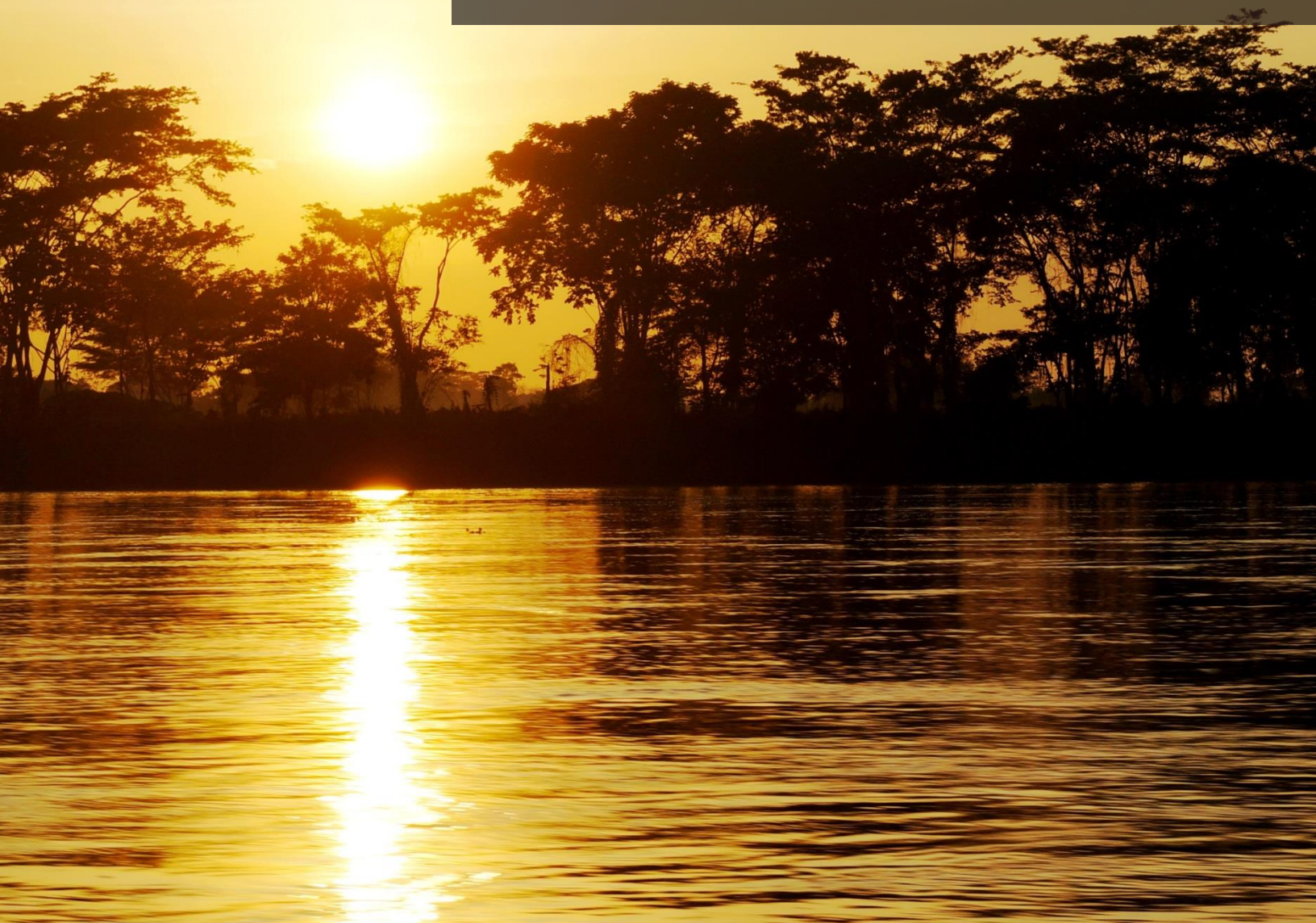
CAMPETROL

El Fracking:
Una decisión de País

Enero, 2019



EL FRACKING: UNA DECISIÓN DE PAÍS

CÁMARA COLOMBIANA DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS – CAMPETROL

DIRECCIÓN ECONÓMICA Y ADMINISTRATIVA

ENERO, 2019

Germán Espinosa
Presidente Ejecutivo

Andrés Sánchez
Director Económico

Juan Gallego
Analista Económico

Felipe Romero
Analista Técnico

Luisa Torres
Asistente Económico

Eduardo Junguito
Asesor Jurídico

El siguiente estudio puede ser encontrado en la sección 'documentos' de la página web de Campetrol (https://campetrol.org/) y en la plataforma online 'Oleum' de datos petroleros de Campetrol

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO 3
INTRODUCCIÓN 7

CAPÍTULO UNO
RESERVAS EN CUENTA REGRESIVA 9
1.1 Introducción 9
1.2 Inversión en E&P (exploración y producción) 9
1.3 Actividad sísmica y pozos 11
1.4 Producción y consumo 13
1.5 Reservas1 15
1.6 Conclusión 18

CAPÍTULO DOS
LA PÉRDIDA DE AUTOSUFICIENCIA ESTÁ A LA VUELTA DE LA ESQUINA 19
2.1 Introducción 19
2.2 Una breve historia de la autosuficiencia petrolera en colombia 19
2.3 Pérdida de autosuficiencia 20
2.4 Conclusión y alternativas 22

CAPÍTULO TRES
LA ECONOMÍA COLOMBIANA CON Y SIN PETROLEO 23
3.1 Introducción 23
3.2 El sector petrolero y sus efectos sobre los agregados económicos 24
3.3 Contexto internacional 25
3.4 Contexto nacional 30
3.5 Pib petrolero 31
3.6 Renta petrolera e impactos fiscales 35
3.6.1 Ingresos de la nación, 2016 – 2018 35
3.6.2 Regalías 43
3.7 IED 45
3.8 Cuenta corriente, balanza de pagos, exportaciones y efectos sobre TRM e inflación 47
3.9 Impactos en el desarrollo económico 51
3.10 Conclusión 53

CAPÍTULO CUATRO
EL *FRACKING:* UNA DECISIÓN DE PAÍS 55
4.1 Introducción - ¿cómo seguir adelante? 55
4.2 Desafíos globales 56
4.3 Desafíos locales y regionales 57
4.4 Sostenibilidad ambiental, seguridad energética y desarrollo territorial sostenible 58
4.5 Consultas populares 59
4.6 Diálogo y concertación 59
4.7 Tendiendo puentes 62
4.8 Conclusiones 62

CAPÍTULO CINCO
PRUEBAS PILOTO: HERRAMIENTAS PARA UNA DECISIÓN ACERTADA 65
5.1 Introducción 65
5.2 ¿Qué es el *fracking*? 65
5.3 Presencia de roca generadora en sudamérica 66
5.4 Construcción de confianza – pilotos 68
5.5 Conclusión 69

CAPÍTULO SEIS
¿QUÉ TAN SÓLIDA ES NUESTRA NORMATIVA? 71
6.1 Introducción 71
6.2 Normativa general 71
6.2.1 Marco constitucional 71
6.2.2 Regulación general 78
6.2.3 Regulación específica 84
6.3 Aspectos contractuales 88
6.3.1 Reglamento de contratación 88
6.4 Aspectos ambientales 90
6.4.1 Regulación general 90
6.4.2 Regulación específica 91
6.5 Conclusiones 94

CAPÍTULO SIETE
MODELO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS 97
7.1 Introducción: modelo de producción y reservas – incorporación 97
7.2 Escenarios de incorporación de reservas de YNC 99
7.3 Consideraciones sobre el modelo de producción y reservas 100
7.3.1 Año de inicio del desarrollo de YNC 100
7.3.2 Tasa de producción de YNC 101
7.3.3 Fuente de la producción de YNC 101
7.4 Definición de los escenarios 101
7.5 Resultados 102
7.5.1 Senda de producción 102
7.5.2 Modelo de reservas 104
7.6 Modelo de producción y reservas – desabastecimiento 109
7.7 Resultados 109
7.7.1 Consumo de petróleo 109
7.7.2 Exportaciones de petróleo 109
7.8 Conclusión 111

CAPÍTULO OCHO
MODELO ECONOMÉTRICO 113
8.1 Introducción 113
8.2 Estimación econométrica – incorporación 113
8.3 Conclusiones 126

CAPÍTULO NUEVE
CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DEL DESABASTECIMIENTO 127
9.1 Introducción 127
9.2 Consideraciones 127
9.3 Estimación económica - desabastecimiento 128
9.4 Conclusiones 135

CAPÍTULO DIEZ
EL *FRACKING* COMO VEHÍCULO PARA LA SOSTENIBILIDAD MACROECONÓMICA 137
10.1 Introducción 137
10.2 Impactos 137
10.2.1 Exportaciones 137
10.2.2 Balanza comercial 139
10.2.3 Inversión extranjera directa 141
10.2.4 Tasa representativa del mercado 143
10.2.5 Ingresos por regalías petroleras 144
10.2.6 Renta petrolera 146
10.2.7 Déficit fiscal 148
10.2.8 PIB petrolero 150

10.3 Conclusiones 151

CAPÍTULO ONCE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA 153

11.1 Introducción 153
11.2 Reservas y autosuficiencia 153
11.3 Explotación de yacimientos no convencionales (ync) – *fracking* 154
11.4 Reactivación de la industria 155
11.5 Desarrollo territorial sostenible 156
11.6 Transición energética 156
11.7 *Fracking*: los pilotos son necesarios y el país está preparado 157

ANEXOS 159

12.1 Anexo 1. Regla fiscal 159
12.2 Anexo 2. Tablas de impactos del aprovechamiento de yacimientos en roca generadora, por escenario 160
12.3 Anexo 3. Tablas de impactos del desabastecimiento 172

BIBLIOGRAFÍA 175

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana ha impulsado por más de 100 años el crecimiento de la economía del país y el progreso de sus habitantes. Lo ha logrado privilegiando la sostenibilidad ambiental, la inclusión social, así como el desarrollo territorial sostenible.

El sector petrolero es una fuente de ingresos fiscales, tanto para el Gobierno Nacional como para las regiones, y así mismo, es un sector generador de divisas por medio de las exportaciones y de la Inversión Extranjera Directa. El sector es un importante jalonador de valor social, por los encadenamientos que estimula, los cuales se reflejan en la generación de empleo y en la oferta de bienes y servicios, en especial en las regiones productoras de los hidrocarburos.

Sin embargo, las perspectivas para el sector en el corto y en el mediano plazo no son tan favorables. Una mezcla de incertidumbre en los mercados internacionales, junto con condiciones internas adversas propiciadas por un creciente rechazo a la actividad petrolera, el cual ha incrementado la conflictividad social, han llevado a que el sector haya ido perdiendo participación en el valor agregado de la economía nacional.

Las alarmas están prendidas y deben ser escuchadas por todos los tomadores de decisiones en materia de política pública, así como por todos los colombianos: El país se está quedando sin reservas de petróleo y gas; y se deben implementar medidas urgentes para evitar perder la autosuficiencia petrolera.

Las únicas opciones viables, a corto plazo, para incorporar nuevas reservas y producción, y así prolongar el horizonte de autosuficiencia son la realización de proyectos de recobro mejorado (EOR) y el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales (YNC), mediante la utilización del *Fracking*. Campetrol busca aportar a un debate que en buena hora comienza a darse, pero que necesita profundizarse de manera urgente, en un contexto donde se expongan sobre la mesa, con objetividad, todas las visiones sobre las impactos ambientales y sociales, de una parte y la necesidad de garantizar la seguridad energética de otra.

De ahí la importancia de cuantificar en forma cierta los impactos económicos del desabastecimiento y del *Fracking*, como vehículo para la sostenibilidad macroeconómica, como se presenta en este estudio. Igualmente, cuestionarnos sobre qué tan sólida es nuestra normativa y su regulación.

Finalmente, en las circunstancias actuales no podemos descartar una fuente de recursos sin conocer su potencial y los posibles impactos de su implementación. Por eso los pilotos propuestos son claves. Son herramientas para una decisión acertada. Campetrol invita a realizar los pilotos de manera abierta y transparente, con el objetivo de tener las mejores bases para la toma de una decisión fundamentada en criterios científicos, técnicos, ambientales, sociales y económicos. Esta es una decisión de la cual dependerá, ni más ni menos, la sostenibilidad ambiental, el desarrollo territorial sostenible, la estabilidad macroeconómica y la seguridad energética de todos los colombianos.

El *Fracking* es una decisión de País.

CAPÍTULO UNO

RESERVAS EN CUENTA REGRESIVA

1.1 Introducción

Las reservas de petróleo en el país han venido disminuyendo en forma dramática en los últimos años. Mientras en Colombia ha prevalecido la producción como objetivo, con unos niveles de actividad exploratoria que han sido los más bajos de los últimos ocho años, no se ha dado la reposición necesaria de los inventarios de reservas.

Si bien el debate técnico respecto al futuro del aprovechamiento de los potenciales recursos petroleros con los que cuenta Colombia ya se ha iniciado, este ha sido de una manera muy tímida. El país está ad-portas de que el semáforo del fin de las reservas pase a rojo y nos encontremos en una situación de desabastecimiento a la vuelta de la esquina, con consecuencias devastadoras para la seguridad energética y la estabilidad de la economía colombiana. Las reservas de petróleo en Colombia están en cuenta regresiva.

Para impulsar el sector petrolero colombiano es necesario un consenso entre Territorio, Gobierno e Industria. Sin este consenso será muy difícil generar las condiciones para viabilizar las inversiones necesarias para aumentar el nivel de exploración, y así adicionar al stock de reservas. Mientras no se logren consensos rápidamente que solucionen las problemáticas que frenan y restringen el buen andar de la actividad, cada mes será una cuenta regresiva que nos lleve a la continua reducción del horizonte de autosuficiencia de hidrocarburos en Colombia.

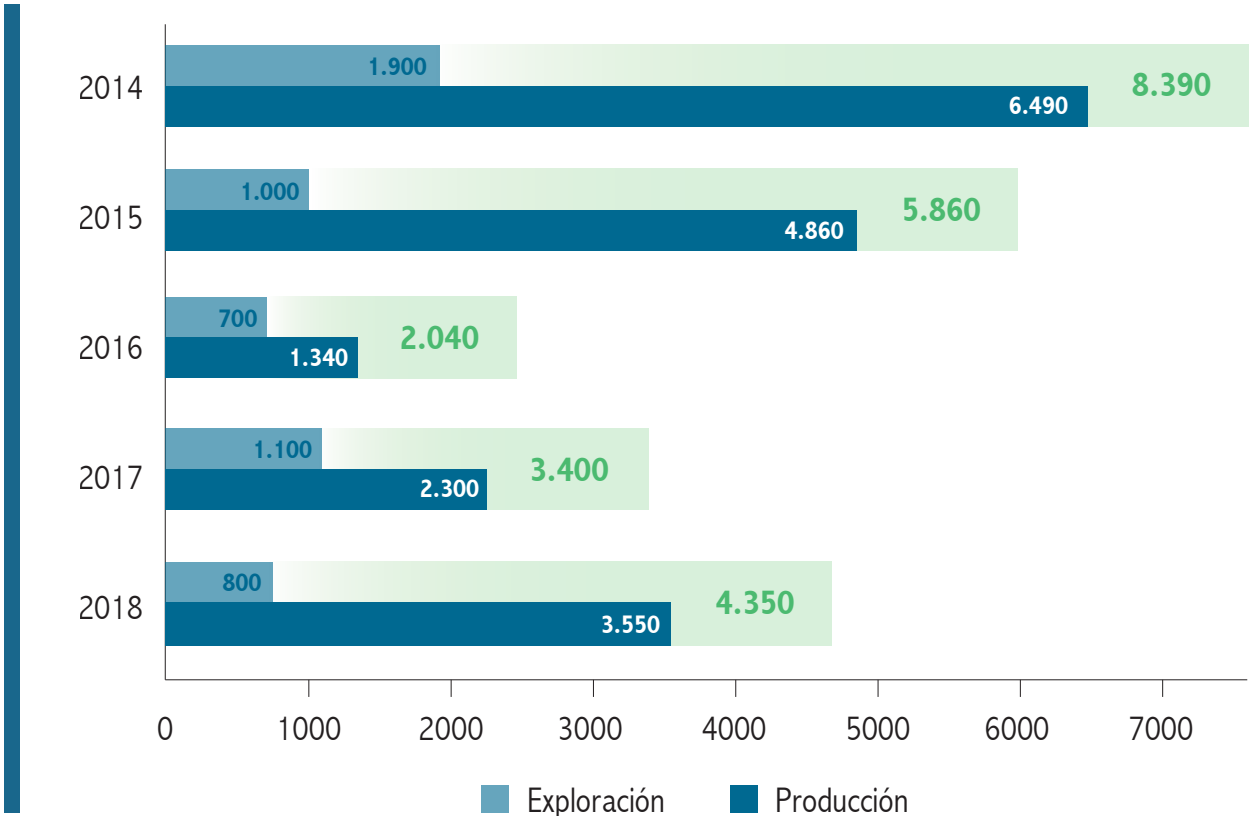
1.2 Inversión en E&P (exploración y producción)

Para que Colombia pueda aumentar su nivel de reservas de petróleo, es necesario que en el país se incremente el nivel de la inversión en exploración y producción. Si bien los últimos datos son alentadores, todavía son necesarios mayores recursos para darle un giro total a la situación del sector y encaminarlo hacia una senda de mayor producción. De acuerdo con la (ACP, 2018), en su estudio de Tendencias de Inversión en E&P 2018 y Perspectivas de 2019, en el año 2018 la inversión (capex) en E&P alcanzó un nivel de ejecución de USD 4.350 millones, un crecimiento del 27,9% respecto al año 2017, donde llegó a ser de USD 3.400 millones. El comportamiento positivo de 2018 fue explicado principalmente por los mayores niveles de inversión en producción.

En el estudio, la (ACP, 2018) comenta que la inversión en E&P en 2018 estuvo explicada principalmente por recursos de USD 3.550 millones destinados a producción y de USD 800 millones en exploración. Lo anterior implica un crecimiento de 54,3% en producción respecto al 2017, así como una caída de 27,3% en exploración. Sin embargo, es altamente preocupante que, según la (ACP, 2018), cerca del 13% de las inversiones en exploración presupuestadas para 2018 fueron aplazadas por demoras en los tramites medio ambientales y por problemas de entorno. Los anteriores son dos de los retos que se deben solucionar en el muy corto plazo para que pueda darse el despegue del sector petrolero en Colombia.

Así mismo, respecto al 2019, el estudio de la (ACP, 2018) sostiene que la inversión en E&P llegará a los USD 4.950 millones, un aumento de 14% frente a los resultados de 2018, lo anterior, bajo un contexto proyectando mejoras en las perspectivas de los precios del crudo. La inversión en producción para 2019 se estima en USD 3.900 millones (lo que implica un aumento del 10% respecto a 2018), donde el 60% del capex se destinará a la perforación de pozos de desarrollo, el 14% a recobro mejorado y el restante a facilidades de producción y otros. Así mismo, sostiene la (ACP, 2018), la inversión en exploración se encontrará en 2019 entre USD 1.050 millones y USD 1.150 millones, donde dos terceras partes del capex se destinarán a perforación de pozos exploratorios, mientras lo demás se destinará a sísmica y estudios.

Gráfico 1. Inversiones en exploración y producción



Fuente: ACP

Las cifras de inversión, tanto en exploración como en producción para 2019 son positivas, en la medida en que muestran un repunte hacia la recuperación del sector y un deseo de este en seguir trabajando por reactivar los indicadores petroleros en Colombia. Las compañías de bienes y servicios tienen toda su capacidad para atender las necesidades de crecimiento del sector. Sin embargo, es necesario trabajar de la mano con el Gobierno Nacional y el Territorio, de manera abierta y transparente, en aquellas materias donde todavía existen dificultades que afectan al sector petrolero nacional.

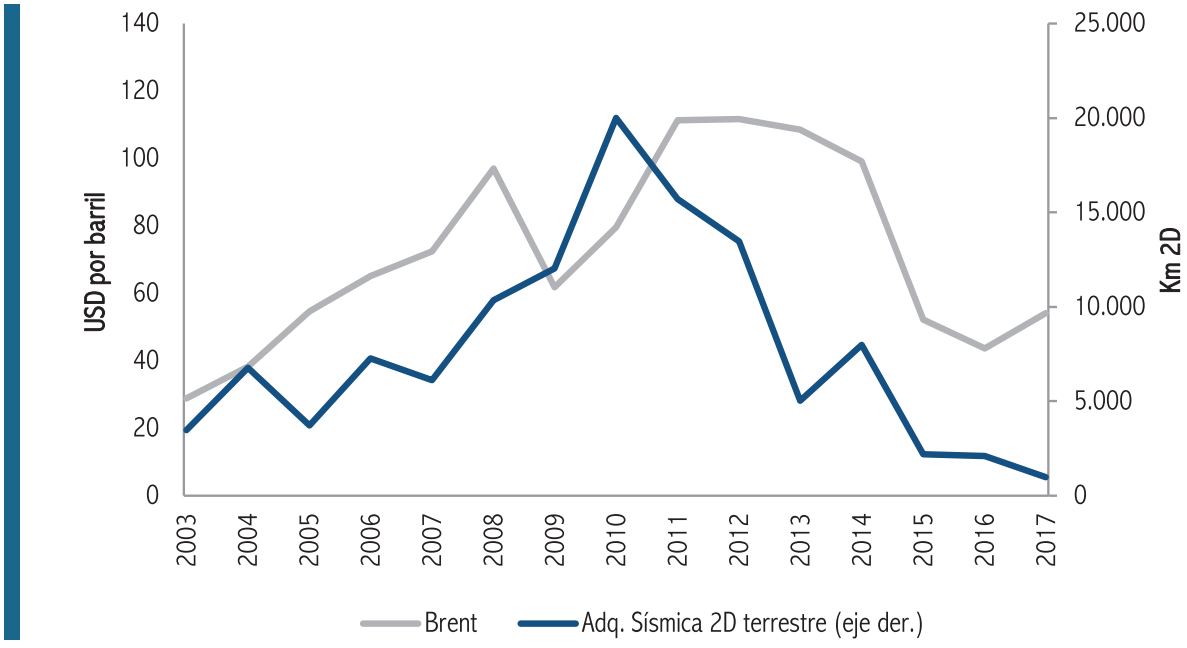
Sin embargo, es importante notar que, al comparar el año 2018 con el año 2014, la inversión total en E&P muestra una disminución del 48,2%, la inversión en exploración registra para el mismo periodo una caída de 57,9%, mientras la inversión en producción retrocede un 45,3%. Por lo tanto, si bien las perspectivas son positivas para 2019 al comparar con los últimos años, el sector todavía se encuentra a mitad de camino para llegar a la inversión del 2014.

1.3 Actividad sísmica y pozos

Un aumento en la inversión en E&P se traduce en mayor probabilidad de hallazgos petroleros para así adicionarlos a las reservas del país. Una mayor inversión en exploración, junto con una dinámica favorable en los precios del petróleo y el final de los problemas de operatividad en territorio, se traducirían en el corto plazo en un aumento de la adquisición sísmica y de pozos exploratorios. Con resultados positivos, estas actividades llevarían a encontrar pozos con potencial para adicionar al nivel de reservas de Colombia.

En cuanto a la actividad sísmica, a partir de 2003, las reformas a la política petrolera y la evolución favorable del precio internacional del petróleo le imprimieron un nuevo dinamismo a la actividad exploratoria. La coyuntura de precios al alza se reflejó en la cantidad de kilómetros equivalentes de perfil sísmico terrestre adquirido año tras año, los cuales, a pesar de la caída de los precios en 2009 causada por la crisis financiera mundial, experimentaron una tendencia gradualmente positiva hasta 2010, año en el cual alcanzaron un pico de 19.986 km 2D.

Gráfico 2. Cotización Brent y adquisición sísmica terrestre



Fuente: EIA, ANH

De esta forma, gracias a la buena dinámica de la adquisición sísmica, la actividad exploratoria, traducida en la perforación de pozos de exploración, adquirió mayor dinamismo hasta llegar a un máximo histórico de 131 pozos en 2012. En promedio, entre 2010 y 2012 se perforaron 23 pozos. En esta línea, el pico en la adquisición sísmica experimentado durante 2010 se vio reflejado en alcanzar el tope en perforación de pozos exploratorios dos años después.

Con los avances en 2012, se permitió dar inicio a un ciclo positivo del sector, al generar un encadenamiento con las reservas probadas a nivel nacional. El aumento en la adquisición sísmica, que llegó a 13.450 km 2D en el año 2012, junto con 131 pozos perforados en el mismo año, generó un impulso en las reservas probadas, las que alcanzaron un máximo de 2.445 millones de barriles en 2013. Al mismo tiempo, el incremento en los descubrimientos comerciales impulsaría más adelante la producción nacional hasta el máximo histórico de un millón 32 mil barriles diarios en 2015.

Sin embargo, a pesar de que la coyuntura de precios altos se mantuvo hasta finales de 2014, la actividad sísmica inició una caída en picada luego de su mayor registro alcanzado en 2010. Entre 2012 y 2015, la actividad sísmica pasó de 13.450 km 2D a 2.199 km 2D, reduciéndose en un 83,7%, lo anterior, inclusive cuando entre 2013 y 2014 el promedio del precio del barril, referencial Brent, se encontró en USD 104 por barril. Más alarmante aun, cuando entre 2003 y 2009, con un precio promedio de USD 60 por barril, la adquisición sísmica se ubicó alrededor de los 7.100 km 2D.

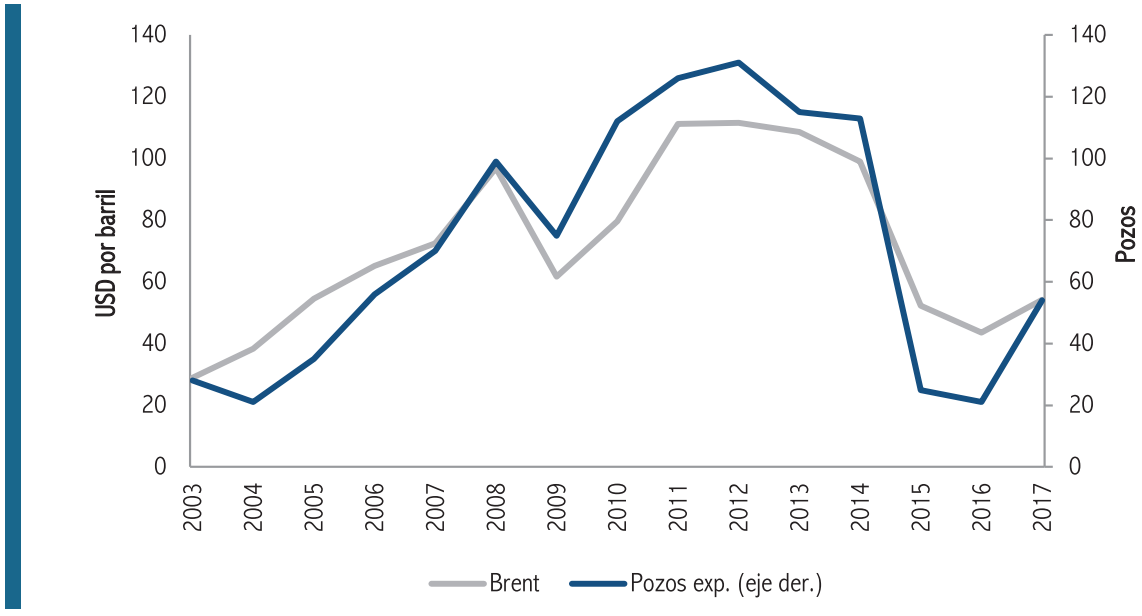
La descolgada de la actividad sísmica coincidió en 2012 con la puesta en marcha de la nueva ley que cambió la distribución del Sistema General de Regalías, lo cual se derivó en un incremento inusitado de la conflictividad social, reflejada en la frecuente ocurrencia de paros y protestas.

Desde 2015, la situación se agravó con la dinámica que tomaron las consultas populares, las cuales paralizaron los proyectos en buena parte del territorio, invocando reivindicaciones principalmente de tipo ambiental. Lo anterior, sumado a la crisis de los precios del petróleo iniciada a finales de 2014, llevaría a la adquisición sísmica a sufrir un retroceso para llegar en 2017 a 973 kilómetros 2D equivalentes. El último dato, a noviembre de 2018, solo se han registrado 986 Km 2D.

Por su parte, la perforación de pozos exploratorios en Colombia ha mantenido históricamente una alta correlación con las cotizaciones del crudo en los mercados internacionales, permitiendo que los ciclos de precios se trasladen directamente a la actividad exploratoria, en término de pozos. Lo anterior se debe a que el nivel de precios es la variable más decisiva a la hora de evaluar si un proyecto de perforación exploratoria es sostenible financieramente, es decir que los precios determinan, en muy buena medida, qué proyectos son viables.

En el ciclo de precios altos, el país gozó de registros positivos históricos en términos de adquisición sísmica, perforación de pozos exploratorios, reservas probadas y producción de crudo. En efecto, los años del auge petrolero en el país, en los que el precio del crudo se encontró en sus máximos históricos (2010-2014), la cantidad de pozos exploratorios alcanzó el mayor número en la historia del país, al presentar 126 y 131 pozos en 2011 y 2012, respectivamente. En promedio, en los años del auge se alcanzaron 119 pozos exploratorios por año.

Gráfico 3. Cotización Brent y pozos exploratorios perforados



Fuente: EIA, ANH

En el ciclo bajo de precios, en los últimos tres años (2015 a 2017) el sector se ubicó en un promedio de precios de US$50 por barril. La actividad se resintió y en el periodo se tuvieron registros bajos, en 2015 se perforaron 25 pozos exploratorios, 21 en 2016 (el menor registro en 12 años) y 54 en 2017. En general, el promedio de pozos exploratorios entre 2015 y 2017 fue de apenas 33 pozos, 86 pozos menos que el promedio de la época del auge.

Al cierre de 2018 se registraron 48 pozos exploratorios, muy inferior a la meta del Gobierno Nacional de 65 pozos (ANH), y muestra una caída del 61,9% respecto a 2011. En este último ciclo, se evidencia claramente que, a menor número de pozos exploratorios, se registran menores hallazgos y no es posible sostener los niveles de producción, a pesar de las importantes campañas de perforación de pozos de desarrollo realizadas.

Pese a que la producción no ha logrado dinamizarse suficientemente, la reciente recuperación de los precios que ha experimentado el mercado permite que algunos indicadores del sector comiencen a mejorar nuevamente, con una proyección positiva en el corto plazo, aunque con una alta incertidumbre en el mediano y en el largo plazo. Para aprovechar esta nueva dinámica de recuperación en la actualidad, basada en una mejor perspectiva en los precios, es necesario trabajar junto con el Gobierno Nacional y los territorios con el objetivo de generar condiciones para la mejora de la viabilidad operacional en el corto plazo y promover un régimen fiscal competitivo con estabilidad jurídica y reglas claras de juego para la inversión, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad del sector a largo plazo.

1.4 Producción y consumo

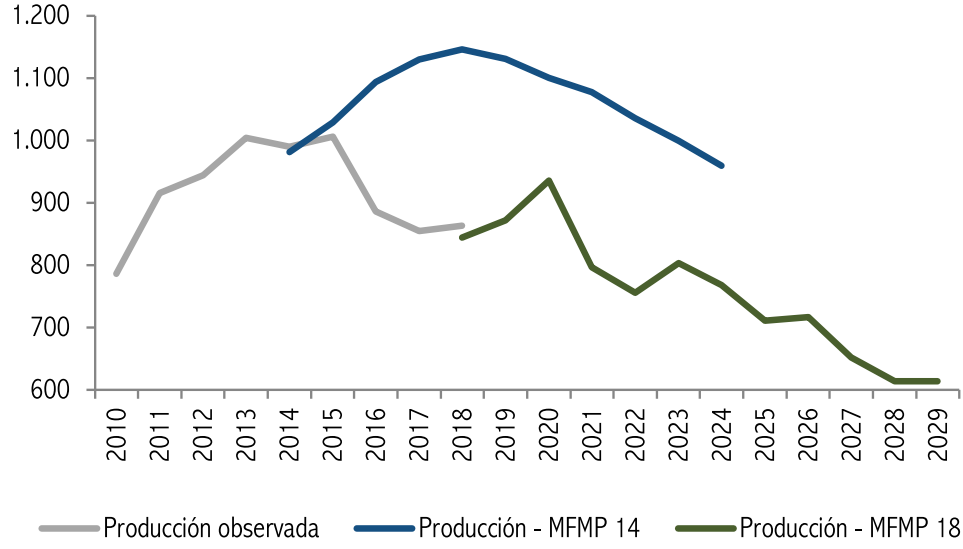
La producción de petróleo en Colombia ha ido disminuyendo, por lo que la declinación natural en la producción de los campos en explotación permite asumir que, en el mediano plazo, y bajo las condiciones vigentes, el país no logrará alcanzar nuevamente el millón de barriles promedio equivalente al día, a menos que se generen incentivos que permitan reactivar la cadena de valor del sector.

Por el contrario, con el agotamiento de las reservas actuales, sumado a una situación en la que se no realicen incorporaciones significativas en el corto plazo, Colombia podría iniciar muy pronto un proceso de producción inferior a los 800 KBOPD y encaminarse así hacia el un desafortunado proceso de desabastecimiento.

Sin un esfuerzo conjunto entre el Territorio, el Gobierno y la Industria, va a ser bastante ardua la recuperación del sector petrolero en Colombia. En las manos de los tres actores está la decisión de lograr acuerdos e iniciativas que permitan atraer mayor inversión petrolera, incrementar el nivel de reservas, aumentar la producción y generar mayores recursos para el crecimiento y el desarrollo económico del país. Incentivar la inversión es una tarea urgente que no puede dar más espera, según (ACP, 2018), el 80% del reemplazo de las reservas producidas en la última década vino de la revisión de recursos descubiertos (revaluaciones de reservas), mientras que solo el 20% ha sido por nuevos descubrimientos. En un escenario de baja inversión en exploración, ¿qué pasaría si e nivel de revaluaciones de reserva comienza a caer? Con este nivel de reemplazo de reservas la autosuficiencia no le durará muchos años al país.

Es necesario recordar que entre los años 2011 y 2015, en el auge petrolero, Colombia vivió una época de producción por encima de los 900 KBOPD. Específicamente, el promedio de dicho periodo fue de 972 KBOPD, un ritmo de producción nunca alcanzado en la industria petrolera nacional. Aquellos fueron años en donde el precio, referencial Brent, tuvo una cotización promedio de USD 96,8. Los mejores años de este pico de producción fueron aquellos entre 2013 y 2015, donde la producción alcanzó 1.004 KBOPD, 990 KBOPD y 1.006 KBOPD respectivamente, un promedio de 1.000 KBOPD. Lo anterior, explicado por un precio Brent promedio de USD 87,0.

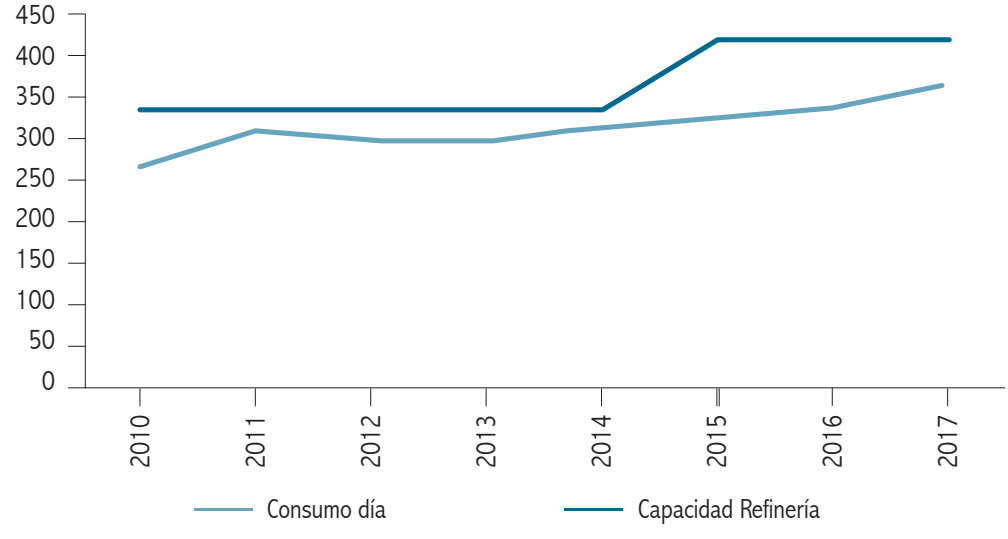
Gráfico 4. Producción de crudo (KBOPD)



Fuente: EIA, ANH

Entre 2011 y 2015, cuando en promedio la economía colombiana creció un 4,7% al año, el consumo del hidrocarburo pasó de 307 KBOPD a 330 KBOPD, lo que implica que el país pasó de consumir 112 millones de barriles en 2011 a 120 millones de barriles de petróleo. En el mismo periodo, la capacidad de las refinerías del país pasó de 336 KBOPD a 421 KBOPD, por lo que pasó de 123 millones de barriles a 154 millones de barriles al año.

