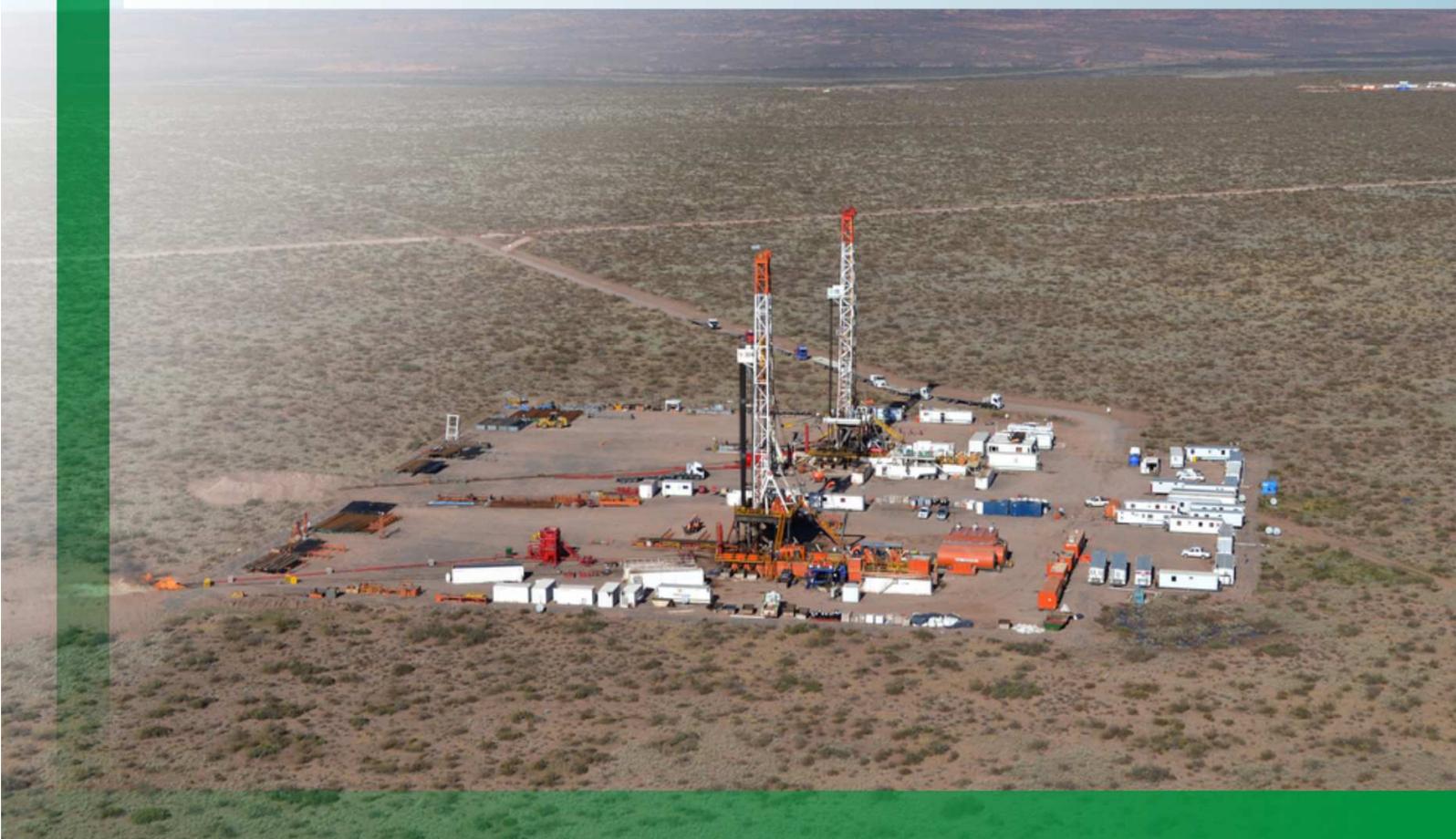


Frack Inc.

Tensión entre lo estatal, lo público, lo privado,
y el futuro energético

Arelovich Sergio
Bertinat Pablo
Arelovich Lisandro
García Gustavo



Frack Inc., Tensión entre lo estatal, lo público, lo privado, y el futuro energético

Autores:

ARELOVICH, Lisandro

ARELOVICH, Sergio

BERTINAT, Pablo

GARCÍA, Gustavo

1. Fracking, 2. Hidrocarburos no convencionales, 3. Relación estatal, público y privada

Mayo de 2015

Rosario, Santa Fe, Argentina

pp. 99

 Copyleft

Taller Ecologista Rosario, Argentina

Este informe ha sido posible con el apoyo de la Fundación Heinrich Böll Stiftung



 ¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite

Se permite la copia, distribución, exhibición, comunicación y discusión de este informe en forma libre, pública y gratuita.

Algunas condiciones a tener en cuenta ante la reproducción antes mencionada son:



Atribución: Reconocer a los autores como fuente.



No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.

Frack Inc.

Tensión entre lo estatal, lo público, lo privado, y el futuro energético

1- Introducción:.....	3
1.1-El contexto energético	3
1.1.1- Panorama mundial	3
1.1.2- Contexto nacional	8
2- Algunos aspectos económicos-financieros alrededor del fracking.....	13
3- Aproximación a una matriz de efectos	18
3.1-Descripción conceptual sintética de la matriz	21
3.2- Revisión y análisis de datos	32
4-Evolución de los precios de los hidrocarburos en Argentina	49
5- Acerca de las estrategias ¿público?-privadas.....	53
5.1 Plan Estratégico 2012	53
5.2 Ganancias Patrimoniales	55
5.3 Acuerdos.....	63
5.3.1 Acuerdos con Chevron.....	64
5.3.2 Acuerdos con Dow Chemical.....	68
5.3.3 Acuerdos con Petronas	69
5.3.4 Acuerdos con Petrolera Pampa S.A.	71
5.4- Mapeo Corporativo, compra-venta de empresas y concesiones	71
5.5- Upstream	78
5.6- Inversión, financiamiento y performance	85
6- Reflexiones finales y recomendaciones	94
Bibliografía	98

1- Introducción:

El avance de las políticas que alientan el fracking en Argentina ha marcado la discusión político-energética de los últimos dos años, en particular desde la recuperación por parte del estado nacional del control accionario mayoritario sobre YPF.

Iniciativas empresariales, del estado nacional y los estados provinciales, modificación de leyes y normativas, fuertes recursos económicos en juego sumados a un fuerte lobby pro fracking han marcado el ritmo de los debates alrededor de la energía.

Sin embargo el consenso del fracking muestra algunas zonas oscuras tales como los aspectos económico-financieros de la lógica de producción de los no convencionales, las estrategias y alianzas con empresas privadas y empresas del estado, los costos ocultos, etc.

Resulta necesario generar herramientas que nos permitan mejorar el análisis crítico sobre este nuevo avance del extractivismo.

El presente trabajo se propone indagar, explorar y sistematizar información relevante sobre economía del fracking. Se abordan por una parte el desarrollo de los lineamientos que permitan sistematizar un abordaje integral de los aspectos económicos alrededor del fracking y por el otro se realiza un análisis de las principales estrategias empresariales alrededor de esta forma de extracción.

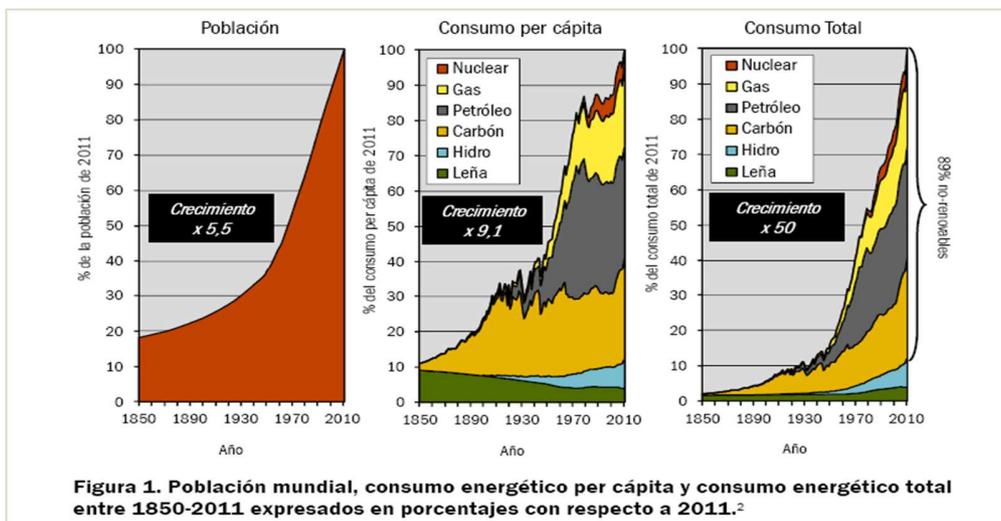
En particular, se indaga acerca de las inversiones del estado en el área y de las características de los acuerdos con compañías nacionales o extranjeras.

1.1- El contexto energético

1.1.1- Panorama mundial

El consumo energético mundial prácticamente se ha triplicado en los últimos 50 años. Más del 80% de la energía utilizada proviene de los combustibles fósiles.

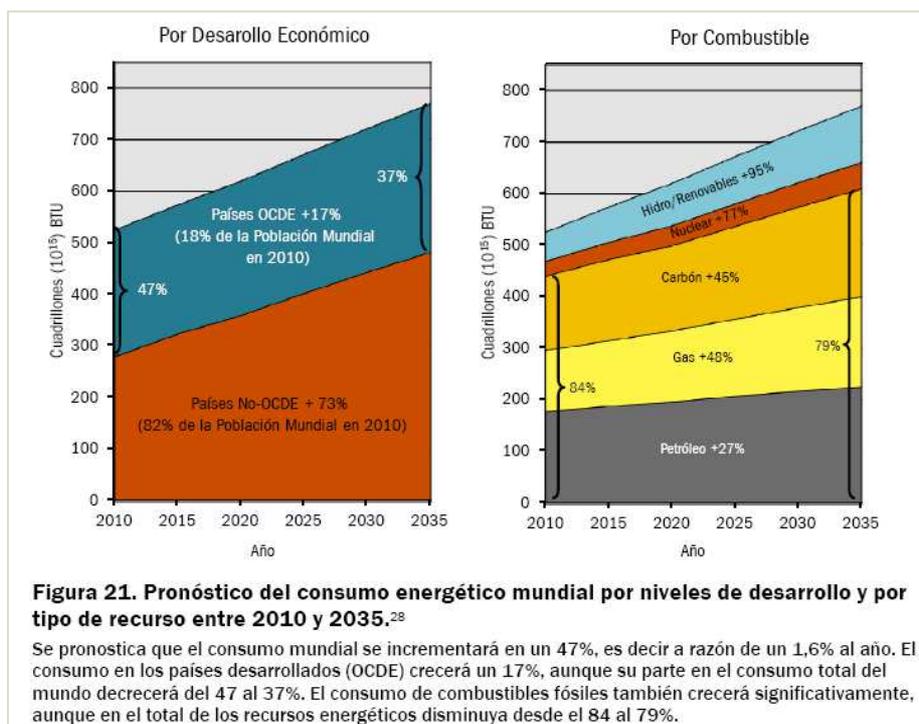
Gráfico 1: Contexto energético



Fuente: (Hughes, 2013)

Las previsiones de los organismos internacionales indican que en los próximos 25 años el consumo mundial crecerá más de un 40% y que los combustibles fósiles seguirán aportando alrededor del 80% de dicha demanda.

Gráfico 2: Escenarios de largo plazo



Fuente: (Ibid pag 24, 2013)

Se observa una disminución del peso relativo de los países desarrollados y un importante crecimiento de la demanda en los países denominados no OCDE.

Este pronosticado crecimiento del uso de energía predominantemente fósil contrasta con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de manera de intentar desacelerar el proceso de calentamiento global.

Sin dudas el tema de los pronósticos futuros resulta un tema sumamente espinoso. Los pronósticos se encuentran fuertemente asociados a sus autores. De esta manera se pueden observar escenarios crecientes con mayor o menor énfasis en la utilización de energía dependiendo del compromiso de los autores con el modelo de crecimiento convencional de la economía.

De los escenarios que muestran un peso mayor para la producción no convencional de petróleo se puede destacar el de la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA) que augura que en un escenario de precio alto del petróleo, los recursos no convencionales podrían aportar el 18% de la producción mundial (19,2 Mb/d).

Para el caso del gas la misma agencia prevé una tasa de crecimiento medio al 2035 del 48%

Un debate importante ha despertado la información sobre reservas de combustibles no convencionales. La información ha sido fuertemente cambiante de acuerdo a intereses geopolíticos. En general los cambios observados han sido a la baja. Esto sin dudas incrementa los riesgos especulativos alrededor de estas reservas.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA) podemos observar:

Cuadro 1: Recursos no convencionales

Región	Crudo	Gas Natural
	(miles de millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)
Fuera de Estados Unidos		
Reservas no comprobadas de Shale oil y shale gas	287	6.634
Otras reservas probadas	1.617	6.521
Otras reservas no comprobadas	1.230	7.296
Total	3.134	20.451
Incremento en el total de recursos debido a la inclusión shale oil y shale gas	10%	48%

Recursos Shale como porcentaje del total	9%	32%
Estados Unidos		
Reservas probadas: shale / tight oil y shale gas (EIA)	n/a	97
Reservas no comprobadas : shale / tight oil y shale gas (EIA)	58	567
Otras reservas probadas (EIA)	25	220
Otras reservas no comprobadas (EIA)	139	1.546
Total	223	2.431
Incremento en el total de recursos debido a la inclusión shale oil y shale gas	35%	38%
Recursos Shale como porcentaje del total	26%	27%
El mundo		
Reservas probadas: shale / tight oil y shale gas	n/a	97
Reservas no comprobadas shale / tight oil y shale gas	345	7.201
Otras reservas probadas	1.642	6.741
Otras reservas no comprobadas	1.370	8.842
Total	3.357	22.882
Incremento en el total de recursos debido a la inclusión shale oil y shale gas	11%	47%
Recursos Shale como porcentaje del total	10%	32%

Fuente: Elaboración propia con datos de (U. S. Energy Information Administration, 2013)

De acuerdo a la información de esta fuente el total de petróleo no convencional considerando reservas no probadas de petróleo y gas shale/tight, recursos no probados, otras reservas probadas y otros recursos no probados representa para el caso del petróleo un 10% del total de reservas y para el caso del gas un 32%. Un detalle de los principales países con reservas los podemos observar en los siguientes cuadros:

Cuadro 2: Principales países con recursos no convencionales

Ranking	País	Shale oil	
		(miles de millones de barriles)	
1	Rusia	75	
2	U.S.	58	(48)
3	China	32	
4	Argentina	27	
5	Libia	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	México	13	
9	Pakistan	9	
10	Canadá	9	
Total Mundial		345	(335)

Fuente: Elaboración propia con datos de (U. S. Energy Information Administration, 2013)

Cuadro 3: Principales países con recursos técnicamente recuperables

Ranking	País	Shale gas	
		(billones de pies cúbicos)	
1	China	1,115	
2	Argentina	802	
3	Argelia	707	
4	U.S.	665	(1,161)
5	Canadá	573	
6	México	545	
7	Australia	437	
8	Sudáfrica	390	
9	Rusia	285	
10	Brasil	245	
Total Mundial		7,299	(7,795)

Fuente: Elaboración propia con datos de (U. S. Energy Information Administration, 2013)

Se debe prestar atención al hecho que los recursos indicados se clasifican como “técnicamente recuperables”. Esto quiere decir que podrían extraerse con las técnicas disponibles a la fecha. De ninguna manera esto implica su viabilidad económica de por sí.

El desarrollo de las técnicas no convencionales ha tenido su mayor desarrollo en Estados Unidos en donde en el año 2012 la producción doméstica de gas no convencional alcanzó el 40% de la producción de gas y el petróleo no convencional alcanzó el 20% de la producción total.

En dicho país, en los últimos 30 años, la producción energética se incrementó un 16% mientras el consumo creció un 29%. Esto incrementó en tal período las importaciones energéticas. La recesión comenzada en el 2008 marcó un descenso en el consumo de energía a lo que se debe sumar un mejoramiento en las condiciones de eficiencia en el uso.

En el año 2012 el 42% del consumo de petróleo fue sostenido con las importaciones. Sin embargo las importaciones netas disminuyeron producto de la exportación de derivados excedentes a causa de la disminución de la demanda doméstica. La producción de petróleo en Estados Unidos presentaba, hasta la aparición de los no convencionales una ley decreciente. Luego de alcanzar un mínimo en 2008 la incorporación de la producción no convencional produjo un crecimiento del 24% luego de dicho mínimo. Sin embargo las características de la producción es concentrada y además muestra la necesidad de renovar anualmente el 40% de la producción para

sostener el nivel, debido al rápido declive de los pozos. El pico de la producción de petróleo no convencional se encuentra cercano y es probable que el ciclo del mismo no supere los diez años (Hughes, 2013).

En el caso del gas se observa un crecimiento de la producción, a pesar de ello, en el año 2012 se seguía importando aproximadamente un 8% del gas necesario para el consumo. La producción de gas convencional está en declive y crece la producción de gas no convencional que compensó con creces a aquella y permitió alcanzar valores records de producción de gas. A este ritmo de producción las reservas de gas no convencional han sido estimadas por la Agencia de Información de Energía (EIA) en 24 años. Así mismo sostener el nivel de producción requiere de ingentes inversiones para sostenerlo. En cuanto a los pronósticos, tanto la Energy Information Administration (EIA) como la International Energy Agency (IEA) estiman un crecimiento del consumo de energía en el 2035. En el caso de la EIA este incremento sería del 47% respecto al 2010 y los combustibles fósiles seguirán representando aproximadamente un 80%. Queda claro que el desarrollo de escenarios futuros se encuentra afectado por los intereses de las instituciones desarrolladoras o auspiciantes.

Para el caso de Estados Unidos, de acuerdo a los pronósticos de la EIA en el año 2040 y pese a una pequeña disminución del consumo de petróleo deberá importarse el equivalente al 32% de dicho consumo. A diferencia del petróleo la EIA espera que en el año 2040 y en función del crecimiento de la producción de gas no convencional se exporte el 11% de la producción de gas.

De cualquier manera, esta información debiera ser analizada en mayor detalle ya que existe una fuerte historia de sobrevaloración de las reservas y la producción por parte de la EIA que luego no se condice con la realidad.

1.1.2- Contexto nacional

En las décadas de los 60' y 70' la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), bajo la órbita estatal, descubre los yacimientos Puesto Hernandez y Loma La Lata, perforando las formaciones de Vaca Muerta y Los Molles (ricas en hidrocarburos no convencionales). La ausencia de conocimientos y tecnologías de ese período histórico vuelven inviable explotar esos recursos.

En la década de los 80' Estados Unidos comienza a diseñar estrategias para la extracción de los no convencionales, bajo novedosas técnicas de viabilidad económica. En 1997 se realiza la primera perforación con la técnica conocida como Fracking en Estados Unidos.

En la década de los 90' en Argentina, con el auge de las privatizaciones de las empresas del Estado, YPF pasó a manos privadas. Argentina alcanzó su pico de producción de petróleo, con 135 MMm³/d. en el año 1998. El pico máximo de producción de gas en Argentina, con 143 MMm³/d. fue alcanzado en el año 2004.

En el año 2005 entra en producción comercial el primer yacimiento de no convencionales, se trata de Barnett Shale en Texas, Estados Unidos.

A partir del año 2008 con la baja de la producción de gas se inició la importación en escala importante de gas natural licuado (GNL) en Argentina. La importación creció un 844% en cuatro años. Por su parte, entre 2010 y 2012 la importación de gas natural de Bolivia se incrementó en un 166%, pasando de 1,8 MMm³/d a 4,8 MMm³/d (Scandizzo, 2014)

En el marco de la creciente importación de Gas Natural y GNL en 2010 YPF-Repsol realiza la primera perforación de shale gas en Loma La Lata. Así queda inaugurada oficialmente la etapa de hidrocarburos no convencionales en Argentina. (Scandizzo, 2014)

En el año 2011 la EIA publica una evaluación preliminar de los recursos de shale gas en regiones fuera de Estados Unidos (donde se incluye información para Argentina). Se postula que Argentina posee 774 Tcf (27.000 MMm³).

En Mayo de 2012 YPF es nacionalizada, quedando el 51% del paquete accionario en manos de los Estados Nacional y Provinciales. Hasta finales de 2012, en Argentina ya se habían perforado 72 pozos no convencionales, 67 en Vaca Muerta con la siguiente secuencia: 2010, 2 pozos; 2011, 32 pozos; 2012 33 pozos.

En 2013 la EIA actualiza el informe del año 2011 y señala que Argentina tendría unas reservas de 802 Tcf de recursos no probados, técnicamente recuperables de gas natural (equivalente a 21.659 MMm³). Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales (estimadas en 323 miles de millones de m³ de gas natural y 394 millones de m³ de petróleo a diciembre de 2011, dato de la secretaría de energía).

En el mes de Julio de 2013 se firma un Acuerdo entre YPF y Chevron, se trata de un proyecto de inversión con la finalidad de extraer conjuntamente recursos de hidrocarburos a través de técnicas no convencionales en la provincia de Neuquén. Más precisamente en Loma La Lata Norte y Loma Campana. El acuerdo contempla la perforación de más de 100 pozos, y un desembolso por parte de Chevron de U\$S 1.240 millones.

En Agosto de 2013 se publica un documento del departamento de Economía Energética de la Fundación Bariloche, elaborado por Nicolás Di Sbroiavacca (2013). En el mismo se mencionaba que en el informe que la IEA elaboró para la Argentina se estimó el volumen de shale gas recuperable sobre el total de las reservas in situ con un factor de recuperación del 25%. Pero según la literatura más reciente donde se evalúan las experiencias de pozos de Estados Unidos como Barnett, Marcellus, Haynesville, Fayetteville y Eagle Ford, los cuales se utilizaron como equivalentes a Vaca Muerta en lo que respecta al comportamiento de la producción para el informe de la IEA, las tasas de recuperación observadas en el caso del shale gas se ubica en promedio en el 6,5%, con un rango que va del 4,7% al 10%. Por lo tanto, si actualizamos las reservas argentinas a esta tasa de recuperación, que se ajusta más con la realidad, entonces resulta que: en vez de disponer de 802 TcF, se dispone de 211 TcF (5.694 MMm³). Esto equivale a 18 veces las reservas probadas actuales de gas del país (no de 67 como se mencionaba anteriormente).

A su vez, aún quedan por explorar el potencial de yacimientos de gas convencional en el país. De ser así, las estimaciones de United State Geological Survey (USGS) del año 2000 ascenderían a un valor de 1.217 MMm³. De este modo, las reservas de no convencional sobre convencional que se pueden estimar en una relación de 18 a 1, bajarían a un relación de 4,6 a 1.

Los antecedentes de shale en Estados Unidos demuestran que aún existe un alto grado de incertidumbre sobre predicciones de los volúmenes reales extraíbles de cada formación geológica.

Cuadro N° 4

Reservas y Recursos de Petróleo y Gas Natural (en millones m³ equivalente de petróleo)

	Petróleo		
	Convencional	No Convencional	Sub-Total
Reservas Probadas	393	4.285	393
Reservas Probables, Posibles y Recursos Potenciales	350		4.635
Total (millones m³ eq.petroleo)	743	4.285	5.028
Total (%)	3%	15%	18%
	Gas Natural		
	Convencional	No convencional	Sub-Total
Reservas Probadas	323		323
Reservas Probables, Posibles y Recursos Potenciales	1.217	21.659	22.876
Total (millones m³ eq.petroleo)	1.540	21.659	23.199
Total (%)	5%	77%	82%

	Total
Reservas Probadas	716
Reservas Probables, Posibles y Recursos Potenciales	27.511
Total (millones m³ eq.petroleo)	28.227

Fuente: Elaboración propia con datos de Di Sbroiavacca (2013)

En septiembre de 2013 se concreta el Acuerdo de Inversión de YPF con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. por un monto total de U\$S 188 millones (de los cuales Dow aportará U\$S 120 millones) destinados a la explotación conjunta de hidrocarburos no convencional en Neuquén, más precisamente en El Orejano. En Diciembre del mismo año se concreta la segunda instancia de las inversiones de Chevron tras el desembolso de los restantes U\$S 940 millones

A principios de 2014 en el discurso presidencial de Cristina Fernández el día 26 de febrero de 2014, la presidente anunciaba que “La Agencia de Información Energética de los Estados Unidos estableció que la Argentina es la cuarta reserva mundial de recursos de petróleo shale (...) con 27 mil millones de barriles, y la segunda reserva mundial de gases no convencionales detrás de China, con 145 mil millones de barriles equivalentes. Estos recursos representan –escuchen bien las cifras– 123 años de consumo en petróleo y 410 años en gas. Y el 41 por ciento se concentra en el yacimiento de Vaca Muerta. (Aplausos)”. De esta manera, en Abril de ese año comienza la tercera fase del proyecto, en la cual se encuentran 18 equipos de perforación, extrayendo 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios. A partir del mismo periodo se han firmado acuerdos de inversión para la exploración conjunta del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Nambueña (Neuquén).

Paralelamente durante el año 2014, a partir de Junio, comienza un descenso del precio internacional del petróleo que rondaba U\$S 115 el barril. Las causas de este descenso son múltiples no resultando sencillo encontrar alguna como determinante.

En Agosto de 2014, YPF firma un acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn Bhd, para desarrollar recursos no convencionales a través de una inversión conjunta de U\$S 550 millones en el área La Amarga Chica (Neuquén), de los cuales la empresa malaya aportaría U\$S 475 millones, e YPF los restantes U\$S 75 millones. Proyección: En total se prevé llegar a perforar 1.500 pozos, y en caso de continuar con los diversos proyectos, se prevé una inversión estimada en U\$S 15.000 millones para el año 2017.

En el marco internacional de la baja del precio de crudo, en Noviembre de 2014 en la reunión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Arabia Saudita y sus aliados reconocieron que si retenían su producción petrolera para mantener el precio sobre los u\$s 100,

estarían permitiendo una mayor expansión del petróleo no convencional. Además, Arabia Saudita y la OPEP tendrían que recortar una vez más su producción a modo de compensación. Lo que sucedería es que la OPEP seguiría perdiendo su cuota en la producción petrolera mundial. En lugar de ello, decidieron no retener la producción sino sobre-ofertar para bajar el precio y ver si eso vuelve parte del petróleo no convencional inviable. Así entonces en enero de 2015 el barril del petróleo alcanzó una baja histórica hasta alrededor de U\$S 48 el barril.

Durante la mayor parte de los últimos seis años, el precio del petróleo ha superado los u\$S 100 por barril y eso es lo que en realidad ha permitido a las corporaciones expandir de manera rentable la producción de petróleo no convencional de Estados Unidos y en las arenas bituminosas canadienses. Con la caída del precio internacional del petróleo ya se observan recortes en las inversiones en petróleo no convencional, lo cual desacelerará su crecimiento. O en el peor de los casos lo que está sucediendo en Estados Unidos es un vuelco de las grandes compañías petroleras a la actividad especulativa financiera para hacer rentable la actividad, lo cual como algunos indican está generando una nueva burbuja financiera.

En este marco, Bob Dudley, director ejecutivo de la British Petroleum (BP), declaró el 3 de febrero de 2015 que los precios podrían bajar mucho más durante varios años. Dijo que, en su opinión, los países miembros de la OPEP han decidido probar el mercado para ver si los productores de esquistos bituminosos en Estados Unidos, en particular, y los que producen a mayores costos, en general, seguirán produciendo petróleo si los precios permanecen por debajo de U\$S 100 el barril.

La historia de la industria petrolera sugiere que es solo un ciclo; que los precios subirán de nuevo y que, en ese momento, el petróleo no convencional volverá a ser rentable y se lo desarrollará. Esta vez la razón para creer lo contrario podría ser la velocidad con que se están desarrollando energías limpias alternativas a los combustibles fósiles. En particular, las fuentes de energía renovable, como la eólica y solar crecen a tasas muy rápidas. Se usan para generar energía eléctrica y térmica (para el caso de la solar), en muchos países, ya son más económicas que fuentes convencionales de energía, como el carbón y el gas natural. Muchas estimaciones dicen que en 10 años serán más económicas en la mayor parte del mundo. Teniendo a favor además que el sol y el viento no son bienes escasos, finitos y limitados como sí lo son los combustibles fósiles, cuyo precio y abastecimiento, como vemos, se ve condicionado por las contingencias de la geopolítica internacional. El petróleo, en contraste, no es tan utilizado para generación de energía eléctrica en nuestro país, sino principalmente en el transporte. De manera que no se vería afectado

directamente por energías renovables, como la eólica y la solar. No obstante, sí se ve afectado directamente por combustibles de transporte más limpios, de los cuales el sector que más rápido ha crecido a nivel mundial es el de los vehículos eléctricos y los agrocombustibles (biodiesel y bioetanol). Los vehículos eléctricos y las energías renovables están creciendo rápidamente debido a la presión del movimiento contra el cambio climático sobre los gobiernos y los resultantes incentivos políticos. A su vez si incluimos otras externalidades, que actualmente son costos ocultos y/o subsidios hacia la industria petrolera, la competitividad de las energías renovables crece aún más.

Por otro lado el complejo hidrocarburífero significa la principal renta de exportación de algunos países y la principal importación para otros, lo cual lo convierte en un elemento central de las balanza comercial de unos y otros. Pero la volatilidad del precio internacional dificulta las planificaciones en el mediano plazo. Es dentro de este devenir, de esta fluctuación de precios y en el marco de la actual coyuntura, que analizaremos, lo que consideramos ventajas y desventajas de esta apuesta que en Argentina se está desatando por la explotación del gas y petróleo no convencional.

2- Algunos aspectos económicos-financieros alrededor del fracking

La reciente baja del precio internacional del petróleo y la decreciente productividad de los pozos de petróleo no convencional, está poniendo serios límites a la rentabilidad de esta actividad. Los grandes capitales de inversión que apostaron a estos desarrollos no están dispuestos a reducir sus tasas de ganancia, ante lo cual hay un vuelco o complementariedad entre la ganancia vinculada a la

producción y la ganancia vinculada a la especulación financiera y la venta de acciones de estas empresas en el mercado bursátil.

Entre las noticias recientes que se pueden leer en foros, blogs, periódicos digitales y otras fuentes, merece especial atención el informe elaborado en el año 2013 por Deborah Rogers (Rogers D. , 2013) del Energy Policy Forum titulado “Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas prices orchestrated?”

En este informe se llega luego de un recorrido analítico a las siguientes conclusiones:

- Wall Street impulsó el frenesí de perforación de gas de esquisto, que dio lugar a precios inferiores al coste de producción y se benefició [enormemente] de las fusiones, adquisiciones y otras comisiones financieras.

- De acuerdo con los datos de producción reales presentados en varios estados, las compañías de gas y de petróleo de esquisto en EEUU han sobrestimado las reservas por lo menos en un 100% y hasta un 400-500% en algunos casos.

- Los pozos de petróleo de esquisto siguen las mismas tasas de declive acelerado y baja eficiencia de recuperación observada en los pozos de gas de esquisto.

- Recientemente, la industria está demostrando desinterés por participar en la inversión de esquisto, abandona los proyectos de oleoductos, y los proyectos de riesgo compartido (UTES), a pesar de su retórica pública que proclama que los esquistos van a ser una panacea para la política energética de EEUU

- Se está poniendo un gran empeño en la exportación para conseguir mejores precios internacionales con los que apuntalar los balances debilitados por los activos de esquisto. La industria busca en la exportación conseguir el diferencial entre los precios nacionales e internacionales en un esfuerzo por apuntalar los balances desequilibrados de las inversiones en activos.

