

2010

# Documentos de Trabajo

Año 2010/Nº 6

## PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LA PROVINCIA DE SALTA. UN ANÁLISIS DE SERIES DE TIEMPO

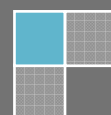
Gastón Carrazán

El presente trabajo fue presentado en la XLV Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política (AAEP), organizada por la Universidad de Buenos Aires (UBA), en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el 17 de Noviembre de 2010.

Instituto de Investigaciones Económicas

FCEJyS - UNSa

08/12/2013



## PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LA PROVINCIA DE SALTA – UN ANÁLISIS DE SERIES DE TIEMPO

Gastón J. Carrazán Mena<sup>1</sup>

### Resumen

El presente trabajo analiza la evolución de la producción mensual de Gas Natural extraído en los yacimientos de la provincia de Salta, desde Enero de 1992 a Junio de 2008.

Se comienza con un análisis descriptivo de la producción de hidrocarburos (petróleo y gas), estimando sus precios en boca de pozo. Luego, se estudian las características de estas series.

Más adelante se pretende explicar, en un modelo tradicional de series de tiempo (*Engle Granger procedure*), la producción de Gas Natural en base a la producción del petróleo y un indicador de Ingreso/producto nacional.

### Abstract

This paper analyzes the evolution of the monthly production of Natural Gas deposits mined in the province of Salta, from January 1992 to June 2008.

It begins with a descriptive analysis of the production of hydrocarbons (oil and gas), estimating their prices at the wellhead. Then, we study the characteristics of these series.

Later seeks to explain, in a traditional model of time series (*Engle Granger procedure*), Natural Gas production based on oil production and an indicator of income / domestic product.

**JEL: Q43, C32**

---

<sup>1</sup> Universidad Nacional de Salta (UNSa) y Dirección General de Estadísticas de Salta.

## Introducción

En este artículo se presenta la evolución histórica mensual desde 1992, de la producción y los precios de los hidrocarburos<sup>2</sup> agrupados en dos categorías: Gas<sup>3</sup> y Petróleo<sup>4</sup>.

En cuanto a los precios, se nota sobremanera la licuación producto de la liberación del tipo de cambio. Esto, sin embargo, no afecta directamente la producción (oferta) de HC.

A continuación, se presenta la evolución del ingreso/producto nacional mensual, aproximado por el EMAE-INDEC. Este recibe un breve tratamiento luego del cual es expuesto como determinante del Gas Natural.

Así, por último, llegaremos a decir que la producción de Gas Natural depende de tres variables principales: precio, producción del bien relacionado (petróleo) e ingreso. Sucede que el primero de estos, por los motivos que se explicaran, se considera constante y luego, dejará de explicar del todo nuestra producción.

Sobre lo anterior se corre un modelo de series de tiempo para series cointegradas y se expondrán las conclusiones.

## Producción y Precios de HC en Salta

Consideraciones generales: La producción de Gas y Petróleo, se miden en metros cúbicos. A diferencia de las transacciones internacionales, en donde el Gas se comercia en millón de BTU<sup>5</sup> y el Petróleo por Barriles.

Se considera al Gas como un bien No transable, y por ende, sin mayores influencias internacionales en el precio. No así el Petróleo, el cual sí es una *commodity*.

De ahora en más los Hidrocarburos: Gas incluye Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP), y se utiliza como sinónimo de Gas ó Gas Natural; Petróleo incluye Crudo, Gasolina y Condensado.

Los datos correspondientes a los meses de Enero 1992 a Diciembre 2000, son provenientes de la Ex-Secretaría de Minería y Recursos Energéticos de la provincia de Salta. Aquellos referidos a los meses de enero 2001 a Mayo 2008 son provenientes del área de Recursos Energéticos Tributarios de la provincia de Salta.

Los precios de Gas y Petróleo, son estimados a partir de las Regalías HC y de la tasa, que se supone fija, de ellas, tal como se expondrá más adelante. Se utiliza el concepto de Valor promedio en boca de pozo ( $V_{bpp}$ ) como indicador de precio. En algunos casos se presentan las medidas en dólares americanos corrientes, transformadas a partir del tipo de cambio peso dólar promedio mensual del período.

Entonces, los precios se calcularán de la forma:

$$Regalias_t^{hc} = r * (V_{bpp}_t^{hc} * Produccion_t^{hc}) \text{ (Ec. 1) ; donde } 0 < r < 1$$

<sup>2</sup> De ahora en más HC.

<sup>3</sup> Incluye los productos Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP).

<sup>4</sup> Incluye los productos Petróleo Crudo, Gasolina y Condensado.

<sup>5</sup> (British Thermal Units- Unidad térmica Británica: medida de poder calórico)

Es decir, las regalías son un porcentaje, suponemos, fijo en el tiempo, fijado tanto para el petróleo como el gas en 12%, del valor de producción del hidrocarburo.

