

Tight, Reservorio No Convencional (RNC) de gas y petróleo

Estrella olvidada que nos puede autoabastecer en gas

Lic. Diego D. Lasalle¹

Introducción

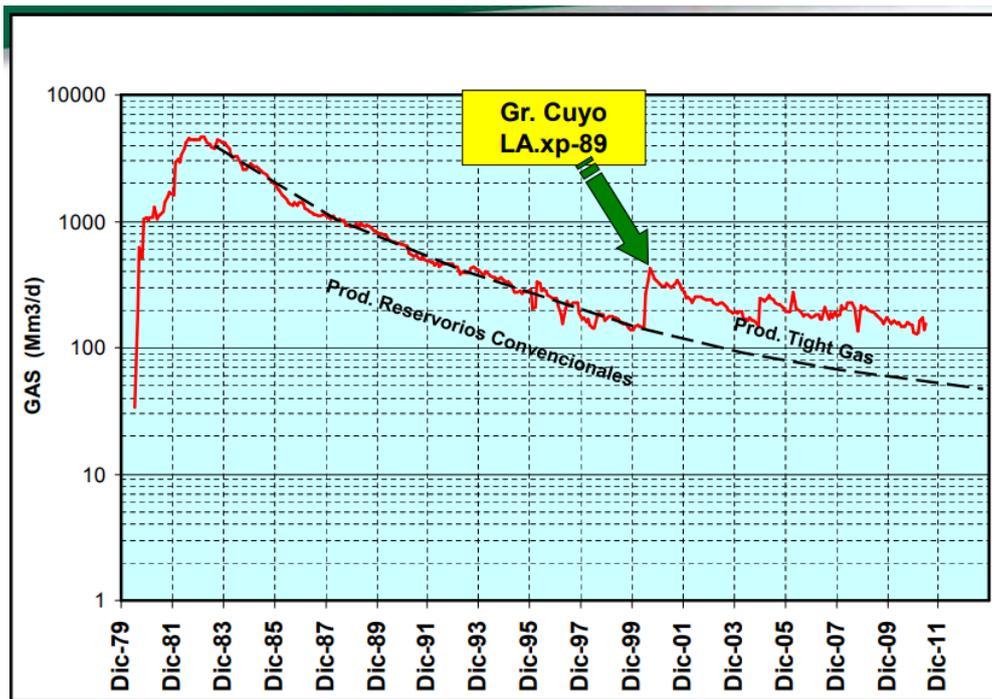
Dado que la urgencia es el autoabastecimiento energético y que mucho se ha escrito sobre la Formación Vaca Muerta (Recursos No Convencionales - RNC), aquí intentaremos subrayar las características técnicas de los reservorios No Convencionales Tight, que alojan gas y petróleo y a partir de ésta, mostrar sus mejores características para la producción de gas mostrando también los inconvenientes que producen determinadas leyes y resoluciones y la aplicación de la política actual y sus consecuencias.

Dentro de los Reservorios No Convencionales de gas en Argentina, los reservorios Tight ofrecen la mejor respuesta para el autoabastecimiento en gas.

En el año 2000 se perforó el pozo LA. XP-89 en el yacimiento Lindero Atravesado (Pan American Energy). Fue el primer pozo perforado para Tight en el país. Pozo que propusimos y perforamos, el que suscribe en conjunto con el equipo técnico compuesto por D. Pecuch, M. Bernardi y E. Martinez. En las formaciones Lajas y Punta Rosada (Grupo Cuyo). Este pozo alcanzó los 4.200 mbbp (metros bajo boca de pozo), utilizamos una sísmica 3D, análisis de secuencias, etc. Es decir, nueva tecnología y nuevos métodos de estudio. También en este pozo se realizó la fractura tradicional más importante hasta el momento en el país (Antocci et al, 2001). Macrofractura de más de 10.000 bolsas.

Años más tarde, a principios del 2012, comienza el desarrollo de estos reservorios no convencionales, como consecuencia de este descubrimiento. El pozo LA.XP-89 arrancó con una producción de 250.000 m³/d de gas y lleva acumulado al día de hoy más de 8.2 bcf (billion cubic feet) (Lamberghini et al, 2017).

¹ Lic. en Cs. Geológicas – UNSJ (Universidad Nacional de San Juan, 1986). Geólogo de Petróleo – ISEP/YPF – UNC (Universidad Nacional de Cuyo, 1987). MBA – *Management* Estratégico – UP (Universidad de Palermo, 2005). Más de 30 años de experiencia en generación de proyectos de Exploración y Desarrollo.



Se trató de un desarrollo exploratorio de gas, en un yacimiento maduro ubicado en el corazón de la cuenca neuquina, donde limita al norte con el yacimiento Loma La Lata y al este con el yacimiento Río Neuquén (YPF).

Este último yacimiento productivo de iguales formaciones y de excelentes características y productividad donde hoy YPF, por el precio del petróleo y falta de subvención (no alcanzado por Resolución 46, de la Secretaria de Energía) no lo explota y muda de objetivo a sus equipos técnicos hacia el Tight Oil. Un caso parecido sucede en la formación Quintuco, en Loma La Lata.

Estos dos yacimientos son maduros. Esto demuestra, al igual que en Lindero Atravesado, que el reestudio de lo Campos Maduros es siempre de un potencial enorme, cuestión que no es tomada en cuenta, dado que el negocio está en los reservorios no convencionales, alcanzados por la Resolución 46.

Siendo los yacimientos maduros responsables del 80% de la producción nacional, la inversión en éstos ha bajado y su declinación es notoria. En los tiempos futuros parecería que la industria del gas y el petróleo está basado únicamente en los RNC del shale de la formación Vaca Muerta. **¡No es así!**

Lo invisible de estas posibilidades está relacionado con la política carente de rigor técnico, que todavía se aplica en el país.

Si bien en la actualidad es más rentable el gas obtenido de reservorios *tight* que en *shale* (RNC), básicamente por los menores costos de extracción, creemos que la solución al tan ansiado autoabastecimiento puede darse en la explotación de estos reservorios en conjunto con el mantenimiento de la inversión en Yacimientos Maduros (Recursos Convencionales - RC).

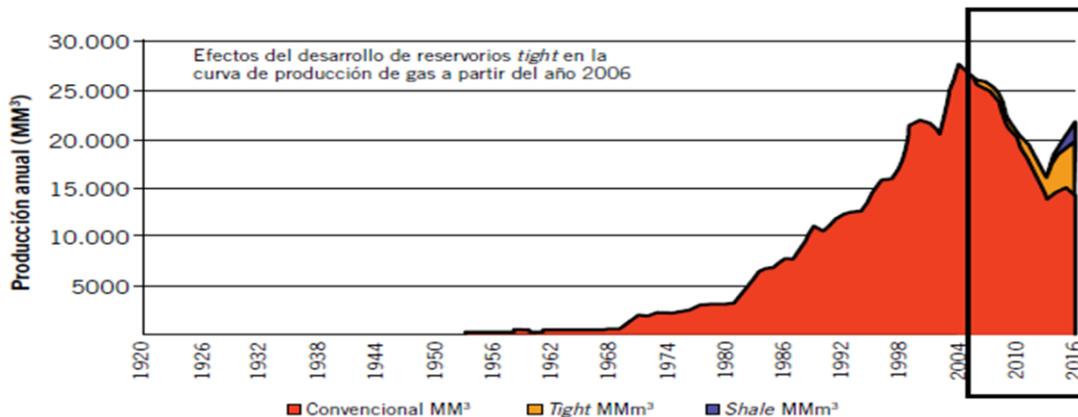
En efecto, estos últimos ofrecen una realidad incontrastable. A modo de ejemplo, los Yacimientos Maduros que opera YPF son los responsables del 83% de la producción

petrolera (87 campos maduros) y del 78% de la producción de gas (27 campos maduros) del país. Estos campos pueden operar por muchos años más mediante el aporte de nuevas ideas y tecnologías.