- Es imperativo que se estudie a fondo y de forma independiente lo que está sucediendo para evaluar el verdadero valor de los activos de esquisto, principalmente porque la política tanto a nivel estatal como federal se está aplicando basándose en proyecciones de producción que son abiertamente optimistas (y por lo tanto poco realistas) y los pozos que están produciendo tienen un rendimiento mucho más bajo de los que se había proyectado.

- El precio del gas natural ha caído debido principalmente a la gran sobreproducción causada para cumplir los objetivos de revalorización de las acciones junto al exacerbado apalancamiento imprudente que incentivó la producción para satisfacer la demanda prevista por los analistas financieros.

Son muchas las voces que remarcan que se utilizó el fracking como excusa o argumento para, en realidad, hacer un buen negocio financiero. En su informe, Deborah Rogers, para evitar ser la única vos cita varias fuentes que señalan este problema, así por ejemplo:

El Banco de la Reserva Federal de Dallas, señaló en su Informe Anual de 2011 acerca de las instituciones financieras titulado "demasiado grandes para quebrar" que: *"La codicia llevó a que algunas mentes jurídicas innovadoras sobrepasaran los límites de la integridad financiera con entidades que ocultaban sus balances reales y otros artificios contables. Tales prácticas, que no eran necesariamente ilegales, eran ciertamente engañosas, al menos esa es la conclusión de muchas investigaciones posteriores a la crisis"*¹ Esas similitudes se pueden ver ahora en el caso de los operadores de esquisto. En este caso, Wall Street ha vuelto a ponerse al frente de la manía al poner a su ejército de analistas de ventas a promover la producción de esquisto.

En agosto de 2011, Neal Anderson de Wood Mackenzie dijo lo siguiente sobre los inversores y la exploración de esquisto: *"Parece que la comunidad de analistas de renta variable ha jugado un papel clave para ayudar a alimentar el mercado F & A de gas de esquisto, actuando como los principales animadores de los yacimientos de gas de esquisto"*²

El ocultamiento de la información real y actualizada sobre los rendimientos de las perforaciones en la producción de esquisto, se transforma en un aliado de la especulación financiera. Estados como Pennsylvania y Ohio no publican esos datos de rendimiento en el momento oportuno, lo que hace muy difícil obtener una imagen real de la historia del pozo. Rogers (2013) señala que una vez que los números de la producción de los campos comenzaban a aflorar, los operadores vendían los activos rápidamente. Eso ha ocurrido en la mayoría de los campos de esquisto de Estados Unidos. Las malas cifras de rendimiento se reconocían como un riesgo potencial al valorar el precio de las acciones de la compañía. Entre estos ejemplos se destacan los operadores del campo Barnett en Texas. Los protagonistas fueron Chesapeake Energy (vendió una parte

¹ Harvey Rosenblum, "Choosing the Road to Prosperity", *Dallas Federal Reserve Bank Annual Report 2011*, <http://www.dallasfed.org/assets/documents/fed/annual/2011/ar11.pdf>.

² Neal Anderson, "Is the Shale Gas M&A Market Ripe for a Correction?", *Oil and Gas Financial Journal* August 2011, <http://www.ogfj.com/articles/2011/08/playing-a-smart-shale.html>.

significativa de los activos Barnett), Range Resources (vendió todos sus activos Barnett), Encana, (vendió todos sus activos Barnett) y Quicksilver Resources (la empresa que intentó monetarizar todos los activos Barnett vía MLP³ o vendiendo sus activos a partir de 2011. En ese lapso de tiempo, la acción había caído desde cerca de 15 dólares a 2,50).

Otra estrategia que va en la misma senda son las fusiones y adquisiciones con empresas extranjeras. Estas fusiones y adquisiciones a nivel internacional comienzan a partir de 2009.

En el informe del Energy Policy Fórum al cual nos referimos, se enumeran algunas de estas adquisiciones, como la de CNOOC, una empresa de petróleo y gas china, la cual pagó 1.100 millones por el 33,3% de la superficie del campo Eagle Ford de Chesapeake Energy, y acordó financiar otros 1.100 por los costes de perforación. Se estima que Chesapeake ganó aproximadamente 10.237 dólares por acre, varias veces el precio original. Anadarko, también formó una UTE con la Korea National Oil Corporation, que accedió a pagar 1.550 millones por el 33% de la superficie de Anadarko Petroleum en la cuenca del Maverick en Texas. Además, BHP Billiton, la gran multinacional minera australiana, acordó adquirir Petrohawk Energy Corp, por aproximadamente 15.200 millones⁴. Además, BHP pagó a Chesapeake Energy aproximadamente 4.750 millones por sus activos de esquisto de Fayetteville, que habían perdido más del 50% de su valor 18 meses más tarde. Muchas otras transacciones se consumaron durante ese tiempo. Hacia el segundo y tercer trimestre de 2012, los activos de esquisto empezaron a caer en declive.

Luego de estas adquisiciones, a partir de julio y agosto de 2012, las malas noticias, respecto a la baja de los activos comenzaron a aflorar y voceros de compañías como Encana, Quicksilver Resources Inc., la prestigiosa British Petroleum, BHP Billiton, BG Group comenzaron a criticar este modelo engañoso que sobrevalúa la rentabilidad tecno-económica del gas y el petróleo no convencional.

³ MLP: Master Limited Partnership es una entidad que cotiza en las principales bolsas de valores de Estados Unidos y está sujeta a la misma contabilidad, presentación de informes y reglamentos que una empresa que cotiza en bolsa. Son los accionistas mayoritarios de la infraestructura energética de Estados Unidos, el control de los activos importantes que participan en el transporte, procesamiento, refinación, comercialización y almacenamiento de los recursos energéticos de la nación. Estos activos incluyen sistemas de tuberías principales que suministran productos como el gas natural, el petróleo crudo y los combustibles refinados en los mercados finales.

⁴ BHP Billiton, "BHP Billiton and PetroHawk announce Merger Agreement", July 2011, <http://www.bhpbilliton.com/home/investors/news/Pages/Articles/BHP-Billiton-and-Petrohawk-Energy-Corporation-Announce-Merger-Agreement.aspx>.

Estos señalamientos de empresas de importante trayectoria en el sector hidrocarburífero, tienen sustento sobre hechos particulares que argumentan en su favor. Entre los hechos relevantes podemos mencionar el caso de Norse Energy, que en octubre de 2011, anunció que estaba poniendo en venta parte de sus 130.000 acres del campo Marcellus en el estado de Nueva York State. Un año más tarde, en diciembre de 2012, Norse Energy no había sido capaz de vender los activos. Esto, junto con los altos niveles de deuda, obligó a Norse a declararse en bancarrota. También el caso de Oneok Inc. que planeaba construir un oleoducto en el yacimiento Bakken de Dakota del Norte, que es principalmente un campo de esquisto de petróleo. Según Energy and Capital en noviembre de 2012 la empresa experimentó pérdidas después de que su filial, Oneok Partners LP, no produjera el petróleo suficiente para justificar una inversión de 1.800 millones de dólares en la construcción del oleoducto a Bakken y por lo tanto el proyecto fue abandonado.⁵

A nivel nacional, es de notar, como desarrollamos en el capítulo sobre YPF de este informe, que las estrategias de esta empresa público-privada es similar en lo que respecta a la prioridad de hacer subir el precio de sus acciones en bolsa.

En una reciente nota publicada por Gómez Mederos (2015), miembro de la Unión de Asambleas Ciudadanas e integrante de Comisión de Medio Ambiente de la C.T.A, señala que el yacimiento Vaca Muerta se caracteriza discursivamente como un suculento yacimiento no convencional, lo cual lo ha convertido en un activo para hacer grandes negocios, de esos a que está acostumbrado el gran capital financiero. Es por esto que el 49% de YPF que no fue “re estatizado” flota en las bolsas de Buenos Aires y en Nueva York o está en manos de inversores internacionales. Entre los accionistas, figuran casi 50 entidades que mantienen una presencia minoritaria en YPF, de las cuales la mayoría de esta participación privada se apoya, fundamentalmente, en una estrategia especulativa, en la cual Vaca Muerta es Fundamental. Entre estos fondos de inversión se destacan Black Rock, un holdouts con dos millones de acciones en YPF y que suma el 0,55 % del total de acciones es uno de los tantos fondos de inversión privados. También tiene acciones de YPF el fondo de inversión con sede en Wall Street, gerenciado por Kenneth Mario Garschina, que maneja una cartera por US\$ 8.400 millones a nivel mundial, en gran medida invertidos en activos petroleros (tiene acciones de Anadarko Petroleum, una de las principales operadoras del shale de EE.UU).

⁵ Swagato Chakravorty, “Bakken Pipeline Cancellation”, *Energy and Capital*, November 2012, <http://www.energyandcapital.com/articles/bakken-pipeline-cancellation/2853>.

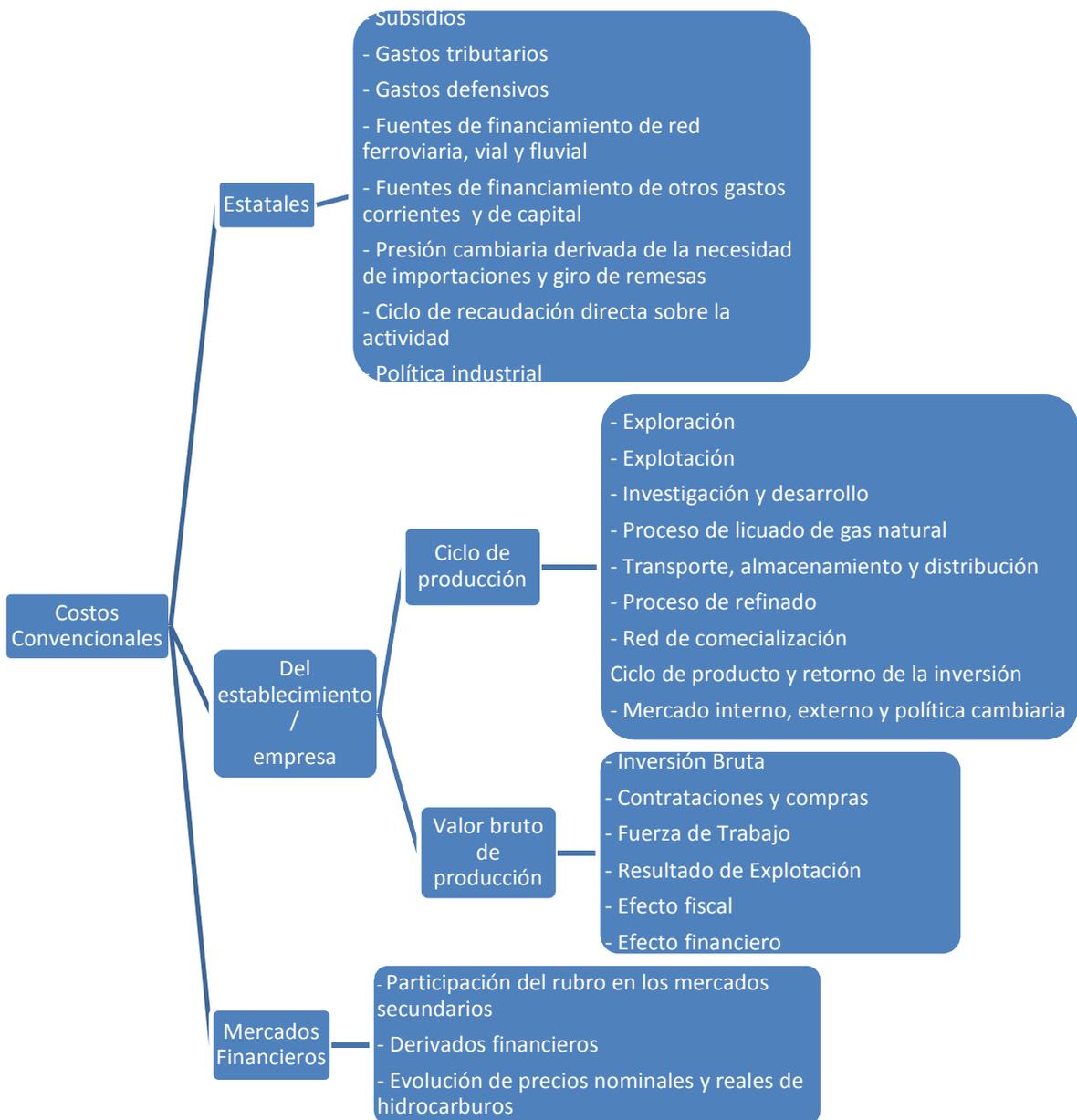
3 - Aproximación a una matriz de efectos

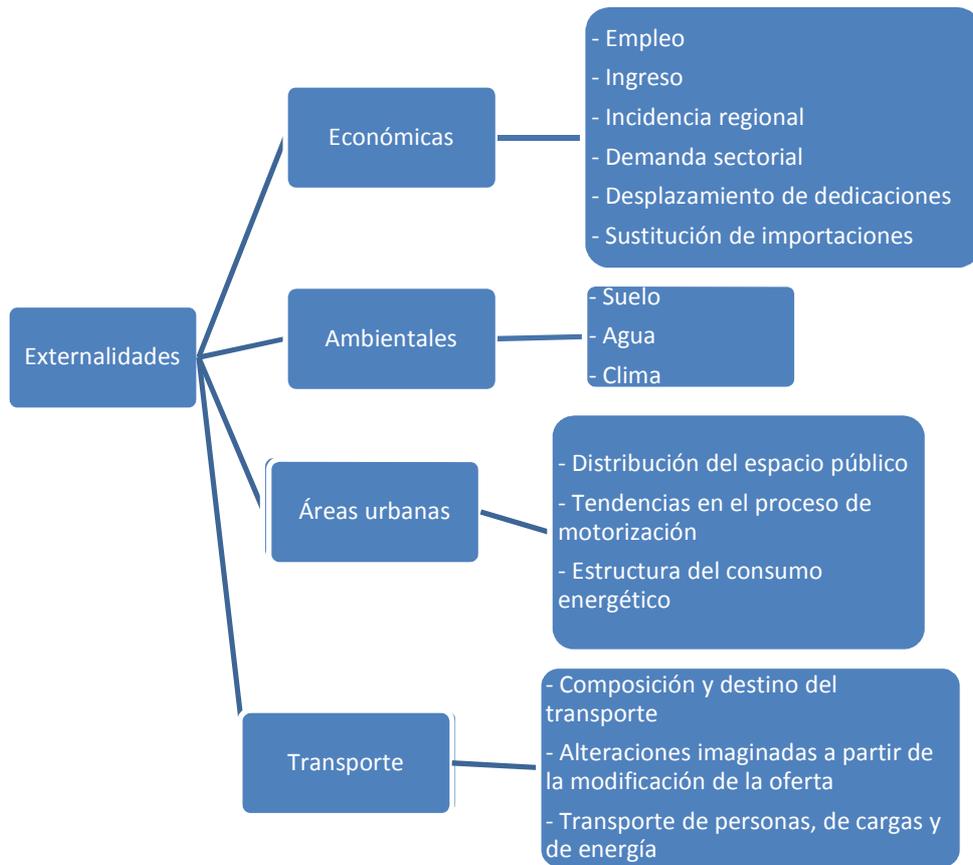
La sinopsis planteada a continuación constituye una propuesta preliminar en el camino hacia la construcción de una matriz que permita monitorear los efectos proyectados y reales derivados de la explotación de yacimientos hidrocarbúferos mediante el uso de la técnica de “fractura hidráulica” o fracking. Por lo tanto tiene carácter provisorio, sujeto a revisión, ampliación y mejora.

En principio y al sólo efecto de diferenciar la mirada convencional ampliada respecto de otra que incorpore aquello que genéricamente denominaremos externalidades, la sinopsis separa ambos capítulos. No necesariamente hay un orden de prelación ni tampoco – de existir – de carácter único, en la aparición de lo incluido en el apartado de Costos Convencionales o en el de Externalidades. Por el contrario, el señalamiento o descripción que podría sugerir secuencialidad lo es sólo a los fines descriptivos, sabiendo que – por el contrario – se trata, en general, de procesos simultáneos, concomitantes, recíprocos entre sí, de inter e intra influencia.

Utilizamos el término externalidades sólo por convención, sabiendo que no se trata de efectos ajenos sino que el análisis convencional los trata como tales, como si las mutaciones climáticas, de tratamiento de agua, efectos poblacionales, etc, pudieran ser considerados por fuera de los cambios en los estilos de producción, consumo y desarrollo de la exploración y explotación energética.

En las siguientes figuras podemos observar los elementos incorporados en una posible matriz de efectos





3.1 – Descripción conceptual sintética de la matriz:

Realizamos una descripción de los diferentes aspectos de la matriz propuesta. Algunos de estos elementos serán puestos en valor en los resultados y sobre otros se debe trabajar de manera de poder construir la información.

COSTOS CONVENCIONALES

ESTATALES

- a. Subsidios: se trata de partidas contenidas en los presupuestos de la administración nacional, administraciones provinciales y administraciones municipales o comunales, que implican desembolsos de dinero, independientemente de la fuente de

financiamiento utilizada. Pueden tener como destinatarios a empresas, hogares o esferas de gobierno sub-nacionales. Excluye todo desembolso que a tales fines hagan las empresas del estado, cualquiera sea su nivel jurisdiccional.

- b. Gastos tributarios: refiere a la renuncia total o parcial, diferimiento en la percepción o sujeción de esta a ciertas circunstancias futuras, cuyo efecto inmediato es el NO ingreso a las arcas de las tesorerías estatales de partidas previstas en gravámenes preexistentes. Refiere al efecto monetario negativo que – sobre los ingresos de la administración nacional, provinciales y municipales o comunales – posee el conjunto de beneficios otorgados a empresas, hogares, esferas de gobierno sub-nacionales u otros sujetos, actividades o de regiones. En los presupuestos se incluyen como anexos, estimando su cuantía e identificando las normas de origen que los sustentan. Tanto para subsidios como para gastos tributarios, partimos de la base conceptual desarrollada por Sergio Arelovich (2010).
- c. Gastos defensivos: esta nomenclatura refiere al conjunto de desembolsos que se efectúan para atender los efectos negativos que - sobre las personas, las cosas y/o el contexto ambiental – tienen las elecciones de estilos y líneas de desarrollo. Si bien tales gastos defensivos pueden ser desembolsados tanto por el sector público como por la sociedad civil, en este caso nos referimos sólo a los incluidos en la órbita estatal.
- d. Fuente de financiamiento de red vial, ferroviaria y fluvial: refiere específicamente a los costos derivados de la obtención de financiamiento. Ellos incluyen los intereses y comisiones, tasas de cambio, gastos de gestión, etc. Significa que ante la existencia de financiamiento interno o externo, sea en moneda local o extranjera, lo visible será la remuneración a través de la tasa de interés y sucedáneos. Ante el caso de financiamiento con recursos corrientes, esto es donde no hay tasa de interés, el efecto conlleva una sustitución de destinos. Estos pueden haber sido los que inercialmente poseían en las respectivas administraciones presupuestarias o bien los necesarios y no atendidos en función de urgencias o emergencias existentes en cada jurisdicción.
- e. Fuente de financiamiento de otros Gastos Corrientes y de Capital: se trata del mismo caso que el inciso anterior, pero consideramos necesario discriminar lo referido a la infraestructura respecto del resto de las erogaciones.
- f. Presión cambiaria derivada de la necesidad de importaciones y giro de remesas: el proceso de exploración y explotación, el que ya sabemos contará con presencia de

compañías extranjeras, abrirá un conjunto de necesidades de divisas que se sumarán a las ya existentes. Se trata de dos frentes temporalmente diferentes aunque vinculados: uno inicial que demandará inversiones o permisos de importación de maquinaria, equipo, insumos, tecnología, etc. Otro cuyo efecto se verá a partir del momento que la madurez de los emprendimientos permita la administración del giro de remesas. Este tiene a su vez dos capítulos: el primero ligado al recorte total o parcial de la obligación normativa de liquidación de divisas por operaciones de exportación. El segundo referido al giro de utilidades, royalties, derechos por knowhow o similares. Si bien no puede mensurarse a priori qué efectos tendrá este proceso, lo evidente es que sólo en un escenario de autoabastecimiento puede comenzar a ofrecer saldos positivos – por esta actividad - en el balance cambiario, léase exportaciones liquidadas menos importaciones pagadas y remesas, intereses y otros efectivizados netos. Por ello, de modo inicial, aunque no pueda determinarse por cuánto tiempo, el efecto neto sobre el balance cambiario será deficitario. Se necesitará un monto adicional de exportaciones para cubrir este efecto o bien financiamiento externo, el que implica obligaciones inmediatas por el servicio de intereses, difiriendo el aporte de mayores saldos exportables.

- g. Ciclo de recaudación directa sobre la actividad: la aparición de una nueva forma de exploración y explotación hidrocarburífera agrega un capítulo a la compleja trama de la recaudación que tiene como protagonista a la actividad energética. Quizá una de las cuestiones diferenciadoras lo es el ciclo de explotación/producción, más largo en el caso convencional que en el caso de la fractura hidráulica.
- h. Política industrial: todo consumo de energía es función de un estilo y modelo de producción y consumo de bienes y servicios. La ilusión creada a partir de la presunta cobertura de la demanda energética en base a no renovables mediante nuevas técnicas, hace permanecer la política energética en dependencia de los combustibles fósiles con todos los efectos que ello trae aparejado.

DEL ESTABLECIMIENTO/EMPRESA

La actividad del petróleo y gas suele ser presentada como la compuesta por tres dimensiones, cuales son: upstream, midstream y downstream. Ello deriva de un concepto implícito: la división entre el proceso de producción, transporte y comercialización, clasificación que tiene un sesgo

creado por la técnica contable y que se ha convertido en estrategia gubernamental durante los noventa en buena parte del sub continente, fragmentando el ciclo, independizando estrategias empresarias y quebrando la posibilidad de planeamiento a mediano y largo plazo.

Por tal motivo, la mirada que se ha ido construyendo sobre la actividad hidrocarburífera es la emergente de la búsqueda de la ganancia y no la cobertura de las necesidades. Ello se expresa en las herramientas de análisis utilizadas para evaluar y monitorear en términos cuantitativos la actividad de explotación de combustibles fósiles, a las que haremos breve referencia.

Cada una de las dimensiones incluye capítulos o secciones, tales como los que exhibimos – a título de ejemplo - en el siguiente cuadro:

UPSTREAM	Exploración sísmica
	Exploración perforatoria
	Extracción
MIDSTREAM	Licuación del Gas Natural
	Transporte
	Almacenamiento
DOWNSTREAM	Refinación del Petróleo
	Regasificación del Gas Natural
	Transporte
	Distribución
	Comercialización

Fuente: <http://www.psc.ca/business/industry-overview/> traducción y elaboración propia.

Se trata también – entre otras expresiones - de las normas contables que se utilizan tanto en los Estados Unidos como en la Unión Europea, aplicables a esta actividad. La historia de la creación de principios de contabilidad generalmente aceptados (PCGA) está emparentada con momentos clave del desenvolvimiento del capitalismo a nivel global⁶. Para ver las actuales diferencias entre los

⁶En 1929, a raíz de la crisis de expresión bursátil en Estados Unidos, su gobierno promovió una serie de normas en base a las cuales debían ser confeccionados los balances de las empresas. Si bien es la entidad que agrupa a los contadores la que lo implementó, lo hizo en línea con el conjunto de medidas de protección sistémica encaradas como consecuencia de la crisis. Su enunciado buscaba dar transparencia y certidumbre a la exposición de la situación económico-financiera de las empresas que cotizaren en bolsas. En 1939 se perfecciona la bitácora, siempre con la iniciativa de Estados Unidos, extendiendo su uso al conjunto de las empresas y a la contabilidad pública. En 1959 y 1973 se producirían novedades que no describiremos en este apartado, en un proceso en el que paulatinamente fueron incorporándose sistemas nacionales a esta iniciativa. Obsérvese que los años señalados coinciden con dos procesos globales: el primero con la consolidación del proceso de descolonización en África y la consiguiente instalación del capital extranjero en

criterios estadounidenses y europeos, si bien en rápido proceso de armonización, puede verse un interesante documento de la consultora Ernst & Young⁷, el que se dedica en especial a las normas de contabilización y valuación para las actividades de petróleo y gas.

Nuestra apertura, sin desconocer secciones y procesos específicos como los previamente expuestos, asume otro criterio clasificatorio aunque con identidades manifiestas en áreas de actividad. A continuación expondremos las dos dimensiones en base a las cuales agruparemos el conjunto de lo que denominaremos “Costos convencionales del establecimiento o empresa”, los cuales están enunciados bajo el título presentación de la matriz.

La primera dimensión es la que ve el proceso desde el punto de vista de su momento en el ciclo de producción. La segunda dimensión es su presentación económica bajo el esquema del valor bruto de la producción. Se trata de dos miradas complementarias, desde perspectivas diferenciadas.

CICLO DE PRODUCCIÓN:

- a. Exploración: comprende las actividades de búsqueda de yacimientos o su ampliación, las que más allá de estudios prospectivos, siguen requiriendo – en los actuales niveles de tecnología conocidos y disponibles - de la perforación sea en tierra firme o en espacios off shore. Y si bien se ha avanzado en la atenuación de riesgo en la búsqueda, no existen indicios indiscutidos – dada la tecnología disponible - que permitan aseverar la existencia de hidrocarburos, menos aún la dimensión del yacimiento, posibilidad, pertinencia o rentabilidad de explotación. Incluye tanto la exploración sísmica como la asentada en actividades de perforación, lo sea en espacios subterráneos o submarinos.
- b. Explotación: nos referimos a la actividad extractiva a partir de la identificación de uno o más yacimientos. Para ello y en función de los grados de dificultad para lograrlo, la tecnología disponible cuenta del uso de válvulas de extracción (árbol de navidad) y de

dicha región. El segundo vinculado con la llamada crisis del petróleo. En América Latina, las asociaciones profesionales de contadores fueron elaborando normas obligatorias de exposición de estados contables a las que se agregaron las vinculadas con la aparición - en grados importantes de permanencia - de escenarios inflacionarios. En particular sobre los estados contables de empresas dedicadas esencialmente al rubro energético y en particular al hidrocarburiífero, Estados Unidos no sólo lideró el enunciado de pautas contables y de valuación sino que – ante la ausencia de otros sistemas nacionales que versen sobre la materia – ellas son de aplicación en geografías como las de América Latina y Argentina en especial.

⁷ERNST & YOUNG.US GAAP Vs. IFRS. The basics: Oil and Gas Publicado en <http://www.ey.com>

balancines (cigüeñas o bombas mecánicas). En adelante utilizaremos indistintamente explotación o extracción aunque se trate de ésta última.

- c. Investigación y Desarrollo: incluimos bajo este título todo desembolso de dinero aplicado a los fines nominales del enunciado. Si bien cada empresa posee un área dedicada a ello, también atribuiremos como “costo de la empresa” el uso del conocimiento científico y técnico básico y aplicado desarrollado en espacios de producción intelectual financiado por cualquier ente estatal, tales como universidades, Instituto Nacional de Tecnología Industrial u otros.
- d. Proceso de licuado del gas natural: incluye el conjunto de desembolsos aplicados al primer proceso de extracción. Si bien para ello son necesarios insumos y equipamiento como los enunciados con anterioridad en esta sección, la presente etapa tiene componentes específicos que distinguiremos de aquellos.
- e. Transporte, almacenamiento y distribución: constituye una compleja red de traslado y tratamiento desde la boca de pozo hasta la puesta a disposición para su consumo. En el caso del transporte, incluye todas sus etapas tales como estaciones para bombeo, traslado a refinerías, destino a puertos, estaciones de almacenamiento, etc.
- f. Proceso de refinado: refiere al proceso de transformación del petróleo en derivados, centralmente combustibles y petroquímicos.
- g. Red de comercialización: incluye la cadena mayorista y minorista que pone a disposición – para su uso o consumo - el conjunto de productos derivados terminados. En este eslabón no se genera ningún tipo de transformación del producto, a lo sumo su fraccionamiento y envase.
- h. Ciclo del producto y retorno de la inversión: bajo este título entendemos debe analizarse el ciclo específico de cada producto a lo largo de todos los eslabones de su cadena. Ello brindaría la posibilidad de superar la mirada fragmentada entre UPS, MID y DOWNSTREAM. En términos del retorno de la inversión, la mirada convencional reduce la “rentabilidad” absoluta y relativa a la actividad principal, separándola de aquello que podríamos identificar como externalidades. Nuestro propósito es doble en este sentido: incorporar los “costos” no mensurados y no limitar la mirada a la tasa de retorno.
- i. Mercado interno, externo y política cambiaria: las políticas gubernamentales se presume intervienen en la regulación de destinos, cupos, condiciones, precios y

percepción de gravámenes. Ciertos acuerdos de inversión en la materia pueden obedecer a los criterios generales de regulación o bien estar sujetos a condiciones específicas. Estudiar estos efectos forma parte del análisis del apartado h. precedente.

VALOR BRUTO DE PRODUCCIÓN:

A diferencia de la perspectiva del proceso como ciclo de producción, la presente lo hace diferenciando las componentes desde las aportaciones de trabajo. Trabajo Anterior o condiciones materiales y tecnológicas necesarias previas para el inicio del proceso y Trabajo Actual como nuevo valor agregado al preexistente y su distribución preliminar.

- a. Inversión Bruta: bajo este nombre hablaremos del dinero, propio o de terceros (préstamos), aplicado a la adquisición, reparación o ampliación de cualquier mercancía material o inmaterial, inmueble o mueble, cuya aplicación a la actividad no se consuma totalmente en un único ciclo de producción. Aquí diferenciaremos la inversión bruta de su parte consumida o depreciación presunta. Identificamos este apartado con el capital fijo.
- b. Contrataciones y compras: en este apartado incluiremos el dinero, propio o de terceros (préstamos) utilizado en la compra de cualquier mercancía, material o inmaterial, con excepción de la contratación directa de fuerza de trabajo incluida en el próximo apartado. Se trata de partidas que se consumen totalmente en cada ciclo de producción. Incluye todo trabajo realizado por terceros aplicado a cada proceso que forme parte de la actividad. Identificamos este apartado con el capital circulante.
- c. Fuerza de Trabajo: se refiere exclusivamente al dinero utilizado para la contratación de mano de obra bajo forma evidente de relación salarial, lo fuere dentro del marco legal de la Ley 20.744 de Contrato de Trabajo o bajo cualquier figura que se presente como un sucedáneo de apariencia independiente a tiempo total o parcial. Incluye tanto las remuneraciones de bolsillo como los aportes y contribuciones a los regímenes de seguridad social, subsistema de obras sociales y riesgos de trabajo. Identificamos este apartado como el capital variable o dinero utilizado para la contratación de fuerza de trabajo.
- d. Resultado de explotación: se trata del resultado superavitario o deficitario derivado de la actividad principal, antes del cómputo de beneficios y obligaciones fiscales

devengados y aún no computando la incidencia de los resultados de las actividades de naturaleza financiera.

- e. Efecto Fiscal: incluye las partidas homólogas deudoras (egresos) y acreedoras (ingresos) que influyen en el cuadro de resultados. Incluye por un lado la incidencia de las obligaciones fiscales con los estados nacional, provinciales y municipales/comunales, por otro los beneficios recibidos, lo sean por efecto de subsidios como por gastos tributarios, según lo definido en la sección de Costos Convencionales Estatales.
- f. Efecto Financiero: incluye las partidas homólogas deudoras (egresos) y acreedoras (ingresos) que influyen en el cuadro de resultados. Incluyen tanto los egresos financieros fruto del uso de capital-dinero de terceros, sea bajo la forma de financiación bancaria, para bancaria, comercial o fiscal, como los ingresos financieros emergentes del rendimiento de activos financieros o comerciales.