Por otra parte, la serie de Regalías es conocida, como así también la de producción (pues el autor cuanta con ambas). Entonces, haciendo el supuesto del párrafo anterior, se llega a que el precio será:

$$Vbpp_t^{hc} = \left(\frac{1}{r}\right) * \left(\frac{Regalías_t^{hc}}{Producción_t^{hc}}\right) \quad (Ec. 2)$$

Y este valor promedio en boca de pozo (Vpbb) será utilizado entonces como precio. El mismo se definirá como el precio del Gas ó Petróleo, tomado directamente de la boca del pozo, sin ningún tratamiento y que no incluye los márgenes de transporte, distribución, etc. Sobre este precio se calculan las regalías hidrocarburíferas de los estados provinciales.

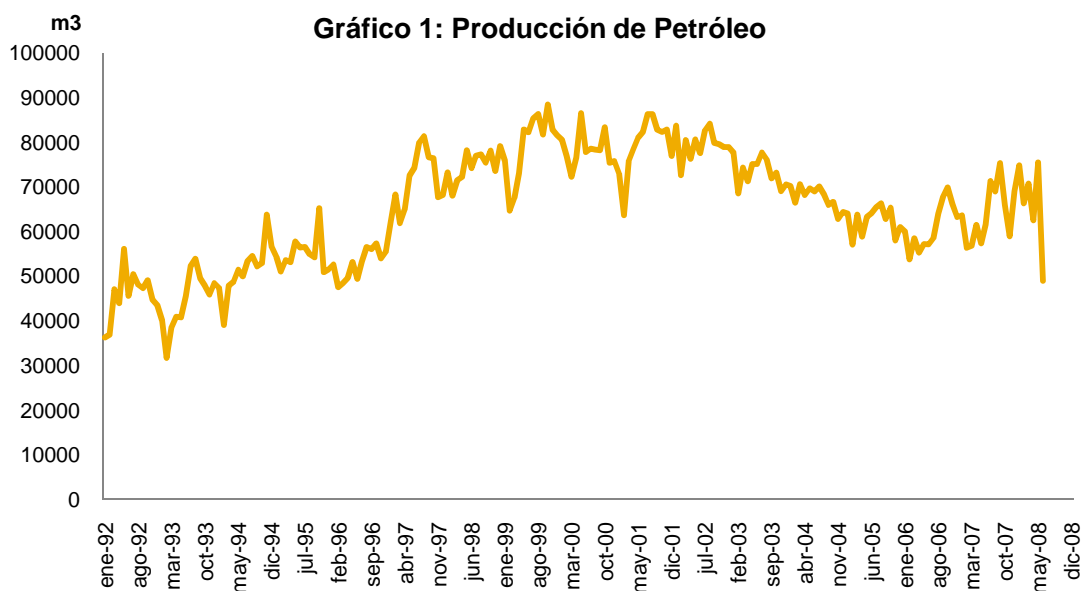
### Presentación de las series a estudiar y algunas conjeturas

Se analizarán las series individuales que nos interesan a partir de una inspección gráfica y dos tipos de pruebas adicionales a la simple inspección para determinar estacionariedad:

- Prueba informal: estadísticos descriptivos (media y varianza)
- Prueba formal: estadístico ADF: Dickey Fuller aumentado

### Petróleo: Producción y Precios

La Producción de Petróleo, enseñada en el Gráfico 1, muestra un quiebre<sup>6</sup> de tendencia a partir del año 2001, en coincidencia con la crisis que afectó a nuestro país.

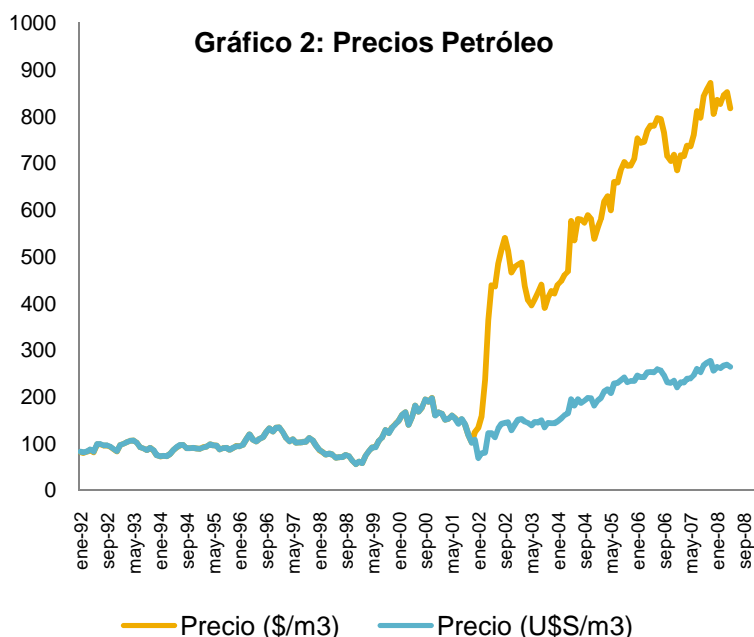


<sup>6</sup> Podríamos llamarlo "Estructural".

