



## **“¿Para qué sirvió expropiar YPF”**

**Aumento de precios, recomposición de rentabilidades, fracking y sospechosas desprolijidades**

**Reflexiones a un año de la expropiación**

**AUTOR**

**GUSTAVO LAHOUD**

**COORDINACION**

**CLAUDIO LOZANO - TOMAS RAFFO**

**3 de Mayo 2013**

Mucho se ha dicho, a un año de la estatización de YPF, del carácter estructural que dicha medida supuso. Se la suele presentar como la más audaz de las medidas tomadas por la gestión gubernamental, dirigida a modificar el comportamiento empresario en un sector clave para la economía como lo es la producción de energía, al mismo tiempo que demuestra la vocación oficial de “pelear contra los monopolios” ya que se cambió la composición accionaria de la empresa más grande, en facturación, de la economía argentina. Como “para muestra basta un botón”, en este material se realizará una evaluación de las principales medidas que se han adoptado en materia hidrocarburífera a partir de la estatización, ya que es la forma, de otorgarle sentido, en el amplio sentido de la palabra, a la expropiación de YPF.

Cuatro puntos nos parecen centrales a la hora de encarar esta evaluación: a) el aumento de precios en el sector; b) Los datos del balance de YPF; c) Las políticas en planeamiento; y d) Los oscuros puntos en blanco de la expropiación.

### ***1) Sobre el aumento de precios y las rentabilidades del sector***

En el marco del supuesto “congelamiento” de precios que el Gobierno dispuso sobre los productos alimentarios vendidos en las grandes cadenas de supermercados, el gobierno ha dispuesto sendos aumentos de precios vinculados con un producto estratégico para el funcionamiento económico; nos referimos, obviamente, al precio de la energía. Estos aumentos fueron básicamente 3:

- a) El aumento del 66% del precio del barril de petróleo para su exportación. Precio que pasó de U\$S 42 a U\$S 70. Vale recordar que el costo de producción del barril no supera los U\$S 10; por lo que el precio de U\$S 42 ya incorpora una ganancia extraordinaria significativa de 320% que es apropiada por las empresas del sector; tasa de rentabilidad que con los precios vigentes alcanza el 600%.
- b) El aumento entre el 50% y el 66% del precio del gas de boca de pozo. Esto es así porque se dispuso fijar el precio en U\$S 7,5 dólares el millón de btu para el gas “nuevo” en lugar de los U\$S 4,5 y U\$S 5 en que se encuentra actualmente. Téngase presente que gran parte del denominado gas “nuevo” no es sino reserva de gas ya comprobada pero aún no explotada, cuando no es también gas “viejo” que se hace pasar por “nuevo”. Al efecto de considerar el nivel del precio del gas es bueno recordar que en buena parte de los yacimientos gasíferos del país, el gas está asociado con el petróleo. Por ende, el costo de producir gas en buena medida ya está cubierto por el costo de producir petróleo.
- c) El aumento en el precio de los combustibles líquidos, por vía del establecimiento de un precio tope de comercialización para lo cual se toma como referencia el valor más alto del mercado en cada tipo de combustible. Desde el 9 de abril, se dividió al país en seis regiones, pero es importante señalar que hay una gran dispersión de precios entre distintas jurisdicciones en el interior, con diferencias que oscilan entre el 8% y el 20% aproximadamente entre las distintas empresas. Por ejemplo, en el caso de la nafta Premium, en el interior tenemos valores que van desde los \$6,5 hasta \$8, mientras que en Ciudad de Buenos

Aires la brecha es menor ( de \$6,99 hasta \$7,8 por el mismo combustible).Téngase en cuenta, sin embargo, que estos precios ya dejaron incluso de ser referencia, ya que, desde la publicación de la medida, se ha producido una carrera de precios entre las operadoras y los mismos establecimientos, generando una nueva situación de zozobra para los consumidores y para el funcionamiento de todo el sector de comercialización de combustibles líquidos. Con esta medida, muy probablemente se busque recomponer precio para YPF ( *téngase en cuenta que, en comparación, siempre ha tenido los precios más bajos del mercado*), de modo tal de tender a una equiparación y, con ello, desviar potencial demanda a los otros operadores, quienes, ante esa situación, tendrían que responder o con más producción o, en su defecto, con importación adicional de combustibles, lo cual redundaría en pérdidas de rentabilidad para sus operaciones

