

02 de junio de 2017

YPF S.A.

Desde comienzos de año YPF mostró una recuperación de casi el 50% en dólares. El ADR arrancó el 2017 cerca de los U\$17 y desde entonces mostró una tendencia alcista prácticamente ininterrumpida. Esta suba en la cotización adquiere aún más relevancia si consideramos que el precio del crudo se mantiene en niveles similares a los que arrancó el año. Veamos los números publicados en el último balance.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Reuters.

Balance primer trimestre

La principal compañía de hidrocarburos del país mostró un alentador balance en el primer trimestre del año. Los ingresos crecieron un 21% en términos interanuales hasta los \$53.003 millones. Los costos de ventas alcanzaron los \$46.934 millones, mostrando un incremento del 14%, con lo cual la empresa mostró un incremento en los resultados brutos del 65% interanual. Los gastos de administración, exploración y comercialización se ubicaron en \$6.694 millones, dejando de esta manera un resultado operativo de \$4.511 millones. Los acuerdos logrados con los sindicatos se verán plasmados seguramente con el correr de los balances. Esta ganancia prácticamente triplicó a la del primer trimestre del año anterior. El EBITDA, por su parte, superó los \$16.830 millones (+35% interanual). Medido en dólares, el resultado neto y el EBITDA crecieron un 158% y un 25%, respectivamente. Estos mejores resultados repercutieron en un crecimiento del margen operativo, desde el 3,4% al 7,9%. Por último, los resultados netos cayeron a \$192

millones, pero básicamente porque registró una diferencia de cambio negativa debido a la apreciación del peso. Para entrar más en detalle, veamos los números por segmento de negocios.

datos en millones de pesos	1er Trim 2017	1er Trim 2016	%
Ingresos netos por ventas	57.003	46.934	21%
Costos de ventas	(45.798)	(40.131)	14%
Ganancia bruta	11.205	6.803	65%
Gastos de comercialización, administración y exploración	(6.694)	(5.185)	29%
Resultado operativo	4.511	1.618	179%
EBITDA	16.834	12.491	35%
Margen Operativo	7,9%	3,4%	4,5%

datos en millones de dólares	1er Trim 2017	1er Trim 2016	%
Ingresos netos por ventas	3.647	3.250	12%
Costos de ventas	(2.930)	(2.779)	5%
Ganancia bruta	717	471	52%
Gastos de comercialización, administración y exploración	(428)	(359)	19%
Resultado operativo	289	112	158%
EBITDA	1.077	865	25%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del balance.

Upstream

En el segmento upstream (exploración y producción) los resultados operativos ascendieron a \$899 millones en el trimestre, mostrando una caída del 80% en términos interanuales. El precio promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local disminuyó un 14% hasta los 53 USD/bbl, como resultado de la decisión del gobierno de dejar converger el precio local al internacional. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,96 USD/Mmbtu, un 5,3% superior al mismo trimestre de 2016, aprovechando el incentivo del Gobierno vía el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural.

Debido al aumento del tipo de cambio del 8%, medido en pesos el crudo cayó un 7%, mientras que el del gas natural creció un 14% hasta los 69 \$/Mmbtu. Los volúmenes negociados de crudo (fundamentalmente transferidos al segmento downstream) cayeron un 6%, mientras que las ventas de gas natural se mantuvieron relativamente estables. Como consecuencia de esta dinámica, tanto de precios como de

cantidades, los ingresos en el segmento upstream cayeron un 5%.

Este comportamiento junto el incremento en los costos, se tradujeron en una fuerte caída en los resultados del segmento upstream. Los costos operativos crecieron un 8,5% (medidos en pesos), entre los que se destaca el incremento en los costos de extracción y exploración, del 16,6% y 30,6%, respectivamente. La estabilidad del tipo de cambio junto con la caída en los precios de referencia, naturalmente castigó al segmento de exploración y producción. Sin embargo, vale remarcar que los costos operativos se movieron por debajo de la inflación. Recordemos que durante el primer trimestre del año pasado las ganancias de este segmento habían sido inusualmente altas producto de la devaluación.

	dólares			pesos		
	1T 2017	1T 2016	%	1T 2017	1T 2016	%
Crudo mercado local (USD/bbl)	53,0	61,9	-14%	828,4	893,8	-7%
Gas (USD/Mmbtu)	5,0	4,7	5%	77,5	68,0	14%
Naftas mercado interno (USD/m3)	667,0	564,0	18%	10.425,2	8.144,2	28%
Gasoil en el mercado interno (USD/m3)	644,0	559,0	15%	10.065,7	8.072,0	25%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del balance.