Así, en el primer tramo el crecimiento de la serie es exponencial. A partir del segundo tramo la misma se achata y revierte la senda hacia una decreciente. No obstante, a partir de 2006 existen ciertos puntuales “shocks” que se desprenden de la caída.

Esto debiera de verse reflejado en los principales determinantes de la producción.

Aislando el resto, trabajaremos sólo con los Precios en  $m^3$ , expresado tanto en dólares como en pesos. Luego, el Gráfico 2, observa un despegue del precio -“internacional”- nominado en dólares, del previo interno nominado en pesos.



Ésta diferencia marca dos tramos en las series. Tal como lo hace el Gráfico 1 con la producción. No obstante, la simple inspección nos revela que el despegue de las series es desfasado.

Así, los precios se diferencian a partir del año 2002, mientras que la producción revierte tendencia a comienzos del 2001. Ésta situación, no obstante, es contemplada en el salto brusco de –ambos- precios en el 2001. Luego, se infiere la existencia de distorsiones en el mercado, que transmitieron información anticipada de una crisis<sup>7</sup>.

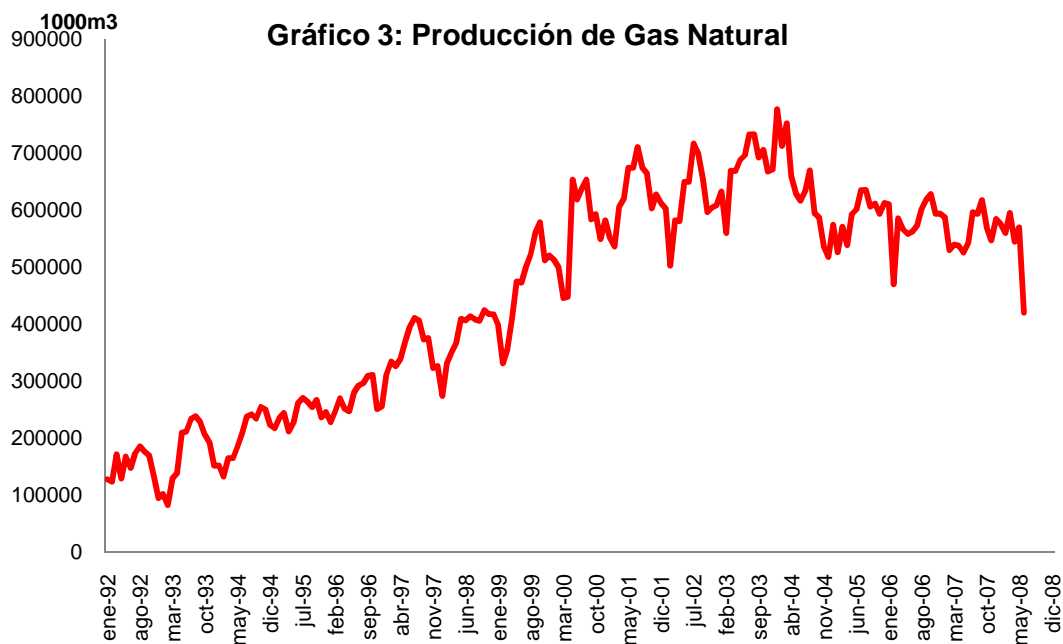
### Gas Natural: Producción y Precios

La evolución de la producción de Gas, tal como lo enseña el Gráfico 3.

En este caso, el quiebre del cual se habló en el ítem anterior, es aún más marcado. Debe tenerse en cuenta que es una escala de producción distinta: 1000 veces superior a la extracción de Petróleo.

Pero más allá de esto, el crecimiento (tendencia) de la producción tiene una “velocidad” exorbitante entre los meses de 1992 a fines del 2002. A partir de allí, existe un freno y una caída exagerada primero, y luego más moderada.

<sup>7</sup> Tal vez tenidas en cuenta por los productores que manejan información privilegiada. Dicho de otra manera, existieron Expectativas (Racionales) Adaptativas.