La primera conclusión de estas decisiones es que la estatización de YPF ha *cumplido un rol fundamental en recomponer la rentabilidad empresaria del sector*, antes que en erigirse como un actor con un comportamiento diametralmente opuesto al que caracteriza a las firmas del sector. En lugar de que YPF sirviera para bajar el precio de la energía y con ello favorecer al proceso de reindustrialización y aportar también al “supuesto” congelamiento de precios; YPF exacerba el comportamiento rentístico que caracteriza al sector desde que se privatizara en los noventa.

## ***II) Los datos preliminares del balance de YPF***

El 11 de marzo del corriente, y en el marco de los hechos descritos, la Presidencia de YPF dio a conocer los primeros números globales sobre extracción de petróleo y gas, ventas de combustibles líquidos y rentabilidad obtenida por la empresa en 2012. En tal sentido, recuérdese que la nueva conducción de la empresa comenzó a tomar decisiones a partir de junio de 2012, luego de concluido el proceso de intervención y de normalización a partir de la integración del nuevo Directorio posterior a la asamblea de accionistas de fines de mayo pasado.

En líneas generales, estos son los números más relevantes:

- La extracción de petróleo se incrementó en un 2,2% en relación a 2011. En tal sentido, si bien todavía no tenemos los números más desagregados, la extracción de YPF estaría apenas por encima de los 11 millones de m<sup>3</sup>/año, lo que sigue representando alrededor de un 30% de la extracción total, que se ubicaría en torno a los 33 millones de m<sup>3</sup>/año. *Este número implicaría una baja del 4.3% de la extracción de crudo en relación a 2011, si se toma el conjunto de las empresas que operan en extracción.* Por cierto, es importante recordar que 2011 fue un año complejo, con paros muy prolongados que afectaron esencialmente la extracción en las cuencas patagónicas, con lo cual, las cifras preliminares de 2012 siguen reflejando el *cuadro de estancamiento y caída que es ya estructural al funcionamiento del sistema.*
- En lo que respecta a gas natural, YPF anunció un retroceso del 2,3% en relación a 2011, en un cuadro de situación aún más grave, ya *que la extracción de gas en*

*todo el país habría declinado un 3,1% aproximadamente.* Las necesidades diarias de abastecimiento de gas rondan los 170 millones de m<sup>3</sup>/día, de los cuales, *alrededor de 25%*- unos 42 millones de m<sup>3</sup>/día- deben importarse porque el sistema no los puede abastecer, ya que la producción diaria está en torno a los 130 millones de m<sup>3</sup>/día.

- En la performance de elaboración de combustibles líquidos, es donde se ha visto un mejoramiento parcial durante el segundo semestre de 2012, merced a la maximización de la producción de naftas super y diesel ultra en las principales refinerías de YPF. En tal sentido, el conjunto del sistema de refinación del país superó los 19.000 millones de litros de combustibles, un 2,4% más que 2011 y alrededor de la mitad del incremento productivo, se explica por YPF, que controla, en promedio, casi el 60% de la comercialización de combustibles.
- Finalmente, en lo que respecta al total de ventas, YPF registró unos 67.700 millones de pesos en 2012, un 19,5% más que 2011, lo cual probablemente se deba al aumento productivo señalado anteriormente y a los ajustes de precios obtenidos durante 2012. Sin embargo, en lo que respecta a las utilidades netas, en el primer balance preliminar, la empresa informó unos 3.900 millones de pesos, lo cual representa un descenso de 12% en relación a los 4.445 millones de pesos de ganancias en 2011.

Como se desprende de la información presentada, más allá del aumento de precios del sector, que favoreció particularmente a YPF y que se refleja en el volumen de sus ventas, *no se ha producido un cambio en la tendencia declinante* en materia de producción de crudo y gas; elementos claves para una matriz energética que depende en un 90% de estos recursos fósiles.