MERCADOS FINANCIEROS

- a. Participación del rubro en los mercados secundarios: las empresas que actúan en el sector, dado el prestigio de la actividad y la promesa implícita de crecimiento, suelen intervenir masivamente en los mercados de valores. De este modo se transforman en un vehículo de captación de ahorro, por fuera del sistema financiero, de fondos con origen en el excedente empresario, en el ingreso personal disponible no aplicable al consumo y las opciones de colocación de fondos de inversión previsionales u otros. Ello se ve en los dos tipos de instrumentos primarios de financiamiento que utilizan: la emisión de títulos representativos de capital accionario y la de títulos de deuda de corto, mediano y largo. Ello alimenta un mercado secundario de negociación en los que también participan las empresas emisoras, hecho que ocupa un lugar relevante en la explicación de las ganancias obtenidas por estas.
- b. Derivados financieros: desde la generalización del proceso que ha complejizado el funcionamiento de los mercados financieros, se ha multiplicado la creación de alternativas de “inversión financiera” en opciones vinculadas o asociadas a una actividad principal de origen. Se trata de los derivados financieros, en este caso referido a commodities y en especial a las de origen energético.

- c. Evolución de precios nominales y reales de hidrocarburos: la reciente y brusca caída del precio del barril del petróleo en los mercados internacionales (léase WTI, Dubai o Brent) no constituye el primer episodio que muestra tal comportamiento. Caídas significativas se produjeron también en 1986, 1991, 1998, 2001 y 2008, sólo mirando el pasado reciente. Por tal razón, el análisis de precios y esencialmente de cantidades transadas a tales niveles brinda la posibilidad de evaluar impactos nominales y reales.

II - EXTERNALIDADES

ECONÓMICAS

- a. Empleo: toda actividad económica desarrollada en el ámbito mercantil genera modificaciones en el proceso de contratación de mano de obra dependiente, sea bajo cualquier marco jurídico que fuere. El fracking no es ajeno a tal regla. Se trata de mensurar tal efecto a lo largo de la cadena productiva y actividades conexas o derivadas. Ello incluye la tasa de creación/destrucción, su calidad, permanencia, condiciones de trabajo, rama de actividad, niveles absolutos y relativos de remuneraciones personales, entre otros.
- b. Ingreso: nuestro propósito en este punto es efectuar una comparación entre el input y el output en términos monetarios reales. Ello implica contemplar el conjunto de recursos monetarios que afectan ingresos y egresos tanto para la actividad principal como para las conexas y derivadas, considerando el comportamiento inter temporal de los procesos analizados y la incidencia de la no renovabilidad.
- c. Incidencia regional: las propuestas de explotación no convencional de hidrocarburos suelen ser defendidas con argumentos diversos, entre los que se encuentran los vinculados al “crecimiento y desarrollo” local/regional. Nuestra mirada se orientará a identificar tales efectos, su perdurabilidad y sostenibilidad inter-generacional, procesos que será necesario vincular con la alteración ambiental directa y emergente para otras zonas afectadas.
- d. Demanda sectorial: los diferentes procesos emergentes del inicio de las actividades, en sus diferentes etapas, habrán de expresarse en una serie de novedades en cuanto a la demanda de productos y servicios por parte de los nuevos actores. Al igual que en el

apartado anterior, la perdurabilidad y sostenibilidad inter-generacional habrán de ser perspectivas inevitables a la hora de evaluar los impactos. Ello invita a no reducir la mirada respecto del crecimiento cuantitativo de los niveles de actividad, sino a ampliarla bajo la observación de los cambios cualitativos que eventualmente provoquen.

- e. Desplazamiento de dedicaciones: en función de los sucesos involucrados en los apartados c y d precedentes, es probable que se presenten desplazamientos desde las dedicaciones laborales preexistentes a las nuevas. La pérdida de diversidad, la nueva especialización, la degradación de saberes previos en pos de los nuevos, constituye un capítulo que consideramos debe ser evaluado, teniendo en cuenta la perdurabilidad de estos y los costos emergentes de la demanda que deje de ser satisfecha con producción intra-zonal.
- f. Sustitución de importaciones: la incorporación y/o amplificación de tecnologías asociadas con los procesos de fracking, es probable que determinen la necesidad de provisión de bienes y servicios no producidos – total o parcialmente – en el país. En tal caso se traducirá en presiones importadoras que deberán ser financiadas con saldos positivos de la balanza comercial. En un escenario de restricción externa como el actual, con tendencia a la reducción de la brecha positiva entre exportaciones e importaciones, toda partida que se agregue a las compras externas participará de este proceso, agudizando el problema, eventualmente requiriendo del uso de financiación en moneda extranjera.

AMBIENTALES

El impacto ambiental emergente de la extracción no convencional de energía fósil, abarca un vasto universo. Nos proponemos evaluar – como primera aproximación – lo relativo al suelo, al agua y al clima.

- a. Suelo: incluye los cambios en su ocupación, alteraciones edafológicas, entre otros.
- b. Agua: refiere al consumo emergente y cambios en su disponibilidad, contaminación de aguas subterráneas y superficiales.
- c. Clima: contaminación atmosférica derivado de los pozos de evaporación, emisión de gases de efecto invernadero (metano, CO₂ y otros), sismicidad inducida y degradación de bienes y servicios ecosistémicos.

ÁREAS URBANAS

Los efectos presuntos que provoque el aumento de la oferta de fuentes secundarias basadas en hidrocarburos de extracción no convencional, no alterarán las tendencias actuales del desarrollo, en todo caso las profundizarán. Esto potencia las tensiones que habrán de operar en áreas urbanas, entre ellas, las siguientes:

- a. Distribución del espacio público: la necesidad de ampliación de la red vial urbana compite con la superficie de espacios verdes y de desplazamiento peatonal. La “solución” ofrecida por la construcción hacia arriba agudiza la ineficiencia energética en materia de iluminación y climatización artificiales en espacios cerrados.
- b. Tendencias en el proceso de motorización: la ausencia de planificación en materia de producción y derecho de uso/circulación de vehículos particulares y de carga en zonas urbanas, es por un lado expresión de las tensiones del apartado a anterior. Por otro, una fuente de consumo innecesario de combustible fósil que crea una demanda potencialmente reductible y/o sustituible.
- c. Estructura del consumo energético: las nuevas capacidades de oferta de energía – de no estar sujetas a regulaciones de flujo – alimentarán la tendencia de uso y consumo preexistentes.

TRANSPORTE

El creciente flujo de materiales y de personas no es expresión del crecimiento y/o desarrollo económicos sino de la búsqueda de eficacia en la obtención de ganancia por parte de las empresas proveedoras de bienes y servicios. Esto ocurre tanto en el comercio internacional como en el de nivel intra-nacional. Basado en economías de escala, genera – entre sus efectos - la eliminación de la diversidad potencial regional. Esto se expresa en un incremento del uso del transporte, dado que aquello que se consume en una zona es producido masivamente en otra. El consumo energético excedente, fruto de la consolidación de estos procesos no es susceptible de medición en los análisis convencionales. Por esta razón, consideramos relevante hacerlo.

- a. Composición y destino del transporte: refiere a los medios, tipo de energía utilizada y distancias recorridas, entre otros.
- b. Alteraciones imaginadas a partir de la modificación de la oferta: si de resultas de una mayor oferta, incluso con reducción de precios relativos, resultare un incremento de la demanda de transporte, tal efecto debiera ser medido.

- c. Transporte de personas, de cargas y de energía: relativo tanto al proceso de circulación en general como aquel derivado de la producción y distribución de energía obtenida por fracking.

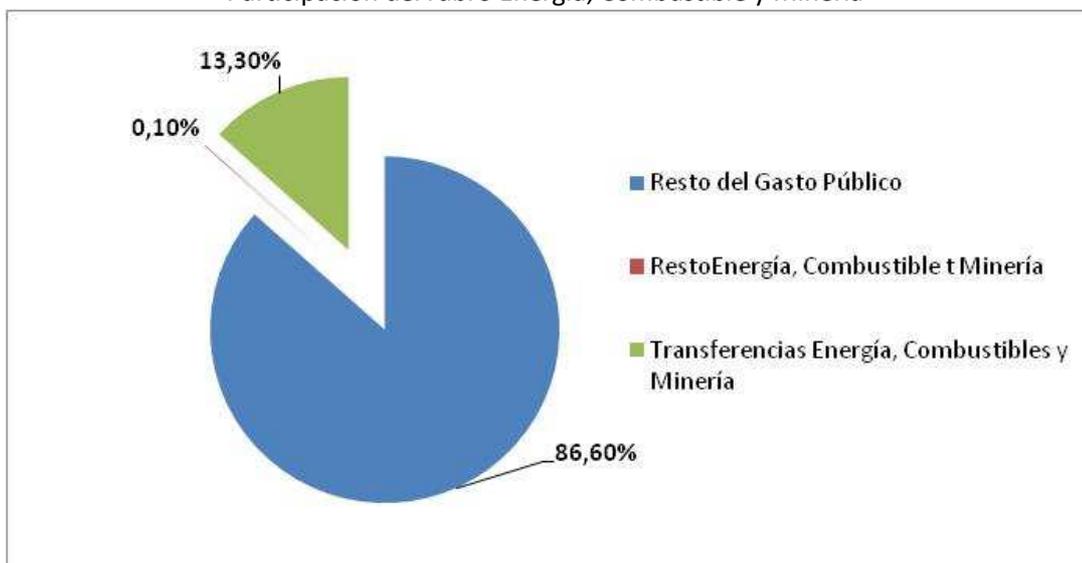
3.2 – Revisión y análisis de datos:

I - COSTOS CONVENCIONALES

ESTATALES

A los fines informativos expondremos algunos datos generales pertenecientes al presupuesto anual 2015 de la Administración Nacional. Para dicho período, el Gasto Público Total está previsto en \$ 1.251.630,2 millones de pesos, antes de deducir la coparticipación a los estados sub-nacionales. Si se lo mira desde la perspectiva clasificatoria de Finalidad y Función, el rubro “Energía, combustible y minería” explica \$ 167.580,6 millones de pesos, es decir el 13,4%. Dentro de este, el 99,2% lo será bajo la forma de transferencias, tal lo exhibe el gráfico siguiente.

Gráfico N°3
Gasto Público Total 2015
Participación del rubro Energía, Combustible y Minería



Fuente: Mensaje del Presupuesto 2015⁸ y elaboración propia

Dentro de las Transferencias Corrientes y de Capital a ejecutar en los variados destinos, por cada \$ 100, \$ 35,4 pertenecen al rubro Energía, Combustibles y Minería.

Junto al destino, es también de interés señalar – para el conjunto de las transferencias presupuestadas - el quién, esto es cuál es la jurisdicción que las administrará. El cuadro siguiente muestra tal perspectiva.

Cuadro Nº 5
Transferencias a efectivizar en 2015 por Jurisdicción Administradora

⁸ En <http://www.mecon.gov.ar/onp/html/presutexto/proy2015/mensaje/mensaje2015.pdf>

Jurisdicción Administradora	Millones de \$	Particip
Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios	122.890,8	26,2%
Obligaciones a Cargo del Tesoro	120.739,4	25,7%
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social	76.373,7	16,3%
Ministerio de Educación	57.267,1	12,2%
Ministerio del Interior y Transporte	31.503,6	6,7%
Ministerio de Economía y Finanzas Públicas	24.561,3	5,2%
Ministerio de Desarrollo Social	11.881,2	2,5%
Ministerio de Salud	11.843,7	2,5%
Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca	3.528,7	0,8%
Jefatura de Gabinete de Ministros	2.337,8	0,5%
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	2.005,9	0,4%
Ministerio de Industria	1.260,0	0,3%
Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto	889,5	0,2%
Ministerio de Justicia y Derechos Humanos	707,1	0,2%
Presidencia de la Nación	593,3	0,1%
Ministerio de Seguridad	531,7	0,1%
Ministerio de Defensa	304,9	0,1%
Ministerio de Cultura	186,8	0,0%
Ministerio de Turismo	63,5	0,0%
Poder Legislativo Nacional	31,1	0,0%
Ministerio Público	0,1	0,0%
Poder Judicial de la Nación	0,0	0,0%
Servicio de la Deuda Pública	0,0	0,0%

Fuente: Mensaje del Presupuesto 2015 y elaboración propia

a. Subsidios

Tal como hemos descripto, los subsidios estatales constituyen transferencias, son una parte de ellas. Esto significa que no toda transferencia es asimilable a lo que consideramos subsidio.

El siguiente cuadro resume las transferencias presupuestadas para el año 2015 por el Estado Nacional, clasificadas por tipo de sujeto.

CUADRO Nº 6
Transferencias Corrientes y De Capital

Transferencias Corrientes y de Capital - Presupuesto Nacional 2015			
Datos en millones de pesos corrientes			
Destino por Sector	Corrientes	De Capital	Total
Sector Privado	199.506,50	8.445,20	207.951,70
Sector Público	160.098,60	99.685,30	259.783,90
Sector Externo	1.329,70	435,70	1.765,40
Total	360.934,80	108.566,20	469.501,00

Fuente: Mensaje del Presupuesto 2015 y elaboración propia

La magnitud relativa de las transferencias, unos \$ 469 mil millones de pesos que representan 37,5% del total del Gasto Público de la Administración Nacional (GPAN) para el año 2015, obliga a

medirlas respecto de otros parámetros y a efectuar una selección dentro de la cual presumimos existen un conjunto de subsidios de diferente índole. Por tal motivo, revisaremos algunos destinos jurisdiccionales, tanto del sector privado como del sector público. Este universo de revisión, dentro del cual buscaremos subsidios, es el que se indica en el cuadro expuesto a continuación.

CUADRO Nº 7
Transferencias Corrientes y De Capital – Selección de destinos

Transferencias Corrientes y de Capital al Sector Privado - Presupuesto Nacional 2015				
Datos en millones de pesos corrientes				
Destino Jurisdiccional Seleccionado	Corrientes	De Capital	Total	%
Unidades Familiares	72.225,20	11,70	72.236,90	21,1%
Instituciones Privadas sin Fines de Lucro	20.335,40	1.289,80	21.625,20	6,3%
Empresas Privadas	106.945,90	7.143,60	114.089,50	33,3%
Total	199.506,50	8.445,10	207.951,60	60,8%

Transferencias Corrientes y de Capital al Sector Público - Presupuesto Nacional 2015				
Datos en millones de pesos corrientes				
Destino Jurisdiccional Seleccionado	Corrientes	De Capital	Total	%
Empresas Públicas no Financieras	59.681,40	29.632,60	89.314,00	26,1%
Fondos Fiduciarios	27.113,70	5.108,40	32.222,10	9,4%
Empresas Públicas no Financieras Provinciales	43,60	162,80	206,40	0,1%
Gobiernos Municipales	4.078,10	8.493,60	12.571,70	3,7%
Total	90.916,80	43.397,40	134.314,20	39,2%

Total de la Selección Sector Privado + Sector Público	290.423,30	51.842,50	342.265,80	100,0%
En % sobre el Total de Transferencias Presupuestadas	80,5%	47,8%	72,9%	

Fuente: Mensaje del Presupuesto 2015 (páginas 102 a 106) y elaboración propia

A continuación analizaremos la composición de las transferencias por destino jurisdiccional seleccionado, a fin de identificar aquellas que sean asimilables a subsidios y en particular referidos a la materia de nuestro interés.

Unidades Familiares: bajo este título, hay subsidios que están vinculados explícitamente con la materia energética y otros que no. En su mayoría son administrados por el Ministerio de Desarrollo Social, cuyos programas centrales son: pensiones a la vejez, madres con 7 o más hijos y pensiones por invalidez. De los \$ 72.236,9 reflejados en el cuadro precedente, este ministerio administra \$ 59.194,3 millones de pesos. Sin perjuicio de interpretar que parte de los subsidios percibidos por los beneficiarios puedan o no tener como destino final la adquisición de insumos de naturaleza energética, se trata de un análisis accesorio al que busca el presente documento. En todo caso eso pertenece a la órbita de los Gastos de Consumo de Hogares, adecuado al nivel de ingresos de los beneficiarios de tales programas. Dentro de los programas, en este caso administrado por el Ministerio de Planificación, se encuentra el denominado “Acciones para el Consumo Residencial de

Gas Licuado de Petróleo Envasado - Garrafa para Todos”, cuyo monto asciende a \$ 2.370,9 millones de pesos. Este programa se verá alterado por el anuncio del mes de abril de 2015 orientado a modificar el procedimiento de entrega del subsidio.

Instituciones Privadas sin fines de Lucro: no surge de la información disponible que existan subsidios vinculados directamente con el rubro hidrocarburífero. Los programas que administran son: FONTAR, FONCYT, FONARSEC y dependientes de PRESIDENCIA. Todos ellos fiscalizados y promovidos por la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica – Leyes 23877 y 25922.

Empresas Privadas: las transferencias a empresas privadas no suelen contener subsidios, sino que refieren a la compleja trama de contrataciones. La transferencia es en general entonces el pago por la construcción, armado, puesta en funciones de alguna obra o servicio. Aquello que influye sobre el costo de producción de las empresas, disminuyéndolo, toma en general la forma de algún tipo de eximición, la cual está dentro de los Gastos Tributarios. Sin embargo, el tamaño relativo de las transferencias presupuestadas al Sector Privado obliga a detenerse en su composición.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios administrará \$ 148.576,3 millones de pesos, de los cuales \$ 116.344,3 millones serán transferencias de distinto tipo. Dentro de ellas se encuentran las que tendrán como beneficiarias a empresas privadas. Del total del presupuesto de este ministerio, \$ 88.793,0 millones refieren a Energía, Combustible y Minería, si bien bajo varios programas: subsidios al consumo, obra pública, transferencias a gobiernos sub-nacionales, empresas privadas, etc. La partida individual más relevante responde al Programa N° 74 denominado “Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica” el que asciende a \$ 78.735,4 millones, esencialmente explicados por transferencias cuyo detalle no es posible construir a partir de la información disponible.

El Ministerio de Economía y Finanzas administrará un presupuesto anual de \$ 28.246 millones de pesos. De ellos, \$ 21.507,9 tendrán por destino transferencias a empresas privadas para atender Gastos Corrientes. El importe está informado bajo el Código N° 29 denominado Programa de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, cuya unidad ejecutora será la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. La composición de tal partida es la que se exhibe a continuación.

Cuadro N° 8. Transferencias a empresas privadas en 2015
Datos en millones de pesos

Programa de Estímulo a la Inyección de Excedente de Gas Natural (Plan Gas)	13.692,7
Importación de Petróleo Crudo Liviano	5.861,4
Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida	1.953,8

Fuente: Distribución por Jurisdicción/Entidad perteneciente al Ministerio de Economía y Finanzas, documento P15J50, página 12, consultado en www.mecon.gov.ar y elaboración propia.

Empresas Públicas no Financieras (del Estado Nacional): la nómina de empresas estatales que recibirán transferencias corrientes y de capital

- Empresa Argentina de Soluciones Satelitales S.A. (ARSAT)
- Agua y Saneamientos Argentinos S.A. (AySA S.A.)
- Administración de Infraestructura Ferroviaria S.E. (AIF – Ley 26352)
- Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA)
- Energía Argentina S.A. – (ENARSA)

Si bien algunas de ellas desarrollan actividades vinculadas a la energía, la información prima facie disponible no permite inferir la existencia de subsidios en materia de combustibles fósiles. No obstante, una minuciosa revisión de algunos contratos firmados por las dos últimas empresas, permitirían describir estrategias empresarias y participación en emprendimientos financiados por el tesoro nacional.

Fondos Fiduciarios: estos fueron creados al amparo de la Ley 24.441 promulgada el 9 de enero de 1995. Tal régimen lo fue con el propósito inicial de crear instrumentos jurídicos para “Financiamiento de la Vivienda y la Construcción”. La ley 25.152 bautizada de “Solvencia Fiscal”, ordenó incluir dentro del Presupuesto de la Administración Nacional, los recursos y erogaciones de este tipo de entidades, siempre que tuvieran total o parcialmente la participación del estado nacional, lo sea bajo la forma de bienes o de fondos.

Los catorce Fondos Fiduciarios nominados, tienen presupuestados para el año 2015 recursos totales por valor de \$ 44.949 millones de pesos. De ellos, el 55,6%, provendrán

de transferencias o si se prefiere aportes financiados con recursos nacionales. El detalle existente permite extraer los siguientes datos:

Cuadro Nº 9
Fondos Fiduciarios – Participación de las transferencias en los ingresos

FONDOS FIDUCIARIOS - PRESUPUESTO 2015							
Datos en millones de pesos corrientes							
Fondo Fiduciario	Ingresos Corrientes	Ingresos de Capital	Ingreso Total	Transferencias Corrientes	Transferencias de Capital	Transferencias Totales	Transferencias sobre Ingresos en %
De Desarrollo Provincial	897,5		897,5			0,0	
Infraestructura Regional	320,8		320,8			0,0	
De Capital Social	85,7	6,2	91,9	75,0	5,0	80,0	87,1%
Prom. Científico y Técnica	354,3		354,3	349,9		349,9	98,8%
Transporte Federal de Electricidad	144,1	2.034,7	2.178,8		1.980,7	1.980,7	90,9%
Sistema Infraestructura de Transporte	34.326,9	383,6	34.710,5	19.009,7	383,6	19.393,3	55,9%
Infraestructura Hídrica	2.637,1	55,0	2.692,1		55,0	55,0	2,0%
Fogapyme	13,0		13,0			0,0	
Fonapyme	21,9	205,5	227,4		205,5	205,5	90,4%
Recuperación Actividad Ovina	90,0		90,0	80,0		80,0	88,9%
Consumo Residencial de Gas	633,0	44,5	677,5	418,6	44,5	463,1	68,4%
Refinanciación Hipotecaria	59,2		59,2			0,0	
Promoción Industria del Software	37,0		37,0	37,0		37,0	100,0%
Consumo Residencial de Gas GLP	2.598,9		2.598,9	2.370,9		2.370,9	91,2%
TOTALES	42.219,4	2.729,5	44.948,9	22.341,1	2.674,3	25.015,4	55,7%

Fuente: Mensaje del Presupuesto 2015 (página 222), Planilla Anexa al artículo 13º y elaboración propia.

Tal como se desprende del cuadro, la suma de las transferencias desde la Administración Nacional a los Fondos Fiduciarios, suma \$ 25.015,4 en vez de los \$ 32.222 millones de pesos antes enunciados. La diferencia de \$ 7.206,7 millones de pesos se explica por tratarse de partidas destinadas a Otros Entes Públicos no Financieros. Por el artículo 64 de la Ley Nº 25.401 de Presupuesto Nacional 2001, se estableció este tratamiento presupuestario consistente en la inclusión de otros entes. En este caso se trata de partidas con destino al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados (INSSJP).

Las cifras sombreadas en el cuadro identifican las transferencias que, asimilables a subsidios, refieren al capítulo energético en forma directa. Ellas suman \$ 4.814,7 millones de pesos.

Empresas Públicas no Financieras Provinciales: en una nueva ronda de revisión informativa se incorporará el tratamiento vincular entre el estado nacional y las empresas provinciales productoras y/o distribuidoras de fuentes secundarias de energía, en la medida que ello permita interpelar la explotación no convencional de hidrocarburos.

Gobiernos Municipales: lo visible en nuestra búsqueda es un conjunto de acciones orientadas a establecer programas de eficiencia energética que tiene a los municipios y comunas como protagonistas, en el marco de un plan integral que administra el Ministerio de Planificación.

OBLIGACIONES EVENTUALES

Un tema especial de naturaleza no clasificable, pero fácticamente asociado a un subsidio eventual, lo constituyen los avales firmados por la Administración Nacional a favor de empresas del estado, entes binacionales u otras entidades. Se considera eventual porque se presume que la entidad avalada se hará cargo, a su vencimiento, de las obligaciones contraídas con terceros, sean estos otros estados o empresas del sector privado nacionales o extranjeras. Al 30 de septiembre de 2014, la suma de los avales registrados, valuados a su monto pendiente de cancelación, exigible o no exigible, sumaba \$ 58.034 millones de pesos. Tal información forma parte del Mensaje del Presupuesto Nacional 2015. A la citada fecha, había registrados 77 operaciones de avales otorgados por la Administración Nacional. De ellos, 31 tenían como beneficiarias a empresas del estado, en entes binacionales y en otras pertenecientes a la rama de electricidad. Hay – dentro de tales operaciones – algunas cuyo monto a vencer era conocido y otras cuya información sobre el cumplimiento de las respectivas cuotas era desconocida por la Administración Nacional al momento de emisión del Mensaje.

CUADRO N° 10 AVALES POR DEUDA A VENCER FIRMADOS POR LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL

EMPRESAS AVALADAS	MONTO EN MILES DE \$
ADM NAC ENERGÍA DE PARAGUAY	394.287
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	4.009.204
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	2.038.450
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	113.492
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	3.000.000
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	58.538
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	130.582
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	92.085
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	84.237
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	9.621
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	249.361
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	4.301
ENTE BINACIONAL YACIRETÁ	189.857
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	22.553
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	39.884
TOTALES	10.436.452

Fuente: Mensaje Presupuesto 2015, página 62 y elaboración propia

CUADRO N° 11
AVALES POR DEUDA CUYA CANCELACIÓN SE DESCONOCE
FIRMADOS POR LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL

EMPRESAS AVALADAS	MONTO EN MILES DE \$	MONEDA	MONTO DE ORIGEN
CAMMESA	770.400	USD	90.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	2.568.000	USD	300.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	6.848.000	USD	800.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	941.600	USD	110.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	256.800	USD	30.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	944.596	USD	110.350
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	795.558	USD	92.939
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	2.075.000	PESOS	2.075.000
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	298.153	USD	34.831
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	781.177	USD	91.259
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	28.428	USD	3.321
ENERGÍA ARGENTINA S.A. - ENARSA	1.027.200	USD	120.000
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	427.099	USD CAN	48.700
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	50.306	EURO	4.932
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	43.636	EURO	4.278
NUCLEO ELÉCTRICA ARGENTINA - NASA	50.306	EURO	4.932
TOTALES	17.906.259		

Fuente: Mensaje Presupuesto 2015, página 62 y elaboración propia

Este conjunto de partidas no debiera ser interpretado a priori como subsidio, pero constituye en cambio un compromiso eventual, cuya magnitud requiere ser tenida en consideración. A fines de septiembre de 2014, los compromisos avalados a vencer sumaban \$ 10,4 mil millones de pesos

y aquellos cuya atención al vencimiento desconocía el Poder Ejecutivo al elevar el presupuesto, sumaba \$ 17,9 mil millones de pesos.

Si bien no pertenece a la órbita de los subsidios, en este apartado consideramos necesario destacar que en el año 2014 el gobierno nacional efectuó una inversión financiera, incluida dentro de los Gastos de Capital del ejercicio, por valor de \$ 40.002,5 millones de pesos, destinado a la recuperación del control de YPF SA. Ello debido a la firma del Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación, celebrado entre la ARGENTINA y REPSOL S.A., REPSOL CAPITAL S.L. y REPSOL BUTANO S.A., aprobado por la Ley Nº 26.932. Claramente no se trata de un subsidio, sino de la compra del 51% del paquete accionario de la compañía hidrocarburífera de bandera. Sabemos que tal cifra traducida a la moneda del acuerdo fue de algo más de USD 5.000 millones de dólares, pero no en efectivo sino en Bonos del Tesoro, incluso con la emisión de un fondo de garantía por USD 150 millones de dólares con participación del Banco de la Nación Argentina. Patrimonialmente, el Estado Nacional es propietario de las acciones que estaban en poder del vendedor y a cambio emitió títulos de la deuda pública.

b. Gastos tributarios

El Poder Ejecutivo eleva anualmente al Poder Legislativo, el proyecto de presupuesto nacional. En el cuerpo del mensaje debe incluirse una estimación de los recursos que el estado nacional renuncia a percibir, como consecuencia de lo previsto en las normas de origen de los diferentes gravámenes o bien en regímenes especiales de promoción. La estimación sólo se practica sobre aquello que es posible mensurar. Por lo tanto queda fuera todo aquello cuya estimación es virtualmente imposible más lo que no pudo ser medido por ausencia o insuficiencia informativa. Esto significa que se trata de una estimación restringida, siempre ampliable.

Cada gravamen se ve así afectado en su recaudación potencial, en función de una política pública adoptada y contenida en normas. La adopción de tales estímulos, asociados a fines, no siempre encuentra vinculación entre ambos. Esto es: si una decisión política orientada a estimular o desestimular determinados comportamientos corporativos u hogareños no es medida en sus efectos, es difícil concluir si las herramientas utilizadas tuvieron o no y en qué dimensión el efecto buscado. La comparación entre los recursos utilizados y el monitoreo de los cambios cuali y cuantitativos operados en la realidad en la cual se pretendió intervenir, procedimiento emergente del sentido común, es sin embargo poco frecuente.

La diversidad de casos no permite homologar el enunciado de una interpretación de naturaleza homogénea sobre el conjunto de los gastos tributarios.

Esta renuncia de ingresos posee la estructura y dimensión expresada en el cuadro siguiente, referida al trienio 2013—2015:

Cuadro N° 12
Gastos Tributarios Administración Nacional

ARGENTINA: GASTOS TRIBUTARIOS ADMINISTRACIÓN NACIONAL			
Datos en millones de pesos corrientes			
IMPUESTO	2013	2014	2015
IVA	40.943,5	53.621,2	68.039,5
Imp a las Ganancias	17.573,0	27.256,0	33.635,7
Contribuciones de la Seguridad Social	9.109,1	13.583,1	20.897,5
Combustibles	5.544,5	7.941,5	9.566,7
Impuestos Internos	4.113,4	4.838,2	6.191,7
Comercio Exterior	3.760,6	3.964,6	4.425,9
Bienes Personales	377,0	516,6	658,7
Impuestos Diversos	446,3	763,0	351,0
TOTALES	81.867,4	112.484,2	143.766,7
PBI ESTIMADO (*)	3.341.834,0	4.144.247,0	4.962.709,0
GASTOS TRIBUTARIOS S/PBI	2,45%	2,70%	2,86%
VINCULADOS A LA ENERGÍA Y EXTRACTIVAS	2013	2014	2015
Diferencias de alícuota entre naftas y GNC	1.384,0	1.863,8	2.251,3
Diferencias de alícuota entre naftas y Gas Oil (autos)	1.138,4	1.421,5	1.700,8
Exención combustibles líquidos sur del país	1.096,3	1.443,3	1.740,4
Ley 23966 - reducción por incorp de biodiesel al gas oil		691,0	1.599,0
Ley 26028 - biodiesel utilizado en generación de energía		0,2	1,0
Ley 24196 - Actividad minera	908,1	1.222,4	1.443,2
Ley 26093 y 26334 - Bioetanol	1.925,8	3.212,9	3.874,2
TOTALES	6.452,6	9.855,1	12.609,9
ENERGÉTICOS Y EXTRACTIVAS SOBRE TOTAL	7,9%	8,8%	8,8%

Fuente: mensaje presupuesto 2015, página 52 y elaboración propia

Tal como puede observarse, la renuncia de ingresos que ha sido posible mensurar, explica para el trienio 2013-2015 una tasa creciente en relación con el Producto Bruto Interno, aproximándose a 3% del mismo para el último de esos años.

