

# Estimación de los Costos de Extracción de Petróleo, Gas Natural y GNL de Yacimientos Petrolíferos Fiscales YPF

## Segundo Informe

Mgter Ing. Ernesto QUILES (\*)

Este **Segundo Informe** aporta nueva información del balance de YPF del 2019, avances sobre márgenes y rentas razonables y extraordinarias y tendencias en el tiempo que transcurre entre 2020 y los años por venir.

Recordábamos que cuando el Diputado José Luis Gioja como presidente del Bloque del FdT y del PJ, le pregunto al Ministro de Energía y Minería Aranguren, si podía informarle cuales eran los costos promedios del Gas Natural en la boca del pozo <sup>(1)</sup>, cuando el Gobierno de Macri estaba proponiendo llevar ese valor progresivamente de 1,28 en 2015 a 5,5 y 7,5 U\$D/MMBTU del 2016 al 2021 respectivamente. Ante esos aumentos, los mas escandaloso de la historia argentina, la respuesta de Aranguren fue: NO LE PUEDO DAR ESA INFORMACION.

Los valores del PIST han sido ya fijados por nuestro gobierno el año pasado, por Decreto 892/2020 en el Plan GasAr (de Promoción a la Producción del Gas Argentino) con valores muy próximos a la progresión que había programado Aranguren para el 2020 y 2021.

El IESO programó una reunión con expertos y analistas en zoom el viernes 12/03 para analizar las convocatorias a Audiencias Publicas (AP) de Secretaria de Energía (SE) y Enargas para el 15 y 16 de marzo para definir estrategias y puntos comunes. Allí estuvieron miembros del CEPIS, Grupo Bolívar, Primero la Patria y de varias organizaciones del tercer sector como ADDUC, DEUCO, etc. y se coincidió en defender los intereses nacionales del recurso y evitar los aumentos de facturación y subsidios del estado a las empresas. Presente allí los resultados de mi investigación sobre 7 años de YPF y autorice a los participantes a hacer públicos los resultados ante la imposibilidad de inscribirme para mostrarlas a la SE el día 15/03. En la AP del lunes 15 de marzo convocadas por la SE el Dr. Osvaldo Bassano de ADDUC las hizo públicas en su alocución reclamando por la discriminación sufrida en mi persona. En la del ENARGAS realizada al día siguiente 16/03 pude fundamentarla y subirla como antecedente al Acta de la AP.

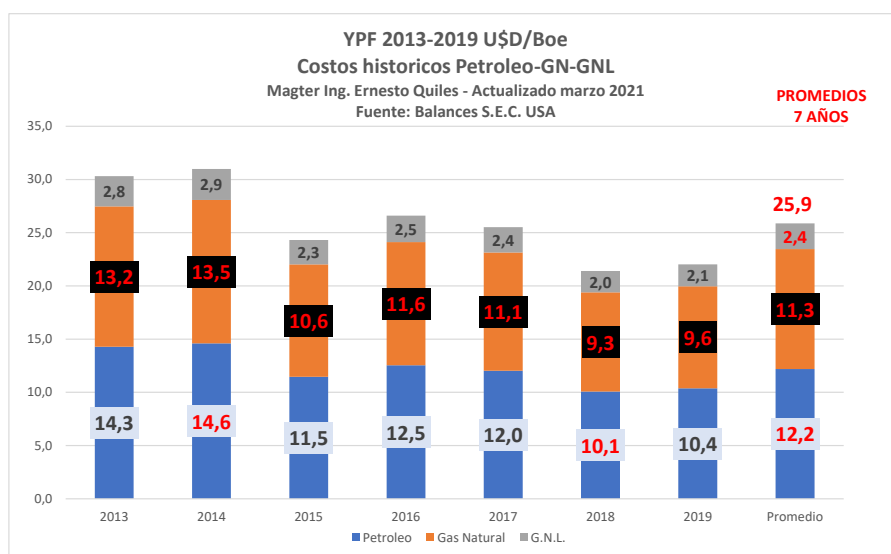
El objetivo de este APORTE es: CON INFORMACION PUBLICA DE LA EMPRESA CON MAYORIA ESTATAL YPF SA **TRATAR DE DEVELAR CUALES SON LOS COSTOS REALES DE LA EXPLOTACION DEL GAS NATURAL Y CUALES SON LAS RENTAS Y SUBSIDIOS EXPLICITOS Y OCULTOS EN LAS CONCESIONES HIDROCARBURIFERAS ARGENTINAS.**

Para aproximarnos a una respuesta, realizamos un estudio tomando como fuente de información los Balances Oficiales presentados por YPF en la SECURITY EXCHANGE COMMISSION (SEC U.S.A. FORM 20-F), de siete (7) años: 2013-2014-2015-2016-2017-2018-y **2019 publicada recientemente por la Bolsa de Nueva York (SEC).**

---

<sup>1</sup> Disponiendo en sus manos del trabajo realizado por la Fundación Bariloche, **“El gas natural: bien suntuario o necesario”, Nicolás Di Sbroavacca, Junio de 2016**, que basado en el análisis del Balance de la empresa YPF 2015 presentado en la Bolsa de Nueva York, daba un valor promedio de 1,9 U\$D/MMBTU

