



IERAL

Fundación
Mediterránea

Informe de Coyuntura del IERAL

Año 27 - Edición Nº 1163 – 12 de Noviembre de 2018

Vaca Muerta avanza y cambia el mix de la producción neuquina

Mariano Saritzu

BROKERS / ACAP

IERAL Comahue

Economista Jefe: Mariano Saritzu
Economista Senior: Joaquín Rodríguez

IERAL Comahue

(0298) 4780043
comahue@fundmediterranea.org.ar

Edición y compaginación

Karina Lignola y Fernando Bartolacci

IERAL Córdoba

(0351) 473-6326
ieralcordoba@ieral.org

IERAL Buenos Aires

(011) 4393-0375
info@ieral.org

Fundación Mediterránea

(0351) 463-0000
info@fundmediterranea.org.ar



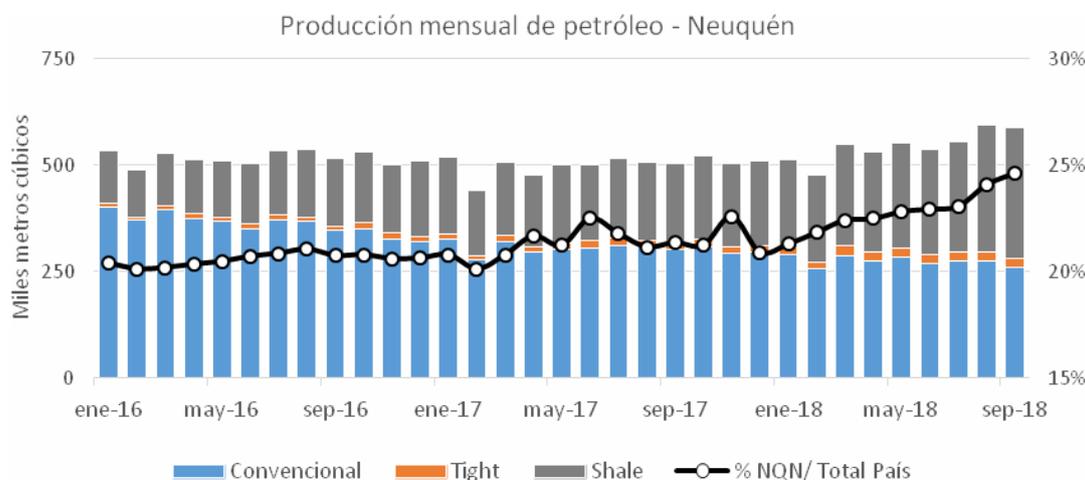
Vaca Muerta avanza y cambia el mix de la producción neuquina

Durante 2018 la formación Vaca Muerta continuó cobrando peso en la consideración de la economía nacional, ya que el sector hidrocarburífero de la provincia de Neuquén mostró un destacado dinamismo comparando con otros sectores del país. Esto se debe al crecimiento que ha tenido la producción *no convencional* neuquina, superando en diciembre de 2017 a la extracción convencional de gas natural, y en junio de este año a la de petróleo.

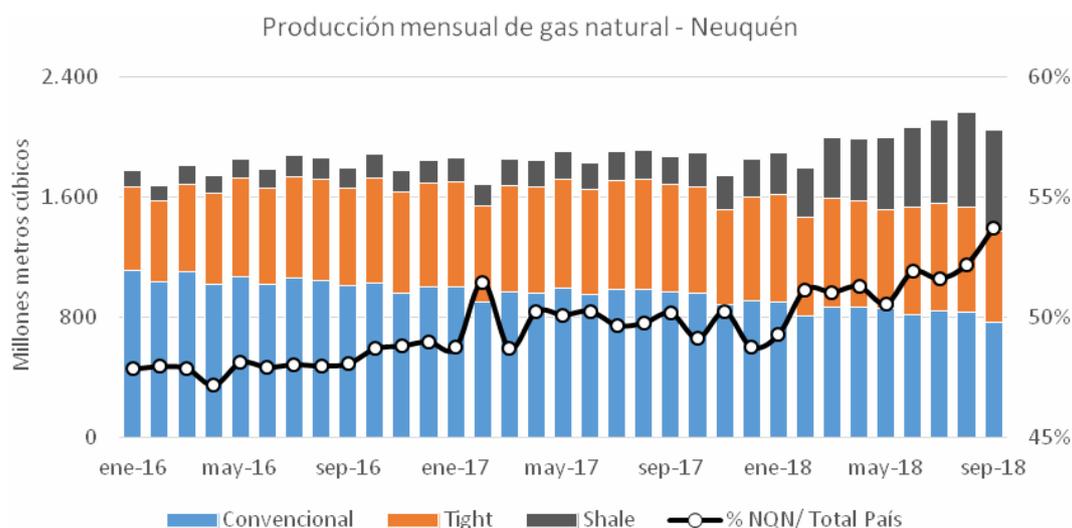
La inflexión se alcanzó tanto por el ritmo al cual se expandió la extracción no convencional, que en los primeros nueve meses de 2018 creció 41% en crudo y 32% en gas natural comparando con el mismo periodo de 2017, como por la baja en la producción convencional, que fue de 10% y 13% respectivamente. El resultado neto fue positivo, más que compensando la caída de los yacimientos maduros. El consolidado provincial registró un 10% más de petróleo y 8% más de gas durante los tres primeros trimestres del año.

