPresentationtoSPE30-March-2010.pdf

¹⁸ Tomado de Barbieri, Roberto, “Gestión de Inversiones en la Industria Petrolera”

¹⁹ El programa Petróleo Plus lanzado a finales del año 2008 por parte del gobierno de Cristina Kirchner tuvo como objetivo el aumento de la producción en cuencas no productivas a través de un precio diferencial pagado a productoras en un rango de 45 – 60 USD.