Gráfico 5. Consumo interno y capacidad de refinanciación (KBOPD)



Fuente: EIA, ANH

Sin embargo, con la caída de la cotización del petróleo, la situación de la producción comenzó a cambiar. En 2015, gracias a un precio promedio de USD 98,9 por barril en 2014, que permitió dinamizar las inversiones, la producción llegó a 1.006 KBOPD. Sin embargo, en 2016 la producción bajó drásticamente hasta los 886 KBOPD, perdiendo 120 KBOPD respecto a 2015. Lo anterior se vio explicado por un precio promedio del barril, referencial Brent, de USD 53,32 por barril en el año

2015. Para el año 2016, con un precio promedio de USD 43,64 el dinamismo del sector se veía lejos de su recuperación. Lo anterior repercutió en una producción de apenas 855 KBOPD en el país, la más baja desde los 786 KBOPD del año 2010.

Entre 2014 y 2016, años de la caída del precio internacional del petróleo, y cuando la economía colombiana creció, en promedio al 3,2%, el consumo de hidrocarburos pasó de 316 KBOPD a 339 KBOPD, por lo que Colombia pasó de consumir 116 millones de barriles a 124 millones de barriles de petróleo, mientras la capacidad de las refinerías pasó de 336 KBOPD a 421 KBOPD, llegando a la capacidad de refinar 154 millones de barriles por año.

En el año 2017 la producción llegó a un promedio de 854 KBOPD, un 1,7% (14 KBOPD) por encima de lo estimado por el Gobierno Nacional, sin embargo, aquella producción es un 3,6% inferior a la de 2016 de 886 KBOPD. Dicha caída en la producción se puede explicar principalmente por los atentados que generaron un cese de actividades en algunos campos de Ecopetrol durante 89 días en el transcurso del 2017. Así mismo, en el año 2018 la producción promedio de petróleo en Colombia se ubicó en 863 KBOPD, lo que evidencia un comportamiento positivo con un crecimiento anual de 1,3%, y es superior en 19 KBPOD a la proyección de 844 KBOPD del MFMP de 2018, lo que generó mayores ingresos para la nación.

En el año 2017, según (EIA, 2019), en su base de datos *"International Energy Statstics"*, el consumo de petróleo en Colombia llegó a los 367 KBOPD, lo que implicó que, en dicho año, en el que la economía nacional creció al 1,79%, el país consumiera 134 millones de barriles de petróleo, mientras que la capacidad de sus refinerías llegó a 421 KBOPD, equivalente a 154 millones de barriles al año. Es decir, Colombia todavía tendría espacio para refinar 20 millones de barriles más al año. Así mismo, según en el Outlook 2019 de la EIA, en 2018 Colombia consumió 378 KBOPD, equivalente a 134,3 millones de barriles de petróleo, con la misma capacidad de sus refinerías, de 421 KBOPD. Por lo tanto, la capacidad de exportación del país fue de 488 KBOPD, o 178 millones de barriles en 2017, y de 495 KBOPD, o 181 millones de barriles en 2018.

Para el año 2019 el MFMP 2018 proyectó una producción de 872.000 barriles promedio diarios (año en el que el Gobierno Nacional argumenta que esperaría incrementar la producción por crecimientos en la productividad de la explotación de yacimientos no convencionales por la implementación de tecnologías de recobro mejorado, según el (MFMP, 2018)) y declinaría a partir del año 2024 con una producción de 768.000 barriles al día, hasta llegar a 614.000 barriles diarios en 2029, tal como sostiene la ANH en su informe de recursos y reservas de 2016, sustentando declinación natural de los pozos. Lo anterior implica que, en el corto plazo, Colombia alcanzaría una producción inferior a los 800 mil barriles promedio al día, según el (MFMP, 2018), esto se daría en el año 2022, con una cifra de 756.000 barriles promedio al día.

Es importante notar como las cifras del MFMP 2018 distan de las proyecciones anteriores a la descolgada de los precios. El Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014 suponía que la producción en 2018 sería de 1.146 KBOPD, mientras que en 2024 proyectaba 959 KBOPD. Lo anterior denota lo central que es la variable de precio en la estimación de los agregados macroeconómicos.

1.5 Reservas

El comportamiento de las reservas de petróleo depende estrechamente del nivel de inversión en el sector petrolero, el cual, a su vez, está determinado por el precio del hidrocarburo. Mayores inversiones conducen a mayores kilómetros de sísmica, así como más pozos exploratorios, aumentando así la probabilidad de hallazgos que adicionen a las reservas. Sin embargo, el dinamismo de los hallazgos también depende de condiciones internas, las cuales pueden ser, bien

sea favorables o contrarias a las inversiones y a los intentos de encontrar nuevas reservas. Hoy, Colombia vive una leve recuperación en las condiciones de inversión, pese a la alta incertidumbre en el mercado, pero sigue teniendo serias dificultades en lidiar con las condiciones internas.

La caída del precio del crudo representó un fuerte impacto en las variables asociadas al sector, donde una de la más perjudicadas ha sido la asociada con las reservas y el tiempo que queda para disponer de las mismas. Si bien en el país se mantiene una perspectiva positiva sobre el sector dadas su capacidad y profesionalismo, los analistas han venido haciendo la advertencia de la situación del futuro inmediato de las reservas.

La situación cada vez es más alarmante, las reservas de petróleo en Colombia se han ido acabando como consecuencia de una caída en la inversión en el sector y por la creciente dificultad en materia legal y de relacionamiento en territorio para operar, así como por la alta volatilidad del precio.

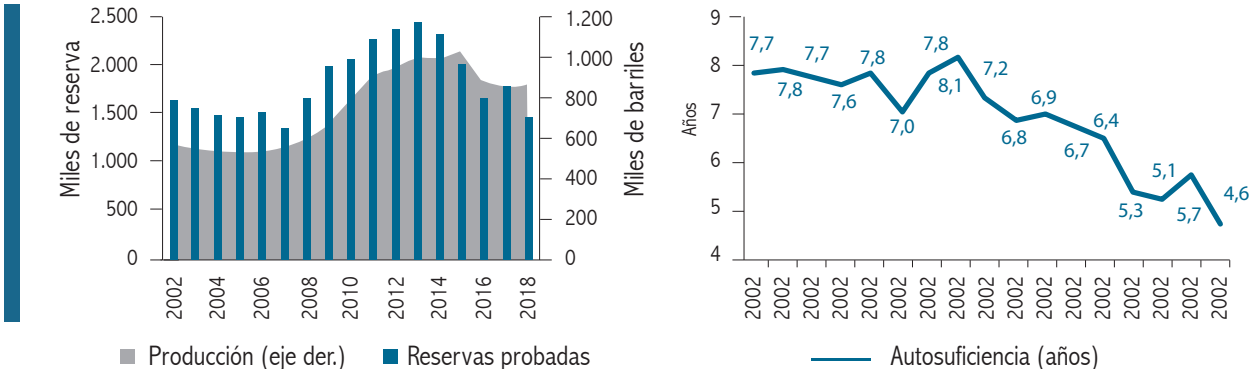
El sector requiere de un claro consenso, en donde Territorio, Gobierno e Industria trabajen juntos para dinamizarlo y así aumentar las inversiones necesarias que se requieren para seguir explorando, adicionando reservas, produciendo y refinando.

Mientras los tres actores no logren consensos en el muy corto plazo respecto a los problemas que restringen la actividad, cada mes será una cuenta regresiva que nos lleve a la continua reducción del horizonte de autosuficiencia de hidrocarburos en Colombia.

Si en el país no se genera un marco de inversiones que incentive la exploración, y así la probable incorporación de nuevos hallazgos a las reservas en el muy corto plazo, el tiempo que toma desarrollar nuevos campos productores (entre dos y cinco años en promedio), generaría un lapso en el que incluso, incorporando y explotando nuevas reservas en tiempo récord, Colombia tendría comprometida su autosuficiencia petrolera. El anterior escenario implica que el país debería comenzar a pensar en la posibilidad de importar crudo para cargar sus refinerías, con todo lo que esto implicaría en términos de seguridad energética y estabilidad macroeconómica.

En el año 2010 el país contaba con reservas del orden de 2.058 millones de barriles de petróleo. En la época del auge petrolero, entre 2011 y 2015, las reservas pasaron de 2.259 millones de barriles a 2.002 millones de barriles. Es decir, en el periodo de precios altos del petróleo, con un promedio de USD 97/barril, las reservas cayeron en 257 millones de barriles. En este periodo, el índice de reemplazo de reservas fue de 98%, y la relación entre reservas y producción, medida en años, pasó de 6,8 a 5,5 años de reservas.

Gráfico 6. Reservas probadas, producción de crudo y autosuficiencia petrolera
(Millones de barriles, KBOPD, años)



Fuente: ANH, cálculos Campetrol

Con el fin de la época de precios altos de crudo y la consecuente caída del mismo, las reservas también comenzaron a verse afectadas. Entre el año 2014 y el 2017 las reservas de petróleo pasaron de 2.308 millones de barriles a 1.782 millones de barriles, con un índice de reemplazo de reservas en promedio de apenas el 53%. Lo anterior dejó un escenario en el que las reservas, en años de autosuficiencia, pasaron de 6,4 a 5,7.

Tabla 1. Reservas y Autosuficiencia (a 31 de diciembre)

	MBPE: Millones de Barriles de Petróleo	Vida media en años
Reservas a 2015	2.002	5,5
Reservas a 2016	1.665	5,1
Producción 2017	-312	-0,8
Reservas sin actividades 2017	1.353	4,3
Reservas Incorporadas 2017	429	1,4
Reservas a 2017	1.782	5,7

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Si bien hubo un aumento en las reservas en lo corrido del año 2017 por la incorporación de 429 MMBO[1,2], lo cual permitió aumentar la vida media en 1,4 años, la situación de las reservas del crudo sigue siendo bastante preocupante. Si bien el índice de reposición de reservas de 2017 alcanzó el 138% (lo cual implica que, por cada barril de crudo producido, se incorporaron 1,38 barriles de reservas probadas), frente a un índice de 17% en 2015 y de -4% en 2016, respecto a 2015, las reservas apenas han aumentado en 0,2 años.

Actualmente, de acuerdo con los datos más recientes publicados por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas, 2018), junto con la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) sobre la producción promedio de 2018 de 863 KBOPD[3], las reservas de petróleo de Colombia con corte al 31 de diciembre de 2018 estarían actualmente, sin conocer todavía la cifra de incorporaciones de 2018 (es decir, suponiendo cero incorporaciones en el año 2018), alrededor de los 4,7 años. Lo anterior implicaría que, sin nuevas incorporaciones, y suponiendo la senda de producción del Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018, el país acabaría con sus reservas del hidrocarburo entre el año 2022 y el 2023. De lo contrario, para cumplir con el MFMP 18, Colombia deberá añadir 1,8 millones de barriles desde 2023.

Al respecto ya se han lanzado advertencias. La (Contraloría, 2017) comentó en el año 2017 en su publicación titulada Autosuficiencia petrolera en Colombia, que "Con base en la declinación histórica de los actuales campos petroleros, el año 2021 sería el fin de una época de autoabastecimiento que ya cumple más de 30 años". Así mismo, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en el

1 Según el Ministerio de Minas y Energía, el 51% de estas reservas incorporadas se debió a mejoras en optimización (217 MBLS). El 36% por una reevaluación con base en la mejora de precios (154 MBLS). El 11% por nuevas incorporaciones de crudo (48 MBLS) y el 2% por reclasificación de reservas (10 MBLS).

2 Respecto a lo anterior, es importante rescatar el año 2017 de Ecopetrol, pues logró el índice de reposición de reservas más alto de los últimos tres años, alcanzando el 126%.

3 ANH, 2019. Sala de Prensa. El primer éxito exploratorio de petróleo de 2019 está en el Meta, confirma la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. Consultado de http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=331&Source=http%3A%2F%2Fwww%2Eanh%2Egov%2Eco%2FSala-de-Prensa%2FPaginas%2FNoticias%2Easpx&ContentTypeId=0x01040072853B5EA34F28428061173756232 37C

(MFMP, 2018) sostuvo que, con corte a 2017, el stock de reservas generaría producción para 6 años (asumiendo una producción de 800 KBOPD).

Así mismo, el Ministerio de Hacienda, en su presentación titulada "Dinamismo del Petróleo en la economía colombiana" de abril de 2018, aseguró que "Debido a la baja de los precios, se redujo la inversión en el mercado de hidrocarburos, lo que significó una caída en las reservas de tal magnitud que, si no se estimula la producción, alcanzarían solo para 6 años (a una tasa de 800 KBOPD)". Por lo tanto, existe consenso en que actualmente, de no presentarse nuevos hallazgos o descubrimientos significativos en el territorio colombiano, el país acabaría con sus reservas entre el año 2022 y el año 2023, por lo que Colombia entraría a tener que importar petróleo para cargar en las refinerías nacionales y así abastecer la demanda interna

Ante un escenario de pérdida de la autosuficiencia, a pesar de las circunstancias, es imperativo introducir reformas e incentivos para que las alternativas del recobro mejorado (EOR) y el aprovechamiento de los yacimientos de roca generadora (YNC), que son las únicas opciones para incorporar recursos en el corto y mediano plazo, permitan aumentar los niveles de reservas y mantener así la producción de hidrocarburos en el país. Lo anterior, sin descuidar la exploración y explotación de los yacimientos convencionales.

1.6 Conclusión

Para poder adicionar más reservas al stock ya existente es necesario un ambiente que permita atraer la inversión necesaria en exploración. Sin embargo, al comparar dicha inversión, entre 2014 y 2018, se encuentra que se reduce en un 45,3%. El sector todavía está a mitad de camino para lograr niveles de inversión que permitan potenciar los hallazgos.

En el entendido en que mayor actividad sísmica y de pozos exploratorios aumentan las probabilidades de hallazgos, Colombia todavía tiene una importante tarea en la recuperación de los indicadores de las dos actividades mencionadas. Mientras en 2011 se exploraron 131 pozos, el último dato disponible de 2018, referente a noviembre, da cuenta apenas de 28 pozos, una disminución del 78,6%.

Así mismo, ante la incertidumbre de nuevas adiciones a las reservas, junto a las incertidumbres que marcan el desarrollo de los proyectos petroleros, Colombia ha visto como su producción promedio se ha ido disminuyendo año a años. Mientras en los años del auge petrolero se logró un pico de producción de 1.0006 KBOPD en 2015, en 2018 apenas llega a los 863 KBOPD.

Sin un impulso a la exploración, la tendencia de las reservas será la de seguir cayendo. En 2010 las reservas, en años de autosuficiencia, eran de 7,2 años. Pese a los años de auge, sumado a los años de la caída del precio y a los de la lenta, pero con alta incertidumbre recuperación, las reservas cerraron 2017 en 5,7 años. Con la producción de 2018, y suponiendo no incorporación de reservas en dicho año, las reservas de Colombia serían de alrededor 4,7 años. Lo anterior implicaría que, sin nuevas incorporaciones, y suponiendo la senda de producción del Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018, el país acabaría con sus reservas del hidrocarburo entre el año 2022 y el 2023. De lo contrario, para cumplir con el MFMP 18, Colombia deberá añadir 1,8 millones de barriles desde 2023.

Las reservas que Colombia pueda adicionar con los yacimientos en roca generadora y recobro mejorado aportarían volúmenes de producción adicionales en el mediano plazo, cuya efectividad dependerá de que se puedan realizar las inversiones y viabilizar la actividad, lo que sin duda demanda decisión política y unidad del sector, incluido el Gobierno Nacional, los gobiernos regionales y locales, las comunidades y la industria.

CAPÍTULO DOS

LA PÉRDIDA DE AUTOSUFICIENCIA ESTÁ A LA VUELTA DE LA ESQUINA

2.1 Introducción

Las alarmas sobre las reservas de petróleo y gas en el país están prendidas, pues estas se han ido acabando poco a poco. Si no se toman decisiones de fondo, hoy es probable pensar en que se llegue a presentar una situación de desabastecimiento de petróleo en el corto plazo, tal como la que ya sucedió en la década de los 70s en el país, lo cual sería un retroceso de más de 40 años. Esto nos lleva a considerar todas las consecuencias que ello tendría para la seguridad energética y la estabilidad de la economía colombiana.

La industria petrolera colombiana ha estado estrechamente ligada a los esfuerzos por garantizar la seguridad energética del país. Con el descubrimiento del campo La Cira-Infantas en 1918, el país adquirió la autosuficiencia petrolera y se constituyó como un exportador neto. No obstante, en la década del 70 las circunstancias llevaron al país a perder su capacidad de exportación y la autosuficiencia, con la consecuente importación de crudo y combustibles.

En la actualidad, Colombia se enfrenta nuevamente al fantasma del desabastecimiento o pérdida de autosuficiencia petrolera. Este escenario se refiere a la posibilidad en la que el país pierda la totalidad de las reservas de todo el crudo que se produce en el territorio nacional.

Si bien el escenario al que se enfrenta el país es similar al que experimentó durante la década del 70, hoy se presenta un agravante que ha limitado las posibilidades de tomar medidas para evitar un desenlace equivalente. Recientemente, el sentimiento de insatisfacción en las regiones productoras ha derivado en un movimiento de oposición al sector minero-energético que se expresa a través de diferentes acciones, entre las que se encuentran las consultas populares.

2.2 Una breve historia de la autosuficiencia petrolera en colombia

La industria petrolera colombiana ha estado estrechamente ligada a los esfuerzos por adquirir y preservar la autosuficiencia energética. Dicha historia puede dividirse en tres etapas claramente establecidas por la legislación y regulación en torno al sector.

La primera etapa de la industria petrolera colombiana empieza con la Concesión de Mares en 1905, que permitió la explotación de hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio y duró más de 60 años. Fue en esta etapa que se inició la perforación y completamiento del pozo Infantas 2 el 29 de abril de 1918 por parte de la Tropical Oil Company, que permitió el descubrimiento del campo la Cira-Infantas en el corregimiento de El Centro, Santander. En esta etapa, Colombia se posicionó como un exportador neto de crudo con la entrada en operación del oleoducto de la Andean entre Barrancabermeja y Cartagena.

En esta primera etapa también se dieron los descubrimientos de los campos de Tibú por parte de Colpet y la construcción del oleoducto Tibú – Coveñas, así como los campos de Orito y la construcción del oleoducto Transandino de Orito a Tumaco.

La segunda etapa de la historia petrolera del país tuvo una duración de 34 años e inició con la expedición de ley 10 de 1969 y el decreto 2310 en 1974, que crearon y reglamentaron los contratos de asociación. Hacia finales de la década del 60, el incremento de la demanda interna y la poca actividad exploratoria llevaron al país a perder su capacidad de exportación y al iniciar la importación de crudo y combustibles entre 1974 y 1986. En este sentido, los contratos de asociación tenían como objetivo incentivar la actividad exploratoria y recuperar la autosuficiencia petrolera, lo cual se logró en 1983 con el descubrimiento del campo Caño Limón por parte de Occidental de Colombia, bajo el contrato de asociación Cravo Norte en asocio con Ecopetrol, y la construcción del oleoducto Caño Limón - Coveñas en 1985.

Posteriormente, el mismo sistema de asociación permitió realizar los descubrimientos de Cusiana (Cusiana 1 en 1988 y Cusiana 2 en 1992) y Cupiagua por parte de BP Exploration bajo los contratos Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamena en asocio con Ecopetrol y la construcción del Oleoducto de Ocensa en 1994, que contribuyeron a mantener a la capacidad exportadora del país. Bajo dicho sistema, también se dieron otros descubrimientos importantes en los llanos, el Valle del Magdalena Medio y la plataforma continental de la Guajira.

La tercera y última etapa empieza con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el 2003, la cual coincidió con un ciclo petrolero que generó una expansión económica sin precedentes en la historia reciente del país y que a la fecha cumple casi 15 años, con un retroceso transitorio entre el segundo semestre de 2008 y el primer semestre de 2009. En esta etapa se adoptó el modelo de contratos de exploración y producción, que resultó ser muy exitoso al propiciar una profunda transformación de Ecopetrol y otorgó mayor libertad de operación al sector privado. Durante este período el país no solo logró una producción por encima de 900.000 barriles por día durante un lustro (2011 – 2015), sino que coincidió con el promedio de precios por barril más alto para la referencia Brent (USD 107,60 por barril), ambas cifras corresponden a las más altas en la historia de producción del país y del precio internacional del crudo, respectivamente.

La bonanza experimentada en esta etapa terminó a finales de 2014, con la caída del precio del crudo. Los ciclos de auge y crisis recurrentes en la industria han influido directamente en el desempeño de la economía nacional. La culminación del último ciclo de precios ha sido el más crítico en la historia reciente de Colombia, y como en ocasiones anteriores, durante este ciclo el país se enfrenta al riesgo de perder la capacidad de exportación y la seguridad energética.

2.3 Pérdida de autosuficiencia

Respecto a las definiciones de pérdida de autosuficiencia, según la (Contraloría, 2017), existen cuatro tipos de autosuficiencia petrolera: Autosuficiencia de Ecopetrol, Autosuficiencia de la Nación, Autosuficiencia del País y Autosuficiencia de Combustibles. La pérdida de autosuficiencia a la que se refiere Campetrol en el siguiente documento es aquella en la que se pierden las reservas de todo el crudo que se produce en el territorio nacional.

La autosuficiencia de Ecopetrol se refiere a que la compañía produzca la suficiente cantidad de crudo de su propiedad en el territorio nacional para atender la capacidad de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

La (Contraloría, 2017), en su análisis en dicho año titulado "Autosuficiencia Petrolera en Colombia", sostuvo que, de acuerdo con las proyecciones y planes de negocio de Ecopetrol, la estatal perdería su condición de autosuficiencia a partir del segundo semestre del año 2019.

Así mismo, la (Contraloría, 2017) sostuvo que la autosuficiencia de la nación, la cual se refiere a que la suma del crudo de Ecopetrol (cercano al 55% de la producción total del país) y el que corresponde por regalías (13% de la producción del país) alcancen para atender la carga de refinerías. Lo anterior descarta importaciones o compras a compañías privadas de exploración y producción. Según esta definición, esta producción conjunta entre Ecopetrol y regalías es suficiente hasta 2020 para cumplir los cargues de refinación, a partir de 2020 sería necesario comprar el crudo o importarlo (a precios internacionales) para atender las refinerías.

El mismo documento define la autosuficiencia del País como la posibilidad de que todo el crudo producido en territorio nacional (Ecopetrol, regalías, asociados y concesiones) sea suficiente para abastecer la carga de refinerías. En el año 2021 la producción de petróleo no sería suficiente para abastecer las refinerías. Finalmente, respecto a la autosuficiencia de combustibles, este corresponde al hecho de que el país disponga de una capacidad de producción que pueda satisfacer su propia demanda. En el momento de realizar el estudio, la demanda era de 287 KBPD: 159 KBPD de ACPM y 128 KBPD de gasolina y la oferta de 332 KBPD. Bajo un escenario bajo de demanda, el país perdería su autosuficiencia de combustibles en el primer semestre de 2023, en un escenario medio, la pérdida se daría en el primer semestre de 2022.

Según la (Contraloría, 2017), en un escenario de pérdida de autosuficiencia, se esperaría un menor ingreso externo en consecuencia de la reducción de las exportaciones de crudo, y por otra parte una mayor importación de combustibles hacia mediano plazo, por lo tanto, ambas acciones tendrían consecuencias directas sobre la cuenta corriente de la balanza de pagos. Bajo un escenario de caída de producción y fin de la autosuficiencia, la Contraloría estima que a partir del año 2022 Colombia comenzaría a importar petróleo, cada vez en cantidades mayores hasta llegar al tope (la carga de refinerías) de 330 mil barriles diarios importados.

Esta posible pérdida de autosuficiencia sería muy dolorosa en varios aspectos para Colombia. Primero, el país perdería la independencia en cuanto a la energía del petróleo. Ello implica que el país no estaría en capacidad ni siquiera de cargar a sus refinerías, sino que debería iniciar un proceso de importación de petróleo, el cual pagaría al precio referencial del barril, mientras hoy exporta al precio de la canasta colombiana. La pérdida del sector petrolero en la economía colombiana tendría, entre muchas consecuencias, una devaluación de la tasa de cambio, dado que disminuirían los flujos de IED, lo que implicaría que las importaciones serían sumamente costosas para la economía colombiana. Al tiempo, Colombia quedaría altamente expuesta a los escenarios de la volatilidad global respecto a los suministros de crudo, de modo que, posibles recortes a la oferta implicarían importaciones cada vez más costosas, y en caso dado, necesidad de racionar el flujo del crudo hacia ciertas industrias.

Todo lo anterior implicaría desbalances en las cuentas externas de la nación, con consecuencias directas sobre variables como la tasa de cambio, la inflación, los tipos de interés y el pago de la deuda.

Segundo, Colombia perdería una fuente muy significativa de ingresos fiscales (provenientes de impuestos de renta de la cadena de valor del petróleo, los ingresos por regalías, junto con los dividendos de Ecopetrol), junto con todo lo que ello implica sobre la estabilidad macroeconómica del país. Hoy, Colombia no cuenta con una fuente de recursos que sea capaz de sustituir la pérdida de ingresos fiscales del sector petrolero, tal como lo quieren hacer ver algunos grupos políticos.

En ese orden de ideas, desde la caída de precios del petróleo de fines de 2014, el Gobierno Nacional ha implementado una reforma tributaria (2016) y dos leyes de financiamiento (2014 y 2018) con el objetivo de buscar mayores recursos para hacer frente a las obligaciones.

Un escenario de pérdida de autosuficiencia sería bastante doloroso en términos macroeconómicos para Colombia, en la medida en que sus impactos se traducirían, entre otros, en recortes a la inversión del Gobierno Nacional y una afectación directa sobre el producto de la economía, conllevando así a un menor consumo de los hogares, por lo tanto, a una reducción en el ritmo de crecimiento económico.

2.4 Conclusión y alternativas

En el inmediato corto plazo, antes de que Colombia pierda la autosuficiencia y deba comenzar a importar crudo, el debate se debe centrar en los únicos recursos petroleros que se pueden transformar en reservas y producción, como son los que se generarían con la implementación de proyectos de recobro mejorado y el aprovechamiento del potencial petrolífero que aportaría el desarrollo de yacimientos en roca generadora. Según (Ecopetrol, 2018) las estimaciones del potencial de los proyectos de roca generadora pueden ser del orden entre los 2,4 y 7,4 bnboe (billones de barriles de petróleo equivalente). Si hoy las reservas de crudo en Colombia se encuentran por debajo de 1,5 bnboe (estimado a diciembre 31 de 2018), el potencial de los yacimientos en roca generadora podría llegar a ser inclusive de cuatro veces las reservas actuales del país.

Las reservas que se logren desarrollar con los yacimientos en roca generadora y recobro mejorado aportarían volúmenes de producción adicionales en el mediano plazo, cuya efectividad dependerá de que se puedan realizar las inversiones y viabilizar la actividad, lo que sin duda demanda decisión política y unidad del sector, incluido el Gobierno Nacional, los gobiernos regionales y locales, las comunidades y la industria.

De tal determinación dependerá que, bien se llegue al punto de pérdida de autosuficiencia de hidrocarburos en el corto plazo, lo cual redundaría en nefastas consecuencias en materia económica y social; o, por el contrario, que entre todos se conjuguen esfuerzos para enderezar el rumbo hacia un desarrollo sostenible, incluyente, cuidadoso con el medio ambiente, y que nos permita aprovechar racionalmente los recursos, así como garantizar la seguridad energética del país.

En el inmediato corto plazo, antes de que Colombia pierda la autosuficiencia y deba comenzar a importar crudo, la preocupación debe centrarse en cómo realizar los programas e inversiones para que impulsar los únicos recursos petroleros que se pueden transformar en reservas y producción, como son los que se generarían con la implementación de proyectos de recobro mejorado y el aprovechamiento del potencial petrolífero que aportaría el desarrollo de yacimientos en roca generadora, mediante el *Fracking*.

CAPÍTULO TRES

LA ECONOMÍA COLOMBIANA CON Y SIN PETROLEO

3.1 Introducción

El desempeño de la economía colombiana está muy ligada a los precios del petróleo.

En una coyuntura donde la explotación, el aprovechamiento y el uso del recurso petrolero ocupa los primeros lugares de la agenda económica y política mundial, Colombia no debe ser ajena al debate sobre la utilización de los recursos petroleros, en especial, cuando nuestro país se ha beneficiado positivamente del recurso del hidrocarburo durante 100 años.

El petróleo ha sido origen de divisas e importantes recursos fiscales para la nación, pero más allá de eso, una importante y muy significativa fuente de crecimiento y desarrollo económico para todo un país. El sector, y toda la cadena de valor alrededor del mismo, han sido fuente de ingresos, pero también de empleo y oportunidades para numerosas familias alrededor del territorio nacional. Hoy, la consigna que desde Campetrol se busca impulsar es la de seguir trabajando juntos, Territorio, Gobierno e Industria, en pro del desarrollo y el futuro de Colombia.

Para promover el desarrollo que requieren los habitantes del territorio nacional, se requiere la participación del sector petrolero, impulsado por un consenso entre los tres actores anteriormente mencionados. Hoy, una mezcla entre incertidumbre geopolítica, alta volatilidad en las variables que afectan la oferta y la demanda global de crudo, proyecciones bastante conservadoras de crecimiento económico global y una campaña de afectación a la imagen del sector petrolero a nivel mundial, han logrado afligir la imagen de toda la cadena de valor del sector de los hidrocarburos.

Colombia no es ajena a estos altos y bajos que afectan el sector petrolero. En los años del boom petrolero, el sector se convirtió en fuente importante de recursos y divisas para el país, mientras que, si bien luego del choque por la caída de la cotización del precio del petróleo la industria sufrió tiempos difíciles, hoy se encuentra por el camino de la recuperación. El sector se ha logrado mantener en pie, promovido por los profesionales colombianos, comprometidos con el futuro del sector, y del país. Si bien las perspectivas petroleras globales cambian día a día con una alta volatilidad en sus variables fundamentales, en Colombia, las empresas y sus profesionales están dispuestos a seguir trabajando para impulsar todos los grandes proyectos que requiere el sector.

Impulsar las inversiones en el sector petrolero es un debate de interés nacional, puesto que compromete la seguridad energética y la estabilidad macroeconómica del país en el corto y mediano plazo, con todas las implicaciones que ello traería. La discusión debe darse en un plano racional, involucrando no solamente a las ramas del poder público, sino a los territorios y a la industria.

El sector confía plenamente en que esta discusión se debe enmarcar en un escenario de diálogo franco, sereno y respetuoso, en donde se pongan en la balanza los impactos positivos y negativos

del fin de la autosuficiencia petrolera y de la necesidad de explorar las fuentes alternativas de la obtención de nuevas reservas de crudo.

En el inmediato corto plazo, antes de que acabe nuestra autosuficiencia y debamos comenzar a importar crudo, el debate se debe centrar en los únicos recursos petroleros que se pueden transformar en reservas y producción, como son los que se generarían con la implementación de proyectos de recobro mejorado y el aprovechamiento del potencial petrolífero que aportaría el desarrollo de yacimientos en roca generadora. Si hoy las reservas de crudo en Colombia se encuentran por debajo de 1,5 bnboe (estimado a diciembre 31 de 2018), el potencial de los yacimientos en roca generadora podría llegar a ser inclusive de cuatro veces las reservas actuales del país.

Este capítulo busca entender la importancia del sector petrolero en Colombia. Para ello se estudiarán cada una de las variables que afectan o se ven afectadas directa o indirectamente por el sector petrolero colombiano, desde los años del boom petrolero, pasando por el periodo de la caída del precio del petróleo, hasta la coyuntura actual que da cuenta de cómo el sector salió adelante en Colombia ante la crisis.

3.2 El sector petrolero y sus efectos sobre los agregados económicos

El sector petrolero genera importantes ingresos al país por diferentes frentes. Por un lado, genera ingresos al Gobierno Nacional por cuenta de impuestos y dividendos de Ecopetrol y a las regiones les genera ingresos por cuestión de regalías. Por otro lado, el sector genera ingresos por la vía del sector externo por medio de las divisas generadas por las exportaciones y la Inversión Extranjera Directa (IED). Además, genera ingresos por el efecto derrame sobre los encadenamientos productivos con otros sectores.

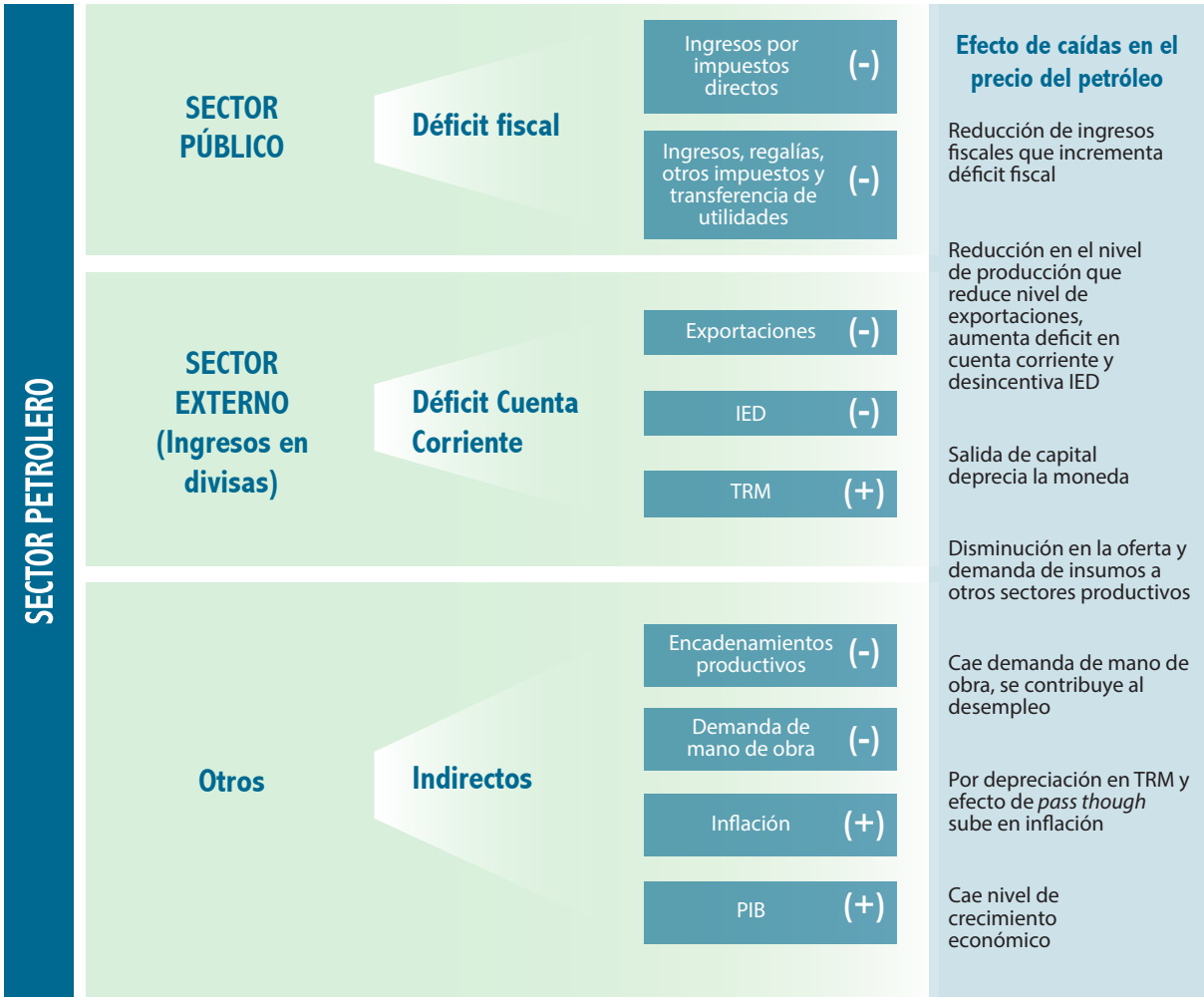
Más específicamente, el Gobierno Nacional Central (GNC) obtiene ingresos del sector petrolero por la vía de impuestos directos de renta a las empresas de hidrocarburos, de impuestos al valor agregado y de transferencias de utilidades de Ecopetrol. Al tiempo, las regiones obtienen ingresos indirectos de regalías sobre el valor de producción o volumen de producción. Adicionalmente, del sector externo se reciben grandes flujos de capital de IED, así como flujos de divisas por el pago de las exportaciones de petróleo.