### ***III) Las políticas de YPF: el fracking en perspectiva***

Frente a esta preocupante realidad, la gestión estatal de YPF ha presentado el Plan Estratégico de la compañía. Efectivamente, esa planificación establecía un horizonte de cinco años entre 2013 y 2017, durante los cuales se debían asegurar unos 7.000 a 7.500 millones de dólares por año- totalizando unos 35.000 millones en el período-para el desarrollo de nuevos campos en búsqueda de recursos convencionales y no convencionales. A juzgar por las emisiones de obligaciones negociables, títulos y bonos lanzadas entre junio de 2012 y marzo de 2013, a partir de las cuales se ha logrado captar alrededor de \$15.000 millones, estamos ante una necesidad ingente de más recursos frescos para llegar a los mínimos requerimientos de financiamiento planteados en la planificación para el quinquenio. Ello parece difícil de lograrse en el corto plazo, ya que, por un lado, la Argentina no puede fondearse a tasas razonables en el mercado internacional- recordemos que persiste el conflicto por los holdouts- y, por otro lado, las cajas internas- Anses y otros organismos- que han permitido generar buena parte de esos recursos, son vías de financiamiento insuficientes para una industria que es capital intensiva, amén que resulta peligroso , seguir recurriendo a estas fuentes para captación de recursos. Es decir, el precio que se paga porque YPF no modifica el comportamiento empresario del sector es que en lugar de financiar el Plan Estratégico con una reducción

de la rentabilidad de los operadores privados *se financia a costa de los jubilados* (por vía de la gestión de los activos del FGS que realiza el ANSES).

En función de esta situación, se ha creado, mediante la Resolución 130/2013 del Ministerio de Economía, el llamado Fondo Argentino de Hidrocarburos, que no es otra cosa que un fideicomiso respaldado en el Artículo 71 de la Ley N° 26.784 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el Ejercicio 2013, que autoriza al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a crear y/o constituir y/o participar en fideicomisos con otras entidades públicas o privadas, otorgar préstamos y/o efectuar aportes de capital en empresas del sector hidrocarburífero en las cuales el Estado Nacional tenga participación accionaria y/o el ejercicio de los derechos económicos y políticos. En la norma se ha establecido un monto de hasta \$2.000 millones de dólares, que, muy probablemente, sean volcados gradualmente hacia inversiones en YPF. Esto podría ser incluso más factible si se tiene en cuenta que la Argentina dispondría de alrededor de \$3.300 millones de dólares de las reservas internacionales que no se afectarían al pago del denominado cupón PBI, ya que el crecimiento de la economía en 2012 fue inferior al 3,2% requerido para que ese pago se efectúe. Aunque, a esta altura, se trata de especulaciones que, al correr de los meses, podrían verse corroboradas si las negativas condiciones de inversión para la compañía persisten

La otra cuestión relevante y directamente relacionada con lo anterior, es que ni siquiera se ha alcanzado una estructura de financiamiento mínimo para poner en marcha lo que parece ser el proyecto estrella del programa de Galuccio: la explotación *no convencional* de gas y petróleo en la formación Vaca Muerta en la cuenca neuquina, cuyas necesidades de financiamiento total oscilarían entre los 5.000 y 6.000 millones de dólares durante el quinquenio. Téngase presente que el proyecto estrella- con el uso de la técnica denominada “Fracking” en la actividad petrolera- es ni más ni menos que la puesta en funcionamiento de un proceso productivo similar al de la “megaminería a cielo abierto” con la diferencia que se trata de la inyección de enormes cantidades de agua, productos químicos y arenas a grandes profundidades para extraer el gas y/o el petróleo que está en formaciones rocosas de muy baja permeabilidad y porosidad. Es esta particularidad geomorfológica la que hace imprescindible el uso a gran escala de estos productos y, sobretodo, del agua, con los consabidos impactos en términos de la imposibilidad del usufructo del recurso hídrico para otras actividades productivas. Asimismo, este proceso genera considerables daños ambientales como lo demuestra, por un lado, el hecho de los crecientes conflictos sociales que se han producido allí donde esta actividad extractiva está permitida (fundamentalmente en Estados Unidos, que es el país promotor de este tipo de emprendimientos) como, por el otro, la postergación de este tipo de procedimiento extractivo a través de las denominadas “Moratorias” en países desarrollados y en proceso de desarrollo (Francia, Polonia, China, etc), que es resistida por los intereses de las empresas norteamericanas (poseedoras obviamente de la tecnología).

