

# **ANÁLISIS DE LAS POLITICAS ENERGETICAS (PETROLEO Y GAS NATURAL) DESDE EL ABANDONO DE LA CONVERTIBILIDAD (2002-2015)**

**Autores:**

**Alfredo Aldo Visintini<sup>1</sup>**

**Victor Daniel Mamondi<sup>2</sup>**

**Adolfo De la Rosa<sup>3</sup>**

**Julio Rosales<sup>4</sup>**

## **RESUMEN**

Es bien conocido que la salida de la Convertibilidad trajo aparejado para la economía argentina una serie de traumáticos efectos. El sector energético no fue ajeno a ello. Luego de esta salida se dieron una serie de políticas económicas al sector que modificaron la matriz energética que venía desarrollándose desde la década de los noventa. De ser el país autosuficiente en energía se pasó a una situación de déficit energético, básicamente porque los precios del sector se alejaron de su real valor económico por la intervención que el Estado ejerció en su determinación. En este trabajo se analiza en un primer momento la situación inicial del sector energía a la salida de la convertibilidad, se enumeran las principales medidas de política económica seguidas luego y la evidencia empírica de la evolución del sector en el período bajo estudio. Con el objetivo de contrastar la principal hipótesis del paper referida a que la intervención del Estado produjo distorsión en la estructura de precios del sector que afectó los niveles de producción de petróleo y gas natural, se desarrolla un modelo con una forma funcional de la oferta de petróleo y gas natural y se evalúa la misma desde el punto de vista de econométrico. Para finalizar se presenta las principales conclusiones del trabajo resaltando la importancia que tuvieron variables consideradas por el modelo propuesto tales como el precio del petróleo o del gas natural, las reservas de estos hidrocarburos, la producción del periodo anterior, el riesgo país asociado a la idea del costo del capital y las variables dummy que reflejan las condiciones políticas o institucionales del período.

## **ABSTRACT**

It is well known that the exit of the Convertibility brought a series of traumatic effects for the Argentine economy. The energy sector was no stranger to it. After this exit, a series of economic policies were given to the sector that modified the energy matrix that had been developing since the 1990s. If the country was self-sufficient in energy, it went into a situation of energy deficit, basically because the prices of the sector moved away from its real economic value due to the intervention that the State

---

<sup>1</sup> Departamento de Economía y Finanzas, UNC. Email: [aavisintini@gmail.com](mailto:aavisintini@gmail.com)

<sup>2</sup> Departamento de Economía y Finanzas, UNC.- UBP. Email: [vicmam@eco.uncor.edu](mailto:vicmam@eco.uncor.edu), [vicmam\\_2000@yahoo.com](mailto:vicmam_2000@yahoo.com)

<sup>3</sup> Departamento de Economía y Finanzas, UNC Email: [adodelarosa@yahoo.com.ar](mailto:adodelarosa@yahoo.com.ar)

<sup>4</sup> Departamento de Economía y Finanzas, UNC Email: [rosju77@yahoo.com.ar](mailto:rosju77@yahoo.com.ar)

exercised in its determination. In this work, the initial situation of the energy sector at the exit of the convertibility is analyzed at first, the main economic policy measures followed and the empirical evidence of the evolution of the sector in the period under study are listed. With the objective of contrasting the main hypothesis of the paper that the State intervention produced distortion in the price structure of the sector that affected the levels of oil and natural gas production, a model is developed with a functional form of the supply of oil and natural gas and it is evaluated from an econometric point of view. Finally, the main conclusions of the work are presented, highlighting the importance of variables considered by the proposed model such as the price of oil or natural gas, the reserves of these hydrocarbons, the production of the previous period, the country risk associated with the idea of the cost of capital and the dummy variables that reflect the political or institutional conditions of the period.

*Key Words: economic policies, Energy Policies, prices, Oil, natural gas, supply, production*

# 1. INTRODUCCIÓN

El período 2002-2014 estuvo marcado por dramáticos giros en materia política, económica y social en la historia argentina reciente. El período en cuestión considerado parte del año 2002 en el cual se abandona el régimen de la Convertibilidad, se suspende el pago de la deuda pública y se da una serie de medidas de política económica de alcance macro y microeconómico al amparo de la denominada Ley de Emergencia Económica. En el plano del sector energético, el alcance de la crisis derivó en que se tomaran una serie de medidas como el congelamiento de los precios de petróleo y gas en boca de pozo, congelamiento de las tarifas de servicios públicos hasta que se revisaran los contratos con las empresas concesionarias, entre otras medidas dadas en los años posteriores que derivaron en un giro de 180° de la orientación de la política económica para el sector energético respecto a la aplicada en la década de los noventa.

Durante los gobiernos de Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández de Kirchner (2007 – 2011 y 2011 -2015) en el plano del sector energético no sólo se mantuvieron las medidas de excepción dadas en el marco de la Ley de Emergencia Económica de 2002 sino que el proceso de intervención del Estado en el sector energético se profundizó, en un contexto de constante aumento de la demanda de energía en contraposición a una oferta doméstica estacionaria o declinante.

El principal objetivo de este estudio es analizar cuáles fueron los principales impactos que tuvieron las políticas energéticas post-convertibilidad sobre la oferta de combustibles, específicamente el petróleo y el gas natural, que expliquen los desequilibrios en la matriz energética de la Argentina para en el período considerado. La hipótesis central del trabajo es que las distorsiones derivadas de la intervención estatal en precios y de otras regulaciones de carácter cualitativo dieron lugar a desajustes en oferta y demanda que se tradujeron en una caída en la producción de petróleo y gas natural.

En la primera parte de este paper se presenta la situación inicial del sector energía durante la década de los '90 para posteriormente hacer una presentación de las principales medidas seguidas tras el colapso de la convertibilidad. Seguidamente se analizará la evidencia empírica referida a la evolución del sector en el período bajo estudio. Posteriormente se evaluará desde una perspectiva econométrica los efectos de estas medidas sobre la oferta de petróleo y gas natural a fin de contrastar la hipótesis formulada. Para finalizar se presenta las principales conclusiones del trabajo.

## 2. SITUACIÓN INICIAL: EL SECTOR ENERGÍA DURANTE LA DÉCADA DE LOS NOVENTA Y LUEGO DEL COLAPSO DE LA CONVERTIBILIDAD

Durante la década de los 90 el sector energético argentino sufrió un conjunto de radicales cambios en el marco del proceso de reformas estructurales y estabilización de la economía argentina. En el marco de los cambios en la estructura de los mercados, los rasgos fundamentales fueron: 1) la privatización de YPF, 2) la separación de actividades desreguladas y reguladas que llevó a la reconfiguración del upstream y downstream, identificando dentro de la industria sectores competitivos en los cuales la desregulación era el elemento para fomentar la eficiencia económica y por otro lado sectores que operaban como monopolios naturales tales como el transporte y la distribución (para el

caso del gas natural) que debían mantenerse bajo una regulación que diera los incentivos para un comportamiento acorde con la eficiencia económica.

Como elemento central en la desregulación del upstream tanto en petróleo como en gas natural se dispuso la equiparación de los precios domésticos con los internacionales, la libre disponibilidad del crudo extraído y la libertad de importación y exportación (en el caso del gas natural con autorizaciones previas).

En un marco de libertad de mercado los precios del petróleo, gas natural o cualquier otro bien o servicio (en la medida que los mercados funcionen de manera eficiente) deberían reflejar el costo de oportunidad del uso de los recursos. No obstante, la definición del valor del recurso en su mejor uso alternativo (costo de oportunidad) diferirá si se trata de una economía cerrada o una economía abierta y si el bien en cuestión es transable o no en los mercados internacionales.

En el marco de una economía cerrada, tanto para el caso del petróleo y el gas natural, teniendo en cuenta el hecho que el valor de explotación del recurso difiere en cuanto a las diferencias en cuanto al costo de explotación para cada uno de los yacimientos, desde un punto de vista económico el nivel de precio de ambos hidrocarburos debería ser igual al costo marginal total (o medio) de la cuenca más cara para permitir de esta manera que operen todos los campos o yacimientos, para satisfacer un nivel de demanda interno.