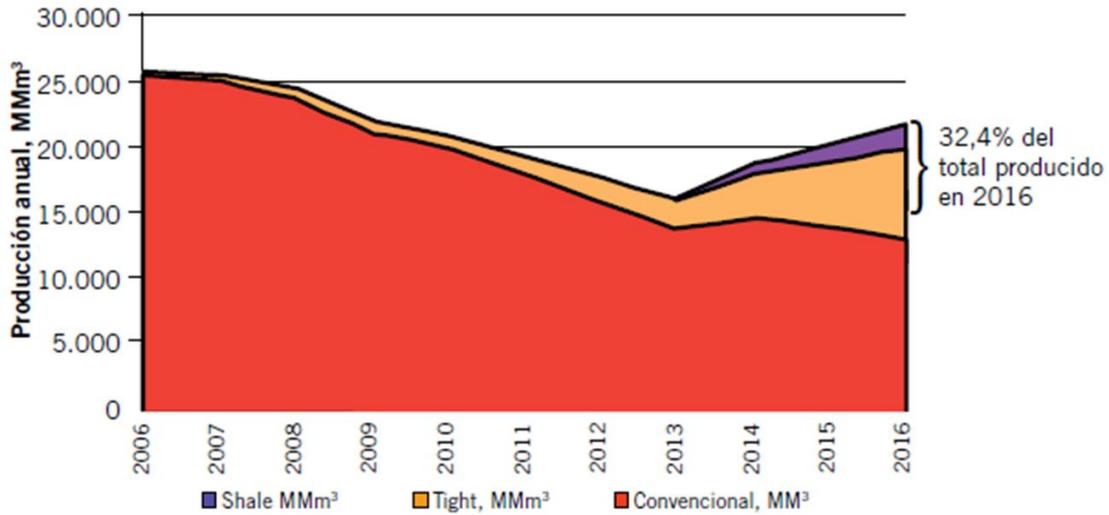
Para lograr autoabastecimiento y exportaciones se entiende que es la explotación de reservorios RC y los RNC la que deberá ser tomada en conjunto. ¡Es todo!

Esto depende fundamentalmente de la Política Energética que se desarrolle y sus metas estratégicas. Para beneficio de todos los que aquí habitamos. Aunque el shale de Vaca Muerta tiene mayores recursos y potencial de desarrollo de reservas (se entiende por reservas cuando la explotación es económica), los reservorios Tight son los de mejor producción y economía. Además los reservorios Tight, están en diferentes formaciones y no solo en la provincia de Neuquén. La producción de estos reservorios ha permitido compensar e incluso revertir la declinación de yacimientos convencionales (hasta la promulgación de la Resolución 46 (2016) de la Secretaría de Energía).

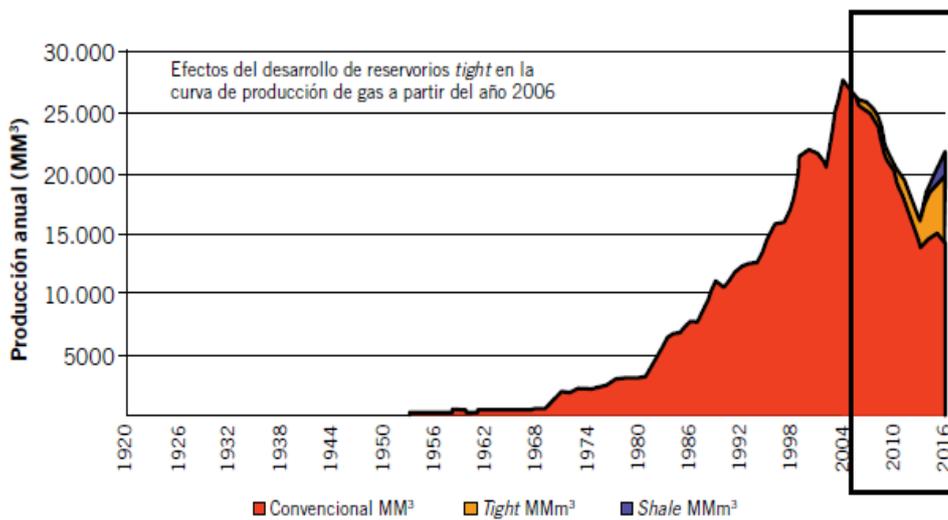
Reservorios *tight* (de baja permeabilidad) en la provincia del Neuquén



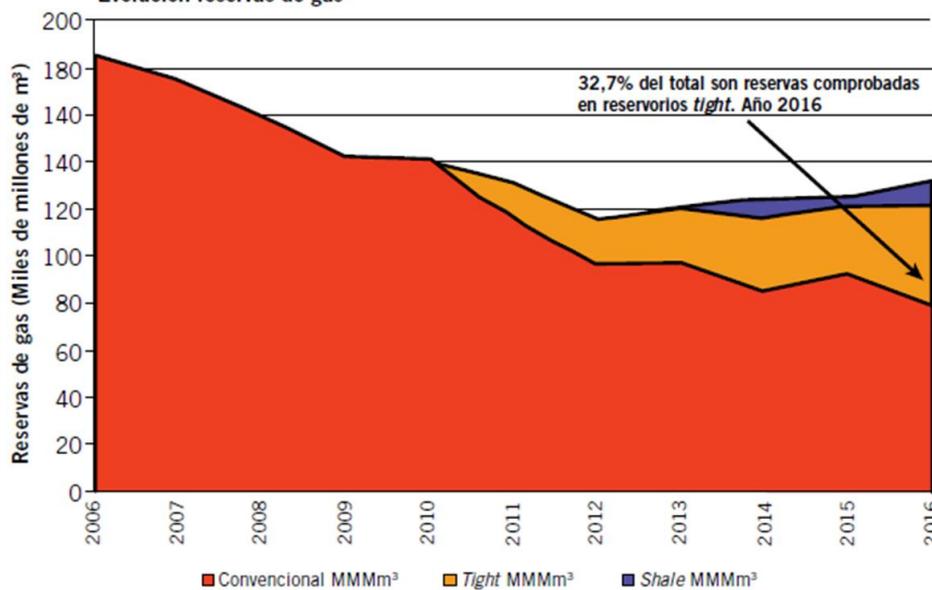
Evolución histórica de la producción de gas en reservorios convencionales, *tight* y *shale* en la provincia del Neuquén.



Porcentaje de participación del gas producido en reservorios *tight* en el total provincial.



Evolución reservas de gas



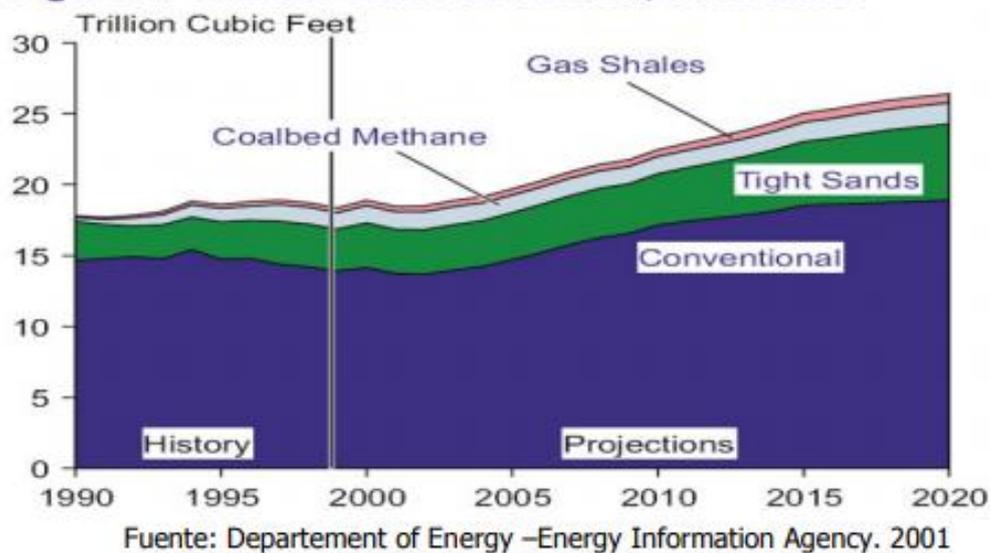
Evolución de las reservas comprobadas de gas durante el periodo 2006-2016 en la provincia del Neuquén y el porcentaje de participación de los reservorios *tight* en 2016.

