

Comentario Económico del día

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar y Nelson Vera

Junio 29 de 2016

Precios del petróleo y dinámica exploratoria en Colombia

Los precios del petróleo han venido repuntando y todo parece indicar que han encontrado soporte a niveles cercanos a los US\$50/barril-Brent para este segundo semestre, después de haber registrado mínimos de US\$26/barril-Brent en enero de 2016. El “rebalanceo” en las cantidades de oferta-demanda petroleras ha sorprendido por la resiliencia de la demanda, donde: i) los consumidores de Estados Unidos han incrementado su consumo en +200.000bd durante enero-mayo de 2016 y en junio-agosto ello luce sostenible gracias a la elasticidad precio de la demanda resultante de la caída de los precios de los combustibles hacia US\$2.4/galón actualmente vs. US\$3.8/galón en 2014; y ii) los incrementos en la demanda de China (+400.000bd durante 2016) e India (+350.000bd), ver *The Economist*, junio 16 de 2016.

Por el lado de la oferta, se tuvieron interrupciones temporales en Canadá (-1Mbd, debido a los incendios en Alberta) y Nigeria (-250.000bd, por ataques terroristas). Más aún, ha pasado algo desapercibida la contracción en la producción petrolera de Estados Unidos hacia niveles de 8.6Mbd en 2016 (-800.000bd frente a los 9.4Mbd de 2015), tomando el rol del “swing producer” (otrora Arabia Saudita). Esto por cuenta de la rápida reacción de sus pozos de esquisto ante los movimientos en los precios del crudo (ver *Comentario del Día* octubre 27 de 2015). De hecho, la inversión minero-energética se contrajo a tasas del -35% en Estados Unidos en 2015, derivando en contracciones del -50% en los pozos de perforación (los llamados *rigs*).

Actualmente se estima que el total de pozos de petróleo en Estados Unidos ha descendido hacia unos 330 activos desde su pico de 1.600 en 2014.

Algo similar ha ocurrido con la inversión minero-energética en Colombia, donde la reversa en el súper ciclo de los precios del petróleo ha implicado recortes en la inversión cercanos al -40% en 2016 (después del -30% efectuado en 2015). En efecto, tan solo se perforaron 25 pozos durante 2015 (vs. los 200/año que había dicho la propia ANH requería Colombia para mantener la producción de 1Mbd), ver gráfico adjunto. Peor aún, la magra meta de 25 pozos para 2016 difícilmente se alcanzará, pues tan solo se habían perforado 8 pozos al corte de mayo. Es entonces evidente el riesgo de que Colombia pierda su autosuficiencia petrolera hacia el año 2021, tal como lo han venido señalando los gremios respectivos (ACP y Campetrol).

En medio de este colapso exploratorio, sorprende el repentino “cambio de curso” por parte de la ANH, poniendo ahora sus esperanzas en el incremento del “factor de recobro” y no en el aumento de la exploración de pozos. Le resta por explicar a la ANH cuáles serían las nuevas técnicas que permitirán incrementar el recobro actual del 18% y llevarlo como mínimo al 23%, después de que el propio Ecopetrol rechazara la propuesta STAR de Pacific Rubiales por su potencial problemática ambiental, dada su intensidad hídrica. Recorde-

Continúa

Director: Sergio Clavijo

Con la colaboración de Ekaterina Cuéllar y Nelson Vera

mos que México también había cuestionado años atrás dichas “técnicas de recobro petrolero” a la hoy cuasi quebrada Pacific Rubiales.

Para colmo de males, toda la institucionalidad minero-energética hoy luce amenazada al menos en tres frentes: i) mecanismos de “consultas con comunidades” que han implicado órdenes de la Corte Constitucional (CC) para paralizar pozos-productivos, que las propias comunidades después han pedido activar nuevamente ante su negativo impacto socioeconómico; ii) conceptos de la CC que están dando *de-facto* poder de veto a las autoridades regionales frente a conceptos favorables que había expedido la ANLA como ente rector del Gobierno Nacional; y iii) situaciones de hecho que paralizan arbitrariamente la movilización de taladros y equipos, equivalentes a extorsiones, donde el Estado no se hace respetar de forma inmediata.

Frente a este complejo panorama, poca efectividad están teniendo algunas medidas regulatorias tomadas por el gobierno recientemente. Nos referimos a: i) la ampliación del plazo de la fase exploratoria a nueve años (vs. los anteriores seis años); ii) permitir el traslado de inversiones entre áreas de un mismo contratista, según lo actuado en el PND 2014-2018; iii) el tratamiento preferencial sobre regalías para aquellas inversiones que agreguen nuevas reservas; iv) reducciones en la carga tributaria hasta del 25% en el Impuesto de Renta junto con exenciones

del IVA para las inversiones *offshore*; y v) mayor flexibilidad en los contratos pactados con la ANH.

En síntesis, el nuevo paradigma petrolero ha acentuado el desafío de mantener la sostenibilidad del sector minero-energético colombiano. Si bien resultan oportunas las recientes medidas de flexibilización e impulso a las inversiones, continúan siendo marginales ante los lastres estructurales que enfrenta el sector. Allí vale la pena resaltar: i) la inestabilidad jurídica, particularmente en lo referente a la consulta previa y licencias ambientales-ANLA; y ii) las elevadas tarifas tributarias efectivas del 65% (el llamado *government-take*, incluyendo regalías), superando incluso el 53% que enfrentan las grandes empresas en Colombia por cuenta del efecto cascada de Imporrenta+CREE+Impopatrimonio (ver *Informe Semanal* No. 1302 de febrero de 2015).

De no trabajar en dichos frentes estructurales, terminaremos por convertirnos en importadores netos de hidrocarburos, preciso ahora que: a) la entrada en operación de Reficar estará demandando un insumo cercano a los 160.000bd; y b) la escasez de gas impide mejoras significativas en la competitividad de las tarifas de energía para la industria, con el agravante de elevada vulnerabilidad en la generación eléctrica en episodios de tensión climática como el reciente fenómeno de El Niño.



Fuente: cálculos Anif con base en ACP y ANH.