En el caso de una economía abierta, en tanto que los bienes sean transables, dicho valor quedaría determinado por el precio FOB de exportación o precio CIF de importación vigentes en el mercado internacional. Así el precio de interno o doméstico vendría dado por el precio de paridad interno que a su vez vendría determinado por los precios de paridad de exportación o importación.

La lógica en cuanto a las reformas en el sector energético en cuanto a la fijación de precios del petróleo y gas natural en boca de pozo se basaban en considerar a todo el sector del upstream en altamente competitivo y por ende, en el marco de una economía abierta los precios de los mismos deberían ser determinados por los mercados internacionales. Ello implica que los ajustes en los precios internos para ambos hidrocarburos cambian de acuerdo a las variaciones en el tipo de cambio y/o los precios internacionales.

En medio del abandono del régimen de la Convertibilidad en Enero de 2002 bajo el gobierno de Eduardo Duhalde (2002-2003) la Ley de Emergencia Económica N°25.561 implementó una serie de medidas que tuvieron alcance al sector de producción de petróleo y gas natural. Así, dicha ley dispuso la pesificación y congelamiento de las tarifas de servicios públicos. Dicho congelamiento de las tarifas de servicios públicos derivó en un congelamiento de hecho del precio del gas natural y del petróleo en boca de pozo, el cual se formalizó en los denominados “Convenios de Estabilidad” firmados por la Secretaría de Energía durante el año 2002 y que imponía límites máximos a los precios de los hidrocarburos.

Asimismo, la Ley de Emergencia Económica 2002, en su artículo 6, estableció el pago de un derecho de exportación de hidrocarburos por 5 años fijando por decreto 310/2002 una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los derivados (naftas). En el caso de las exportaciones de gas natural las mismas no quedaron sujetas al pago de retenciones, al menos hasta el 2004.

### 3. LA POLÍTICA ENERGÉTICA DURANTE EL PERIODO 2003-2015

Bajo la Ley de Emergencia Económica vigente durante este período se implementaron un conjunto de medidas que profundizaron la intervención del Estado en el sector de petróleo y gas natural. Así, las medidas que inicialmente se consideraron transitorias en el marco de la Ley de Emergencia Económica se convirtieron muchas de ellas en permanentes y se complementaron con otras, revelando cambio de paradigma no sólo a nivel del sector energético sino con respecto a toda la política económica de la década anterior.

Urbiztondo (2016) a nivel global caracteriza no solo a la política en el sector energético sino a toda la política económica durante este período como “cortoplacista”, “troubleshooting (también identificable como “pragmática”, “intervencionista” o “discrecional”) y que apostó siempre a la priorización del consumo por sobre la inversión. Para 2012, ante el agotamiento de los márgenes fiscales, cambiarios y de capacidad sectoriales y que dieron como resultado la agudización de los desequilibrios macroeconómicos y a nivel sectorial en la energía, la política derivó en un mayor intervencionismo en los mercados y una mayor presencia directa del estado como en el caso de la estatización de YPF.

De acuerdo a este autor, la visión de los policymakers en cuanto al sector energético quedó reflejada en la Ley 26.741 (Ley de Expropiación de YPF) donde se establecía que “todas las empresas, en todos los segmentos verticales de la industria, fueran administradas o no por el Estado, quedaban sometidas a una nueva planificación central en materia de inversiones, sujetándose a una regulación de precios en base a costos (denominada “costo-plus” en la literatura especializada) a ser definida oportunamente y de manera unívoca por el gobierno nacional”.

Un análisis cronológico y detallado de las políticas aplicadas en el sector permitirá demostrar la inspiración cortoplacista, redistributivo, discrecional y con una visión hostil al funcionamiento libre de los mercados. Las principales medidas (ordenadas cronológicamente) dadas para el upstream de petróleo y gas natural fueron:

- a) Segmentación de los aumentos de precios del gas natural por categoría de usuario final.
- b) Programas Petróleo Plus y Gas Plus (2008).
- c) Las restricciones a las exportaciones de gas natural
- d) La creación de la empresa pública Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) en 2004
- e) Extensión de las retenciones a la exportación al gas natural e imposición de retenciones móviles para la exportación de petróleo y derivados
- f) Estatización de YPF en 2012

Analicemos los contenidos de cada uno de ellos:

#### **a) Los ajustes de precios por categoría de usuario final**

Como se mencionó en el punto anterior la salida de la Convertibilidad y la Ley de Emergencia Económica rompió el vínculo de los precios domésticos en boca de pozo para el petróleo y el gas natural con los precios internacionales. Y ello por el efecto combinado de las retenciones a las exportaciones y el congelamiento de precios de las tarifas de servicios públicos. En el caso del gas natural los precios estuvieron congelados durante todo el 2002 y 2003, generando tensiones en cuanto al abastecimiento del gas natural dado que una demanda creciente (asociada con el inicio del ciclo de recuperación de la actividad económica el 2003) y una oferta de gas natural decreciente.

Debido a la posibilidad de reducción de la oferta de gas natural en boca de pozo a partir de Abril del 2004 se hicieron varios acuerdos de precios con los productores que llegan hasta la actualidad, que implicaban la definición de un sendero creciente de precios, con el propósito de incentivar la producción del upstream. A partir de las facultades otorgadas a la Secretaría de Energía en el Decreto 181/204 y 208/2014 la Secretaría de Energía quedaba facultada para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que iniciaban la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos.

Dicho Decreto estableció que los ajustes al precio de gas en boca de pozo debían de segmentarse en función del usuario final del mismo. El ajuste diferenciado por categorías de usuarios se justificaba en la medida de proteger a los usuarios de menores ingresos y menor capacidad de gestión de la energía.

Este mecanismo implementado de establecer ajustes diferenciados a los precios del gas natural diferenciados por tipos de usuarios finales derivó en la creación de un mecanismo de discriminación de precios para la venta del gas natural en el mercado interno y de subsidios al consumo otorgados por el Estado Nacional. Ello en la medida que el mecanismo derivaba en la determinación de precios diferentes para el mismo bien (en el caso el gas natural) para diferentes categorías de usuarios y porque el precio del gas pagado por los consumidores era inferior su costo de importación.

Si bien en primera instancia, la discriminación de precios no es negativa desde el punto de vista asignativo<sup>5</sup>, la fijación de precios por categoría usuaria no siguió un criterio económico para la fijación de los mismos (en este caso, fijar un precio más alto al segmento usuario de menor elasticidad-precio) sino que simplemente derivó en la aparición de un subsidio cruzado de facto de consumidores industriales y un subsidio del Gobierno a consumidores residenciales como resultado de la venta del producto a un precio menor a su costo de importación para el caso del gas importado y/o su venta a un precio menor al valor verdadero de un recurso no renovable como

---

<sup>5</sup> A nivel teórico, la discriminación de precios practicada por monopolista en capacidad para segmentar sus mercados solo entrañaría un problema de tipo redistributivo entre el monopolista y los consumidores ya que el monopolista estaría en condiciones de incrementar sus ingresos respecto a una situación sin discriminación

el caso del gas proveniente de la producción local . Por otra parte, al no reflejar los precios del gas natural su valor verdadero como un recurso escaso no renovable, se fomentó el sobreconsumo.

## **b) Programas Petróleo Plus y Gas Plus**

Tanto en el caso del gas natural como en petróleo se implementaron programas de incentivos vía ajustes de precios del tipo de los otorgados a la electricidad en el Programa Energía Plus de 2006. El Programa de Gas Plus estaba destinado a aquellos nuevos yacimientos de gas natural que implicaran su desarrollo con nuevas tecnologías de mayor costo de inversión. Una vez aprobado el proyecto, cronograma de inversión, producción y reservas a extraer también se aprobaba el precio al cual el concesionario podía vender el gas natural. Los precios oscilaban alrededor de 5 u\$s el millón de BTU. El mecanismo estaba diseñado con el objetivo de generalizar estos precios elevados a los yacimientos y la producción antiguos (viejos) por lo que estos no recibirían una transferencia de renta importante.