Downstream

Los buenos resultados de la compañía provienen del segmento downstream (procesamiento, distribución y comercialización). La utilidad operativa fue de \$4.364 millones en el trimestre, mostrando un salto interanual del 647%. Los ingresos del segmento crecieron un 23%, principalmente impulsado por la venta de naftas premium. Los costos totales, por su parte, crecieron solamente un 8,3% gracias a los menores precios en las compras de petróleo, tanto a terceros como al crudo transferido desde el segmento downstream. En cambio, los costos de producción crecieron un 30% en términos interanuales debido al incremento en los costos de refinación.

En resumen, el segmento downstream fue el más beneficiado. Si bien los costos de producción y transporte se movieron en torno al 30%, los menores precios del crudo en boca de pozo compensaron esto. Vale recordar dado que la empresa procesa más crudo del que produce y compra una parte a terceros.

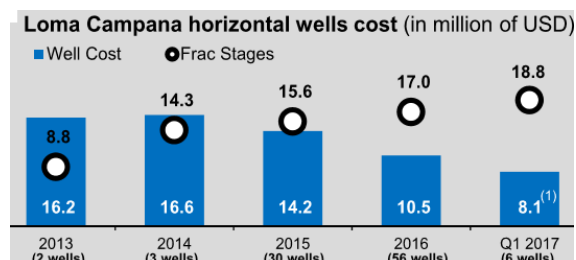
Producción

La producción total de hidrocarburos superó los 573 Kbped, un 1,5% inferior al mismo periodo 2016. La producción de crudo cayó un 6,0% (234 Kbbld) mientras que la producción de gas natural creció un 2,8% (45,3 Mm3d). Por último, la producción de NGL se contrajo un 2,9% a 54,7 Kbbld.

	1T 2017	1T 2016	%
Producción Total (Kbped)	573,5	582,3	-2%
Producción Crudo (Kbped)	234,0	249,0	-6%
Producción NGL (Kbped)	54,7	56,3	-3%
Producción Gas (Mm3d)	45,3	44,0	3%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del balance

En cuanto al desarrollo, en el trimestre se pusieron en producción 96 pozos (14 en Vaca Muerta). En las áreas de shale la producción total de la empresa supera los 60 Kbped. Nuestro país cuenta con el segundo reservorio más importante de hidrocarburos no convencionales después de Estados Unidos, de los cuales YPF tiene el 40% del territorio. En el último tiempo la empresa priorizó las perforaciones horizontales, obteniendo mejores resultados. En el gráfico a continuación se remarca la eficiencia en la reducción de los costos de extracción.



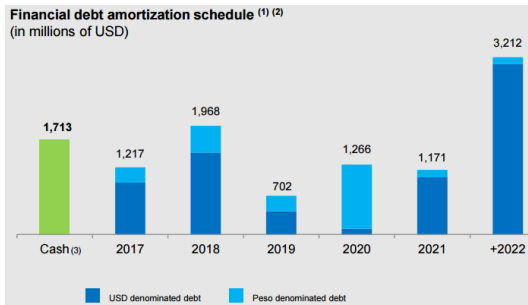
Fuente: Presentación institucional.

Endeudamiento y Obligaciones Negociables

Con respecto a la solidez financiera de la compañía, el efectivo (y equivalentes) cerró el trimestre en U\$1.700 millones. La deuda financiera neta se ubica en U\$7.800 millones, lo que equivale a 1,80 veces el EBITDA estimado para este año. Tomando un costo promedio de la deuda en dólares del 7,5%, el EBITDA alcanza para cubrir más de 6 veces los intereses. Estos ratios le dan bastante atractivo a las obligaciones negociables en dólares emitidas por la compañía, sobre todo las más liquidas al 2024 y 2025. Vale remarcar que, en sintonía con todo el mercado

de deuda emergente, las paridades vienen subiendo intensamente.

ISIN	Vencimiento	Cupón	Amortización	TIR	Duration
USP989MJAY76	04/04/2024	8,75%	Tres cuotas del 33% en 2022-2023-2024	5.6%	4.6
US984245AL47	28/07/2025	8,50%	A vencimiento	6.3%	5.8



Fuente: Presentación institucional.

Resumiendo

Como siempre remarcamos, desde el lado positivo, la empresa muestra niveles saludables de apalancamiento (deuda) y mantiene los niveles de producción, dos características para nada despreciables al compararlas con otras compañías de hidrocarburos en el mundo de hoy. La empresa cotiza en un 130% su valor de libros. Si bien recuperó bastante terreno en los últimos meses (llegó a cotizar al 90%), todavía opera en niveles atractivos. Como describimos, el potencial en hidrocarburos no convencionales es la gran apuesta a la hora de posicionarse en la acción. Ahora bien, con una mirada de largo plazo, para volver cotizar en los niveles logrados en la década pasada, la empresa necesitará mejores precios del crudo que puedan apuntalar su rentabilidad.

Buen fin de semana,

Juan Battaglia
Economista Jefe