

Aporte petrolero requerido por la “nueva economía”: propuestas del sector para lograr la meta de producción del Marco Fiscal de Mediano Plazo

Vicepresidencia de Asuntos Económicos¹
Agosto 2016

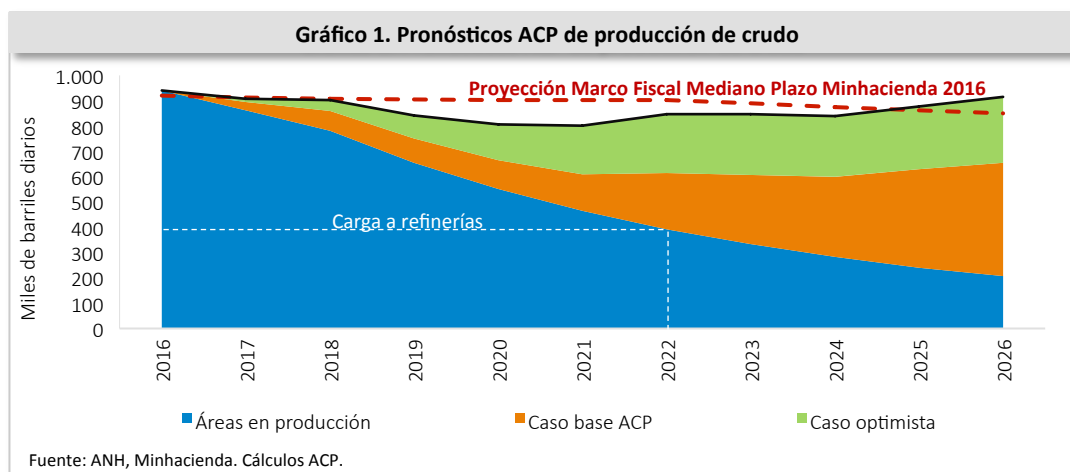
Resumen Ejecutivo

- Recientemente el Gobierno Nacional publicó el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) de 2016 que determinará los presupuestos de inversión estatal y otras variables vitales para la economía del país. Si bien el documento, en línea con la política económica del Gobierno, propone nuevos motores de crecimiento económico que compensen la menor dinámica de la industria extractiva, **las metas fiscales definidas por el Gobierno suponen un aporte petrolero que sigue siendo importante: \$5.7 billones anuales en promedio durante el 2018-2027, sin contar regalías ni derechos económicos a favor de la ANH.**
- Esto se basa en los **supuestos de que el país sostendrá una producción de crudo superior a 900 mil barriles por día (bpd) en los próximos 6 años y los precios internacionales se irán incrementando** desde USD 47 por barril en 2017 hasta USD 70 por barril a finales de esta década.
- Con base en lo anterior, el documento del Gobierno proyecta que **el déficit fiscal convergerá a su nivel estructural (1% del PIB) a partir de 2022, lo cual es esencial para el equilibrio macroeconómico del país.** Del cumplimiento de estas metas depende que el país mantenga su calificación crediticia, lo cual redundará en beneficios para todos los colombianos: menor costo de financiamiento para el Gobierno, menor carga tributaria, mayor crecimiento económico, entre otros aspectos.
- Como los campos petroleros que están en producción actualmente tienen tasas de declinación cercanas a 14% anual, materializar la producción de petróleo que soporta las metas fiscales **requiere grandes inversiones para incorporar y producir cerca de 2,000 millones de barriles (MB) de nuevas reservas en los próximos 10 años.**
- La ACP espera que si se dan las condiciones para la inversión (mejoras fiscales y de las condiciones de entorno a las operaciones), el potencial del país podría materializar inversiones del orden de 7 mil millones de dólares por año, que generarían una producción de entre 600 mil y 900 mil bpd durante la próxima década, ayudando a mantener la autosuficiencia para cargar las refinerías con crudo colombiano. Esto es un escenario retador frente al deterioro de las inversiones registrado en los últimos dos años, lo cual ya se refleja en la drástica caída en la producción de petróleo durante 2016, que en julio descendió a 843 mil bpd (-150 bpd vs diciembre de 2015).
- Adicionalmente, para **acercarse a la producción petrolera del Marco Fiscal (escenario optimista pronóstico ACP)**, la Asociación estima que se necesita: i) triplicar los proyectos de recobro mejorado con respecto a los actuales; ii) empezar desde ahora a aumentar la exploración para multiplicar por cuatro la actividad actual; iii) incrementar las inversiones de recobro primario y desarrollo de campos en producción