Inicialmente, el programa de incentivos estaba destinado a las empresas firmantes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (Res. SE 599/07), quienes podían presentar bajo "Gas Plus" los siguientes tipos de proyectos: a) Proyectos en yacimientos caracterizados como "tight gas", b) Proyectos con descubrimientos de gas, c) Proyectos de reactivación de yacimientos que en su momento estaban no productivos.

Este programa se fue flexibilizando con la incorporación de nuevos beneficiarios: usuarios de gas viejo, que hayan incrementado su producción un 20% en su total de concesiones, que por cuestiones geológicas no hayan podido entregar gas previsto en el acuerdo.

En cuanto a los resultados de la convocatoria establecida en el Programa Gas Plus, entre marzo de 2008 y marzo de 2010 se presentaron a la Secretaría de Energía 44 proyectos con programas de exploración y desarrollo.

A partir del 2008, y como consecuencia de la disminución permanente de producción de crudo, la Secretaría de Energía extendió estas políticas de incentivos al upstream del petróleo. Se implementa a partir de 2008 el programa Petróleo Plus bajo la idea de dar incentivos a los concesionarios a que incrementen la producción de petróleo o las reservas por encima de valores promedio, no transfiriendo rentas elevadas a productores con yacimientos en declinación.

La idea de este programa es que se otorgue el beneficio de una disminución de las retenciones a las exportaciones de crudo a aquellos proyectos que impliquen mayores niveles de producción o deriven en un aumento en las reservas por un esfuerzo adicional de inversión en exploración.

Las dificultades de la aplicación de estos 2 programas se basan: 1) en la existencia de asimetrías de información entre principal (en este caso la Secretaría de Energía) y el agente (en este caso las empresas productoras) y 2) la discrecionalidad dada al regulador en el otorgamiento de los incentivos.

La primera cuestión surge de las diferencias en cuanto a las asimetrías de la información disponible en manos la Secretaria de Energía, la cual ante la ausencia

de mecanismos de benchmarking depende exclusivamente de la información proveniente de las firmas reguladas. En este caso las productoras tendrían los incentivos a estas a usar dicha dependencia de forma estratégica y de esta manera manejar su propia información como medio para obtener mayores beneficios. El esquema generaba fuertes incentivos para las productoras a pasar su producción normal a producción plus, es decir, en otros términos, los productores declaran toda su oferta como nueva o "plus".

El manejo discrecional de los incentivos por otro lado no fomentaba las inversiones de largo plazo en exploración. Una evidencia de ello es que apenas 7 años después de la implementación del Programa Petróleo Plus, el mismo fue dejado sin efecto por parte del gobierno en julio de 2015. Ese mismo año, en Marzo de 2015 por Resolución 33/2015 se implementó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo que implementó una remuneración extra por barril de petróleo en función de los precios vigentes lo cual implicó la creación de una compensación económica a todas las compañías que extraen o exporten crudo en la Argentina para garantizarles un precio interno de unos 75 dólares por barril.

### **c) La suspensión de las exportaciones de gas natural**

Bajo lo establecido en la Resolución 265/2004 de la Secretaría de Energía se establece la suspensión de las exportaciones de gas natural. De acuerdo a la norma, la suspensión de las exportaciones se justificaba a fin de "asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado interno" y formaba parte de una serie de medidas destinadas a "reencauzar la industria del gas natural y electricidad"

### **d) La creación de ENARSA**

Por Ley N° 25.943 de Diciembre de 2004 el Poder Ejecutivo Nacional decide la creación de la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) a fin de lograr una intervención directa en el mercado energético como productor, abarcando desde las tareas de exploración y producción hasta las tareas de transporte y distribución de combustibles.

De acuerdo a la letra de la de su creación, ENARSA "tendrá por objeto llevar a cabo por sí o por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica". Asimismo, ENARSA tendría bajo su titularidad los permisos de exploración y explotación de las áreas marítimas nacionales que no hayan sido concesionadas en el pasado.

En los hechos durante el período 2004 – 2015 ENARSA no cumplió con las actividades más importantes que su propia ley de creación estableció. Si bien marginalmente tuvo participación en los acuerdos para la exploración en la plataforma continental, su participación fue fundamentalmente el de convertirse en un agente para la importación de gas natural con destino al abastecimiento del mercado interno, tanto para el consumo directo como como insumo para la generación eléctrica. Así, en 2006 el gobierno nacional designó a ENARSA como la



responsable para la importación y la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia.

Al igual que en la pasada experiencia de las empresas públicas en la Argentina, desde el punto de vista operativo, ENARSA presentó varias deficiencias. Para un informe del gobierno nacional de diciembre de 2015, ENARSA presentaba una serie de irregularidades desde el punto de vista organizativo, por la carencia de mecanismos de control y gestión y del manejo de sus recursos. Para Julio de 2015 ENARSA dejó de pagarle a su contraparte, la petrolera boliviana YPFB en concepto de importaciones de gas natural, acumulando a fines de 2015 una deuda de 400 millones de dólares.

#### **e) Retenciones a la exportación de petróleo y gas natural**

Uno de los objetivos de las retenciones impuestas a las exportaciones, además de permitirle al gobierno obtener ingresos tributarios, ha sido el desvincular el precio doméstico y el precio internacional de los bienes transables. La Ley de Emergencia Económica de 2002 restableció las retenciones a la exportación de petróleo fijándose una alícuota del 20% y que permitiría financiar la restructuración de los depósitos congelados tras el colapso de la Convertibilidad

En el caso del gas natural para el 2008 se estableció una retención elevada y para el caso del petróleo y derivados se impusieron alícuotas cada vez mayores hasta el establecimiento de un complejo mecanismo con alícuotas basadas en los precios internacionales. Ello derivado en el objetivo del gobierno de obtener cada vez más ingresos fiscales vía las retenciones a la exportación petrolera como a su vez neutralizar los efectos sobre el mercado interno de los precios internacionales cada vez más altos del barril de petróleo.

En el año 2004 se dictó la Resolución N° 337/04 que aumenta la alícuota de retenciones al Petróleo al 25% y posteriormente la Resolución N° 532/04 que establecía el denominado esquema de retenciones móviles.

Los derechos de exportación son determinados, en su momento, según la Resolución N° 394/07. A partir de la entrada en vigencia de la Resolución N° 394/2007 el precio del petróleo en el mercado interno tiene como referencia el valor de corte estipulado. La misma establece los derechos de exportación aplicables a un conjunto de hidrocarburos, fijando para su cálculo los valores de referencia y de corte para cada uno de ellos.

Para el crudo en particular, el valor de referencia es de 60,90 U\$S/barril y el valor de corte 42 U\$S/barril para el crudo Escalante<sup>10</sup>. De esta forma si el West Texas Intermediate (WTI), precio internacional de referencia en el mercado argentino, es:

- mayor al valor de referencia: la alícuota se calcula con la siguiente fórmula: Derecho de Exportación =  $[(\text{Precio Internacional} - \text{Valor de Corte}) / \text{Valor de Corte}] \times 100$ .
- entre 60,90 y 45 U\$S/barril: el Estado retiene el 45%.
- inferior a los 45 U\$S/barril: la alícuota a aplicar se definirá mediante nueva Resolución.

De acuerdo con la Disposición N° 01/2008 de la Subsecretaría de Combustibles: “se considera el valor de corte de 42 U\$S/barril como el precio piso efectivo sobre el cual se deberá aplicar en más el ajuste por calidad positivo, a los efectos del cálculo para la liquidación de regalías hidrocarburíferas” (art. 1). La Resolución N° 813/2010 ratifica el valor de corte establecido en la resolución anteriormente mencionada.

#### f) Estatización de YPF (2012)

Como se mencionó la Ley de nacionalización de YPF fijó en su contenido, objetivos que no solo tienen en cuenta cuestiones relativas al propio sector. Incluye principalmente metas, tales como promocionar el empleo a partir del aumento en la competitividad de la producción de hidrocarburos y aumentar el empleo de los hidrocarburos.