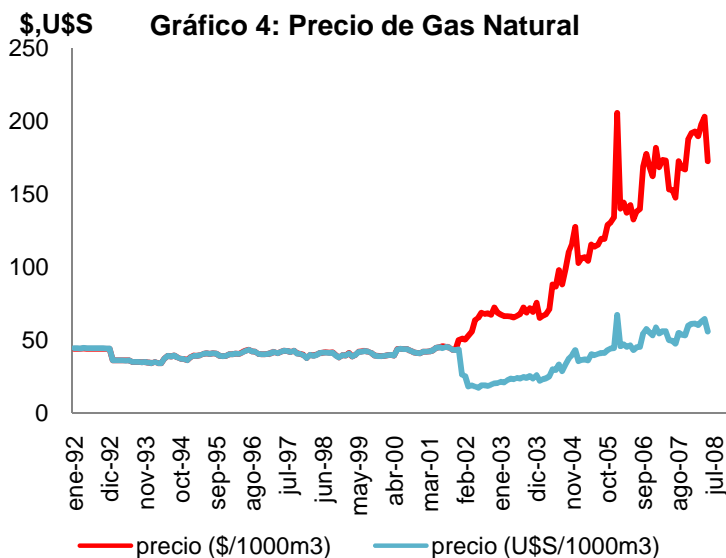


De aquí ya se puede observar una caída de la producción, y que la nueva tendencia es hacia la baja. Esto queda respaldado por lo siguiente: el nivel de producción de Mayo 2008, es similar al de Marzo del 2000.

El Gráfico 4 -al igual que el Gráfico 2- enseña un divorcio de los precios del mercado interno de gas, del mercado internacional del flujo.

Misma conclusión que en el ítem anterior, se desprende de observar estos gráficos: ocurre un desfase entre la caída de los precios y la caída de la producción.

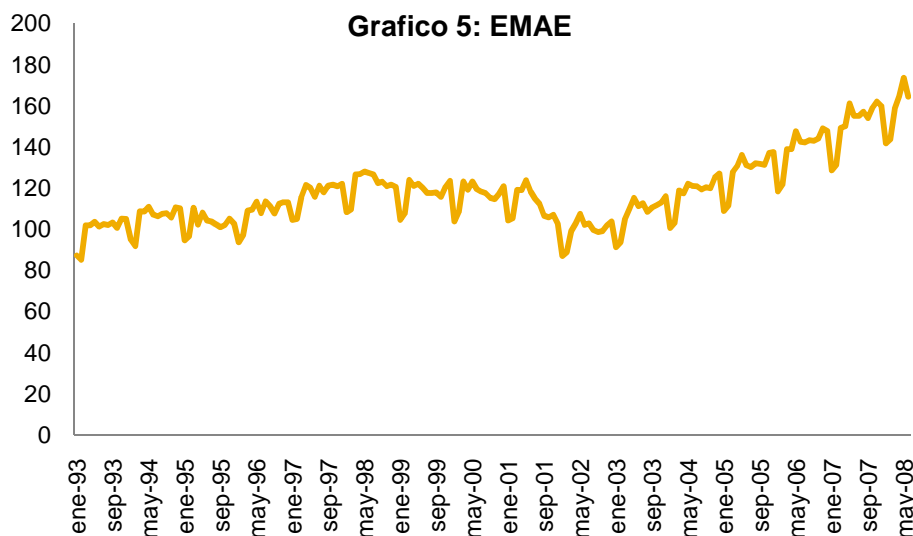
Del Gráfico 4, también puede observarse que en Octubre de 2007, el precio en dólares (corrientes) de 1000 m<sup>3</sup> de gas, alcanza el nivel (pre-crisis) de Octubre de 2001. El despegue de los precios internos en pesos, es asombroso. Aunque más asombroso es que –tal como lo enseña el Gráfico 3- la producción no siguió esta “señal” a la suba.



### EMAE – INDEC

El estimador mensual de actividad económica se utiliza como proxy del PBI, que para nuestros objetivos se entiende como producción nacional: EL EMAE tiene base 1993 y va desde Enero de ese año a Junio de 2008, pues es el período que nos interesa.

La evolución del mismo es la que se enseña en el gráfico que acompaña:



Puede observarse un crecimiento sostenido a partir de 2003.

### Estadísticos Descriptivos

Algunos estadísticos descriptivos que nos resumen la evolución de estas series son los que se enseñan a continuación:

Estadísticos	Producción de Gas	Producción de Petróleo	Precio Gas	Precio Petróleo	EMAE
<b>Mean</b>	<b>467926,5</b>	<b>66430,12</b>	<b>71,26833</b>	<b>315,6857</b>	<b>117,6535</b>
Median	535422,6	67826,70	42,33620	150,856	115,3000
Maximum	776997,2	88467,55	205,4628	871,228.	173,6000
Minimum	82536,47	31669,94	33,77080	55,723	85,10000
<b>Std. Dev.</b>	<b>175384,3</b>	<b>12021,65</b>	<b>47,93336</b>	<b>269,9531</b>	<b>17,01930</b>
Skewness	-0,393436	-0,350208	1,349849	0,7270	0,922933
Kurtosis	1,833510	2,350785	3,466022	1,9153	3,651408
Sum	86566401	12289572	13184,64	58401,86	21765,90
Sum Sq. Dev.	5,66E+12	2,66E+10	422759,7	13408944	53296,80
Observations	185	185	185	185	185