¹ Alexandra Hernández, Vicepresidente de Asuntos Económicos; Julio César Romero, Economista Senior y Jaime Frysz, Asesor.

actual; y iv) aumentar varias veces las inversiones esperadas en el escenario base de la ACP, que proyecta una producción muy inferior a la requerida por el Marco Fiscal y aun así involucra inversiones superiores a U\$ 7 mil millones anuales por 10 años (el doble del presupuesto de inversión E&P de 2016).

- Este panorama retador para las inversiones, requiere **medidas agresivas para impulsar la actividad**, las cuales involucran:
 1. Incentivos fiscales para anticipar inversiones en exploración y producción: descuento en imposable por inversiones; devolución inmediata de IVA, amortización acelerada.
 2. Estabilidad tributaria de cara a la anunciada Reforma Tributaria: tarifa de impuestos de renta máxima de 34% (incluyendo gravamen a los dividendos, si se aprueba).
 3. Revisión de la metodología de tarifas de oleoductos para regresar la competitividad del país: valoración de activos, ligar tarifas a precios del petróleo, menores escenarios de producción, etc.
 4. Estrategias para abaratar la dilución de los crudos pesados: sinergias operacionales, zonas francas y Plan Vallejo para el mejoramiento in situ, entre otros.
 5. Asignación de áreas exploratorias dinámica, flexible para la entrada de nuevos inversionistas y acorde con la realidad financiera y operacional del sector.
 6. Brindar seguridad jurídica a las operaciones. Por ejemplo frente a fallos de la corte constitucional tener en cuenta derechos adquiridos, continuidad operacional y competencias territoriales.
 7. Claridad en reglas del juego frente al ordenamiento territorial: instancias, instrumentos, procesos e información.
 8. Mejoramiento del relacionamiento con las comunidades: aplicación de la ley, acompañamiento estatal, responsabilidad social empresarial y aumento de la participación de las regiones productoras en la distribución de regalías.
 9. Mejoramiento de procesos y condiciones de licencias ambientales y consultas previas.



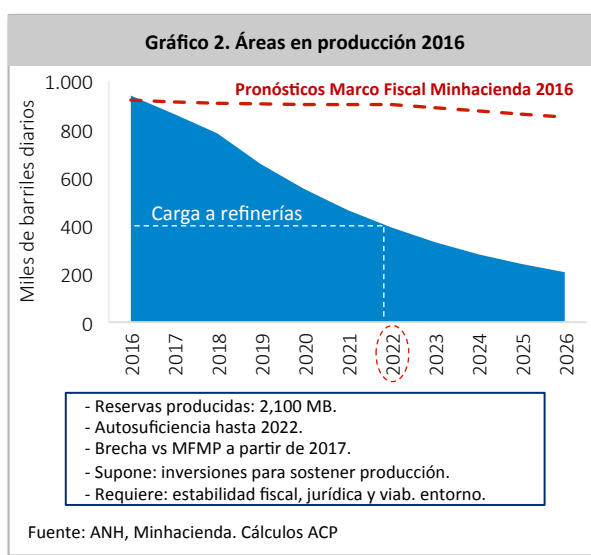
A continuación explicamos en detalle los componentes del pronóstico de producción de petróleo para los próximos 10 años, escenario base ACP y escenario optimista para acercarse a la producción del Marco Fiscal de Minhacienda 2016, incluyendo las medidas requeridas para hacerlos realidad.