Situación actual en la producción de RNC y otras consideraciones

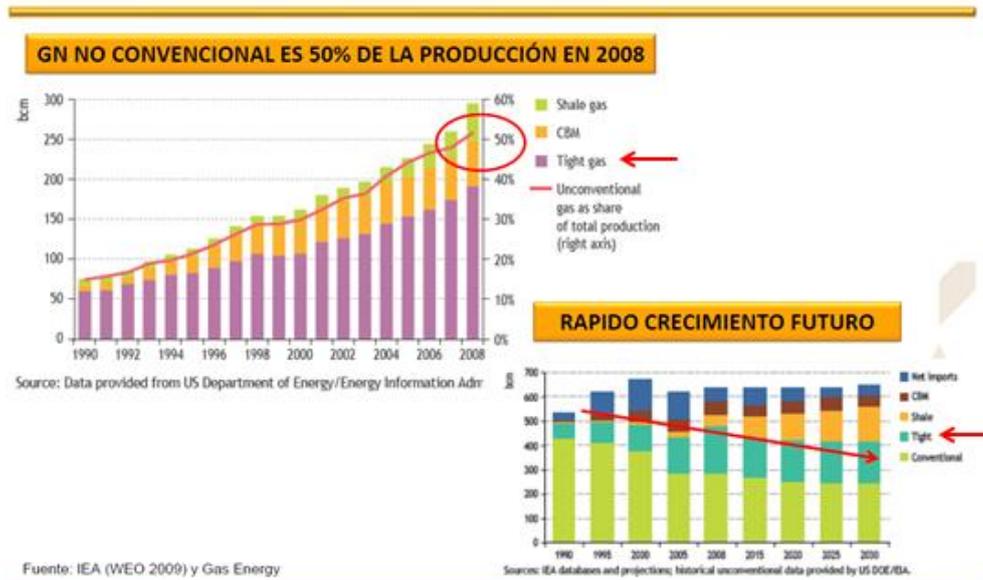
El objetivo central de las empresas en este momento está mutando hacia el oíl, por el precio actual, por su facilidad de traslado y comercialización, y por la baja en subvenciones en la explotación de RNC de gas. El gas que se produce sufre la falta de infraestructura para su evacuación, además del hecho reciente denunciado por la empresa Tecpetrol, donde la Secretaría de Energía no les reconoció la mitad de la inversión realizada en el yacimiento Fortín de Piedra (850 MM U\$S), a partir de un acuerdo firmado al comienzo de su explotación, en sus planes de inversión. Según la Secretaría de Energía, la empresa invirtió el doble de lo acordado, por lo que el tema está en litigio. Las demás empresas expresan desconfianza y ya no invierten como antes, por esto y los factores mencionados antes.

Volviendo al Tight, es bueno tener presente que este tipo de reservorio, es el que produce el mayor volumen de gas (RNC) en Estados Unidos y que eso facilitó la expansión gradual del Shale. Desde la infraestructura hasta los métodos y técnicas de desarrollo, tanto geofísicas, geológicas, de perforación y fracturas.

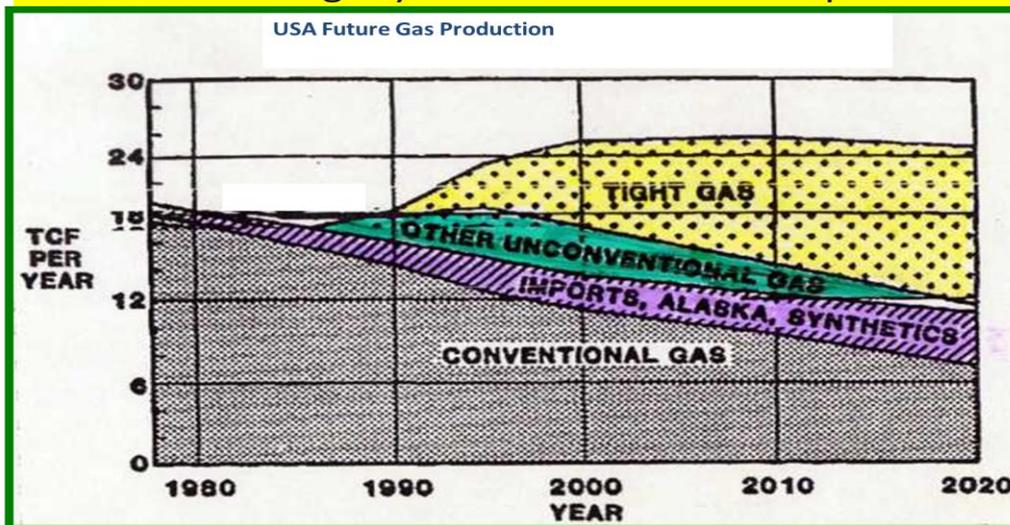
Figure 1. Natural Gas Production, 1990-2020



Gas No Convencional en EUA Crecimiento Rápido



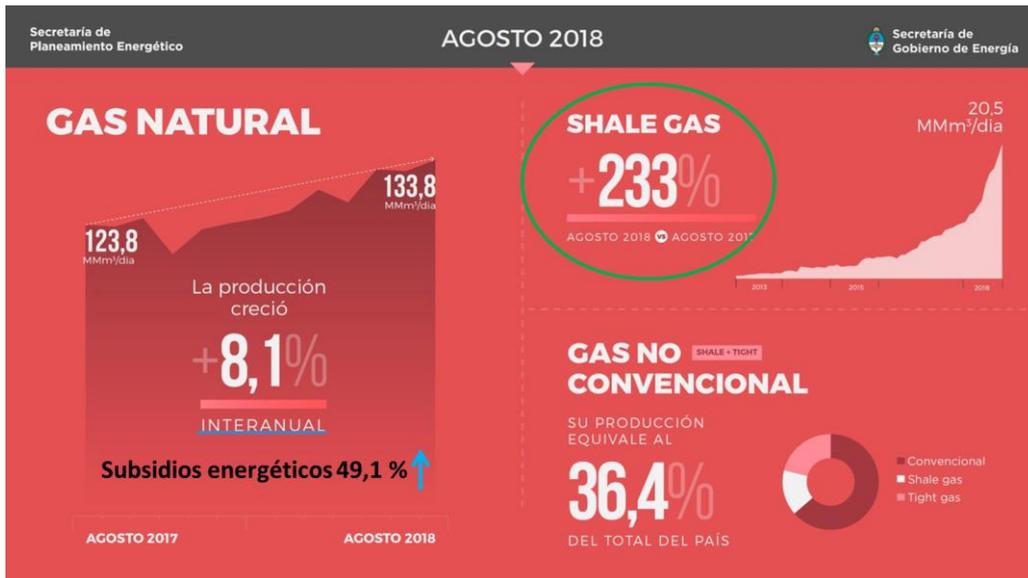
Reservas de gas y su vinculación con los precios