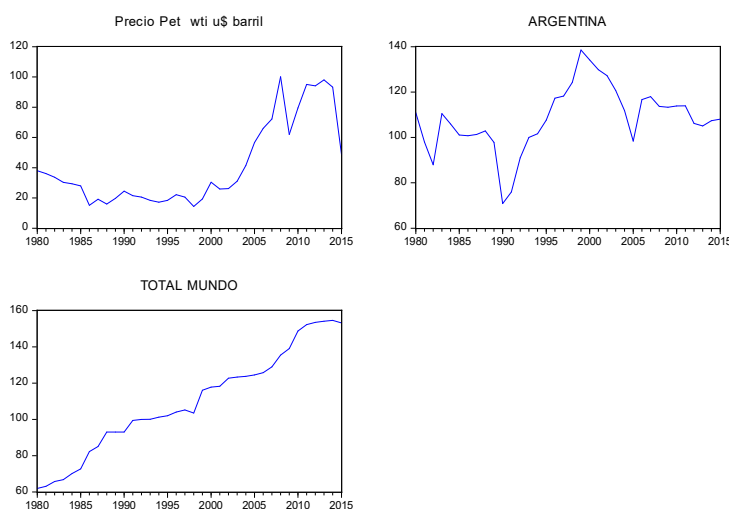
### 4. EVIDENCIA EMPIRICA DE LOS EFECTOS DE LAS POLITICAS APLICADAS EN EL PERIODO DE ANALISIS

Los efectos de estas políticas aplicadas en el upstream del sector petróleo y gas natural pueden observarse en los gráficos posteriores.

Analicemos primero la evolución para el caso del petróleo.

Como se desprende en el grafico 1, en tanto que a nivel mundial los precios internacionales del barril de crudo aumentaban (medido en términos del precio en u\$ del barril WTI) las reservas mundiales de petróleo crudo aumentan de forma sostenida. Al mismo tiempo en Argentina, las reservas de petróleo declinan desde fines de los 90' y comienzan a recuperarse tras los descubrimientos de Petróleo en Cerro Dragón desde el período 2005 y pasan a estabilizarse hasta 2015.

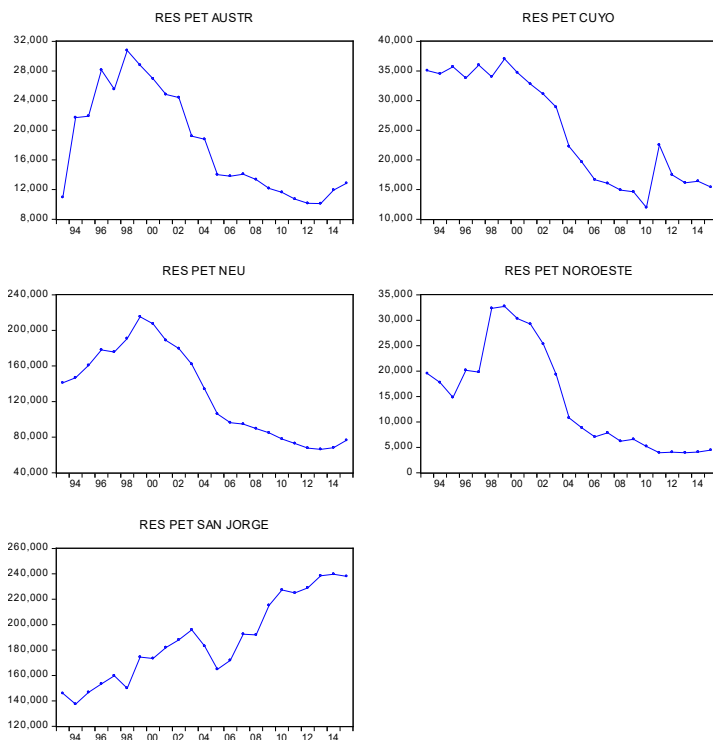
**Gráfico 1: evolución índice reservas probadas de petróleo total mundial, Argentina y precio WTI (u\$ por barril) petróleo 1980 – 2015 (1993 = 100)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2017

En el gráfico 2 el análisis de la evolución de las reservas se hace por cuencas, y se percibe que excepto para el caso de la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde está ubicado el yacimiento petrolífero de Cerro Dragón, hay una disminución sostenida de las reservas en la última década.

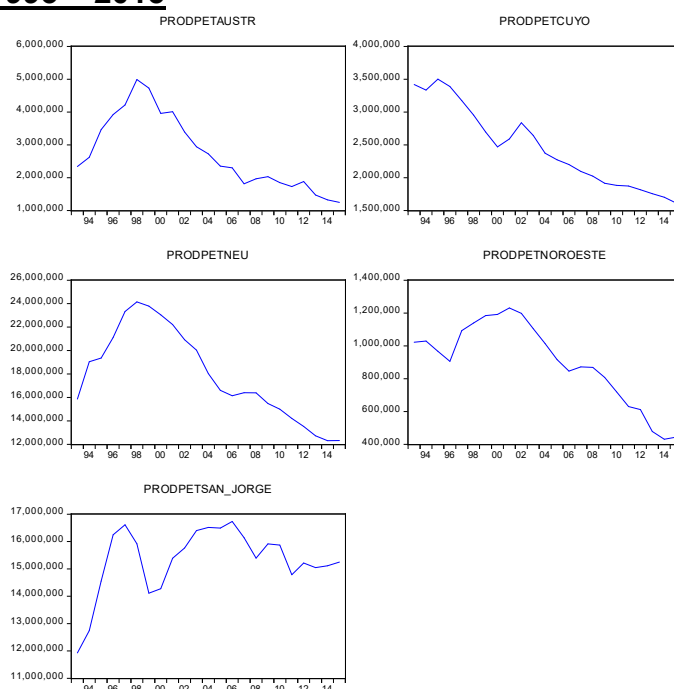
**Gráfico 2: evolución reservas probadas de petróleo 5 principales cuencas Argentina 1993 – 2015**



La dinámica en cuanto a la producción de petróleo sigue a la de la observada para reservas probadas.

Del gráfico 3 para las 5 cuencas principales se observa que desde fines de los noventa hasta el año 2014 hay una constante declinación de la producción con la excepción de la cuenca del Golfo de San Jorge que, como resultado de las nuevas inversiones en exploración y recuperación derivó en un aumento de las reservas con un consecuente aumento de la producción. Desde comienzos del 2000 puede observarse un aumento de la producción en dicha cuenca, estabilizándose la producción a partir del año 2006.

### **Gráfico 3: evolución producción de petróleo 5 principales cuencas Argentina 1993 – 2015**



Pasemos el análisis al caso del gas natural.

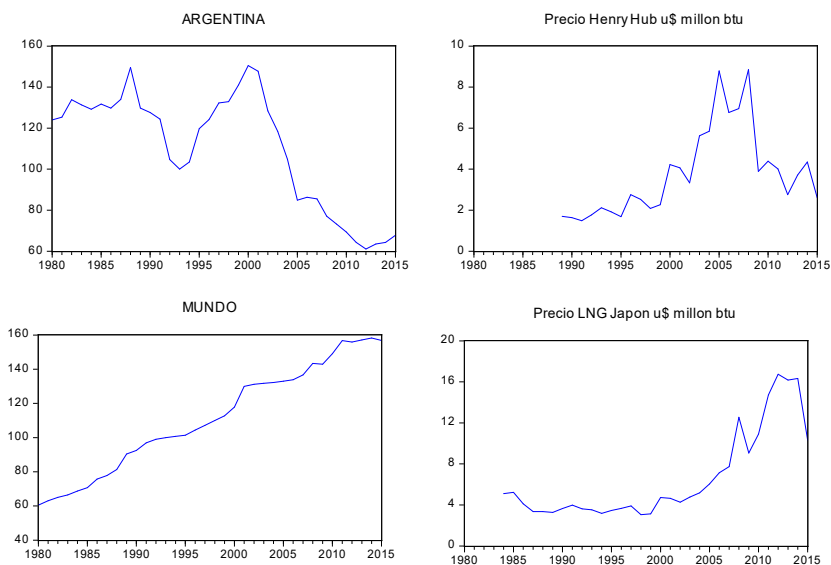
En el caso del gas natural, la caída en la producción y las reservas es aún mucho más marcada que en el caso del petróleo.