Pronósticos de producción de crudo y carta de navegación para materializarlos

1. Áreas en actual producción

- Incluyen la producción proveniente de: i) reservas probadas; ii) diez proyectos de recobro mejorado que están en marcha actualmente; iii) los 100 pozos de desarrollo que se estima se realicen en 2016 (en el primer semestre del presente año se perforaron 65 pozos, vs 450 en el mismo periodo de años anteriores); y iv) campos actualmente en evaluación². Estas áreas son el punto de partida de los pronósticos de producción tanto del caso base como del caso optimista de la ACP (Gráfico 1).

- Aportan el 100% de la producción esperada de 2016 (940 mil bpd), y **declinan a partir de 2017 a una tasa promedio de 14% anual**, con lo cual las reservas producidas durante el periodo de análisis (2016-2026) ascienden a 2,100 MB. Estos volúmenes de producción **permitirían al país mantener su autosuficiencia de crudo (cargar las refinerías con crudo local) hasta 2022, pero son insuficientes para cumplir las metas del MFMP a partir del próximo año**, indicando una brecha creciente que pasa de -50 mil bpd en 2017 a -640 mil bpd en 2026 (Gráfico 2). **Sin inversiones en mantenimiento de pozos y facilidades, la producción declinaría de forma más pronunciada y la autosuficiencia se podría perder antes de 6 años.**



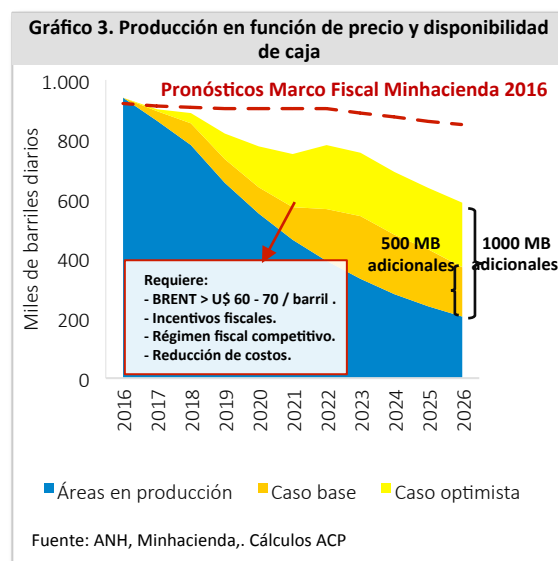
- El pronóstico 2016 – 2026 supone inversiones en estas áreas asociadas con el mantenimiento de los pozos y las facilidades de producción, las cuales evitan una mayor declinación de su producción. **Dichas inversiones tienen una alta probabilidad de realizarse bajo las condiciones actuales de régimen fiscal, disponibilidad de caja y precios internacionales (inferiores a U\$ 50 /bl), pero están sujetas a que no haya incrementos en la carga fiscal. También están condicionadas a que se logren atender los retos de entorno en las regiones** (consultas a las comunidades para las actividades de perforación, bloqueos a las operaciones que en su mayoría suceden por temas relacionados con la contratación local de bienes y servicios, y voladuras a los oleoductos), **y a que se brinde seguridad jurídica**, especialmente frente a fallos de la Corte cuyos procesos en curso podrían suspender operaciones de producción (más de 40 mil bpd).

² Los campos en evaluación son aquellos que están aportando producción dentro de la fase de pruebas, pero aún no han certificado reservas. Entre 2015 y lo corrido de 2016, los campos en evaluación aportaron entre 30 mil y 40 mil bpd a la producción total.

2. Producción en función del precio y disponibilidad de caja

- Producción condicionada a un incremento en los precios internacionales en los próximos años y a la disponibilidad de caja para realizar las **inversiones en recobro mejorado y desarrollo de campos existentes con costos elevados**³. Vale la pena señalar que una **reducción en los costos de operación – en particular los de transporte, dilución de crudo pesado y energía – equivaldría a un aumento en los precios y permitiría anticipar el inicio de la producción de algunos de estos proyectos**. Este componente del pronóstico es el que tiene la capacidad de cerrar a corto plazo la brecha de producción frente a las metas del MFMP 2016 (Gráfico 3).

