

Comentario Económico del día

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar

Noviembre 24 de 2015

Precios del petróleo y desafíos para la actividad exploratoria

El período 2014-2015 se ha caracterizado por el fin del súper-ciclo de *commodities*, con especial afectación en su componente minero-energético. En esto último han confluído diversos factores, a saber: i) excesos de oferta provenientes de la revolución del *shale-oil* en EE.UU, agregando cerca de 1 millón bd/año a su producción durante 2008-2013; y ii) debilidades en la demanda, destacándose el menor dinamismo de China, probablemente expandiéndose a tasas del 6.5%-7% durante 2015-2016 (vs. el 10% promedio de las últimas tres décadas). Ello ha implicado descensos en los precios del petróleo del 50% desde sus picos de mediados de 2014, llegando a sus niveles actuales de US\$45/barril en el referente Brent (ver gráfico adjunto).

Esta coyuntura de menores precios del petróleo ha castigado fuertemente el desempeño de las grandes firmas petroleras. En efecto, a nivel del S&P 500 se observan pérdidas del -10% en el componente energético en lo corrido del año a noviembre (vs. ganancias del 3% en el total), dadas las contracciones del -70% en sus utilidades empresariales en el tercer trimestre de 2015 (vs. caídas del -6% en el total).

Infortunadamente, Colombia no es la excepción y el COLCAP acumula pérdidas del -25% en lo corrido del año a noviembre, siendo una de las bolsas más castigadas a nivel mundial. Allí, las utilidades empresariales registraron contracciones del -47% al corte del segundo trimestre de 2015, con graves afectaciones en aquellas relacionadas con el sector minero-energético (-68% anual), ver *Comentario Económico del Día* 17 de septiembre de 2015.

En efecto, las utilidades de Ecopetrol acumularon una caída cercana al 70% durante enero-septiembre de 2015. Esto último pese a: i) el incremento en sus niveles de producción, pasando de 752 a 761 kbped en el último año (incluyendo gas), gracias a los aumentos de los campos Castilla (+30%) y Chichimene (+40%); y ii) la estrategia de reducción de costos de operación, logrando ahorros por \$1.6 billones al corte de septiembre (vs. la meta inicial de \$1.4 billones), permitiendo aumentar dicha meta hacia \$2.2 billones para 2015.

Esas menores utilidades de Ecopetrol, junto con el descenso de las regalías (pasando del 1.3% del PIB en 2014 al 0.6% del PIB en 2015) estarían implicando pérdidas entre el 1% y el 2% del PIB en el flujo de recursos públicos durante 2015-2016. Este inminente hecho clama por una reforma tributaria estructural que allegue al menos 2 puntos del PIB, necesarios para fondar las presiones fiscales en seguridad social e infraestructura. Frente a hechos tan tozudos, ahora el gobierno empieza a dar luces de esperanza de que estará radicando ante el Congreso una reforma tributaria estructural en marzo de 2016 (esperemos que dichas propuestas sean lo suficientemente ambiciosas para unas circunstancias tan apremiantes).

Otro factor de preocupación ha sido el repentino “cambio de curso” anunciado por la ANH, poniendo sus esperanzas no en el incremento de los pozos perforados, sino en supuestas mejoras en el llamado “factor de recobro” de los pozos existentes. Recordemos que el propio Ecopetrol había rechazado la propuesta