Así mismo, la cotización del crudo incide directa o indirectamente sobre otras variables macro fundamentales, como el crecimiento de la economía, el déficit en cuenta corriente, el déficit fiscal, los términos de intercambio, la tasa de cambio, la inflación, el empleo y los encadenamientos productivos de oferta con otros sectores.

El Diagrama 1 describe el impacto de la caída en el precio del petróleo sobre los fundamentales macroeconómicos. Una caída en la cotización del crudo reduce el nivel de ingresos fiscales, y suponiendo que el gasto se mantiene, el déficit fiscal se amplía.

En cuanto al sector externo, los ingresos en divisas por exportaciones se reducen si caen los precios del petróleo, dado que los exportadores recibirán menos dólares por barril exportado; mientras, la IED se desincentiva con caídas en la cotización del crudo dado que el sector resulta menos atractivo para los inversionistas extranjeros. Ante reducciones en los ingresos en divisas por exportaciones e IED, se disminuye la cantidad de dólares en la economía, por lo que la TRM se depreciara.

Diagrama 1: Vínculos del sector petrolero con la economía nacional



Fuente: (López, Montes, & Collazos, 2013) – Elaborado por Campetrol

El sector petrolero incide indirectamente sobre otras variables macro fundamentales, pues tiene encadenamientos productivos con otros sectores, de tal forma que les provee insumos y demanda bienes y servicios de ellos. Así mismo demanda mano de obra para su funcionamiento. De esta forma, caídas en la cotización del crudo generan grandes pérdidas a empresas petroleras, que reducen tanto sus niveles de demanda y oferta a otros sectores, así como la demanda de mano de obra, contribuyendo negativamente a su crecimiento y a la generación de empleo.

Además, la depreciación de la moneda generada por una caída en los precios del petróleo, incide en la inflación por efecto de *pass through*, esto es, que se transmite a los precios de bienes y servicios dentro de la canasta familiar y a los precios de insumos para la producción de bienes, o la prestación de servicios que están incluidos en la canasta familiar.

Dado que impactos en el sector petrolero afectan los ingresos fiscales, en divisas y en otros sectores, el nivel de crecimiento de la economía en el agregado también se ve afectado. Una caída en el precio del petróleo reduce los ingresos de divisas por exportaciones, aumentan gastos por cuenta de importaciones dado que se deprecia la moneda (entre ellos, la deuda que se paga en dólares o en otra moneda extranjera), reduce el gasto del Gobierno por la disminución de sus

ingresos fiscales, disminuye el consumo de los hogares por el efecto sobre inflación y se reduce la inversión pública.

3.3 Contexto internacional

El mercado global del petróleo es altamente sensible a una gran cantidad de variables, tanto económicas y financieras, como de carácter político. Lo anterior quedó demostrado cuando una importante mayoría de analistas a nivel mundial, quienes mantenían unas perspectivas bastante optimistas sobre el precio del crudo de corto y mediano plazo, no previeron que en el segundo semestre del año 2014 el precio internacional del petróleo iniciara una caída dramática, la cual estuvo explicada principalmente por una sobreoferta de crudo que llevó el precio a niveles mínimos. Lo anterior prendió las alarmas en aquellos países que obtienen rentas por el crudo, como Colombia.

En junio de 2014, el precio del barril de petróleo, de referencia Brent, se cotizaba en USD $112 en los mercados internacionales. A partir de julio de 2014 el precio comenzó a derrumbarse, hasta llegar a USD $32 por barril, en promedio en enero de 2016, una caída de 72% en año y medio. La caída de la cotización internacional del precio del crudo se explicó principalmente por el aumento de la producción en EE. UU., gracias al uso de la técnica de fracturamiento hidráulico sobre yacimientos no convencionales (*Fracking*) y a una reducción de la demanda de productos minero-energéticos por parte del mundo emergente, impulsada por un menor dinamismo en el crecimiento de la economía mundial.

Luego de la caída iniciada a mediados de 2014, el precio del crudo mostró cierta volatilidad, situándose entre US$30 y US$60 a lo largo del año 2015, con un promedio de US$52 por barril. A partir de 2016 se inició un ciclo de recuperación, desde el 20 de febrero de 2016, fecha en la que se llegó al punto de inflexión de la caída de precios (US $26/barril para el Brent) que comenzó el 5 de septiembre de 2014, se inició así un ciclo alcista de 32 meses de crecimiento generalizado del precio de referencia Brent, cerrando el 2017 en US $54.

Gráfico 7. Comportamiento cotización Brent

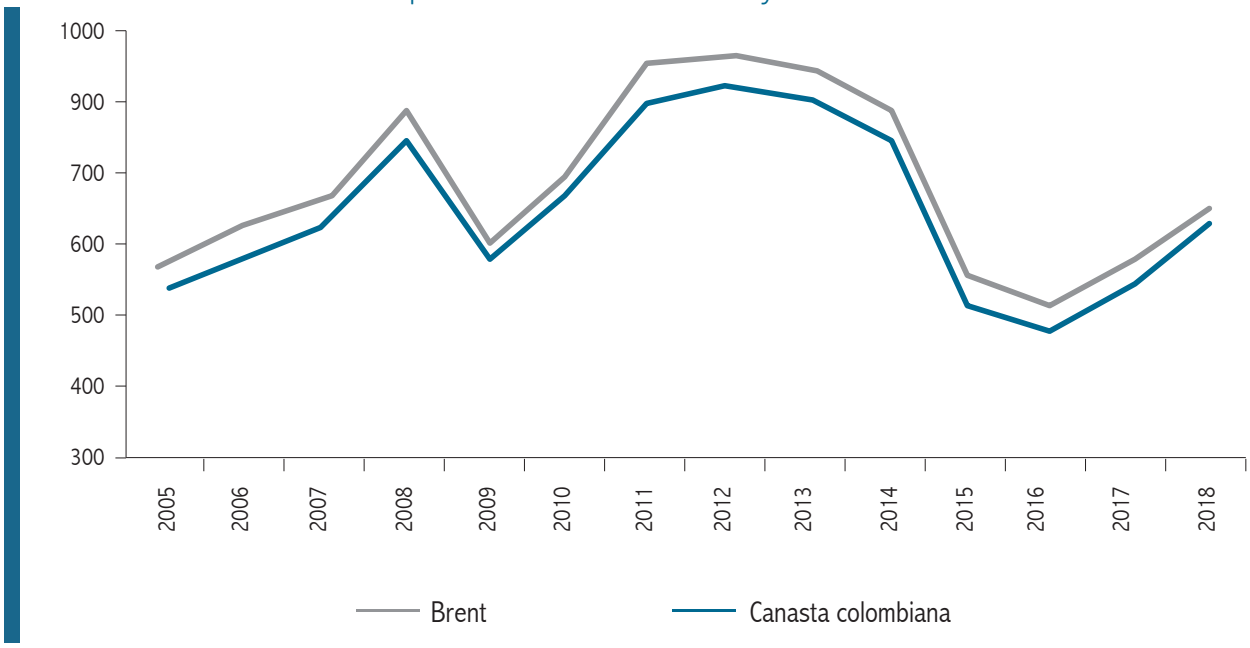
Fuente: EIA

Efectivamente, en el año 2017, el precio del crudo, referencial Brent, se ubicó en promedio en 54,75 USD por barril, 4 USD superior al precio que pronosticó el Gobierno Nacional. La canasta

colombiana promedió el 2017 con un valor de 48,2 USD por barril, 7 USD superior a la proyección oficial para 2017, pero el diferencial entre el Brent y la canasta colombiana fue de USD 6,5, es decir, 3 USD superior a la proyección oficial de dicha diferencia, establecida en USD 9,5, debido a una mejora en la calidad de la mezcla colombiana.

Lo anterior, significó mejores resultados en Ecopetrol, lo que se tradujo en mayores ingresos para la nación por cuenta del sector petrolero en el año 2017.

Gráfico 8. Comportamiento cotización Brent y canasta colombiana



Fuente: Bloomberg, EIA

El ciclo alcista del precio continuó en 2018, el cual fue atribuible a la salida de Estados Unidos del acuerdo nuclear con Irán, las tensiones geopolíticas en el medio oriente, el descenso en la producción de Venezuela, la disminución en los inventarios estadounidenses, la devaluación de la libra turca y el cumplimiento de los acuerdos de la OPEP y asociados, como principales factores.

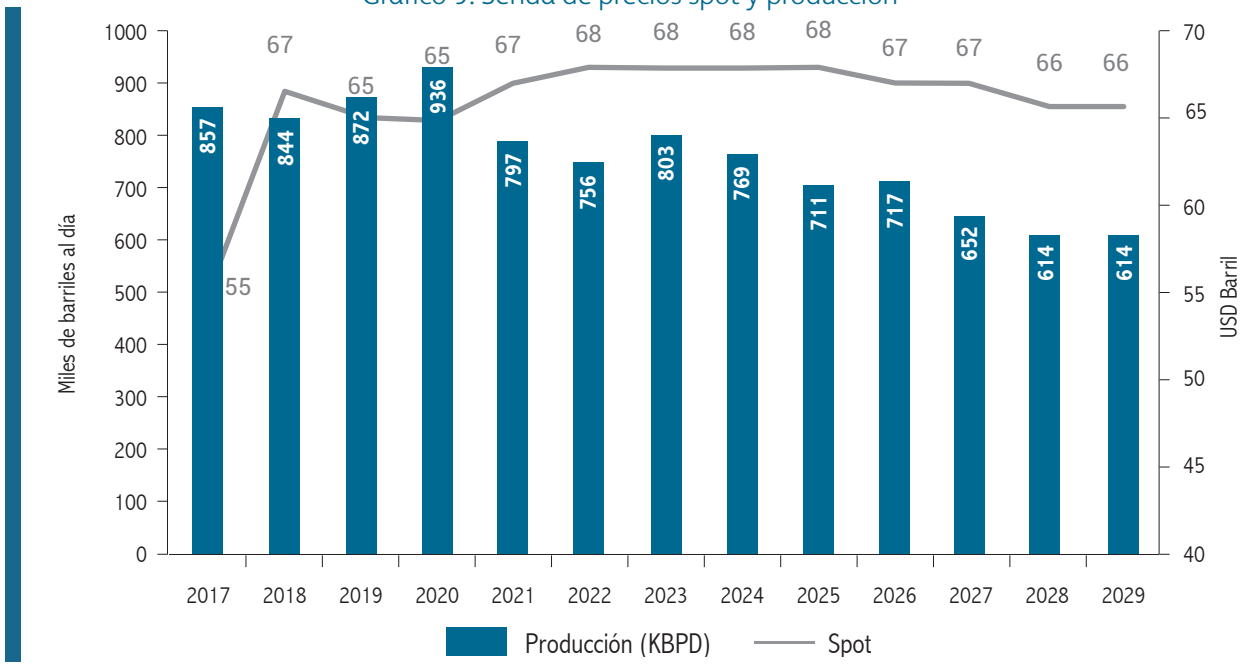
A pesar de esto, desde mediados de octubre de 2018, el precio del petróleo cayó de su valor máximo de US$ 84 por barril. Lo anterior, explicado en gran medida por el incremento en la producción de crudo, principalmente en Arabia Saudita, EE. UU. y Rusia, lo cual ha generado una fuerte expansión de la oferta internacional de crudo, en contraste con la contracción que ha experimentado la demanda global. Con esto, el mercado presentó un desbalance, traducido en un exceso de oferta cercano a los dos millones de barriles diarios, nivel que no se alcanzaba desde octubre de 2016. En diciembre, los días 6 y 7, se llevó a cabo la reunión OPEP+, en la cual se llegó al acuerdo de recorte por un total de 1,2 millones de barriles promedio día, el cual sería liderado por Arabia Saudita.

Por lo anterior, en el año 2018 el precio del crudo, de referencia Brent, promedió en 71,34 USD por barril, superior en 4,34 USD respecto al precio de 67 USD/barril proyectado por el MFMP del 2018 para dicho año, e inferior en 28,6 USD respecto a la proyección de 101 USD/barril del MFMP de 2014, proyección anterior a la descolgada de los precios. La cotización en 2018 alcanzó a llegar USD 84 por barril el 5 de octubre de 2018, un nivel que no se veía desde octubre de 2014. Así mismo, si bien la canasta colombiana para 2018 la proyectó el (MFMP, 2018) en 59,1 USD/barril, su

promedio observado fue de 66,8 USD/barril, perdiendo 4,6 USD con el Brent. Lo anterior permite ver una mejora respecto a lo proyectado para 2018, pero sigue siendo un escenario bastante alejado de las proyecciones cuando se tenían mejores precios del hidrocarburo.

Ahora bien, ¿cómo se espera la senda de precios del petróleo para los próximos años? El Comité de la Regla Fiscal, órgano consultivo del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, fijó unos supuestos de precios de Brent de 65 USD/barril para 2019 y 2020, y un precio que se mueve en una banda entre USD 66/barril y USD 68/barril entre 2021 y 2029. Según el (MFMP, 2018), esta senda se explica principalmente por: 1. La presión de la productividad del shale oil, el cual permite aumentar la producción a menores niveles de precios; 2. Supone así mismo un aumento de la oferta a nivel mundial por una mayor inversión en exploración y producción, lo anterior por la recuperación del precio en 2017; y 3. Supone una mayor demanda impulsada por el sector de la industria petroquímica, junto con una mayor demanda de las economías de China y la India.

Gráfico 9. Senda de precios spot y producción



Fuente: Comité Consultivo de la Regla Fiscal. Cálculos DGPM

Sin embargo, los principales analistas proyectan a largo plazo un precio promedio anual del petróleo, referencial Brent, por encima de la proyección en el MFMP 2018[4]. Para el caso de la EIA, se proyecta el Brent en promedio unos 13 dólares arriba de la estimación del MFMP 2018, mientras que el Canada Energy Board estima el Brent en promedio 8,5 dólares arriba, mientras analistas nacionales como la UPME proyectan la cotización en promedio 10 dólares sobre el supuesto del MFMP 18.

4 Vale aclarar que el Ministerio de Hacienda presentó el Marco Fiscal de Mediano Plazo en julio de 2018, cuando todavía no se daba la recuperación en el nivel de precios del referencial Brent.

Tabla 2. Proyecciones de Brent de analistas

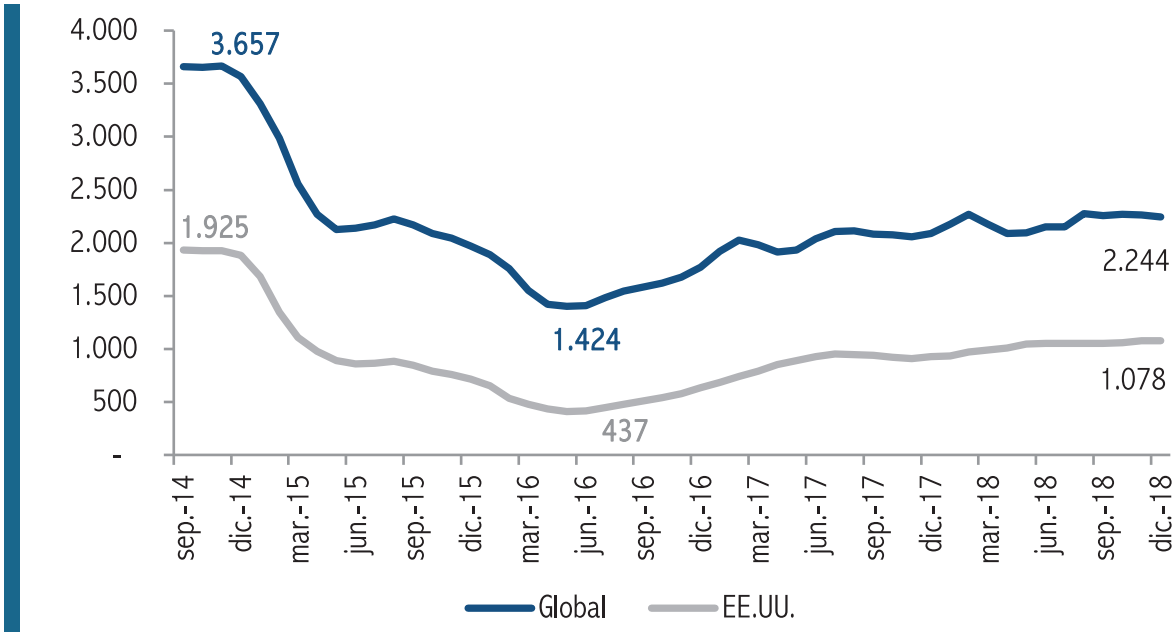
Proyección Brent USD/Barril	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MFMP	65	65	67	68	68	68	68	67	67	66	66
EIA	73,26	73,27	74,43	74,40	76,21	79,32	81,73	84,87	87,50	89,42	91,25
Canada Energy Board	65	69	71,30	73,50	75,30	77	78,50	79,50	80	80	80
UPME	77	82	80	79	77	74	70	72	76	78	80

Fuente: Ministerio de Hacienda, EIA, Canada Energy Board, UPME

No obstante, en el ejercicio desarrollado en este documento, Campetrol decidió usar la proyección de precios del Gobierno Nacional anunciada en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018.

El nivel de precios tiene una correlación directa con la actividad petrolera al medirla en términos de taladros activos, de modo que su comportamiento determina con anticipación el desempeño del sector. Actualmente, la tendencia global de los equipos de perforación activos es de crecimiento. A nivel global, en los últimos tres años, se ha pasado de 1.424 equipos en operación en abril de 2016 a 2.244 equipos, al cierre de 2018. En Estados Unidos esta cifra pasó de 437 equipos a 1.078 en las mismas fechas.

Gráfico 10. Taladros en Operación

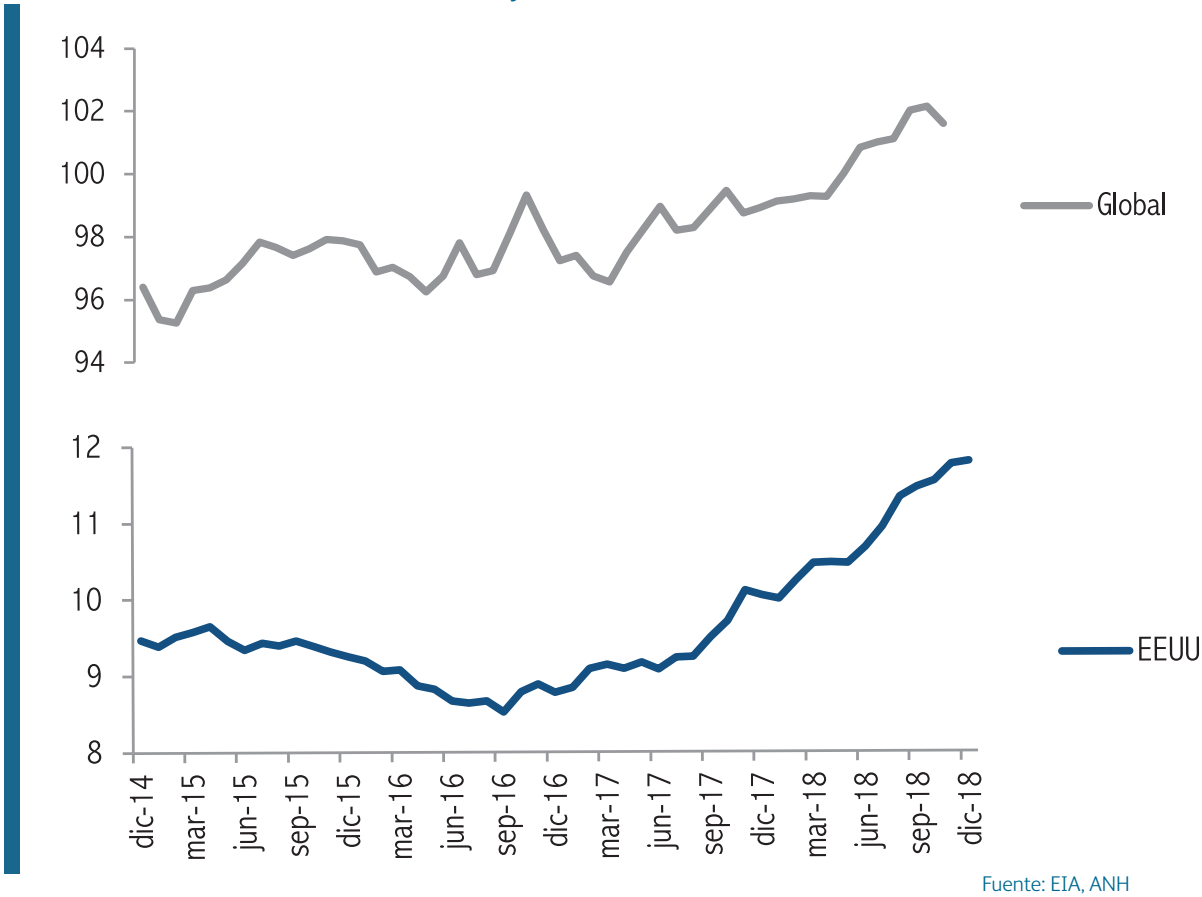


Fuente: Baker Hughes

Otro factor que tiene correlación directa con los precios es la producción de crudo y gas, como uno de los indicadores de la actividad petrolera. La producción de petróleo, en este ciclo de recuperación de precios, iniciado en 2016, está en ascenso en Estados Unidos y a escala global. De hecho, la

producción mundial superó, por primera vez en toda su historia, el umbral de los 100 millones de barriles de petróleo por día, al pasar de 96,6 en 2016 a 101,6 en diciembre de 2018; y en Estados Unidos de 8,7 millones de barriles por día a 11,8.

Gráfico 11. Producción (EEUU y Global en millones BOPD, Colombia miles BOPD)



Fuente: EIA, ANH

De esta manera se evidencia que, a pesar de la alta volatilidad e incertidumbre en el comportamiento de los precios internacionales del petróleo, el sector a nivel global se encuentra en una senda optimista y de recuperación. El ciclo positivo en las cotizaciones logró reactivar la cadena de valor del sector a nivel mundial, desde la actividad exploratoria, hasta la producción.

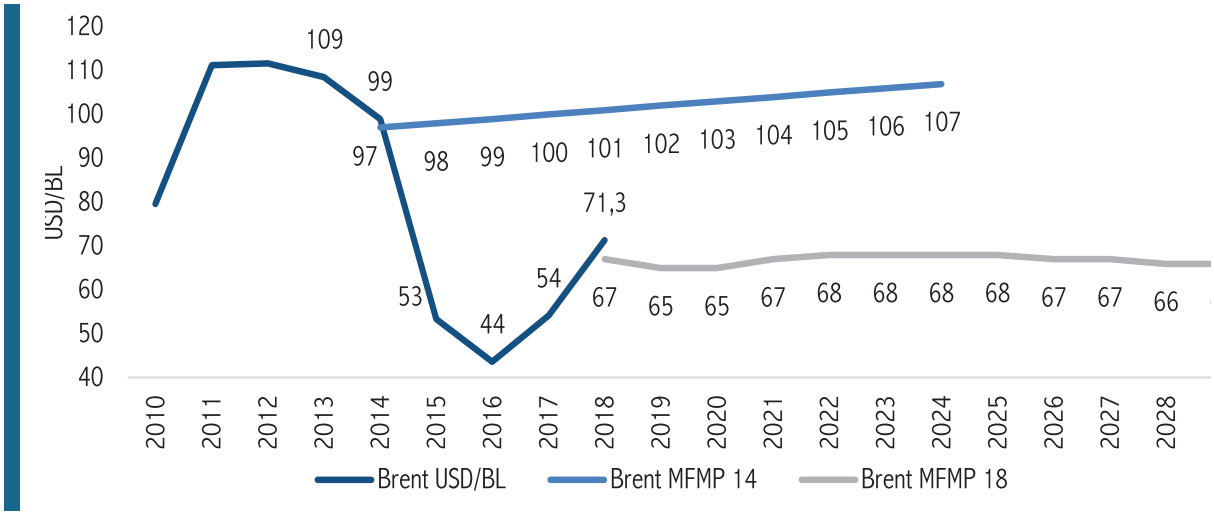
3.4 Contexto nacional

El sector en Colombia no es ajeno a la coyuntura internacional, por lo que se ve afectado directamente, tanto desde las condiciones externas como de la situación al interior del país. Primero, el sector petrolero en Colombia es altamente volátil a la coyuntura en los mercados internacionales que mueven la oferta y la demanda de crudo, los cuales determinan el precio y los niveles de inversión en el sector petrolero. Por otro lado, depende de las decisiones de política pública petrolera y en las demás materias que le afectan directa y/o indirectamente, las cuales pueden favorecer la

inversión en exploración, producción y en toda la cadena de valor, o, por el contrario, pueden llegar a perjudicar e impedir el desarrollo del sector.

Colombia es un país que obtiene un porcentaje importante de sus divisas y recursos fiscales por parte del sector petrolero, por lo que, una vez analizadas las circunstancias externas e internas del sector, el Gobierno Nacional debe proyectar en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) cómo su comportamiento incidirá en la economía en el futuro. Por lo tanto, el Gobierno, con apoyo del Comité Consultivo de la Regla Fiscal, realiza sus proyecciones de precio (precio promedio anual, USD/barril), para modelar los agregados macroeconómicos. Es así como la perspectiva económica cambia dependiendo de la proyección del precio y demás variables petroleras.

Gráfico 12. Precio promedio - Referencia Brent (USD/BL)



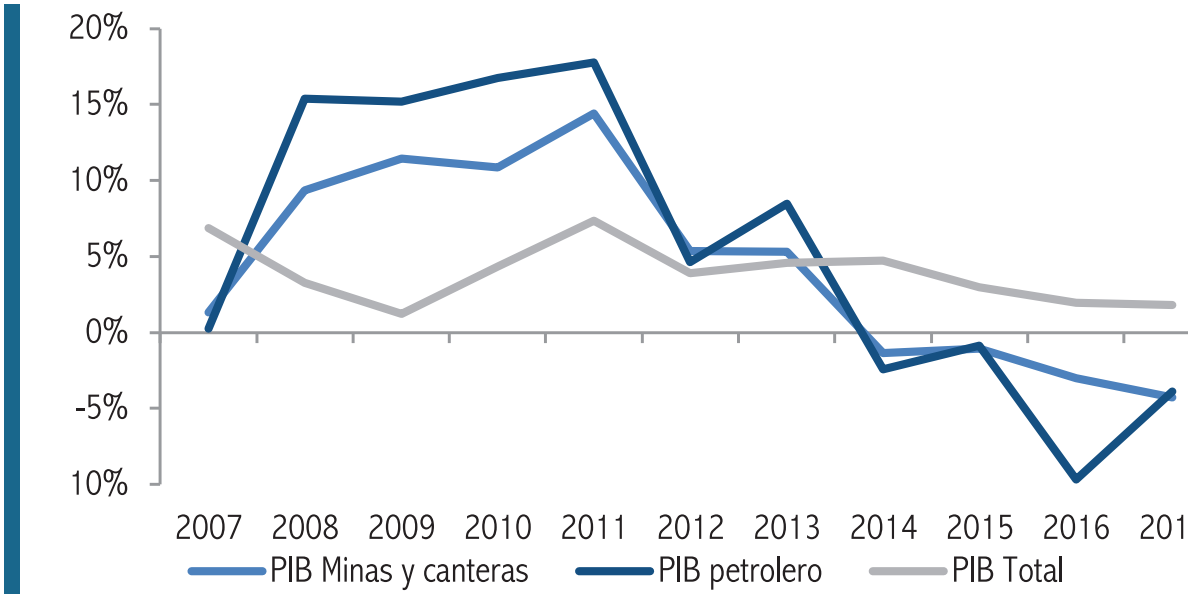
Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

El MFMP de 2014, presentado por el Gobierno Nacional, antes de la descolgada de los precios del petróleo, proyectaba un escenario de precios desde 97 USD/BL en el año 2014, en una senda creciente de diez años hasta los USD 107/BL en el año 2024. Esta proyección impactaba todos los agregados macroeconómicos en el corto y mediano plazo. Con la caída de los precios internacionales los escenarios han variado, y hoy, en un contexto de recuperación, pero con alta incertidumbre, la senda de precios ha disminuido. El Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018 proyecta hacia 2029 un promedio de 67 USD/BL, 35 USD/BL inferior al promedio de USD 102/BL de la proyección en el año 2014.

3.5 PIB petrolero

El PIB petrolero, como representación final de la actividad del sector hidrocarburífero, llegó a experimentar crecimientos por encima del 15% anual entre el 2008 y el 2011 (año en el que llegó al 17,8% de crecimiento), superior a la actividad de minas y canteras, cuyo tope fue del 14,5% en el año 2011, versus un pico en el crecimiento de toda la economía nacional de 7,4%.

Gráfico 13. Crecimiento del Producto Interno Bruto (total, minas y canteras, y petrolero)



Fuente: DANE

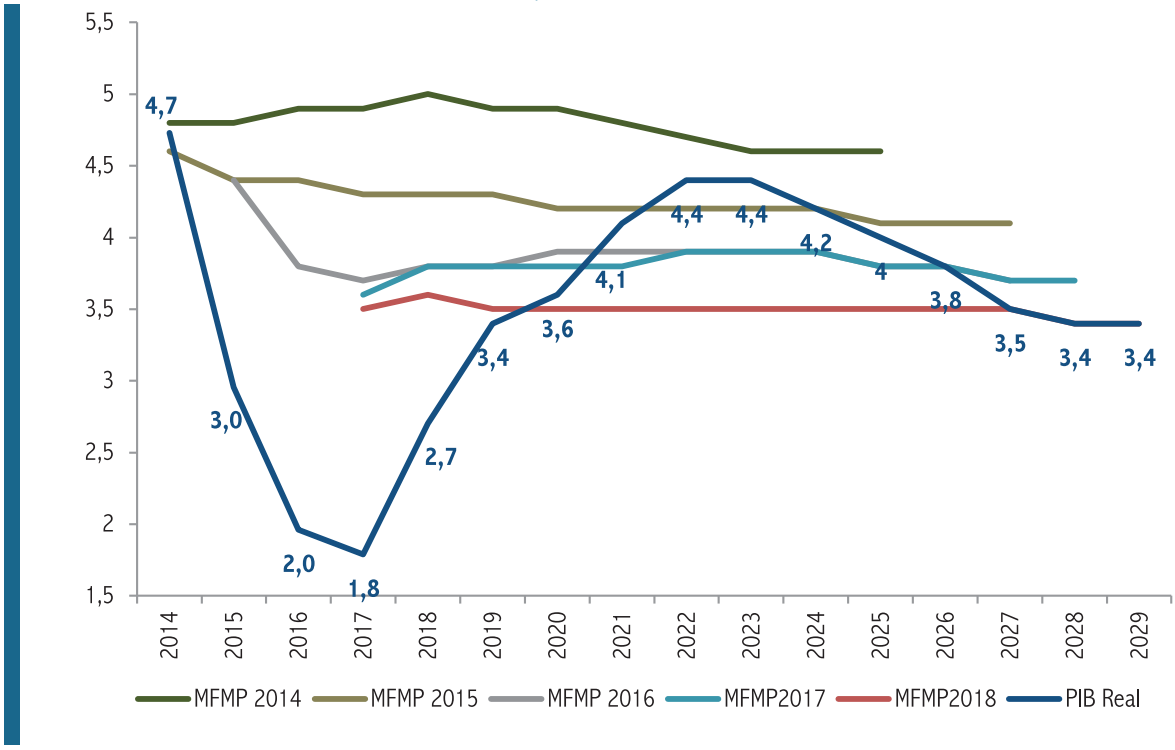
El sector inició una desaceleración en el ritmo de crecimiento en los años de mayores precios del petróleo. Es así como entre 2011 y 2014, el crecimiento del PIB petrolero pasó de 17,8% en 2011, 4,6% en 2012, 8,5% en 2013 y a un -2,4% en el año 2014, lo anterior, altamente correlacionado con la desaceleración de la economía nacional, la cual pasó de crecer 7,4% en 2011 a 4,8% en 2014, mismo nivel que el crecimiento potencial que calculó el MFMP 14. Lo anterior, contrario a que entre 2011 y 2014 la tasa de inversión, como porcentaje del PIB, pasó del 22,2% al 24,0%, pico que no se ha vuelto a registrar.

Una vez cae el precio internacional del crudo, el PIB petrolero crece al -0,9% en 2015, -9,7% en 2016 y -3,9% en el año 2017. Ello estuvo altamente correlacionado con el crecimiento de la economía nacional, el cual pasó de 2,9% en 2015 a 1,8% en 2017, mientras el crecimiento potencial de la economía, según el MFMP 14 para esos tres años, era inicialmente de 4,9%. Lo anterior refleja como la destorcida en los precios tuvo un efecto directo sobre el crecimiento potencial de la economía. Al tercer trimestre del año 2018, el DANE reporta que el sector de extracción de petróleo crudo y gas natural acumula un crecimiento del 2,0% respecto a los tres primeros trimestres del 2017.

Según el Ministerio de Hacienda, en el documento de Exposición de Motivos de la Ley de Financiamiento de 2018, a raíz del choque que representó la caída en los precios internacionales de petróleo a partir de 2014 se redujo el ritmo de crecimiento que puede alcanzar la economía nacional de forma sostenida.

Específicamente, la tasa de crecimiento potencial de la economía cayó del 4,8% en 2012 al 3,5% en el año 2018. Según el Ministerio de Hacienda, en un horizonte de 10 años, esta caída significa una pérdida capitalizada de entre 325 y 596 billones de pesos. Bajo el supuesto de que el recaudo representa alrededor del 14% del PIB, las pérdidas por ingreso tributario estarían entre 43 y 83 billones de pesos (entre el 5% y el 9% del PIB, respectivamente).

Gráfico 14. Crecimiento real de la economía (observado y proyectado MFMP 2018 – línea continua) y crecimiento potencial MFMP 2015-2018



Fuente: EIA, ANH

Actualmente, la industria petrolera ha logrado encontrar una senda de recuperación, basada en un nivel de precios del crudo más favorables. Para los primeros tres trimestres de 2018 (último dato disponible), la producción del sector promedia una tasa de crecimiento anual de 0,8%, lo cual representaría el primer año de variación anual positiva desde 2013. Todo lo anterior, bajo un contexto de mayor fortalecimiento en la demanda interna, traducida en mejores expectativas de crecimiento económico.

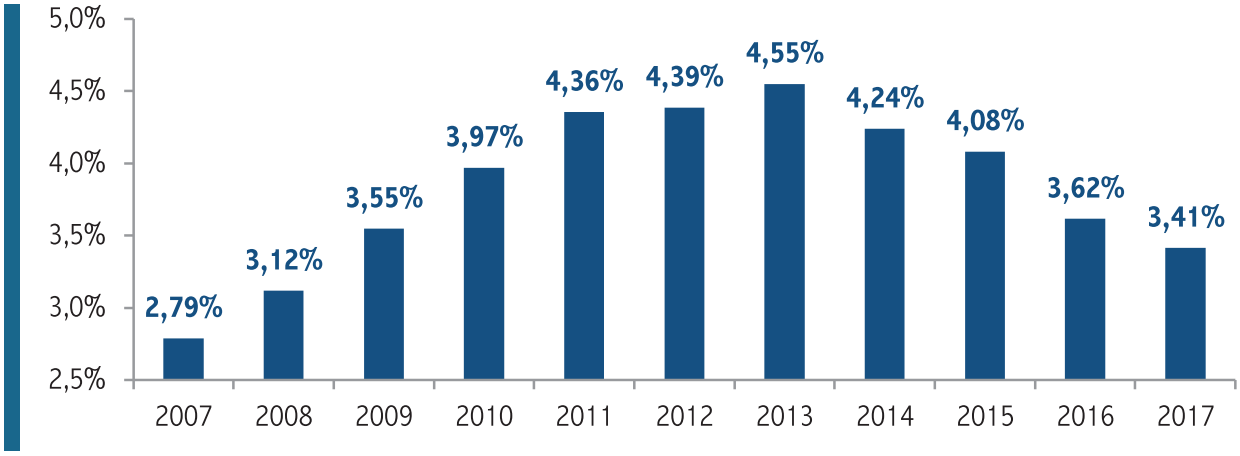
Sin embargo, lo anterior parece no ser suficiente todavía para incrementar el crecimiento potencial de la economía, puesto que según (MinHacienda, Acta 2018. Grupo Técnico PIB Potencial, 2018), en la última reunión del Grupo Técnico del PIB potencial en el primer trimestre de 2018, se estimó un crecimiento potencial de la economía colombiana de 3,6% para 2017 y 2018, de 3,5% para el periodo 2019-2027, y de 3,4% para 2028-2029.