Como se observa en el gráfico 4, en el mundo las señales positivas de los precios dieron los incentivos para el aumento de su producción y por ende se produjo el incremento de las reservas de gas natural.

Si embargo en Argentina para el período 2003 – 2015, declinan de forma persistente, derivando esta situación en un requerimiento creciente de importaciones de gas natural provenientes de Bolivia y de LNG importado y en un creciente déficit fiscal resultado de la diferencia entre el precio del gas importado pagado por el gobierno nacional y el precio doméstico.

**Gráfico 4: evolución índice reservas probadas total mundial, Argentina, precio Henry Hub y LNG Japón (u\$ por millón de BTU) gas natural 1980 – 2015**

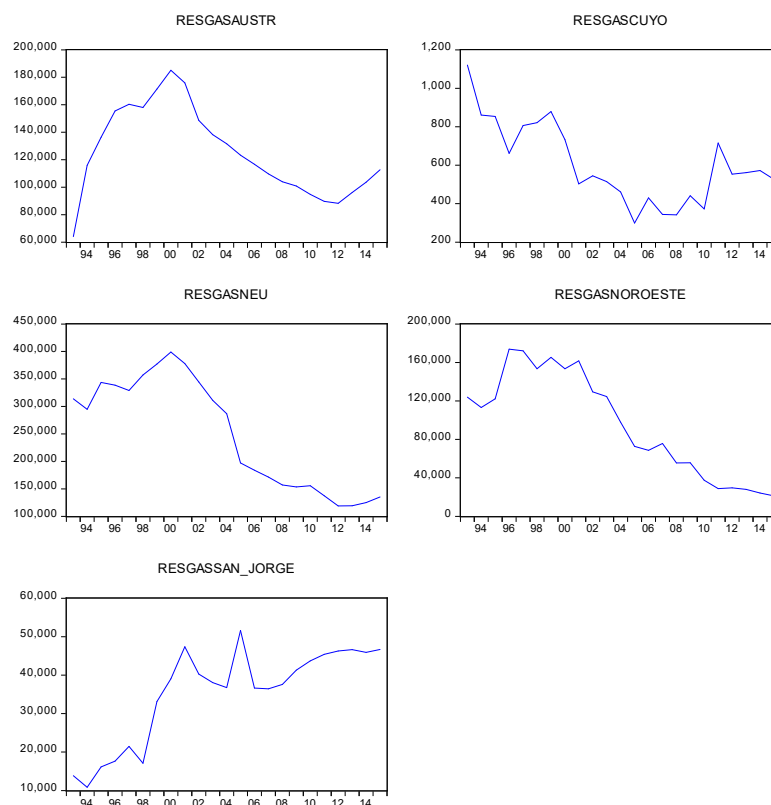
(1993 = 100)



También se observa este fenómeno si el análisis los hacemos por cuencas de producción, viendo la declinación persistente de las reservas probadas en las 5 cuencas argentinas.

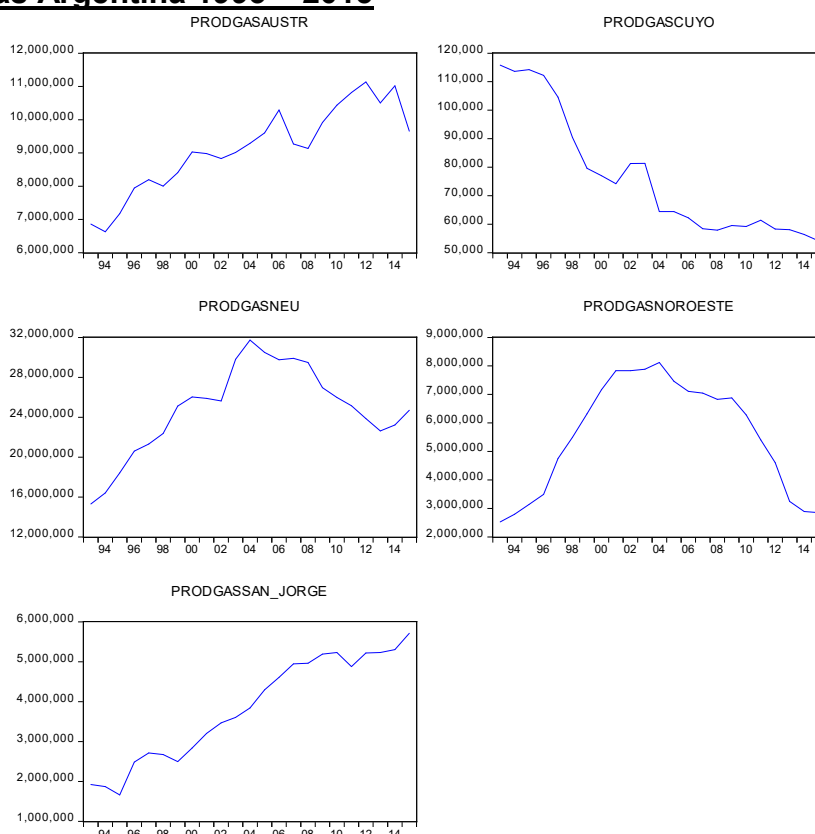
Lo podemos apreciar en el gráfico 5.

### **Gráfico 5: evolución reservas probadas de gas natural 5 principales cuencas Argentina 1993 – 2015**



Del mismo modo si analizamos la evolución de la producción por cuencas de producción comprobamos la declinación persistente en las 5 cuencas argentinas, con excepción de la cuenca del Golfo de San Jorge, por las razones expuestas anteriormente. Se ilustra lo dicho en el gráfico 6.

## **Gráfico 6: Evolución producción de gas natural 5 principales cuencas Argentina 1993 – 2015**



## **5. OFERTA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN EL PERÍODO 2003-2015: UNA ESTIMACIÓN DE MODELOS EMPÍRICOS PARA LA OFERTA**

El análisis del impacto de las políticas económicas aplicadas en el período sobre la oferta de petróleo y gas natural para el período considerado se realizará utilizando la formulación de oferta de petróleo propuesta por Alsahlawi (2009) considerando las siguientes variables explicativas:

- 1) El precio doméstico por cuenca (u\$ por millón de m<sup>3</sup>)
- 2) Tasa de riesgo país para Argentina
- 3) Variable dummy temporal asociada al período de los gobiernos de Eduardo Duhalde, Néstor Kirchner y Cristina F. de Kirchner (0 para el período 1993 – 2001 y 1 para el período 2002 – 2015)
- 4) Variable dummy temporal asociado a la estatización de YPF (0 para el período 1993-2012 y 1 2013-2015)

En este caso considerado las 3 variables precio doméstico por cuenca en dólares, tasa de riesgo país (medido a través del EMBI Argentina para el período 1993 – 2015) y la dummy temporal asociada con los gobiernos ya indicados deberían captar los efectos

de las políticas sobre la oferta de petróleo y de gas natural a nivel de cada una de las cuencas petroleras y gasíferas consideradas.

En el caso particular de la oferta tanto de petróleo y gas natural, se espera una asociación positiva producción y precios actuales. No solo porque los precios más altos permitirían obtener ingresos más altos por cada m<sup>3</sup> vendido de petróleo y gas natural sino porque estos pueden proveer información sobre la evolución futura de los precios del petróleo y gas sino también por su impacto sobre los flujos de caja disponibles por las empresas para el financiamiento de inversiones en exploración que lleven a un aumento de las reservas probadas. Reiss (1990) en el marco de un modelo para la determinación de las inversiones en exploración de petróleo y gas, sostiene que los precios cumplen un papel fundamental en la determinación de las inversiones de exploración y por ende en las reservas en la medida que el precio vigente determinará los flujos de caja de las firmas y los recursos propios para poder financiar las nuevas inversiones.