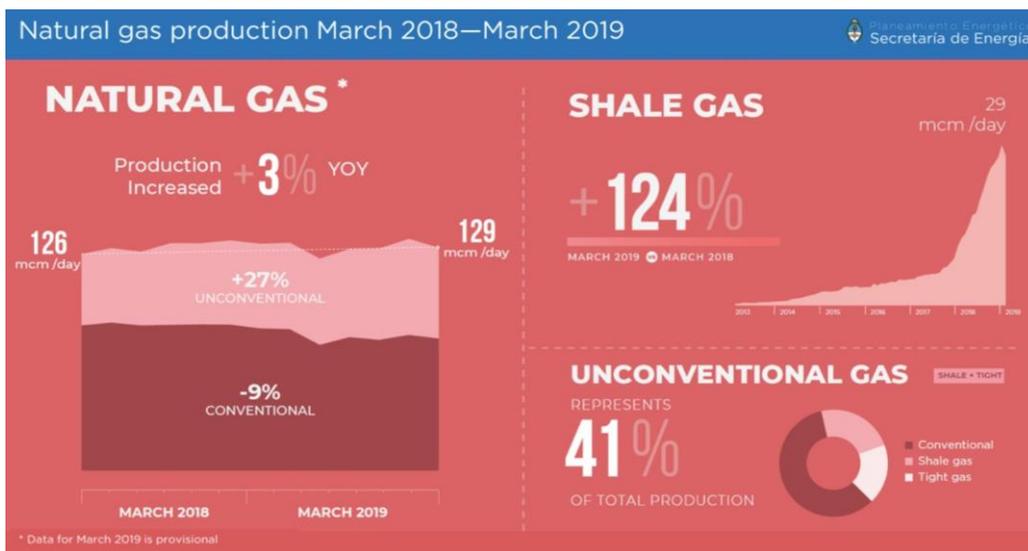
La curva de producción y aprendizaje en Argentina, hubiera podido tener un desarrollo similar a la de Estados Unidos. Sin embargo, se cortó por la Resolución 46 de la Secretaría de Energía. ¿Quién ganó?

En la Argentina, según se muestra en el gráfico siguiente, entre los años 2017/2018 la producción de gas aumentó debido al shale en 8,1%, de la mano de un incremento en la subvención del 49,1%.

La producción de gas natural desde el Shale alcanzó 23,53 MMm3d en agosto del 2018 representando el 15,34% del total producido en el país y el 25,33% del total de la cuenca neuquina. Y una mejora de 233% respecto al mes de agosto del 2017.

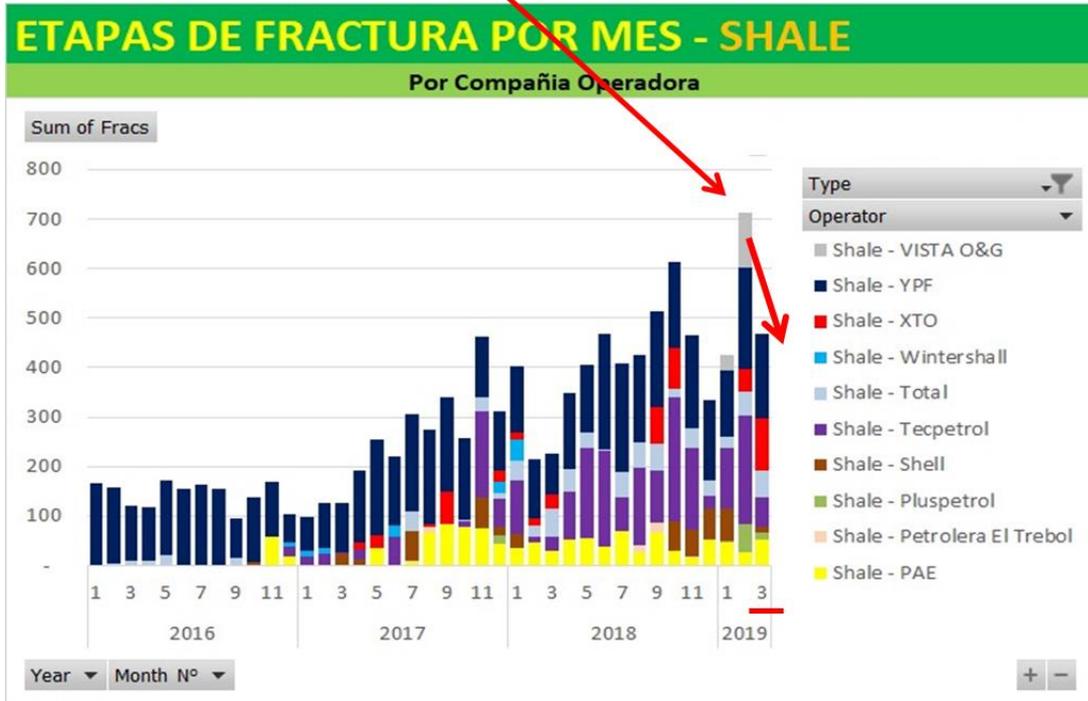


Entre los años 2018/2019 se incrementó el 3%, bajando la participación del shale gas. El FMI restringe las subvenciones, el dinero es insuficiente.



En la industria también se usa, como parámetro de la actividad, la cantidad de fracturas realizadas. En los gráficos a continuación se muestra esa actividad tanto para el Shale como para el Tight. Hay una **parte menor** de las reservas y producción considerando el Tight y una **muy pequeña** si consideramos el Shale. (**Mayores reservas en Maduros RC**).

Cambio en Abril 2019 → más interés en Petr6leo



Preferencia por Shale (política y subsidios)



Por ejemplo, en los gráficos anteriores se observa que PAE abandona progresivamente sus trabajos en Tight (no alcanzado por Resolución 46 y se pasa al Shale). La producción de Tight gas alcanzó los 26,07 MMm³/d en agosto del 2018 representando el 19,49 % del total producido en el país y el 32,17% del total de la cuenca neuquina. Una caída del 4% comparado con agosto del 2017.

Se pueden sacar diferentes conclusiones pero, lo que actualmente es notorio, es que la política va por un lado y la realidad va por otro. Las empresas, siempre, aquí y en cualquier lado tienen como objetivo la maximización de sus ganancias, especialmente en el corto plazo.

El petróleo Brent es, actualmente, referencia para Argentina y se encuentra en su valor más alto en meses, alrededor de 72 U\$S/b (aunque actualmente baja el 16% a 64,49 U\$S/b, desde el 8/3/19). Además, la subvención al gas es menor (FMI), hay desconfianza en hacer mayores inversiones, falta infraestructura y capacidad de evacuación desde los yacimientos de grandes volúmenes de gas, no hay grandes mercados cerca para la exportación de gas (lo que se exporta es poco), influye la estacionalidad (grandes volúmenes excedentes en verano) y los mercados importantes para exportar gas se encuentran lejos (no se puede sacar todo el gas, tampoco comprimirlo). Existe una suma de factores y además no es equivocado pensar en que las 9 empresas beneficiadas con subsidios piensen de igual manera y actúen en consecuencia.

Las reglas no sólo no son parejas sino que hay hijos y entenados. YPF ya no regula el mercado. Incluso cedió participación en el gasoducto de Neuquén (10 MM m³) a favor de Tecpetrol el año pasado, teniendo que cerrar prácticamente sus yacimientos de Tight.

Se confirma que la rentabilidad del Tight en la formación geológica Lajas es mejor que en la formación Vaca Muerta pero aun así las principales operadoras que cuentan con yacimientos tight de alto potencial como TOTAL (yacimiento Aguada Pichan) PAE (yacimiento Lindero Atravesado) YPF (yacimiento Río Neuquén), las cuales **no** están bajo la resolución 46 (Aranguren), están migrando sus operaciones al shale oíl y otros directamente se olvidan del gas. El yacimiento Aguada Toledo se encuentra cerrado.