Continúa

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar

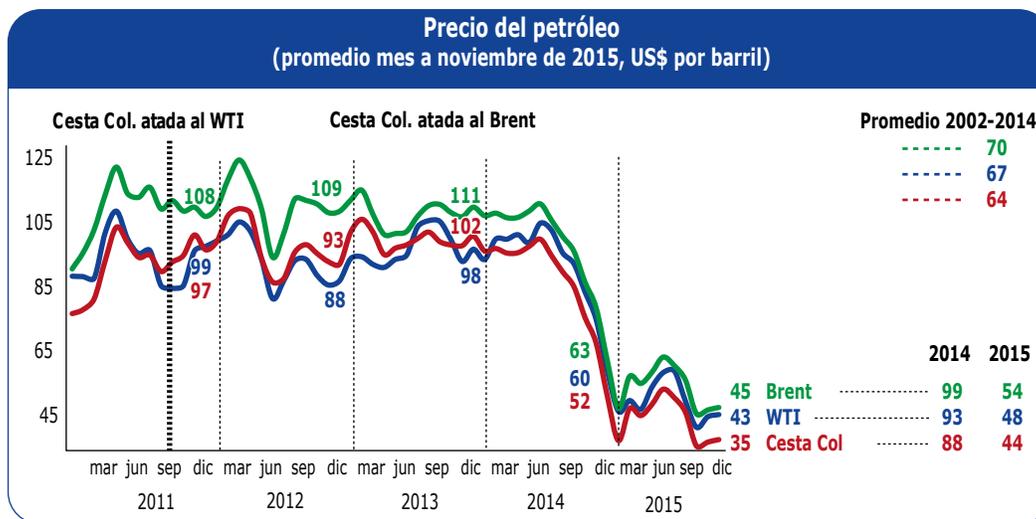
de Pacific-Rubiales (tecnología Star), pues sus mejoras respecto de lo aplicado en México años atrás no daban la suficiente confianza y/o la viabilidad ambiental (dada su intensidad hídrica). Si bien Colombia actualmente solo logra recuperar cerca de un 18% del petróleo en los pozos (vs. un promedio mundial del 36%), el desarrollo y éxito de dichas técnicas aún es incierto.

Por lo pronto, Colombia está enfrentando una verdadera crisis en materia de exploración, pues en el año 2015 tan solo se alcanzarían unos 30 pozos (vs. los 200/año que había dicho la propia ANH que requería Colombia para mantener la producción actual de 1 millón bd/año. Dado que el precio Brent parece estarse perfilando hacia la franja US\$40-45/barril durante 2016 (habiendo promediado cerca de US\$54/barril en 2015), la situación de carencia de nuevos hallazgos (ante la baja actividad exploratoria) estaría extendiéndose a todo el período 2016-2017 (ver *Comentario Económico del Día* 27 de octubre de 2015). El riesgo es entonces que Colombia continúe reduciendo su índice de auto-suficiencia petrolera (actualmente en 6.4 años) y que antes de una década nos veamos abocados a importar petróleo-gas.

El gobierno ha impulsado componentes petroleros en el PIPE 2 con la intención de enfrentar la difícil situación a través de: i) ampliar el plazo de la fase exploratoria a 9 años; ii) permitir el traslado de inversiones entre áreas de un mismo contratista; y iii) un tratamiento preferencial sobre regalías para aquellas inversiones que agreguen nuevas reservas. También se están impulsando exploraciones *offshore* bajo la modalidad de “zonas francas”, donde los hallazgos recientes de Orca (operado por Petrobras-40% Ecopetrol-30% y Repsol-30%) y Kronos (Ecopetrol-50% y Anadarko-50%) parecen tener algún potencial para Colombia.

Complementando este tipo de medidas, el Decreto 2129 de 2015 estableció: i) una reducción de la carga tributaria del 25% en el impuesto de renta y exención del IVA para las inversiones en los bloques costa afuera; y ii) mayor flexibilidad en los contratos pactados con la ANH. Pero, paradójicamente, esto último podría acarrear postergaciones de las inversiones tan necesarias actualmente, dado que la producción de Colombia estaría descendiendo hacia los 850 kbpd en 2017.

Dicho de otra manera, Colombia enfrenta un doble desafío productivo, no solo debe incorporar el sector exportador agro-industria para elevar su participación hacia el 70% del total (vs. el 30% actual), sino que requiere (en simultánea) asegurar inversiones en el sector minero-energético que garanticen la provisión de al menos 1 millón bd/año. Todo esto para evitar convertirnos en importadores netos de petróleo-gas, preciso ahora que entrará en operación Reficar: ¿dónde está el insumo de los 165 kbpd que estará refinando dicha planta?



Fuente: cálculos Anif con base en Nymex y Ecopetrol