

16 de noviembre de 2018

## YPF S.A.

La mayor petrolera de nuestro país publicó su balance al tercer trimestre exhibiendo muy buenos números. Esto se explica por los sólidos resultados del segmento upstream (exploración y producción). Vale remarcar que, dado el fuerte contexto devaluatorio, los resultados levemente negativos del segmento downstream (procesamiento, distribución y comercialización) tienen también una lectura positiva. Los resultados se vieron plasmados en un mayor flujo de caja, permitiendo mejorar los ratios de endeudamiento. Quizás el dato más relevante con una visión de largo plazo viene por el lado de la reducción de los costos de exploración y extracción en no convencionales. En un escenario global de recorte en el precio del crudo, la baja en el precio de indiferencia (break even) de extracción de crudo y gas no convencional es fundamental.

### Los resultados

Comencemos con los números del trimestre en moneda local. Las ventas totales al tercer trimestre fueron de \$121.000 millones, lo que representa un aumento interanual del 83,5%. El resultado operativo fue de \$12.700 millones, mostrando un incremento de nada menos que el 316% respecto del mismo período del año anterior. El resultado neto para los accionistas superó \$13.000 millones, contra solo \$246 millones. En el acumulado del año al tercer trimestre, las ventas crecieron un 58% contra el mismo período del año anterior, los resultados operativos un 188%, el EBITDA un 96% y el resultado neto alcanzó los \$20.700 millones (el año pasado en el acumulado mostraba un resultado para los accionistas nulo).

En dólares, los resultados también son muy auspiciosos. Si bien los ingresos de la empresa en el trimestre se ubican prácticamente en los mismos niveles del año anterior (U\$3.800 millones), gracias a la reducción de costos el EBITDA se incrementó a U\$1.150 millones (+16%) y los resultados operativos a U\$1.271 millones (+86%). Como veremos, estos buenos resultados se explican por el segmento exploración y extracción.

	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	%
<i>datos en millones de pesos</i>			
Ingresos netos por ventas	290.045	183.199	58%
Costo de ventas	-241.397	-151.581	59%
Ganancia bruta	48.648	31.618	54%
Gastos de comercialización, distribución, admin y exploración	-16.863	-20.591	-18%
Resultado operativo	31.785	11.027	188%
<b>EBITDA</b>	<b>98.095</b>	<b>50.046</b>	<b>96%</b>
Margen Operativo	11%	6%	82%
<i>datos en millones de dólares</i>			
Ingresos netos por ventas	11.579	11.323	2%
Costo de ventas	-9.637	-9.368	3%
Ganancia bruta	1.942	1.954	-1%
Gastos de comercialización, distribución, admin y exploración	-673	-1.273	-47%
Resultado operativo	1.269	682	86%
<b>EBITDA</b>	<b>3.916</b>	<b>3.093</b>	<b>27%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos del último balance.

### Upstream

El resultado operativo en el segmento fue \$12.215 millones en el tercer trimestre frente a unos \$360 millones en el mismo período del año anterior. Este salto se explica fundamentalmente por la devaluación, recordar que los precios al productor de gas y petróleo están dolarizados. Las ventas de crudo totalizaron los \$42.000 millones, prácticamente el doble en términos interanuales. Además de la devaluación, el precio de realización del crudo en dólares en el trimestre creció un 25% hasta los U\$64 bbl. Las ventas de gas natural alcanzaron los \$21.000 millones, un 79% por encima del año anterior. En este caso, el precio de realización promedio del trimestre fue U\$4,76 Mmbtu, apenas por debajo en relación al año anterior.

El crecimiento en el resultado operativo y el EBITDA también se explica por la reducción de los costos en dólares. Si bien naturalmente parte de los costos de extracción y exploración están atados a la divisa norteamericana, otra parte se mueve con la inflación local. Por lo tanto, la fuerte devaluación redujo el costo en dólares de la extracción. A esto debemos sumarle las ganancias en eficiencia que viene desarrollando la empresa en la explotación de recursos no convencionales, fundamentalmente en tight gas. En el trimestre, el aumento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost")

# RESUMEN ECONÓMICO

fue del 51% interanual contra una devaluación del 86%. El incremento en los costos de transporte (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) fue del 61,4%, también por debajo de los precios de venta y del movimiento del dólar.