- El **escenario base** de la ACP incluye: i) el desarrollo de 10 proyectos de recobro adicionales a los que están actualmente en producción, los cuales implican la producción de 400 MB de nuevas reservas en los próximos 10 años; y ii) el desarrollo de campos existentes con costos superiores a USD 50 por barril, los cuales permitirían la producción de 100 MB de las reservas probables⁴ en los próximos 10 años. En conjunto, **estos proyectos podrían aportar una producción que pasaría de 33 mil bpd en 2017 a 210 mil bpd en 2023**. En este escenario, se asume que la perforación de pozos de desarrollo se recupera gradualmente desde 100 pozos en 2016 hasta 600 pozos a partir de 2021.



- Materializar la producción en función de precio y caja del caso base requiere:** i) un incremento gradual en los precios internacionales acorde con los supuestos del MFMP 2016 (ver cuadro resumen de supuestos al final del documento); ii) incentivos fiscales para las inversiones en producción adicional que liberen caja, como los que propone la ACP de cara a la reforma tributaria estructural: bono tributario por inversiones, devolución inmediata del IVA y amortización acelerada; iii) no aumentar la carga fiscal desde los niveles actuales, es decir, mantener la tarifa de impuestos de renta como máximo en 34%, incluyendo un eventual gravamen a los dividendos; y iv) reducción de los costos de diluyente, transporte (revisión metodología de tarifas de oleoductos) y energía para los proyectos de crudo pesado y de recobro mejorado.

³ Dos tipos de proyectos: i) los de recobro mejorado son viables con expectativas de precios de largo plazo de entre USD 65 y USD 70 por barril, pero NO se pueden realizar actualmente por falta de caja; y ii) los de recobro primario en campos existentes no se están desarrollando actualmente porque no son viables con precios inferiores a USD 50 por barril.

⁴ De acuerdo con el Informe de Recursos y Reservas de la ANH, al 31 de diciembre de 2015 las reservas probables eran de 610 MB.

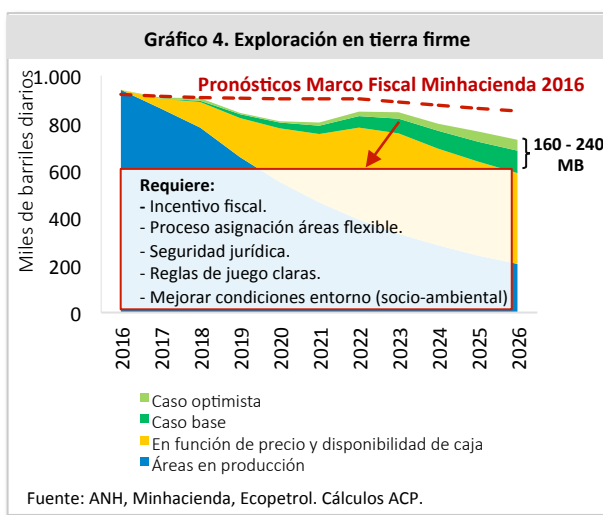
- Vale la pena mencionar que durante 2016 la ACP ha venido trabajando con las compañías en la identificación de la cadena de valor de los proyectos de crudo pesado y de recobro mejorado, con el objetivo de priorizar las alternativas que permitan reducir los costos del transporte y diluyente.
- Por su parte, el **escenario optimista de la ACP, que busca acercarse a las metas de producción del Marco Fiscal de Minhacienda 2016**, incluye: i) el desarrollo de 18 proyectos de recobro adicionales a los que están actualmente en producción, con capacidad de producir 700 MB entre 2017 y 2026; y ii) la producción de 300 MB de las reservas probables en los próximos 10 años, provenientes de campos existentes costosos. De esta forma, se proyecta que estos campos estarían en capacidad de aumentar su producción de 40 mil bpd en 2017 a 420 mil bpd en 2023. Este escenario está soportado en un repunte más agresivo de la perforación de pozos de desarrollo, pues requeriría cuadruplicar en 2017 los 100 pozos de desarrollo de 2016 y mantener una tendencia de recuperación en la actividad para perforar 700 pozos anuales a partir de 2021.
- Además del incremento en precios, los incentivos fiscales y la reducción de costos mencionados para el caso base, el **potencial de producción del caso optimista (meta producción Marco Fiscal Minhacienda) depende de la adopción de medidas más agresivas, especialmente: i) reducciones en la carga fiscal a niveles competitivos mundialmente, lo que implica una tarifa de impuestos de renta menor a la actual; y ii) incentivos tributarios para el desarrollo de proyectos de dilución que reduzcan los costos de producción de crudo pesado y recobro mejorado.**