De ellos, hay un conjunto de ítems que refieren específicamente tanto al capítulo energético como a la actividad extractiva, en buena medida asociada a aquel. Dada la ausencia de desagregación de otro tipo de partidas contenidas en los gastos tributarios, no es posible determinar que porción de ellos también están asociadas a lo energético y lo extractivo. Por lo tanto, la

estimación que aparece en el cuadro y que dice que del total de los gastos tributarios, el referido al rubro de nuestro interés en los años 2014 y 2015 explica el 8,8%, constituye una aproximación de carácter conservador.

Si bien la renuncia de ingresos referida al área energética no pertenece con exclusividad a la extracción de hidrocarburos por medio de técnicas no convencionales, se trata del universo que los contiene.

El cuadro siguiente muestra la incidencia de la renuncia de ingresos con relación a la recaudación estimada para el año 2015, de la Administración Nacional.

Cuadro Nº 13
Gastos Tributarios Administración Nacional sobre Recaudación Proyectada

INCIDENCIA GASTOS TRIBUTARIOS SOBRE RECAUDACIÓN PROYECTADA	
IMPUESTO	2015
Recursos Tributarios Proyectados	1.110.874,5
Gastos Tributarios Totales (Impuestos)	11,1%
Gastos Tributarios - Energéticos y Extractivas (Impuestos)	1,1%
Recursos de la Seguridad Social Proyectados	379.025,6
Gastos Tributarios Totales (Seg.Social)	5,5%
Gastos Tributarios - Energéticos y Extractivas (Seg.Social)	N/D

Fuente: mensaje presupuesto 2015, página 52 y elaboración propia

GASTOS TRIBUTARIOS DE LA PROVINCIA DE NEUQUEN:

Junto al análisis de los gastos tributarios de la Administración Nacional, se hace particularmente interesante revisar lo referido a la Administración Provincial de la jurisdicción de la provincia de Neuquen. En el Mensaje del Proyecto de Presupuesto Provincial 2015, se afirma (página 10) que las perspectivas económicas de la provincia, en especial para el sector de hidrocarburos, han mejorado a partir de dos hechos: el primero la sanción de la Ley Nacional 26.741⁹ y el segundo en función de los efectos del informe de la U.S. Energy Information Administration, denominado “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, (2013), referido en particular al yacimiento Vaca Muerta.

⁹Ley sancionada en mayo de 2012, conocida como de “soberanía hidrocarburífera”, que declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y dispuso la recuperación del control estatal sobre YPF.

Al sólo título informativo podemos decir que el presupuesto provincial prevé para 2015 una recaudación – en materia de recursos corrientes – de \$ 24.287 millones de pesos. De ellos, \$ 12.978 millones de pesos – esto es la mitad - son de origen nacional: \$ 6.900 provenientes de gravámenes bajo el régimen de coparticipación federal y \$ 6.077 millones de pesos en concepto de regalías por canon de actividades extractivas. No obstante, se prevé la existencia de un “Canon Extraordinario por Producción” de \$ 1.244 millones de pesos que se sumaría a las cifras antes expuestas.

Los Gastos Tributarios estimados para el año 2015 suman \$ 512,6 millones de pesos, de los cuales pertenecen al Impuesto sobre los Ingresos Brutos \$ 346,7 millones de pesos. De la lectura del Código Fiscal promulgado por Ley 2680 – texto ordenado 2013, no surgen exenciones objetivas (referidas a actividades) vinculadas con la actividad hidrocarburífera. Ello no descarta la existencia de legislación especial u otro tipo de estímulos municipales o crediticios. Fuera de tales explicitaciones, no debe perderse de vista que el Gasto Público en infraestructura constituye otro ítem presente en este documento.

c. Fuentes de financiamiento de red vial, ferroviaria y fluvial

El presupuesto anual 2015 prevé desembolsar en concepto de inversión real directa, la suma de \$ 40.056,2 millones de pesos. De ellos, el 54% refiere a los proyectos de inversión de la Dirección Nacional de Vialidad comprendidos en la función transporte.

d. Fuente de financiamiento de otros Gastos Corrientes y de Capital

e. Presión cambiaria derivada de la necesidad de importaciones y giro de remesas

Sobre la Balanza Comercial

La balanza comercial argentina ha sufrido algunas modificaciones de relevancia viendo un horizonte retrospectivo de mediano plazo.

Cuadro Nº 14
Evolución Sintética de la Balanza Comercial

Balanza Comercial Argentina				
Datos en millones de dólares corrientes				
Año	Componente Energético	Resto de Mercancías	Balanza Comercial Total	Déficit Energético sobre Resto de Mercancías
1989	-22	5.398	5.376	0,4%
1990	663	7.613	8.276	
1991	314	3.389	3.703	
1992	666	-3.303	-2.637	
1993	849	-4.515	-3.666	
1994	1.045	-6.796	-5.751	
1995	1.360	-519	841	
1996	2.244	-2.195	49	
1997	2.317	-6.336	-4.019	
1998	1.591	-6.535	-4.944	
1999	2.275	-4.475	-2.200	
2000	3.867	-2.806	1.061	
2001	3.884	2.339	6.223	
2002	4.157	12.504	16.661	
2003	4.867	11.221	16.088	
2004	5.178	6.953	12.130	
2005	5.605	6.095	11.700	
2006	6.081	6.312	12.393	
2007	4.104	7.169	11.273	
2008	3.515	9.042	12.556	
2009	3.830	13.055	16.886	
2010	1.760	9.635	11.395	
2011	-3.115	12.846	9.732	24,2%
2012	-2.150	14.376	12.226	15,0%
2013	-5.684	13.688	8.004	41,5%
2014	-6.465	13.395	6.930	48,3%

Fuente: www.indec.mecon.ar, y elaboración propia. El año 2014 constituye una proyección con base en fuentes públicas y privadas.

La comparación entre exportaciones e importaciones de bienes es conocida por su argot técnico: balanza comercial. Si miramos lo ocurrido en la materia desde 1989, podemos observar que en los años 92, 93, 94, 96, 97 y 1998, Argentina exportó al mundo menos de lo que compró. Y que – en esos años – el déficit de la balanza comercial resultante pudo ser disminuido por la presencia de saldos positivos en el capítulo de energía y combustibles, algunos más importantes que otros. En los seis años apuntados, las exportaciones de contenido energético superaron a las importaciones. La explicación es múltiple: la recesión industrial combinada con la apertura externa y la paridad fija del peso con el dólar alentaron este escenario. Si a eso se le suma la ausencia regulatoria estatal en materia energética y el comienzo de los efectos de la privatización en el sector, aunque la

extranjerización de YPF se produjo en 1999, podemos arrimar algunas pautas que permitan interpretar los por qué.

En estos últimos cuatro años (2011 a 2014), la situación externa se ha complicado por otro lado. La pérdida de dinamismo de la relación entre exportaciones e importaciones obedece a la ausencia de un proceso de transformación industrial. Ello se debe a la ausencia de política industrial, independientemente de la existencia de algunas iniciativas individualmente interesantes y plausibles. El efecto es que el superávit comercial (excluyendo energía y combustibles) está congelado en torno de los USD 13.500 millones de dólares promedio entre 2011 y 2014. Parte de la explicación se encuentra fronteras afuera, en torno de realidades sobre las que no podemos influir. Parte de la explicación fronteras adentro: la reprimarización de la economía. Resulta que en esos años, hemos importado más energía que la que vendimos y además en volúmenes crecientes. Esto hace que si observamos la balanza comercial de todos los bienes, con excepción de los energéticos, en 2013 el superávit fue consumido en un 41.5% por el déficit energético y en 2014 en un 48.3%. O si se prefiere por cada USD 100 dólares de exportaciones netas de mercancías no energéticas, USD 48,3 lo hemos tenido que utilizar en 2014 para pagar las importaciones netas de energía y combustible.

Como este dato obliga a mirar en detalle el capítulo energético, leyendo el comportamiento de exportaciones e importaciones por separado, encontramos que la principal explicación es el crecimiento exponencial de las divisas utilizadas para las compras de energía y combustibles del exterior. En 2007 Argentina importó un 64.2% más que en 2006. Desde allí en adelante, con excepción del 2009 y 2012 - que se comportaron en línea con el escenario recesivo fruto de las crisis internacionales - las tasas anuales de crecimiento fueron altísimas, llegando a 81,4% en 2010 y a 105,6% en 2011, en una combinación de mayores precios y cantidades. Para los años 2013 y 2014 las importaciones de energéticos sumaron en promedio USD 12.000 millones de dólares.

Esto explica por qué razón el presidente de YPF, Miguel Galluccio, tiene como horizonte casi excluyente apuntar al autoabastecimiento energético, cueste lo que cueste y por la vía que sea. Dada la urgencia por atender este desequilibrio en las cuentas externas, toda discusión sobre cambios necesarios en los paradigmas de producción y consumo junto a su incidencia energética quedaría presumiblemente archivada por un buen tiempo.

Sobre el giro de remesas al exterior

A partir de octubre de 2011 el BCRA efectuó un viraje, profundizado en 2013, orientado a regular el giro de remesas de las empresas extranjeras hacia sus casas matrices. El resultado fue que se descomprimió parcialmente la presión pero trasladándola hacia otros frentes: uno de ellos es la aparición y consolidación de un mercado paralelo de divisas (dólar blue), otro la potenciación de la negociación off shore de títulos de la deuda pública (contado con liqui), por último la reaparición de conflictos sobre la determinación de las bases gravadas de impuestos, consecuencia de la manipulación de precios de transferencia (precios a los que se conciertan exportaciones e importaciones dentro de un mismo grupo económico a nivel internacional).

Sobre la Necesidad de Divisas de la Administración Nacional

Un dato adicional importante lo es el de las necesidades de divisas de la Administración Nacional. Por mandato del artículo 6º de la Ley 25.152 de “Solvencia Fiscal”, el presupuesto nacional debe contener los ingresos y egresos en moneda extranjera previstos para el ejercicio. Tal estado proyectado de flujos debe expresarse en pesos al tipo de cambio previsto para el respectivo ejercicio.

El estado nacional argentino no posee recursos propios en moneda extranjera, excepto los derivados de la tenencia de activos financieros que le permita percibir intereses o amortización realizables en divisas. En cambio posee obligaciones, fundamentalmente asociados a la deuda pública que le demandarán acceder al mercado de divisas. Desde octubre de 2011, el viraje conceptual adoptado por el BCRA, ha descomprimido la tensión entre el Tesoro Nacional y aquel, el cual es depositario o administrador de los recursos en moneda extranjera computables como reservas internacionales. Para el año 2015, se ha previsto la situación que sintéticamente exhibe el siguiente cuadro:

PRESUPUESTO DE DIVISAS DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL		
CONCEPTO	REFERENCIA	MONTO EN MILLONES DE \$
Ingresos Corrientes	1	1.616,9
Gastos Corrientes	2	-50.872,1
Resultado Económico	3 = 1 - 2	-49.255,2
Ingresos de Capital	4	91,9
Egresos de Capital	5	-4.162,6
Resultado de Capital	6 = 4 - 5	-4.070,7
Resultado Financiero Deficitario	7 = 3 + 6	-53.325,9
Fuentes Financieras	8	175.174,3
Aplicaciones Financieras	9	-91.673,2
Fuentes y Aplicaciones Financieras Netas	10 = 8 - 9	83.501,1
Total Recursos + Fuentes Financieras	11	176.883,1
Total Gastos + Aplicaciones Financieras	12	-146.707,9
Recursos menos Gastos Totales	13 = 11 - 12	30.175,2

Fuente: Mensaje Presupuesto 2015, página 199 y elaboración propia.

Los gastos corrientes, principal factor de egresos, se componen esencialmente de servicios de intereses y amortización de la deuda pública. Al no contar con recursos significativos en divisas que le permitan hacer frente a tales obligaciones, la solución viene siempre de la mano del endeudamiento público. Bajo el nombre de fuentes financieras se incluye la toma de nueva deuda y bajo el de aplicaciones financieras sus respectivas cancelaciones. Tal como se observa, el resultado financiero es deficitario, razón por la cual se requerirá de nueva deuda para atenderlo. Como se prevé tomar el equivalente a \$ 175.174,3 y deberán cancelarse \$ 91.673,2, la relación entre ambos valores excede el déficit antes mencionado. En consecuencia, habrá un sobre endeudamiento para la atención del flujo emergente, por valor de \$ 30.175,2.

4 - Evolución de los precios de los hidrocarburos en Argentina

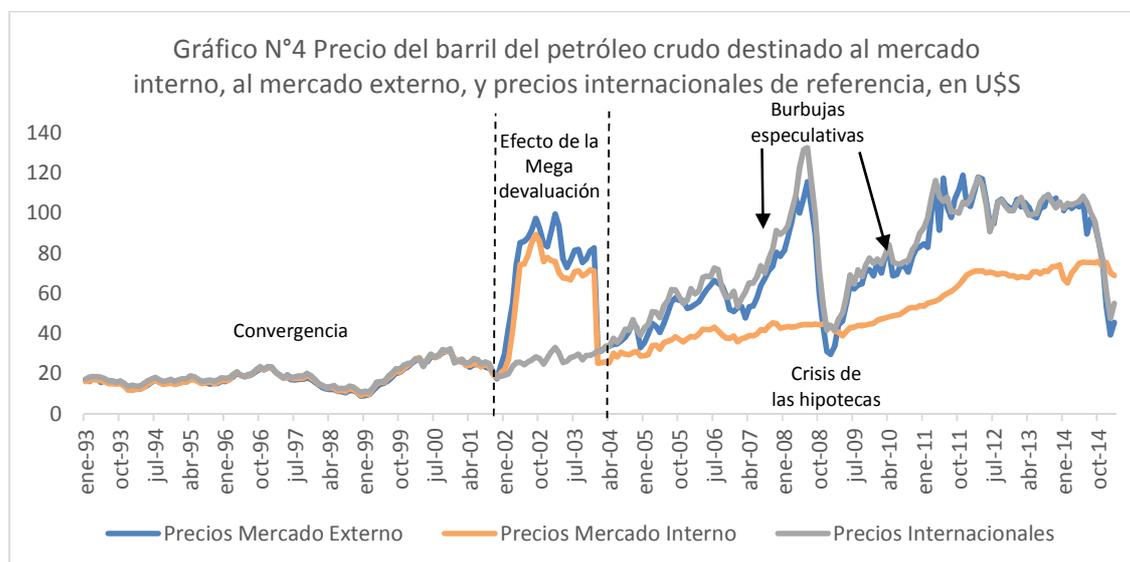
Los precios internacionales del Petróleo Crudo han evolucionado en forma creciente a partir de los años 70' del siglo XX. Este fenómeno se acentúa en la primera década del siglo XXI y principios de la actual, caracterizadas por una gran volatilidad. Esto se debe a reconfiguraciones tanto geopolíticas por medio de la invasión a Irak en el año 2003, como financieras (a través de la construcción de grandes burbujas especulativas, ya sea la "punto com" hasta 2001, la inmobiliarias hasta 2007-2008, o la llamada de los commodities). De esta forma el precio del barril giró en torno a los U\$S 17 en la década de los 90', U\$S 49 en la década del 2000, y U\$S 96 durante el comienzo de la actual. La novedad coyuntural corresponde a la caída del precio del barril tras la rotura de la burbuja de los hidrocarburos. Reflejada en la decisión de la OPEP en mantener un precio bajo y una oferta abundante (véase, Gráfico N°4).

Dicha evolución impactó de lleno en el precio del barril de Petróleo Crudo en Argentina. En la década de los 90' el precio del barril en el mercado interno no sólo reflejaba la misma evolución que el precio internacional, sino también convergían en el mismo valor. Tras la mega-devaluación del 2002 los precios que recibían las petroleras tanto en el mercado interno como en el mercado externo, eran superiores a los internacionales, propiciando ingentes transferencias hacia el sector. A partir de la llamada posconvertibilidad, los precios en el mercado interno evolucionan de la misma forma pero escindidos de los precios internacionales, es decir no convergen. Esto se debe a una decisión acertada del gobierno en instaurar a mediados de enero del 2002, el cobro de derechos de exportación por el 20% del valor, instrumento en desuso durante la década anterior (Rapoport, 2009). De ninguna forma aquí debe interpretarse que los precios del barril al mercado interno no han aumentado, sino que el nivel de precio es menor. Ya que el precio al mercado interno pasó de los U\$S 22 el barril en enero del año 2002, a los U\$S 69 en febrero del 2015.

El nuevo escenario de Crudo barato permitió al sector salir a golpear las puertas de los distintos niveles de gobiernos para sostener el precio interno del barril, por medio de una batería de medidas. Sólo así se puede entender la conjugación de precios internos estables en un escenario inestable.

En primer lugar, en términos cronológicos, la primera medida a nombrar forma parte de reclamos anteriores. De esta forma, la Resolución 1312/08 de la Secretaría de Energía reglamenta el Programa "Petróleo Plus" permitiendo acceder a créditos fiscales con el fin de disminuir el pago

de derechos de exportación siempre y cuando las empresas petroleras aumenten su producción, como así también sus reservas.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, indexmundi.com

En segundo lugar, por medio de la Resolución 14/15 y 33/15 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocaburíferas se crea el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo”. El mismo consiste en otorgar un incentivo de U\$S 3 adicionales por barril correspondiente a todo lo producido, siempre y cuando se sostengan o se aumente los niveles de producción; así también un estímulo de U\$S 2 el barril correspondiente a la exportación total para aquellas empresas que exporten, y de U\$S 3 a aquellas que aumenten dichos niveles¹⁰. En tercer lugar, dentro del marco de la reducción del 5% de los combustibles, se sancionaron el decreto 2579/2014 y el decreto 1077/2014. El primero reduce los impuestos internos al combustible en un 10%, o hasta un 20%, dependiendo el tipo de nafta. De esta forma la baja del precio se hizo en perjuicio del Estado, sin modificar el precio base de las empresas, ergo sin modificar los márgenes brutos de las empresas. Por otro lado, el segundo decreto establece una reducción de los derechos de exportación del petróleo y sus derivados. Fijando derechos al 1% del valor cuando el barril de petróleo no supere los U\$S 71, y proporciones variables a precios superiores. Cabe

¹⁰ Mecon.gob.ar, Kicillof: “Todos debemos poner nuestro grano de arena para el auto-abastecimiento energético”, 20/01/2015.

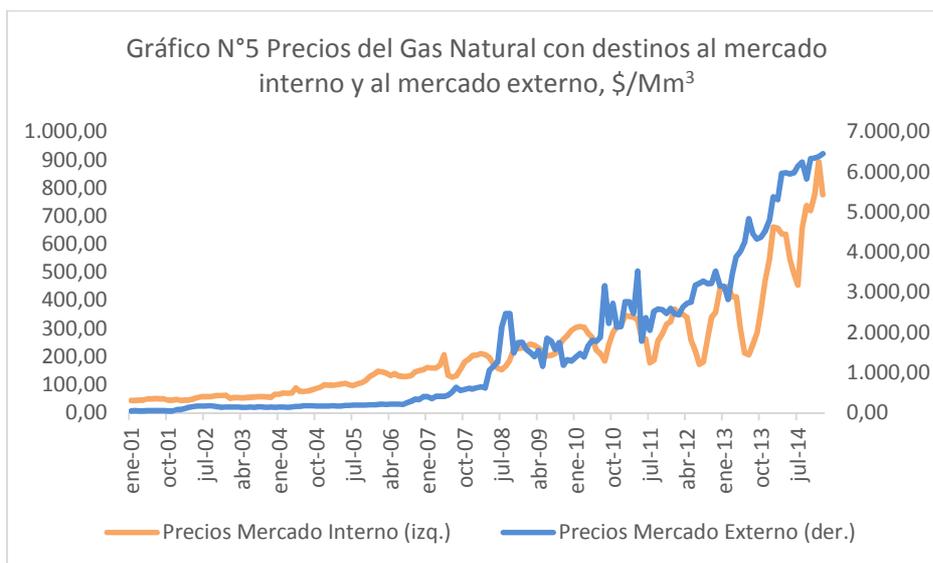
mencionar que antes de la medida los exportadores petroleros abonaban al Estado derechos exportables por el 10% del valor independientemente del precio internacional¹¹.

De esta forma, en los últimos meses, el promedio los precios internos se tornaron mayores a los precios internacionales. Mientras en diciembre de 2014 el precio internacional giró en torno a los U\$S 60, el precio interno fue de U\$S 75 el barril. Para enero y febrero del 2015 el precio internacional cerró en torno a los U\$S 47 y U\$S 55, respectivamente, mientras los precios internos fueron U\$S 70 y U\$S 69 el barril. En tanto el precio del petróleo calidad medanita (cuenca neuquina, sector de Vaca Muerta) se encuentra en niveles altos, cerrando en torno a los U\$S 76 el barril para febrero del 2015. En conclusión se están configurando ingentes transferencias de ingresos hacia el sector petrolero por medio de las diferencias de precios entre el interno y el internacional.

Por otro lado, dentro de la evolución del precio del Gas Natural también encontramos momentos diferenciados. En el periodo entre enero del 2001 y enero del 2008 el precio interno del Gas Natural se incrementó un 365%. A partir de esta última fecha el precio del Gas Natural evoluciona con gran volatilidad reflejando un incremento del 276% desde enero de 2008 a enero 2015. En tanto, el precio externo del Gas Natural ocurre cierta homogeneidad, es decir en todo momento evoluciona en forma geométrica. Mientras en el periodo entre enero del 2001 y enero de 2008 el precio se incrementó un 1.171%, en la segunda etapa aumenta un 935%. Aunque esta última también se caracteriza por un evolución más volátil (véase Gráfico N°5).

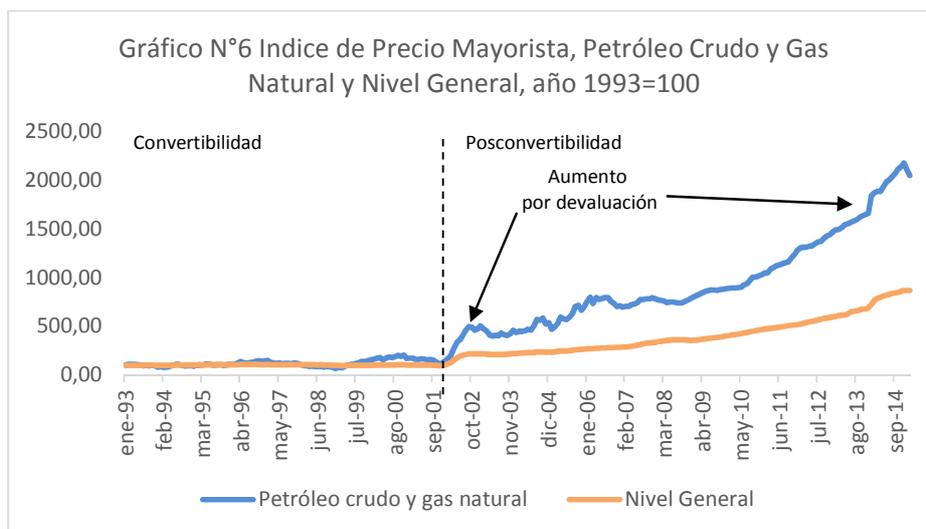
Dentro de esta línea, cabe destacar las medidas que inciden el precio del Gas Natural. Aquí habría que nombrar la Resolución del Estado Federal N° 24 del año 2008 que crea el programa denominado "Gas Plus". El cual promueve la extracción de gas a través de técnicas de recupero y fractura hidráulica, garantizando un precio de U\$S 7,5 por millón de BTU para una producción incremental destinado al mercado interno. Cuando el precio de los recursos extraídos en forma convencional apenas supera los U\$S 2,5 el millón de BTU.

¹¹ Elinversoronline.com, Publicaron los nuevos esquemas de retención a la exportación de petróleo, 2/01/2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

Por último sería relevante comparar en el largo plazo la evolución de los precios de los hidrocarburos con el resto de los precios de las actividades productivas. Por un lado cabe resaltar que en la década de los 90' el precio de los hidrocarburos se movía a la par al resto de los insumos, sin grandes sobresaltos. Sin embargo la mega-devaluación del año 2002 alteró la evolución de los precios relativos. Mientras en términos generales los precios aumentaron un 125% sólo en el año 2002, los precios de los hidrocarburos lo hicieron un 303% en igual periodo. De esta forma la estructura de precios relativos se mantiene a lo largo de la posconvertibilidad, configurándose al sector petrolero como un claro ganador del actual régimen de acumulación. En esta línea cabe resaltar que la devaluación de enero del 2014 nuevamente significó una alteración de precios relativos la cual le permitió al sector petrolero aumentar los precios a la par a la del resto de los sectores (véase Gráfico N°6).



Fuente: Elaboración propia con datos del INDEC

5 - Acerca de las estrategias ¿público?-privadas

5.1 - Plan Estratégico 2012

Luego de la recuperación de su conducción, el 30 de agosto del año 2012 YPF S.A. aprobó los lineamientos que seguirá la compañía a través del “Plan Quinquenal 2013-2017”. Tal vez lo llamativo de una primera lectura del mismo es la conjugación de elementos netamente desarrollistas propios de estrategias de 50 a 60 años atrás, reflejadas en categorías como “Plan Quinquenal”, “Inyección de capital extranjero”, “Autoabastecimiento”; con elementos propios del capitalismo contemporáneo: “maximizar el valor de las acciones”, “competitividad”, “eficiencia”, “conversión de una plataforma importadora a una exportadora”, etc. Categorías que como veremos de ninguna manera presentan incompatibilidades entre sí.

El eje primario de la política de YPF S.A. en el cual se estructuran todos los demás objetivos consiste en lograr “un crecimiento sostenido y rentable que genere valor para los accionistas”¹². Según el CEO Miguel Galuccio, por medio del Plan Estratégico la gestión “va a cuidar el valor de los accionistas que invirtieron en ella”¹³. Maximizar el valor de las acciones nuevamente aparece en la

¹² Prospecto Obligación Negociable Clase XXVIII, pág 24.

¹³ Argentina.ar, “Cristina encabezó la presentación del nuevo Plan estratégico de YPF”, 5 de junio de 2012

presentación del Plan Estratégico 2012 en la página web de YPF¹⁴. Hace unos meses se volvió a enfatizar con logros significativos: “Estamos poniendo en valor la compañía. En el momento de la estatización, la acción en la Bolsa de Nueva York se cotizaba en 14,40 dólares, mientras que el viernes había trepado a 29,80”¹⁵.

YPF es una empresa mixta con mayoría accionaria estatal, bajo la forma de una Sociedad Anónima. Por lo tanto, se hace llamativo que una empresa de mayoría estatal tenga como principal objetivo lineamientos comparables a una empresa privada. Sin embargo, las sociedades anónimas funcionan bajo el marco del Derecho Privado, conformándose su patrimonio, por acciones individuales que cotizan en bolsa (Tagliabue, 2013). En consecuencia la estructura societaria limita los objetivos que presenta una empresa estatal, reduciéndola al carácter privado. Esta situación se ha multiplicado en las últimas décadas, con innumerables ejemplos a lo largo y ancho del globo de empresas con participación estatal funcionando bajo lógicas de gestión privada (Gudynas, 2009).

Desde este punto, ninguna pata financiera tiene sustento sin una contra parte productiva. Es por ello que “YPF jugará un rol clave para que Argentina deje de ser importador neto de energía y pueda ser capaz de explotar sus recursos de hidrocarburos y convertirse en exportador y líder en el rejuvenecimiento de yacimientos maduros y en la explotación de recursos no convencionales”¹⁶. En primer lugar continúa la concepción de hidrocarburo como mercancía transable en el mercado internacional que inauguran las décadas neoliberales, marginando la lógica de recurso no renovable y escaso. En segundo lugar se desliza de un objetivo nacional, como el autoabastecimiento, en un negocio financiero ya que “[...] seremos una empresa comprometida con el crecimiento del país y la generación de valor para todos nuestros accionistas”¹⁷.

Entre los pilares en el sector de Upstream encontramos¹⁸:

1. **Impulsar el rejuvenecimiento de nuestros yacimientos maduros con el objetivo de extender la vida útil de los mismos mediante la mejora del factor de recobro.**
Incluyendo la aplicación sistemática de técnicas como la perforación de tipo “infill” (búsqueda de petróleo remanente en el reservorio a partir de nuevas perforaciones entre

¹⁴ Véase en: <http://www.ypf.com/InversoresAccionistas/Documents/Presentaciones/YPF-Plan-Estrategico.pdf>

¹⁵ Página 12, “a dos años del desembarco estatal de YPF”, 21 de abril de 2014.

¹⁶ Prospecto Obligación Negociable Clase XXVIII, pág 25.

¹⁷ Prospecto Obligación Negociable Clase XXVIII, pág 25.

¹⁸ Los objetivos mencionados se pueden encontrar en el Prospecto Obligación Negociable Clase XXVIII

pozos existentes) y la inyección de agua, geles y polímeros para recuperación secundaria y terciaria.

2. **El desarrollo intensivo de recursos no convencionales.**

3. **Optimizar el valor de la cartera de activos.** En este sentido con el objetivo de realizar compras y ventas de empresas, y áreas de concesiones. Por un lado se pretende dar prioridad a las mejoras en la eficiencia de operadores más pequeños y por otro lado nuevamente “continuar con inversiones que nos permitan incrementar el valor de nuestros activos”.

4. **Mejorar la eficiencia operativa de nuestra exploración y explotación.**

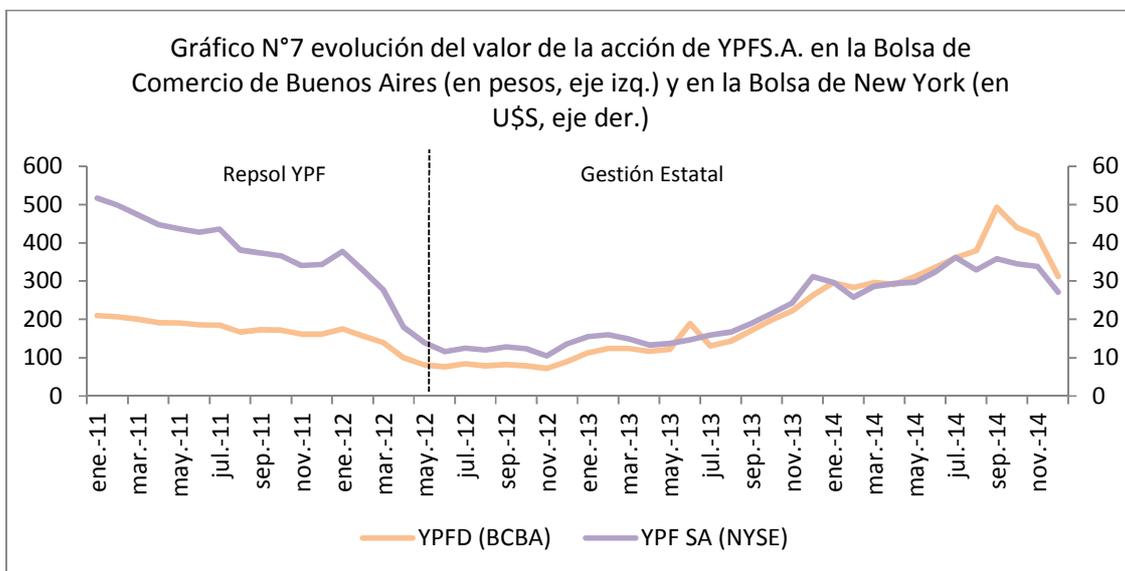
Incluyendo reducir costos de los pozos y perforaciones, como su productividad (a través de la inversión en inyección y estimulación).