La prima de riesgo país, considerada a partir del EMBI Argentina del período 1993 – 2015, debería tener una asociación inversa tanto para la producción como con el volumen de reservas de petróleo y gas. En el caso de la producción de petróleo y gas natural esta relación inversa se explica sobre la base del impacto adverso del aumento del costo del capital y del riesgo sistémico que afronta la actividad asociado a un contexto macroeconómico e institucional en el país más riesgoso. En este caso se considerará antes que el nivel de la tasa de riesgo país, su tasa de crecimiento rezagada un período, en la medida que se supone la existencia de un rezago en los efectos del aumento del riesgo país sobre el aumento del costo del capital por parte de las empresas productoras.

Por último, la variable dummy asociada a los períodos 1993 – 2001 y al período 2002-2015, períodos en los cuales las políticas energéticas tuvieron una orientación muy diferente, busca captar en el caso de cada una de las cuencas de petróleo y gas natural consideradas el impacto de las variables de tipo institucional, en ambos que pudieron influir tanto en la producción de petróleo y gas natural. Por otro lado, la inclusión de la dummy temporal asociado a la estatización de YPF busca captar el impacto que tuvo en los esfuerzos por aumentar la producción de petróleo y gas natural en las cuencas el cambio de propiedad de la principal empresa petrolera argentina a partir del año 2012

Como dijimos la especificación para el modelo de oferta de petróleo y gas natural está basada en el modelo para la estimación de la oferta de petróleo propuesto por Alsahlawi (2009) al cual se le ha incorporado las variables influenciadas por las decisiones de política en el sector:

$$\ln Q_{ti} = c + \beta_1 \ln P_t + \beta_2 R_{ti} + \beta_3 \ln Q_{(t-1)i} + u_{ti}$$

donde:

Qt = producción de petróleo y gas natural en el período t y en la cuenca i

Pti = precio del petróleo y el gas natural en el período t y la cuenca i

Rti = reservas probadas en el período t-1 para la cuenca i

Qt-1 = producción de petróleo y gas natural del período t-1 en la cuenca i

Uit = termino de error

Los parámetros  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  y  $\beta_3$  representan las elasticidades a corto plazo respecto al precio y las reservas



A este modelo propuesto se le incorporarán como variables explicativas las consideradas anteriormente. Los resultados obtenidos de las estimaciones realizadas a través de la técnica de datos de panel se presentan en los cuadros presentados a continuación. Se consideraron 2 modelos alternativos, el primero considerando efectos aleatorios o random effects para cada una de las cuencas y el segundo considerando efectos fijos o fixed effects específicos para cada cuenca a lo largo del tiempo. El test de Hausmman realizado permitió concluir que existen evidencias para trabajar con un modelo de efectos fijos<sup>6</sup>

### **Resultados de las estimaciones para la oferta de petróleo del modelo propuesto 1993-2015**

<i>Variables</i>	<i>C</i>	<i>respet(-1)</i>	<i>precio cuenca</i>	<i>Prod pet(-1)</i>	<i>D(riesgo país (-1))</i>	<i>dummyCK</i>	<i>dummyYPF</i>	<i>R2</i>	<i>DW</i>
<b>coeficiente</b>	0.171693	0.039716	-0.039716	0.972667	-0.01583			1.00	1.51
Prob	<b>0.2058</b>	<b>0.0511</b>	<b>0.0117</b>	<b>0</b>	<b>0.1481</b>				
Random effects									
AUSTR	0.00								
CUYO	0.00								
NEU	0.00								
NOROESTE	0.00								
SAN JORGE	0.00								
<b>coeficiente</b>	2.7394	0.0717	-0.053237	0.790565	-0.010767	-0.042328	-0.006851	0.99667	1.45
Prob	0.0009	0.0187	0.093	0.0000	0.3497	0.104	0.8092		
fixed effects									
AUSTR	-0.05								
CUYO	-0.10								
NEU	0.22								
NOROESTE	-0.22								
SAN JORGE	0.19								
<b>coeficiente</b>	2.7000514	0.070546	-0.057411	0.794556	-0.011372	-0.040046		0.996674	1.447189
Prob	0.0009	0.0185	0.0301	0.0000	0.3092	0.0968			
fixed effects									
AUSTR	-0.052								
CUYO	-0.097								
NEU	0.214								
NOROESTE	-0.254								
SAN JORGE	0.183								

En el caso de las estimaciones de los parámetros de la función de oferta de petróleo con el modelo propuesto, en todos los casos el valor del coeficiente R<sup>2</sup> obtenido alcanza un valor cercano al 99%, lo cual indica a nivel global un alto grado de correlación entre la variable dependiente y las variables explicativas consideradas. No obstante, en prácticamente todas las variables asociadas estrechamente a las políticas en el sector consideradas, casi todas no son significativas, con la excepción de la dummy temporal asociada al período 2002 – 2015 (dck) que obtiene el signo esperado y que es significativa al 10%.

En el caso de la dummy asociada a la estatización de YPF (Dypf) la misma no tiene el signo esperado y no es significativa. Para el caso de la tasa de variación de la tasa de riesgo país rezagada un período la misma si bien tiene el signo negativo esperado, la misma tampoco es significativa en ninguna de las estimaciones realizadas.

<sup>6</sup> El test realizado determinó un valor de probabilidad de 0,0106 lo que permitió rechazar el modelo de efectos aleatorios

Los resultados de la estimación de los coeficientes asociados a los precios por cuenca merecen un análisis detallado. En todas las opciones consideradas. En todos los casos los parámetros estimados tienen el signo opuesto al esperado y son no significativos si consideramos el periodo 1993-2015. Es decir, que la estimación ofrece evidencia que los precios del petróleo por cuenca no influyeron de forma significativa en la evolución de la producción en todas las 5 cuencas consideradas. Para poder considerar si hay evidencias de que la respuesta de la producción a los cambios en los precios tuvo el mismo comportamiento en el período previo al de fuerte intervención estatal en la formación de precios, la tabla posterior muestra una estimación del modelo sin efectos pero considerando una estimación del parámetro de los precios por cuenca diferente para cada año. Los resultados obtenidos indican que habría evidencias de una asociación positiva y altamente significativa de la producción con los precios considerando solo el período 1995 – 2001, año a partir del cual la variable precio por cuenca deja de ser relevante para la determinación del comportamiento de la oferta en las cuencas petroleras.

**Resultados de las estimaciones para la oferta de petróleo del modelo propuesto 1993-2015 con precio del petróleo como variable anual específica**

<i>Variables</i>	<i>C</i>	<i>respet(-1)</i>	<i>precio cuenca</i>	<i>Prod pet(-1)</i>	<i>D(riesgo país (-1))</i>	<i>dummyCK</i>	<i>dummyYPP</i>	<i>R2</i>	<i>DW</i>
coeficiente	-3.3641137	0.057707		0.956619	0.394269	<b>4.010957</b>		1.00	1.74
Prob	<b>0.0088</b>	<b>0.0142</b>		<b>0</b>	<b>0.718</b>	<b>0.0058</b>			
		<b>coef</b>	<b>prob</b>						
<i>precio cuenca</i>	<b>1995</b>	0.758173	0.0077						
	<b>1996</b>	0.713411	0.0093						
	<b>1997</b>	0.766451	0.0049						
	<b>1998</b>	0.842339	0.0055						
	<b>1999</b>	0.683862	0.0285						
	<b>2000</b>	0.634379	0.0156						
	<b>2001</b>	0.708079	0.0058						
	<b>2002</b>	-0.199649	0.5078						
	<b>2003</b>	-0.236449	0.5316						
	<b>2004</b>	-0.128519	0.4686						
	<b>2005</b>	-0.11871	0.4836						
	<b>2006</b>	-0.065655	0.7176						
	<b>2007</b>	0.032494	0.9352						
	<b>2008</b>	-0.099594	0.5407						
	<b>2009</b>	-0.178346	0.5329						
	<b>2010</b>	-0.133113	0.4795						
	<b>2011</b>	-0.0713	0.6649						
	<b>2012</b>	-0.096346	0.5296						
	<b>2013</b>	-0.138892	0.4451						
	<b>2014</b>	-0.109242	0.4837						
	<b>2015</b>	-0.079415	0.5939						

Una explicación a esta asociación entre precios y producción observada es que en el período de fuerte intervención gubernamental, los ingresos y la rentabilidad del negocio de explotación petrolera dependió de otros factores y que fueron más importantes que el precio vigente por cuenca. La continua intervención en los precios vía el establecimiento de retenciones móviles, controles cambiarios, etc. podrían haber derivado en una menor respuesta de la producción ante el cambio en los precios corrientes del petróleo por cuenca.