UPSTREAM	3T 2018	3T 2017	%	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	%
<i>datos en millones de pesos</i>						
Resultado Operativo	12.215	360	3293%	17.231	375	4495%
Ventas Netas	63.466	29.935	112%	148.478	84.318	76%
EBITDA	30.711	11.843	159%	72.166	31.872	126%

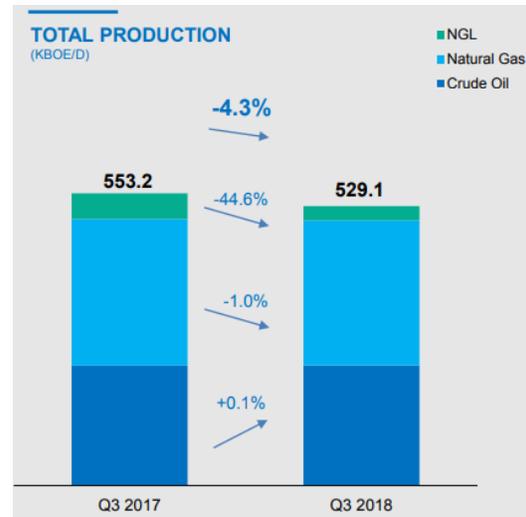
Fuente: Elaboración propia en base a datos del último balance.

Con respecto a la producción total de hidrocarburos, alcanzó los 541 Kbped, siendo un 3% inferior al mismo periodo de 2017. La producción de crudo fue de 227 Kbbld mientras que la producción de gas natural alcanzó los 43,7 Mm3d, ambos en niveles similares al año anterior. La baja se explica por el desplome del 25% en la producción de NGL, afectada principalmente por la parada de planta de Compañía MEGA.

	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	%
<b>Producción Total (Kbped)</b>	541	559	-3%
<b>Producción Crudo (Kbped)</b>	227	227	0%
<b>Producción NGL (Kbped)</b>	38	52	-25%
<b>Producción Gas (Mm3d)</b>	44	45	-2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del último balance.

Con respecto a los recursos no convencionales, la producción alcanzó 13 Mm3d de gas, 3,3 Kbbld de NGL y 5,7 Kbbld de petróleo, de los cuales el 89,0% proviene de áreas operadas por YPF. Se pusieron en producción 19 nuevos pozos no convencionales en el trimestre.



Fuente: Presentación institucional 3T 2018

La producción total de no convencionales subió un 58%, alcanzando los 57 Kbped, más del 10% de la producción total. Para esto es clave las mejoras en la eficiencia de la compañía dado por el fuerte aprendizaje de estos últimos años. Claro está que la devaluación y el acuerdo con los sindicatos petroleros también ayudan a licuar costos en pesos. El costo en desarrollo por barril era de U\$16 en 2016, hoy ronda los U\$11. El costo operativo por barril era de U\$12 en 2016, hoy se ubica sólo en U\$6. Datos muy esperanzadores para el futuro desarrollo en no convencionales.



Fuente: Presentación institucional 3T 2018

## Downstream

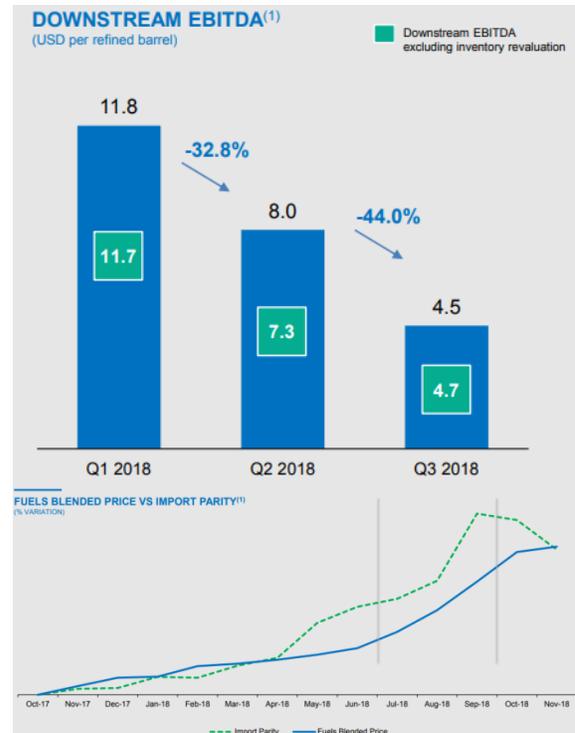
En el segmento downstream hubo una pérdida operativa de \$908 millones en el trimestre, mostrando una caída del 128% en términos interanuales. En el acumulado del año, los resultados operativos ascienden a \$3.462 millones, un 68% por debajo del mismo nivel del año anterior. En el trimestre, las ventas del