En este sentido, no es casual que la dirección de YPF comenzara a trabajar en un posible vínculo estratégico con Chevron, de los Estados Unidos. La idea era encarar un primer tramo de fuertes inversiones en la formación Vaca Muerta- en el orden de los 1.000 millones de dólares en 2013- como parte de un programa general a desarrollar en el quinquenio 2013-2017, que comportaría una inversión total de unos 15.000 millones de dólares por parte de la compañía estadounidense. El tipo de explotación a encarar, se realizaría bajo el modelo de *farm in*, por el cual YPF pone en juego el recurso (en este

caso, la potencial riqueza hidrocarburífera no convencional) a cambio de una inversión inicial de Chevron para desarrollar un área específica de los *plays* de la formación Vaca Muerta, que le brinda derechos ulteriores para la participación accionaria en la concesión del área en cuestión. Sin embargo, la propuesta quedó virtualmente congelada ante el avance de una causa megamillonaria por contaminación ambiental en la región amazónica que una ONG y el gobierno ecuatoriano le iniciaron en 2010 a la empresa estadounidense, a partir de la cual las inversiones que realice en la Argentina, corren el riesgo cierto de ser embargadas. Esto podría producirse ya que, simultáneamente, se realizó una presentación en la Argentina patrocinada por estudios jurídicos locales para obstaculizar cualquier tipo de inversiones de Chevron, a consecuencia de la cual, hacia fines de 2012, el juez en lo Civil y Comercial, Adrián Elcuj Miranda, estableció el congelamiento de los activos de la empresa estadounidense en el país. Con esta situación consumada, ambas empresas estarían en la búsqueda de mecanismos de asociación financiera alternativos que permitan poner en marcha el proyecto.

Ante esta situación de estancamiento en la que se encuentra la empresa, se han producido dos hechos que han agravado aún más la traumática coyuntura.

Por un lado, la seria afectación operativa de la refinería de Ensenada, provocada por las inundaciones de comienzos de abril, cuya intensidad desbordó la capacidad de contención y canalización de fluidos del sistema de seguridad, a resultas de lo cual se produjo el incendio en una de las principales estructuras de destilación de la planta. Piénsese que esta refinería es responsable por el 25% del total de combustibles líquidos que se vuelcan al mercado y representa casi el 50% de la capacidad de producción de YPF. Actualmente, se estima que el proceso para recuperar la capacidad de refinado al 80% aproximadamente, demandará casi dos meses, con la necesidad entonces de adoptar medidas de contingencia para superar esta situación crítica.

Por otro lado, y como consecuencia de la anterior situación, YPF debería importar por lo menos 50% más de combustibles líquidos en relación al año 2012. Durante el año pasado, la empresa importó aproximadamente el 10% de su producción, lo cual le insumió alrededor de \$1.000 millones de dólares, a lo que habría que sumar unos \$800 millones para el año en curso.

Asimismo, se encararán otras medidas adicionales, como la compra de combustibles líquidos a otras operadoras (posiblemente Oil, Petrobras y Axion), la exportación de variedades de crudo más pesados (como el tipo Escalante de la cuenca del Golfo San Jorge) y la maximización productiva de las operaciones en las refinerías de Luján de Cuyo y Plaza Huinul. Nótese que, luego de casi cinco años, y por una cuestión coyuntural crítica, se decide exportar crudo al sólo efecto de tratar de recomponer caja. De esta manera, la excepcionalidad como norma de formulación y ejecución de decisiones se emparenta con la arbitrariedad y la falta de una mirada integral y sistémica del problema, ya que lo que hay que hacer- **siempre**- es resolver el apuro que plantea la coyuntura a partir de la agudización de la crisis.