Finalmente, a pesar de que en los últimos dos años el PIB petrolero ha empezado a recuperarse, su participación dentro de la producción total del país sigue mostrando una tendencia negativa, al pasar de un 4,55% en 2013, a un 3,41% en 2017, una disminución de 1,14 puntos porcentuales.

En pesos constantes de 2015, este cambio representa una disminución desde 33,9 billones de pesos en 2013, hasta 28,5 billones de pesos a cierre de 2017, esto es, una caída del 16%.

Para 2018, en el acumulado hasta el tercer trimestre (último dato disponible), la participación del sector petrolero se ubica en 3,44%, registrando un incremento por primera vez desde el año 2013. Lo anterior permite evidenciar la materialización de la actual recuperación del sector en las cuentas nacionales y genera expectativas positivas en el mediano plazo para la industria petrolera.

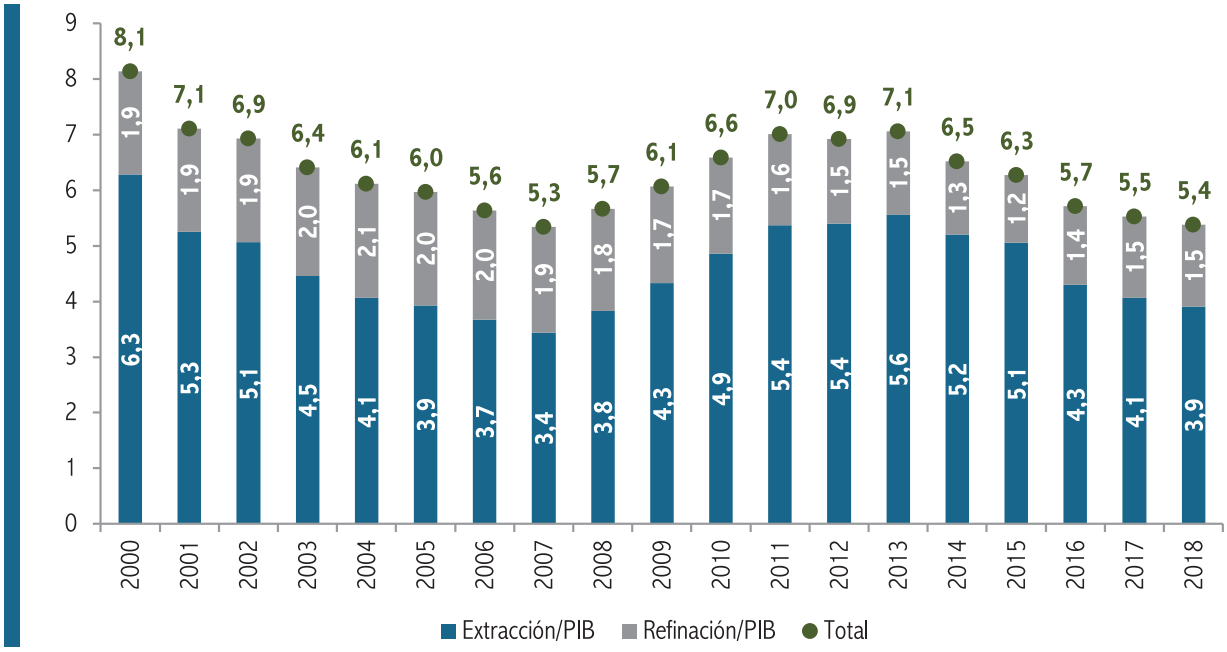
Gráfico 15. Participación del PIB petrolero en el PIB total



Fuente: Cuentas Nacionales, PIB por producción en precios corrientes - DANE

Otra medida relevante es la participación de la extracción y refinación como porcentaje del PIB. En los años del auge petrolero, la suma de ambas actividades pasó del 6,59% del PIB en 2010 (donde la extracción fue del 4,86% del PIB y la refinación del 1,73%) y llegó al 7,07% del PIB en 2013 (donde la extracción participó con el 5,56% del PIB y la refinación dio cuenta del 1,50%) Con la caída de los precios del petróleo también se dio una caída de este indicador, puesto que pasó del 6,52% del PIB en 2014 (con una participación de la extracción del 5,2% y de la refinación del 1,32% del PIB) al 5,38% del PIB en 2017 (donde la extracción fue el 3,91% del PIB y la refinación el 1,47%).

Gráfico 16. Participación de la extracción y refinación de petróleo en la producción nacional (% PIB)



Fuente: DANE. Cálculos Ministerio de Hacienda y Crédito Público - DGPM

3.6 Renta petrolera e impactos fiscales

El sector petrolero en Colombia ha sido una fuente importante de recursos, tanto para el Gobierno Nacional, como para los entes regionales. Sin duda, los ingresos que ha generado el petróleo, y toda su cadena de valor, han sido fuente de desarrollo de más sectores por medio de encadenamientos, tanto hacia atrás, como hacia delante. El sector ha sido fuente importante de generación de empleo a lo largo de las regiones productoras. Así mismo, el petróleo ha generado recursos, tanto fiscales como por medio del Sistema General de Regalías (SGR), con los cuales el Gobierno Nacional y las regiones han implementado programas enfocados en la reducción de la pobreza y las desigualdades, políticas de salud, educación, vivienda, transporte, ciencia, tecnología e innovación, entre muchos otros.

Los ingresos petroleros de la nación tienen una correlación muy alta con el nivel que registre el precio del barril en los mercados internacionales. Al inicio del documento se mostró detalladamente la senda del precio del petróleo, desde su comportamiento en la época del boom de precios, pasando por la caída de su nivel, hasta la época actual, marcada por una lenta recuperación del precio, junto con una alta incertidumbre a futuro. A continuación, se analiza cómo el petróleo ha sido vital para los ingresos de la nación, y por ende, para la estabilidad macroeconómica del país.

3.6.1 Ingresos de la nación, 2016 – 2018

Según el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018, (MFMP, 2018), en los cinco años comprendidos entre el 2011 y el 2015, la economía colombiana vivió un auge petrolero.

El ingreso de los impuestos de renta pagados por el sector petrolero, sumado a los dividendos del grupo Ecopetrol, representaron el 2,2% del PIB en promedio durante ese periodo, lo anterior, se dio junto con un crecimiento promedio de la economía del 4,7%. En comparación, en los 5 años previos al auge, entre 2006 y 2010, el ingreso petrolero fue en promedio de 1,6% del PIB.

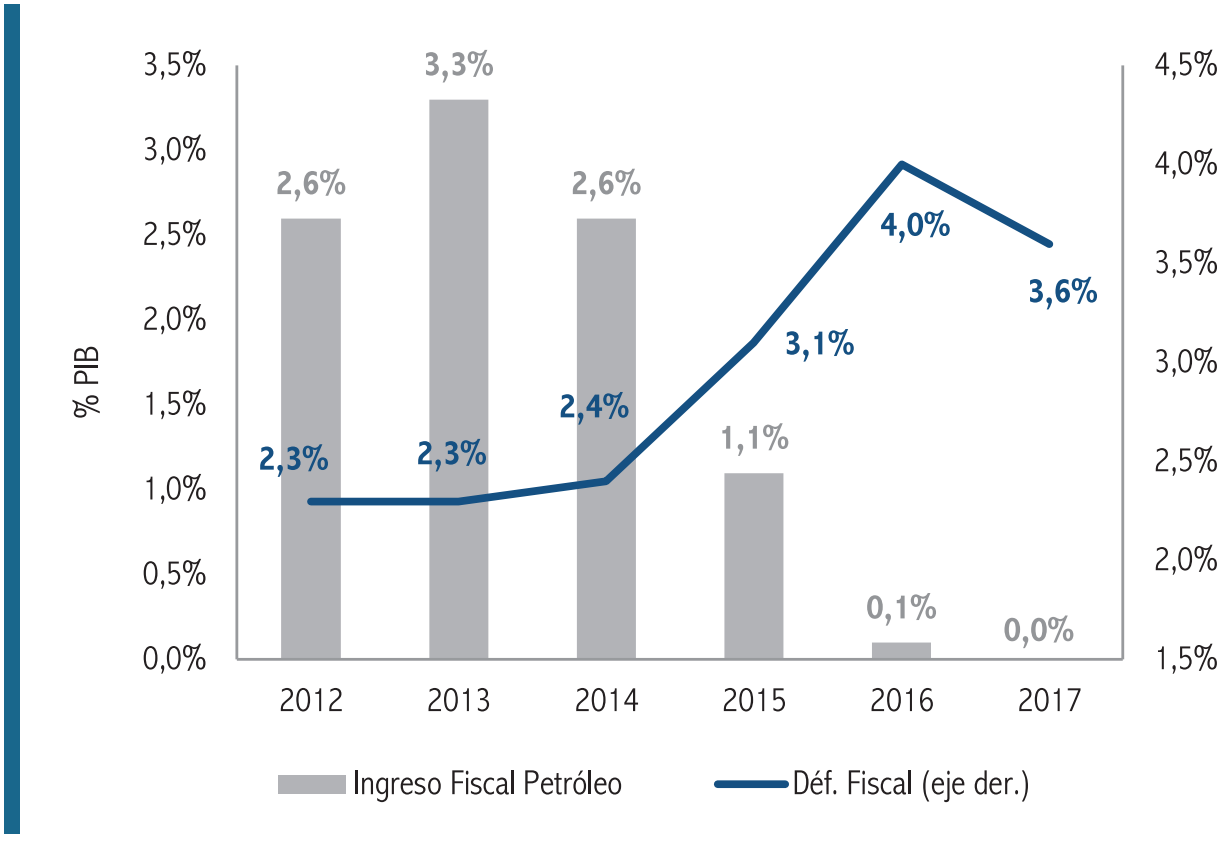
Del aumento de ingresos de 1,3% del PIB, en promedio, por año, se invirtieron 0,6 pp del PIB según el (MFMP, 2018), con lo cual se ahorraron 0,7pp del PIB. Ello se tradujo en la reducción del déficit fiscal5 que, en el período 2006-2010, promedió el 3,3% del PIB, mientras que, en el periodo de auge, 2011-2015 promedió 2,6% del PIB. Gracias a esta reducción del déficit fiscal, Colombia recuperó en 2011 el grado de inversión (BBB-) y en 2013 fue elevada a BBB. Lo anterior permitió reducir el costo de financiamiento. En el periodo del auge, los intereses pagados promediaron 2,5% del PIB; 0,8% del PIB menos que lo pagado en intereses en el período 2006-2010 (3,3% del PIB, en promedio, por año).

Según (DNP, 2018), desde 2010 las agencias calificadoras de riesgo mejoraron la calificación crediticia del país, pasando de BB+ en 2010 a BB en 2013. Como consecuencia, Colombia obtuvo el grado de inversión, el cual ha mantenido hasta la fecha, y que superó la brecha de los países cuya inversión el mercado considera como especulativa, de modo que más inversionistas se comenzaron a interesar por el país, promoviendo la llegada de capitales internacionales bajo mejores condiciones y perspectivas macroeconómicas. En 2018 la calificación del país se mantuvo en BBB, la más alta que ha tenido Colombia en su historia. Ello ha permitido que el indicador de riesgo país, EMBI (Indicador de Bonos de Mercado Emergente) lleve la prima de riego país de 2,79 puntos en 2016 a 1,75, en la medición de mayo de 2018, de acuerdo con el (DNP, 2018).

5 Es importante menciona que entre 2011 y 2012 se elevó el criterio de responsabilidad fiscal al rango constitucional y se implementó la regla fiscal.

A raíz de la caída de los precios del petróleo, según el (MFMP, 2018) entre 2013 y 2016, los ingresos petroleros del Gobierno Nacional Central (GNC) cayeron un 96%. Una de las consecuencias de esta caída fue que Colombia perdió, en tres años, el 20% de sus ingresos totales. Las consecuencias fueron muy costosas en todas las variables macroeconómicas. Le implicó al Gobierno Nacional diseñar, tramitar e implementar dos Leyes de Financiamiento en 2014 y en 2018, y una Reforma Tributaria en 2016, junto una disminución en la inversión pública.

Gráfico 17. Ingreso fiscal petrolero y déficit fiscal (%PIB)



Fuente: MinHacienda

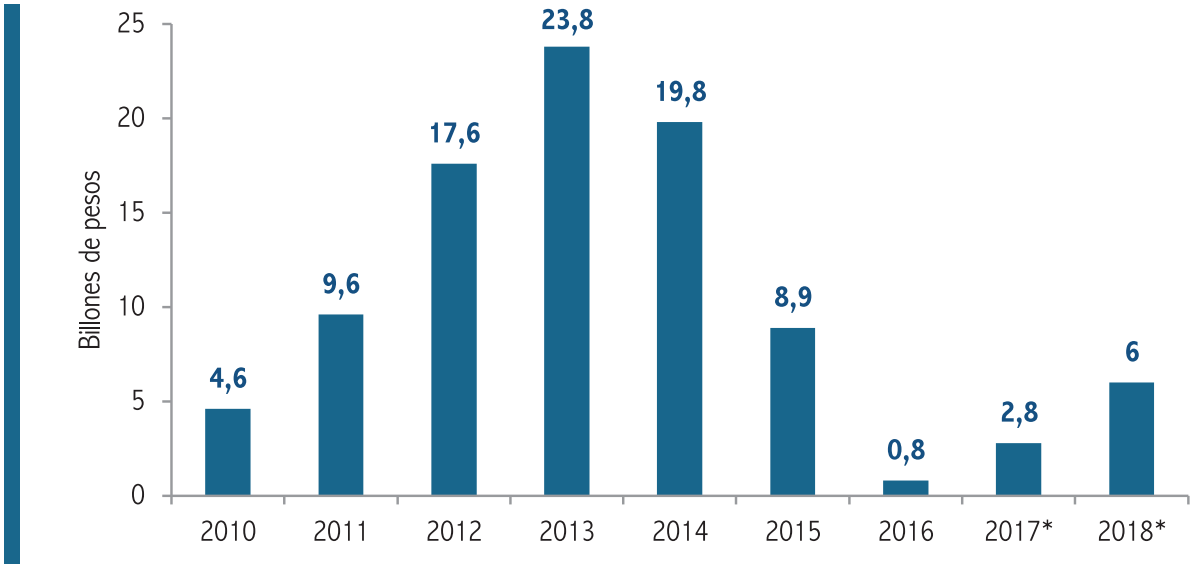
Dicha caída representó un gran desafío para la estabilidad macroeconómica del país. Al tener la sostenibilidad fiscal un criterio constitucional, junto con la Ley de Regla Fiscal de 2011, la política fiscal en Colombia se debe anclar al cumplimiento de las metas de déficit estructural y total del Gobierno Nacional, fijadas por el Comité Consultivo de la Regla Fiscal. La Regla Fiscal busca reducir el déficit total, de manera que esta senda se vaya reduciendo año a año con el objetivo de mantener unas finanzas públicas sostenibles.

Con la caída de los precios internacionales del petróleo, la Regla Fiscal le dio un espacio al Gobierno Nacional para alejarse temporalmente de la senda de déficit estructural, ello por la caída de los ingresos petroleros de la nación y porque el PIB cayó respecto al PIB potencial, el cual, como se mostró anteriormente, disminuyo por la pérdida de dinamismo del sector petrolero.

Como se señaló, el choque en los precios del petróleo ocasionó una pérdida del 20% de los ingresos totales del Gobierno Nacional. El impuesto de renta pagado por las empresas del sector, junto con los dividendos que entrega Ecopetrol representaron el 3,3% del PIB en 2013, para el 2016 el ingreso petrolero se redujo al 0,1% del PIB. Además, el efecto de la depreciación y la inflación sobre el pago

de intereses implicó un aumento de hasta el 2,9% del PIB. Por lo tanto, según el (MFMP, 2018), en tres años, por el choque de la caía de los precios internacionales, el Gobierno Nacional perdió capacidad fiscal por 3,9% del PIB.

Gráfico 18. Ingresos petroleros del Gobierno Nacional (billones de pesos)



Fuente: MinHacienda, DNP. *Cifras proyectadas.

En respuesta a la coyuntura, en octubre de 2014, el Gobierno Nacional implementó una estrategia que buscaba aumentar los ingresos no petroleros, disminuir los gastos y disminuir el déficit fiscal. Como primera medida, se presentó en octubre de 2014 una ley de Financiamiento para el Presupuesto General de la Nación (PGN) de 2015, la cual buscó aumentar los ingresos no petroleros en 1,3% del PIB. Así mismo, en cumplimiento de la Regla Fiscal, se permitió una ampliación temporal del déficit fiscal del GNC en 1,7 pp del PIB, el cual pasó de 2,3% del PIB en 2013 a 4,0% del PIB en 2016, para llevarlo al 3,1% en 2018. Finalmente, se buscó disminuir los gastos de funcionamiento y de inversión de 0,9% del PIB.

Con el objetivo de dar cumplimiento a la reducción del déficit en la Regla Fiscal, el Gobierno Nacional presentó en 2016 un proyecto de Reforma Tributaria. Según el (MFMP, 2018), esta reforma permitió elevar los ingresos del Gobierno Nacional del 14,9% del PIB en 2016 al 15,1% del PIB en 2018, lo anterior, junto con un recorte presupuestal de $4 billones en 2017 y un aplazamiento de $2 billones en 2018. Por ello, y con el objetivo de llevar el déficit fiscal al 3,1% del PIB en 2018, los gastos de funcionamiento e inversión en el presupuesto disminuyeron en 0,7% del PIB entre 2016 y 2018, pasando del 16% del PIB al 15,3% del PIB, con todo lo que ello implica en términos de inversión para la población.

Entre 2013 y 2018 el choque por la caída de los precios del petróleo implicó una caída equivalente al 3,4% del PIB. Este se puede desagregar en 0,6 pp que, explicados por el mayor pago de intereses de deuda debido a la devaluación, los cuales, entre 2013 y 2018 han pasado de 2,3% a 2,9%, y 2,8 pp por la pérdida de los ingresos petroleros, al pasar del 3,3% del PIB en 2013 al 0,6% en 2018. Para enfrentar esta coyuntura, el ajuste, de 3,4% del PIB, se dio en tres escenarios. Primero, 0,7 pp por mayor déficit fiscal permitido, al pasar de 2,3% a 3,1% entre 2013 y 2018, 1,4 pp por menores gastos del Gobierno Nacional, al pasar de 16,9% a 15,5% del PIB, y 1,3 pp por mayor ingreso no petrolero, al pasar de 13,5% a 14,8% del PIB.

Según el (MFMP, 2018), en 2017 el Gobierno Nacional Central (GNC) presentó un déficit de 3,6% del PIB, el cual es consistente con un balance estructural de -1,9% del PIB y un balance cíclico definido por el Comité Consultivo para la Regla Fiscal de -1,7% del PIB. El balance cíclico es negativo porque el PIB real observado se encuentra en un nivel inferior a su potencial (en 2017 el crecimiento observado en el año fue inferior en 0,5 pp al que proyectó el MFMP en el año 2017, por lo que la brecha de producto de dicha vigencia fue de -3,2% del PIB, inferior en 0,44 pp a la brecha inicialmente proyectada), y porque el precio internacional del petróleo en 2016 fue inferior al precio de largo plazo. El balance estructural para 2017 fue menor al de 2016, de -2,2%, por lo que cumple la regla fiscal al mantener la senda decreciente de la misma, tal como lo ordena la Ley 1473 de 2011.

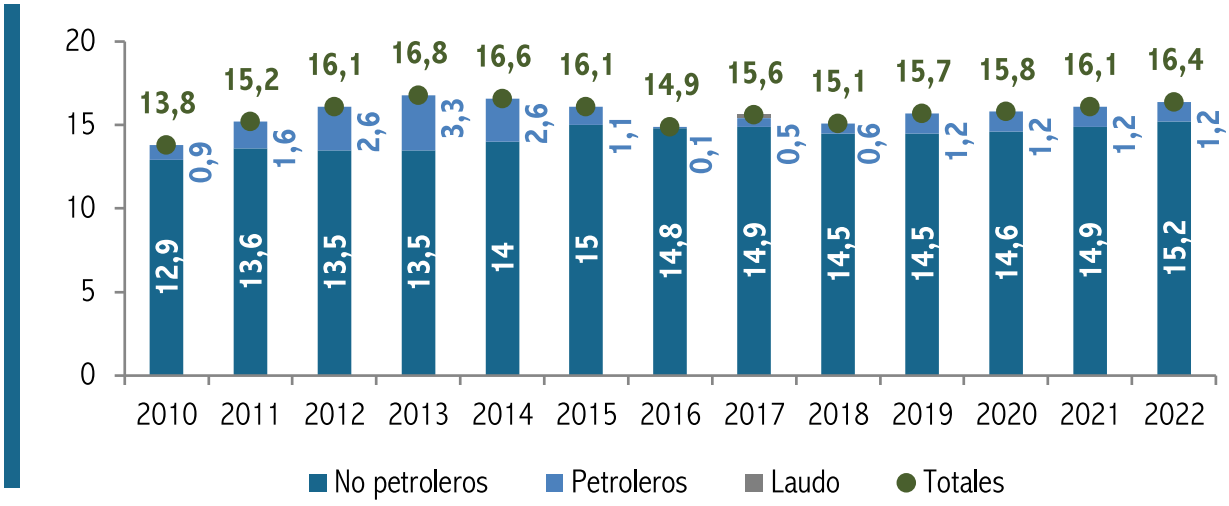
Gráfico 19. Déficit estructural y total permitido por la Regla Fiscal (% PIB)

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público MFMP 2018

Lo anterior implica que el Gobierno Nacional Central presentó en 2017 un nivel de ingresos de $144.062 mm (equivalentes al 15,6% del PIB), unos gastos por $174.519 mm (equivalentes al 18,8% del PIB) y un anticipo de gastos de la vigencia del año 2018 por $3.179 mm (0,3% del PIB) Esto trae como resultado un balance deficitario de $33.636 mm, equivalente al 3,6% del PIB.

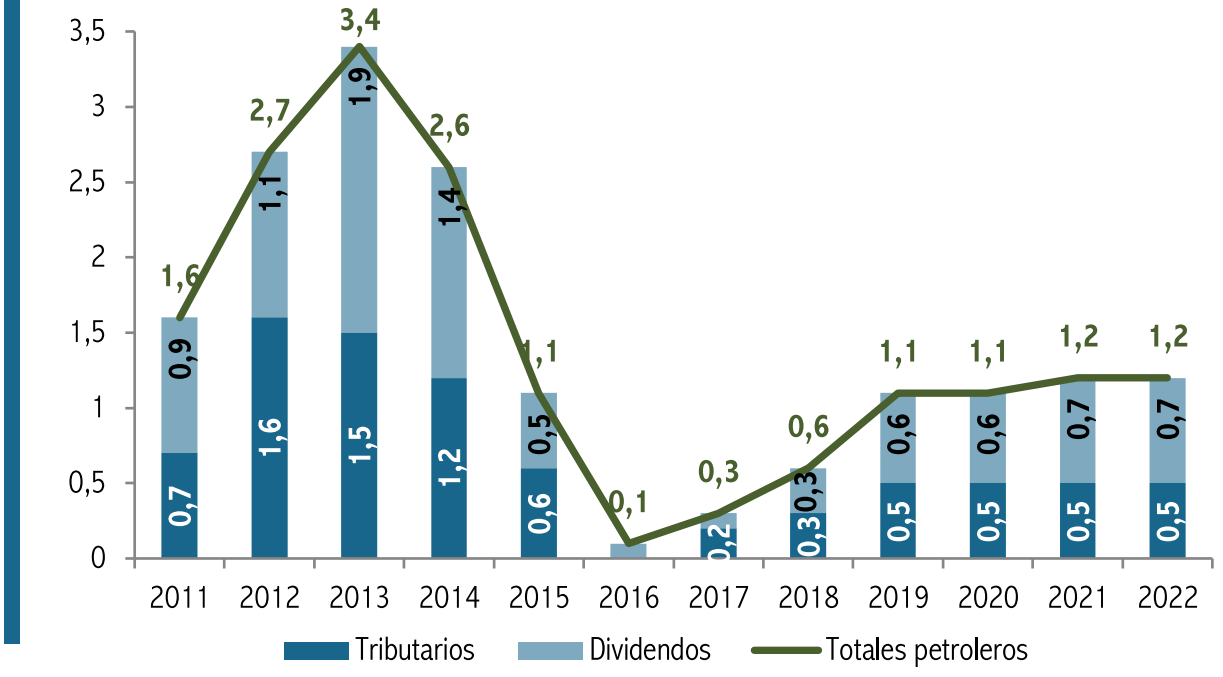
Entre los años 2015 y 2017 el Gobierno Nacional sufrió de una gran caída en los ingresos petroleros como consecuencia de la menor actividad del sector en el país a causa de la destorcida del precio desde finales de 2014. De los ingresos totales del GNC en 2017, el 3,2% fueron ingresos petroleros, correspondientes al 0,3% del PIB. Estos ingresos estuvieron repartidos entre los ingresos tributarios, equivalentes al 0,2% del PIB y a los ingresos por dividendos, que dieron cuenta del 0,1% del PIB. Respecto al año 2016, los ingresos petroleros apenas representaron el 0,1% del PIB, mientras que en 2015 alcanzaron el 1,1%. Lo anterior es bastante alarmante en la medida en que en los años anteriores el sector representó una fuente bastante importante de ingresos para la nación, alcanzando un pico de 3,3% en 2013. Esto quiere decir que, al comparar con el pico, en 2017, los ingresos petroleros como porcentaje del PIB cayeron 33 veces.

Gráfico 20. Ingresos GNC (% PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público MFMP 2018

Gráfico 21. Ingresos petroleros del GNC (% PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público MFMP 2018

Respecto a la vigencia de 2018, año en el que el (MFMP, 2018) estima un crecimiento de 2,7% de la economía nacional, se estima un déficit total del GNC del orden del 3,1% del PIB ($30.354 mm), consistente con lo determinado por la Regla Fiscal, el cual cumple con un déficit estructural de -1,9% del PIB, el cual es decreciente. Así mismo, para 2018 el balance cíclico permitido es de 1,1% del PIB (-$11.050 mm), una reducción de 0,6 pp del PIB respecto al espacio cíclico permitido en 2017.

Tabla 3. Balance Fiscal del GNC

	($ MM)		(% PIB)		Crec. (%)
CONCEPTO	2017	2018*	2017	2018*	2018*/2017
Ingresos Totales	**144.062**	**150.241**	**15,6**	**15,1**	**4,3**
Tributarios	126.958	135.710	13,8	13,6	6,9
No Tributarios	5.451	745	0,6	0,1	-86,3
Fondos Especiales	1.532	2.097	0,2	0,2	36,9
Recursos de Capital	10.122	11.689	1,1	1,2	15,5
Gastos Totales	**174.519**	**180.595**	**18,9**	**18,1**	**3,5**
Intereses	26.617	28.550	2,9	2,9	7,3
Funcionamiento**	129.932	135.419	14,1	13,6	4,2
Inversión**	17.970	16.626	1,9	1,7	-7,5
Pagos anticipados 2018	3.179	-	0,3	0	
BALANCE TOTAL	-33.636	-30.354	-3,6	-3,1	-
BALANCE ESTRUCTURAL	-17.956	-19.304	-1,9	-1,9	-
BALANCE CÍCLICO	-15.680	-11.050	-1,7	-1,1	-

*Cifras proyectadas.

**Gastos de Funcionamiento e Inversión incluyen pagos, deuda flotante y préstamo neto.

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público - DGPM

Lo anterior se sustenta en una proyección de ingresos totales de 2018 por el orden de los $150.241 mm, equivalentes al 15,1% del PIB, y unos gastos totales de $180.595 mm, el 18,1% del PIB, lo que implica un déficit de $30.354 mm, del 3,1% del PIB. De ese déficit, $19.304 mm, el 1,9% del PIB, es el déficit estructural, mientras el ciclo energético es del 1,1% del PIB, equivalente a $11.050 mm.

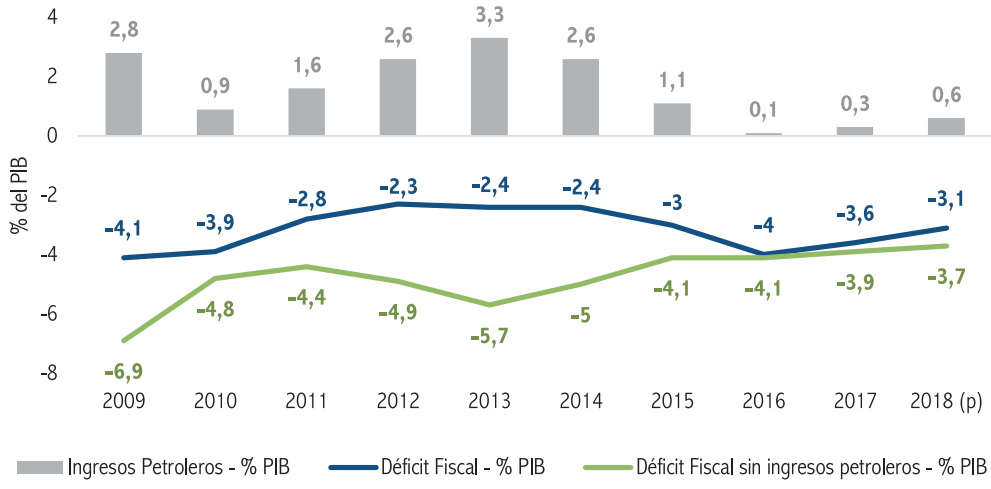
Este balance cíclico de 2018 contempla un ciclo energético para 2018 de 0,6% del PIB, inferior al estimado en el MFMP 2017 de 0,7% del PIB, lo anterior, por un precio Brent de 2017 superior al pronosticado. Así mismo, el ciclo económico se amplió al 0,5% del PIB dado que la brecha del producto se amplió en la medida que el pronóstico de crecimiento de 2018 fue inicialmente de 3,5%, cifra que se proyecta sea inferior, por lo que se disminuye la senda de crecimiento potencial.

Por lo tanto, sumando los ciclos energético y económico, el (MFMP, 2018) obtiene un espacio cíclico fiscal total permitido de 1,1% del PIB para 2018. En la Ley de la Regla Fiscal se debe cumplir que para el año 2018 el déficit estructural debe ser del orden del 1,9% del PIB, y dado el balance cíclico, se le permite al Gobierno Nacional un déficit total de 3,1% del PIB en 2018.

En 2018, del total de ingresos totales del GNC, equivalentes al 15,1% del PIB, se proyecta en el (MFMP, 2018) que los ingresos petroleros sean del orden del 0,6% del PIB, repartidos entre ingresos por pago de impuestos de renta (0,3% del PIB) y de dividendos (0,3% del PIB) Ello es el doble en términos de porcentaje del PIB que los ingresos petroleros de 2016, pero todavía es 5,5 veces menos que el pico de ingresos petroleros recibidos en el año 2013.

Finalmente, es importante notar lo que hubiese sucedido a la economía sin los ingresos petroleros desde los años de la bonanza de los precios internacionales del petróleo. La siguiente gráfica muestra la situación fiscal del Gobierno Nacional Central como porcentaje del PIB con y sin los ingresos petroleros desde el año 2009 hasta la proyección de 2018 del (MFMP, 2018). Se puede observar que el déficit fiscal hubiese podido llegar a cifras del orden del -6,9% del PIB en 2009, o del -5,7% del PIB en 2013 y del -5,0% del PIB en 2014, mientras en 2018 pasaría del -3,1% al -3,7% del PIB.

Gráfico 22. Déficit Fiscal con y sin ingresos del petróleo, 2009 - 2017



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público – MFMP 18

En 2014, antes de la descolgada del precio internacional del barril de petróleo, el Gobierno Nacional, proyectó lo que sería la senda del déficit fiscal del Gobierno Nacional Central. Es así como en el 2015 se esperaba un déficit de -2,35%, en 2016 de -2,15%, en 2017 de -2,1% y en 2018 de -2,0%. La caída de los precios internacionales del petróleo fue un gran golpe para las finanzas de la nación puesto que, bajo el escenario fiscal de 2014, el déficit fiscal habría llegado al -1,0% en 2022, y no en 2025, tal como lo sostiene el último MFMP, de modo que, con estas proyecciones, durante tres años más se tendrán déficits de ingresos que deberán ser financiados vía impuestos o deuda.

Respecto a la proyección oficial de las finanzas públicas para la vigencia del 2019, el (MFMP, 2018) contempla que el Gobierno Nacional Central cierre con un déficit de -2,4% del PIB, es decir, 0,7 pp de PIB inferior respecto a su cierre estimado de 2018 en el (MFMP, 2018) por -3,1% del PIB. La cifra de déficit fiscal de 2019 resultaría de un déficit estructural de 1,8% del PIB (en comparación con el 1,9% de 2018) y un balance cíclico del 0,5% del PIB (inferior al 0,6% del PIB en 2018) Es importante notar que el Gobierno Nacional proyecta que la economía crecería 3,4% en 2019.

Para el escenario macroeconómico de 2019, el (MFMP, 2018) proyecta ingresos del Gobierno Nacional Central del orden del 15,6% del PIB (superiores al 15,1% del PIB en 2018), equivalentes a $165.738 mm, unos gastos totales del orden de $190.673 mm, equivalentes al 18,0% del PIB (versus el 18,1% del PIB en 2018). Lo anterior, trae como resultado un balance total de déficit fiscal de -$24.935 mm (equivalentes al -2,4% del PIB), el cual se compone de un balance estructural de -$19.543 mm (el 1,8% del PIB) y un balance cíclico de -$5.392 mm, que da cuenta del 0,5% del PIB.

Uno de los sectores que más contribuyen a esta reducción continua en el déficit del GNC es el sector petrolero. Para la vigencia de 2019, el (MFMP, 2018) da cuenta de que los ingresos petroleros serían del orden del 1,2% del PIB en el 2019, distribuidos en tributarios (0,5% del PIB) y dividendos (0,6% del PIB).

En el ejercicio del cálculo de la vigencia 2019, el Gobierno Nacional proyectó un precio Brent de 2018 de USD 67/barril, el cual fue inferior al precio promedio observado del año de 71,34 USD/barril, lo que permitirá más espacio fiscal por mayores ingresos petroleros en 2018 para la vigencia 2019 respecto a la proyección. Es de notar que, bajo los supuestos del Gobierno Nacional en el (MFMP, 2018), para 2019 el espacio del ciclo energético será positivo en cerca del 0,1% del PIB. Sin el sector petróleo en 2019, los ingresos totales disminuirían del 15,6% del PIB al 14,4% del PIB. Lo anterior, bajo un escenario donde los gastos totales se mantengan en el 18,0% del PIB, llevaría el déficit del balance total del -2,4% del PIB al -3,6% del PIB.

Tabla 4. Balance Fiscal del GNC 2018 – 2019

	$Miles de Millones		% PIB	
CONCEPTO	**2018***	**2019***	**2018***	**2019***
Ingresos Totales	**150.241**	**165.738**	**15,1**	**15,6**
Tributarios	135710	143465	13,6	13,5
No Tributarios	745	1309	0,1	0,1
Fondos Especiales	2097	2051	0,2	0,2
Recursos de Capital	11689	18912	1,2	1,8
Gastos Totales	**180.595**	**190.673**	**18,1**	**18**
Intereses	28550	30138	2,9	2,8
Funcionamiento + Inversión	152045	160535	15,3	15,2
BALANCE TOTAL	-30.354	-24.935	-3,1	-2,4
BALANCE ESTRUCTURAL	-30.354	-19.543	-3,1	-1,8
BALANCE CÍCLICO	-19.304	-5.392	-1,9	-0,5

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público - DGPM

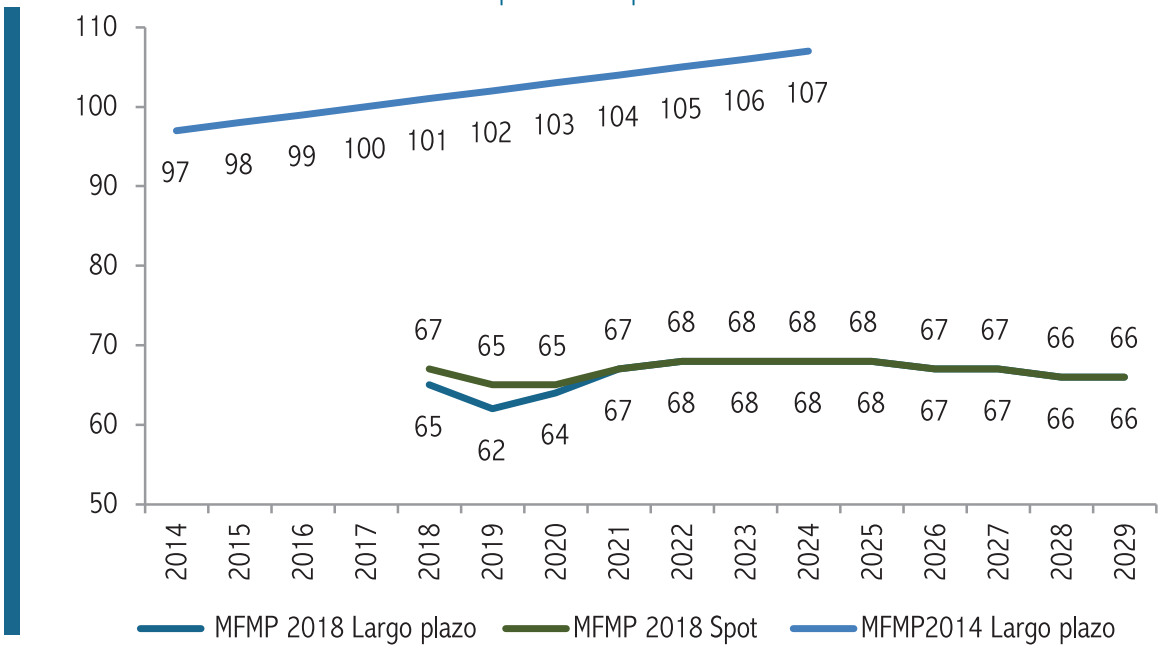
*Cifras proyectadas.