Recuerde que la producción de Gas se encuentra en miles de metros cúbicos, luego la producción entre esos 16 años de estudio fue de casi 500 millones de metros cúbicos promedios mensuales; mientras que la de petróleo apenas llega a los 66mil metros cúbicos. No obstante, en contraposición, el precio del gas en pesos corrientes, en promedio, quintuplica al de la producción de gas. De la serie del EMAE diremos que, en promedio, el su valor fue de 17 puntos sobre la base de 1993.

## Test de raíces unitarias y quiebre estructural

Luego de la simple inspección de las series observadas, se procederá a testar las mismas, tanto por raíces unitarias como por existencia de quiebre estructural.

Para ello utilizaremos el test ADF (con intercepto y tendencia), cuyos resultados son los que se presentan en la tabla a continuación <sup>8</sup>:

Así, podemos decir que, toda vez que el valor absoluto del estadístico ADF supere al tau de MacKinnon, las series son estacionarias. Lo que se da para todas las primeras diferencias de nuestras variables de interés.

Además, como la que se pretenderá explicar más adelante es la serie de Gas Natural, a ésta le haremos una serie de pruebas adicionales, entre ellas la que sigue de quiebre estructural.

Utilizando el test de Chow de quiebre estructural, plantearemos, como se dijo en los primeros párrafos, que es posible la existencia de este quiebre de tendencia a partir del año 2002 (período que comprende la devaluación del peso argentino) ó a partir del año 2001 (período de crisis).

### Proceso Autorregresivo y Test de estabilidad:

Para testar por Chow, primero se plantea un proceso autorregresivo y de promedio móvil que explique la secuencia que estamos estudiando. Recuerde que, nuestra idea principal será relacionarla con otras series (cointegradas) además de relacionarla consigo misma.

A saber, en base al correlograma y correlograma parcial producto de las pruebas de raíz unitaria, y, por supuesto, sosteniendo el principio de parsimonia, decimos que el proceso que mejor explicaría nuestra secuencia sería del tipo ARMA (1, 1 y 12). En base a ello, el test de Chow para quiebre nos da la siguiente salida:

<b>Tabla 2: Test de Chow</b>	F-statistic	Log likelihood ratio
Chow Breakpoint Test: 2003M01	3,724391	11,1997
Chow Breakpoint Test: 2003M12	7,145058	20,95361
Chow Breakpoint Test: 2001M12	1,604207	4,902312

Es decir, identificando un quiebre a partir de 2003, dos años después de la crisis económica en Argentina, para el cual, en la serie de Gas, no se registra un quiebre de tendencia.

No obstante, esto sólo es a título ilustrativo pues, la idea de este trabajo es relacionar la serie de Gas con otras series de tiempo, y no que ésta se explique asimismo.

<sup>8</sup> Se presenta sólo el orden de diferenciación donde se cumple la estacionariedad en todas las series. Como era de esperar, para series económicas, esto se da desde la primera diferencia.



**Tabla 3: Test de raíces unitarias**

		1. Null Hypothesis: D(Q_GAS) has a unit root		2.Null Hypothesis: D(Q_PETROLEO) has a unit root		3.Null Hypothesis: D(P_GAS) has a unit root		4.Null Hypothesis: D(P_PETROLEO) has a unit root		5.Null Hypothesis: D(Y_EMAE) has a unit root		6.Null Hypothesis: D(Q_PETROL_precio 1993) has a unit root	
		t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*	t-Statistic	Prob.*
ADF test statistic		-5.043118	0.0003	-19.90995	0	-20.36552	0	-12.26205	0	-8.732116	0	-5.477034	
Test critical values:	1% level	-4.008428		-4.005562		-4.005809		-4.005809		-4.009849		-4.008428	
	5% level	-3.434299		-3.432917		-3.433036		-3.433036		-3.434984		-3.434299	
	10% level	-3.141079		-3.140265		-3.140335		-3.140335		-3.141481		-3.141079	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Consideraciones:

1.Null Hypothesis	Lag Length: 11 (Automatic based on SIC, MAXLAG=14)
2.Null Hypothesis	Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=14)
3.Null Hypothesis	Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=14)
4.Null Hypothesis	Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=14)
5.Null Hypothesis	Lag Length: 4 (Fixed)
6.Null Hypothesis	Lag Length: 11 (Automatic based on SIC, MAXLAG=14)

## Modelo de causalidad

Luego de haber estudiado los componentes de nuestro modelo, y de reflejar algunas características de los mismos, ahora pasaremos a exponer la idea de causalidad que subyace a este artículo.