El procedimiento para estimarlo consistió en tomar de las páginas 48 a 61, dependiendo los años, los valores tabulados (valores originales están en Pesos/bbl y para transformarlos en dólares se tomó la tasa de cambio al 31/12 que figura en la página 148), de los costos de extracción de gas y petróleo (Lifting Costs), los impuestos locales y nacionales, el transporte desde los pozos hasta el PIST, indemnizaciones y regalías, cuya suma representa Promedio de Costos de Operación (OPEX). Luego se han sumado las depreciaciones de plantas, equipos y amortizaciones de activos intangibles como también la adquisición al contado de equipos, propiedades y plantas de de proceso y tratamiento, lo que nos da un Promedio de Costos de Producción (CAPEX). La suma de ambos OPEX Y CAPEX se ha graficado en la siguiente figura, atribuyéndole la parte que le corresponde a los tres productos que se extraen de los pozos y prorrateados según los volúmenes promedio de cinco años: Petróleo (47,1%); Gas Natural (43,5%) y Gas Natural Licuado (9,4%), constituyendo los costos parciales por producto, y el total de la Empresa:



**Para el GAS NATURAL el COSTO PROMEDIO PONDERADO DE SIETE AÑOS fue de 11,3 U\$S/por barril (B.O.E.). Realizando la conversión a Unidades Inglesas usuales NOS DA UN VALOR DE**

**2,01 U\$D/MMBTU**

- NOTAS: 1) se observa una pequeña disminución respecto del valor informado de 2,06 U\$D/MMBTU en la versión anterior de esta investigación, debido a diferencias entre la Memoria y el Balance.
- 2) Estamos analizando los resultados de 2020, a través de los informes cuatrimestrales a los accionistas y los resultados son entre un 25 y 35% inferiores a los del 2019. Lo que marca una tendencia a la baja de los costos, debidos principalmente a la disminución del consumo, la actividad productiva petrolífera, de una suba en la convertibilidad de pesos a dólares estadounidenses y a una disminución objetiva de los costos de explotación de vaca Muerta.
- 3) Esos valores estimados no tienen incorporado ninguna renta empresaria ni estímulo. Hemos mejorado la tabla presentada en nuestro informe anterior, estimando una renta promedio del 12% y un Estimulo del 20% y nos da como resultado una diferencia por encima de ambos que

representaría un Subsidio PLUS no transparente para las empresas, tanto en verano (#1) como en invierno (#2) obtenemos el siguiente cuadro:

		Plan GasAr				
		U\$D/MMBTU	Ronda #1	Margen Bruto	Ronda #2	Margen Bruto
Costo Estimado Prom 7a		2,01	3,55	77%	4,73	136%
				Margen Neto		Margen Neto
Renta Prom.	12%	2,25	3,55	58%	4,73	111%
				Subsidio Plus		Subsidio Plus
Estimulo	20%	2,70	3,55	32%	4,73	75%

Los números resultantes presentados son solo una aproximación indicativa, que las instituciones políticas deberán investigar en forma física y contable a través de una convocatoria a Auditorias de Expertos, para que se ajusten a valores justos y razonables.

Los márgenes o subsidios por encima de la renta y del estímulo del 20% (que podríamos variar y hacer escenarios), están garantizando a las empresas con el Plan GasAr IV durante 4 años, no solo retorno empresario y estímulo, sino ganancias extraordinarias que hemos llamado Subsidio Plus. Ante la tendencia de los costos tienden a disminuir y por tanto AUMENTAR PROPORCIONALMENTE LOS SUBSIDIOS OCULTOS justifican analizar **la conveniencia de Presentar un Plan GasAr V**. En él habrá que impedir que las empresas **AGOTEN LA RESERVAS SIN CONTROL de este RECURSO FINITO NO RENOVABLE** donde se comience por llevar adelante una explotación planificada estratégicamente, se lo considere un Servicio Publico y no una actividad de Interés General como si fueran golosinas.

En el deberán contemplarse inversiones complementarias para almacenar el recurso en explotaciones de gas agotadas o en decadencia, cavernas de sal subterráneas y/o acuíferos como ha propuesto Andrés Repar, del IESO en la AP de la SE. Existe un Anexo del ENARGAS donde el Almacenaje del Gas Natural está reglamentado y definido en sus productos, tecnologías y procedimientos (GLP-GNC- y GN). Hay 50 años de experiencias desde Gas del Estado antes de las privatizaciones que fueron abortadas. Existen estudios del IAPG, "Almacenamiento de gas Natural en Argentina", 26/09/2018, Juan José Rodríguez, donde se explican los que existen Diadema en Chubut y CGC en Sta Cruz, como los que demostraron su inviabilidad por falta de estanqueidad (Depletado Lunlunta Carrizal Mza, acuífero Santa Fe, etc.). En todos los casos de encontrarlos y llenar el colchón de base con gas inyectado, hay que multiplicar las perforaciones de GN en verano, y no exportar. Mi estimación es que no se podrá contar con ellos antes de 4 o 5 años después de certificar su viabilidad.

(\*) Integrante del Movimiento Primero La Patria - Secretario del I.E.S.O.  
[energeco.ingeniería@gmail.com](mailto:energeco.ingeniería@gmail.com) Ciudad Autónoma de Buenos Aires - 25 de Marzo de 2021