Estructurado en etapas, la primera instancia del Plan Estratégico denominado de Alto Impacto 2012-2013, plantea detener el declino de la producción. Reflejando una inversión de U\$S 1.700 millones en el desarrollo de la exploración y puesta en producción de pozos de Shale. En la segunda etapa 2013-2017 se pretende llegar a una inversión de U\$S 37.200 millones en términos brutos, contando a socios del sector hidrocarburíferos. Del total se destinarán U\$S 19.600 millones para elevar la extracción de petróleo, U\$S 6.500 millones para aumentar la extracción de gas, y U\$S 8.000 millones para incrementar la capacidad instalada. Con respecto a la producción de petróleo, el 53% de dicha inversión se destinará a las formaciones de Shale, lo que significará el 27% de los 5.380 pozos a desarrollar, aportando el 46% de los 251 Mbbbl/d que se prevé incrementar en todo el periodo. En cuanto a la producción de gas se prevé destinar el 41% a las formaciones de Shale, y el 35% a los de Tight, para la perforación del 81% de los 1.160 pozos en recursos no convencionales, aportando el 59% de los 35.687 Mm³/d que se prevé producir en términos incrementales. En lo que respecta al financiamiento, U\$S 32.600 millones serán aportados por YPF, de los cuales el 70% (U\$S 26.040 millones) formarán parte de la generación de la caja propia, el 18% (U\$S 6.696 millones) por medio de financiamiento externo. Y el restante 12% (U\$S 4.464 millones) se prevé obtenerlos por medio de inversiones realizadas por los socios del rubro, sobre todo capitales extranjeros.

5.2 - Ganancias Patrimoniales

Tras el anuncio de estatización el día 16 de abril del año 2012 y la sanción de la Ley de expropiación 26.741 el 3 de mayo, el valor de la acción cayó de los U\$S 27,76 en el mes de marzo del 2012, a un piso de U\$S 10,49 en noviembre del mismo año (véase el Gráfico N°7). Aun así la

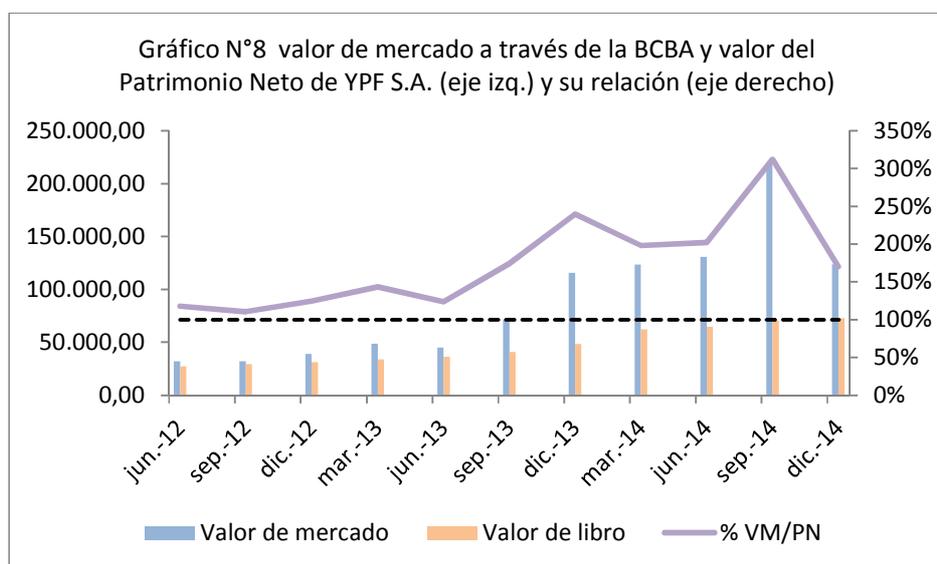
nueva gestión estatal logró revertir la tendencia a la caída del valor de la acción que se venía gestando desde el año 2011. En el año 2013 el precio de la acción pasó de costar U\$S 15,48 en enero a U\$S 31,15 en diciembre. En el año 2014 el precio de la acción se estabiliza en esos parámetros, presentando una leve caída al final del año, producto de la baja del precio internacional del petróleo (aunque el precio de la acción en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires sigue aumentando hasta septiembre de 2014). De esta forma el precio de la acción en la Bolsa de New York se incrementa un 96,46% desde mayo de 2012 a diciembre del 2014 (sin tener en cuenta la última caída del precio del crudo, el aumento del valor de la acción llegaría al 157,53% desde mayo de 2012 a septiembre del 2014). Mientras en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA) el precio de la acción trepa en un 284,87% en igual periodo (sí no se tuviera en cuenta la última caída del precio del crudo, el aumento del valor de la acción llegaría al 506,46% desde mayo de 2012 a septiembre del 2014). El valor de YPF a valores de mercado en términos de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires pasó de \$31.960 millones en mayo de 2012 a \$128.008 millones en diciembre de 2014. Valuada por la Bolsa de New York, YPF incrementó su capitalización de los U\$S 5.482 millones en mayo de 2012 a U\$S 10.670 millones en igual periodo. El 49% de las acciones de YPF en manos de los privados pasó de los \$15.660 millones a los \$60.274 millones valuada por la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, y de U\$S 2.686 millones a U\$S 5.228 millones en la Bolsa de New York en igual periodo. De esta forma la nueva gestión pudo valorizar a YPF a través del mercado por el nuevo fenómeno de Vaca muerta.



Fuente: elaboración propia con datos de puentenet.com

Esta relación se puede ver a través de la escisión del valor de la acción por encima del valor de la compañía en libros (véase Gráfico N°8). Es así como en la segunda mitad del año 2013 el valor

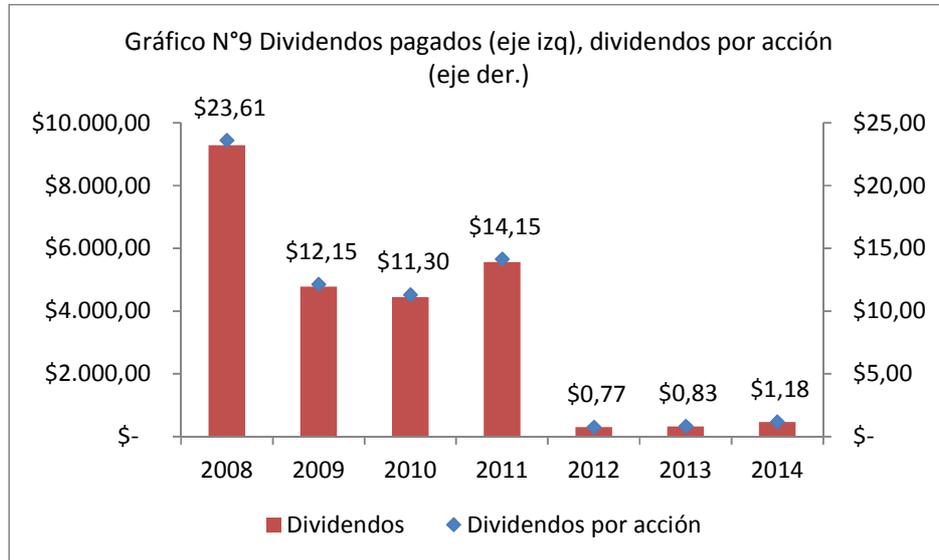
de mercado se eleva hasta un 200% del valor que figura en libros, hasta alcanzar en septiembre del 2014 un 312% del valor de libros. En este periodo YPF se pudo valorizar por el efecto de Vaca Muerta en el ámbito del mercado financiero internacional. Por otro lado ni el retroceso en el precio de la acción en el año 2011, ni el alza de 2013 pueden ser explicados por los movimientos en el precio del crudo. El mismo osciló entre los U\$S 90 y los U\$S 110, a excepción de los últimos meses del año 2014 cuando empezó a bajar, alcanzando en diciembre del 2014 un precio promedio de U\$S 60,55. Esta última variación provocó pérdidas en el valor de las acciones. A pesar del nuevo escenario internacional, el precio de la compañía en el mercado es un 70% más elevado que el valor en libros. De esta forma se puede ver que la especulación en torno al futuro de Vaca Muerta sigue haciendo mella en la valorización y en el interés financiero de YPF.



Fuente: Elaboración propia con datos de puentenet.com y balances contables de YPF S.A. varios años

A pesar del objetivo financiero, la política de dividendos de la nueva gestión está desfavoreciendo una evolución positiva del valor de la acción (véase Gráfico N°9). Mientras la gestión Repsol distribuía dividendos por acción del orden de los \$23,61 (sumando \$9.286 millones en total) en el año 2008, \$12,15 (\$4.776 millones) en 2009, \$11,3 (\$4.444 millones) en 2010 y \$14,15 (\$5.565 millones) en 2011, la realidad cambia radicalmente durante la nueva gestión estatal. En los años siguientes se pagaron \$0,77 por acción (sumando \$302 millones) para el año 2012, \$0,83 (\$326 millones) en 2013, y \$1,18 (\$464 millones) en 2014. De esta forma las ganancias de los accionistas

se centran en las ganancias patrimoniales gestadas en el aumento del valor de la acción, y no por los dividendos distribuidos.



Fuente: Elaboración propia con datos de los balances contables de YPF S.A. varios años

A partir de este punto sería interesante identificar a los distintos actores privados que han obtenido grandes ganancias patrimoniales por medio de la compra-venta de acciones de YPF S.A. Como así también identificar las transformaciones de la estructura societaria, sus causas y consecuencias, como así también las características comunes, etc.

En primer lugar, cabe mencionar la compra por parte del Gobierno Nacional del 51% del paquete accionario en manos de la multinacional Repsol por medio de la emisión de títulos públicos. La intervención llevó casi dos años hasta llegar a un arreglo. El mismo se concreta por parte de Repsol a través de un comunicado emitido el 25 de febrero de 2014, y del Gobierno Nacional con la promulgación de la Ley 26.932, el 24 abril del año 2014. El valor nominal de los bonos entregados alcanzaron los U\$S 5.317 millones. El acuerdo contemplaba un pago mínimo de U\$S 4.670 millones a valor de mercado por medio de la venta de los mismos. Si dicho valor de mercado no era alcanzado, el Gobierno Nacional se comprometía a emitir bonos complementarios por U\$S 1.000 millones, garantizándole dicho monto mínimo. Así también contemplaba un monto máximo de U\$S 5.000, del cual se preveía una devolución de los bonos si el valor tras la venta sobrepasaba dicho importe. El conjunto de bonos entregados estuvieron compuesto por el bono BONAR 2024 por U\$S 3.250 millones a una tasa de interés del 8,75% con vencimiento en 2024, el Discount 33 por un monto de U\$S 1.250 millones a una tasa de interés del 8,28% con vencimiento en 2033, el Bonar X

por U\$S 500 millones a una tasa del 7% con vencimiento en 2017 y el BODEN 2015 por U\$S 317.361.184¹⁹ ²⁰. En mayo de 2014 Repsol cobró U\$S 4.997,2 millones en concepto de la venta de los bonos argentinos emitidos. Además en el mismo mes se concreta la salida definitiva del grupo Repsol el cual poseía a la fecha el 12,34% del paquete accionario de YPF, amasando U\$S 6.308,5 millones entre las dos operaciones²¹.

Si consideramos el valor de mercado del 51% del paquete accionario de YPF a mayo de 2014, el mismo ascendía a U\$S 5.397,86 millones²², mientras que el valor en libro a junio de 2014 (mes más cercano a mayo de 2014) suma U\$S 4.105,6 millones. Aunque nuevamente si consideramos el valor de mercado al momento de concretarse la intervención en mayo de 2012, el mismo alcanzaría los U\$S 2.796,21 millones, y un poco superior a este último sería el valor en libro de U\$S 3.147,7 millones (mes junio de 2012). De esta forma el valor abonado a Repsol por parte del Gobierno Nacional está más cercano al valor de mercado de la primera situación hipotética que de la segunda, sin contar los pasivos ambientales de los que se les pretendía imputar a Repsol de forma de disminuir el valor a abonar²³. Además según el Informe Mosconi, Repsol tenía previsto valorizar las acciones de YPF por medio de Vaca Muerta para luego vender la compañía, hacerse líquido, para luego comprar activos en el resto del mundo (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Ministerio de PLanificación Federal, Inversión Pública y Servicios, 2012). Por lo tanto Repsol no se constituye como un perdedor en la operatoria, siempre que se tenga en cuenta la revalorización de YPF durante este periodo contemplado.

En segundo lugar, luego de la estatización de YPF, se multiplicaron las reestructuraciones en la composición accionaria de la misma. No solo por la adquisición por parte del Estado Nacional del 26,01%, como de los Estados Provinciales petroleros con el 24,99%. Sino también por el restante 49% en manos de los privados. En primer lugar se pensaba que la composición accionaria luego de la estatización se compondría por el 25,46% en manos del Grupo Petersen y el 6,45% en manos del Grupo Repsol (mientras el restante 17% en forma flotante). Pero esta composición accionaria duró muy poco tiempo. En junio del 2012 se concreta la salida y descomposición de las acciones en manos del Grupo Petersen. Este hecho se debe a que las compras de acciones por parte del grupo tanto en

¹⁹ Véase Télam, El gobierno confirmó que Repsol aprobó el acuerdo por YPF, 25/02/2014.

²⁰ Véase el Hecho Relevante de YPF del 9 de mayo del 2014.

²¹ Véase los Hechos Relevantes de Repsol de los días 9 y 13 de mayo del 2014.

²² Si tenemos en cuenta el precio de U\$S 26,91 por acción que consiguió Repsol tras vender al JP Morgan el 11,86% de su paquete accionario de YPF en mayo de 2014.

²³ Véase en RioNegro.com, Indemnizar a Repsol, socializar los pasivos ambientales, 22 de marzo del 2014.

el año 2008 (adquiriendo el 14,9%) como en el 2011 (tras adquirir el 10% restante) se realizaron a través de préstamos, sin desembolsar ni un centavo propio. Esta operación estuvo asociada a la estrategia del gobierno en apoyar a través de este proceso la recuperación de la empresa petrolera por “capitales nacionales”. Tras la entrada en default del grupo, los acreedores comenzaron a cobrar sus deudas. En primer lugar Repsol adquirió el 6% de la composición accionaria en concepto de deudas, acumulando el 12,4% de YPF. En segundo lugar el magnate Carlos Slim a través del Grupo Financiero Imbursa y la Inmobiliaria Carso cobró el 8,4% del paquete accionario, el Banco Itaú el 3,6%, mientras el resto se repartió entre el CreditSuisse, BNP Paribas, Citi y Standard Bank. Sin embargo, a pesar que se podría considerar al Grupo Petersen como un claro perdedor durante esta etapa. El 8 de abril del 2015 Petersen Energía Inversora, S.A.U y Petersen Energía, S.A.U. (empresas quebradas) demandaron tanto a YPF S.A. como a la República Argentina ante la corte de Nueva York, por considerar irregular el proceso de estatización. Según los argumentos de los demandantes, el poder ejecutivo no realizó una oferta pública al resto de los accionistas, concentrándose sólo en la tenencia de Repsol. Sin embargo la demanda no especifica una compensación específica, y deja abierto este punto²⁴. Por otro lado destacar el hecho que el litigio fue vendido al fondo de inversión Burford Capital LLC, empresa con sede en el Estado de Delaware²⁵, dedicada a la industria del litigio corporativo²⁶.

Nuevamente en el año 2014 se concretan ciertas reestructuraciones en la composición accionaria de YPF por demás novedosas. Por un lado encontramos la ya mencionada salida del Grupo Repsol. Por otro lado en agosto de 2014 el magnate húngaro Soros se convierte en el cuarto accionista en importancia al elevar su participación al 3,5% de la composición accionaria, adquiriendo 8,47 millones de acciones. Perry Capital y Third Point LLC también aumentaron significativamente sus tenencias accionarias durante el segundo trimestre, mientras Lazard Ltd vendió 2,3 millones de sus acciones para reducir su participación hasta el 4,38%²⁷. Sin embargo durante los meses siguientes a la caída del precio del petróleo, algunos inversores comenzaron a desprenderse de parte de su composición accionaria. Soros redujo su participación al 3,4%, Third Point a menos de 1%, y Perry Corp. a 1,2%. El más reciente desprendimiento es llevado a cabo por

²⁴ Información provista del balance consolidado del primer trimestre de YPF de 2015, pág. 27 y 28.

²⁵ Véase en: <https://delecorp.delaware.gov/tin/controller>

²⁶ Diario La Nación, Un fondo buitre inició una demanda millonaria contra la Argentina por la expropiación de YPF, 9/04/2015.

²⁷ Véase en ValorMundial.com, Soros compra YPF (YPF) y su posición suma 3,5% de ADRs, 18/8/2014, e InfoBae.com, Grandes inversores recortaron posiciones en YPF por la baja de los precios del petróleo,

Carlos Slim en febrero de 2015 al reducir su participación del 8,2% al 5,6%²⁸. Este escenario complica la estrategia de YPF ya que el capital financiero empieza a desinteresarse por la proyección de Vaca Muerta en el futuro²⁹.

Es llamativo observar la composición accionaria de YPF en lo que respecta al restante 49% en manos de los privados. Esta se encuentra alineada a los intereses de la mesa chica de Wall Street. Aunque un punto destacable se encuentra en la inexistencia de una participación individual que concentre más del 10% del paquete. Este hecho se explica debido a que en septiembre-octubre del año 2014 encontramos un amplio conjunto de fondos de inversión. Entre estos se encuentra Carlos Slim (8,18%), Lazard (5,1%), Mason³⁰ (4%), George Soros (3,4%), Perry Corp. (1,22%), Third point (0,95%), Fidelity Management & Reserch (1,47%) y Morgan Stanley (1,17%), entre otros (véase Cuadro N°15). Por lo tanto el conjunto de fondos de inversiones concentran el 31,34% de las acciones de YPF valuado en U\$S 4.426 millones a septiembre de 2014. Una particularidad no menor se refleja en la radicación de dichos fondos. Ya que la mayoría de ellos poseen como sede al paraíso fiscal de Delaware. Incluso suman una cantidad exorbitante de estructuras off shore conformadas en dicho paraíso. Por ejemplo Morgan Stanley cuenta con 735 estructuras off shore, Black Rock con 582, Lazard Asset con 91, y la lista sigue. De esta forma los socios de YPF se estructuran bajo un perfil altamente especulativo y con claros intereses rentísticos-financiero a partir de técnicas contaminantes como el fracking (Rogers, 2013).

Cuadro N°15 Composición Accionaria de YPF S.A. en Septiembre-Octubre del 2014

Accionistas	%	Acciones	Capital a v. m. en millones U\$S	Capital PN en millones U\$S	Sede	Estructuras Offshore
<i>Gobierno Nacional</i>	26,01%	102.300.657	3.672,59	2.175,50	Argentina	-
<i>Gobiernos Provinciales</i>	24,99%	98.288.867	3.528,57	2.090,19	Argentina	-
<i>Grupo Financiero Inbursa (Carlos Slim)</i>	5,69%	22.379.498	803,42	475,92	Delaware	3
<i>Mason Capital Management LLC</i>	4%	15.715.962	564,2	334,56	Delaware	13
<i>Lazard Asset Management LLC</i>	3,78%	14.872.434	533,92	316,16	Delaware	91
<i>Soros Management LLC</i>	3,39%	13.324.763	478,36	283,54	Delaware	31
<i>Inmobiliaria Carso (Carlos Slim)</i>	2,49%	9.793.489	351,59	208,27	México	-
<i>Lazard Emerging Markets Equity Portfolio (Lazard Asset)</i>	1,32%	5.182.781	186,06	110,41	Delaware	91

²⁸Documento de la Securities and Exchange Commission, 17/02/2015.

²⁹ Noticiasnet.com.ar., Vaca Muerta, muy lejos de parecerse a Arabia Saudita, 13/01/2015.

³⁰En este caso Mason se especializa en invertir en empresas petroleras con alto desarrollo en la producción de shale.

<i>Perry Corp.</i>	1,22%	4.812.114	172,75	102,04	Delaware	4
<i>Thirdpoint LLC</i>	0,95%	3.750.000	134,63	79,46	Delaware	19
<i>Fidelity Management & Reserch</i>	1,47%	5.781.698	207,56	122,95	Delaware	15
<i>Morgan Stanley</i>	1,17%	4.593.755	164,92	97,86	Delaware	735
<i>Knighthead Capital Management, LLC</i>	0,96%	3.788.253	136	80,3	Delaware	16
<i>PointState Capital LP</i>	0,91%	3.577.105	128,42	76,11	Delaware	7
<i>Arrowstreet Capital, Limited Partnership</i>	0,86%	3.366.681	120,86	71,93	Massachusetts	-
<i>Columbus Hill Capital Management, L.P.</i>	0,83%	3.275.320	117,58	69,42	Delaware	9
<i>Hartford Capital Appreciation Fund</i>	0,45%	1.783.140	64,01	37,64	Delaware	13
<i>Fidelity Capital Appreciation Fund (Fidelity)</i>	0,37%	1.437.282	51,6	30,95	Massachusetts	-
<i>Fidelity Series Emerging Markets Fund (Fidelity)</i>	0,34%	1.353.350	48,59	28,44	Massachusetts	-
<i>Fidelity Diversified International Fund</i>	0,27%	1.076.600	38,65	22,58	Massachusetts	-
<i>Hartford Capital Appreciation HLS Fund, Inc. (Hartford Capital)</i>	0,21%	828.497	29,74	17,56	Delaware	13
<i>Delaware Group Global & International Funds-EmgMktsSer (Delaware Management Holdings, Inc.)</i>	0,20%	800.000	28,72	16,73	Delaware	1
<i>iShares MSCI Frontier 100 ETF (Black Rock)</i>	0,18%	705.177	25,32	15,06	Delaware	582
<i>Morgan Stanley InstFdInc-Frontier Emerging Markets Port (Morgan Stanley)</i>	0,15%	576.468	20,7	12,55	Delaware	735
<i>JNL Series Trust-JNL/Lazard Emerging Market Fund (Jackson National Asset Management, LLC. / Lazard Asset Management LLC)</i>	0,13%	530.000	19,03	10,87	Michigan/Delaware	-
<i>Otros</i>	17,66%	69.418.902	2.492,14	1.477,10		-
Total	100,00%	393.312.793	14.119,93	8.364,09		

Fuente: Elaboración propia con datos de Elinversor.com y Yahoo finanzas

Nota: Valor de Mercado (v.m.), Patrimonio Neto (PN)

En tercer lugar y por último, dentro de las ganancias patrimoniales habría que destacar el pago en forma de acciones a los ejecutivos y/o empleados de alta jerarquía de YPF, práctica llevada a cabo habitualmente por grandes empresas privadas. Es así como la nueva gestión de YPF pretende conformar una elite alineada con los intereses pro-fracking y rentísticos de los accionistas. Para ello el Plan de Compensación establece la compra de acciones propias, permitiendo convertir en accionistas al Vicepresidente, a los gerentes, y al personal técnico clave del plantel de YPF. La finalidad es "Favorecer el alineamiento del desempeño de los ejecutivos y del personal técnico clave

con los objetivos del plan estratégico de la compañía y generar un vínculo directo entre la creación de valor para el accionista y la compensación del ejecutivo y del personal técnico clave”³¹.

En el periodo 2013-2014, YPF llegó a destinar \$328 millones, divididos en U\$S 30 millones en la Bolsa de New York y \$131 millones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Adquiriendo en total 1,9 millones de sus propias acciones. En el año 2013 se creó un fondo de \$120 millones³² para la adquisición de acciones propias, ese mismo año se destinaron \$131 millones. En tanto en el año 2014 el fondo creado ascendió a los \$200 millones³³, destinando \$197 millones del total. Desagregando por año, en el 2013 se destinaron U\$S 19 millones en la Bolsa de New York y \$26 millones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Mientras en el año 2014 se destinaron U\$S 11 millones y \$108 millones respectivamente (véase Cuadro N°16).

Cuadro N°16 Compra de acciones propias por parte de YPF S.A.

	BCBA		NYSE	
	Acciones	Monto	Acciones	Monto
<i>Total 2013</i>	184.966	\$ 23.702.019,20	1.132.390	U\$S 19.136.631,39
<i>Total 2014</i>	301.482	\$ 107.641.392,89	323.722	U\$S 10.884.479,52
<i>Total 2013-2014</i>	486.448	\$ 131.343.412,09	1.456.112	U\$S 30.021.110,91

Fuente: Elaboración propia en base a Balances Contables de YPF S.A. y Hechos Relevantes.

5.3 Acuerdos

A continuación se expondrán los principales acuerdos de YPF con diversas empresas, la mayoría de ellos celebrados con capitales extranjeros para la explotación de hidrocarburos en forma no convencional³⁴. En primer lugar hay que tener en cuenta que YPF posee una estructura societaria reflejada en una Sociedad Anónima. Ergo no tiene ninguna obligación en brindar información de sus negocios como si la podría poseer una Sociedad del Estado. Es decir, por esta razón la información de primera mano es vedada al conocimiento público negando la discusión de todos los ciudadanos. La necesidad de la misma orbita en la importancia del futuro del medio ambiente, las transformaciones de las actividades socio-económicas de los ciudadanos lindantes a los proyectos, y la entrega de recursos naturales a capitales extranjeros. Por último, cabe remarcar el devenir de los derechos de los pueblos originarios resguardados por el Convenio 169 de la OIT. Ya que hoy por

³¹ Hecho Relevante del 7/07/2013.

³² Hecho Relevante 7/07/213

³³ Hecho Relevante 11/06/2014

³⁴ Hay que tener en cuenta que los acuerdos mayores a una inversión de U\$S 250 millones se encuentran alcanzados por los beneficios del decreto 929/2013 y la Ley 27.007.

hoy no se ha sometido a consulta la opinión de las comunidades mapuches que habitan hace siglos territorios de la provincia de Neuquén, y actualmente están desplazadas en un claro remake a la Conquista del Desierto.

Muchos de los acuerdos han trascendido en los medios de comunicación, tras revelar supuestas clausuras secretas. Dado que este artículo pretende transitar un carácter “científico”, hablar bajo esos términos se torna indemostrable. Es por ello que obviando las mismas se criticarán a los acuerdos por las dudas que presenta cierta información oficial u oficiosa (léase páginas webs con carácter declarativo), que más bien por la especulación e inventiva de los medios de comunicación. De esta forma se expondrán los puntos conocidos recolectados de los comunicados sobre Hechos Relevantes elevados a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, Balances Contables, prospectos de Emisión de Deuda³⁵, Decretos Provinciales, páginas oficiales de paraísos fiscales, etc.

5.3.1 Acuerdos con Chevron

El 16 de julio de 2013 se firmó el Acuerdo de Proyecto de Inversión con la finalidad de extraer conjuntamente recursos de hidrocarburos a través de técnicas no convencionales en la provincia de Neuquén, más precisamente en Loma La Lata Norte y Loma Campana. El acuerdo mencionado contempla la perforación de más de 100 pozos, y un desembolso por parte de Chevron de U\$S 1.240 millones. La prueba piloto contempla una primera etapa de un desembolso de U\$S 300 millones concretado en el mes de septiembre del 2013. Una segunda instancia concretada a partir de diciembre del 2013, tras el desembolso de los restantes U\$S 940 millones. Durante el mes de abril del 2014 comenzó la tercera fase del proyecto, en la cual se encuentran 18 equipos de perforación, extrayendo 7 mil barriles equivalentes de petróleo diarios. Por otro lado a partir del mismo periodo se han firmado acuerdos de inversión para la exploración conjunta del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena (Neuquén). En total se prevé llegar a perforar 1.500 pozos, y en caso de continuar con los diversos proyectos, se concretaría una inversión estimada en U\$S 15.000 millones para el año 2017.

Como se mencionó anteriormente las garantías en beneficio de Chevron han sido ampliamente especulativas. De las cuales según los medios de comunicación³⁶ se extenderían por

³⁵ Como estos acuerdos aumentan la confiabilidad y las expectativas de los acreedores (incluyendo a los accionistas), es de conveniencia difundir ciertos lineamientos para aumentar el valor de la empresa.

³⁶En primer lugar el diario The New York Times anunció clausuras secretas que incluirían depósitos de garantía por parte de YPF en un banco del exterior, garantías de salida con beneficios a perpetuidad, etc. Por otro lado el diario La Nación publicó otras clausuras secretas que establecían garantías de pagos en dólares por parte

sobre los beneficios otorgados por la Ley de hidrocarburo 27.007. De esta forma sólo se podrán plantear más dudas que certezas, y en torno a las mismas girarán las críticas.

Antes de pasar a precisar las garantías y pantallas jurídicas, cabe mencionar la aprobación del decreto 1208/13 por parte de la legislatura provincial de Neuquén a través de la Ley provincial N°2.867 en agosto del 2013. En dicho decreto se aprueba el acta acuerdo entre la provincia e YPF, con el fin de escindir el área Loma La Lata y anexarla a Loma Campana, como así también prorrogar la concesión del área de Loma Campana por el término de 22 años. A cambio YPF realizó un pago de U\$S 20 millones por la escisión de Loma La Lata y U\$S 45 millones por Responsabilidad Social Empresaria, entre otros compromisos. Además la provincia de Neuquén se comprometió a no aplicar ningún gravamen de Renta o Canon Extraordinario a la producción, mantener la alícuota de 12% y 3% en conceptos de regalía e ingresos brutos, respectivamente.

Hechas las salvedades, en primer lugar habría que mencionar la creación de una serie de empresas satélites por parte de YPF, vinculadas al acuerdo con Chevron. Dos de ellas constituidas el primero de julio de 2013 en el Estado de Delaware, EEUU (comúnmente conocido como paraíso fiscal), denominadas YPF Shale Oil Investment I y II³⁷. Estas empresas fueron creadas por el mismo Estudio Jurídico que opera como agente de registración de información de las distintas estructuras de Chevron en dicho paraíso fiscal. Por otra parte, una semana posterior a la creación de las empresas mencionadas se conforma la Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. (CHNC) constituida con domicilio legal en la misma dirección que YPF³⁸. Estructura empresaria constituida por los socios Germán Laria, director de YPF y Planning Manager de Chevron, y Juan Garoby, gerente de recursos no convencionales de YPF³⁹. Por último cabe mencionar la creación de la Compañía de Desarrollo No Convencional S.R.L. (CDNC) en el mes de marzo de 2014. Dicha estructura empresaria posee como socios constituyentes a las dos empresas creadas en el paraíso fiscal antes mencionado. Y como gerentes a Germán Laria y a Carlos Colo, quien a su vez forma parte de la Gerencia Ejecutiva de Exploración y Desarrollo de YPF⁴⁰. Tanto CHNC como CDNC poseen como objetivo “Llevar a cabo por sí o por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación

de YPF de toda transacción interna, garantías en la obtención de divisas, incluso en los casos en los cuales el mercado de cambio no se las pueda proveer, etc.

³⁷ Información provista por la página oficial de Delaware:

<https://delecorp.delaware.gov/tin/GINameSearch.jsp>

³⁸ Véase en la página: <https://www.dateas.com/es/bora/2013/07/12/compania-de-hidrocarburo-no-convencional-srl-733910> y Boletín Oficial, segunda sección.

³⁹ Información brindada por LinkedIn.

⁴⁰ Boletín Oficial, segunda sección, 12 de marzo de 2014.

de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales [...]. Para el mejor cumplimiento de estos objetivos podrá fundar, asociarse con o participar en personas jurídicas de carácter público o privado domiciliado en el país o en el exterior [...]”⁴¹.