Consideraciones o Supuestos:

- i. Así, aproximando el concepto de producción al de oferta, diremos que la producción/oferta del gas natural, en base a las peculiaridades del mercado, es una oferta que “mira hacia adelante”. En el sentido que, por las imposibilidades (en cuanto a altos costos se refiere) de estoquear este producto, sucede que toda vez que se requiera (demande) en etapas posteriores a la extracción, el mismo estará disponible: es decir, se extrae del pozo toda vez que se demande. No obstante, como existen distintos actores que requieren este bien, que a su vez lo pueden utilizar como insumo o como bien final, diremos que esa demanda se explica en última instancia por el ingreso/producción de esos individuos. En síntesis, decimos que la oferta se explicará por el ingreso del agregado, que no es otra cosa que el PBI, para nuestro caso, aproximado por el EMAE.
  
- ii. Como sería de esperar, nuestra oferta dependería del precio del producto en cuestión; pero aquí, debemos hacer unas cuantas salvedades:
  - a. Este producto tiene, según su calidad (medida en kilo calorías) distintos precios, como así también según el yacimiento de donde se extraiga.
  - b. Luego, lo único que se podría determinar es un promedio de precios –al cual los ingenieros en petróleo tildan de inútil- ó, indirectamente, y tal como lo hicimos nosotros, una construcción del precio en base a la producción y regalías (el Vbpp). No obstante, esto nos deja con un problema de simultaneidad.
  - c. Como bien se dijo, esta es una industria que mira hacia adelante, pero su precio mira hacia atrás: suponiendo, simplificada, que el último precio de este bien para un consumidor promedio (ni industrial, ni residencial, ni comercial, sino, si se pudiera, un promedio de todos ellos) tiene la siguiente estructura:

$$T = f(p; t; d; i) \quad (Ec. 3)$$

Siendo:

T = Tarifa promedio; p = precio promedio del gas en boca de pozo; t = margen del transportista; d = margen del distribuidor; i = impuestos en todas las etapas (al hacer explícito el impuesto, dejamos en claro que no se incluye en p, t o d).

De esta manera, si  $T = T_0$ . Es decir, si la tarifa se congela y pasa a ser un valor dado, ninguno de los componentes de la estructura tarifaria puede variar en un sentido sin que otro lo haga en sentido contrario. Así por ejemplo, no podría aumentar el precio en boca de pozo sin que disminuyera el margen del transportista, del distribuidor o los impuestos en alguna etapa; y al no haber razón para que disminuya el margen de los intermediarios, y tampoco se podría pensar en la disminución de la contribución fiscal a un Estado ávido de recursos.

Un hecho cierto dirá que la pesificación y el posterior congelamiento de las tarifas públicas, tiene como consecuencia el congelamiento del precio del gas en boca de pozo<sup>9</sup>. Entonces, se considerará que el precio es fijo o dado y por ende, para nuestro estudio, no contribuye a explicar la variabilidad en la oferta<sup>10</sup>.

- iii. Las características de explotación de este bien hacen que su extracción sea conjunta con la de petróleo (y a veces con agua). Es decir, cuando se extrae petróleo, también se extrae gas, y luego, en una etapa posterior, son separados. Entonces, es preciso considerar que la producción del Gas no solo dependerá de los determinantes que se le atribuyan directamente, sino, de los determinantes que hacen que se produzca petróleo. Este fenómeno, nos hace decir que, la producción de gas puede depender: de la producción de petróleo (dejando implícitos sus determinantes), el precio (estimado) del petróleo ó un valor bruto de producción de petróleo a precios constantes. Será este último el que utilizemos

Así, en definitiva diremos que la producción de Gas Natural que queremos explicar tiene la siguiente forma implícita:

$$Q_t^{gas} = f(p; Y_t; Q_t^{petroleo}) \quad (Ec. 4)$$

O bien, de manera determinística, diremos que:

$$dQ_t^{gas} = \frac{\partial Q_t^{gas}}{\partial p} dp + \frac{\partial Q_t^{gas}}{\partial Y_t} dY_t + \frac{\partial Q_t^{petroleo}}{\partial C_{i,t-k}} dQ_t^{petroleo} \quad (Ec. 5)$$

Pero como supusimos un precio fijo, decimos que la producción de gas sólo se explica en el Ingreso de la economía y en la producción de un bien relacionado. Por supuesto, nuestra manera de corroborar esto será incorporando un componente estocástico a aquella ecuación en diferencia. Esto se realiza a continuación

Series Cointegradas: como nuestras series son no estacionarias en nivel (o orden 0)- aún cuando sí estacionarias en 1era diferencia- le podemos atribuir a este simplificado sistema económico la característica de contar con series cointegradas.