3. Nuevas reservas de proyectos exploratorios

- Implica un repunte importante de la actividad exploratoria en tierra firme y la entrada de producción de proyectos costa afuera y no convencionales a mitad de la década de 2020. Es importante tener en cuenta que las inversiones en exploración de hidrocarburos enfrentan un alto riesgo geológico – la probabilidad de realizar un descubrimiento de hidrocarburos es de entre 15% y 20% – y en caso de éxito, requieren de varios años para llegar a producir el primer barril comercial, especialmente en *offshore*. En este sentido, es fundamental promover desde ya las inversiones exploratorias, para que al cabo de 5 años se puedan “cosechar” los barriles que permitan acercarse a las metas del MFMP.
- La reactivación de la exploración en el país requiere de: i) un **régimen fiscal competitivo e incentivos fiscales** como los que se mencionaron previamente (propuestas ACP frente a la reforma tributaria estructural); ii) un **proceso de asignación de áreas flexible** para la entrada de nuevos inversionistas, acorde con la realidad financiera y operacional del sector; iii) **seguridad jurídica** para las operaciones petroleras, considerando los derechos adquiridos, la continuidad operacional y las competencias territoriales; iv) **claridad en reglas del juego** frente al ordenamiento territorial: instancias, instrumentos, procesos e información; v) **mejorar condiciones de entorno** para el desarrollo de las operaciones, especialmente en el **relacionamiento con las comunidades** – aplicación de la ley, acompañamiento estatal, responsabilidad social empresarial y aumento de la participación de las regiones productoras en la distribución de regalías, entre otros – y en los **procesos y condiciones de licencias ambientales y consultas previas.**

- Bajo este contexto, la actividad exploratoria estaría en capacidad de incorporar nuevas reservas que durante la próxima década aportarían a la producción 300 MB en el caso base y cerca de 400 MB en el caso optimista:

- Tierra firme:** El **caso base** está soportado en un repunte gradual de los pozos exploratorios: 24 en 2016⁵, 60 en 2017, 75 en 2018 y 90 a partir de 2019. Este supuesto es el resultado del análisis de los pozos exploratorios pendientes por concepto de obligaciones contractuales con la ANH. De esta forma, en los próximos 5 años se habrían perforado cerca de 440 pozos exploratorios, acorde con los compromisos contractuales de las compañías. Por su parte, para el **caso optimista** se asume que el número de pozos exploratorios repuntará desde 24 actualmente hasta niveles cercanos



a los que se registraron previamente a la caída de los precios internacionales, es decir, 110 pozos por año, lo que implica una perforación superior a la que establecen los contratos.

- De esta forma, en el caso base se producirían 160 MB de nuevas reservas durante la próxima década, empezando con 5 mil bpd en 2018 y llegando a 100 mil bpd en 2026. En el caso optimista se podrían producir 240 MB desde ahora hasta 2026, asumiendo que la producción de los nuevos descubrimientos en tierra firme inicia el próximo año, con 5 mil bpd, hasta alcanzar un volumen de 140 mil bpd en 2026 (Gráfico 4).