#### ***IV) Los oscuros puntos en blanco del proceso de expropiación***

Los recientes rumores sobre un potencial acuerdo entre la Argentina y España para dar por finalizado el conflicto suscitado a raíz de la expropiación del 51% del paquete accionario de Repsol en YPF-sellado con la aprobación de la denominada Ley de Soberanía Hidrocarburífera 26.741 en mayo de 2012- abren nuevamente un preocupante escenario de incertidumbre en materia de la política hidrocarburífera llevada adelante por la Administración de Cristina Kirchner. A la luz de este ruido mediático que, por cierto, tiene una alta cuota de juego de intereses contrapuestos en un contexto de erráticas medidas oficiales para detener el avance de la crisis energética, es importante recordar que, luego de un año de sancionada la mencionada ley, el Gobierno nacional no ha avanzado enérgicamente en la ejecución de las principales medidas necesarias para concluir el proceso de expropiación y renacionalización de la petrolera YPF. Es decir, ***desprolija y sospechosamente ha dejado en blanco puntos por demás importantes del proceso de expropiación de YPF:***

¿ Cuáles son esos puntos aún pendientes de definición?

En primer lugar, la tasación oficial del valor accionario del conjunto de la empresa y, fundamentalmente, del 51% expropiado. La ley, sancionada el 3 de mayo de 2012, determina en su artículo 12 que será el Tribunal de Tasaciones de la Nación el que debe determinar el valor de la empresa a los efectos de poner en marcha el proceso expropiatorio. Este decisivo primer paso, aún no se ha concretado. ***Es decir no se sabe cuánto se va a pagar por la expropiación de la firma.***

En segundo lugar, y como consecuencia de ello, no se han activado los mecanismos enmarcados en la ley de expropiación N° 21.499 , con lo cual, la injustificable demora en la determinación de un trámite de tamaño relevancia, puede llevar a detener todo el proceso en un contexto en el que Repsol ha interpuesto, durante 2012, tres reclamos jurídicos solicitando la nulidad de lo actuado por el Estado argentino. Una de esas presentaciones fue realizada ante el CIADI, el organismo del Banco Mundial que resuelve casos de disputas por inversiones internacionales presentadas por empresas extranjeras contra los Estados receptores de esas inversiones, cuya jurisdicción es reconocida por la Argentina desde la década de los '90 (***a diferencia de lo que sucede en Brasil, Venezuela, Ecuador y Bolivia, que se retiraron del CIADI***) y, además, es un mecanismo previsto en el Tratado Bilateral de Inversiones entre Argentina y España. Otra presentación fue realizada ante la Security Exchange Commission (SEC) en los Estados Unidos y la tercera en España, con el objeto de dificultar las decisiones tomadas por el nuevo directorio conformado a partir de la asamblea de accionistas realizada en junio de 2012 y que reflejaba la nueva realidad de mayoría estatal en el control de la compañía.

Un tercer aspecto que nos parece relevante y que está íntimamente relacionado con los dos puntos anteriores, es la inexistencia de información confiable sobre el nivel de reservas probadas efectivamente existentes en todos los yacimientos donde la compañía opera. Este punto reafirma la necesidad de realizar una auditoría integral del estado de las reservas de petróleo y gas de la compañía a los efectos de determinar, con mayor precisión, el valor de los activos, más aún teniendo en cuenta que las compañías petroleras se valorizan en el mundo por la cantidad de reservas probadas con que cuentan en su inventario, lo cual se suma, ciertamente, a la estructura productiva existente (refinerías, maquinaria, comercializadoras, infraestructura de transporte, etc.). En definitiva, sobre ello tampoco se ha avanzado.

En cuarto lugar, un aspecto no muy visibilizado (por lo impresentable que supone) de la gestión de la crisis energética, ha sido la decisión del gobierno nacional, a fines de 2012, de contratar unas 30 cargas de gas natural licuado (GNL) por un monto de 1.500 millones de dólares- de las más de 80 previstas para 2013 en orden a paliar el déficit en el suministro de gas- con la empresa Gas Natural Fenosa, **que tiene a Repsol como uno de sus principales accionistas** y al mismísimo Antonio Brufau, CEO de Repsol, como su actual Vicepresidente. Ello, de no revisarse, supondría encarar una transacción comercial con una compañía que tiene, entre sus accionistas, a la empresa que hoy está en abierta disputa con la Argentina a partir de la expropiación. ¿ Puede sostenerse esta decisión, aún desde la política permanente de la improvisación y el corto plazo para morigerar los efectos de la crisis energética?. Más aún, este tipo de decisiones nos obligan a preguntarnos si , efectivamente, no se está abonando el terreno para un posible acuerdo con España para concluir con el conflicto por YPF.