De la literatura que se cita en las referencias y bibliografía extraemos este resumen que entendemos puede orientar a lo que se busca:

Diremos que dos o más series son cointegradas si las mismas se mueven conjuntamente a lo largo del tiempo y las diferencias entre ellas son estables (es decir, estacionarias) aún cuando cada serie en particular contenga una tendencia estocástica y sea por lo tanto no estacionaria.

De aquí que la cointegración refleja la presencia de un equilibrio a largo plazo hacia el cual converge el sistema económico a lo largo del tiempo. Las diferencias (o término error) en la

<sup>9</sup> Además de considerarse otras cuestiones contractuales que no se consideran aquí.

<sup>10</sup> Este supuesto suena muy grosero, pero más allá de todas las justificaciones lo entendemos como bastante pragmático a los fines del modelo.

ecuación de cointegración se interpreta como el error de desequilibrio para cada punto particular del tiempo<sup>11</sup>.

Así, el procedimiento de Cointegración que se seguirá para nuestro trabajo, es el conocido Engle-Granger. Es decir, entiéndase que consideramos aquel modelo relatado al comienzo de este apartado como una relación de largo plazo o equilibrio entre gas natural, ingreso y petróleo.

Pasos:

1. Definir el orden de integración
2. Pruebas Informales y Formales de Estacionariedad
3. Especificar la relación a largo plazo
4. Estimar la relación a largo plazo
5. Guardar los residuos estimados
6. Prueba de Cointegración de los residuos
7. ECM: Modelo de Corrección de Errores. Es decir, corrección del sendero de corto plazo hacia el sendero de largo plazo (o relación de equilibrio).
8. Causalidad de Engle-Granger

Desarrollo:

De 1. Diremos que el orden de integración será 1

De 2. Surgieron las pruebas informales al analizar en la primer parte el sendero temporal de las series, donde se observaba –y se comentó- sobre una clara tendencia en las mismas (lo que lleva asociado la no estacionariedad estricta, aunque puede ser que sí la estacionariedad débil).

La prueba formal que se eligió fue la del ADF y resultó en todas las series estacionarias a partir de su primera diferencia.

De 3. Y según los supuestos con los que comienza este apartado, se dice que la relación de equilibrio estará asentada en<sup>12</sup>:

$$Q_t^{gas} = \beta_0 + \beta_1 Y_t + \beta_2 Q_t^{petroleo} + \varepsilon_t \text{ (Ec. 6)}$$

De 4. Se corre la regresión entre la producción de gas natural, el EMAE y la producción de petróleo.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
Y_EMAE	2968,464	493,6050	6,013845	0,0000
Q_PETROLEO	9,596555	0,708879	13,53766	0,0000
C	-518925,1	70932,22	-7,315788	0,0000

<sup>11</sup> En sentido práctico, dos o más series son estacionarias de orden I(1) están cointegradas si existe una combinación lineal de esas series que sea estacionaria o de orden I(0).

<sup>12</sup> Podría también, por la naturaleza del problema, haberse propuesto la transformación logarítmica.

Siendo la variable dependiente producción de Gas Natural, con 186 observaciones, y un R-cuadrado ajustado de 0,5644; con un F de significancia global de 120.

De 5. Llamamos error a los residuos estimados, entendiéndose estos como los desequilibrios en distintos momentos respecto de esa línea de largo plazo.

De 6. Utilizaremos para testar la Cointegración en los residuos, es decir su estacionariedad, la regresión de esos residuos estimados en primera diferencia versus los residuos estimados retardados un período. Resultando el siguiente cuadro:

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
ERROR1(-1)	-0,076298	0,028237	-2,702072	0,0075

Luego, se rechaza la hipótesis nula de no cointegración y se concluye que los residuos son I(0), y en consecuencia las series están cointegradas.

De 7. Se persigue ligar el comportamiento a corto plazo de las variables intervinientes con su relación de equilibrio de largo plazo. Así,

Comportamiento de corto plazo:  $error1 = Q_t^{gas} - \beta_0 - \beta_1 Y_t - \beta_2 Q_t^{petroleo}$  (Ec. 7)

Comportamiento de largo plazo:  $Q_t^{gas} = \beta_0 + \beta_1 Y_t + \beta_2 Q_t^{petroleo} + \varepsilon_t$  (Ec. 6)

Entonces, el ECM que se seguirá es:

$$\Delta Q_t^{gas} = \beta_0 + \beta_1 \Delta Y_t + \beta_2 \Delta Q_t^{petroleo} + \beta_3 error1_{t-1} + \varepsilon_t \quad (Ec. 8)$$

Donde, como sería de esperar,  $\Delta$  denota la primer diferencia  $error1_{t-1}$  (= error1(-1)) denota el mecanismo de corrección del error, usado para corregir el desequilibrio a corto plazo.  $\beta_3$  es el parámetro de ajuste a corto plazo (mientras más cerca a 1 más rápido el ajuste).