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público - DGPM

Es importante preguntarse por la senda macroeconómica a futuro. Respecto al crecimiento económico, el máximo crecimiento lo espera el Gobierno Nacional en 4,4% en 2022 y 2023, para luego aproximarse al ritmo de crecimiento potencial, del 3,5%, por lo que a partir del año 2026 la economía colombiana alcanzaría su nivel de crecimiento de largo plazo. Es importante mencionar que, antes de la descolgada del precio del petróleo, en el Marco Fiscal de 2014, el Gobierno Nacional proyectaba un crecimiento potencial entre el 5,0% y el 4,6% hasta el año 2025.

Así mismo, el (MFMP, 2018) argumenta que, entre 2018 y 2022, la Regla Fiscal reduce el balance cíclico con que contó el Gobierno Nacional para adaptarse a un nuevo nivel de precio del petróleo. Como se comentó anteriormente, el precio Spot de referencia Brent que asume el Gobierno Nacional es de USD 65 en 2018, baja a USD 62 en 2019 y llega a USD 66 en el año 2029, mientras que el precio de largo plazo de referencia Brent se empareja con el Spot desde el año 2021 en USD 67.

Gráfico 23. Estimación de precios del petróleo MFMP 2014 vs MFMP 2018



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público - DGPM

Según el (MFMP, 2018), si el precio se encuentra alrededor de los USD 65/barril, no se permitiría un déficit mayor al no existir el ciclo petrolero, de hecho, los supuestos de 2019 a 2021 el precio proyectado se encuentra por encima del precio de largo plazo, por lo que el balance petrolero es positivo, implicando un menor gasto. Este ajuste debe ser ordenado de manera que en el año 2027 se equiparen el déficit total y el estructural en niveles del 1,0% del PIB.

3.6.2 Regalías

Las regalías son una fuente importante de recursos para las regiones por cuenta de la expansión de la actividad minero-energética. Bajo estos recursos, que incrementan considerablemente la disponibilidad de inversión en las regiones, se busca apoyar en la planeación del desarrollo regional por medio de una articulación entre Nación y Territorio.

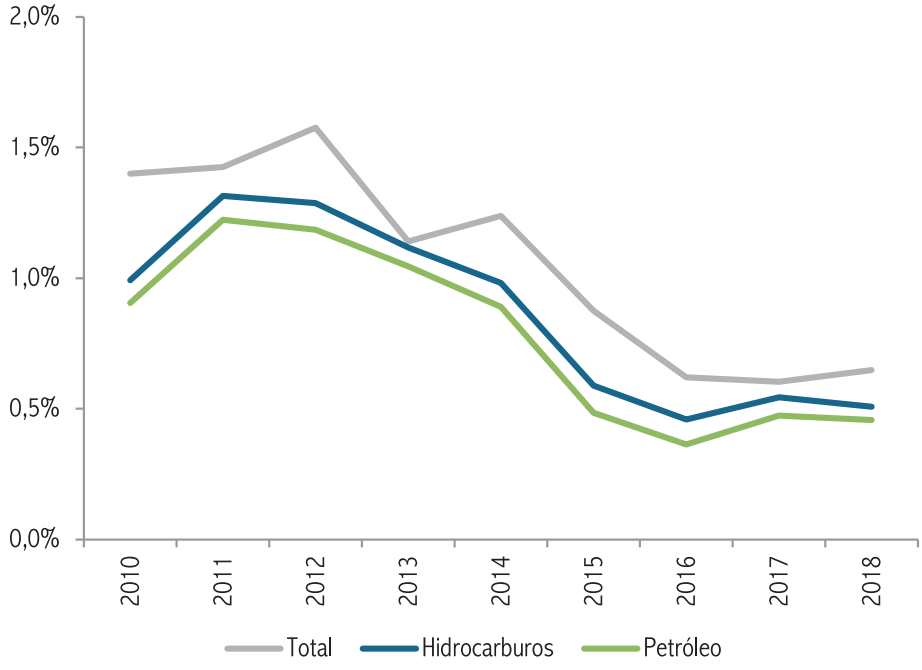
Específicamente, la inversión de las regalías está diseñada para permitir que los entes locales ejecuten programas y proyectos que incentiven el crecimiento económico en las regiones. Lo anterior, por medio de la generación de empleo, el impulso a la economía local, a la financiación de los programas sociales cuyo objetivo es superar la pobreza, elevar el nivel de vida de sus habitantes y disminuir la desigualdad, buscando de esta forma un mayor desarrollo económico y equidad en las regiones.

Cada bienio, el Gobierno Nacional debe presentar un Plan de Recursos de Regalías, con un presupuesto bienal de ingresos y gastos, cuyo objetivo es la planeación para los próximos diez años de cada uno de los ingresos del sistema. Sin embargo, el recaudo efectivo de las regalías en algunas ocasiones ha distado en gran medida de los presupuestos originales en la medida en que los supuestos distan de las cifras observadas. Específicamente, dado que los ingresos de regalías totales están explicados en un porcentaje muy significativo por el sector petrolero, su recaudo efectivo ha estado predeterminado por la alta volatilidad de la cotización del crudo.

Con base en la información de regalías del portal web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2019), entre 2010 y 2018, los ingresos totales por regalías (la suma de regalías mineras y de hidrocarburos) ascendieron a la cifra de $68,3 billones de pesos, equivalentes al 7,1% del PIB, cifra que implica un promedio de recaudo anual en el periodo de referencia de $7,6 billones de pesos. Así mismo, en el mismo periodo, los ingresos de regalías por cuestión de hidrocarburos ascendieron a los $56,1 billones de pesos, el 5,6% del PIB, monto que equivale al 82,2% del total de las regalías, y generando así un recaudo promedio anual de $6,2 billones de pesos.

Contenidas en el total de regalías de hidrocarburos se encuentran aquellas que ingresan por cuestión del sector petrolero. En el periodo de referencia, entre 2010 y 2018, ascendieron a los $50,3 billones de pesos, representando el 89,6% de las regalías de hidrocarburos y el 73,6% del total de regalías en el periodo. Estas regalías petroleras entre 2010 y 2018 permitieron un recaudo promedio anual de $5,6 billones de pesos, y en todo el periodo ascienden al 5,2% del PIB.

Gráfico 24. Ingresos por regalías (%PIB)



Fuente: MinHacienda

En la época del auge petrolero los ingresos por regalías superaron las proyecciones iniciales del Gobierno Nacional. Según el (MinHacienda, Presupuesto General de Regalías 2013-2014, 2012), para el bienio 2013-2014 se presentó un presupuesto de ingresos corrientes que ascendió a los $17,2 billones de pesos, de los cuales los hidrocarburos participarían con $14,5 billones, mientras la partida presupuestada de minerales era de $3,2 billones de pesos. Así mismo, las regalías presupuestadas por petróleo ascendían a los $12,9 billones de pesos. Al analizar los ingresos observados en el bienio de referencia, se recaudó por concepto de regalías un total 17,3 billones de pesos, superior en $0,1 billones de pesos a la proyección inicial. Así mismo, por hidrocarburos ingresaron $15,5 billones de pesos, aproximadamente $1 billón más de lo presupuestado, mientras que por petróleo ingresaron $14,2 billones de pesos, cerca de $1,3 billones de pesos más que la proyección de ingresos.

Una vez se da la caída del precio del petróleo, su efecto se traslada a los ingresos por cuestión de regalías. Respecto al bienio 2015-2016, bajo la Ley 1744 de 2014, se presentó inicialmente un presupuesto de regalías por el valor de $17,4 billones de pesos, de los cuales los hidrocarburos participarían con $14,3 billones de pesos, mientras los ingresos de regalías mineras serían de $3,1 billones de pesos. Así mismo, de acuerdo con el informe de Rendición de Cuentas 2016 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el presupuesto de ingresos del petróleo se planteó en $13,0 billones de pesos. De acuerdo con las cifras observadas, según la (ANH, 2019), las regalías totales recaudadas entre 2015 y 2016 sumaron $12,3 billones de pesos, el recaudo por regalías de hidrocarburos fue de $8,6 billones de pesos, mientras que por cuestión de regalías petroleras se llegó a recaudar $7,0 billones de pesos. Tan solo en regalías petroleras, se dejaron de recaudar $6,0 billones de pesos.

En un escenario de lenta recuperación del precio del petróleo, así como del sector a nivel nacional, los ingresos por regalías han recuperado su senda creciente. En el bienio 2017-2018, se presentó un presupuesto de regalías por valor de $11,8 billones de pesos. El componente de hidrocarburos ascendió a los $9,2 billones de pesos, mientras el componente de la minería llegó a los $2,6 billones de pesos. De los ingresos de hidrocarburos, los recursos proyectados por regalías del petróleo ascienden a $7,4 billones de pesos. Al contrastar con las cifras del recaudo efectivo que provee la (ANH, 2019), en el periodo comprendido entre los años 2017 y 2018 el ingreso total de regalías ascendió a $11,7 billones de pesos, los ingresos presupuestados por hidrocarburos llegaron a los $9,9 billones de pesos, superando la proyección inicial, mientras que los ingresos del sector petrolero fueron de $8,7 billones de pesos, cerca de $1,3 billones de pesos superior a lo presupuestado.

Finalmente, en el bienio 2019-2020, el Gobierno Nacional presentó un presupuesto de regalías que asciende al valor de $18,6 billones de pesos. De ellos, $15,3 billones provienen de regalías de hidrocarburos, mientras los restantes $3,3 billones provienen de la minería, sumando a lo anterior unos recursos de $0,6 billones de pesos por cuestión de rendimientos financieros. El presupuesto de ingresos del petróleo asciende a $13,5 billones de pesos, representando, sin embargo, un valor todavía inferior al presupuestado en el periodo entre 2013 y 2014.

3.7 IED

Según el Banco de la República, la IED es una categoría de la inversión internacional que se define como la inversión de un país (origen) a otro país (receptor), en donde el inversionista posee un porcentaje de la empresa donde realiza la inversión. La IED es una importante fuente de financiación extranjera, pues es un flujo neto de capital con un efecto significativo sobre la balanza de pagos que contribuye a incrementar ingresos de capital al país que pueden cubrir el déficit de cuenta corriente. Se registra en la balanza de pagos como flujos de IED dentro de la cuenta financiera y de capital, y como utilidades derivadas de la IED en la cuenta corriente. Además, contribuye a aumentar transferencias de tecnología, competitividad, calificación de mano de obra y la inserción en cadenas globales de valor, por lo que favorece al crecimiento económico del país a mediano y largo plazo, así como al incremento de la productividad nacional.

La IED ha jugado un papel importante en el crecimiento de la economía colombiana. Según el (Banrep, 2019), en 2010 esta representaba aproximadamente el 2,2% del PIB, ascendiendo al orden de los USD 6.430 millones, y ha ido aumentando hasta alcanzar el 4,5% del PIB en 2017, aproximadamente USD 13.956 millones. El sector petrolero ha sido el gran dinamizador de la IED a lo largo de los últimos años, especialmente durante la época del auge. En promedio, entre 2010 y 2017, sin la IED del sector petrolero, a Colombia hubiera entrado un 29,7% menos de IED, y el país hubiera perdido, en promedio cada año, el 1,2% del PIB.

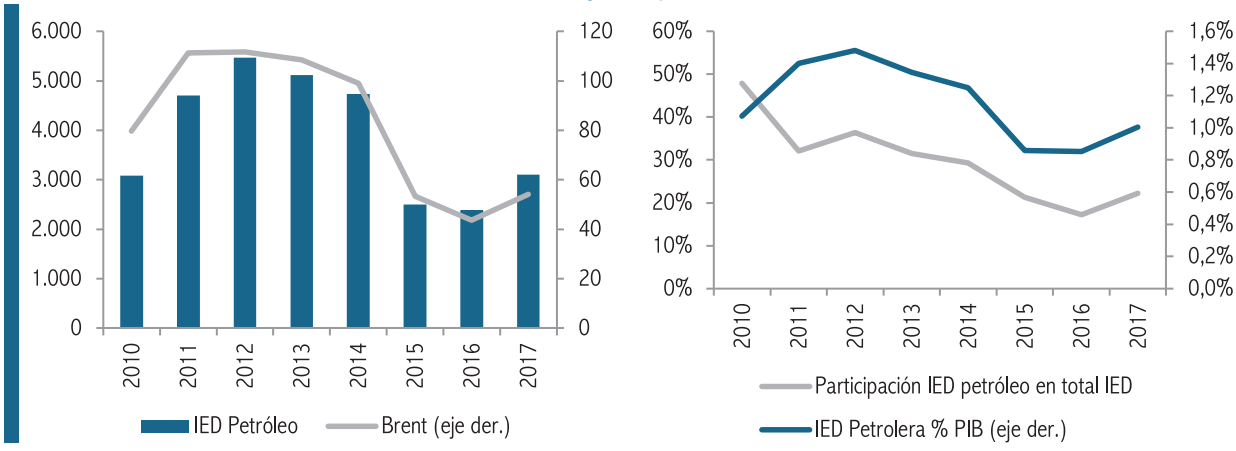
Específicamente, en los años del auge petrolero la IED fue una fuente vital de ingresos de divisas, así como de impulsor de la economía colombiana. Entre 2011 y 2014, según el (Banrep, 2019), la IED pasó de USD 14.647 millones (el 4,4% del PIB) a USD 16.167 millones, equivalente al 4,3% del PIB. En dicho periodo, y alimentada por una buena perspectiva de inversión en el sector petrolero, la IED petrolera inició en USD 4.700 millones (1,4% del PIB) y llegó en 2014 a USD 4.732 millones (1,3% del PIB) En dichos años, la participación de la IED petrolera en el total de IED pasó de 32% al 29,3%. Es de rescatar el pico que tuvo el comportamiento de la IED petrolera en el año 2012, año en el que alcanzó los USD 5.471 millones, representando así el 1,5% del PIB y el 36,4% de la IED total.

Desde 2014, con el inicio de la coyuntura de precios bajos se generó un aumento de la incertidumbre en el mediano y largo plazo en los mercados, lo que llevó a una caída en los montos de inversión para el sector petrolero. Es así como entre 2013 y 2015 la IED total disminuyó de USD 16.209 millones a USD 11.723 millones, pasando de representar el 4,3% del PIB al 4,0% del PIB. En dicho periodo, la IED petrolera pasó de representar USD 5.112 millones (el 1,3% del PIB y el 31,5% de la IED total) a representar USD 2.502 millones (el 0,9% del PIB, representando así el 21,3% de la IED total), una caída del 51% en su valor en dólares, y representando una pérdida de 0,4 puntos porcentuales.

Sin embargo, el valor más bajo de IED petrolera se observó en 2016 cuando alcanzó USD 2.386 millones, un 0,9% del PIB, y participando tan solo con el 17,2% de toda la IED. El año 2017 significó un pequeño repunte para la IED petrolera, la cual alcanzó USD 3.106 millones (el 22,3% del total de la IED), llegando así al 1,0% del PIB.

Lo anterior demuestra la importancia del sector petrolero respecto al ingreso de capitales en el país. La IED petrolera fue un 52,4% superior en los años de mejores perspectivas del sector, 2012-2014, que en el último periodo entre 2015 y 2017, lo anterior se traduce en una diferencia de USD 7.261 millones que dejaron de ingresar al país por cuenta de la desaceleración del sector petrolero.

Gráfico 25. IED destinada al sector petrolero y cotización Brent (millones USD, USD/BL) y participación del sector en la IED total y IED petrolera como % del PIB



Fuente: Banco de la República, EIA, DANE, cálculos Campetrol

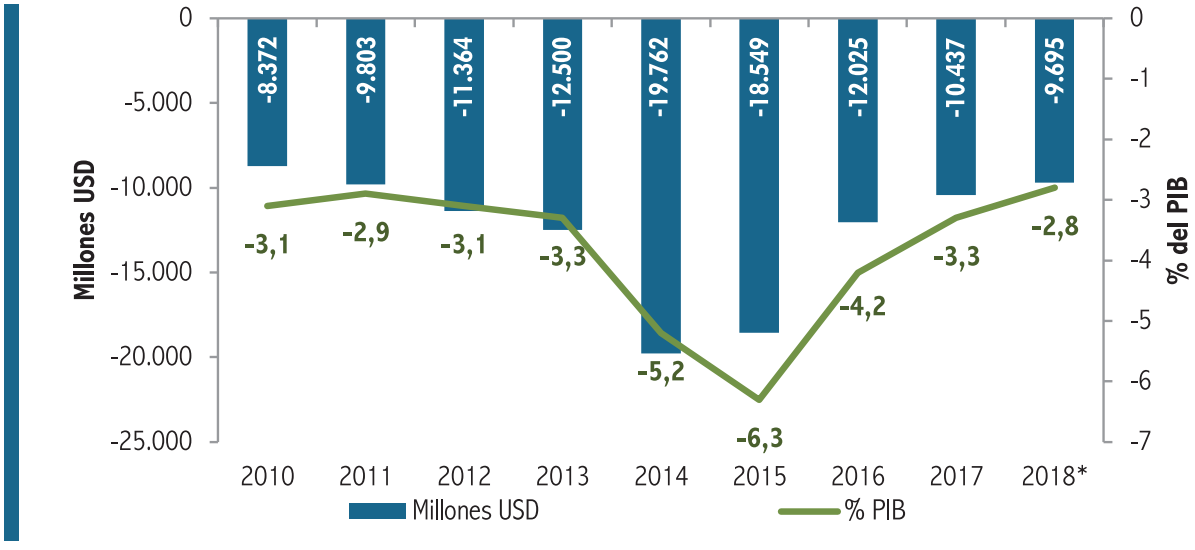
3.8 Cuenta corriente, balanza de pagos, exportaciones y efectos sobre TRM e inflación

La cuenta corriente es el resultado de todas las transacciones de bienes y servicios de un país con el resto del mundo. Según el Banco de la República, la cuenta corriente muestra la diferencia entre exportaciones e importaciones de bienes y servicios, sumando las utilidades recibidas de factores productivos en el exterior y restando los pagos de utilidades al exterior por factores productivos que se producen en el territorio nacional. El saldo en cuenta corriente es, por tanto, la diferencia entre ingresos y gastos, que para el caso colombiano es deficitaria, y debería financiarse mediante la cuenta financiera por medio de préstamos extranjeros y reservas internacionales. Una cuenta corriente deficitaria no se traduce necesariamente en un efecto negativo si se trata de un desbalance por cuenta de mayores importaciones de bienes de capital y materias primas, pues estas contribuyen a mejores niveles de inversión de empresas nacionales y mayor producción. Sin embargo, un déficit en cuenta corriente persistente puede traducirse en mayor endeudamiento para financiar el desbalance, lo que provoca también un déficit fiscal cumpliendo la teoría de déficit gemelos, y genera depreciación de la moneda nacional y la pérdida de dinamismo en las tasas de crecimiento.

La cuenta corriente también refleja el estado de los niveles de ahorro frente a la inversión. Un déficit persistente puede traducirse en bajas tasas de inversión o pocas posibilidades de inversión, o en tasas de ahorro más bajas por la incertidumbre frente al futuro.

Según el (MFMP, 2018), entre 2011 y 2013, cuando la economía colombiana se vio favorecida por los altos niveles de la cotización internacional del barril de petróleo, el país mantuvo un déficit en cuenta corriente que se ubicó en niveles de -2,9% del PIB en 2011, -3,1% del PIB en 2012 y -3,3% del PIB en 2013, lo que implica que pasó de USD 9.803 millones a USD 12.500 millones. Lo anterior, en parte explicado por una balanza comercial que se mantuvo positiva hasta el año 2013. Efectivamente, según cuentas nacionales del DANE, la balanza comercial pasó de un superávit de USD 5.358 millones en 2011 (0,9% del PIB), a un superávit de USD 2.206 millones (0,3% del PIB), dado que las exportaciones pasaron de USD 56.915 en 2011 (representando el 17,0% del PIB) a USD 58.826 en 2013 (el 15,5% del PIB), mientras las importaciones pasaron de USD 51.556 millones (15,4% del PIB) en 2011 a USD 56.620 millones (14,9% del PIB).

Gráfico 26. Balance de Cuenta Corriente

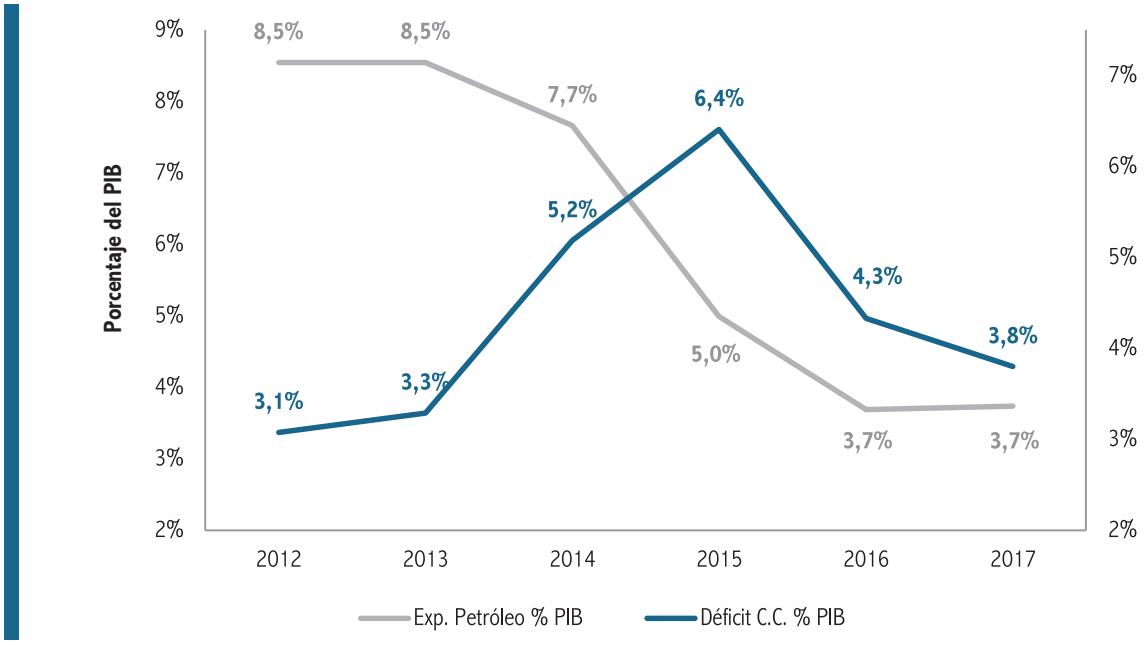


Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público- DGPM

Como consecuencia de lo anterior, la tasa de cambio (TRM) se mantuvo estable, en un promedio de $1.838 COP por USD. Entre la TRM de 2011 de $1.847 pesos y la de 2013, de $1.869 pesos, apenas hubo una apreciación de $22 pesos. El continuo flujo de dólares en la economía colombiana, junto con el buen comportamiento de la IED, permitieron que la moneda no tuviera grandes saltos cuantitativos, al solo permitir una apreciación del 1,2%. Lo anterior ayudó a que la inflación en el periodo promediara un 2,7% anual, al interior del rango meta de inflación del Banco de la República, esto, teniendo en cuenta que por medio del pass through la tasa de cambio afecta la inflación por su incidencia en el costo de los insumos que deben ser importados.

Así mismo, entre 2011 y 2013 las exportaciones del sector del petróleo y sus derivados pasaron de USD 28.421 millones en 2011, representando el 49,9% de las exportaciones totales y dando cuenta del 8,5% del PIB, a un nivel de USD 32.486 millones en 2013, un 55,2% de las exportaciones totales, y manteniéndose en el 8,5% del PIB. Sin estas exportaciones, la balanza comercial hubiera sido negativa, representando así un déficit de USD 23.062 en 2011 y de USD 30.280 en 2013, llegando al -6,9% del PIB en 2011 y al -8,0% del PIB, respectivamente.

Gráfico 27. Exportaciones Petroleras y déficit en cuenta corriente (% PIB)



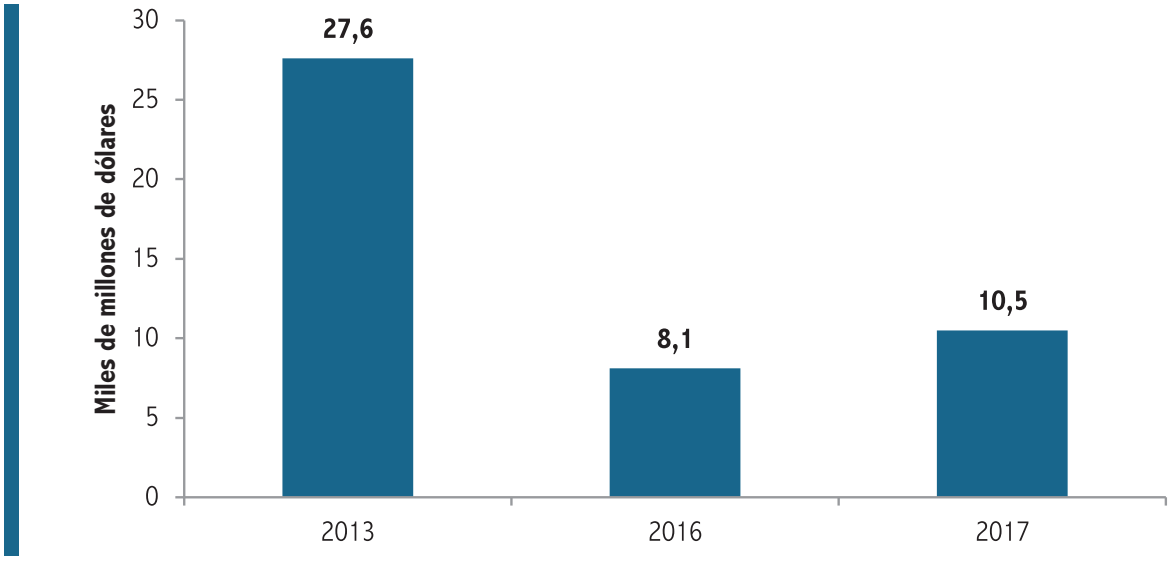
Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público – MFMP 18

Ahora, como consecuencia del choque de la caída del precio del petróleo, el déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos, cuyo promedio estuvo en el 3% del PIB entre 2010 y 2013, se amplió a 5,2% del PIB en 2014 y a 6,4% del PIB en 2015. Lo anterior trajo la necesidad al Gobierno Nacional de financiar, tanto en 2015 como en 2016, desequilibrios externos cercanos a los USD 20 mil millones (específicamente, USD 19.762 millones en 2015 y USD 18.567 millones en 2016). Esto, en unos años con condiciones internacionales de alta incertidumbre, bajas perspectivas de crecimiento para los países que obtienen rentas del sector minero-energético y en unas condiciones de baja liquidez y altamente volátiles en los mercados internacionales, lo que a su vez trajo efectos sobre la tasa de cambio.

Efectivamente, entre 2014 y 2015 las exportaciones totales pasaron de USD 54.857 millones a 36.018 millones de USD, representando con ello una pérdida como porcentaje del PIB del 14,5% al 12,4%,

mientras que las importaciones se incrementaron del 16,1% del PIB al 17,7% del PIB. En este periodo las exportaciones de petróleo y sus derivados cayeron del 14,5% del PIB en 2014 al 12,4% en 2015, por lo que pasaron de representar el 52,8% de las exportaciones totales en 2014 al 40,4% en 2015.

Gráfico 28. Exportaciones petroleras (miles de millones de dólares)



Fuente: DANE

En el año 2016 el déficit de cuenta corriente alcanzó el 4,3% del PIB, una mejora respecto a los dos registros anteriores de -6,4% en 2015 y -5,2% en 2014, respectivamente. Lo anterior, en un año en el que las exportaciones totales representaron en el 11,3% del PIB, mientras las importaciones pasaron del 17,7% del PIB en 2015 al 15,3% del PIB en 2016. Las exportaciones del sector del petróleo y sus derivados llegaron a sumar USD 10.796, llegando a representar así el 34% de las exportaciones totales y el 3,9% del PIB. Por lo tanto, la balanza comercial en 2016 cerrara en un déficit del 1,3% del PIB, en comparación con el 1,9% de déficit del año anterior, sin las exportaciones petroleras, el déficit en la balanza comercial hubiera sido del orden del 7,8% del PIB.

Gráfico 29. Tasa Representativa del Mercado (USD/COP)

Fuente: BanRep

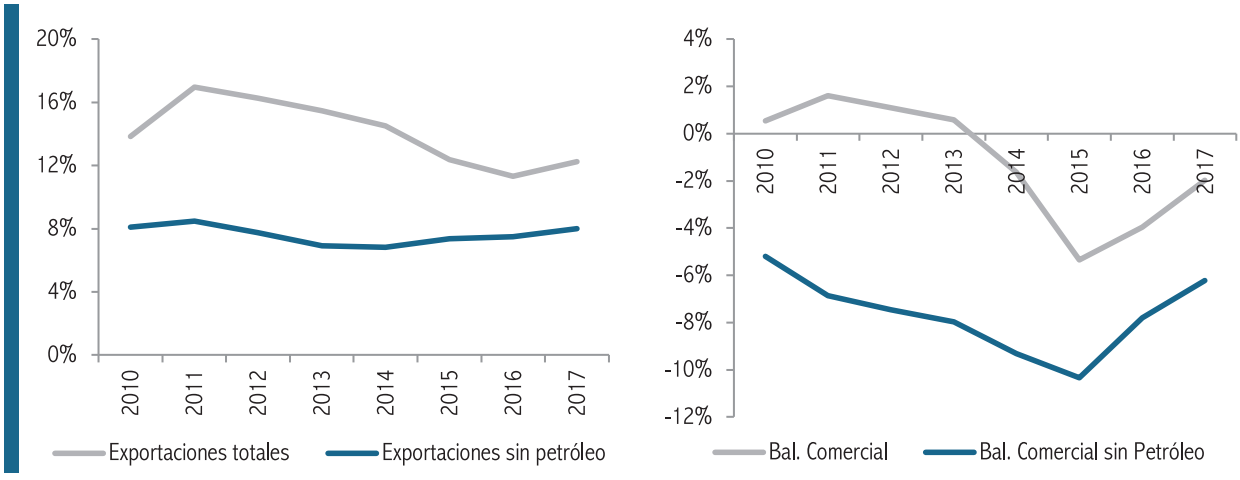
Por lo anterior, una de las principales consecuencias del mayor déficit en cuenta corriente fue la fuerte depreciación que sufrió el peso desde 2014. En dicho año la TRM llegó a un promedio de $2.000 COP por USD, en el año 2015 alcanzó $2.743 COP por USD, hasta el tope registrado históricamente, de $3.051 COP por USD en el año 2016. Lo anterior implica que entre 2013 y 2016 el peso se depreció en $1.182 pesos, con un pico de $3.300 pesos por dólar en febrero de 2016.

Lo anterior tuvo efectos directos sobre la inflación, primero a través de los bienes y servicios que hacen parte de la canasta básica, y luego por la vía de mayores costos de los productos que se importan como insumos. A lo anterior se le debe sumar a que, entre octubre de 2015 y junio de 2016, Colombia sufrió del fenómeno de El Niño, sumado al paro de transportadores de carga entre junio y julio de 2016. La inflación inició así una senda de resultados por fuera del rango meta del Banco de la República. Terminó en 3,66% en 2014, para llegó a 6,77% en 2015, y tocó su máximo en 8,95% en julio de 2016, para terminar en 5,74%. Por medio del instrumento de tasa de interés, el Banco de la República subió su tasa de intervención hasta a 4,75% en septiembre de 2016, con las consecuencias que esta medida traería sobre la demanda en la economía.

Según el (Banrep, 2019), en 2017 la balanza de pagos registró un déficit en cuenta corriente del orden de USD 10.508 millones, lo cual representa aproximadamente un 3,4% del PIB (inferior al 3,6% pronosticado por el MFMP 17). El déficit de 2017 fue inferior en USD 1.516 respecto al de 2016 (4,3% del PIB) La balanza comercial registró un déficit de USD 6.092 millones, inferior en USD 4.989 millones a la balanza deficitaria de USD 11.081 millones del año 2016. Lo anterior se explica principalmente por el crecimiento del orden del 32,5% de los precios de exportación de la canasta colombiana, pese a que las cantidades exportadas disminuyeron en un 3,1%.

En efecto, la balanza comercial de 2017 se compuso de unas exportaciones de USD 37.881 millones y unas importaciones de USD 43.972 millones. Sin los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo y derivados, las cuales en 2017 ascendieron a los USD 13.167 millones (un crecimiento del 22% respecto a las exportaciones de USD 10.796 millones en el año inmediatamente anterior), esto es, el 34,8% de las exportaciones totales, y manteniendo el mismo valor de las importaciones, las exportaciones totales hubieran llegado a los USD 24.714 millones, llevando así la balanza comercial a niveles de un déficit en USD 19.258 millones, aproximadamente el 6,2% del PIB.

Gráfico 30. Exportaciones y balanza comercial (total y sin petróleo, % PIB)



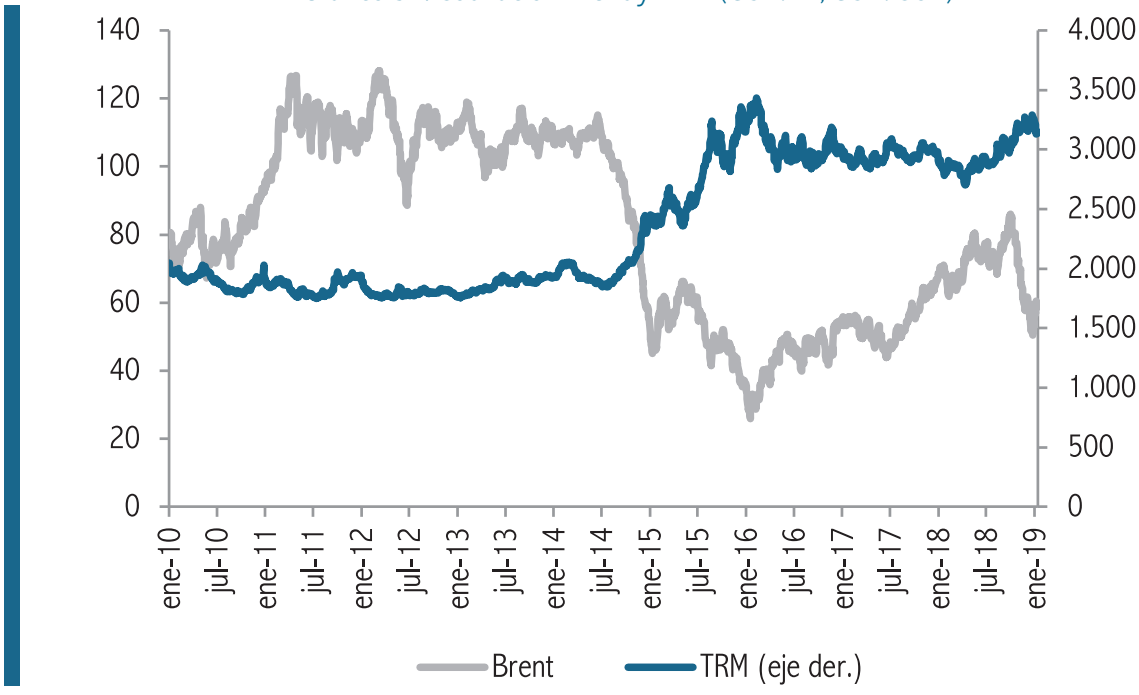
Fuente: DANE, cálculos Campetrol

Así mismo, el (MFMP, 2018) estima que, para 2018, el déficit en la cuenta corriente se reducirá hasta ubicarse en USD 9.704 millones, es decir, el 2,8% del PIB, frente a un déficit del 3,4% del PIB en 2017.