segmento crecieron un 83%, explicados por el incremento en ventas del gas oil (+89.6%) y naftas (+69.7%) producto del aumento del precio promedio y una leve mejoría en los volúmenes despachados pero parcialmente opacado por la disminución en ventas del fuel oil (-85.1%). También se destacaron los ingresos obtenidos por exportación de productos químicos que en los últimos nueve meses aumentó casi un 82% en dólares respecto al 2017. Sin embargo, el crecimiento de los costos se ubicó un escalón por encima, superando el 100%.

<b>DOWNSTREAM</b>	3T 2018	3T 2017	%	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2017	%
<i>datos en millones de pesos</i>						
Resultado Operativo	-908	3.204	-128%	3.462	10.661	-68%
Ventas Netas	91.220	49.845	83%	221.830	139.636	59%
EBITDA	2.557	5.041	-49%	11.599	15.688	-26%

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del último balance.

El principal motivo fue el aumento en el precio internacional del crudo, este segmento procesa crudo propio y de terceros. La empresa tiene mayor capacidad de procesamiento que el propio crudo que produce. Por otro lado, aumentaron significativamente los costos por importaciones de gas oil. Como se ve en el segundo gráfico, con la última baja del crudo y el dólar, el precio local del combustible ya convergió a su paridad de importación. Esto recién se dio en las últimas semanas, no lo vemos en el balance. Es una buena noticia dado que la empresa podrá mejorar su performance en este segmento sin aumentar el precio de los combustibles por el momento. Dadas las mejorías en los costos de extracción y exploración, con un crudo en U\$55 Vaca Muerta continua siendo muy atractiva a mediano plazo.

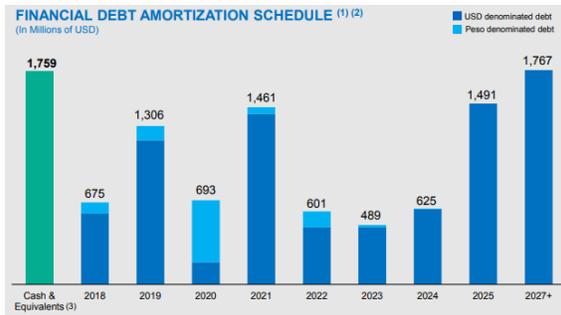


**Fuente:** Presentación institucional 3T 2018

## Endeudamiento

Otro dato a remarcar es la solidez financiera de la compañía, el efectivo (y equivalentes) cerró el trimestre en U\$1.800 millones. La deuda financiera neta de la empresa se ubica levemente por encima de los U\$9.800 millones, lo que equivale a 1,9 veces el EBITDA estimado para este año. Tomando un costo promedio de la deuda en dólares del 7,3%, el EBITDA alcanza para cubrir 7 veces los intereses. Tomando un roleo hipoteco al 9% (que hoy no tiene necesidad dada la posición de efectivo), la cobertura de intereses es mayor a 5 veces. Estos ratios le dan bastante atractivo a las obligaciones negociables en dólares emitidas por la compañía, sobre todo las más liquidas al 2021, 2024 y 2025 que hoy rinden entre 7,5% y 9,10%. Como siempre mencionamos, nuestro querido riesgo país pone el costo de capital en niveles altísimos.

# RESUMEN ECONÓMICO



Fuente: Presentación institucional 3T 2018

ISIN	Vencimiento	Cupón	Amortización	TIR
USP989MJBG51	23/03/2021	8,5	A vencimiento	7,7%
USP989MJAY76	04/04/2024	8,75	tres cuotas del 33% en 2022-2023-2024	8,7%
USP989MJBEO4	28/07/2025	8,5	A vencimiento	9,1%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg.

Buen fin de semana,

[juan@cucchiara.sba.com.ar](mailto:juan@cucchiara.sba.com.ar)  
[valentina@cucchiara.sba.com.ar](mailto:valentina@cucchiara.sba.com.ar)