## V) Conclusiones

En definitiva, además de la situación puntual de YPF, es importante tener en cuenta que las pujas interministeriales sobre el rumbo de la política energética nacional y el incremento del déficit comercial energético- que se ubicó en los 3.500 millones de dólares para 2012 y se estima en casi 7.000 millones de dólares para 2013-, siguen profundizando un cuadro de situación de por sí alarmante, que se cruza con nuevas decisiones que van en la misma dirección, como el aumento en el valor del gas “nuevo” que se extraiga- que pasará de los 4,5 a 5 dólares por mmbtu actuales, a unos 7,5 dólares, financiados directamente por el Estado- y el incremento a 70 dólares del precio de referencia del barril de petróleo para exportación ( que estaba en 42 dólares), lo cual redundará en una **exacerbación de la renta extraordinaria apropiada por las firmas privadas y al mismo tiempo en una baja de las retenciones aplicadas a las ya menguantes exportaciones**. Todas estas medidas, reproducen la lógica rentista, parasitaria y fragmentaria en el abordaje de la problemática energética y benefician a los mismos sectores empresariales transnacionales, agudizando la crisis e imposibilitando un abordaje integral del problema.

Esta visión cortoplacista y la tendencia a la adopción de medidas que reproducen las contradicciones y la debilidad en el funcionamiento de todo el sistema energético, **refuerzan la estructuralidad de la crisis** y no da respuestas a la pesada herencia de las políticas extractivas y desreguladoras que durante más de veinte años caracterizaron la organización productiva y normativa del sistema energético con la consecuente apropiación de la renta por parte de actores empresariales extranjeros y otros de origen nacional coaligados en el objetivo de reproducir un esquema de liberalización sin control real del Estado en todos los eslabones de la cadena hidrocarburífera y del subsector eléctrico. Una imagen puede resumir esta idea: Es el **ropaje estatal** el que garantiza el mantenimiento y profundización de la renta extraordinaria del sector para los privados.

En efecto, la República Argentina ha basado sus políticas energéticas en los últimos 20 años en la maximización de la extracción de hidrocarburos, con escasa o nula reposición de reservas, a lo cual se ha sumado que nos transformamos en país exportador de petróleo y gas. Las consecuencias han sido nefastas, ya que, de tener unos 30 años de



reservas de gas y unos 25 de petróleo en 1990, hoy tenemos reservas para 8 y 10 años respectivamente. A lo cual se debe agregar que en 1998 alcanzamos el pico de extracción petrolera y en el 2004 de extracción gasífera y desde ese momento, no han habido procesos de inversiones suficientes para recuperar las reservas necesarias para no poner en peligro nuestro abastecimiento. En definitiva, hemos perdido la **autosuficiencia** y en materia de gas hoy debemos importar el 25% de las necesidades diarias del fluido.

Asimismo, persisten en el sector hidrocarburífero y eléctrico problemas estructurales de falta de inversión que se han acumulado; en materia de energía eléctrica hoy es muy claro con una fuerte desinversión en redes de distribución, mientras que, entre 2008 y 2012, fue el Estado y no los privados, el que encaró ampliaciones de transporte eléctrico que se necesitaban con urgencia en la red (unos 10.000 km de líneas de extra y alta tensión se construyeron en los últimos años). Ciertamente, el hecho que el Estado se haya visto forzado a encarar inversiones más que necesarias en el sector transporte de electricidad, contrasta con la opacidad y falta de transparencia del esquema normativo regulador heredado en materia de electricidad que, en lo concreto, erosionó la capacidad de planificación e intervención del Estado en la materia y la puso a disposición del incremento de la rentabilidad de los operadores privados.

Finalmente, todo el sector energético está funcionando con serias carencias en la Argentina, y persisten gravísimos problemas de regulación, falta de planificación e inconsistencias operativas que son claves a la hora de describir el estado de insuficiencia y pérdida de autonomía y soberanía energética.