A partir de 2019 el Gobierno Nacional espera que el déficit en cuenta corriente se mantenga en 2,7% del PIB. Respecto a la balanza comercial, el Gobierno Nacional estima que las exportaciones de petróleo crecerán un 31,9% en 2018, impulsadas por la recuperación de los precios internacionales del petróleo. En la senda futura, el Gobierno Nacional estima que, entre 2019 y 2029, las exportaciones de petróleo disminuirán en un orden del 3,0% anual, en la medida en que la producción de petróleo presentará una senda decreciente, lo que implica que las exportaciones de petróleo pasarían de 639 KBPD en 2018 a 465 KBPD en 2029, una caída del 27,3%.

En 2017 la tasa de cambio se apreció desde el nivel de $3.051 COP en 2016 a $2.951 COP en 2017, mientras la inflación comenzó a ceder terreno, en la medida en que cerró el año 2017 en 4,09%, si bien por fuera del rango meta del Banco de la República, inferior al registro de 5,75% del año 2016. Por su parte, en el año 2018 la tasa de cambio tuvo una ligera depreciación, al ubicarse en los $2.956 COP por USD. Sin embargo, su efecto sobre la inflación fue inferior que en los años pasados, dado que la economía ya había absorbido este choque, de modo que la inflación de 2018 terminó en el 3,18%, relativamente cerca de la meta del Banco de la República.

Gráfico 31. Cotización Brent y TRM (USD/BL, USD/COP)



Fuente: BanRep

3.9 impactos en el desarrollo económico

El sector petrolero ha sido fiel testigo de la gran transformación social que ha ocurrido en Colombia desde inicios del siglo XXI. La gran evolución en los indicadores de desarrollo económico del país ha ido de la mano con la época en la que el Colombia ha obtenido un porcentaje significativo de ingresos y divisas por parte del sector petrolero. Entre 2010 y 2017, la tasa de crecimiento

promedio anual de la economía colombiana ha sido cercana al 4%, de modo que esta época se convirtió en el segundo periodo de mayor crecimiento promedio del PIB total y del PIB per cápita en la historia del país, desde la década de los setenta. Lo anterior ha generado grandes cambios a la sociedad colombiana, lo que permite confirmar que Colombia hoy un país distinto respecto a hace 19 años, con mayores niveles de desarrollo económico.

En dicho periodo, lo ingresos tributarios de la nación aumentaron un 94,4%, al pasar de $70,2 billones de pesos en 2010 a $136,4 billones en 2017. Como consecuencia de ello, en los últimos años la tasa de inversión promedio, como porcentaje del PIB, se mantuvo sobre el promedio de los últimos 10 años, del 22,5% del PIB, Específicamente, entre 2011 y 2017 la tasa de inversión pública ascendió, en promedio, al 22,9%. Según el (MFMP, 2018), tan solo en la época del auge petrolero, se logró invertir $57,5 billones de pesos adicionales en educación, transporte, tecnologías de la información y comunicaciones, inclusión social, salud, subsidios eléctricos, vivienda, en el sector agropecuario, y en la reconstrucción de la parte del país que fue afectada por la ola invernal de 2009-2011.

Según (DNP, 2018), hoy Colombia es un país con menos pobreza. La pobreza por ingresos, que afectaba al 40% de los colombianos en 2010, actualmente se encuentra por debajo del 27%, de modo que más de 4,7 millones de colombianos superaron la pobreza monetaria, mientras 2,8 millones superaron la pobreza extrema. Así mismo, entre el año 2010 y 2017, 5,4 millones de personas superaron la pobreza multidimensional. Así mismo, en el mismo periodo, los ingresos, en términos reales, de los hogares más pobres crecieron un 38,7%. Desde 2014 Colombia logró que el número de colombianos en la clase media superara al de personas en condición de pobreza, de modo que el 30,9% de la población actual es clase media consolidada. Lo anterior ha llevado a que la desigualdad en el país, medida por medio del coeficiente de Gini, se reduzca en 0,052 p.p. entre 2010 y 2017.

En 2017 el país logró que el 95% de la población se encuentre afiliada al Sistema General de Seguridad Social en Salud. Entre 2010 y 2017 la inversión en educación aumentó un 80,2%, de modo que desde 2012, el sector es quien tiene la mayor asignación presupuestal dentro del Presupuesto General de la Nación, asignación que pasó de $20,8 billones en 2010 a $37,5 billones en 2018. Lo anterior permitió que la tasa de cobertura escolar llegara hasta el 96,4% de los niños y jóvenes.

Entre 2011 y 2017, más de siete millones de personas accedieron por primera vez al servicio de alcantarillado y 6,8 millones al de acueducto. Entre 2010 y 2017 el Gobierno Nacional apoyó a más de 938 mil familias con la financiación o cofinanciación en la adquisición de vivienda urbana. Más de 105 mil hogares urbanos superaron las condiciones precarias de vivienda y se iniciaron cerca de 130 mil viviendas de interés prioritario para la población más pobre, lo que llevó, a que entre 2010 y 2017, los hogares con déficit cuantitativo de vivienda disminuyeran del 9,0% al 5,2%. Desde 2010 el Gobierno Nacional ha logrado llevar el servicio de energía eléctrica a más de 214 mil nuevos usuarios a lo largo del territorio nacional. Entre 2014 y 2018 la capacidad instalada de generación de energía eléctrica aumentó en casi un 14%, al pasar de 14.764 MW a 16.864 MW.

Entre 2010 y 2017, las inversiones del sector privado en infraestructura de carretera ascendieron a $35, 5 billones de pesos. La inversión pública y privada en ACTI (Actividades de Ciencia, Tecnología e Innovación) como porcentaje del PIB aumentó un 33%. Así mismo, entre 2010 y 2017 se crearon 189.519 nuevos cupos en educación técnica y tecnológica, en pro de las necesidades productivas de Colombia, y 387 mil jóvenes se convirtieron en técnicos profesionales por los programas del Gobierno Nacional.

Entre 2010 y 2017, el número de conexiones a Internet de banda ancha aumentó en 26,4 millones, siete veces más con respecto a 2010. En 2017 el 50% de hogares del país contaban con acceso

a Internet. Mientras en 2010 el 62,2% de los ciudadanos contaban con algún tipo de servicio financiero, en 2017 alrededor del 80% de los ciudadanos lograron acceder a dichos servicios. Entre 2010 y 2017 el número de visitantes extranjeros al país creció un 150%, llegando a 6,5 millones.

3.10 Conclusión

El sector petrolero es de gran importancia para la economía nacional, y su influencia dentro de variables macro fundamentales se evidenció en el periodo entre 2010 y 2017, cuando se observó un auge seguido de una importante caída en el sector por cuenta de la caída en precios.

El ingreso de los impuestos de renta pagados por el sector petrolero, sumado a los dividendos del grupo Ecopetrol, representaron el 2,2% del PIB en promedio durante 2011 y 2015, pues en comparación, en los 5 años previos al auge, entre 2006 y 2010, el ingreso petrolero fue en promedio de 1,6% del PIB.

A raíz de la caída de los precios del petróleo, entre 2013 y 2016, los ingresos petroleros del Gobierno Nacional cayeron un 96%. De esta forma, se amplió también el déficit fiscal de 2,3% del PIB en 2013 a 4,0% del PIB en 2016. La tímida recuperación del último periodo en el secto petrolero permitió que el déficit fiscal de 2017 fuera de 3,6% del PIB, año en el que el 3,2% de los ingresos totales del GNC fueron del sector petrolero, correspondiente al 0,3% del PIB.

Entre 2010 y 2018, los ingresos totales por regalías ascendieron a la cifra de $68,3 billones de pesos, equivalentes al 7,1% del PIB. Así mismo, en el mismo periodo, los ingresos de regalías por cuestión de hidrocarburos ascendieron a los $56,1 billones de pesos, el 5,6% del PIB, monto que equivale al 82,2% del total de las regalías. Entre 2010 y 2018, las regalías de petróleo ascendieron a los $50,3 billones de pesos, representando el 89,6% de las regalías de hidrocarburos y el 73,6% del total de regalías en el periodo.

La IED petrolera fue un 52,4% superior en los años de mejores perspectivas del sector, 2012-2014, que en el último periodo entre 2015 y 2017, lo anterior se traduce en una diferencia de USD 7.261 millones que dejaron de ingresar al país por cuenta de la desaceleración del sector petrolero.

Entre 2011 y 2013, el país mantuvo un déficit en cuenta corriente que se ubicó en niveles de -2,9% del PIB en 2011, -3,1% del PIB en 2012 y -3,3% del PIB en 2013. En dicho periodo la tasa de cambio (TRM) se mantuvo estable, en un promedio de $1.838 COP por USD. En este periodo, las exportaciones del sector del petróleo y sus derivados pasaron de representar el 49,9% de las exportaciones totales y dando cuenta del 8,5% del PIB, a un 55,2% de las exportaciones totales, y manteniéndose en el 8,5% del PIB.

El déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos se amplió a 5,2% del PIB en 2014 y a 6,4% del PIB en 2015. En este periodo las exportaciones de petróleo y sus derivados cayeron del 14,5% del PIB en 2014 al 12,4% en 2015, por lo que pasaron de representar el 52,8% de las exportaciones totales en 2014 al 40,4% en 2015. Así mismo, en el año 2016 el déficit de cuenta corriente alcanzó el 4,3% del PIB. Las exportaciones del sector del petróleo y sus derivados llegaron a sumar USD 10.796, llegando a representar así el 34% de las exportaciones totales y el 3,9% del PIB.

Una de las principales consecuencias del mayor déficit en cuenta corriente fue la fuerte depreciación que sufrió el peso desde 2014. En dicho año la TRM llegó a un promedio de $2.000 COP por USD, en el año 2015 alcanzó $2.743 COP por USD, hasta el tope registrado históricamente, de $3.051 COP por USD en el año 2016.

En 2017 la balanza de pagos registró un déficit en cuenta corriente del orden de USD 10.508 millones, lo cual representa aproximadamente un 3,4% del PIB). Sin los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo y derivados, y manteniendo el mismo valor de las importaciones, las exportaciones totales hubieran llegado a los USD 24.714 millones, llevando así la balanza comercial a niveles de un déficit en USD 19.258 millones, aproximadamente el 6,2% del PIB.

Mientras el precio del petróleo ha estado en altos niveles, a la economía del país le ha ido bien. En las crisis de precios la economía del país se ha deteriorado notablemente. Colombia no es un país petrolero, pero las rentas del Gobierno Nacional y las rentas regionales y locales si son petróleo-dependientes.

CAPÍTULO CUATRO

EL FRACKING: UNA DECISIÓN DE PAÍS

4.1 Introducción - ¿cómo seguir adelante?

Respecto al *Fracking*, se han generado posiciones negativas polarizantes, que en la medida en que no haya interés de revisarlas, cada día tenderán a separarse más las posturas, lo cual nos lleva a posiciones extremas. Hay que contribuir a generar espacios de reflexión para reconocer las diferentes visiones y las diferencias que comportan, y reconocer que, en las actuales circunstancias, con un horizonte precario en materia de autosuficiencia, es preciso considerar el aprovechamiento racional de todas las fuentes de energía posibles, sin dejar de lado ninguna.

Una de las primeras decisiones que debe adoptar el sector a nivel de gobierno, con el apoyo de los territorios y la industria es definir las metas anuales del cuatrienio en términos de reservas, producción, adquisición sísmica, perforación de pozos exploratorios, pozos de desarrollo, horizonte de autosuficiencia e inversiones. La reactivación de la industria depende de que se puedan remover los obstáculos que hoy día impiden dinamizar el sector de hidrocarburos hacia los niveles que el país requiere.

En primer lugar, asegurar la viabilidad operacional en territorio, mediante el mejoramiento de las condiciones del entrono comenzando por la reforma al SGR. Igualmente, reducir las ineficiencias en la contratación de mano de obra local calificada y no calificada; y mejorar la participación de las empresas locales, regionales y nacionales en la contratación de B&S. Pero esto requiere reglamentación, transparencia y buenas prácticas, además de generar las condiciones para poder operar en forma segura en los territorios.

De otra parte, es necesario garantizar la estabilidad jurídica y reglamentar una ley de coordinación, concurrencia y subsidiariedad para definir el uso del suelo y el subsuelo; así como la estabilidad de los procesos de licenciamiento ambiental, en particular sobre las licencias, ambientales, PMA´s y PONCAS. Adicionalmente, generar a través de decisiones de política pública, las condiciones para contar con un régimen fiscal competitivo, que nos acerque a la media de los países con los que competimos en la región (52% vs 70%).

Respecto al *Fracking*, se han generado posiciones negativas polarizantes, que en la medida en que no haya interés de revisarlas, cada día tienden a separar más las posturas, en una espiral negativa que nos lleva a posiciones extremistas. Hay que contribuir a generar espacios de reflexión para reconocer las diferentes visiones y las diferencias que comportan, y reconocer que, en las actuales circunstancias, con un horizonte precario en materia de autosuficiencia, es preciso considerar el aprovechamiento racional de todas las fuentes de energía posibles, sin dejar de lado ninguna, más aún si se considera que lo único cierto en el proceso de seguridad energética, son las incertidumbres.

Todo esto será posible, si y solamente si, se forma un frente común para superar estos desafíos y los de diferente orden, que se describen a continuación.

4.2 Desafíos globales

En un mundo global, el primer desafío es de preservar el planeta en condiciones que garanticen la supervivencia de la especie humana, amenazada hoy por el cambio climático. Vivimos un momento en el que parece existir consenso científico en torno a los impactos que el hombre ha causado en el planeta, al punto de que muchos científicos afirman que vivimos en una nueva era denominada el antropoceno. Situación que acarrea consecuencias políticas, pues no existe consenso sobre el tipo de decisiones que deben adoptarse y aplicarse.

La industria del petróleo y el gas no puede ser y no es ajena a este debate. La misma es consciente de las responsabilidades socio ambientales que le competen, y las está asumiendo. Las principales petroleras del mundo están inmersas en procesos de investigación y desarrollo asociados a energías alternativas renovables, así como al mejoramiento de las técnicas extractivas, con el propósito de reducir los impactos antrópicos.

El petróleo, junto a la electricidad, es la fuente energética que más ha influido en el desarrollo de la humanidad y en la transformación del planeta. Desde que el petróleo entró en escena, en 1859, el hombre ha progresado más que en todos los miles de años anteriores con otras fuentes energéticas, entre ellas la leña y los aceites animales, que eran las fuentes de la época.

Diferentes proyecciones indican que en los próximos 30 años habrá un incremento del 50% en la demanda mundial de energía, y que las fuentes fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas, seguirán siendo las de mayor demanda. En la actualidad, aproximadamente el 81% de la energía consumida en el mundo proviene de fuentes fósiles, y el 19% restante de fuentes renovables.

Muchas investigaciones científicas aconsejan migrar hacia otras fuentes, por razones de sostenibilidad ambiental y de supervivencia humana. Por ello hay que afrontar el reto de hacer una transición ordenada y responsable hacia recursos no convencionales renovables. Es un esfuerzo titánico que comprometerá varios años - incluso varias décadas - de investigación, inversiones y trabajo, y que demandará del concurso de todas, absolutamente todas, las visiones y perspectivas. Al fin y al cabo, se trata de encontrar el equilibrio entre lo deseable e ideal, y lo posible o realizable, garantizando sostenibilidad sin dejar de tener en cuenta factores políticos, económicos y sociales.

En esa transición, el petróleo no es el problema sino la solución. Gracias a los recursos que genera se podrán financiar los gigantescos costos de la transformación energética. Algunos se atreven a aventurar que tal será el nuevo destino del petróleo: financiar su paulatina salida de escena. Pero hay que ser conscientes – no sobra reiterarlo - que el petróleo es una de las más importantes realidades y herramientas políticas y económicas mundiales que la sociedad global haya tenido nunca.

De hecho, ni siquiera existe acuerdo sobre la fecha de cuándo empezaría a declinar la producción mundial, o sea, la oferta. Bien por razones geológicas o de agotamiento; hay quienes la fijan en 2050 y otros en 2070. Pero será seguramente la demanda, la que, a través de la recomposición de la canasta energética, la que determinará el peak oil (Hubert, 1950).

Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, producen más de un tercio del total de petróleo que se consume en el mundo. Ningún país está dispuesto a dejar de producir petróleo, mientras las fuentes sustitutivas no hayan alcanzado un grado de madurez y viabilidad económica. En México, la nueva administración que preside López Obrador, a pesar de anuncios aparentemente contradictorios

en materia de hidrocarburos, se ha trazado la meta de incrementar la producción a 2.5 millones de barriles por día. El petróleo seguirá siendo, durante muchos años, una realidad económica y política insoslayable, y una de las energías más demandadas.

4.3 Desafíos locales y regionales

Colombia, tiene un reto que no tienen muchos otros países, le corresponde producir petróleo y gas, y al mismo tiempo preservar su biodiversidad, una de las más importantes del planeta. Esto nos impone una gran responsabilidad, la cual hay que afrontar entre todos.

De allí la importancia que tiene construir una cultura política basada en el diálogo y la concertación. Pues al tiempo que debe preservarse nuestra rica biodiversidad, se nos impone como urgencia nacional mantener la seguridad energética y la estabilidad fiscal. Seguridad que no podemos perder, pues los efectos presupuestales y sociales serían desastrosos. Colombia lleva 33 años ininterrumpidos de autoabastecimiento, y quizás por ello una buena parte de la población no sabe, no conoce, lo que significaría perderla. Bastaría con recordar los padecimientos sufridos cuando dejamos de autoabastecernos, fueron años de penuria y estrechez económica.

Situación que empezó a superarse el 7 de diciembre de 1985 cuando se exportaron los primeros barriles de Caño Limón. Velar por la seguridad energética, es pues, un compromiso de todos, que pagaremos todos, si no lo conseguimos.

La matriz energética de Colombia es de las más limpias del mundo. Solo el 33% de ella pertenece a energías fósiles. El 66% está basada en energías renovables, principalmente de generación hídrica. Eso es un gran activo nacional. Y las posibilidades que tenemos de avanzar en la energía eólica y solar fotovoltaica son inmensas, ahí subyacen grandes oportunidades que se deben y tienen que aprovechar.

Al tiempo que se tiene que garantizar sostenibilidad ambiental y seguridad energética, se tiene otro desafío: construir Estado y mercado en las regiones, para impulsar un desarrollo sostenible. Allí está el futuro de Colombia como potencia regional.

Para esto se tiene que modificar la manera como el sector se ha venido relacionando con el territorio. No se puede seguir viendo las regiones únicamente en clave de los recursos que existen en ellas, como fuentes de riqueza. Es necesario darles una mirada diferente, inspirada en el codesarrollo. Por ello creemos que la clave está en la armonización de tres agendas: la del territorio, la del gobierno y la de la industria. Colombia no puede permitirse tener empresas prósperas en territorios empobrecidos y atrasados. Si se quiere que haya futuro, se necesita desarrollar un juego en el que todos ganen. Este es el espíritu que debe impulsarnos si queremos seguir creciendo juntos.

El papel de la industria no es el de canjear recursos a cambio de tener viabilidad operacional, ese tipo de relacionamiento transaccional tiene que terminarse, pues ha causado un daño inmenso. En algunas zonas éste ha alcanzado perfiles extorsivos.

Hay que abrirle paso a un nuevo modelo de relacionamiento territorial basado en la colaboración y en la construcción de visiones comunes y agendas compartidas generadoras de valor social. Ese es otro de los grandes desafíos que enfrentamos.

Es el momento de construir consensos, no de sembrar conflictos. Hace 100 años el desarrollo del territorio dependía en buena parte de la industria. Ahora la industria depende del desarrollo del territorio. Nos hemos perdido en muchos desencuentros que tenemos que superar con diálogo y

concertación. El petróleo puede y debe apalancar el desarrollo regional. Sin un desarrollo regional incluyente y sostenible no hay futuro. Hay que hablar de cómo pueden y deben articularse territorio, gobierno e industria. Ya sea en la implementación de obras por impuestos, de obras por regalías, o de proyectos productivos por compensación. Se trata de diseñar y ejecutar alianzas dentro de un marco de legalidad, emprendimiento y equidad, tal como lo señala el Plan Nacional de Desarrollo, del gobierno nacional.

Colombia ha tenido el desafío histórico de ocupar y controlar un territorio cuya principal característica es una geografía accidentada y diversa, como pocas en el mundo, con tres cordilleras, 36 complejos de páramos, 32 volcanes, seis glaciares, 1.900 ciénagas, centenares de lagos y lagunas, bosques, humedales y esteros, más de 10.000 kilómetros de autopistas fluviales y una flora y una fauna de las más diversas. Por eso se dice que tenemos más geografía que historia, y más territorio que nación. Es tiempo de desarrollar un nuevo relato. Corrigiendo lo que sea necesario corregir, y preservando cuanto sea necesario preservar.

La industria del petróleo y gas no quiere ni puede ser indiferente a cuanto sucede en el país. Por ello, es solidaria con una de las urgencias nacionales: la lucha contra la corrupción, conforme lo reclama la sociedad en su conjunto. Por un momento podemos permitirnos imaginar cómo sería este país, con probidad y transparencia. Los beneficios serían inimaginables. Las actividades cotidianas que nos demanda la acción económica no deben hacernos olvidar los compromisos que tenemos como parte de la sociedad y como miembros del sector empresarial. Solo así podremos avanzar y soñar con un país más justo e incluyente. El compromiso ético es de todos, de toda la sociedad colombiana, sin excepciones.

4.4 Sostenibilidad ambiental, seguridad energética y desarrollo territorial sostenible

El momento es propicio para hacer cambios. Hemos salido de una de las crisis más profundas del sector a escala global, por la caída de los precios internacionales a finales de 2014. Ahora las preocupaciones debemos centrarlas en la triada que conforman sostenibilidad ambiental, seguridad energética y desarrollo territorial sostenible. Ninguno de esos tres ejes debe pensarse sin los otros dos.

La preservación del agua y de las fuentes hídricas y en general del patrimonio natural es una obligación a la cual no puede sustraerse ningún sector económico. No es una obligación de un solo sector. La industria no rehúye el debate del agua, por el contrario, lo desea y lo auspicia. Puede decirse, con absoluta franqueza, que el dilema de agua o petróleo es falso, en términos absolutos, y hay como demostrarlo.

Respecto al desarrollo territorial sostenible, es importante realizar cambios normativos, entre ellos la reforma al sistema general de regalías (SGR) iniciativa, que con el gobierno debe socializarse en encuentros regionales, a efectos de que la propuesta de reforma tenga el mayor grado de legitimidad social y política posible.

Creemos que a las regiones productoras hay que devolverles mayor participación en la renta petrolera y mayor autonomía en el destino de las inversiones.

En el próximo bienio, 2019-20, el Estado en su conjunto invertirá 19.2 billones de pesos producto de las regalías. Si a ello le sumamos los recursos que aún no se han ejecutado, y los rendimientos financieros tendremos un presupuesto cercano a los 30 billones de pesos. Se trata de una

importante cantidad de recursos. Tenemos que tomar decisiones estratégicas. En qué, cómo y dónde se van a ejecutar esos recursos. Cómo pueden estos apalancar grandes transformaciones en el desarrollo territorial. Ha llegado el momento de pensar en grande. Necesitamos obras que generen saltos cuantitativos y cualitativos en el desarrollo regional.

4.5 Consultas populares

Otro cambio normativo urgente es una ley de concertación entre el Gobierno nacional y las entidades territoriales. Se requieren instrumentos que permitan la armonización de los diferentes intereses y competencias constitucionales y legales. Hay que superar las tensiones y fricciones entre el centro y la periferia institucional.

La Corte Constitucional viene preceptuando, desde hace varios años, la necesidad de que exista concertación entre la nación y las entidades territoriales. Ahí existe un campo enorme para construir institucionalidad. El sector debe apoyar ese proceso, pues seguramente, se traducirá en paz social y mayor desarrollo.

Uno de los temas relacionados con el territorio, que ha suscitado preocupación es la utilización de consultas populares municipales para frenar proyectos minero-energéticos.

Aunque no se comparta el sentido ni su alcance, se perciben como una ganancia en civilidad, porque hay que reconocer que son vías de derecho y no de hecho. Se debe trabajar para que ellas no se conviertan en frustración popular, al utilizarse con propósitos diferentes a los planteados por la Constitución y las leyes. Las consultas populares no pueden prohibir actividades económicas amparadas por la constitución y la ley.

Hay que ser respetuosos de la autonomía territorial, pero autonomía no es soberanía. No hay que confundir estos conceptos. Lo importante es que ese diálogo sea respetuoso, constructivo y útil, que sea un ejercicio de escucha y de tolerancia. Hay que convocar a todos los alcaldes y gobernadores del país, y a todo el movimiento social y ambiental, a realizar un gran acuerdo para iniciar un nuevo tiempo para beneficio de todos.

Las últimas decisiones de la Corte Constitucional y del Consejo de Estado hay que examinarlas de manera integral como instrumento de relacionamiento con la territorialidad, acorde con el espíritu constitucional del 91. Lo deseable es que el Gobierno y las Entidades Territoriales alcancen acuerdos que le permitan al Congreso de la República, expedir una ley para resolver los conflictos de competencias, y se pueda concertar, conforme a los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad, como lo preceptúa la Constitución.

Hay que ser optimistas y confiar en que pronto se tendrá un camino claro en esta materia. Estos desencuentros, son una oportunidad para dialogar con el territorio y construir acuerdos.

4.6 Diálogo y concertación

Sobre el *Fracking* se han generado posiciones negativas polarizantes, que en la medida en que no haya interés de revisarlas, cada día tiende a separar más las posturas, en una espiral negativa que nos lleva a posiciones extremistas.

Hay que contribuir a generar espacios de reflexión para reconocer las diferentes visiones y las diferencias que comportan. Hay que reconocer la necesidad de escuchar a los diferentes actores

de la sociedad, la academia, la sociedad civil propiamente dicha, las comunidades, los líderes sociales y regionales, el sector público, los especialistas, los expertos, las ONG´s, el gobierno y la industria.

La seguridad energética depende de la confiabilidad y la sostenibilidad de los aportes de las diferentes fuentes que constituyen la matriz energética del país. De esta forma debe asegurarse el suministro de energía abundante, barata y confiable (abc) a la sociedad para su supervivencia y desarrollo (generación eléctrica, casas y edificios, transporte: vehículos y camiones; industria y otros).

Hoy en día la matriz energética colombiana comprende las siguientes fuentes, entre otras:

- Hidráulica
- Gas
- Petróleo
- Carbón
- Solar FV
- Eólica
- Biomasa

En las actuales circunstancias, con un horizonte precario en materia de autosuficiencia, es preciso considerar el aprovechamiento racional de todas las fuentes de energía posibles, sin dejar de lado ninguna, más aún si se considera que lo único cierto en el proceso de seguridad energética, son las incertidumbres. La presencia de fenómenos climáticos por un lado y las incertidumbres y riesgos asociados a la exploración petrolera, sin mencionar la volatilidad de los precios del petróleo, por otro, hacen más angustiosa la necesidad de la incorporación de recursos y reservas que requiere el país.

Así las cosas, debemos generar un plan de choque para acometer todas las actividades e inversiones para la prospección, desarrollo e incorporación de nuevas reservas, única forma de darle sostenibilidad ambiental y seguridad energética a la sociedad colombiana.

Entonces, los esfuerzos deben contemplar todas las posibles fuentes de recursos energéticos:

Renovables y no renovables

Renovables:

- Eléctrica: hidráulica
- Solar fotovoltaica
- Eólica convencional y de viento marino
- Energía distribuida
- Nuclear
- Biomasa

No renovables:

- Petróleo
- Gas
- Carbón

En materia de petróleo y gas, por anticipado no sabemos cuáles son las fuentes en que las inversiones van a dar frutos. Existen incertidumbres de todo tipo. Incertidumbre en la identificación de los sistemas petrolíferos y gasíferos, en la efectividad de los procesos de generación, migración, entrampamiento, sincronismo, carga, tipo de hidrocarburos; e incertidumbres en los volúmenes, costos y precios necesarios, para el cierre financiero de los proyectos; y más importante, incertidumbres que se generan por la falta de condiciones para la viabilidad operacional, la seguridad jurídica y la competitividad.

En petróleo y gas, son los principales abastecedores de combustibles para el transporte, particular, público, de carretera, fluvial, marítimo; también son fuentes importantes para la generación y la industria; y de materias primas para la industria en general y para la petroquímica. Las fuentes de recursos posibles son, entre otras:

- Convencionales y no convencionales
- En tierra y offshore
- Provenientes de actividades de Exploración y Producción (E&P)

No podemos descartar a priori, ninguna de estas fuentes. La exploración e incorporación de reservas de todas estas posibilidades demanda tiempo, que es lo que no tenemos. En la línea, las fuentes que pueden aportar recursos en el corto y mediano plazo, y en el largo plazo, son las siguientes:

Corto y Mediano plazo:

Exploración en Tierra:

Convencionales	No Convencionales
• Exploración normativa en cuencas conocidas • *Near field exploration* • Exploración profunda en cuencas conocidas	• Yacimientos en roca generadora: *Fracking*

Producción:

- *Optimización de la producción*
- *Mejoramiento de recobro con proyectos EOR*
- *Eficiencia energética*

Largo plazo:

Exploración:

En tierra	*Offshore*
• En cuencas de frontera	• Litoral Caribe Aguas someras y de mediana profundidad Aguas profundas • Nuevas cuencas • Hidratos de carbono

Dada la complejidad de la matriz de petróleo y gas y los tiempos exiguos que nos impone la posible pérdida de la autosuficiencia, es preciso explorar en forma prioritaria, las que pueden incorporar recursos en el corto y mediano plazo, identificar los recursos y determinar su potencial, para tomar en su conjunto las mejores decisiones, para mantener la autosuficiencia, que por más de 33 años continuos ha disfrutado el país. Ahí es donde el EOR y el *Fracking* juegan un papel muy importante. Los proyectos identificados que tiene mayor probabilidad de éxito en el corto plazo son los de EOR en crudos pesados y el *Fracking* del Valle Medio del Magdalena, principalmente.

Necesitamos petróleo para alejar la importación. No podemos negarnos a la posibilidad de realizar los proyectos petroleros necesarios y de probar nuevas tecnologías con resultados positivos en otros países.

Salir adelante de esta situación nos llama a trabajar unidos con decisión política; gobiernos locales, departamentales, Gobierno Nacional, comunidades e industria, para entender la relevancia del sector de petróleo y gas para el país y seguir aportando al desarrollo regional sostenible, en forma incluyente, cuidadosa con el medio ambiente y con responsabilidad social.

La reactivación de toda la cadena de valor del sector es una condición necesaria para mantener y garantizar la seguridad energética en materia de hidrocarburos y extender el horizonte de autosuficiencia petrolera, hoy día tan precario.

La vía es el dialogo y la concertación.

4.7 Tendiendo puentes

Tenemos que dejar de movernos en escenarios de extremos, más aún cuando no se ha agotado el diálogo como herramienta, para superar los desencuentros. Debemos encontrarnos en el diálogo, en el terreno de las coincidencias y trabajar sobre las mismas y con evidencias.

La pregunta no es, sí o no al *Fracking*; sino cómo vamos a garantizar la autosuficiencia energética del país en materia de hidrocarburos y establecer más allá de toda duda razonable, si el *Fracking* es una técnica ambiental y socialmente viable; y de ser así, las preguntas entonces son: dónde, cómo y cuándo se puede hacer el *Fracking*, con estricto cuidado ambiental e inclusión social.

Debemos pensar en grande. A largo plazo. En el sector, en el país, en la sociedad colombiana. Poner estas premisas por delante de cualquier otro interés. Así las cosas, la idea es tender puentes. Y esto hay que hacerlo por fases, en las que ya se está avanzando:

- Primera Fase: profundizar en el diálogo
- Segunda Fase: generación de información confiable. Los Pilotos
- Tercera Fase: validación conjunta de hallazgos, conclusiones y recomendaciones

De lo que se trata, es ni más ni menos, de construir las bases para la toma de decisiones acertadas, de las cuales dependerán la sostenibilidad ambiental, el desarrollo territorial sostenible, la estabilidad macroeconómica del país y la seguridad energética de todos los colombianos.

4.8 Conclusiones

Una de las primeras decisiones que debe adoptar el sector es definir las metas del cuatrienio en términos de reservas, producción, adquisición sísmica, perforación de pozos exploratorios, pozos

de desarrollo, horizonte de autosuficiencia e inversiones. La reactivación de la industria depende de que se puedan remover los obstáculos que hoy día impiden dinamizar el sector de hidrocarburos hacia los niveles que el país requiere.

Ante la urgencia frente al desabastecimiento, los proyectos identificados que tiene mayor probabilidad de éxito en el corto plazo son los de EOR en crudos pesados y el *Fracking* del Valle Medio del Magdalena, principalmente. No podemos negarnos a la posibilidad de realizar los proyectos petroleros necesarios y de probar nuevas tecnologías con resultados positivos en otros países.

Respecto al *Fracking*, se han generado posiciones negativas polarizantes, que en la medida en que no haya interés de revisarlas, cada día tienden a separar más las posturas, lo cual nos lleva a posiciones extremistas. Hay que contribuir a generar espacios de reflexión para reconocer las diferentes visiones y las diferencias que comportan, y reconocer que, en las actuales circunstancias, con un horizonte precario en materia de autosuficiencia, es preciso considerar el aprovechamiento racional de todas las fuentes de energía posibles, sin dejar de lado ninguna.

La pregunta no es, sí o no al *Fracking*; sino cómo vamos a garantizar la autosuficiencia energética del país en materia de hidrocarburos y establecer más allá de toda duda razonable. Solamente por medio de pilotos en nuestro territorio sabremos si el *Fracking* es una técnica ambiental y socialmente viable para las condiciones y las características de Colombia.

La vía es el diálogo y la concertación. Para pensar en el largo plazo, debe haber un diálogo profundo entre Territorio, Gobierno, la sociedad civil interesada y la Industria, sobre el aprovechamiento de los hidrocarburos. Una vez llevados a cabo los pilotos de *fracking*, por una el país validará sus resultados y obtendrá conclusiones. Las preguntas entonces son: dónde, cómo y cuándo se puede hacer el *Fracking*, con estricto cuidado ambiental e inclusión social.

El *Fracking* es una decisión de País.

CAPÍTULO CINCO

PRUEBAS PILOTO: HERRAMIENTAS PARA UNA DECISIÓN ACERTADA

5.1 Introducción

La pregunta no es, sí o no al *Fracking*; sino cómo vamos a garantizar la autosuficiencia energética del país en materia de hidrocarburos. Solamente por medio de la realización de pilotos en nuestro territorio sabremos si el *Fracking* es una técnica ambiental y socialmente viable para las condiciones y las características de Colombia.

La toma de decisiones en la industria de los hidrocarburos se hace a partir de diversos cálculos y simulaciones, los cuales dan la información suficientemente precisa y aproximada a la realidad como para evaluar diferentes escenarios y definir los posibles riesgos asociados a estos. En materia de yacimientos no convencionales, al poseer diversos fenómenos que contribuyen a su producción, más allá del agotamiento de la energía del yacimiento mismo, se convierte en un reto importante el correcto modelado matemático, por lo que se hace necesaria la debida realización de experimentos a pequeña escala o proyectos pilotos, que permitan la validación y corrección de los modelos actuales, así la apropiada evaluación de riesgos económicos, ambientales y posibles problemas asociados al desarrollo de estos yacimientos.

En este sentido, la ejecución de los pilotos del *fracking* permitirían obtener información confiable y transparente, y de esta manera, comprobar y definir la funcionalidad del modelo conceptual, la fracturabilidad y productividad de la roca madre, y los posibles impactos ambientales y sociales.

5.2 ¿Qué es el *fracking*?

El consenso general de la comunidad científica acerca del origen del petróleo, es que este posee una fuente orgánica, principalmente por la transformación química de fitoplancton y zooplancton, pequeños animales marinos o algas depositados en las depresiones de antiguos ambientes acuáticos, los que, luego de millones de años de sedimentos (arena y minerales) cayendo dentro, aumentando la presión y temperatura que actúa en ese espacio, darían lugar a los llamados yacimientos o zonas de acumulación de hidrocarburos.

Los sedimentos que se depositaron en estos lugares, con el pasar del tiempo sufrirían un proceso de litificación, convirtiéndose en rocas, aún con la materia orgánica en su interior, misma que luego se transformaría en petróleo, dando lugar a la llamada roca generadora.