Entre los otros factores de política que pudieron haber sido más importantes que las señales dadas por los precios del barril por cuenca podrían considerarse los mecanismos de incentivos que el gobierno otorgó en el marco de los programas de incentivos mencionados en la parte anterior. Y ello resulta relevante en especial para la cuenca del Golfo de San Jorge, la única de las 5 consideradas en la cual se experimentó un aumento de las reservas y producción petrolera en el período 2002 – 2015. En el año 2006 se produce el descubrimiento del yacimiento de Cerro Dragón, que derivó en un aumento significativo de las reservas probadas de dicha cuenca. En el marco del programa Petróleo Plus, por ejemplo, la principal empresa operadora de dicha cuenca Pan American Energy (PAN) tal como se indica en el cuadro posterior obtuvo alrededor de U\$ 2000 millones en concepto de aumentos de producción y de reservas.

### **Transferencias Programa Petróleo Plus 2008 -2014 en millones de u\$**

	<b>Producción</b>	<b>Reservas</b>	<b>Exportación</b>	<b>Total</b>	<b>Cuencas en operación</b>
<b>Pan American Energy</b>	582	74	1,300	1,956	G. San Jorge, Neuquina, Noroeste Argentino, Austral
<b>YPF</b>	60	368	0	428	Neuquina, Golfo San Jorge, Austral, Cuyana
<b>Sinopec</b>	180	137	105	422	Golfo San Jorge
<b>Pet. Com Rivadavia</b>	87	28	0	115	
<b>Chañares</b>	9	105	114	228	
<b>ENAP Sipetrol</b>	53	12	0	65	Austral, Golfo San Jorge
<b>AM. Petrogas</b>	43	16	0	59	
<b>Medanito</b>	36	21	0	57	
<b>Roch</b>	31	16	0	47	
<b>Petroandina</b>	19	13	0	32	
<b>ENARSA</b>	10	2	0	12	
<b>CGC</b>	2	1	4	7	
<b>Pluspetrol</b>	2	3	0	5	Noroeste, Neuquina
<b>Total Austral</b>	0	3	0	3	Austral, Neuquina
<b>TOTAL</b>	<b>1,114</b>	<b>799</b>	<b>1,523</b>	<b>3,436</b>	

FUENTE: Lopez Crespo, García Zanotti y Kofman “Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina”

Otros elementos a considerar no incorporados en el modelo como los incentivos dados en el marco del programa petróleo plus podrían ser los de carácter contractual/legal. En el año 2007 el gobierno de Chubut y Santa Cruz prorrogaron hasta 2027 a Pan American Energy la concesión del yacimiento de Cerro Dragón. Dicha prórroga se dio 10 años antes del vencimiento de la concesión del yacimiento en ese entonces<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> En un documento de la propia empresa, se sostiene que la prolongación de la concesión 10 años de la finalización del contrato vigente hasta 2007 se justifica en la medida que dicha prolongación garantiza “una prolongación del horizonte requerido para la recuperación de las inversiones en exploración y explotación petrolera

PAE aseguró inversiones de 2000 millones de dólares hasta 2017, más otros 1000 millones para la década posterior; subió en tres puntos un aporte especial que se en concepto de regalías hidrocarburíferas, se garantizó una inversión por 80 millones de dólares para la exploración petrolera off shore y creó un fondo de reparación histórica de 120 millones de dólares. La extensión del horizonte de explotación del yacimiento debió de contribuir al aumento de las inversiones que derivaron en aumentos en la producción y reservas observado. López Angriman (2010) señala que dicha medida tuvo un impacto positivo en la explotación del yacimiento, acelerando el plan de inversiones de la empresa.

Por último, como se mencionó en todos los casos tanto las reservas como la producción del período anterior evidencian ser variables relevantes para el comportamiento de la producción petrolera. La variable reservas probadas por cuenca a su vez es resultado de una serie de variables explicativas de carácter geológico y otras que reflejan los esfuerzos de inversiones en exploración realizadas en el pasado, las cuales han influenciado las políticas económicas sobre el sector. Dada la información disponible resulta imposible determinar qué factores de política u de otra índole podrían ser las variables explicativas para los niveles de reservas alcanzados pero para el caso del período 2002-2015 las variaciones en las reservas podrían estar vinculados con estas medidas de política de incentivos mencionadas anteriormente.

Los cuadros a continuación presentan los resultados de las estimaciones realizadas con el modelo propuesto para el caso de la oferta de gas natural. En todas las estimaciones realizadas, se presenta un nivel de significación muy alto al igual que el petróleo que está alrededor del 90%. De la misma manera que en la estimación de la oferta de petróleo, para el caso del gas natural las variables reservas probadas y producción por cuenca del período inmediato anterior resultan ser altamente significativas.

De la misma forma que en la estimación del modelo de oferta del petróleo, las variables precio por cuenca en dólares, dummy temporal asociada al período 2002-2015 y la asociada con la estatización de YPF no fueron significativas y en todos los casos, con excepción de la variación del riesgo país tuvieron el signo opuesto al esperado. Al igual que en el caso del modelo de oferta de petróleo se hizo un contraste para probar si el modelo se ajustaba mejor considerando efectos fijos y aleatorios, desprendiéndose del test de Hausmman que hay evidencias a favor de un modelo de efectos aleatorios.

**Resultados de las estimaciones para la oferta de gas natural del modelo propuesto 1993-2015**

<i>Variables</i>	<i>C</i>	<i>resgas(-1)</i>	<i>precio cuenca</i>	<i>Prod gas(-1)</i>	<i>D(riesgo pais (-1))</i>	<i>dummyCK</i>	<i>dummyYPF</i>	<i>R2</i>	<i>DW</i>
<b>coeficiente</b>	0.61956	0.115178	-0.011539	0.88213	0.0001681			0.99	1.41
Prob	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0.4072</b>	<b>0.00000</b>	<b>0.8771</b>				
Random effects									
AUSTR	-0.02								
CUYO	-0.02								
NEU	0.02								
NOROESTE	-0.04								
SAN JORGE	0.05								
<b>coeficiente</b>	1.549709	0.118714	-0.006736	0.815751	0.001357	0.019832	-0.020916	0.998829	1.810018
Prob	0.0006	0.0000	0.6883	0.0000	0.9044	0.3291	0.3757		
fixed effects									
AUSTR	0.04								
CUYO	-0.25								
NEU	0.16								
NOROESTE	-0.01								
SAN JORGE	0.07								
<b>coeficiente</b>	1.522397	0.121193	-0.014416	0.81607	-0.000357	0.017412		0.9988	1.8
Prob	0.0007	0.0000	0.3168	0.0000	0.9744	0.3864			
fixed effects									
AUSTR	0.04								
CUYO	-0.24								
NEU	0.15								
NOROESTE	-0.02								
SAN JORGE	0.07								

Ante la escasa significación y signo opuesto al esperado, al igual que en el caso del petróleo, se procedió a hacer una estimación del modelo considerando un estimador específico anual para la variable precio del gas natural en u\$ en boca de pozo y por cuenca. Y a diferencia de la estimación obtenida en el caso del petróleo, para el subperíodo 1995 – 2001 la variable precio no resulta ser significativa y no tiene el signo esperado.