En el transcurso de un año y medio el Boletín Oficial de la Nación informa curiosas transformaciones de ambas S.R.L. En primer lugar CHNC incrementó su capital social de los originarios \$100.000 en julio de 2013 a la aplastante suma de \$6.464,64 millones en octubre de 2014. En igual forma CDNC aumentó su capital social de los originarios \$100.000 en marzo de 2014 a \$32,6 millones al mes siguiente de su constitución. En segundo lugar se incorporan en la gerencia de CHNC a Pablo Bizzotto, quien a su vez forma parte de la Gerencia Regional de Áreas No Convencionales de YPF, y Ambrosio Nougués, abogado del Estudio Urien⁴².

En parte la explicación del creciente capital social de CHNC se puede observar en el Hecho Relevante de YPF del 10 de diciembre de 2013. El mismo indica: “[...] YPF y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentarla cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. (“CHNC”) -subsidiaria de YPF- del 50% de la concesión de explotación Loma Campana [...]”⁴³, agrega: “La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC.”⁴⁴. En primer lugar se refleja que YPF es propietaria de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L., planteando dudas sobre cuándo y por qué se dio el traspaso desde el gerente y director de YPF hacia YPF propiamente dicha. O por el contrario se desconoce si ellos fueron beneficiados con el mismo, o si hoy por hoy ellos poseen el 50% de un negocio multimillonario. Por otro lado no se deja en claro con quiénes y por qué se han celebrado dichos acuerdos contractuales por los cuales no se ejerce ningún tipo de derecho, inclusive en sus decisiones más básicas y operativas, aun siendo YPF su propietaria. Y sigue: “Durante los ejercicios 2014 y 2013, YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 2.311 [millones] y 50 [millones], respectivamente.”⁴⁵. De esta forma si YPF no es acreedora de los beneficios de la S.R.L. en cuestión,

⁴¹ Boletín oficial, segunda sección, información de constitución de ambas S.r.l.

⁴² Información brindada por el Boletín oficial, LinkedIn y estudiourien.com

⁴³ Hecho Relevante, 10/12/2013.

⁴⁴ Balance Contable de YPF, III trimestre de 2014, pág. 81.

⁴⁵ Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 82.

se presentan dudas sobre quiénes se alzan con los beneficios de las transacciones millonarias. El balance contable vuelve a mencionar que YPF: “[...]no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014”⁴⁶.

El balance contable de YPF agrega: “En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC -para acceder, al 50% de la concesión y derechos complementarios- y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC”⁴⁷. En conclusión CHNC forma parte de las garantías otorgadas a Chevron en caso de ejercer la prenda. Pero se presentan dudas sobre cuál es el préstamo otorgado por Chevron hacia YPF para adquirir el primero el derecho prendario. Como así también se desconoce si dicha prenda es parte del acuerdo marco.

Entre otras garantías a Chevron se mencionan que: “[...] las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías [...] Tal garantía referida a la operación y administración del Proyecto, no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron”⁴⁸ cubriendo el amplio espectro en el control económicos, financiero, administrativo y operativos.

Y por último entre otros acuerdos establecidos se contempla: “(a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del Decreto 929/2013 por parte de YPF a CHNC”⁴⁹ como si esta última hubiera realizado la inversión de más de U\$S 1.000 millones necesaria para ser beneficiaria de los privilegios; “(b) términos y condiciones para la adquisición por parte de YPF del gas natural y petróleo crudo que le corresponda a CHNC por el 50% de participación en el área Loma Campana”⁵⁰.

Los párrafos anteriores reflejan una batería de garantías que incluyen estructuras societarias creadas tanto en la Argentina como en paraísos fiscales, prendas, acuerdos empresariales, beneficios fiscales, etc. Algunas hipótesis no sólo girarían en la construcción de beneficios económicos asignados a las partes, sino también contemplarían tanto la creación de pantallas legales como obstáculos judiciales ante eventuales problemas futuros. Esto se debe a que hoy por

⁴⁶Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 82.

⁴⁷Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 82.

⁴⁸Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 82.

⁴⁹Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 82 y 83.

⁵⁰Balance Contable de YPF, IV trimestre de 2014, pág. 83.

hoy se presentan dudas sobre qué empresa/s se haría/n cargo ante pasivos ambientales futuros. Dicha conclusión se realiza a priori ya que no se conocen con certezas los vínculos entre Chevron e YPF con las empresas creadas.⁵¹

5.3.2 Acuerdos con Dow Chemical

El 23 de septiembre de 2013 se concreta el Acuerdo marco de Inversión con Dow Europe Holding B.V. y PBB Polisor S.A. por un monto total de U\$S 188 millones (de los cuales Dow aportará U\$S 120 millones) destinados a la explotación conjunta de hidrocarburos no convencional en Neuquén, más precisamente en El Orejano. Es destacable el hecho que Dow Chemical no es una empresa dedicada a la extracción de hidrocarburos.⁵² La novedad en el ingreso de empresas químicas en el sector se debe a que la extracción en forma no convencional necesita de aditivos químicos en la fase de estimulación hidráulica.

El Hecho Relevante del 24 de septiembre de 2013 presenta más información. El monto a desembolsar reviste la forma de “financiamiento convertible en una participación en el proyecto”. En caso que Dow ejerza la opción de conversión, YPF cede el 50% de su participación en el proyecto de El Orejano y el 50% de la participación en una Unión Transitoria de Empresas a conformarse en la explotación de dicha área. En caso de no ejercer la conversión YPF deberá devolver dicho financiamiento en el periodo de 5 años. De esta forma, Dow se cubre del éxito o fracaso del proyecto. **Es decir si el proyecto es un fracaso, Dow se asegura el rendimiento de su financiamiento.** En caso contrario amasará un rendimiento superior al rendimiento del financiamiento. Por un lado no se deja en claro las condiciones del financiamiento, como tampoco se deja en claro el momento exacto en el cual Dow puede ejercer la conversión.

Por último, como se mencionó anteriormente el acuerdo se lleva a cabo con empresas subsidiarias del grupo Dow Chemical. PBB Polisor S.A. comprende a una empresa de polietileno en Bahía Blanca. **Mientras Dow Europe Holding B.V. es una subsidiaria radicada en los Países Bajos,**

⁵¹ Para más información véase: eliminandovariable.com, Galuccio quiere hacer despegar YPF, 13/03/2014.

⁵² Según trascendidos “La producción se destinará a Compañía Mega, una firma argentina dedicada a la separación y fraccionamiento de gas en la que Dow Argentina tiene una participación del 28%, YPF el 38% y la brasileña Petrobras el 34% restante” ya que “ la planta de polietileno que Dow tiene en Bahía Blanca, tiene problemas durante el invierno por la falta de insumos derivados del gas”. Según La Nación, Dow invertirá con YPF para producir gas en Vaca Muerta, 27/03/2013 y Cronista.com, YPF acordó con Dow Chemical para para explotar Vaca Muerta.

considerado un paraíso fiscal. Dicha subsidiaria a su vez depende de Dow International Holdings Company, radicada en el paraíso fiscal de Delaware (EEUU)⁵³.

5.3.3 Acuerdos con Petronas

El 28 de agosto de 2014, YPF firma un acuerdo con Petronas (E&P) Overseas Ventures Sdn. Bhd para desarrollar recursos no convencionales a través de una inversión conjunta de U\$S 550 millones en el área La Amarga Chica (Neuquén). De los cuales la empresa malaya aportaría U\$S 475 millones, e YPF, los restantes U\$S 75 millones.

Enumerando los beneficios y garantías, la inversión de Petronas es alcanzada por la Ley 27.007 y el Decreto 929/2013, ya que el monto a desembolsar supera los U\$S 250 millones. En segundo lugar, con información del balance contable de YPF, Petronas tiene el derecho de ejercer la opción de salida y consecuentemente “[...] tendrá acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados”⁵⁴. En tercer lugar, al igual que los acuerdos desarrollados con Chevron, se presenta el interrogante sobre la creación de nuevas empresas satélites en el paraíso fiscal de Delaware, denominadas YPF Shale Oil Investment III LLC e YPF Shale Oil Investment IV LLC, vinculadas a la inversión de Petronas⁵⁵. En cuarto lugar, según el Hecho Relevante del día 10/12/2014 informado a la BCBA, Petronas estableció una serie de requisitos para el desembolso final y la realización de acuerdos complementarios. Dichos requisitos refieren “[...] principalmente al otorgamiento de la titularidad de la concesión sobre el área afectada al proyecto con un plazo de explotación de 35 años por parte de la Provincia del Neuquén y al marco impositivo del proyecto, incluyendo compromisos promocionales, tributarios y de regalías previstos en la Ley 27.007 y en el acuerdo firmado con dicha provincia el día 5 de Diciembre de 2014 [...]”⁵⁶.

Referido al último punto del párrafo anterior el Hecho Relevante del 5 de diciembre de 2014 nos brinda más información sobre los condicionamientos impuestos por Petronas. A través de YPF y de su subsidiaria YSUR Energía Argentina S.R.L., por un lado, y la provincia de Neuquén y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP), por otro, se firmó un acuerdo compensatorio. El mismo comprende “la reconversión de los Contratos de Unión Transitoria de Empresas y sus respectivos Acuerdos de Operación Conjunta en relación con las áreas de La Amarga Chica (“LAC”) y Bajada de

⁵³Información brindada por la Securities and Exchange Commission (SEC)

⁵⁴ Balance contable de YPF, III Trimestre del 2014, pág 84.

⁵⁵ Información provista por la página oficial de Delaware:

<https://delecorp.delaware.gov/tin/GINameSearch.jsp>

⁵⁶Hecho Relevante 10/12/2014

Añelo (“BDA”) en Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en los términos del artículo 27 y 35 (b) de la Ley 17.319 (con las modificaciones introducidas por la Ley 27.007)⁵⁷. A cambio “YPF efectuará un pago en efectivo a la Provincia del Neuquén y cederá la totalidad de las participaciones (100%) de YPF en las siguientes áreas: i) Puesto Cortadera, ii) Loma Negra NI; iii) Cutral Co Sur; iv) Neuquén del Medio; v) Collon Cura Bloque I; y vi) Bajo Baguales, que en conjunto representan una producción de 3.900 boe, o alrededor del 0,7% de la producción total de YPF”⁵⁸.

A través del decreto provincial 2755/2014 y la correspondiente Ley provincial N°2.946⁵⁹ que reglamenta los acuerdos celebrados, se brinda mayor información que la aportada por YPF. En primer lugar por la reconversión de las áreas antes mencionadas, YPF hará un pago en efectivo de U\$S 41 millones. Por la contraparte, la Provincia traspasa a YPF e YSUR las respectivas participaciones de GyP en dichas áreas, que comprenden el 10% de La Amarga Chica y el 15% de Bajada de Añelo. De esta forma YPF completa su participación al poseer el 100% de las áreas mencionadas⁶⁰. Por otro lado, YPF e YSUR ceden el 100% de las 6 áreas mencionadas en el párrafo anterior a la empresa estatal GyP, valuadas por U\$S 41 millones. Completando un pago total por parte de YPF de U\$S 82 millones.

Por último YPF se compromete con la provincia de Neuquén a invertir en el programa piloto unos U\$S 422 millones en el área de La Amarga Chica y unos U\$S 447 millones en Bajada Añelo. Llegando a una inversión de U\$S 8.600 millones y U\$S 10.158 millones para el desarrollo total de las respectivas áreas⁶¹. Además YPF se compromete a priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en la provincia de Neuquén. Por la contraparte, la Provincia se compromete a tener un trato especial en términos tributarios sobre las inversiones⁶².

⁵⁷ En tal sentido las áreas mencionadas obtienen un plazo de concesión de 35 años. Hecho Relevante 5/12/2014

⁵⁸ Hecho Relevante del 5/12/2014

<http://boficial.neuquen.gov.ar/pdf/bo14121903449A.pdf>

⁵⁹ Véase en: la Ley provincial N°2.946 <http://boficial.neuquen.gov.ar/pdf/bo14121903449A.pdf> y el decreto 2755/2014:

<http://www.legislaturaneuquen.gov.ar/hln/documentos/VerTaqui/XLIII/AnexoReunion34/Proyecto8952.pdf>

⁶⁰ Dicha área a través de un 85% por parte de YPF y el 15% restante por medio de su subsidiaria YSUR.

⁶¹ Queda el interrogante sobre cuál será el destino del área de Bajada Añelo, ya que no es un área comprendida por el acuerdo firmado con Petronas.

⁶² Estas incluyen 12% en regalías y 3% sobre ingresos brutos.

5.3.4 Acuerdos con Petrolera Pampa S.A.

El 6 de noviembre del 2013 YPF llega a un acuerdo de inversión con Petrolera Pampa S.A. a invertir U\$S 151.5 millones a cambio del 50% de la participación en el área Rincón del Mangrullo (Neuquén) para el desarrollo de recursos no convencionales. En la primera etapa (contemplada en un plazo de 12 meses) Petrolera Pampa invertirá U\$S 81,5 millones para perforar 17 pozos. De los cuales al 30 de septiembre de 2014 se perforaron 16. A su vez YPF se compromete a invertir un monto equivalente para desarrollar otros 17 pozos con una participación del 100% en los mismos. La segunda etapa, contempla una inversión de U\$S 70 millones en desarrollo de 15 nuevos pozos.

5.4- Mapeo Corporativo, compra-venta de empresas y concesiones

Con la estatización de YPF, los distintos niveles del Estado (nacional y provinciales) adquirieron una larga lista de empresas. Esto se debe al hecho que YPF se constituye como una Sociedad Anónima y por ende puede poseer a su vez acciones en otras empresas. Estas se dividen en controladas (al poseer más del 50% del paquete accionario), negocios conjuntos (igual al 50% del paquete), e influencias significativas (menor al 50%).

Cabe destacar que hoy por hoy la riqueza y los potenciales de una empresa, en términos convencionales, se miden tanto en la diversidad de actividades que abarca, como la internacionalización de las mismas. Dentro de las primeras propiedades, YPF abraza actividades que van desde la extracción y producción de petróleo y gas, a la construcción destinados al sector, perforación, oleoductos, fertilizantes, financieras, I&D, distribuidoras, generadoras, puertos, petroquímicas, etc. Dentro de las segundas propiedades encontramos países latinoamericanos como Chile y Bolivia, como también paraísos fiscales como Luxemburgo, Holanda, Islas Caimán, entre otros países como EEUU. Desde ya cabe mencionar que estas empresas a su vez poseen activos y empresas en otros países⁶³. Por lo tanto muchas veces se torna difícil tejer la ruta de la propiedad del capital.

Desde este aspecto la internacionalización alcanzada por YPF comprenden el 11,41%⁶⁴ de sus ingresos ordinarios, el 0,26% de sus bienes de uso, y el 0,78% de sus empleados⁶⁵. Dicha

⁶³ A partir de los años noventa, YPF comenzó un proceso de internalización acelerado y novedoso. Aunque dicho proceso se revierte durante la gestión Repsol. En el periodo 1999-2005, y con el fin de hacerse de liquidez tras su endeudamiento por la adquisición de YPF, Repsol comienza a vender los activos de YPF en el exterior. (Véase Informe Mosconi pág 17 a 22)

⁶⁴ Incluye exportaciones. Aunque cabe destacar que el destino de hidrocarburos al exterior, hipotecaría el desenvolvimiento de las generaciones futura.

⁶⁵ Datos provienen del balance contable y de la SEC.

internacionalización es bastante baja si la comparamos con otras petroleras de la región. Por ejemplo empresas multilatinas como *Petrobras* y *PDVSA* poseen respectivamente el 37% y el 95% de sus ventas en el exterior. Así también el 9% y el 5% de sus empleados, como el 40% y el 5% de sus inversiones respectivamente⁶⁶.

Enumerando las empresas de YPF que operan fuera del país, *YPF Holdings* (Véase el Gráfico N°10) es una firma constituida en el año 1996 en EEUU, propietaria de *Maxus* (petrolera, EEUU), *Tierra Solutions Inc.* (servicios de gestión medioambiental, consultoría ambiental estratégica, asistencia en litigios, servicios corporativos, EEUU), *CLH Holdings* (EEUU) y *Gateway Coal Company* (minería y metalurgia, EEUU). *Maxus* fue adquirida en 1996, antes que Repsol adquiriera las acciones de oro de YPF. Tiene una producción de 10.000 barriles por día en el área Neptune donde es propietaria del 15%, y activos en Texas (su sede legal). En segundo lugar *YPF Internacional*, es una compañía nacida en 1996 en las Islas Caimán y trasladada a Bolivia en 2002. Es propietaria de *YPF Guyana Ltd* (petrolera, Guyana) y del 50% de *Andina* (petrolera, Bolivia). Además posee intereses en Ecuador, Perú, Colombia, Bolivia, Paraguay, Uruguay, y Chile.

Dentro de las empresas que operan en nuestro país, *A-Evangelista S.A.*, es una firma dedicada a la ingeniería, construcción, servicios, operación y mantenimiento de plantas y yacimientos. La compañía nació en 1948 bajo el ala estatal, privatizada y adquirida por Repsol antes de la compra a YPF. Sus clientes no solo forman parte del arco nacional, sino cuenta con socios en países de la región como Uruguay y Perú. Otra empresa dedicada al Upstream es *YPF Servicios Petroleros S.A.*, firma creada en 2010, dedicada a la perforación, y a la reparación de pozos. Cuenta actualmente con cinco equipos de perforación y diez equipos de reparación. Por otro lado, al otro extremo en el rubro de comercialización, encontramos la firma *Operadora de Estaciones de Servicios S.A.*

Dentro de las firmas comprendidas en los negocios conjuntos se encuentra *Profértil*, dedicada a la producción de fertilizantes nitrogenados para el sector agropecuario. En segundo lugar, *Refinor*, dedicada a la producción y refinación de petróleo y gas que extrae de los pozos de YPF, como de la recepción de Bolivia. Además posee estaciones de servicios en varias provincias como Salta, Tucumán, Jujuy, Santiago del Estero, Chaco, Córdoba, La Rioja y Catamarca. Controla la refinería Campo Durán, productora de gas licuado, y ductos que trasladan sus productos a San Lorenzo. En tercer lugar la *Compañía Mega* ubicada en Loma la Lata (Neuquén). Tiene como fin la recuperación

⁶⁶ Véase en la Revista América Economía los ranking de las multilatinas:
http://rankings.americaeconomia.com/2013/ranking_multilatinas_2013/ranking.php

de etano (materia prima de la industria petroquímica), y la producción de propano, butano y gasolina natural. Sus clientes son a su vez partícipes de su paquete accionario. Es el caso de la Dow Chemical en Argentina, y Petrobras en Brasil.

En lo que respecta a las participaciones significativas, *Oleoductos del Valle*, posee el oleoducto más importante del país, comunicando la cuenca neuquina con Puerto Coronel Rosales (Bahía Blanca). En segundo lugar *Oleoducto Trasandino* es una firma que ya no opera, ya que se construyó con el fin de exportar crudo desde la zona Rincón de los Sauces hacia Chile. Al igual que la anterior firma, *Gasoducto del Pacífico* fue construido para enviar gas de la cuenca neuquina a Chile. En cuarto lugar *Terminales Marítimas Patagónicas*, brinda servicios de recepción, almacenaje, y despacho de crudo a buques, para las empresas productoras de petróleo de la cuenca del Golfo de San Jorge. En quinto lugar se encuentra *Oiltanking Ebytem*, empresa transportadora y almacenaje de combustibles, donde pasa el 70 por ciento del crudo consumido en Argentina. Y por último *Central Dock Sud*, central térmica destinada a la generación de energía eléctrica en el Gran Buenos Aires, poseída a tanto en forma directa como indirectamente a través de la *Inversora Dock Sud*.

El conjunto de empresas que forman parte de YPF se completan con una serie de adquisiciones bajo la órbita de la gestión Galuccio. Cabe recordar que las ventas y compras de empresas y concesiones tienen dos objetivos primarios. Por un lado valorizar la empresa incrementando el valor de la acción de YPF. Por otro dar prioridad a empresas de menor escala, para incrementar la eficiencia de las mismas.

Aunque la primera firma a mencionar en orden cronológico no comprende una adquisición en forma específica, sino más bien fruto de convenios entre YPF y el CONICET, reflejados en octubre de 2012 por medio de la creación de *YPF Tecnología S.A.* El 51% de su paquete accionario pertenece a YPF y el 49% restante al CONICET. El proyecto incluye la construcción de un edificio dedicado a la I&D en un predio de la Universidad Nacional de La Plata, más específicamente en Berisso. Con una capacidad que abarca 250 investigadores, sumando a los 6.000 investigadores que cuenta el CONICET en distintas universidades e institutos de investigación. Su inauguración está contemplada para julio de 2015, con una inversión total de U\$S 48 millones, de los cuales U\$S 25 millones forman parte de la participación de YPF. Sus principales objetivos comprenden la I&D destinada a mejorar la eficiencia en las explotaciones no convencionales, como en la recuperación en pozos maduros.

Para ello se requiere crear nuevas tecnologías, diseñar y desarrollar simuladores, software, equipos, químicos, etc., que optimicen la perforación y la fractura hidráulica.

Cuadro N°17 Compra-venta de empresas y concesiones

Empresas			
Adquirente	Adquirida (Rubro)	Moneda/Monto	Controladas de la adquirida
YPF	GASA (Distribución de gas)	(US\$) 9,7 M	MetroGAS (70%)
YPF	Activos de Pluspetrol (Generación eléctrica y exploración y producción)	(\$) 485 M	Dos centrales termoeléctricas, y 27% en el consorcio de Ramos
YPF	Apache (Exploración y producción de hidrocarburos)	(US\$) 786 M	(i) Apache Canada Argentina Investment S.a.r.l. (100%), (ii) Apache Canada Argentina Holdings S.a.r.l. (100%); (iii) Apache Argentina Corporation (100%), e indirectamente Apache Petrolera Argentina S.A. (65,28%), (iv) Apache Petrolera Argentina S.A. (34,72%)

Concesiones- UTE			
Adquirente	Adquirida	Moneda/Monto	Área
Pluspetrol	YSUR Energía Argentina S.R.L.-YPF	(U\$S) 217 M	Cerro Arena
YPF	Petrobras Argentina S.A	(US\$) 40,7 M	Puesto Hernández
YPF	Potasio Río Colorado S.A	(U\$S) 25 M	Loma La Lata - Sierra Barrosa
Sinopec	YPF	(U\$S) 44 M	La ventana
Chevron	YPF	(\$) 6.708 M	Loma Campana

Fuente: Elaboración propia con datos del Balance Contable, septiembre de 2014

Durante el mes de mayo de 2013 YPF tomó el control de GASA, esta última controlante a su vez de MetroGAS, mediante la adquisición del 54,67% por un monto de U\$S 9,7 millones. Previamente YPF poseía el 45,33% del paquete accionario, por lo tanto, con dicha compra pasa a sus manos el 100% de GASA, valuado en U\$S 17,7 millones. MetroGAS forma parte del servicio de distribución de gas y cuenta con 2,2 millones de clientes dentro de Capital Federal y sur del Gran Buenos Aires. La adquisición de MetroGAS se realiza dentro de una situación patrimonial inestable. Al momento de la adquisición posee préstamos por \$879 millones, cuentas por pagar por \$461 millones, entre otros pasivos por \$442 millones⁶⁷. El principal atractivo que posee es la amplitud de su clientela que la hace una de las distribuidoras más grandes de América Latina⁶⁸.

⁶⁷ Por tal motivo YPF rescata que “[...] se estima que la operación redundará en un sustancial beneficio para el usuario del servicio de distribución de gas natural ya que permitirá aplicar a MetroGAS una gestión responsable, no solo en lo económico-financiero sino también asumiendo principios sociales de los que depende el bienestar de las generaciones actuales y futuras”.

⁶⁸ Télam, YPF tomó hoy el control de MetroGas, 6/05/2013.

En junio de 2013 se crea *YPF Energía Eléctrica S.A.* por medio del traspaso de activos de la petrolera nacional Pluspetrol. Con anterioridad a la adquisición, YPF poseía el 45% del paquete accionario de PluspetrolEnergy S.A. Mediante el traspaso, YPF adquiere dos centrales termoeléctricas en Tucumán, y el 27% del denominado consorcio Ramos a cambio de dicho paquete accionario. De esta forma no hubo intercambio monetario, aun así el patrimonio neto de los activos ascienden a \$485 millones.

De esta forma YPF al realizar estas compras diversificó el alcance de sus actividades tanto por la adquisición de MetroGAS al entrar en el mercado de la distribución de gas, como por los activos de Pluspetrol, al permitirle el ingreso en la generación de electricidad.

Por otro lado, en febrero de 2014 se crea *YSUR* por medio de la compra del 100% de los activos en Argentina de la petrolera del Grupo Apache. La transacción se realiza por medio de YPF y su subsidiaria *YPF Europa B.V.* Esta última compañía con sede en Holanda fue creada un mes antes, en enero de 2014. La cual se hace cargo de los préstamos intercompany adeudados por las sociedades adquiridas a otras sociedades del Grupo Apache⁶⁹. El monto de la adquisición fue de U\$S 786 millones más los U\$S 31 millones en concepto de deudas en el mercado local. Como contraparte se asumió el control en una serie de empresas que controlaba Apache en diversas provincias argentinas (Neuquén, Tierra del Fuego y Río Negro). Cabe destacar que dentro de la adquisición de las empresas del Grupo Apache se encuentran una serie de estructuras off shore en paraísos fiscales, comprendidas por *YSUR argentina investment S.á.r.l.* (Luxemburgo), e *YSUR Argentina Corporation* (Islas Cayman). Esta última estructura a su vez controla con el 65,28% del paquete accionario a *YSUR Petrolera Argentina S.A.*, empresa destinada a la explotación de los recursos hidrocarbúricos. El potencial de la adquisición alcanza una producción de 49.100 barriles equivalentes de petróleo diarios, reservas por 135 millones de Boe y un potencial de explotación en los recursos no convencionales. Por otro lado, YPF vendió a Pluspetrol por U\$S 217 millones participaciones de *YSUR* en tres concesiones y cuatro Uniones Transitorias de Empresas y una de YPF. Todas ellas se ubican en Vaca Muerta (Neuquén) con el fin en el desarrollo conjunto de 1.240 Km². En lo que respecta a la cesión de *YSUR*, son comprendidos el 50% de las áreas de Aguada Villanueva, La Calera y Meseta Buena Esperanza⁷⁰. Pero poco se sabe por el momento, en lo que respecta a la cesión de las Uniones

⁶⁹La estructura corporativa *Besloten Vennootschap* (B.V.) de los Países Bajos permite exenciones impositivas a las filiales.

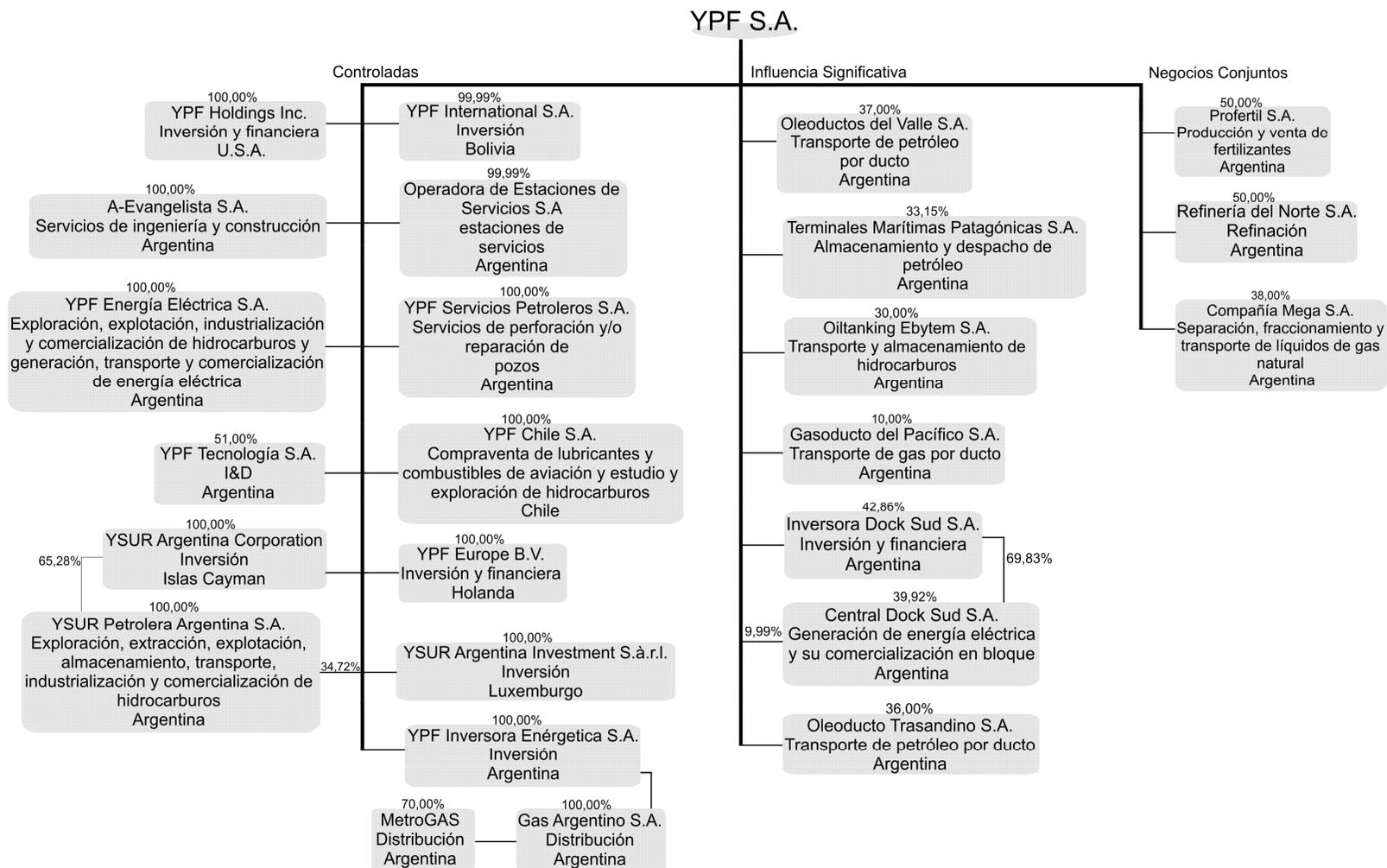
⁷⁰Decreto 2520: <http://boficial.neuquen.gov.ar/pdf/bo14111403444.pdf>

Transitorias de Empresas. También se desconoce por qué YPF vendió esas participaciones y por qué se las vendió a la Empresa Pluspetrol.

Otras cesiones de Uniones Transitorias de Empresas y contratos de concesión contemplan a empresas multinacionales de gran tamaño. En el año 2013, Chevron adquiere el 50% de Loma Campana por un importe de \$6.708 millones, mientras en septiembre del 2014 la empresa china Sinopec, adquiere el 30% en la extensión del contrato de concesión del área La Ventana (Mendoza) por un importe de U\$S 44 millones.

Por último dentro de las adquisiciones de YPF respecto a las Uniones Transitorias de Empresas, en enero de 2014, YPF adquiere de Petrobras Argentina S.A. el 38,45% de la participación en el contrato del área de Puesto Hernández (Neuquén y Mendoza) aumentando su participación al 100%. El monto de la transacción alcanzó los U\$S 40,7 millones, área que produce 10.000 barriles por día de crudo, y un potencial productivo hasta su vencimiento en el año 2027. En segundo lugar en febrero de 2014, YPF adquiere de Potasio Río Colorado S.A. el 50% aumentando su participación al 100% en el área Loma La Lata-Sierra Barrosa (formación Lajas, Neuquén) con potencial en recursos no convencionales. El monto de la adquisición alcanzó los U\$S 25 millones.