Otro ejemplo es el de CGC en cuenca Austral haciendo un negocio increíblemente bueno bajo la Resolución 46. Pero también están encontrando su límite para poder sacar el gas. Presenta una producción de Tight gas de 2,17 MMm³/d (agosto 2018) en las áreas de El Cerrito y Campo Indio.

Las empresas no alcanzadas por la resolución 46, algunas de Neuquén (caso Pluspetrol), en uno de sus yacimientos del norte de esa provincia hace sus proyectos rentables con un costo de boca de pozo que está entre 4 y 4,5 U\$S el millón/btu. Las empresas más desarrolladas en tecnología, recursos y magnitud (como YPF) tienen costo de más o menos 2 U\$S/mbtu, siempre para el gas shale (“Los contratos que están se van a respetar, lo que estaba ingresado se evaluará y de acá para adelante no vemos necesidad de seguir con esa política”, precisó Iguacel. La Resolución 46 establece un precio mínimo de 7,50 u\$S/MBTU para 2018, que bajan a 7 u\$S/MBTU en 2019, a 6,50 u\$S/MBTU al año siguiente, finalizando con 6 u\$S/MBTU en 2021).

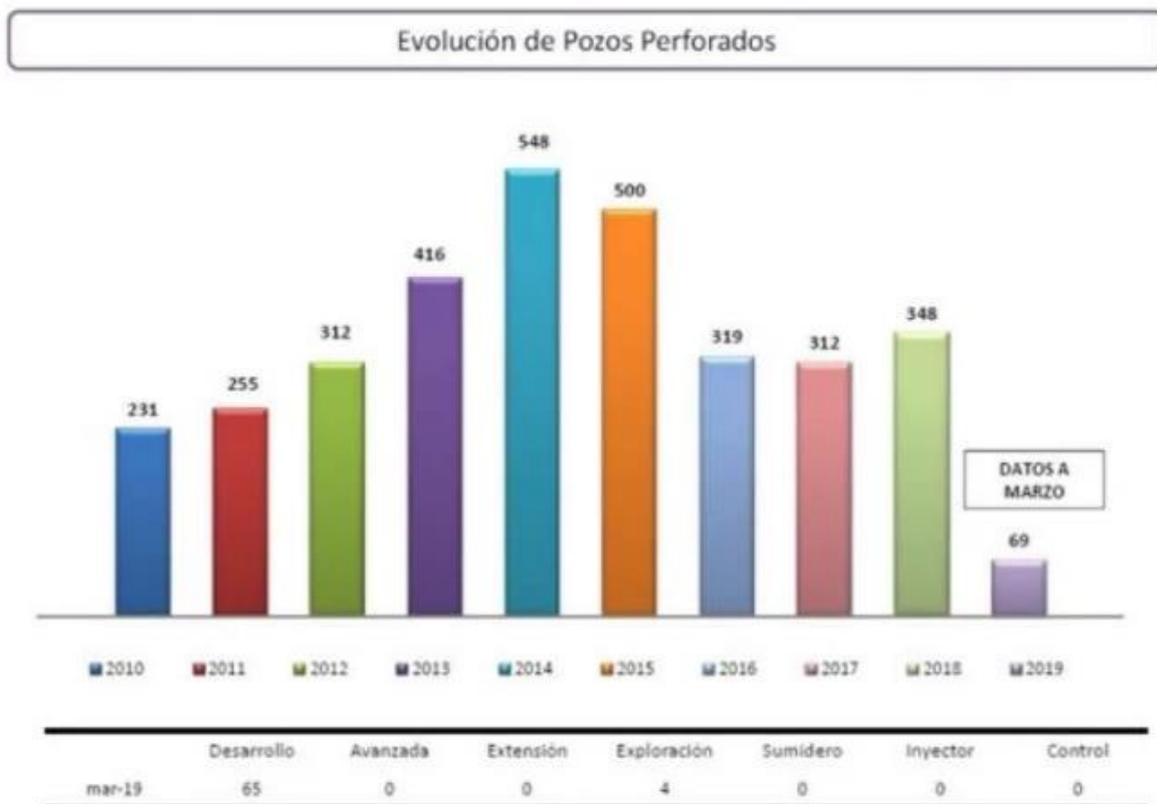
El diferencial de precios no es menor. Por ejemplo, el precio promedio que recibe YPF por venta de gas en boca de pozo es de 4,84 u\$S/MBTU (en reservorios convencionales).

Las magnitudes de las subvenciones es inmensa (es en dólares y debido a las fluctuaciones cambiarias se necesitaron más pesos para cubrirlas lo que, de paso, genera más inflación). En el año 2018, sumaron 17.033 millones de pesos, para el gas. En 2019 se anunció una baja del 25% (por el programa acordado con el FMI).

Los subsidios al Gas tienen una componente de 100% en dólares y en la Electricidad del 45%. En la búsqueda del Déficit Cero con el FMI, los subsidios al Gas se limitarán a 700 U\$S Millones en lugar de 1200 U\$S Millones (renegociación).

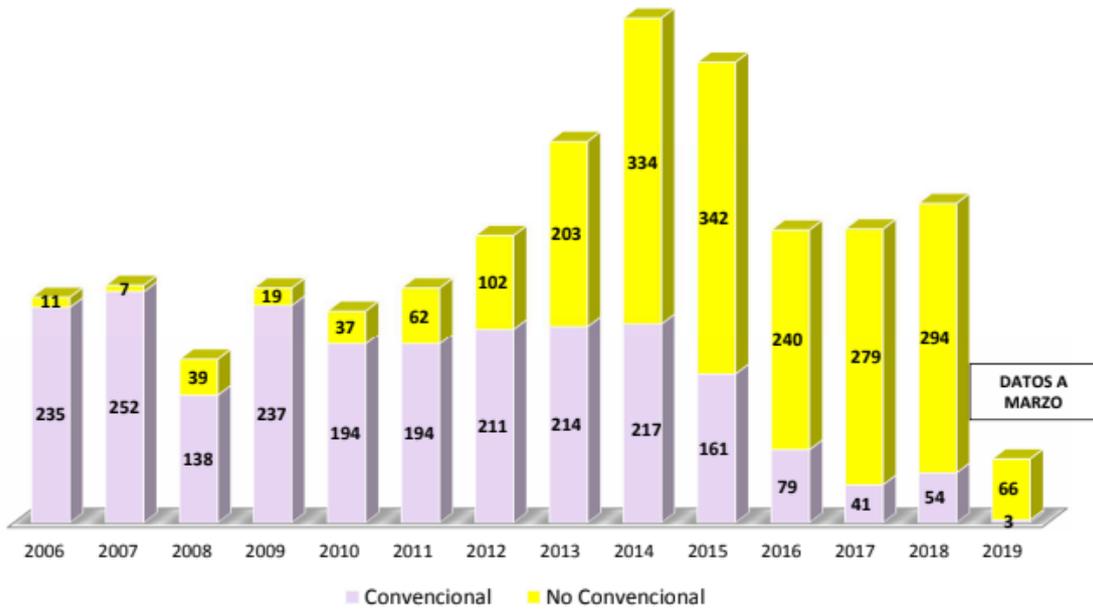
Las consecuencias esperadas son que baje la producción de gas en el corto plazo, por lo dicho antes y porque la gran productividad de los pozos es en su primer año. Declinan un 35% aproximadamente por año para el caso del Shale.

Actualmente se nota una baja de equipos de perforación de manera continua, así como las primeras suspensiones de trabajadores en las empresas de servicios (Schlumberger, Halliburton) y personal contratado en las operadoras (Tecpetrol).