Luego, la estimación nos brinda la siguiente tabla:

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(Y_EMAE)	458,7925	338,7871	1,354221	0,1774
D(Q_PETROLEO)	5,056748	0,443476	11,40252	0,0000
ERROR1(-1)	-0,043727	0,020362	-2,147516	0,0331
C	1288,969	2316,013	0,556546	0,5785

Con una bondad de ajuste de 0,4261, y un F-global de 46,54 y un dw-stat de 2,29

El lector observará que se necesitará ser muy condescendiente para incluir la primer fila, que representa el EMAE como proxy del ingreso, pues su t-stat es demasiado bajo.

De todas maneras, se realizará la interpretación completa de la ecuación estimada:

$$\widehat{\Delta Q_t^{gas}} = 1288.9687 + 458.7925\Delta Y_t + 5.0567\Delta Q_t^{petroleo} - 0.0437error1_{t-1} \text{ (Ec. 9)}$$

Observe que el mecanismo de corrección de errores presenta el signo correcto, el negativo, y es estadísticamente significativo. En nuestro esquema mensual, los desequilibrios en un mes, se corregirán (o tenderán a hacerlo) en el próximo en un 4% mensual.

De 8. La prueba de causalidad de Engle-Granger, surge el siguiente output:

Pairwise Granger Causality Tests  
Sample: 1992M01 2008M06  
Lags: 10

Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Probability
Y_EMAE does not Granger Cause Q_GAS	176	1,79039	0,06649
Q_GAS does not Granger Cause Y_EMAE	5,52679		5,1E-07
Q_PETROLEO does not Granger Cause Q_GAS	188	1,55950	0,12281
Q_GAS does not Granger Cause Q_PETROLEO	1,95955		0,04070
Q_PETROLEO does not Granger Cause Y_EMAE	176	7,20617	2,7E-09
Y_EMAE does not Granger Cause Q_PETROLEO	3,80453		0,00013

### Conclusión y consideraciones finales

Aún cuando no muy robustos, logra exponerse lo que se propuso al comienzo del artículo: una relación causal entre la producción de Gas y la de Petróleo y el Ingreso Nacional.

En el punto 6) los signos de largo plazo son los esperados. Nuevamente, una transformación logarítmica tal vez hubiera dado una interpretación más elegante pero, aquí se resalta que, cuando en el largo plazo aumenta el producto/ingreso por ende aumentan los requerimientos y, a su vez, por ende la producción de Gas Natural.

Asimismo, cuando aumenta la explotación de petróleo, en base a sus propios determinantes, la Producción de Gas también aumenta. Ya dijimos que: cuando se saca petróleo, en la misma extracción también se saca gas. El valor bajo del coeficiente se lo atribuyo a la escala (recuerde el lector de los gráficos 1 y 3, que ésta iba de 1 a 1000 a favor del gas natural).

El mecanismo de corrección de errores presenta el signo adecuado en cuanto a la corrección del equilibrio de corto plazo al de largo plazo.

Y, por último, no obstante lo anterior, en base a 8), en la causalidad de Engle-Granger decimos que:

- No se puede rechazar la hipótesis nula de que EMAE ó Producción de Petróleo no causen a la Producción de Gas.
- Para el caso del EMAE, puede suceder que la causalidad no vaya en una sola dirección, pues se rechaza la hipótesis nula de que Producción de Petróleo y Gas causen EMAE.

## Bibliografía

- Carrazán Mena, Gastón: *“Economía de los Hidrocarburos: El Gas Natural en Salta”*. Tesina de grado, UCaSal. 2004.
- Enders, Walter: *“Applied econometric time series”*. John Wiley & Sons, Inc. 1993.
- Gil, Salvador y Deferrari, Jorge: *“Modelo de Predicción del Consumo de Gas Natural de la República Argentina”*. Petrotecnia XL, N°3, Sup. Tecn. 1, 1. Junio de 1999.
- Serletis, Apostolos y Shahmoradi, Asghar: *“Business Cycles and Natural Gas Prices”*. Publicado en OPEC Review, Pág. 75-84. 2005.
- Serletis, Apostolos: *“Quantitative and empirical analysis of energy markets”*. World Scientific, Canadá. 2007

## Sitios de internet

- Dib Ashur, Roberto y Otros. *“Evolución Socio-Económica de Salta”*. IERAL-Fundación Mediterránea, Septiembre de 2008 en: <<http://ieral.win-servers.com/data/default.asp>>
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en: < <http://www.enargas.gov.ar/>>
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) en: < <http://www.indec.gov.ar/>>
- Instituto Argentino del Petróleo y el Gas en: < <http://www.iapg.org.ar/>>