Gráfico N°10 Empresas controladas, con influencia significativa y negocios conjuntos

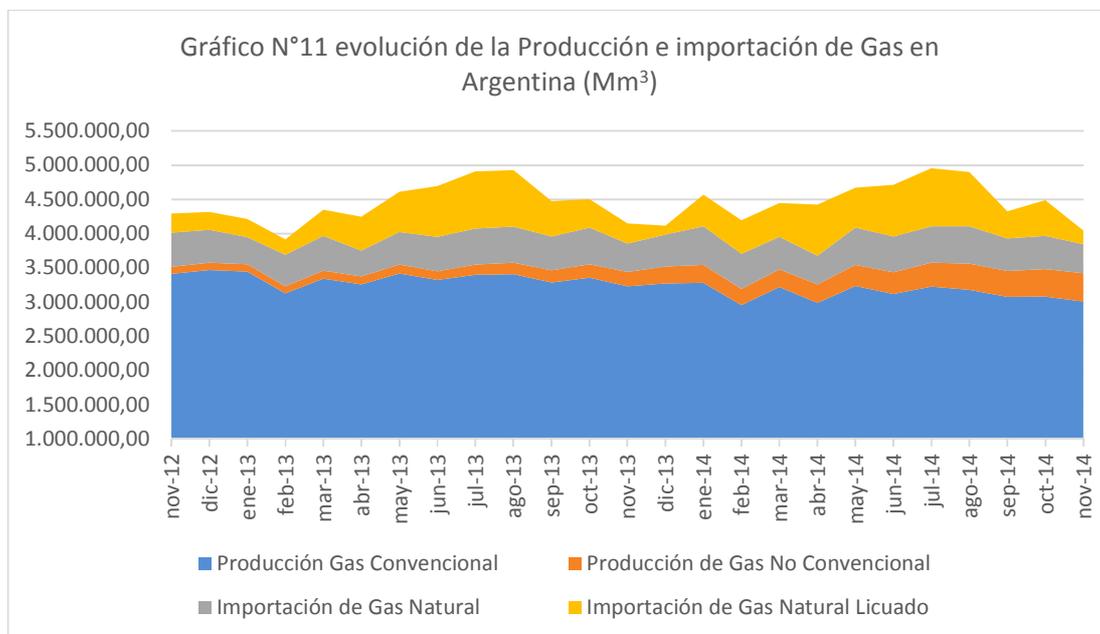


Fuente: Elaboración propia en base al Balance contables de YPF, septiembre 2014

5.5- Upstream

Como se conoce, Argentina enfrenta una crisis energética. Categoría que expresa problemas en torno a la incidencia del sector energético en la balanza comercial fruto del declino de la producción. Profundizados en el año 2011 por medio del déficit a nivel sectorial, o más temprano aún, con el reinicio de la importación de gas de Bolivia en el año 2004 al comienzo del gobierno kirchnerista.

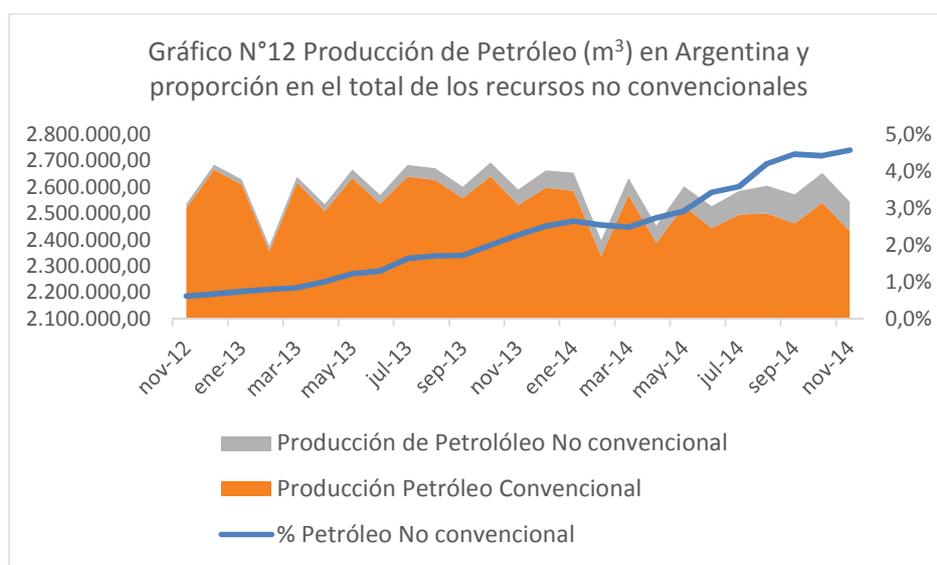
La estrategia de los distintos niveles de gobiernos nacional y provincial, consistió en el desarrollo de recursos no convencionales con el objetivo de lograr el auto-abastecimiento. Como se puede observar en el siguiente Gráfico N°11, la novedad en los últimos dos años consiste en el crecimiento de los recursos no convencionales en lo que respecta a la producción de Gas. Dicha producción aumentó de los 105.041,1 Mm³ en noviembre de 2012 a 414.917,9 Mm³ en noviembre de 2014. En cambio la producción de Gas Convencional pasó de los 3.410.879,3 Mm³ a los 3.004.517,7 Mm³ en igual periodo. El porcentaje de Gas no Convencional en el total de la producción de Gas ha aumentado de un mero 3% en noviembre de 2012 a un 12,1% en noviembre de 2014. Por otro lado el volumen de importación se ha mantenido constante, girando en torno a los 500.000 Mm³. Mientras la importación de Gas Natural Licuado oscila de acuerdo a la demanda, aumentando lógicamente en los meses invernales.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

En términos brutos la producción total de Gas se ha mantenido casi constante, en torno a los 3.500.000 Mm³. De esta forma la producción de Gas no Convencional ha remplazado el declive de la producción de Gas Convencional. A priori se está lejos del auto-abastecimiento, siempre y cuando la producción de Gas no Convencional sustituya producción convencional en lugar de las importaciones.

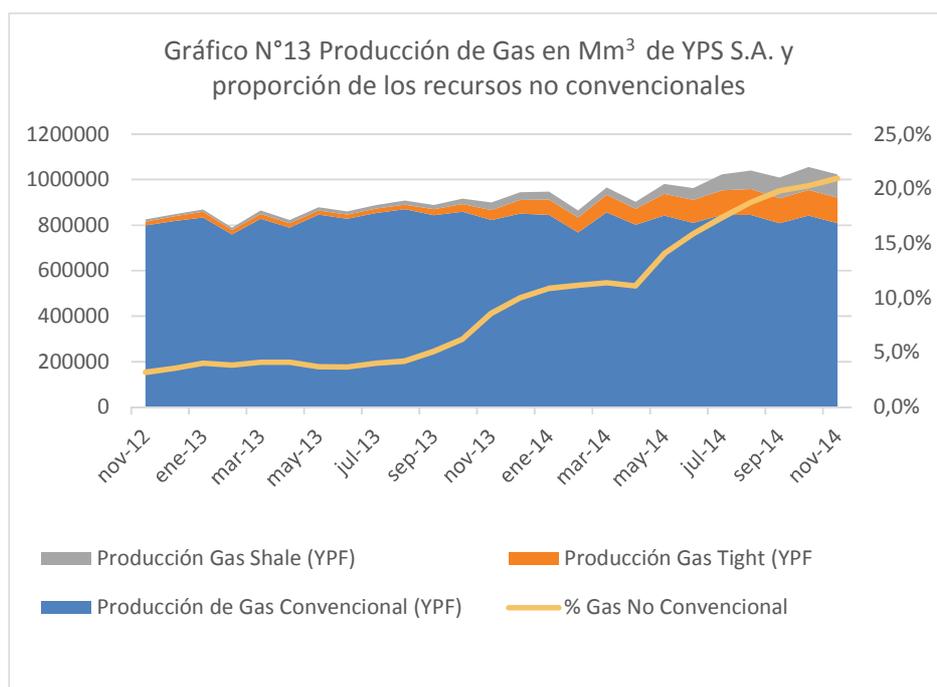
En la producción de Petróleo la historia es parecida. Aunque en un grado menor ya que el reemplazo del declive de la producción de petróleo Convencional no es tan grande, como así tampoco el volumen de producción de Petróleo no Convencional. Este último aumentó de 15.480,4 m³ en noviembre de 2012 a 111.652,7 m³ en noviembre de 2014, mientras la producción de Petróleo Convencional disminuyó de los 2.521.515 m³ a 2.433.654,4 m³ en igual periodo. En términos proporcionales el Petróleo no Convencional pasó de representar el 0,6% al 4,6% del petróleo producido (Véase Gráfico N°12).



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

El proceso de incremento en la producción de Gas no Convencional es liderado por YPF (véase Gráfico N°13). A pesar que la producción de Gas Convencional está estancada en el orden de los 820.000 Mm³, la producción de Gas no Convencional ha aumentado considerablemente en el último tiempo, de los 26.390 Mm³ en noviembre de 2012 a los 214.596,5 Mm³ dos años más tarde. La cantidad de pozos de recursos no convencionales bajo la órbita de YPF aumentaron de los 93 a los 450 pozos en igual periodo. Concentrando el 66% de los pozos de recursos no convencionales en la Argentina. De esta forma la producción de Gas no Convencional incrementó su participación en el total producido por YPF de un mero 3,2% a un 21% en el periodo mencionado. A través del

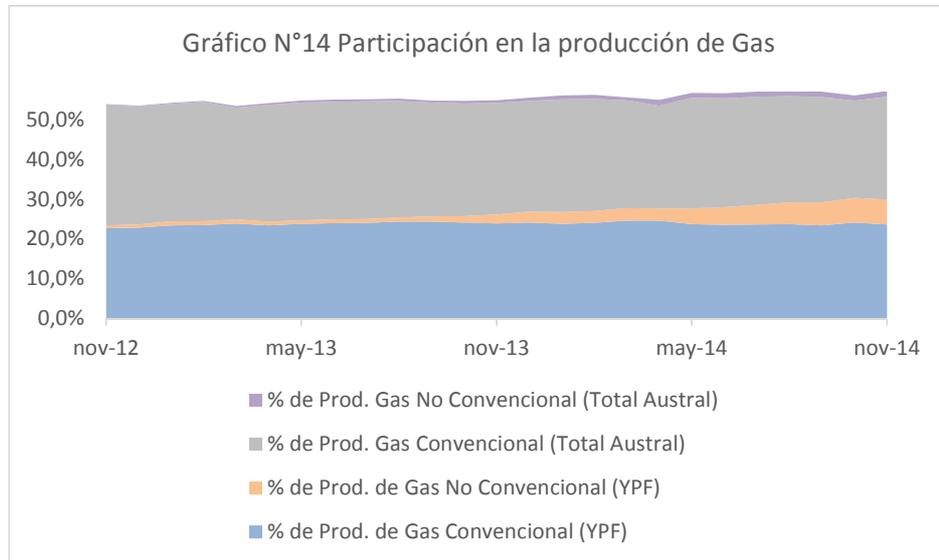
incremento en la producción de Gas no Convencional, YPF pudo incrementar su participación en la producción total de Gas en el país, incluso sobrepasando a Total Austral. Mientras en noviembre de 2012 YPF poseía una participación de 23,5% en la producción de Gas, Total Austral concentraba el 30,5%. Para Noviembre del 2012 YPF pasó a explicar el 29,9%, y Total Austral el 27,4% (véase Gráfico N°14).



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

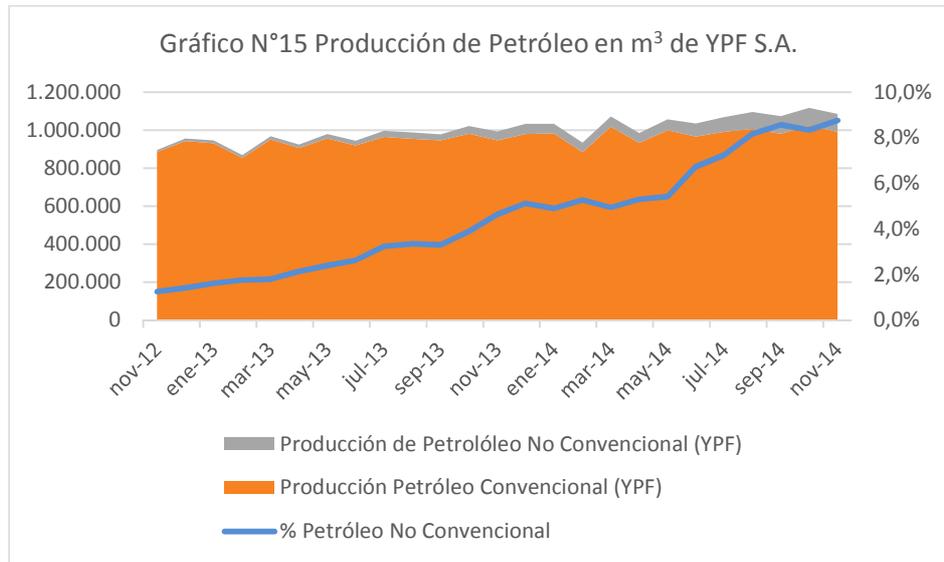
Como se puede ver en el Cuadro N°18, YPF concentra en noviembre de 2014 el 52% de la producción de Gas no Convencional que se produce en Argentina. Esto se explica por la inversión destinada al rubro, y la cantidad de pozos perforados en tan poco tiempo. Otras empresas con un gran crecimiento en su producción son Total Austral S.A. de capital francés, la cual aumentó su producción de los 6.826,7 Mm³ con 8 pozos en producción en noviembre de 2012 a los 50.564,0 Mm³ y 34 pozos en noviembre de 2014. Pan American Energy, del grupo Bidas parte de una producción de 2.886,0 Mm³ con 4 pozos en producción, y se incrementa a los 29.408,6 Mm³ y 20 pozos en noviembre del 2014. Por otro lado Petrobras Argentina parte de un piso alto en nuestra serie, contando con 32 pozos y una producción de 52.590,1 Mm³ en noviembre del 2012. Para noviembre de 2014 la producción no se incrementa tan fuerte (71.335,6 Mm³ en noviembre del 2014) a pesar de los 23 pozos perforados en el periodo. Otra empresa con una evolución particular, se centra en Capex S.A. Su producción decayó en estos dos años, a pesar de haber perforado pozos. Por último mencionar la existencia de muchas empresas con pocos pozos perforados y con una baja

producción. Empresas de gran porte como EXXONMOBIL, Chevron, etc. Aunque cabe aclarar que esta última posee pozos en forma compartida sin ser el operador de los mismos, ya que los acuerdos firmados comprometían a YPF en este rol.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

En lo que respecta a la producción de Petróleo por parte de YPF la historia es un poco distinta. La producción de Petróleo no Convencional pasó de 11.207,82 m³ a 95.188,97 m³. A su vez la producción de Petróleo Convencional también aumentó de los 885.097,26 m³ a 990.696,33 m³. Pero como el crecimiento del Petróleo no Convencional fue más dinámico, pudo incrementar su participación del 1,3% al 8,8% de la producción de YPF. E tanto la participación de YPF en la producción de Petróleo del total del país se ha incrementado tanto por los recursos convencionales como por los no convencionales, representando el 42,7% para noviembre de 2014.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

Cuadro N°18 Producción y cantidad de pozos de recursos no convencionales (Shale y Tight) por empresa

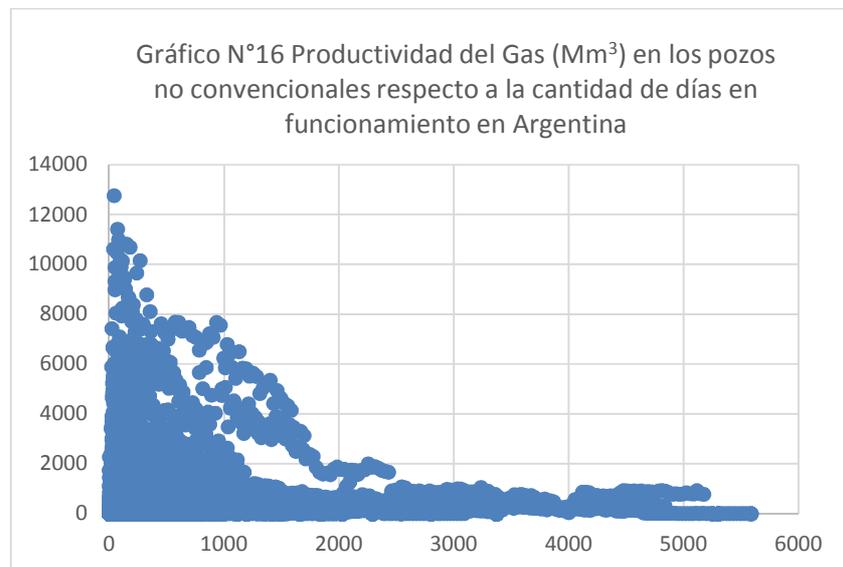
Empresas	nov-12			nov-14		
	Gas (Mm ³)	Pet(m ³)	Pozos	Gas (Mm ³)	Pet(m ³)	Pozos
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	1.548,1	8,4	4	1.440,8	9,5	5
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	52.590,1	599,8	32	71.335,6	898,8	55
AMERICAS PETROGAS ARGENTINA S.A.	91,1	257,8	1	70,5	182,0	4
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L.	0,0	0,0	0	22.811,6	4.549,4	22
ARGENTA ENERGIA S.A.	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1
CAPEX S.A.	11.896,3	556,5	36	10.965,9	469,8	44
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	0,0	0,0	0	430,7	385,0	4
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,0	0,0	0	1.287,8	3.491,8	2
MEDANITO S.A.	166,6	442,6	1	76,8	150,2	2
O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	0,0	0,0	0	449,1	2.171,0	7
PAN AMERICAN ENERGY	2.886,0	254,1	4	29.408,6	26,4	20
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	32,0	433,6	6	952,2	1.054,8	8
PLUSPETROL S.A.	2.614,3	743,8	9	10.527,8	1.280,4	19
TECPETROL S.A.	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1
TOTAL AUSTRAL S.A.	6.826,7	976,0	8	50.564,0	1.794,8	34
YPF	26.390,0	11.207,8	93	214.596,6	95.189,0	450
Total	105.041,1	15.480,4	194	414.918,0	111.652,7	678

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

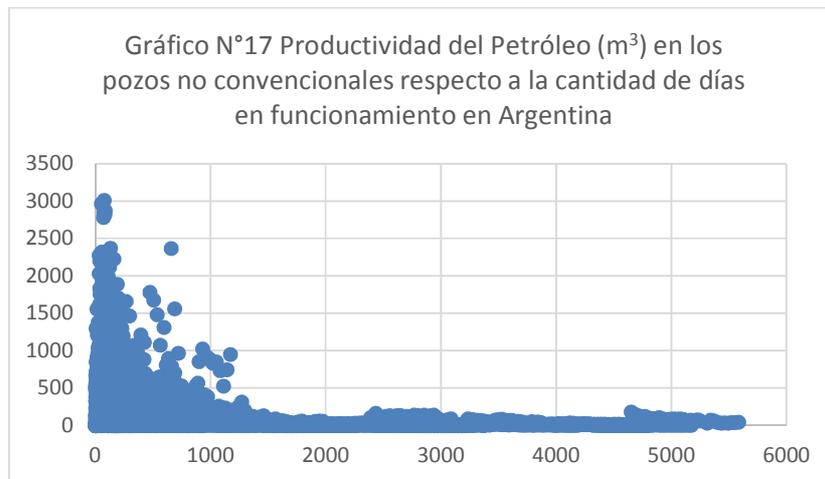
En la producción de petróleo por medio de recursos no convencionales a noviembre del 2014 YPF concentra el 85% de lo producido (véase Cuadro N°18). Las empresas que le siguen con una producción mucho menor son Apache, la cual pasó a manos de YPF, y EXXONMOBIL. Esto se

debe a que las formaciones como Vaca Muerta están caracterizadas más que nada por sus reservas en Shale gas más que en Shaleoil. Es por eso que muchos de los pozos incluso dan toda su producción de petróleo a los pocos meses para luego decaer. Esto ocurre con empresas como América Petrogas, Medanito, Pan American Energy, etc.

Siguiendo esta línea hay que tener en cuenta que los pozos no convencionales distan mucho de la tradicional evolución de la productividad en forma de campana. Esto, como es sabido cambia las características de la operación, dado que los pozos no convencionales poseen una vida útil de 5 años cuanto mucho. La mayor producción ocurre en los primeros meses, para luego disminuir fuertemente. Nunca alcanzan una etapa de madurez, prácticamente nacen en su mayor potencial. En tanto dicho potencial se diferencia por el poco tiempo de duración en comparación con los pozos convencionales. De esta forma se necesitan perforar múltiples pozos por unidad de tiempo para mantener o incrementar el nivel de producción global. En los dos gráficos abajo expuestos (véase Gráfico N°16 y 17), en lo que respecta a los pozos no convencionales, la producción de gas y petróleo declina desde el comienzo hasta los 2.000 días momento en el cual la mayoría de ellos dejan de ser productivos.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

A pesar del declive, la productividad de los pozos no son todas iguales, hay pozos con mayor producción, y pozos con menor. Para introducir las diferencias se mostrarán algunas clasificaciones para mejorar la comprensión. En primer lugar la productividad promedio mensual de gas en los pozos no convencionales es de 561,37 Mm³ (véase Cuadro N°19), de los cuales los pozos de YPF poseen una productividad menor en 363,29 Mm³. A su vez hay una mayor diferencia si se trata de pozos Tight o pozos Shale, mientras los primeros tienen una productividad promedio mensual de 1.081,7 Mm³, los segundos poseen una productividad de 192,27 Mm³. Por otro lado en lo que respecta a las formaciones, mientras que las Lajas y Mulichinco poseen una productividad promedio mensual de 1.459,01 Mm³ y 1.697,27 Mm³ respectivamente, el sueño dorado de Vaca Muerta posee una productividad de 124,23 Mm³. A su vez formaciones con pozos de Tight como Los Molles y Quintuco tienen una productividad más parecida que la de las formaciones Shale, de 361,94 Mm³ y 61,81 Mm³, respectivamente.

Para darnos una idea, de los pozos no convencionales se cuenta para noviembre de 2014 con 436 pozos de Shale y 242 de Tight, mientras que YPF posee 358 pozos del primer tipo y 92 del segundo. En lo que respecta a las formaciones más importantes, los pozos en la formación Vaca Muerta concentran 353 pozos, mientras YPF cuenta con 291. Las formaciones con mayores pozos de Tight poseen 116 pozos, 77, 42 y 37 en Lajas, Mulichinco, Los Molles, Quintuco, respectivamente. De los cuales YPF cuenta con 80 pozos, 30, 27 y ninguno, en Lajas, Quintuco, Mulichinco, y Los Molles, respectivamente. De esta forma los pozos con una productividad más baja, a su vez son aquellos en los que se concentran las mayores esperanzas en el desarrollo gasífero argentino. Esto

se debe a que las grandes reservas estimadas del país se concentran en las formaciones de Shale en general y en Vaca Muerta en particular.

Cuadro N°19 Productividad por pozo y cantidad de pozos

Especificidad	Productividad mensual Gas por pozo en Mm ³	Cantidad de pozos Nov-2014	Cantidad de pozos de YPF nov-2014
<i>Total Pozos No Convencionales</i>	561,37	678	-
<i>YPF</i>	363,29	450	-
<i>Shale</i>	192,27	436	358
<i>Tight</i>	1.081,70	242	92
<i>Vaca Muerta (Shale)</i>	124,23	353	291
<i>Quintuco (Tight)</i>	61,81	37	30
<i>Los Molles (Tight)</i>	361,94	42	0
<i>Lajas (Tight)</i>	1.459,01	116	80
<i>Mulichinco (Tight)</i>	1.697,27	77	27

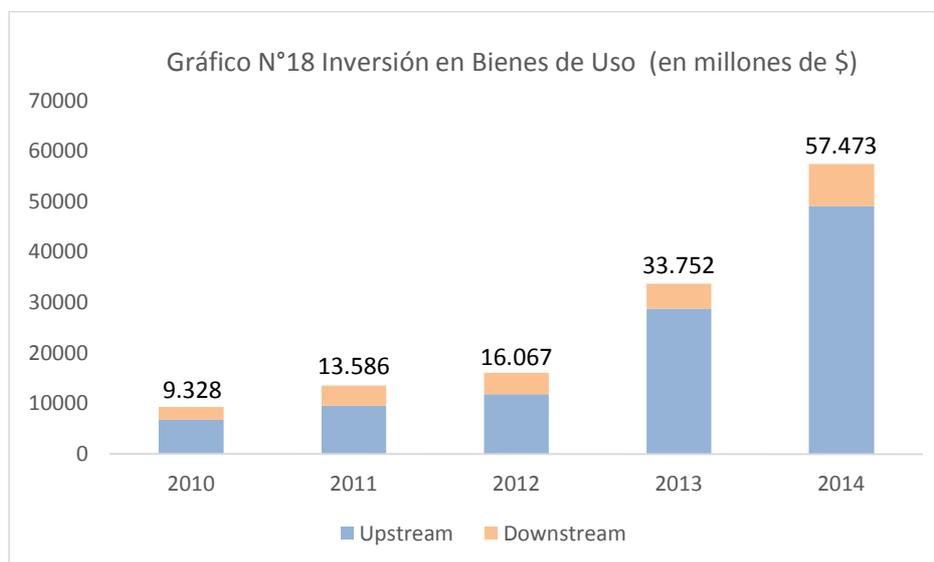
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

5.6- Inversión, financiamiento y performance

A partir de la estatización de YPF la inversión empresarial se ha disparado. Mientras en el año 2011 se destinaban \$13.586 millones al incremento de sus actividades productivas, dos años más tarde se alcanza un monto record de \$33.752 millones (véase Gráfico N°18). El desarrollo de los no convencionales significa rediscutir las formas de financiamiento, y los montos destinados. Como vimos anteriormente ante una productividad en baja, se necesitan realizar muchos pozos por unidad de tiempo, lo cual significa una inversión constante y creciente. De esta forma mientras en el año 2011 se destinaba \$9.554 millones a la actividad de Upstream, dos años más tarde el monto se eleva a \$28.849 millones, y para el año 2014 el monto alcanza los \$49.081 millones. Aquí se incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol), Bajada de Añelo, La Amarga Chica y las UTE Puesto Hernández, Lajas y La Ventana, por un total de \$7.442 millones. Mientras las inversiones del año 2013 incluyen la baja por la cesión de la participación a Chevron en Loma Campana por un total de \$6.708 millones.

Con otra forma de cálculo con el fin de desagregar por categoría de importe, nuevamente se puede ver el aumento de la inversión a partir de los años 2012-2013 (véase Gráfico N°19). Las categorías “propiedad minera, pozos, y equipos de exploración”, y “perforación y obras en curso” son los conceptos que concentran la inversión de YPF a partir de este periodo. De los \$28.639 millones en inversión bruta en el año 2013, \$16.585 millones corresponden a “propiedad minera,

pozos, y equipos”. En tanto para el año 2014 de los \$38.075 millones en inversión bruta, \$28.959 millones se destinan a esta última partida, y \$18.936 millones en “perforaciones y obras en curso”.

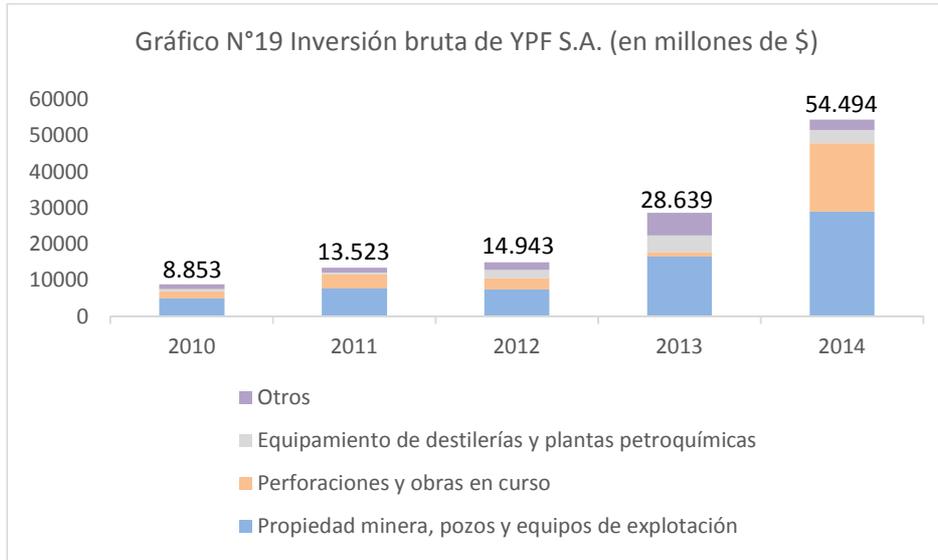


Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

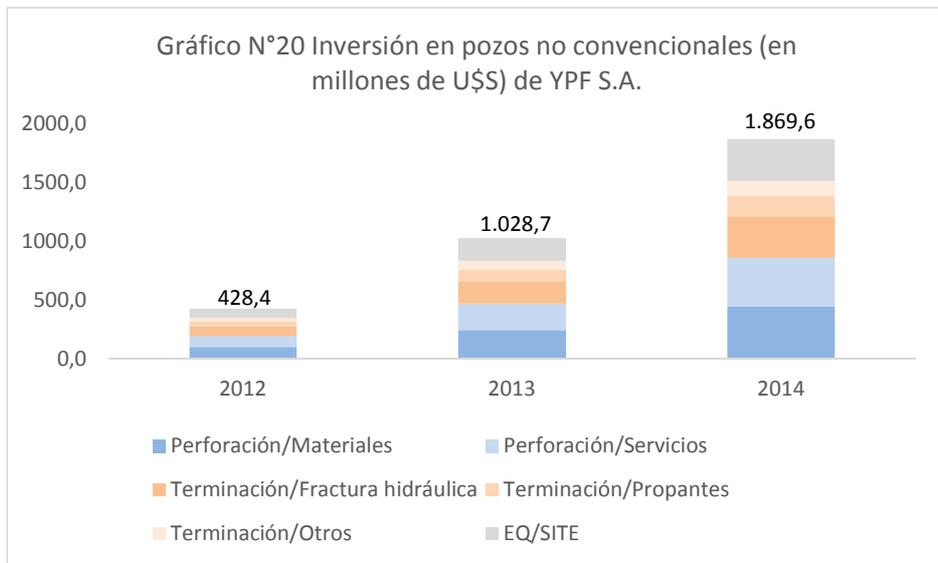
La inversión ligada a los pozos no convencionales, se puede estimar a través de la información brindada en torno al costo por pozo, multiplicada por la cantidad de pozos realizados⁷¹. Esta operatoria nos da una inversión de U\$S 428 millones en el año 2012, U\$S 1.028 millones en el año 2013 y de U\$S 1.869 millones para el año 2014. Mientras en el año 2013 el costo en realizar un pozo ascendía a los U\$S 8,1 millones, en el año 2014 el mismo alcanzó los U\$S 7,6 millones. El 46% de estos costos son explicados por la perforación de los pozos, es decir U\$S 3,72 millones en 2013 y U\$S 3,49 millones en 2014, a razón de una inversión total de U\$S 509,64 millones en el año 2013 y U\$S 732,9 millones en 2014. A su vez de los costos de perforación, el 48% corresponden a servicios y el 52% a materiales variables. En tanto a la terminación, alcanzan el 35% de los costos de los pozos, para el año 2013 significa una inversión de U\$S 2,83 millones por pozo y una inversión total de U\$S 360 millones. Mientras para el año 2014 alcanzó los U\$S 2,66 millones por pozo y una inversión de U\$S 654 millones en el año 2014. Nuevamente a su vez este último monto se divide en un 53% en la fracturación hidráulica, 27% en propantes⁷² que complementan la terminación y 20% en otros servicios y materiales. Es decir para el año 2014 correspondió una inversión de U\$S 346 millones en fracturación hidráulica, y U\$S 176 millones en propantes (véase Gráfico N°20).