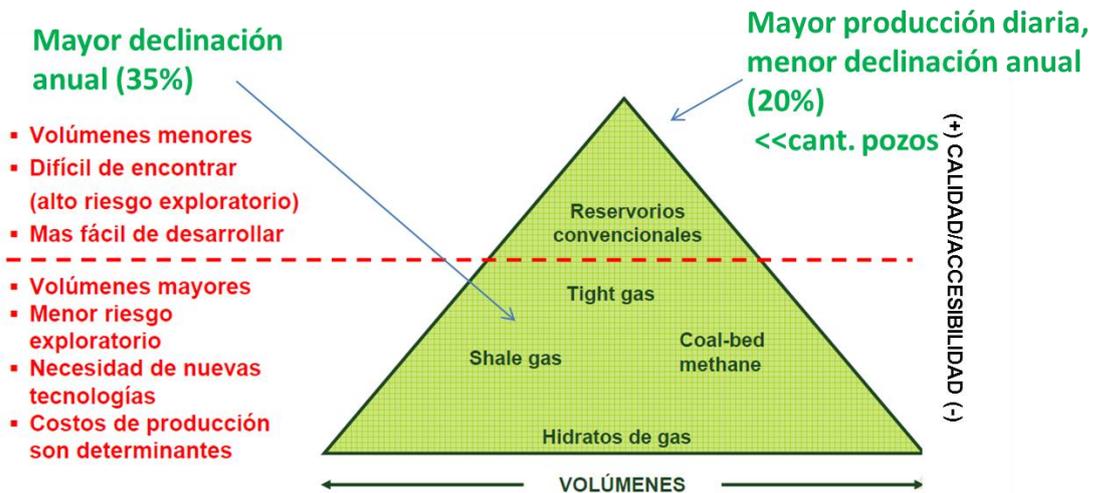
Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos a partir de Cap IV

Evolución Pozos Perforados Convencionales y No Convencionales



Repaso de características del Tight (se recomienda la lectura de la Nota previa publicada en este mismo medio), que trata las diferencias entre RC y RNC).

La Pirámide de los Recursos de Gas Natural



Fuente: Elaboración Gas Energy

Roca fuente/madre

Todos los yacimientos, ya sean Convencionales o No Convencionales, necesitan una roca fuente (donde se origina) para que puedan acumular hidrocarburos. En los yacimientos NC

la roca fuente y el reservorio son *el mismo horizonte estratigráfico*, ya que no hay migración del hidrocarburo (shale). En los reservorios Tight la migración es corta.

Reservorios *tight* en Neuquén

Se incluye dentro de los reservorios *tight* y de baja permeabilidad al **Basamento** (rocas magmáticas), **Grupo Precuyo** (areniscas, rocas piroclásticas y efusivas) y a las formaciones **Los Molles, Lajas, Punta Rosada, Lotena, Tordillo, Sierras Blancas y Mulichinco**, conformados mayoritariamente por areniscas compactas (*tight sands*).

Caso tipo: Yacimiento Rincón del Mangrullo (50% YPF-50% Pampa Energía)

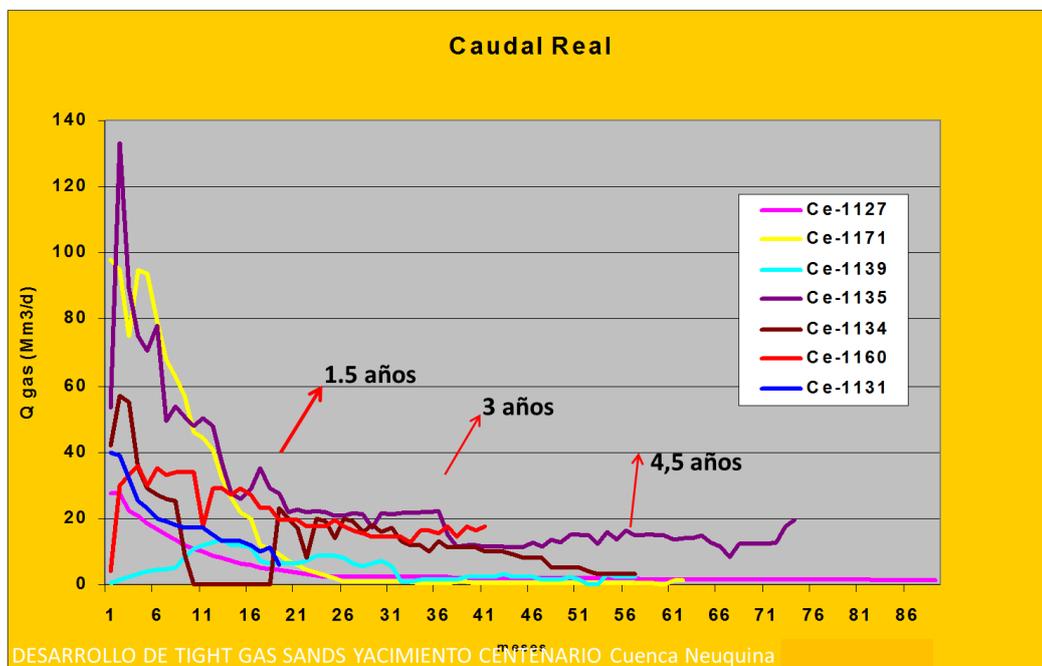
Explotación de gas, en la formación Mulichinco. Se desarrolla en principio hasta el 2006, donde se abandona por bajos precios y se retoma en 2013 hasta el 2016 (de manera similar por ej. que PAE (Pan American Energy), debido a la promulgación de la Resolución 46). Se explota **mediante pozos verticales**, con distanciamiento de 1000 m., para que produzcan es necesario realizar fracturas, las mismas son de 4000 bolsas a muy alto caudal.

Esto ya de por sí demuestra un costo de explotación bastante más bajo que un pozo realizado en reservorios Shale (pozos horizontales con múltiples fracturas, por más que se hayan bajado los costos).

El radio de drenaje mínimo es de 82 m y el máximo de 770 m; dado que las arenas del reservorio tienen muy baja permeabilidad (0,01/1,54 mD). Los radios de influencia de las fracturas van de los 62m hasta los 193m, en promedio 90m.

Aproximadamente a fecha 20/4/18 un pozo tipo pasa en 3,5/4 años de 240.000 m³/d a 50.000 m³/d.

Otro ejemplo: Yacimiento Centenario (YPF)



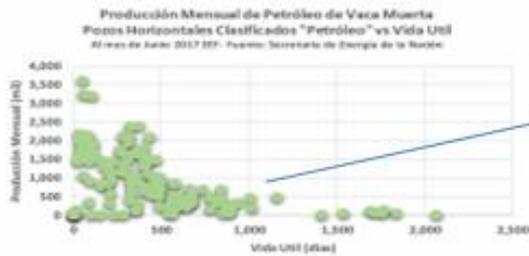
La figura siguiente (Shale) muestra, para años más recientes, las curvas de producción con mayor costo por pozo, produciendo casi igual que el TIGHT y de pozos verticales con múltiples

fracturas mediante fracking y con producción acumulada menor (**Son pozos más caros que en reservorios Tight, donde no se usa fracking**).

POZOS HORIZONTALES

Producción Mensual - Tiempo de Extracción (días)

Se muestra la producción mensual de los pozos horizontales en función de su Vida Útil (días de producción). Se han separado los pozos clasificados como "Petróleo" de los clasificados como "Gas". Se presentan los pozos horizontales porque su diseño es el que, con gran probabilidad, dominará en los desarrollos futuros.



2,7 años
petróleo

Siempre nuevos pozos, para mantener producción, clave precio subsidiado

Gráfico 13. Producción Mensual de petróleo en función de la Vida Útil de los pozos horizontales en extracción efectiva clasificados como "Petróleo".