Por acción de los esfuerzos internos de la tierra, gran parte del petróleo que se encuentra dentro de estas rocas, migran hacia otros estratos encontrados en zonas superiores, y forman la roca almacén o reservorio, siendo generalmente este estrato el objetivo de la perforación en yacimientos

convencionales, que al tener grano más grueso, y una menor presión litostática, se espera que tengan espacios internos interconectados, por los cuales pueda fluir el petróleo hacia los pozos fácilmente, por tanto, tienen una alta permeabilidad.

Lo contrario ocurre con la materia orgánica que no migra, y que queda depositada en su roca generadora original, generalmente shales con grano muy fino y una presión mayor, por lo que, no existen poros interconectados o caminos, por donde pueda pasar el petróleo, dando lugar a permeabilidades ínfimas y zonas discontinuas de acumulación, pero que, a su vez, permiten una mejor transformación de la materia orgánica, dando lugar a crudos de menor densidad y, por lo tanto, mayor valor comercial.

Lo anterior corresponder a la definición de yacimientos no convencionales, donde la roca generadora es a su vez la roca reservorio, y que, al tener una permeabilidad muy baja, también hace función de roca sello, impidiendo la migración del hidrocarburo hacia otras zonas, por lo que en este tipo de estratos se deben construir canales de flujo artificiales que permitan su extracción. Como consecuencia, nació el fracturamiento hidráulico o *Fracking* como experimento tecnológico en 1947 en el campo Hugoton en Kansas, y cuya comercialización inició tres años más tarde, en 1950.

El *Fracking* es una técnica de estimulación de pozos, que consiste en el bombeo de altas cantidades de agua en los yacimientos, en conjunto con diferentes aditivos que harían más eficiente la operación. La idea subyacente, es que la presión de inyección de este fluido pueda superar la presión de fractura de la roca, pudiéndose crear los canales por los cuales podrá salir el petróleo, siendo preferencialmente a través de pozos horizontales, que permiten una mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento, optimizando así, la producción de este.

Para poder producir los hidrocarburos atrapados en las fracturas de la roca generadora en un YNC, se necesita fracturar la roca generadora para poder conectarla con el hueco de producción. La técnica más eficiente para ello es el fracturamiento hidráulico, conocido como *Fracking*, el cual, según SPE (Society of Petroleum Engineers), está probado con éxito en más de dos millones y medio de pozos a nivel global.

Asimismo, esta tecnología no es específica para yacimientos no convencionales, por lo que, también es aplicada en yacimientos convencionales de manera rutinaria, debido a que por acción de diversos factores naturales o inducidos (deposiciones orgánicas e inorgánicas, bancos de condensados, entre otros), se puede perder parte de la permeabilidad original del yacimiento, por lo que se necesitará crear canales auxiliares de flujo. La diferencia entre realizar la estimulación en un yacimiento convencional o en un yacimiento no convencional, radica en las condiciones de operación, por lo que, en yacimientos no convencionales, al ser rocas más duras y de menor permeabilidad, se debe alcanzar una presión de inyección mayor, incrementando así, la logística y el costo de la estimulación.

5.3 Presencia de roca generadora en sudamérica

La estimación del potencial de los yacimientos, en particular los de roca generadora, durante una etapa muy temprana de la fase exploratoria en la que nos encontramos, en la cual se reconoce un evento geológico continental como es la presencia de la roca generadora (que principalmente son shales de diferentes edades geológicas con presencia comprobada desde Venezuela hasta la Argentina, conformando las grandes cuencas subandinas), es un ejercicio complejo de precisar, por la incertidumbre sobre los parámetros geológicos, de yacimientos, de productividad, entre otros. Lo

que transmite menor incertidumbre es la continuidad de la roca generadora y el dimensionamiento de dicho evento geológico de carácter continental, que está bien datado y referenciado.

En efecto, el trend de las cuencas subandinas cubre toda la longitud de Suramérica, desde Venezuela hasta Argentina. Hasta ahora se han descubierto 119 mil millones de barriles y 190 tera pies cúbicos de gas, que corresponden al 93% de las reservas de la subregión. Campos gigantes de petróleo y gas se han descubierto a lo largo de la cordillera andina, los cuales fueron alimentados por shales de diferentes edades geológicas, con predominancia de gas en el sur. La rica formación La Luna, de origen marino del cretáceo superior y los shales equivalentes en Venezuela, Colombia y Ecuador, son responsables de la generación del 86% de los hidrocarburos descubiertos.

Rocas generadoras probadas comprenden shales del devónico, carbonífero, pérmico y triásico en Perú, Bolivia y en el norte de Argentina. En el sur de Argentina los descubrimientos de petróleo fueron alimentados por shales de origen marino y lacustre del jurásico superior y del cretáceo inferior. Más de 7.500 pozos exploratorios han sido perforados en el trend de las cuencas subandinas, con una tasa de éxito del 15%. Muchas de estas cuencas están subexploradas y tiene un alto potencial para descubrimientos futuro[6].

En Colombia las estimaciones del potencial de yacimientos en roca generadora van desde 3.000, 5.000 y hasta 8.000 millones de barriles. Sin embargo, teniendo en cuenta que, si bien la presencia del recurso está bien referenciada, también es cierto que los parámetros de yacimientos, productividad y comportamiento de la producción en términos de plays, yacimientos y pozos, está por definirse. Campetrol decidió realizar el presente ejercicio con un enfoque más conservador y construyó tres escenarios, uno de 1.000 millones de barriles, otro de 3.000 millones de barriles y el de 5.000 millones de barriles, antes mencionado.

Las cifras estimadas para estos escenarios dependen en buena proporción del éxito de la terminación y completamiento de los pozos. La roca generadora es un shale o lutita, formación que necesita de estimulación hidráulica para poder producir el petróleo y gas que contiene, como yacimiento de roca generadora que es. Aquí juega un papel determinante la aplicación responsable del fracturamiento hidráulico, tecnología que ha sido probada exitosamente en las cuencas de Marcellus, Bakken, Eagle Ford, Haynesville, Barnett y Niobara, entre otras en Norteamérica y en Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, en las provincias de Neuquén y Mendoza, en Argentina.

Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Su gran potencial se debe a sus características geológicas y su ubicación geográfica. La formación Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina, al suroeste del país, y tiene una superficie de 30 mil km2, de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 km2, sobre los que ha realizado estudios para evaluar con más precisión el potencial de los recursos.

Los resultados obtenidos han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y que cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según un informe de la EIA (2013), lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina. La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor, lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reducen significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la explotación de estos recursos[7].

6 The petrolum geology of sub-andean basins. ResearchGate, 1996.

7 Fuente: YPF

5.4 Construcción de confianza – pilotos

A pesar de las posiciones negativas polarizantes que se han generado alrededor del *Fracking*, en buena hora la Comisión V del Senado de la República abrió un espacio para debatir las diferentes tendencias, en el cual se ha encontrado que al respecto hay muchas coincidencias, lo cual no deja de sorprender. En efecto, todos están por la defensa de la vida, por la defensa del agua, por la defensa del medio ambiente, por la seguridad energética, por la sostenibilidad ambiental, por el crecimiento de la economía colombiana. Esto nos invita a trabajar sobre las coincidencias. Se necesita un proceso de generación información confiable para las partes. Se trata de construcción de confianza. Se trata de estructurar un proceso que permita tomar decisiones en dos vías. La primera, para estructurar una transición ordenada hacia las energías renovables, y la segunda, para aprovechar lo que tenemos para poder realizar dicha transición.

Respecto de esta última, el país, la institucionalidad y la industria se han preparado por más de diez años, desarrollando una legislación estricta dentro del marco normativo para la exploración de los YNC, en particular los yacimientos en roca generadora, mediante la utilización de la tecnología del *Fracking*. Adicionalmente, el sector cuenta con altos estándares operacionales y ambientales, y con el conocimiento, la experiencia y los profesionales de las más altas calidades, necesarios para aprovechar los YNC, con absoluto cuidado del medio ambiente y con la inclusión social, que este tipo de operaciones demanda.

El *Fracking* es una decisión de territorio, gobierno e industria. No pueden tomarse decisiones a la ligera, sin información confiable y transparencia. Los pilotos propuestos por ECOPETROL y otras operadoras, buscan probar en forma real, si el modelo formulado funciona o no. Las pruebas tienen varios objetivos.

El primero, obtener información confiable para las partes, en un proceso que resulte transparente para las mismas. En efecto, la información disponible a nivel global corresponde a cuencas análogas en países como Estados Unidos, Canadá y Argentina, que tienen geología, sistemas de depositación, rocas generadoras, sistemas petrolíferos y gasíferos diferentes a Colombia; y que tiene también sus propios sistemas hidrológicos y ambientales; y por supuesto también gente, necesidades y aspectos sociales muy diferentes.

El segundo, es poder medir los impactos ambientales y sociales de su implementación, con el fin de establecer los riesgos reales de utilizar esta tecnología, a fin de disponer de plena evidencia que soporte las decisiones gubernamentales.

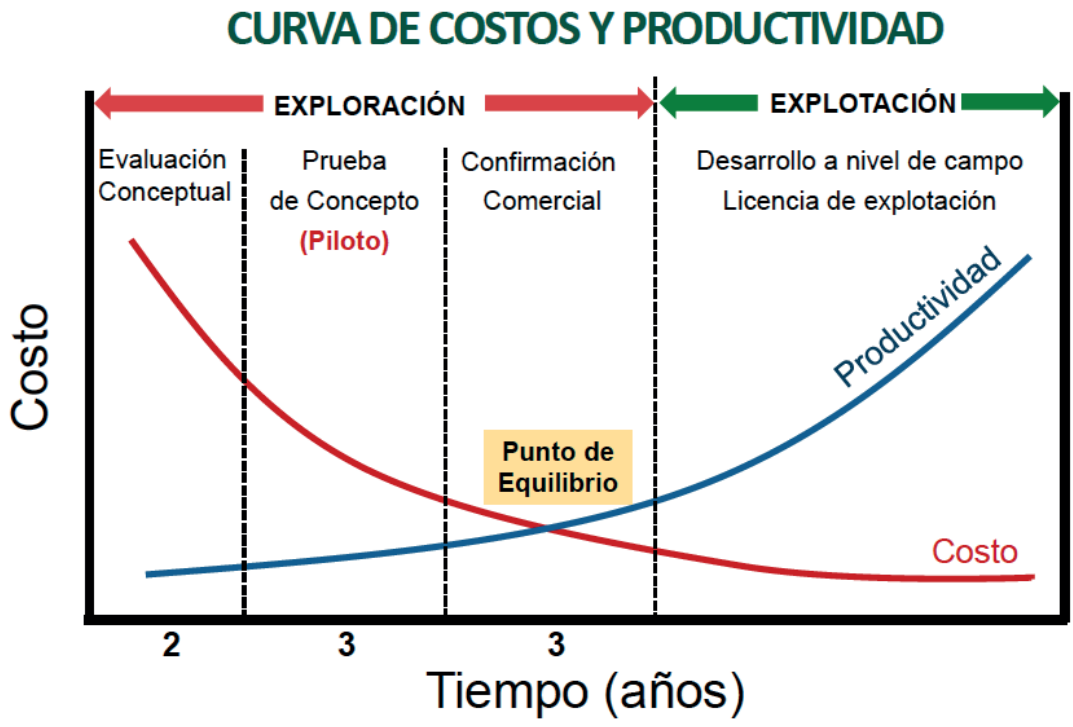
Después de una moratoria de 7 años, actualmente se está realizando en Inglaterra un piloto de *Fracking* en Lancashire, al noroeste de Inglaterra, denominado Preston New Road, por parte de la compañía Cuadrilla, con la autorización de la Secretaría de Estado para la Energía de UK y del regulador integrado Shale Environmental Regulator. Lo novedoso de este piloto es la utilización de un sistema de información en tiempo real para que los comités comunitarios que se han formado y las autoridades tengan acceso a información cierta, en tiempo real.

Este modelo de gestión de información, tipo urna de cristal, brinda la transparencia que se necesita para la construcción de confianza y coincide con las que se han hecho en el marco del debate promovido por la Comisión V del Senado.

Un último objetivo, pero no menos importante, es el de poder establecer el potencial del yacimiento de roca generadora y si el modelo conceptual funciona, o no. A su vez, poder establecer la fracturabilidad de la roca madre, su productividad y formular el modelo dinámico de la producción, a través de la construcción de la curva de costos y productividad. No hay que perder de vista que

estamos en una etapa temprana de la exploración de los YNC. Si los resultados de la prueba de concepto realizada a través de los pilotos son positivos, estaríamos ante la posibilidad de alcanzar un punto de equilibrio entre costos y productividad, que permita la confirmación comercial de los posibles desarrollos a nivel de campo.

En este entorno se tendrían las condiciones para contar con un horizonte de confianza que permita el aprovechamiento de los YNC, recursos que en las actuales circunstancias tanto necesita el país.



Fuente: Elaboración Propia

5.5 Conclusión

Los pilotos permitirán la construcción y generación de confianza entre los diferentes actores, entre tanto, se aplique un concepto de urna de cristal en el proceso y se vele por el constante monitoreo de los actores de la sociedad colombiana, tales como la academia, comunidades, autoridades, industria y sector público.

A partir de la generación de información confiable con los pilotos controlados, se podrá avanzar a la validación conjunta de hallazgos, conclusiones y recomendaciones que permitan optimizar la aplicación del *Fracking* tanto en ámbitos operacionales, como en ámbitos sociales y ambientales.

Solo de esta manera se construirán las bases para la toma de decisiones acertadas, de las cuales dependerán la sostenibilidad ambiental, el desarrollo regional sostenible, la estabilidad macroeconómica del país y la seguridad energética de todos los colombianos.

Estamos convencidos que las pruebas piloto son herramientas para una decisión acertada.

CAPÍTULO SEIS

¿QUÉ TAN SÓLIDA ES NUESTRA NORMATIVA?

6.1 Introducción

El país se ha venido preparando por más de 10 años en materia normativa para el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, por demás en forma muy seria. Nuestra legislación establece diferentes marcos regulatorios y de actuación, en los cuales la normativa es fundamental.

El marco constitucional establece con claridad que la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables son del Estado, y que a éste le corresponde planificar su manejo y aprovechamiento. No es menos cierto también que a lo largo del desarrollo jurisprudencial, estos principios han entrado en tensión con principios que la jurisprudencia ha realzado con similar relevancia, como lo son el de autonomía de los entes territoriales y el de protección ambiental

Sin embargo, el Gobierno Nacional, basado en un proyecto de gestión de conocimiento ampliamente documentado, ha expedido la normativa regulatoria para la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

El país se ha venido preparando por más de 10 años en materia normativa para el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, por demás en forma muy seria. Nuestra legislación establece diferentes marcos regulatorios y de actuación, en los cuales la normativa es fundamental.

6.2 Normativa general

6.2.1 Marco constitucional

Como marco inicial y general de las normas que sustentan la regulación en materia de yacimientos no convencionales, se citan las siguientes disposiciones previstas en la Constitución Política de Colombia:

> *"Artículo 80. El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.*
>
> *Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.*
>
> *(...)*
>
> *Artículo 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.*
>
> *(...)*

Artículo 334. <Artículo modificado por el artículo 1o. del Acto Legislativo 3 de 2011. El nuevo texto es el siguiente:> La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. Dicho marco de sostenibilidad fiscal deberá fungir como instrumento para alcanzar de manera progresiva los objetivos del Estado Social de Derecho. En cualquier caso el gasto público social será prioritario.

(…)

Artículo 360. <Artículo modificado por el artículo 1 del Acto Legislativo 5 de 2011. El nuevo texto es el siguiente:> La explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Mediante otra ley, a iniciativa del Gobierno, la ley determinará la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías."

(Subrayado fuera de texto).

- Respecto de las disposiciones citadas, la Corte Constitucional ha explicado lo siguiente:

"El artículo 332 de la Constitución declara sin rodeos que el Estado es propietario de los recursos naturales no renovables, sin distinguir entre aquellos que se encuentran en el suelo y los que provienen del subsuelo y sin discriminar tampoco entre los que se hallan en suelo de propiedad privada respecto de los que se localicen en terrenos públicos. El Estado no es propietario del suelo, salvo el caso de los bienes fiscales, no es acertado a la luz de la Constitución afirmar que estén excluidos del dominio estatal todos los recursos naturales que se encuentren en el suelo por esa sola circunstancia, pues los no renovables son de propiedad pública. Lo propio ocurre con los materiales que componen el suelo o los elementos que de ellos se extraen y con los que se encuentren en terrenos de propiedad privada. En este último caso, la Constitución garantiza el derecho de propiedad sobre la tierra, pero ello no implica que el Estado renuncie a favor del propietario el derecho público que se tiene sobre los recursos naturales no renovables." (Subrayado fuera de texto).[8]

"La Corte ha reiterado lo establecido en los artículos 332, 334, 360 y 80 de la Constitución Política, en cuanto a que el Estado es el propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos de conformidad con las leyes preexistentes, sobre la facultad de intervención del Estado en la explotación de los recursos naturales y uso del suelo, así como sobre la planificación, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales. (…) En relación con estas disposiciones superiores ha manifestado también la jurisprudencia de la Corte, que el Estado en su calidad de propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, tiene de un lado, la obligación de conservación

8 Corte Constitucional, Sentencia C-216 de 1993, M.P. José Gregorio Hernández Galindo. Al respecto ver tambié la referencia indicada en la Sentencia C-417 de 2014, M.P. Jose Ignacio Pretelt Chaljub.

de estos bienes y, de otro lado, los derechos económicos que se deriven de su explotación, y por tanto la competencia y la facultad para conceder derechos especiales de uso sobre dichos recursos, a través de concesiones, las cuales constituyen derechos subjetivos en cuanto entrañan un poder jurídico especial para el uso del respectivo bien público."[9]

(Subrayado fuera de texto).

- Estas referencias constitucionales en las que se resalta la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales en cabeza del Estado, vienen siendo integradas con análisis en los que se consideran otras disposiciones constitucionales a las que se les da similar relevancia. Es el caso de las normas sobre autonomía territorial, así como las normas en materia de protección ambiental.

- En relación con las normas sobre autonomía y descentralización administrativa, la jurisprudencia se ha movido en diversos sentidos y efectos. Al respecto la Corte ha señalado lo siguiente:

  "Para la Corte, si bien la interpretación del artículo 37 del Código de Minas puede sustentarse en el principio constitucional de organización unitaria del Estado –artículo 1 de la Constitución- y los contenidos específicos de los artículos 332 y 334 de la Constitución, que privilegian la posición de la Nación en la determinación de las políticas relativas a la explotación de recursos naturales; también deben tenerse en cuenta otros contenidos constitucionales de igual valía dentro de la organización del Estado, como son los principios de autonomía y descentralización de que gozan las entidades territoriales para la gestión de sus intereses –artículo 287 de la Constitución-, y de coordinación y concurrencia –artículo 288 de la Constitución-, que se deben acatar al hacer el reparto de competencias entre la Nación y, en este caso, los municipios y distritos. Por esta razón, y en procura de una solución que permita aplicar de forma armónica el contenido de los principios que se encuentran en tensión en este caso concreto, se concluye que el artículo 37 de la ley 685 de 2001 –Código de Minas- estará acorde con la Constitución, siempre y cuando en el proceso de autorización para la realización de actividades de exploración y explotación minera –cualquiera sea el nombre que se dé al procedimiento para expedir dicha autorización por parte del Estado- se tengan en cuenta los aspectos de coordinación y concurrencia, los cuales se fundan en el principio constitucional de autonomía territorial.

  En este sentido, una autorización al respecto deberá dar la oportunidad de participar activa y eficazmente a las entidades municipales o distritales involucradas en dicho proceso, mediante acuerdos sobre la protección de cuencas hídricas y la salubridad de la población, así como, del desarrollo económico, social y cultural de sus comunidades."[10]

  (Subrayado fuera de texto).

- Aunque la Sentencia citada se refiere a la actividad minera, se resalta su contenido en cuanto que como resultado de los principios de autonomía de las entidades territoriales, la Corte hace expresa la exigencia de actuar con subordinación a los aspectos de coordinación y concurrencia entre el nivel central y el territorial, para la realización de las actividades de exploración y explotación de los recursos del subsuelo.

  La tensión de estos principios se ha hecho particularmente manifiesta en los diversos análisis realizados por la Corte sobre los efectos de las consultas populares. La jurisprudencia

9 Corte Constitucional, Sentencia C-983 de 2010, M.P. Luis Ernesto Vargas Silva.

10 Corte Constitucional, Sentencia C-123 de 2014, M.P. Alberto Rojas Rios

se ha movido desde una visión en la que entiende que los municipios sí tienen competencia para participar en las decisiones relativas a las actividades de exploración y explotación de recursos del subsuelo,[11] hasta llegar más recientemente a un entendimiento donde considera que es *"es contradictorio afirmar que pese a la existencia de competencias del gobierno nacional central respecto a los recursos del subsuelo, las autoridades territoriales puedan vetar la exploración y explotación de los* RNNR [recursos naturales no renovables]", frente a lo cual concluye que no puede haber tal veto. Al respecto ha señalado lo siguiente: *"Con relación a ello la Corte Constitucional ha indicado: "(…) el carácter unitario del Estado colombiano no constituye un fundamento suficiente para desconocer la capacidad de autogestión que la Constitución les otorga a las entidades territoriales. A su turno, la autonomía de las entidades territoriales no puede ser entendida de manera omnímoda, hasta el punto de hacer nugatorias las competencias constitucionales de las autoridades nacionales."*[12]

(Negrilla y subrayado fuera de texto).

- En esta última línea de análisis la jurisprudencia de otros tribunales ha señalado lo siguiente:

  "En efecto, la Corte Constitucional ha concluido que el ejercicio de la competencia que le corresponde a las autoridades nacionales mineras respecto de la explotación de recursos naturales del subsuelo, confluye con otras competencias asignadas a las entidades territoriales de diverso orden, como la de definir los usos del suelo. Esto quiere decir que las comunidades locales ***no tienen*** *la potestad legal de decidir que se hace con el subsuelo, porque ese es del Estado que, en este caso, es unitario.*

  Pero como sí tienen la facultad constitucional de ordenar el uso del suelo, entonces poseen el derecho a intervenir en los eventos en los que el Estado toma la decisión de favorecer una actividad minera en su territorio."[13]

  (Negrilla y subrayado fuera de texto).

- Respecto a los análisis en los que se integra la titularidad de la propiedad del subsuelo y la potestad del Estado para planificar el manejo y explotación de los recursos naturales con la protección ambiental, la jurisprudencia ha señalado lo siguiente:

  "El ambiente ha sido uno de los principales elementos de configuración y caracterización del orden constitucional instituido a partir de 1991. En la Constitución vigente la protección del ambiente fue establecida como un deber, cuya consagración se hizo tanto de forma directa –artículo 79 de la Constitución-, como de forma indirecta –artículos 8º y 95 – 8 de la Constitución-; al respecto la Corte manifestó en la sentencia C-760 de 2007, "[d]e entrada,

11 Al respecto ver la Sentencia T-445 de 2016, M.P. Dr. Jorge Ivan Palacio Palacio, en la que entre otras señaló lo siguiente: "Así las cosas, para esta Corporación es claro que la minería evidentemente es una actividad que afecta ámbitos de competencia de los municipios, como la regulación de los usos del suelo, la protección de las cuencas hídricas y la salud de la población, razón por la cual como lo señaló la sentencia C-123 de 2014, los municipios sí tienen competencia para participar en estas decisiones, y que estas decisiones deben tomarse con su participación eficaz. En esta medida, entonces, una consulta popular que trate sobre este tipo de decisiones está claramente dentro del ámbito de competencias del municipio." (Subrayado fuera de texto). Al respecto ver también otras Sentencias como la C-149 de 2010. M.P. Dr. Jorge Ivan Palacio Palacio, en la que analiza el ámbito de competencia territorial en materia de regulación de uso de suelo, así como la aplicación de los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad. Al respecto ver también la Sentencia C-035 de 2016, M.P. Gloria Stella Ortiz Delgado, donde se analiza el núcleo esencial de la autonomía territorial.

12 Corte Constitucional, Sentencia SU-095 de 2018, M.P. Cristina Pardo Schlesinger. Al respecto ver también la Sentencia C-145 de 2015, M.P. Martha Victoria Sáchica Méndez

13 Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, Subsección B, Sentencia No. 2017-08-166-RCP, del 17 de agosto de 2017, M.P. Dr. Moisés Rodrigo Mazabel Pinzón.

la Constitución dispone como uno de sus principios fundamentales la obligación Estatal e individual de proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación (art. 8°). Adicionalmente, en desarrollo de tal valor, nuestra Constitución recoge en la forma de derechos colectivos (arts. 79 y 80 C.P.) y obligaciones específicas (art. 95-8 C.P.) las pautas generales que rigen la relación entre el ser humano y el ecosistema. Con claridad, en dichas disposiciones se consigna una atribución en cabeza de cada persona para gozar de un medio ambiente sano, una obligación Estatal y de todos los colombianos de proteger la diversidad e integridad del ambiente y una facultad en cabeza del Estado tendiente a prevenir y controlar los factores de deterioro y garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración y sustitución". El énfasis de la Constitución de 1991 se materializa en un cúmulo de disposiciones que, entendidas sistemáticamente, denotan la importancia que tiene en nuestro ordenamiento jurídico el ambiente, ya sea como principio fundamental, derecho constitucional y deber constitucional."[14]

La tensión que surge como resultado de la integración de estas disposiciones constitucionales se hace manifiesta en la aplicación de principios tales como el de precaución, según el cual, *"Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente."*[15]

En el documento publicado por la Corte Constitucional denominado *"Memorias Encuentro Constitucional por la Tierra"* se observan varios análisis desde la perspectiva constitucional en relación con la explotación de yacimientos no convencionales y la aplicación del principio de precaución. Al margen del enfoque crítico que pueden haber mostrado algunos de los autores del documento, bajo cuya postura se aboga por la moratoria del denominado *Fracking*, se rescatan algunas apreciaciones que pueden ser determinantes en la percepción que del tema se formen los jueces y las autoridades al respecto:

14 Corte Constitucional, Sentencia C-123 de 2014, M.P. Alberto Rojas Rios.

15 Al respecto ver, entre otras, la Sentencia C-449 de 2015, M.P. Jorge Iván Palacio Palacio, donde se explica lo siguiente: "Principio de precaución. Se encuentra reconocido en el principio número 15 de la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992, al expresar: "con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente".

La sentencia C-595 de 2010 recogió el alcance de este principio. Explicó la Corte que fue consagrado en la Ley 99 de 1993[102], al prever el artículo 1.1 que el proceso de desarrollo económico y social del país se orientará conforme a los principios universales y de desarrollo sostenible previsto en la Declaración de Río de Janeiro, disposición que fue declarada exequible en la sentencia C-528 de 1994. Reiteró que el principio de precaución se encuentra constitucionalizado, puesto que se desprende de la internacionalización de las relaciones ecológicas (art. 266) y de los deberes de protección y prevención (arts. 78, 79 y 80) [103]. Además, manifestó esta Corporación que "la precaución no sólo atiende en su ejercicio a las consecuencias de los actos, sino que principalmente exige una postura activa de anticipación, con un objetivo de previsión de la futura situación medioambiental a efectos de optimizar el entorno de vida natural"." Al respecto igualmente ver también las siguientes Sentencias:

Sentencia C-703 de 2010, M.P. Gabriel Eduardo Mendoza Martelo.

Sentencia T-606 de 2015, M.P. Jorge Iván Palacio Palacio.

Sentencia T-204 de 2014, M.P. Alberto Rojas Ríos.

Sentencia C-293 de 2002, M.P. Alfredo Beltrán Sierra.

Sentencia T-411 de 1992, M.P. Alejandro Martínez Caballero.

Sentencia C-293 de 2002, M.P. Alfredo Beltrán Sierra, entre otras.

a) Una de estas apreciaciones está relacionada con la importancia de contar con estudios sobre los suelos y la circulación de las aguas subterráneas en Colombia.[16]

b) Otra apreciación apunta a considerar especialmente los impactos ambientales a los que pueden estar expuestos los grupos más vulnerables de la sociedad, así como la garantía de contar con un ambiente sano para las generaciones futuras.[17]

c) Se destaca la especial sensibilidad que el tema despierta en las poblaciones locales, dados los antecedentes de consultas realizadas en determinados lugares de los Estados Unidos.[18]

d) Aun cuando no se trata de un documento técnico, varias de las apreciaciones muestran el tipo de preocupación que un ciudadano del común podría tener sobre el tema, como son los efectos del uso intensivo del agua, el uso de sustancias químicas, el impacto en los acuíferos, su contribución o no al cambio climático, la incidencia en las comunidades locales, la generación o no de efectos sísmicos, entre otros.[19]

- Hay sin embargo otros análisis que contrastan con la perspectiva crítica o escéptica antes señalada, provenientes también del alto tribunal constitucional. Así por ejemplo, en la Sentencia T-761 de 2015, la Corte analiza el concepto de "pobreza energética". El estudio que se hace en la Sentencia está ligado al suministro de energía eléctrica como tal, que como se sabe está asociado a la matriz energética nacional en el cual se engloban y vinculan entre sí las diferentes fuentes energéticas de las que depende el país.[20] La Corte destaca que la pobreza energética está estrechamente asociada a derechos que se lesionan y que conducen a la satisfacción de necesidades domésticas básicas, el disfrute de una vivienda digna, la superación de la miseria y hasta el derecho a la salud. Tal concepto de pobreza energética estaría igualmente vinculado al aumento de la pobreza.[21]

- Respecto a este punto la Corte ha destacado lo siguiente:

  "La Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL, de las Naciones Unidas, define la situación de pobreza energética como:

  "Los trabajos de investigación que abordan el tema de la pobreza de combustible, bajo el enfoque de subsistencia, estiman una línea de pobreza con base en un umbral de temperatura necesario para alcanzar el confort térmico que se considera adecuado, o bien con el porcentaje del ingreso del hogar destinado al gasto de combustible requerido para alcanzar dicho nivel de confort."

  (...)

16 Corte Constitucional, Luis Ernesto Vargas Silva, Presidente, "Memorias Encuentro Constitucional por la Tierra", Ibagué 17, 18 y 19 de septiembre de 2014, capítulo "Constitución, industrias extractivas y territorios" de Rodrigo Uprimny Yepes y Nathalia Sandoval Rojas, página 237.

17 Ob. Cit. pg. 237.

18 Ob. Cit., capítulo "Las nuevas fronteras de la justicia constitucional: la democracia ambiental y las consultas populares en conflictos socioambientales" por César Rodriguez Garavito, página 416.

19 Ob. Cit., capítulo "El principio de precaución y el *Fracking* en Colombia" por Darío Fernando Andrade Sarasty, página 519.

20 Al respecto ver Revista Dinero, artículo "Sin *Fracking*, crece la amenaza de 'pobreza energética' en Colombia: Acipet", donde se señala, entre otras, lo siguiente: "Para el dirigente gremial, lo anterior es aplicable a la prestación de los servicios públicos de energía y gas natural. Según él, es necesario introducir en este marco a los "hidrocarburos gaseosos", pues ellos permiten generar electricidad y ofrecen posibilidades de calefacción y combustión en las cocinas de los usuarios."

21 Corte Constitucional, Sentencia T-761 de 2015, M.P. Alberto Rojas Ríos.

Expertos han comprobado[58]que la pobreza energética extiende sus consecuencias en tres dimensiones claramente identificadas: (i) en el derecho a la salud; (ii) en las relaciones intra familiares, y (iii) en el aumento de la pobreza (…)

(…)

De manera paralela, la CEPAL ha recalcado las consecuencias de la pobreza energética en la vida cotidiana, y la afectación de actividades habituales de cualquier persona, como la alimentación, el trabajo, el descanso, el cuidado personal, el disfrute del tiempo libre, la salud física y mental[59]."[22]

(Negrilla y subrayado fuera de texto).

- En similar sentido la Corte Constitucional se pronunció recientemente al respecto señalando lo siguiente:

"Paralelamente, la Corte reconoce también los beneficios que aporta el sector minero energético para el actual desarrollo económico del país. Así, la exploración y explotación de petróleo y de gas es usada por diferentes sectores e industrias mediante el empleo de combustibles, gasolina, lubricantes, queroseno, neumáticos, parafina, detergentes, ACPM, gas natural[285], gas propano, polietileno, disolventes, entre otros, que son usados en actividades cotidianas de los colombianos como las actividades del sector automotriz, textil, químico, mecánico, de aviación, construcción, infraestructura, entre otras[286].

Por su parte la exploración y explotación de minerales como los metálicos – hierro, cobre, magnesio, titanio, plomo, zinc, estaño, cromo, cobalto, entre otros-, el carbón – térmico, metalúrgico, antracita y otros- el niquel, oro, plata, esmeraldas, materiales de construcción son utilizados cotidianamente, mediante diversos usos que se extienden desde lo personal y lo doméstico hasta los usos laborales, comerciales hasta los industriales. Así, por ejemplo los lápices tienen como materia prima el grafito en la mina, y una familia colombiana utiliza diariamente para el desarrollo de sus actividades cotidianas luz eléctrica, aire acondicionado o calefacción, comunicaciones, artefactos domésticos, aparatos de entretenimiento, entre otros fabricados con componentes de cobre, bronce, y otros minerales.[287] Ya en aspectos más generales los sectores de construcción y de infraestructura de transporte -tanto terrestre como aéreo y marítimo-, de energía –redes eléctricas, energías renovables, hidrocarburos, la de edificación – urbana e industrial-, y de telecomunicaciones utilizan los minerales como fuente importante para su desarrollo.

Aunado a lo anterior, la Sala resalta los beneficios económicos que representan la exploración y explotación de RNNR para el país en términos de regalías que se distribuyen en todo el territorio nacional y son fuente de desarrollo social y económico en términos de aportes en dividendos, impuestos y regalías que tienen impacto en el Producto Interno Bruto –PIB-, la economía del país e inversiones sociales transporte, agua potable, deporte, educación, salud, gestión de riesgo, cultura, ciencia, tecnología e innovación, entre otros.

- *Lo anterior hace indispensable que las actividades del sector minero energético se realicen bajo el principio de desarrollo sostenible y que las autoridades locales y comunidades asentadas en las zonas de operación de los proyectos de hidrocarburos o de minería cuenten con instrumentos que permitan la identificación de necesidades de los territorios, en términos no solamente ambientales, sino también en términos económicos y sociales, que conduzcan a conocer de primera mano los riesgos que se puedan generar y así, se imple-*

22 Ob. Cit.

menten estrategias para su administración y manejo, con el fin de evitar, prevenir, mitigar o compensar su realización."[23]

(Negrilla y subrayado fuera de texto).

6.2.2 Regulación general

- El documento CONPES 3517 del 12 de mayo de 2008, estableció algunos de los primeros antecedentes regulatorios sobre la materia. En él se señalaron los lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón (CBM por sus siglas en inglés, *coal bed methane*).

- Dentro del acápite de antecedentes se estableció lo siguiente: *"El gas metano en depósitos de carbón (GMDC) es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales, que hace parte de la oferta energética de combustibles fósiles.*

  El comportamiento de la oferta y la demanda de este hidrocarburo está asociado con la creciente necesidad de contar con energéticos provenientes de diferentes fuentes y, en particular, obedece a la situación mundial del mercado de gas natural, caracterizado por una oferta relativamente estable y una producción creciente en respuesta a la dinámica de la demanda." (Subrayado fuera de texto). Respecto de las características técnicas del GMDC se señaló lo siguiente: *"El GMDC es una forma de gas natural que se produce cuando material orgánico se convierte en carbón, quedando atrapado en las capas del mismo mineral por presión hidráulica. Una vez se genera el gas, éste es física y químicamente adsorbido (sic) en el mineral, creando una reserva de gas."*

- En relación con la coexistencia de explotaciones de carbón y GDMC, y el conflicto que esto genera, el documento CONPES señala que como resultado de los debates judiciales que se han sostenido en Estados Unidos y Canadá, *"se ha concluido que el GMDC y el carbón son dos recursos diferentes e independientes."* Igualmente indica que *"las técnicas de perforación y explotación han evolucionado durante los últimos años, haciendo posible la coexistencia ordenada de la explotación del carbón y del GMDC."* A lo largo del documento se hace un análisis de cómo se han resuelto los conflictos de coexistencia en jurisdicciones de otros países, para terminar revisando la regulación minera y de hidrocarburos donde se evalúa el caso colombiano.