⁷¹ Véase en la presentación de YPF, Vaca Muerta Update, pág 30, 17/03/2014.

⁷² Es un material sólido, arena tratada normalmente o materiales cerámicos artificiales, diseñado para mantener una fractura hidráulica inducida abierta, durante o después de un tratamiento de fracturación.



Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía de la Nación y a la presentación de YPF del 17/03/2014

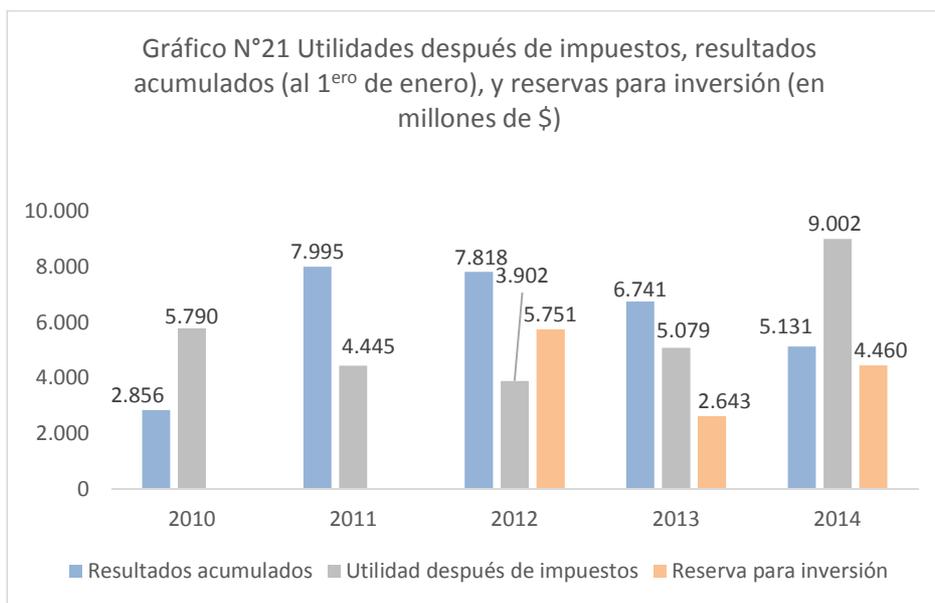
Para financiar estos montos elevados de inversión, la nueva gestión implementó a partir del año 2012 un nuevo fondo de reserva para inversiones financiado con utilidades propias. El monto ascendió los \$5.751 millones en el primer año, \$2.643 millones en el 2013, y de \$4.460 millones en el año 2014. Como ya se había explicado anteriormente, los fondos de reserva destinados a distribuir dividendos mermaron a partir de la creación del nuevo instrumento. Mientras en el año 2011 se pagaron dividendos por \$5.565 millones, en el año 2012 el monto alcanzó únicamente los \$303

millones, \$326 millones en 2013 y \$465 millones en 2014. La estrategia corporativa está en línea con financiar inversión productiva por medio de las ganancias propias.

Para el año 2012 el fondo de reserva supera ampliamente a la inversión destinada al desarrollo de los recursos no convencionales por una cifra de \$3.802 millones, mientras que para el año 2013 la inversión en no convencionales es superior al fondo de inversión por \$2.994 millones. Lo propio ocurre en el año 2014 ya que la inversión en no convencionales supera al fondo en \$10.721 millones. De esta forma las necesidades de financiamiento se van ampliando a medida que se explotan dichos recursos, debiendo buscar financiamiento externo.

Pero antes sería razonable desmenuzar la evolución de la ganancia y sus componentes particulares, utilizando los balances contables para observar los determinantes de la evolución de la auto-financiación. Por un lado es importante no solo comparar las utilidades después de impuestos en el año en que se realizan las inversiones, sino también los resultados acumulados. Es decir las ganancias no distribuidas están también nutridas por las ganancias de años anteriores que en última instancia a partir de los fondos no asignados se financia la inversión.

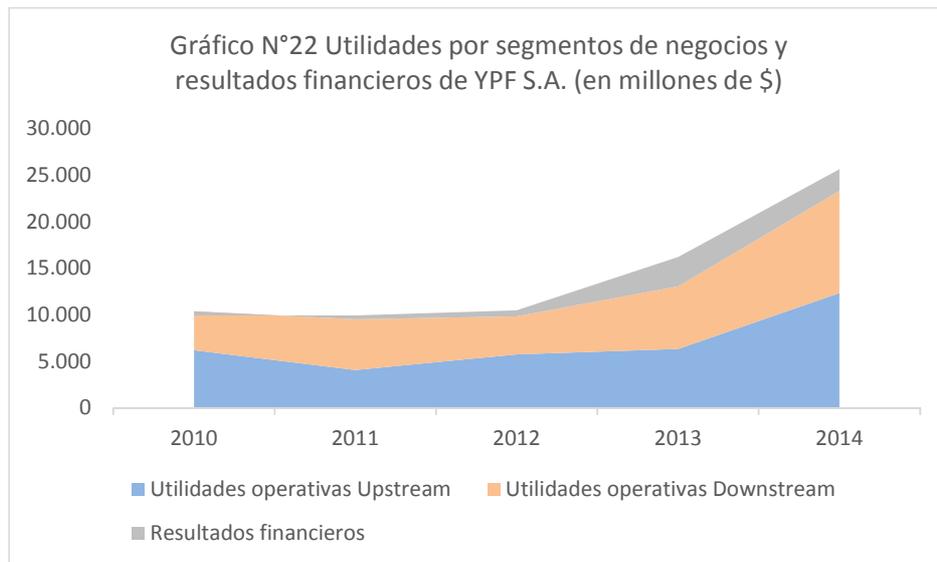
Con respecto a las utilidades después de impuestos, se observa un impacto negativo de la crisis del 2009 con un efecto revote en el año 2010, periodo a partir del cual las utilidades se normalizan hasta el año 2012 (véase Gráfico N°21). Para los años posteriores correspondientes a la nueva gestión, la utilidad neta (después de impuestos) comienza a crecer. Con respecto a los resultados acumulados, la utilidad neta se hace sentir en el año 2011 producto del revote, pasando de \$2.856 millones a \$7.995 millones. En el año 2012 el nivel de los resultados acumulados se mantienen elevados, producto de las utilidades netas del año anterior. Sin embargo con la constitución de la reserva para inversión y una utilidad neta más baja con respecto al año 2011, el resultado acumulado del año 2013 merma. En el año 2013 se constituyó una reserva de inversión en un monto más reducido que el anterior, en parte por el hecho anteriormente explicado y por otro lado por la creación de un fondo especial de ajuste por el cambio de normas contables por única vez en \$3.648 millones. Es por ello que para el año 2014 los resultados acumulados fueron menores que en el 2013, aun así la reserva para inversión resultó ser más elevada. Aunque no tan elevada como en el año 2012. Todo permite sugerir que con una utilidad neta en alza, la reserva de inversión se recuperará para el año 2015. Tal es así que el Hecho Relevante del 26 de febrero de 2015 prevé una reserva para inversiones de \$8.410 millones.



Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

Un determinante no menor en la determinación de las utilidades netas, son los pagos de impuestos. Por lo tanto mientras en el año 2011 YPF contribuía al fisco por \$3.141 millones en concepto de impuestos a las ganancias, en el año 2014 este importe asciende a \$13.223 millones. Esto se debe en parte al cambio de norma contable el cual contabilizan los resultados integrales. A través del cual la valorización de la cuenta “propiedad minera, pozos y equipos de exploración”, entre otras, contribuye en \$10.573 millones por concepto de la re-valoración de los bienes de usos.

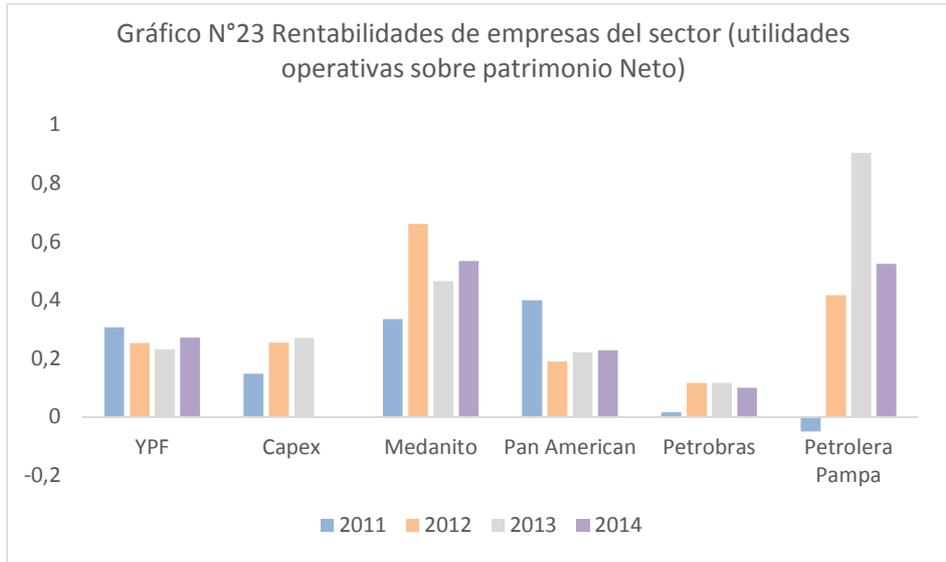
Un tanto más atrás al desmenuzar las utilidades operativas desagregadas por segmento de negocio, se puede observar un estancamiento de dicha variable en torno de los \$10.000 millones hasta inclusive el año 2012 (véase Gráfico N°22). A partir de los años 2013-2014 las utilidades operativas más los resultados financieros crecen, alcanzando los \$16.233 millones y los \$25.661 millones respectivamente. Multiplicando por 2,5 las utilidades antes de impuestos en dos años. Esto se explica en parte, por un lado, a través del segmento de Upstream, el cual aumentó sus utilidades desde los \$4.067 millones en el año 2011, a los \$12.353 millones en el año 2014. Como por el segmento de Downstream que también incrementó sus utilidades desde los \$5.466 millones en el año 2011, a los \$10.978 millones en el año 2014. Por último los resultados financieros crecieron desde los \$398 millones en el año 2011, a los \$2.330 millones en 2014. Este fenómeno se vio reflejado por una diferencia de cambio de los pasivos por \$10.272 millones a favor de YPF, contrarrestado por intereses provenientes de sus pasivos en \$7.336 millones, al cual nos referiremos más abajo.



Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

Para comprender la razonabilidad de la evolución de la utilidad operativa, la rentabilidad del sector es una excelente guía en términos comparativos (Gráfico N°23). En lo que respecta al desempeño de YPF, la tasa de rentabilidad posee una tendencia a la baja hasta el año 2013 inclusive. Sin embargo, para el año 2014 la rentabilidad crece, superando incluso la del año 2012. Mientras el efecto que prima en los primeros años refiere al crecimiento del patrimonio neto dado por una alta tasa de inversión en los bienes de uso. A partir del 2014, como se mencionó en el párrafo anterior, prima un gran incremento de las utilidades operativas. Es decir es, recién en el 2014 se pueden ver los frutos de la inversión que se viene desarrollando. Por contra parte, el crecimiento del patrimonio neto ha sido soslayado por el incremento del endeudamiento, del cual se mencionará más abajo.

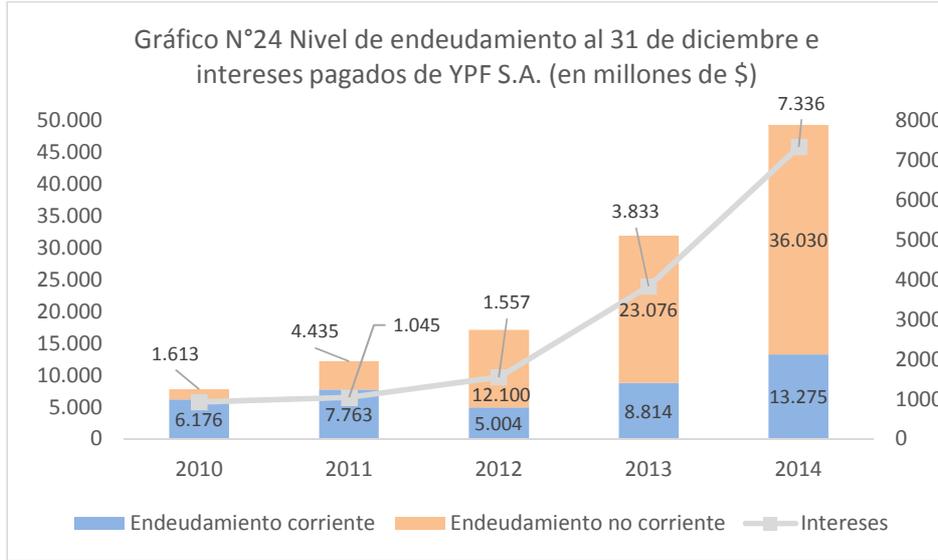
Con respecto a las demás petroleras como Petrolera Pampa, Medanito e incluso Pan American Energy, YPF posee una evolución bastante estable. Además, respecto a Petrobras y Pan American Energy, YPF posee una tasa de rentabilidad mayor, no así respecto a Capex. El aspecto general a destacar se centra en un crecimiento de la tasa de rentabilidad de casi todas las empresas en los últimos años.



Fuente: Elaboración propia en base a los distintos Balances contables en la Comisión Nacional de Valores, varios años

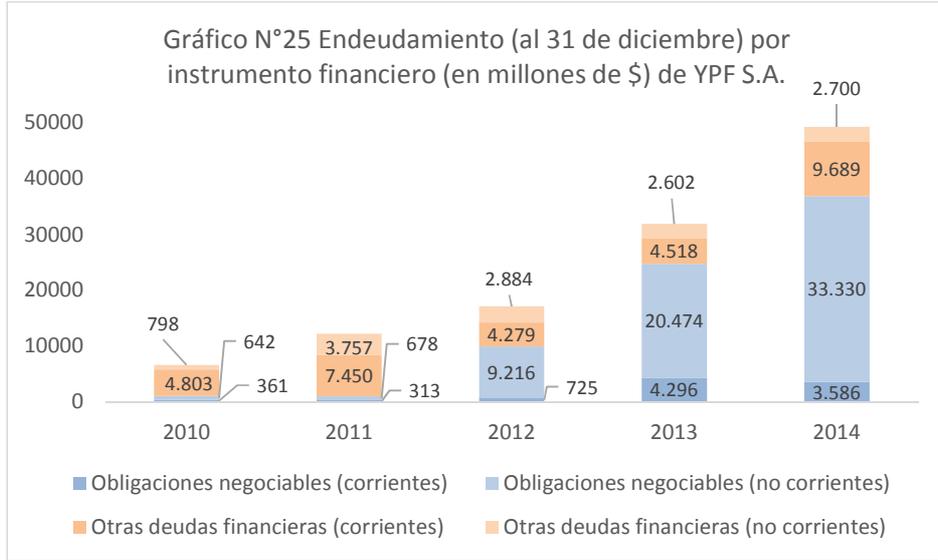
Por último cabe mencionar la evolución del endeudamiento de YPF con el fin de financiar la inversión productiva. Durante la última reunión de la asamblea ordinaria de febrero del 2015 se resolvió elevar el techo máximo de endeudamiento a U\$S 8.000 millones⁷³. Ya que el techo de U\$S 5.000 millones fue alcanzado al cierre del 31 de diciembre del 2014 por unos U\$S 5.766,66 millones al tipo de cambio vigente. Mientras al 31 de diciembre del año 2011 el endeudamiento alcanzaba los \$12.198 millones, dos años más tarde asciende a \$31.890 millones y en el año 2014 a los \$49.305 millones (véase Gráfico N°24). Dentro de este monto, corresponde en su mayoría a obligaciones no corrientes, sumando \$36.030 millones al 31 de diciembre del 2014. Aunque en los últimos años el endeudamiento corriente crece de los \$5.004 millones en el año 2012, a los \$13.275 millones en 2014. Por otro lado a la par del crecimiento del endeudamiento, también crecieron los intereses pagados. De los \$1.045 millones abonados en el año 2011, los intereses ascienden a \$7.336 millones en el año 2014.

⁷³ Hecho Relevante 5/02/2014



Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

Si estudiamos el endeudamiento por instrumento financiero, observamos el fuerte crecimiento producto de las obligaciones negociables, es decir bonos o títulos de deuda. Mientras en el año 2011 YPF utilizaba instrumentos agrupados en otras deudas financieras a corto plazo, es decir en términos corrientes, al año siguiente el endeudamiento proviene de las obligaciones negociables en términos no corrientes, es decir a un plazo mediano o largo. Para el 31 de diciembre del año 2013 YPF debía abonar \$4.296 millones en la proximidad de un año, y debía \$20.474 millones para las próximas fechas (véase gráfico N°25). En tanto al 31 de diciembre del 2014 la deuda en títulos ascendía a \$36.916 millones de los cuales \$3.586 millones deben abonarse a corto plazo y \$33.330 millones en próximas fechas. Desde ya las obligaciones negociables cotizan en las distintas bolsas, y reflejan ganancias patrimoniales a través de los movimientos en el precio del instrumento. Es decir, que el endeudamiento a través de esta clase de instrumentos financieros alimentan las ganancias financieras de especuladores nacionales e internacionales. Sin mencionar a los bancos intermediarios que utiliza YPF para colocar sus bonos en el mercado como son JP Morgan, Citibank, HSBC, Itaú, entre otros. Al día de la fecha YPF cuenta con 32 bonos de distintas categorías en monto, amortización, vencimiento, etc., emitidos en los últimos tres años. De los cuales 15 son emisiones en dólares estadounidenses y 17 en pesos argentinos. La mayoría de los bonos cotizan tanto en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, como en el Mercado Electrónico Abierto.



Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

Por año de emisión nos encontramos que los nominados en pesos argentinos se concentran prácticamente en el año 2012, alcanzando unos \$6.488 millones a una tasa promedio bastante elevada del 26,74% anual (véase cuadro N°20). Dentro de los vencimientos próximos proveniente de esta partida nos encontramos con el bono Clase VIII emitido por \$1.200 millones con vencimiento en 2015, y el bono Clase XIII de \$2.828 millones con vencimiento en 2018, entre otros, ambos con amortizaciones únicamente en los dos últimos años de vida del instrumento.

En el año 2013 se emitió deuda por \$4.665 millones a una tasa promedio del 25,48%. Para este año se destaca el bono Clase XX de \$1.265 millones con vencimiento en el año 2020 y amortizaciones en los dos últimos años, como una serie de bonos con vencimiento a un año. Por último para el año 2014 se emitieron bonos por \$3.295 millones a una tasa promedio del 22,97%. Destacándose el bono Clase XXXIV y Clase XXXV de \$1.000 millones y \$750 millones, con vencimiento en 2024 y 2019, y amortizaciones a partir del 2019, y el 2018 respectivamente.

Con respecto a las emisiones en dólares, en el año 2012 se tomó deuda por U\$S 682 millones a una tasa promedio del 6,01% anual. Se destaca el bono Clase X por U\$S 552 millones con vencimiento en 2016 y amortización en el último año. En el año 2013 la emisión en dólares se eleva a U\$S 1.462 millones, con una tasa promedio de 6,59% anual. El bono más relevante, Clase XXVI de emisión internacional, por un monto de U\$S 587 millones con vencimiento en 2018, y amortización única el último año. Por último en los primeros nueve meses del año 2014 se emitió deuda por U\$S 1.169 a una tasa de interés promedio de 8,33%. Emitiéndose el bono más abultado en lo que respecta a la historia de las empresas de capital argentino, denominado Clase XXVIII por un monto

de U\$S 1.000 millones. Dicho bono vence en el año 2024 con amortizaciones en los últimos tres años a partir del año 2022.

Cuadro N°22 Toma de deuda por medio de obligaciones negociables

Monto/interés/vencimiento	2012	2013	2014
<i>Obligaciones en pesos arg.</i>	\$ 6.488	\$ 4.665	\$ 3.295
<i>Tasa de interés promedio ponderado en \$</i>	26,74%	25,48%	22,97%
<i>Vencimientos \$</i>	2015-2018	2014-2020	2015-2024
<i>Obligaciones en dólares</i>	U\$S 682	U\$S 1.462	U\$S 1.169
<i>Tasa de interés promedio ponderado (U\$S)</i>	6,01%	6,59%	8,33%
<i>Vencimientos (U\$S)</i>	2014-2016	2014-2020	2017-2024

Fuente: Elaboración propia con los Balances contables de YPF S.A., varios años

6- Reflexiones finales y recomendaciones

En el presente documento hemos volcado un conjunto de antecedentes que permiten identificar los ejes problemáticos derivados de la política de extracción de combustibles fósiles utilizando técnicas no convencionales. Los clasificaremos en los siguientes grupos:

- Ilusión de la sustentabilidad basada en la eternidad de la era de los hidrocarburos

El fin de la era de los hidrocarburos es por un lado una certeza, por otro una necesidad frente a los efectos expresados, entre otros frentes, en los referidos al cambio climático. La insuficiencia y/o ausencia de políticas públicas de mediano y largo plazo orientadas a atender esta emergencia, renuevan las porosidades causadas por la continuidad de las tradicionales políticas explícitas o implícitas de desarrollo económico. Esto se ve agravado fuertemente por los impactos diferenciales que tienen los métodos de extracción de los hidrocarburos no convencionales y en general por la extensión del tiempo y la cantidad de hidrocarburos extraídos y quemados.

- Paradojas entre las urgencias de corto plazo y las expectativas con incertezas para el mediano y largo plazo.

El déficit energético derivado del daño causado por la políticas de los largos años noventa y catalizados por los patrones de consumo productivo, de transporte y de consumo de hogares, define una encrucijada: se continúa por el camino inercial trazado por los estilos de desarrollo conocidos o se encara un proceso de transformaciones cuyos resultados visibles deben ser percibidos en plazos

no lejanos. Las urgencias por administrar las necesidades de importación, factor de alto peso en la caída del ingreso de divisas del comercio exterior, no constituyen el mejor escenario para iniciar un proceso de transformaciones pero es el único existente. Las necesidades de disminuir la brecha comercial deficitaria (exportaciones menores a importaciones) que muestra el capítulo energético, requiere de respuestas rápidas, sobre todo a partir de la posibilidad que el precio internacional vuelva a expresar saltos por encima de los deprimidos guarismos actuales.

Además hay que tener en cuenta las limitaciones de la actual trayectoria de desarrollo energético. Ya que los recursos no convencionales plantean una perspectiva de productividad descendente. Más aún cuando el objetivo nacional consta de exportar uno de los recursos más escaso, hipotecando el futuro. Ergo se torna imprescindible lanzar en debate las trayectorias energéticas a seguir. Ya que hoy por hoy, existe gran secretismo por parte de la empresa de bandera en torno a la explotación de recursos no convencionales. Aquí las empresas creadas off shore son una muestra de ello.

- Fragilidad estratégica en escenarios de errático comportamiento de los precios de hidrocarburos.

La confianza depositada en un proceso de extracción no convencional de petróleo y gas está dramáticamente atada al precio internacional de los hidrocarburos. Sostener esa línea de explotación energética sólo es posible – en el actual contexto de mercado – sobre la base de apoyos económicos, fiscales y de infraestructura provistos por el estado nacional y los sub-nacionales de las provincias sede de los yacimientos, a costa del diferimiento o cancelación de otro conjunto de necesidades sociales pendientes. Aun con precios compensatorios o que garanticen el equilibrio desde un punto de vista estrictamente económico, la producción prometida de hidrocarburos mediante fracking no permitirá resolver las urgencias de corto plazo existentes. Por tal razón el precio internacional del petróleo juega para el país como sábana corta: disminuye el déficit comercial pero requiere subsidios al fracking o por el contrario acelera el déficit comercial e inhibe – debido al mejoramiento de la ecuación económica del fracking – un cambio de rumbo en materia de sustentabilidad energética.

La diferencia de precios entre el mercado interno y el internacional, multiplicado por el nivel de producción, nos refleja una transferencia desde el resto de la sociedad hacia las petroleras. Este guarismo arroja por tres meses (diciembre del 2014, y enero-febrero de 2015) la suma de U\$S 829 millones. Si se proyecta por un año la transferencia será de U\$S 3.316 millones. Este tipo de

transferencia posee el problema de ser una política generalizada, donde los actores más grandes y concentrados acaparan más transferencias. Y dado el alto grado de extranjerización del sector, luego significa fuga de capitales por concepto de dividendos y utilidades.

- Efectos comprobados del uso de la fractura hidráulica.

Argentina ya ha experimentado efectos nocivos fruto de la extracción no convencional de hidrocarburos, esto a pesar de que el proceso de instalación es relativamente nuevo. Explosiones, pérdida de elementos radioactivos, ocupación intensiva de territorio, represión y judicialización de las protestas son algunos de los elementos de la historia reciente. Así mismo la rica y conflictiva experiencia recogida en territorio estadounidense debe servir como espejo, horizonte previsible y señal de alerta, sobre todo pensando en la fragilidad regulatoria existente en nuestro país sobre la materia. Por tal motivo hemos incluido como proposición el diseño de una matriz que permita monitorear la multiplicidad de efectos imaginados en relación al fracking. Consideramos que debe serlo con carácter preventivo y no ex post. Se trata de diseñar el análisis previo de impacto y no de mensurar la irreversibilidad de los efectos causados por la fractura hidráulica.

- Concepto reducido de autonomía y soberanía que desemboca en la confusión entre lo público y lo estatal.

La demorada pero necesaria reestatización del control accionario mayoritario de la empresa petrolera de bandera fue concebida emulando el comportamiento de otras empresas de propiedad del estado existentes en Latinoamérica. Los estilos adoptados de asociación con multinacionales del sector, la creación de empresas off shore, la identificación de un norte empresarial que privilegia la rentabilidad por sobre, incluso el débil concepto de responsabilidad social empresaria es síntoma inequívoco de la presencia de tales señales. El objetivo de autoabastecimiento energético lidera las acciones de YPF S.A., pone en vilo los objetivos de creación de ENARSA S.A. y no permite identificar un horizonte claro de transformaciones de mediano y largo plazo que desplacen la centralidad de las fuentes hidrocarburíferas en el marco de un plan de desarrollo que cuestione los patrones de producción, transporte y consumo de hogares antes enunciados. La presencia líder de la compañía estatal no permite asimilar su estrategia política con lo público, sino con la urgencia de autoabastecimiento planteada y sin cuestionar el derecho a la participación de los jugadores transnacionales del sector.

El sector energético muestra altos grados de “captura” por parte del sector financiero internacional. Este hecho no se circunscribe sólo al ámbito nacional, ya que la actual reconfiguración

por vía de la financiarización se torna hegemónica a nivel mundial. Lo preocupante es que dicha captura alcanza a nuestra empresa de bandera, tergiversando los límites de lo público y estatal, hacia un horizonte de objetivos con gran similitud sobre lo privado.

Este hecho se ha demostrado en varios puntos del informe. En primer lugar, el principal objetivo de YPF S.A. consta de la valorización accionaria. De forma de hacer del objetivo nacional del autoabastecimiento un negocio financiero. En segundo lugar el paquete accionario de YPF S.A. contiene a innumerables fondos de inversión radicados en paraísos fiscales. En tercer lugar la compra de acciones propias cumple el rol de alinear los objetivos de los altos ejecutivos con los objetivos de financiarización. En cuarto lugar los mencionados acuerdos y la creación de empresas. En quinto lugar la compra y venta de empresas y concesiones.

Entendemos que reivindicar la soberanía, lo público y estatal significa desvincularse de dicha "captura" financiera. La pregunta tal vez forzada, sería la siguiente: ¿se podría entender la explotación de Vaca Muerta sin el interés del capital financiero internacional? Por eso hasta el objetivo nacional se encuentra capturado. En consecuencia el actual escenario de baja en el precio del petróleo es propicio para desvincularse, ya que el capital financiero internacional se encuentra dudando de la rentabilidad sus inversiones.

Bibliografía

- Arelovich, S. (2010). *Subvenciones energéticas. Informe preliminar sobre estudios existentes para América Latina*. Quito: Fundación F. Ebert.
- Arroyo, A., & Perdriel, A. (2015). *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe* (ISSN 1680-9017 ed.). Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- Barrera, M. (2014). *La entrega de YPF. Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires: Atuel, Colección Cara y Ceca.
- Bertinat, P., Svampa, M., Viale, E., Ochandío, R., & Delia, E. (2014). *20 Mitos y Realidades del Fracking*. Buenos Aires: El Colectivo. Colección Chico Mendes.
- Di Sbroiavacca, N. (2013). *Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva*. Buenos Aires: Fundación Bariloche.
- Energy Information Administration USA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*.
- Gómez Mederos, R. (Febrero de 2015). La mentirosa sustentabilidad del petróleo basura. La burbuja del fracking y Vaca Muerta. *Rebellion*, págs. <http://www.rebellion.org/noticia.php?id=197366&titular=la-burbuja-del-fracking-y-vaca-muerta-> (Consultado 08/04/2015).
- Gudynas, E. (2009). *Diez tesis urgentes sobre el nuevo extractivismo*. Quito: Centro Andino de Acción Popular y Centro Latino Americano de Ecología Social.
- Hughes, J. D. (2013). *Perfora, chico, perfora*. (M. P. Lorca, Trad.) Santa Rosa, California: Post Carbon Institute.
- Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. (2012). *El Informe Mosconi*. Buenos Aires.
- Rapoport, M. (2009). *Historia económica, política y social de la Argentina (1880-2003)*. Buenos Aires: Emecé, 3ª Edición.
- Rogers, D. (2013). *Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas prices orchestrated? Traducción de Manuel Peinado Lorca*. Energy Policy Forum.
- Rogers, D. (2013). *Shale and Wall Street: was the decline in natural gas price orchestrated?* Energy Policy Forum.

Sabbatella, I. (2013). YPF SA con participación estatal (1993-1998). ¿Una empresa nacional? *Realidad Económica*(273).

Scandizzo, H. (2014). *YPF, Nuevos desiertos y resistencias. De la privatización a los no convencionales*. Buenos Aires.: Observatorio Petrolero del Sur.

Tagliabue, C. (2013). *La actual naturaleza jurídica de YPF S.A. y sus implicancias jurídicas*. Asociación de docentes.

U. S. Energy Information Administration. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Sahle Formations in 41 Countries Outside tehe United States*. Washington.

Coordinación ejecutiva y edición a cargo de

Pablo Bertinat - Taller Ecologista
San Martín 536 - Piso 4 of 5
(2000) Rosario, Argentina
Tel/Fax : 0341 4261475
e-mail: energia@taller.org.ar

Integrantes del proyecto de investigación:

Contador Público
Arelovich, Sergio

Ing. Electricista
Bertinat, Pablo

Lic en Antropología
Arelovich, Lisandro

Lic. en Economía
García, Gustavo

El presente informe es una herramienta de reflexión y debate que pretende aportar a las acciones regionales para la construcción de otra realidad energética. La publicación es impulsada por un equipo de académicos de distintas disciplinas. Agradecemos el apoyo permanente de la Fundación Heinrich Böll. La responsabilidad por las tareas de coordinación para el desarrollo de la publicación corresponde al Taller Ecologista (Rosario, Argentina).