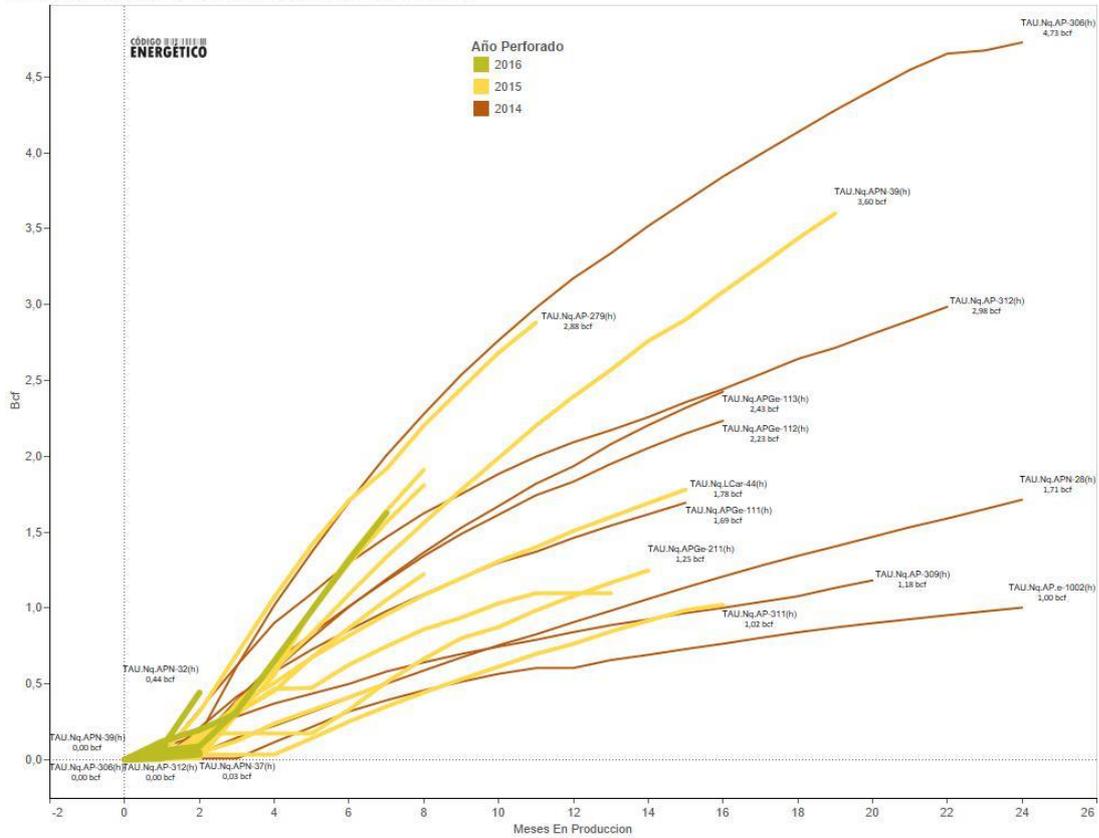
1,66 años
gas

Gráfico 14. Producción Mensual de gas natural en función de la Vida Útil de los pozos horizontales en extracción efectiva clasificados como "Gas".

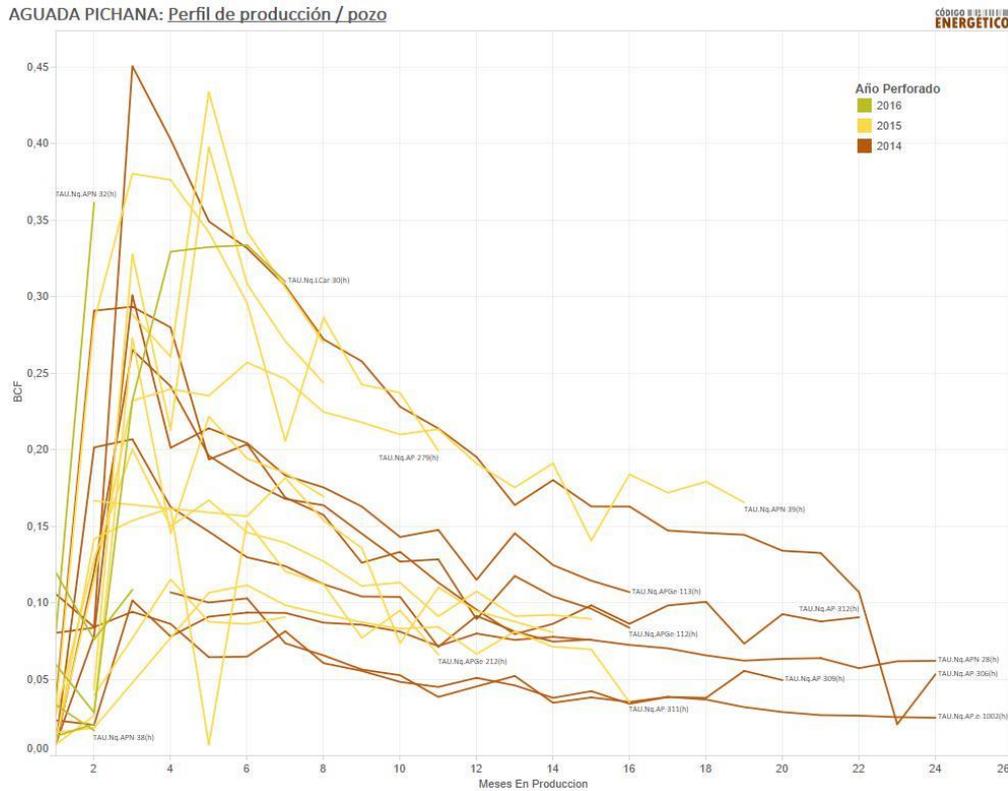
Si bien los pozos comienzan con diferentes caudales iniciales, el comportamiento general, aunque no uniforme, es el declino pronunciado. Este comportamiento es similar al de otros campos conocidos de shale gas/oil.

Otro ejemplo: Aguada Pichana (TOTAL)(Tight) (se frena también en el 2016 (Res.46)

AGUADA PICHANA: Producción acumulada por pozo tight



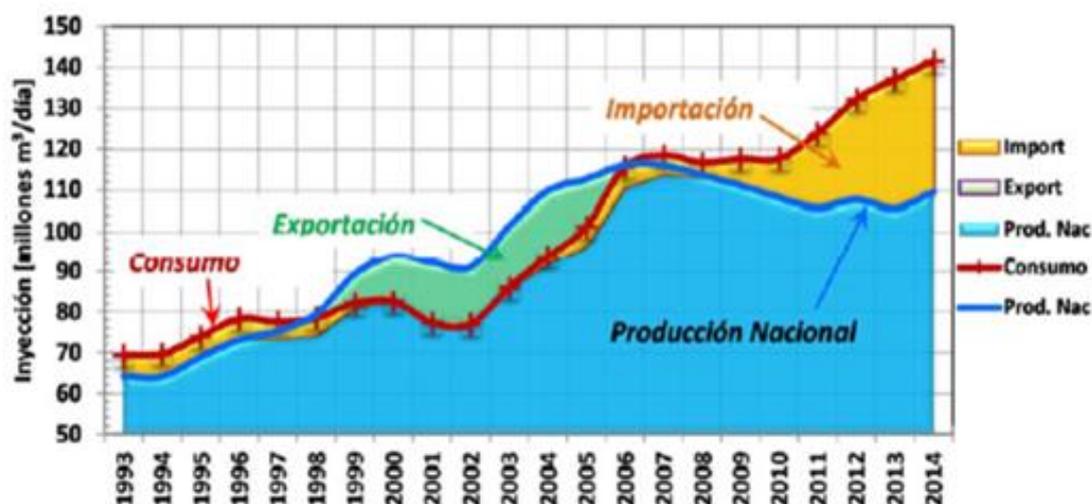
AGUADA PICHANA: Perfil de producción / pozo



Algo de historia reciente:

Para entender el problema del abastecimiento de gas en Argentina se debe tener en cuenta varios aspectos que abarcan desde el desconocimiento técnico, intereses propios del negocio petrolero, variantes económicas y, sobre todo, la falta de política energética; clave para tener autoabastecimiento.