Para ello, resultó clave el ingreso de más actores a la explotación de la formación. Mientras que en los años previos YPF era la única empresa que había alcanzado niveles de desarrollo relevantes, actualmente se suman firmas como Tecpetrol y Pan American Energy. Estas, en solo una de sus áreas (Fortín de Piedra), logran extraer el 12% del gas provincial, yacimiento que hace doce meses explicaba solo el 2% de ese total.

El microclima del sector neuquino gana relevancia al compararse con lo ocurrido en otras provincias. Su producción hidrocarburífera en los tres primeros trimestres presenta un estancamiento en la extracción de crudo y un leve crecimiento, de 2%, en la de gas. Esta variación resultaría negativa si no fueran consideradas las explotaciones no convencionales de tight gas, lo que evidencia las dificultades de elevar o mantener la producción en yacimientos ya maduros en todo el territorio. Bajo este escenario la producción neuquina ha ganado peso a nivel nacional, explicando en el mes de septiembre el 25% y 54% del total, respectivamente.



Fuente: Ieral Comahue en base a Secretaría de Energía - Nación



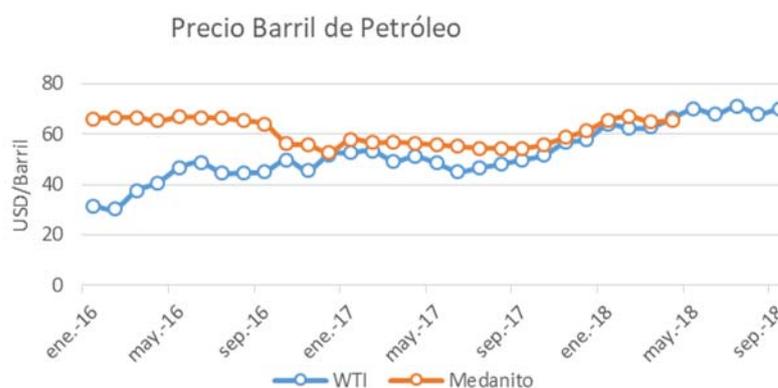
Fuente: Ieral Comahue en base a Secretaría de Energía - Nación

Detrás de este resultado se encuentran tres hechos importantes que lo posibilitaron. Una mejora de los precios, tras la recuperación del barril internacional e incentivos a la producción de gas local, una importante disminución de los costos de perforación y operación, y un incremento en la inversión empujada por este escenario de mayor rentabilidad.

Al analizar la evolución de los precios debe distinguirse entre el petróleo y el gas natural. Mientras que el primero es un commodity de fácil almacenamiento, el segundo no cumple con estas condiciones, ya que tanto su almacenamiento como su transporte es muy oneroso (excepto por gasoductos). Por ello, presenta una mayor independencia en relación a lo que ocurre en otros mercados.

Desde octubre de 2017 el precio local del petróleo se encuentra legalmente liberado, tras suspenderse el “Acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina”. Como consecuencia de ello los precios de las variedades locales tienden a comportarse de manera similar al precio internacional (aunque el gobierno no ha dejado de influir completamente). Y este, a su vez, ha presentado una marcada recuperación desde mediados de 2017, empujado por una demanda mundial más dinámica que la oferta. Contrastando el precio entre septiembre de 2018 y el mismo mes de 2017 se aprecia un alza del 41%.

En el precio del gas natural, por su parte, debe distinguirse entre el percibido por la producción incluida en el “Programa e estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina”¹, y el resto. La primera tiene asegurado un sendero de precios decreciente (pero alto) que va desde los 7,50 USD/MMBTU, para 2018, hasta 6 USD/MMBTU en 2021, mientras que el resto ha percibido en 2018 un precio promedio que va entre los 4,04 y 4,57 USD/MMBTU².



Fuente: Ieral Comahue en base a Secretaría de Energía – Nación y Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA)

Este nuevo escenario ha impulsado las inversiones en la formación. Del total de las realizadas en el Upstream dentro de la provincia de Neuquén, la gran mayoría se destinó a la explotación de no convencionales, comprometiéndose en 2018 un monto 30% más elevado que el erogado en 2017. Entre las firmas productoras destacan YPF, Tecpetrol y Total Austral, con 48%, 15% y 9% de dichos montos respectivamente. Todas ellas contando con proyectos incluidos en el programa de incentivos a la producción de gas no convencional.