**Resultados de las estimaciones para la oferta de gas natural del modelo propuesto 1993-2015 con precio del petróleo como variable anual específica**

<i>Variables</i>	<i>C</i>	<i>resgas(-1)</i>	<i>precio cuenca</i>	<i>Prod gas(-1)</i>	<i>D(riesgo país (-1))</i>	<i>dummyCK</i>	<i>dummyYPF</i>	<i>R2</i>	<i>DW</i>
coeficiente	0.57	0.0931		0.91043	0.122279	-0.339612		0.9987	1.390
Prob	<b>0.02228</b>	<b>0.000</b>		<b>0.00</b>	<b>0.6439</b>	<b>0.2431</b>			
		<b>coef</b>	<b>prob</b>						
<i>precio cuenca</i>	<b>1995</b>	-0.058065	0.2829						
	<b>1996</b>	-0.058065	0.5259						
	<b>1997</b>	-0.029717	0.6266						
	<b>1998</b>	-0.045403	0.4599						
	<b>1999</b>	-0.067946	0.2125						
	<b>2000</b>	-0.051605	0.2742						
	<b>2001</b>	-0.044697	0.3543						
	<b>2002</b>	0.013185	0.9109						
	<b>2003</b>	0.003096	0.983						
	<b>2004</b>	0.039694	0.5752						
	<b>2005</b>	0.044349	0.4945						
	<b>2006</b>	0.065365	0.3789						
	<b>2007</b>	0.104321	0.4929						
	<b>2008</b>	0.039814	0.4776						
	<b>2009</b>	0.015723	8544						
	<b>2010</b>	0.026646	0.6584						
	<b>2011</b>	0.048743	0.4276						
	<b>2012</b>	0.030673	0.5596						
	<b>2013</b>	0.008285	0.8883						
	<b>2014</b>	0.032114	0.5381						
	<b>2015</b>	0.04291	0.4196						

Al igual que en el caso del petróleo, los resultados para el caso del gas natural podrían estar reflejando la influencia de factores ajenos al precio corriente por cuenca en la determinación de la producción. Además de estar en bajo un régimen de fuerte intervención estatal como el del período 2002 – 2015, quizá Incentivos tales como el programa gas plus o el aumento del plazo en los contratos de concesión de los yacimientos podrían haber sido más importantes que el precio para la determinación de la producción.

**Ganancias por diferencial de precio entre gas plus y el precio de mercado entre los años 2009 y 2015**

<i>Empresa</i>	<i>mill u\$</i>	<i>Part %</i>
<i>Pluspetrol</i>	623	24.8%
<i>Pan American Energy</i>	613	24.4%
<i>YPF</i>	352	14.0%
<i>Total Austral</i>	249	9.9%
<i>PETROBRAS</i>	237	9.4%
<i>Roch</i>	178	7.1%
<i>Capex</i>	69	2.7%
<i>SINOPEC</i>	68	2.7%
<i>Otras</i>	121	4.8%
<b>TOTAL</b>	<b>2510</b>	<b>100.0%</b>

FUENTE: Lopez Crespo, García Zanotti y Kofman “Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina”

## 6. CONCLUSIONES

El presente estudio ha tenido el propósito principal de analizar los impactos que las políticas energéticas posteriores a la convertibilidad han tenido sobre la oferta (producción) del petróleo y el gas natural en el upstream de la Argentina. Para ello se ha realizado primeramente una descripción de las políticas de la década los 90 y posteriormente el cambio de paradigma fundamental que aplicara el gobierno del período 2003-2015 y segundo, se han utilizado modelos de comportamiento de la producción utilizando los datos de panel de las diferentes cuencas para ver el impacto que las principales variables explicativas tuvieron sobre el comportamiento de la oferta de gas natural y petróleo en el upstream:

- a) Precio del petróleo o del gas natural
- b) Reservas compradas de estos hidrocarburos
- c) Producción del periodo anterior
- d) Riesgo país asociado a la idea del costo del capital
- e) Variables dummy que reflejan las condiciones políticas o institucionales del período.

Del análisis realizado se desprende que para el caso del petróleo las variables que más han afectado al comportamiento post-convertibilidad de la producción de crudo han sido, el nivel de producción del período anterior y el nivel de reservas rezagados, siendo poco relevante el riesgo país y las variables políticas (como el caso de la privatización de YPF). Es importante destacar que para el período comprendido entre 1995 al 2001 la variable precio para el conjunto de las cuencas petroleras explica en forma significativa el nivel de producción; en otros términos, la variable precio era considerada muy relevante para los productores, seguramente asociada al flujo de caja que generaba. Es importante destacar que en este período existe un ambiente del negocio petrolero y gasífero muy favorable con libertad para exportar e importar y precios de paridad de importación y exportación, por lo cual el mecanismo de incentivo precios jugó un papel muy importante. Ya con el abandono de la convertibilidad, y la aplicación de los programas de retenciones y retenciones móviles aplicado al petróleo crudo a partir del gobierno de Nestor Kirchner, los niveles de producción de acuerdo a este modelo de oferta no respondía a los incentivos de precios. Una explicación a esta asociación entre precios y producción observada es que en el período de fuerte intervención gubernamental, los ingresos y la rentabilidad del negocio de explotación petrolera dependió de otros factores y que fueron más importantes que el precio vigente por cuencas. La continua intervención en los precios vía el establecimiento de retenciones móviles, controles cambiarios, programas específicos de petróleo plus podrían haber derivado en una menor respuesta de la producción ante el cambio en los precios corrientes del petróleo por cuenca.

Analizando el caso del gas natural las variables explicativas significativas en términos estadísticos siguen siendo el nivel de reservas y los niveles de producción rezagados, y en este caso el riesgo país que aparece como variable relevante. A diferencia del caso del petróleo los precios del gas natural no aparecen como las variables no significativas en la explicación de la producción del gas natural no sólo en el período de la post-convertibilidad sino que aun en el período 1995-2001.

Sin duda, uno de los factores que provocó la disminución de la producción de petróleo y del gas natural (e incluso en las reservas de estos recursos) en el período 2003-2015 es atribuible a los cambios fundamentales en las reglas del juego del mercado, en razón de la ley de emergencia económica en una primera etapa y luego de cambios permanentes en el mercado de hidrocarburos como la diferente influencia que tuvo YPF

en el mercado, primero como una empresa con empresarios nacionales expertos en mercados regulados y luego como una empresa mayoritariamente estatal tratando de conseguir el autoabastecimiento, y un proceso de fuerte regulación del mercado petrolero que creaba pocos incentivos a la operación del sector privado. Asimismo, los programas de precios de gas plus y petróleo plus que tuvieron un importante costo fiscal, de unos 6.000 millones de dólares según la información disponible, sólo pudieron mitigar la caída de la producción de petróleo y gas natural del período 2003 a 2015.



## REFERENCIAS

- 1) Alsahlawi, Mohammed A., **the future prospect of world oil supply: depletion of resources or price trends**. OPEC Energy Review N° Volume 34, Issue 2, June 2010.
- 2) Lynch, Michael, C., **Forecasting oil supply: theory and practice**. The Quarterly Review of Economics and Finance, Volume 42, Issue 2, 2002.
- 3) Coria, María Marta, **Determinantes del consumo de combustibles líquidos en Argentina**. Universidad Católica Argentina, Facultad de Ciencias Sociales y Económicas. Buenos Aires, 2005.
- 4) Reiss, Peter C., **Economic and financial determinants of oil and gas exploration activity**. Asymmetric Information, Corporate Finance, and Investment, R. Glenn Hubbard, editor, National Bureau of Economic Research (NBER), Washington D.C USA, 1990.
- 5) Guro Børnes Ringlund, Knut Einar, Rosendahl y Terje Skjerpen, **Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation**. Discussion Papers No. 372, March 2004 Statistics Norway, Research Department
- 6) Kozulj, R., **Crisis de la industria del gas natural en Argentina**. Serie recursos naturales e infraestructura N°88, CEPAL. Santiago de Chile, 2005.
- 7) Navajas, F., **Subsidios a la energía, devaluación y precios**. Documento de Trabajo N° 122, FIEL. Buenos Aires, 2015.
- 8) Urbiztondo, S., **La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político**. FIEL, Buenos Aires, 2016.
- 9) Presidencia de la Nación, **El Estado del Estado: Diagnóstico de la Administración Pública en diciembre de 2015**. Buenos Aires, 2015
- 10) López Angriman, Alejandro, **Cerro Dragón: exploración en áreas maduras**. Revista petrotecnia, Abril 2010.