En el año 2005, en el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos realizado en Mar del Plata (máxima expresión de las reuniones técnicas del Upstream de la industria petrolera de la República Argentina), se dio a conocer un importante pronóstico: en el año 2006, la curva de consumo histórico de gas iba a cortar a la de producción (que ya comenzaba a declinar), lo que significaba que las medidas a tomar eran urgentes.



Ante las tasas chinas de crecimiento industrial que fogueaban la demanda y luego las consecuencias de la no inversión de Repsol, se comenzó a sentir la consecuencia de la falta de formulación de una política energética que obligara o propiciara una mayor producción de gas.

¿Cómo se administró el recurso durante las últimas décadas? Mientras lo administró la YPF estatal, la producción estaba dinamizada por el consumo interno (la relación consumo / producción era cercana a 1). Luego de la privatización y desnacionalización de los 90, la producción se disparó con destino de exportación. Esta política de extracción era coherente con un modelo económico que resignó la industrialización como herramienta para el desarrollo y se basó en la especulación financiera (Repsol/YPF).

La reducción de la producción de gas (más grave aún que la de petróleo por su intensidad y por la importancia de este fluido en la matriz energética argentina) explica el 97% de la caída de la producción total entre 2004 y 2011, ya que mientras la producción total cayó 6,6 miles de millones de m³, la de Repsol/ YPF cayó en 6,4 miles de millones de m³. Esta es la dimensión del daño que le hizo la administración de Repsol al país. Simultáneamente, debido a la falta de inversiones en exploración por la fuga de divisas al exterior, las reservas de petróleo se redujeron un 50% entre 2001 y 2011.

En el caso del gas, el comportamiento fue similar y la reducción de las reservas compromete seriamente la soberanía energética nacional.

Finalmente, producto de las políticas empresariales aplicadas por Repsol en YPF, durante el año 2011 la Argentina cambió el signo de su balanza comercial en combustibles, la que se volvió deficitaria en 3029 millones de USD. De esta manera se perdió el autoabastecimiento energético nacional.

Recordemos que en 1992 YPF fue privatizada durante la presidencia de C.S. Menem. En 1999 fue adquirida por la española Repsol (97,81% por oferta de adquisición pública (OPA) por alrededor de 15.000 M USD. En 2012 bajo la presidencia C.F. de Kirchner se renacionaliza parcial y mayoritariamente. En el medio queda la reglamentación de la Ley Corta por el presidente N. Kirchner, donde el dominio originario del subsuelo previsto en la constitución de 1994 se cambió a dominio pleno y se lo transfirió a las provincias, lo que debilitó el poder de negociación del Sector Público Nacional.

La Ley de Emergencia Pública y reforma del régimen cambiario sancionada el 6/1/2002 durante la presidencia interina de E. Duhalde, no se renovó en 2018 y con esto quedarán atrás facultades delegadas al ejecutivo (7/1/2018), deja de tener vigencia luego de 16 años (norma aprobada en medio de la crisis y renovada varias veces por los gobiernos de Néstor y Cristina Kirchner). En Septiembre de 2017, el Secretario de Energía (Juan José Aranguren) oficializó la medida: “este año, la Ley de Emergencia Económica de junio de 2002 llega a su fin” y de manera exultante decía: si la ley seguía no se podrían renegociar los contratos pendientes entre el estado y el sector privado, por los servicios públicos y las empresas concesionarias. El Secretario de Energía (Javier Iguacel) usa la Ley 24076 de 1992 (utilizada por Carlos Menem para privatizar Gas del estado y fijar el marco regulatorio del sector en épocas de la paridad 1 a 1 entre el peso y el dólar. Establece que la diferencia de precios se debería sumar a la tarifa del periodo estacional siguiente), con sus decretos y resoluciones y comenta: “no estuvo vigente desde el 2002 cuando se declara la ley de Emergencia Económica”.

Durante los gobiernos de C. Kirchner, de acuerdo a esta **Ley 24076, las tarifas están dolarizadas**, pero si la divisa subía también aumentaban los subsidios con el fin de no aumentar las facturas.

Desde octubre de 2018, las distribuidoras pagaron el gas como si siguiese a 20 USD, a pesar de las devaluaciones de mayo y agosto. La deuda con las productoras se fue acumulando y generó una diferencia entre lo pactado en marzo y el valor actual (alrededor de los 40\$, en esos meses). La diferencia de los estimados en Audiencia Pública y dólar actual, es que las distribuidoras tienen una deuda de 20.000 M\$, con los productores de gas (500 M USD). Como un dato comparativo: se podría haber pagado con ese monto el primer mes de los 12 necesarios para la enorme inversión que daría solución para 124.700 viviendas/año (45m2 promedio) que tiene un costo anual de 5.600 M USD. O haber construido 10391 viviendas. (Congreso 2019 Hábitat). El Gobierno, basándose en que cumple el marco regulatorio vigente (1992) resuelve que el 50% lo paguen los usuarios en 24 cuotas sin intereses. Y lo muestra como recupero de diferencias, sin decir que ese 50% lo pagarían los usuarios.

El tema principal es que las productoras están blindadas por Ley ante las variaciones del dólar, por lo tanto, estas variaciones y estas deudas recaen completamente en los usuarios. Todo lo que estuvo por fuera de la Resolución 46 no creció sino que decreció en algunos casos. Y este año, ante el posible recorte de subsidios, puede que incluso haya un retroceso general en la producción de gas. Los no convencionales dependen del esquema financiero (deuda) para sostener la producción en Argentina.

En este sentido, para los meses y años que siguen debería avanzarse muy rápidamente hacia una reformulación del marco regulatorio iniciado con la ley 24076 ya que éste ha demostrado, tanto en la salida de la convertibilidad como en estos últimos 3 años y medio, no servir para fijar una eficiente asignación de recursos ni para traer un equilibrio de corto o largo plazo en el sistema energético que permita satisfacer las necesidades de los actores del sistema, tanto las empresas locales y extranjeras que producen como los ciudadanos y empresas que consumen la energía, ya sean para su uso residencial o como un factor en el proceso productivo.

El corrimiento total del estado reflejado en un pass through extremo de los precios dolarizados al consumidor ha traído numerosos conflictos en este último período y obliga a una rediscusión y búsqueda de consensos en la fijación eficiente de los precios de la energía que permita que sea una palanca de desarrollo y bienestar para los ciudadanos, pero que a la vez remunere debida y razonablemente las inversiones privadas de los concesionarios y sus riesgos empresariales asociados. Y un papel rector de YPF, donde sus rumbos sigan estrategias nacionales.

Para el mediano y largo plazo, sería necesaria la formulación de una nueva Ley de Hidrocarburos, con participación ciudadana.

Actualmente

A modo de ejemplo, el 31 de mayo de 2019 el precio del barril futuro bajó, el Brent que es de referencia en Argentina para los precios del petróleo fuera de Estados Unidos, se ha situado en 64,12 dólares por barril, desplomándose un 1,9% o 1,21 dólares. Contribuyendo a la reciente intensificación de la disputa comercial entre China y Estados Unidos.

Las reducciones de producción de la OPEP, las sanciones de Estados Unidos a Irán y Venezuela, junto con las interrupciones de suministro en Nigeria o Rusia, han contribuido a un repunte del 40% en los primeros cuatro meses del año (el barril petróleo Brent ha alcanzado los 75,41 dólares por barril, nuevo máximo anual en 2019). Con la última subida, el precio del petróleo Brent en 2019 logra ganar un $+41,51\% = +22,12$ US Dólares.

Sin embargo, el crudo de Estados Unidos ha descendido en torno a un 13% durante el mes de mayo pues las preocupaciones en torno a una ralentización de la demanda influyen más en la confianza que el optimismo suscitado en torno a los ajustes del suministro.