¹ Resolución 46/2017 Ex MINEM.

² Como referencia, si bien no resultan mercados perfectamente comparables, en 2018 el precio spot del gas natural en el centro de distribución Henry Hub de USA se ubicó entre los 3 y 3,87 USD/MMBTU.

El interés de las empresas por los desarrollos en Vaca Muerta también se refleja en la asignación de sus inversiones. Los montos comprometidos en la provincia de Neuquén para 2018 representan el 56% del total nacional.



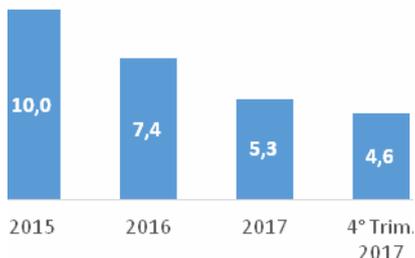
* Montos comprometidos s/Res. 2057

Fuente: Ieral Comahue en base a Secretaría de Energía - Nación

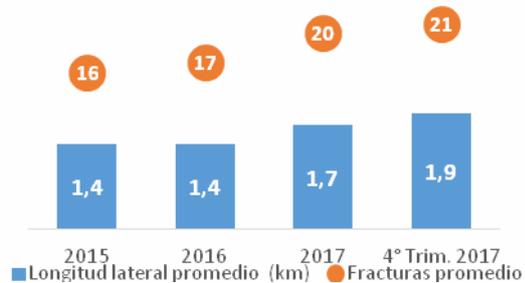
A estos montos destinados al Upstream deben sumarse, entre otros, los requeridos por la expansión del gasoducto de Transportadora Gas del Sur (TGS), clave para lograr inyectar el gas extraído, lo cual insumirá USD 250 millones.

Finalmente, a fin de explicar el crecimiento de la producción no convencional, deben considerarse los avances logrados en la disminución de costos y mejoras en las técnicas de perforación. Según información publicada por YPF, se aprecian caídas de más de un 50% para desarrollar los pozos horizontales. Profundizándose la perforación de este tipo, al incrementarse tanto su cantidad, como su longitud y número de fracturas. En 2015 aun la mayoría de los pozos perforados eran verticales, y los pocos horizontales realizados presentaban en promedio una "rama" horizontal de 1,4 km con 16 fracturas. Pero ya desde 2017 abundan estos últimos, incrementándose la longitud de su rama hasta los 1,9 km, y realizándose 21 fracturas. Este giro hacia las perforaciones horizontales ha permitido incrementar la Recuperación Final Estimada (EUR) de fluido por pozo en más del 25%.

Costo Pozo Horizontal
(miles USD por metro de rama lateral)



Perforación Pozos Horizontales
Loma Campana



Fuente: YPF, Presentación a inversores

Comentarios Finales

El año 2018 quizás sea señalado en el futuro como aquel en el cual *despertó* definitivamente Vaca Muerta. Por primera vez el volumen de la producción no convencional supera a la que lo es. La operación de los yacimientos por parte de otras firmas, además de la siempre protagonista YPF, la difusión de avances técnicos, los fuertes incrementos de productividad y la reducción de los costos, permiten aventurarlo. Todo ello acompañado por mayores inversiones, un escenario internacional de precios favorable, y volúmenes de producción con tasas de crecimiento muy elevadas.

Sin embargo, estos son primeros pasos para un desarrollo que pueda aprovechar todo el potencial. Las curvas de producción de los pozos de los hidrocarburos no convencionales, que decaen rápidamente en el tiempo, demandan niveles de inversión sostenidos para alcanzar volúmenes significativos y estables. Hasta el momento lo que se ha observado es un movimiento de los esfuerzos que antes se dirigían hacia la producción convencional, hacia la no convencional. A nivel nacional, las inversiones comprometidas en el Upstream en 2018, son similares a las de 2014, y aún se encuentran un 20% por debajo de las realizadas en 2015. Están lejos aún de las que se estima que serán realizadas en el sector, en forma inédita, durante los próximos años.

Para ello se requerirá no solo de un escenario local previsible y el desarrollo de infraestructura que permita afrontar esta producción, sino también de una demanda que admita absorberla. Inicialmente serán clave los mercados externos los fronterizos, a fin de colocar los excedentes gasíferos en los momentos estacionales de baja demanda local (recordar la dificultad que presenta su almacenamiento). Y si en el futuro Argentina logra sumarse como proveedor mundial, la explotación masiva de los

yacimientos será finalmente cristalizada, con todas las implicancias micro y macro económicas tan esperadas.