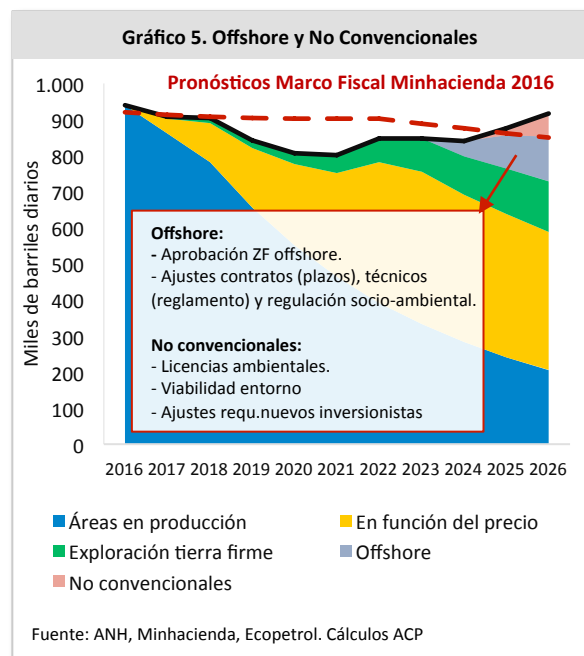
- Offshore:** En ambos escenarios se asume que a partir de 2024 inicia la producción de un proyecto exitoso offshore de crudo, de 500 millones de barriles de reservas, el cual empieza su actividad exploratoria en 2016. Este descubrimiento permitiría producir reservas de 100 MB entre 2024 y 2026, con un volumen de producción que aumentaría de 40 mil bpd a 120 mil bpd (Gráfico 5).

Requiere de esfuerzos en 4 frentes de trabajo específicos:

- Fiscal: aprobación de las solicitudes de declaratoria de zonas francas offshore y reducción de tarifas de regalías o del CREE (impuestos de renta);
- Contractual: ampliar plazos para la evaluación, introducir un periodo de retención para facilitar la viabilidad económica entre diferentes contratos, claridad en el pago de derechos económicos;
- Operacional: ajustar el reglamento técnico para las operaciones de exploración y producción, acuerdos con la realidad de estos proyectos.
- Socio-ambiental: mejorar regulación ambiental (competencia entre autoridades, términos de referencia estudios de impacto ambiental y planes de contingencia).

⁵ Al corte del 31 de julio de 2016, se habían perforado 9 pozos.

- No convencionales:** En ambos escenarios se asume el desarrollo de 7 campos de shale-oil, 7 de shale-gas con crudo asociado y 1 de CBM, que es el escenario que tenía la ACP hace 2 años para no convencionales, pero empezando la producción comercial a partir de 2024, es decir, 7 años después de lo proyectado inicialmente.
- Ello requiere de decisión política y compromiso unificado del Gobierno para que se realice actividad exploratoria en este tipo de yacimientos. Implica impulsar la aprobación de licencias ambientales para exploración, la expedición de términos de referencia para los estudios ambientales en la producción, flexibilizar requerimientos operacionales y financieros para el acceso de nuevas empresas a áreas exploratorias (reconocer experiencia y capital de los socios y equipo de trabajo, etc.), entre otros. De esta forma, los yacimientos no convencionales permitirían la producción de 30 MB hacia el 2025, la cual continuaría aumentando en los años siguientes (Gráfico 5).



Cuadro 1. Resumen supuestos pronósticos

Año	Precio Brent (USD / bl)	Caso base		Caso optimista	
		Pozos de desarrollo	Pozos exploratorios	Pozos de desarrollo	Pozos exploratorios
2016	42	100	24	100	24
2017	48	200	65	400	80
2018	60	300	75	400	100
2019	65	400	90	500	115
2020	70	500	90	600	115
2021	70	600	90	700	115
2022	70	600	90	700	115
2023	70	600	90	700	115
2024	70	600	90	700	115
2025	70	600	90	700	115
2026	70	600	90	700	115