- Como resultado de esta evaluación el documento CONPES concluye señalando que el *"aprovechamiento del GMDC en Colombia no hace necesaria la adopción de nuevas normas de carácter legal, toda vez que ni la legislación minera ni la normatividad en materia de hidrocarburos presentan vacíos o inconsistencias que deban ser subsanados. Sin perjuicio de lo anterior, dadas las especificidades que presenta la extracción del GMDC, y en especial la posible coexistencia con títulos mineros, es conveniente la expedición de las normas técnicas correspondientes, de los reglamentos de contratación y de los modelos de contratos a que haya lugar."*

- Con posterioridad se expidió la Ley 1530 de 2012, mediante la cual se reguló la organización y funcionamiento del Sistema General de Regalías. En el marco de esta disposición se estableció en el artículo 13 lo siguiente:

23 Corte Constitucional, Sentencia SU-095 de 2018, M.P. Cristina Pardo Schlesinger.

"El Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización. (…)"

- En línea con la disposición anterior, el numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, estableció que es función de esta entidad *"Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles."*

- En desarrollo de esta disposición el Ministerio de Minas y Energía junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, desarrollaron un proyecto de gestión del conocimiento donde se evidenció la necesidad de establecer requerimientos técnicos para los pozos de exploración y producción de yacimientos no convencionales y pozos inyectores asociados, en materia de diseño, construcción y operación.[24]

- Dentro de los documentos analizados bien vale la pena destacar los siguientes aspectos:

  a) En documento publicado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, cuyo objetivo era establecer las medidas para reducir los impactos ambientales y ayudar a asegurar que la producción de gas de esquisto o *shale* gas se realizara en condiciones seguras, el Subcomité de *Shale* Gas del Comité Asesor de la Secretaría de Energía formuló 20 recomendaciones al respecto.

  b) Algunas de estas recomendaciones están dirigidas a las agencias federales, otras a los estados y otras a nuevas asociaciones y mecanismos que permitan que ellas puedan implementarse.

  c) Respecto a las recomendaciones dirigidas a las agencias federales se destacan las siguientes: Mejorar la información pública acerca de las operaciones para la producción de *shale* gas; asignar determinado monto de recursos públicos a entidades u organizaciones que puedan producir información conducente a la actualización de las guías para el fracturamiento hidráulico y guías para la construcción de pozos, así como el desarrollo de guías para el suministro de agua, emisiones atmosféricas e impactos acumulativos; adopción de medidas para reducir emisiones de contaminantes atmosféricos, precursores de ozono y metano, tan pronto como sea posible; en un trabajo interinstitucional adquirir y analizar datos de emisiones atmosféricas y huellas de gases efecto invernadero por el uso de gas natural; promover entre las compañías la reducción de emisiones atmosféricas usando tecnologías probadas y prácticas; implementar nuevos estudios en campo sobre posible migración de metano desde los pozos de *shale* gas a los reservorios de agua; revelación de la composición de los fluidos de fracturamiento; eliminación del uso del diésel en los fluidos de fracturamiento.

  d) En relación con las recomendaciones dirigidas a los estados, se destacan las siguientes: Medir y reportar públicamente la composición de los inventarios ("*stocks*") de agua y el fluido que se obtiene del fracturamiento, así como el proceso de limpieza; informar sobre todas las transferencias de agua que se realicen entre las locaciones; adoptar las mejores prácticas en el desarrollo de pozos y su construcción, especialmente en lo

24 Al respecto ver http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Yacimientos%20no%20Convencionales/Forms/Thumbnails.aspx .

relacionado con el *casing*, cementación y manejo de presiones; adoptar requerimientos para medidas de calidad respecto de aguas del subsuelo.

e) Finalmente en relación con las recomendaciones que requieren nuevos mecanismos para que puedan ser implementados se destacan los siguientes: Protección de la calidad del agua a través de medidas de manejo que comprendan el ciclo del agua; revisión de las experiencias obtenidas en campo así como la modernización de reglas y prácticas que permitan asegurar la protección del agua potable y de superficie; manejo de impactos de corto plazo y acumulativos, sobre las comunidades, el uso del suelo, la vida silvestre y el ecosistema.[25]

f) Otro de los documentos que debe mencionarse corresponde a las reglas de oro publicado por la Agencia Internacional de Energía. En el marco de estas reglas se formulan recomendaciones para que autoridades, operadores y otros interesados enfrenten los impactos ambientales y sociales de la actividad. Al respecto el documento explica lo siguiente: "*Las Reglas de Oro destacan que la plena transparencia, las mediciones y la monitorización de los impactos medioambientales y del compromiso con las comunidades locales, son temas críticos para hacer frente a las preocupaciones de la sociedad sobre esta tecnología.*"

g) Sin entrar en detalle respecto a cada una de estas reglas, a continuación se enuncian una a una: (i) "*Mide, divulga y comprométete*", la cual se refiere a consolidar un "*compromiso con las comunidades locales, residentes y demás partes interesadas, en cada fase de un proyecto, empezando antes de la exploración; brinda oportunidades suficientes para emitir comentarios sobre los planes, las operaciones y el desempeño; escucha las preocupaciones y responde adecuadamente y con prontitud. Establece líneas base para los principales indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea, antes de comenzar las actividades, y monitoriza las operaciones de manera continua. Mide y divulga datos operativos sobre el uso del agua, volúmenes y características de aguas residuales y sobre emisiones a la atmósfera de metano y otros gases, junto con la publicación completa y obligatoria de aditivos para fluidos de fractura y volúmenes empleados. (…)*". (ii) "*Ten cuidado dónde perforas*" bajo la cual se recomienda elegir "*bien los sitios para minimizar los impactos en las comunidades locales, patrimonio, uso de tierra, medios de vida de los individuos y el medioambiente. (…) evalúa el riesgo de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados a que los fluidos pasen a través de estratos geológicos.*" (iii) "*Aísla los pozos y evita fugas*" bajo el cual se recomienda establecer "*reglas sólidas para el diseño, construcción, cimentación y pruebas de integridad del pozo, como parte de una norma general de actuación, de manera que las incidencias en las formaciones de gas deben estar completamente aisladas de otros estratos penetrados por el pozo, particularmente acuíferos de agua dulce.*" (iv) "*Usa el agua de manera responsable*" lo cual implica reducir el "*uso de agua dulce mediante la mejora en la eficiencia operativa*" y reusarla y reciclarla "*siempre que sea posible para reducir la carga sobre los recursos hídricos locales*". "*Almacena y disponga de manera segura las aguas residuales generadas*." (v) "*Elimina el venteo, minimiza la quema y otras emisiones*" con lo cual se recomienda establecer el "*objetivo de venteo cero y quema mínima de gas natural durante la terminación del pozo*" tratando de "*reducir las emisiones fugitivas y venteo*

25 Documento del Secretary of Energy Advisory Board, titulado "Shale Gas Production Subcommittee Second Ninety Day Report", Noviembre 18 de 2011, U.S. Department of Energy.

de gases de efecto invernadero durante toda la vida productiva de un pozo".[26]

(vi) *"Piensa en grande"* lo cual significa que se deben buscar *"oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, para reducir el impacto ambiental."* (vii) *"Garantiza una actuación consistente y de alto nivel en materia medioambiental"* con lo cual se busca asegurar que "*el nivel estimado de la producción de gas no convencional sea acorde al respaldo político y recursos necesarios para establecer una regulación sólida, personal suficiente que permita su cumplimiento, e información pública y confiable."* Igualmente asegurar que *"los planes de acción durante emergencias sean robustos y correspondan a la escala de riesgo"*, como también reconocer "*la necesidad de evaluaciones y verificaciones independientes sobre el cumplimiento en materia medioambiental."*

(Negrilla y subrayado fuera de texto).

h) En el balance de la regulación expedida con base en la gestión de conocimiento efectuada, las autoridades minero energéticas han destacado que se alcanzaron estándares normativos incluso más exigentes que las reglas de oro antes señaladas. Por ejemplo, explican las autoridades, se prohibió el almacenamiento de las aguas residuales del *Fracking* en piscinas, exigiendo hacerlo mediante mecanismos de reinyección. Similar ocurrió con el manejo de gases como el metano, los cuales pueden salir al realizarse las pruebas de yacimientos o después de la estimulación hidráulica. Se prohibió el venteo de gas y se exigió quemarlo con combustión completa, realizando el correspondiente monitoreo ambiental.[27]

i) Especialmente interesante es el documento publicado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos Internacional ("SPE International" por sus siglas en inglés), en el cual abordan el análisis acerca de lo que se debe saber en materia de riesgos del fracturamiento y la manera de mejorar su desempeño en pozos no convencionales de petróleo y gas.

j) Dentro de las conclusiones que el documento señala, bien vale destacar las siguientes: (i) El tratamiento mediante fracturamiento no penetra los reservorios de agua dulce cuando se trata de un pozo debidamente construido. (ii) La posibilidad de contaminación química en las fuentes de agua del subsuelo o de la superficie derivado de un acto específico de fracturamiento, respecto de un pozo debidamente construido con profundidades mayores a los 2000 pies, es remota. (iii) La extensión del fracturamiento en pozos profundos está usualmente localizada a pocos cientos de pies arriba de la zona objetivo de hidrocarburos, pero a miles de pies debajo de las más profundas arenas de agua dulce. (iv) En pozos debidamente construidos, no existen casos documentados de migración de químicos en el fracturamiento hacia acuíferos de agua dulce, o hacia la superficie, desde zonas con profundidades mayores a los 2000 pies. Los casos sospechosos de contaminación están asociados a un aislamiento deficiente durante la fase de construcción del pozo. (v) Si bien el impacto de derrames o fugas son bajos, éstos pueden reducirse aún más mediante la disminución (por concentración o actividad) de la toxicidad o permanencia de químicos en el ambiente durante el fracturamiento.

Un sistema de medición de químicos que se enfoque en estos aspectos debe ser parte del proceso de fracturamiento. (vi) Para reservorios de hidrocarburos ubicados en

26 International Energy Agency, documento titulado "Golden Rules for a Golden Age of Gas", World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas, OCDE/AIE, 2012.

27 La Silla Vacía, "Así nació la hoja de ruta para el *Fracking*", por Andrés Bermudez Liévano, del 22 de septiembre de 2014

menos de 2000 pies de profundidad, los reguladores con conocimiento del sistema geológico local deben establecer límites específicos sobre la profundidad del pozo, el volumen de fracturamiento y la frecuencia o tipo de fluido. (vii) La posibilidad de que se incremente la presencia de metano en pozos de agua desde las áreas de desarrollo de pozos de petróleo y gas se puede deber al deficiente aislamiento durante la cementación o al inadecuado nivel de cementación en superficie o en la cadena de producción. (viii) Se requiere transparencia de todas las partes en la discusión. La industria de petróleo y gas debe explicar sus procesos, informar al público los químicos que utiliza y mejorar el proceso de desarrollo de pozos cuando se requiera. La industria debe comenzar a reemplazar algunos químicos que son tóxicos por químicos de bajo impacto y biodegradables. Es necesario que el público entienda que es lo que hace la industria y por esa vía conectarse con los foros de discusión locales y nacionales con una base sólida de entendimiento de la actividad. (ix) Estudios de alta calidad usando métodos científicamente aceptados desprovistos de intereses políticos o corporativos no parece que hayan tenido suficiente cobertura en medios de comunicación. Tal situación debería cambiar, si se quieren tomar decisiones basadas en hechos.[28]

k) Como parte del proyecto de gestión del conocimiento el Gobierno Nacional realizó igualmente una serie de talleres sobre buenas prácticas de la industria, el marco regulatorio y su planeación, los retos ambientales y sociales e implicaciones sociales, económicas y ambientales en el desarrollo del gas natural no convencional.

l) En relación con el taller sobre marco regulatorio y su planeación, en el cual asistieron como conferencistas John Deutch de la universidad Massachusetts Institute of Technology, MIT, Mark Zoback de la Universidad de Stanford, Marcela Bonilla del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Jaime Arturo Romero León del Servicio Geológico Colombiano, se destacan los siguientes aspectos: La primera recomendación fue iniciar con regulaciones simples, no por ello laxas, diseñadas para las primeras operaciones de exploración. Igualmente se recomendó implementar un sistema para el mejoramiento continuo de estas primeras regulaciones, las cuales pueden ser ajustadas a medida que se va teniendo mayor información en campo y mayor conocimiento sobre los posibles impactos. Se señaló que se debe buscar que la reglamentación para convencionales y no convencionales sea separada una de la otra por la diferencia en escala y madurez tecnológica. Los temas fundamentales sobre los que se indicó debía enfocarse la regulación y obtener la información correspondiente eran los siguientes: Calidad de agua de acuíferos superficiales, composición y cantidad del fluido de retorno y su manejo y disposición, calidad del aire en superficie, sismicidad, impactos a la comunidad y uso del suelo. Los estándares de desempeño o mejores prácticas debían ser parametrizados, estableciendo protocolos de medición. Se recomendó comenzar con una regulación inicial y no esperar a tener una regulación "ideal". Se recomendó tener en cuenta las lecciones aprendidas en Estados Unidos, como por ejemplo una aproximación integrada al manejo del agua y la armonización entre las disposiciones adoptadas por las autoridades nacionales y las regionales.

   Se explicó que la contaminación de acuíferos por la migración de fluidos de fracturamiento a los acuíferos superficiales no era un tema de preocupación debido a la distancia entre la zona en la que ocurre el fracturamiento hidráulico y los acuíferos. También

28 SPE International, "SPE 152596 Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells", by George E. King, Apache Corporation, Copyright 2012, Society of Petroleum Engineers.

se explicó que las fugas de metano asociadas a la contaminación de acuíferos por fracturamiento hidráulico en Estados Unidos, son excepcionales y en todos los casos se debió a la pérdida de integridad del pozo. En materia de vertimientos de agua residual se recomendó que para los yacimientos no convencionales de gas y crudo, no debía haber descargas en superficie de ningún tipo, de agua producida o de fluido de retorno, a menos que hubiera un tratamiento que cumpliera con estrictos estándares. Al respecto se recomendó la reinyección de pozos debidamente controlados, para cuya ubicación se señaló se requería entender la geología y determinar así las características apropiadas para los pozos de disposición. La regulación debía estar basada en evitar los riesgos. Se señaló también que las potenciales fuentes de contaminación no son las asociadas con los fluidos inyectados durante el fracturamiento hidráulico, sino las sales que provienen del yacimiento durante el retorno del fluido de fracturamiento hidráulico. La mejor opción era entonces llevarlos de regreso a pozos subsiguientes. Se explicó que se debía evitar inyección de agua o cerca de fallas geológicas activas; la sismicidad desencadenadora (*triggered*, asociada con fracturamiento hidráulico) no genera movimientos en masa significativos. En todo caso se debía realizar monitoreo de sismicidad en la etapa de evaluación temprana del gas de esquisto. Se recomendó aumentar la densidad de la red sismológica en áreas de desarrollo de gas de esquisto. Debía realizarse una evaluación preliminar de sismicidad regional en Colombia en términos de características de cantidad, magnitud y profundidad, para lo cual se requería revisar en detalle en la Base de Datos de la Red Sismológica Nacional de Colombia, RSNC.[29]

m) En relación con el taller sobre retos ambientales y sociales de los yacimientos no convencionales, en el que asistieron como conferencistas, David Goldwyn, enviado especial y coordinador de los asuntos energéticos internacionales para el Departamento de Estado de los Estados Unidos, Thomas Grimshaw, geólogo, director asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas, John Hanger, exsecretario del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, David Yoxtheimer, hidrogeólogo del Centro Marcellus para el Alcance e Investigación de la Universidad del Estado de Pensilvania, Kathryn Mutz, investigadora senior asociada y profesora de recursos naturales del Centro de Leyes de la Universidad de Colorado, Francisco Castrillón, hidrogeólogo de la consultora Worley Parsons en Alberta, Canadá, Jonathan Laughner, codirector del Program Marcellus Shale de la Universidad del Estado de Pensilvania, Jose Francisco Mota, gerente de ingeniería de pozos continentales de Shell Exploration & Production Company, Kris Nygaard, consultor senior de estimulación de ExxonMobil Production Co., David Neslin (participación por video conferencia), exdirector de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas del Estado de Colorado, se destacan las siguientes conclusiones: "*Las técnicas de E&P de yacimientos no convencionales tales como la perforación direccional horizontal y el fracturamiento hidráulico han sido utilizadas desde hace décadas a nivel global, pero la escala a la que se utilizan en la actualidad es mayor. El metano puede estar presente de diversas formas naturales en el subsuelo por ejemplo el metano biogénico, asociado a mantos de carbón y metano termogénico, de ahí la importancia de la toma de muestras de agua subterránea previo a la perforación.*

Los acuíferos de agua dulce (…) están por lo general a un nivel superficial. Los acuitardos y otro tipos de acuíferos más profundos pueden tener mayor salinidad y no ser aprovechables para el consumo humano. La protección del agua subterránea requiere

29 Tomado del documento "CONCLUSIONES TALLER MARCO REGULATORIO Y PLANEACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE E&P DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES", autor Ana Cristina Sanchez Thorin.

de integridad de los pozos donde la integridad del revestimiento superficial es crítica especialmente entre los 100 a 1,000 m. Es importante tener la caracterización geológica de la profundidad de los acuíferos previo a la perforación. Los acuíferos pueden presentar naturalmente gas metano y otros compuestos químicos como el arsénico, BTEX, etc. De ahí la importancia de tener una línea base de la calidad de agua de los acuíferos previa a la perforación y al fracturamiento en pozos de agua domésticos cercanos a donde se va a hacer la perforación. En los yacimientos no convencionales de Norte América, el fracturamiento hidráulico se realiza a profundidades del orden entre 4.000 a 12.000 pies (1.200-3.600 m) de la superficie, a miles de pies de donde se encuentran los acuíferos de agua dulce. (…) La disposición del fluido por reinyección puede hacerse si la profundidad a la cual se hace la inyección esta aislada hidráulicamente. (…) Para los proyectos en producción, se debería dar una primera opción al uso de fluido de retorno reciclado o el uso de recursos de agua no-potable (por ejemplo aguas de alta salinidad) tanto para perforación como para los procesos de estimulación y dar un incentivo a la reutilización de aguas residuales. En términos de calidad de agua el foco debe estar en la migración de gas y en contingencias por derrames de químicos o fluido de fracturamiento en superficie. Con base en la experiencia, el riesgo no esta en la contaminación causada por la inyección de los fluidos de fracturamiento. La cantidad de agua que se utiliza en un pozo para el fracturamiento hidráulico varía con la geología del yacimiento pero en los yacimientos no convencionales en Norte América, típicamente esta alrededor de los 5- 12 millones de galones por pozo. (…) El uso de aguas para los proyectos debe estar asociado a las prioridades que a nivel nacional se tengan. Previo al desarrollo de proyectos se debe tener una programa de monitoreo para algunos temas específicos como la calidad del agua, que sea continuo, antes, durante y después del desarrollo del proyecto. (…) Existe evidencia de que el fracturamiento hidraulico y la inyección de agua pueden generar eventos de microsismicidad, generalmente imperceptible en superficie debido a que se perturban los tensores de esfuerzo (superficiales y de bajo nivel en la escala de Richter). (…)Las comunidades pasan por una serie de fases que inician con entusiasmo, incertidumbre, preocupación y finalmente adaptación. Los retos para las comunidades se pueden convertir en oportunidades pero hay que trabajar con ellas con claridad y transparencia. En esto radica la importancia de la socialización. Los impactos asociados a las comunidades están relacionados con el paisaje, el ruido, la luminosidad y el tráfico entre otros. Las oportunidades se relacionan con el aumento de demanda laboral en especial durante la etapa de perforación. Existen oportunidades económicas también asociadas a la cadena de proveedores que involucran las actividades, específicamente oportunidades para pequeñas empresas locales. La población puede aumentar debido al aumento de oportunidades laborales. (…) Las Reglas de Oro de la Agencia Internacional de Energía con sede en París determinan las líneas de estándares de desempeño que deben ser tenidas en cuenta en la planeación de las actividades de no convencionales. (…)Se debe tener en cuenta no "pecar" por hacer las cosas muy rápido pero tampoco muy despacio. Las moratorias se identifican con procesos que han pecado por ser muy lentos. Es importante que las decisiones tengan una base técnica y no política."[30]

- Conforme a las normas citadas y en desarrollo del proyecto de gestión de conocimiento, el Gobierno Nacional mediante el Decreto 1073 de 2015 por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y el cual compila el Decreto 3004 de 2013, estableció los criterios y procedimientos para desarrollar la ex-

30 Tomado del documento "Conclusiones del Taller de Retos Ambientales y Sociales de los Yacimientos No Convencionales" autor Ana Cristina Sanchez Thorin, diciembre 3, 4 y 5 de 2012, Bogotá D.C.

ploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Al respecto el artículo 2.2.1.1.1.1. definió los yacimientos no convencionales en los siguientes términos:

"Para los efectos de la presente Sección se entenderá por yacimiento no convencional la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

Parágrafo. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas."

- Por su parte el artículo 2.2.1.1.1.2. del mencionado Decreto estableció, en el marco de las competencias del Ministerio de Minas y Energía para reglamentar las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, un término de seis (6) meses contados a partir del 26 de diciembre de 2013 para expedir "*las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano."* La norma adicionalmente estableció que las disposiciones expedidas por el Ministerio debían *"ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes."*

6.2.3 Regulación específica

- El 16 de mayo de 2012, y con fundamento en las disposiciones antes señaladas, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 18 0742 mediante la cual se establecieron los procedimientos para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

- Dentro de los objetivos establecidos en esta regulación, se señaló el garantizar el *"desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables, atendiendo las buenas prácticas de la industria."* (Artículo 1). Igualmente se dispuso una remisión general a la Resolución 18 1495 de 2009, por medio de la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos (artículo 2), en aquellos aspectos no regulados por la Resolución 18 0742; un segundo tipo de remisión se prevé respecto de las normas técnicas y estándares, las cuales son aplicables en *"las operaciones reglamentadas en esta Resolución", dice la norma que especialmente las "recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, RETIE o cualquiera otra que las modifique, utilizadas en la industria petrolera." (Artículo 3). Un tercer tipo de remisión se refiere a las normas complementarias relacionadas con la "protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de la minorías étnicas y culturales, de salubridad y de seguridad industrial, así como los convenios de la OIT 174 y 181 y todos aquellos que lo modifiquen."* (artículo 4).

- La Resolución contiene una serie de definiciones necesarias para la comprensión del contenido regulatorio de la norma. Entre ellas se destaca la definición de yacimiento no convencional, entendida como la *"Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los yacimientos no convencionales típicos incluyen, entre otros, las arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón, gas y petróleo de lutitas y arenas bituminosas."* (artículo 5).

- Bajo el Capítulo 2 de Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales, la norma establece que los pozos pueden clasificarse como exploratorios y en desarrollo. Los primeros corresponden a aquellos que se perforan dentro del período de exploración, y los segundos los que se perforan durante el período de explotación (artículo 6). En todos los pozos, establece la Resolución, deben tomarse como mínimo los registros que están señalados en la norma (artículo 8).

- Para los pozos estratigráficos, los cuales están definidos como aquellos cuyo propósito es el *"reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburífero, tendiente a determinar la constitución litológica y las propiedades físicas de la secuencia estratigráfica existente en el subsuelo"* se establece la información que debe ser enviada en la solicitud de perforación del pozo, así como los requerimientos de abandono de éste (artículos 9 y 10).

- La norma posteriormente se ocupa de regular lo que son los pozos exploratorios, los pozos de desarrollo, el programa global de perforación, el procedimiento de terminación oficial, el procedimiento de pruebas de pozos, la solicitud para el inicio de la explotación del yacimiento no convencional y lo relativo a la quema de gas (artículos 11 a 17).

- Finalmente los artículos 18 y 19 de la Resolución se ocupan de los llamadas Acuerdos Operacionales, esto es, los acuerdos que se deben alcanzar en los casos en que exista superposición total o parcial de la actividad de hidrocarburos con la actividad minera, así como la intervención del Ministerio de Minas y Energía en los casos en que tales acuerdos no se alcanzan por las partes.

- Con el propósito de modificar y ampliar el contenido de la Resolución 18 0742 de 2012, se expidió la Resolución 9 0341 del 27 de marzo de 2014, la cual dejó sin vigencia la Resolución anterior, excepto en lo relativo a los Acuerdos Operacionales. Esta Resolución 9 0341 tuvo por objetivo *"Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial"* (artículo 1).

- Las remisiones que traía la Resolución anterior se simplificaron en el sentido de mantener la remisión general a la Resolución 18 1495 de 2009, en lo no previsto por la Resolución 9 0341, y la remisión a las disposiciones complementarias *"de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes."*

- La Resolución trae algunas definiciones que no estaban previstas en la regulación anterior como son los conceptos de *"camisa de reconexión", "colgadores de revestimiento", "desechos NORM", "estimulación hidráulica", "herramienta de reconexión", "material radioactivo de origen natural –NORM-", "radio de estimulación hidráulica", "residuo NORM", "sismicidad desencadenada"*, entre otras (artículo 4).

- Bajo el Capítulo 2 de Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales se regulan aspectos propios de tal actividad, como son el programa global de perforación; el programa inicial de producción de yacimientos no convencionales; la prueba piloto del pozo; los registros mínimos que deben tomarse en los pozos exploratorios en yacimientos no convencionales; registros y muestreo para pozos estratigráficos; requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo, los cuales cuentan con una normatividad detallada; requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica, los cuales también

cuentan con disposiciones detalladas; actividades de monitoreo; suspensión de actividades de estimulación hidráulica; requerimientos para pozos inyectores de fluido de retorno y de agua de producción; suspensión de actividades de inyección; inspecciones; almacenamiento y disposición de NORM presentes en cortes, tubería, fluido de retorno o agua de producción durante la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

- No obstante lo dispuesto en las normas señaladas, en reciente providencia del Consejo de Estado, este tribunal ordenó suspender el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 9 0341 de 2014. Dentro de las consideraciones que tuvo, vale la pena destacar las siguientes:

  "*Por su parte, el numeral 6 del artículo 1 de la Ley 99 de 1993 que al tiempo que ordena tener en cuenta para la adopción de políticas ambientales el resultado del proceso de investigación científica, también impone la obligación a las autoridades ambientales y los particulares de recurrir de manera preferente al principio de precaución cuando exista peligro de daño grave o irreversible.*

  (…)

  La Corte Constitucional ha precisado que el principio de precaución tiene una estrecha relación con la regla de "in dubio pro ambiente", esto es, que ante la duda sobre los posibles daños que pueda causar una actividad al medio ambiente se le debe dar prioridad a la protección de este último25. Así, ha reiterado que la "precaución no sólo atiende en su ejercicio a las consecuencias de los actos, sino que principalmente exige una postura activa de anticipación, con un objetivo de previsión de la futura situación medioambiental a efectos de optimizar el entorno de la vida natural"26.

  (…)

  Ahora, aunque el principio de precaución habilita a los poderes públicos para adoptar medidas cautelares, como la suspensión de actividades cuando existan evidencias serias de que su ejecución encierra un riesgo de afectación ambiental grave e irreversible, no lo es menos que el decreto de esta clase de medidas no puede ser arbitrario ni caprichoso y debe responder a criterios objetivos que justifiquen su aplicación. Por ende, no pueden adoptarse de manera apresurada, ligera, ni arbitraria. Para hacerlo deben cumplirse ciertos requisitos que garanticen su legalidad38.

  (…)

  De otro lado, sostener que los riesgos o daños potenciales del Fracking son previsibles o reversibles resulta aventurado, al menos en este estadio del proceso. Lo cierto es que con esta técnica se pueden impactar bienes de tan alta valía como la vida humana, como ocurriría, verbi gracia, con la contaminación de acuíferos con desechos radiactivos. (…)

  (…)

  Frente al anterior panorama, el principio de precaución impone a las autoridades actuar de forma diligente, sin que sea necesaria la certeza científica del daño potencial o riesgo. Tanto el derecho internacional como el derecho interno exigen al Estado la obligación de adoptar medidas efectivas para mitigar los riesgos o daños potenciales al medio ambiente y a la salud humana, hasta el punto que se puedan catalogar como aceptables y manejables46. Por consiguiente, corresponde al despacho confrontar si las normas demandadas tienen esos efectos.

  (…)

En suma, es claro que los actos administrativos demandados recogen la regulación marco que habilita la utilización de la fracturación hidráulica como técnica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Igualmente, dichos actos remiten en gran parte a las regulaciones ambientales que emitan las autoridades competentes.

Del análisis de esos actos administrativos, el despacho advierte, prima facie, que su parte considerativa muestra una orfandad de motivaciones en materia ambiental. Lo anterior no es solo una cuestión formal, si se tiene en cuenta que el tema en otros países es de la mayor transcendencia, hasta el punto que este tipo de decisiones se han adoptado a través de comisiones de expertos que asesoran a los gobiernos para el efecto y de aplazamientos para adelantar los estudios pertinentes47.

(…)

Tampoco puede perderse de vista que la Resolución n.° 90341 de 2014 contempla algunas medidas sobre posibles riesgos, por ejemplo, en el agua y la sismicidad; no obstante en el país han surgido preocupaciones sobre su suficiencia respecto de la distancia entre los pozos y los acuíferos para consumo humano (artículo 12 numeral 549)50. Además, se deja en manos de un operador la medición de sismicidad de los pozos en caso de que el Servicio de Geológico Colombiano no cuente con una red suficiente para el efecto (artículo 13 numeral 351), lo que genera, en principio, interrogantes sobre la preparación o capacidad técnica de las autoridades públicas frente a este tipo de retos, que exigen el mayor cuidado.

(…)

En conclusión. Del análisis preliminar de las pruebas hasta ahora aportadas, en especial, la función de advertencia de la Contraloría General de la República (CD aportado por la parte actora, fl. 77, c. ppal), se concluye que, a la luz del principio de precaución, la autorización en Colombia de la técnica de estimulación hidráulica puede conllevar un daño potencial o riesgo al medio ambiente y a la salud humana, cuya gravedad e irreversibilidad se cimienta en la posible insuficiencia de las medidas adoptadas."[31]

(Subrayado fuera de texto)

- El análisis del Consejo de Estado sin embargo, no tiene en cuenta varios aspectos de lo que fue la preparación del proceso regulatorio, ni la totalidad de las disposiciones regulatorias que en materia ambiental ya existen. Por una parte se debe señalar que no es función del Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de su facultad reglamentaria, incluir motivaciones de orden ambiental que no son de su competencia. Lo cual no significa que no existan tales consideraciones, pues éstas están precisamente contenidas en las disposiciones ambientales legales y administrativas vigentes, y que el Consejo de Estado pasa por alto. Si bien estas normas son referidas más adelante en el acápite de Aspectos Ambientales, baste por ahora con indicar que la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible aborda de forma amplia los diversos requerimientos ambientales que se exigen para la solicitud de licencia ambiental correspondiente a la actividad de exploración de yacimientos no convencionales.

3.14. El Consejo de Estado tampoco parece haber tenido en cuenta el archivo documental generado por el Gobierno Nacional como consecuencia del proyecto de gestión de conocimiento que permitió formar las bases para la regulación tanto minero energética como

31 Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera – Subsección B, C.P. Ramiro Pazos Guerrero, 8 de noviembre de 2018, Rad. 11001032600020160014000 (57.819).

medio ambiental con la que hoy se cuenta, sobre yacimientos no convencionales. Por tal razón no es preciso señalar que la administración no contó con asesoría de expertos, pues por el contrario, como lo refleja la documentación disponible sobre el proyecto de gestión de conocimiento, fueron los más destacados científicos quienes asistieron al Gobierno en la normatividad adoptada.

6.3 Aspectos contractuales

6.3.1 Reglamento de contratación

- Mediante Acuerdo No. 03 de 2014 la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, incorporó al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos los parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales.

- Dentro de las consideraciones formuladas por la ANH se señaló que "*estas actividades exigen la ejecución de programas especiales de exploración y producción y demandan inversiones superiores a las de los Yacimientos Convencionales, circunstancias que justifican la incorporación de términos más flexibles y favorables para promover su desarrollo.*

  (…) la explotación de este tipo de Yacimientos impone la ejecución de múltiples perforaciones consecutivas y multidireccionales, que deben cubrir toda el área por explotar a fin de evitar el decaimiento acelerado de la producción, así como la utilización de métodos de estimulación hidráulica. Se trata por tanto de proyectos más intensivos y exigentes en términos de capital, tecnología y protección ambiental."

- Dentro de las disposiciones que se incorporan al Reglamento de Contratación están una serie de definiciones bajo las cuales se incluyen conceptos tales como "*Contrato Adicional*", según el cual "*se introducen modificaciones o ajustes de cualquier naturaleza en Contratos de Evaluación Técnica, TEA; de Exploración y Producción, E&P, o Especiales. Para efectos del presente Acuerdo, hace referencia a los que se celebren con el fin de incorporar las estipulaciones especiales correspondientes a la exploración y producción de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, con sujeción a este Reglamento, a los Términos Particulares que lo desarrollan y a la minuta de Contrato Adicional…*".

- También se define el "*Período de Exploración*" como el "*lapso de hasta nueve (9) años, dividido en un máximo de tres (3) Fases con duración estimada de treinta y seis (36) meses cada una, que se contará a partir de la Fecha Efectiva, así como cualquier prórroga al mismo, otorgado por la ANH, durante el cual el Contratista debe ejecutar un Programa Exploratorio que comprenda un plan de inversiones mínimas. Dentro de este límite máximo, el término de duración de este Período en los Contratos Adicionales será convenido entre las partes, a propuesta del Contratista, en función de las actividades que hayan (sic) que integrar dicho Programa y del estado de ejecución de las correspondientes a Yacimientos Convencionales. Para futuros Contratos, dichos plazo e inversiones se sujetarán a lo que se disponga sobre el particular en los términos de referencia del correspondiente Procedimiento de Selección o en las reglas que adopte el Consejo Directivo para eventuales casos de asignación directa de Áreas.*" La norma también trae la definición de "*Fecha Efectiva*" y de "*Período de Producción*".

- La norma establece la posibilidad de desarrollar Yacimientos No Convencionales para quienes hayan suscrito contratos con la ANH, con anterioridad a la Ronda Colombia 2012,

sometiendo a esta entidad propuesta para explorar y producir hidrocarburos provenientes de dichos Yacimientos y suscribiendo Contrato Adicional, siempre que acrediten mantener y/o cumplir los requisitos de Capacidad establecidos en el Reglamento. De este procedimiento se exceptúan los Contratistas que han celebrado contrato con la ANH, cuyo alcance incorpora la exploración y explotación de gas natural proveniente de Yacimientos No Convencionales.

- El período con el que cuentan los Contratistas para someter la propuesta corresponde al término que falte para completar el Período de Exploración, o el de Producción, pero en ningún caso superior a tres (3) años a partir de la publicación del Acuerdo. Vencido este término la ANH puede emprender labores destinadas a obtener información técnica adicional sobre el Área y/o a asignarla a un tercero para efectos de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales (artículo 41).

- La norma establece determinadas condiciones de capacidad económico financiera, técnico operacional, jurídica, medioambiental y de responsabilidad social empresarial, para quien presente la propuesta. Verificada la capacidad se procede a suscribir el Contrato Adicional, con arreglo a la minuta aprobada por el Consejo Directivo (artículos 42 a 48).

- La norma señala adicionalmente ciertas condiciones contractuales especiales que se incorporan al Contrato Adicional como son la exclusión de explorar o producir gas metano asociado a mantos de carbón, así como tampoco hidrocarburos asociados a arenas bituminosas; señala igualmente el procedimiento que debe aplicarse en caso de superposición con títulos mineros y la separación que debe realizarse en el proceso de exploración, evaluación, desarrollo y producción de Yacimientos Convencionales y No Convencionales (artículo 49).

- Dentro de los términos económicos especiales que se aplican al contrato, el Reglamento establece que en adición a las regalías que el Contratista debe pagar conforme a la normatividad aplicable, debe igualmente cancelar ciertos derechos económicos en favor de la ANH. Entre estos derechos económicos está el derecho por el uso del subsuelo, una participación en la producción, en dinero o en especie, equivalente al uno por ciento (1%) de la producción neta descontadas las regalías y un derecho por concepto de precios altos. Adicionalmente deben hacerse aportes para formación, fortalecimiento institucional y trasferencia de tecnología por concepto de la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (artículo 51).

- La norma también ordena la contratación de una póliza de responsabilidad civil extracontractual a cargo del contratista para la ejecución de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales por un valor asegurado de treinta millones de dólares (USD 30.000.000) del año 2012, y una vigencia por períodos de 18 meses. Cada período el valor asegurado se ajustará con el índice de precios al productor, IPP, publicado por el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (artículo 52).

- Las condiciones técnicas bajo las cuales se deben desarrollar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, corresponden a los procedimientos técnicos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía, en su momento contenidas en la Resolución 18 0742 de 2012, y posteriormente establecidas en la Resolución 9 0341 de 2014 (artículo 53).

- En materia ambiental, el Reglamento establece las siguientes obligaciones contractuales: "*Las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos*

No Convencionales han de desarrollarse con sujeción a los requisitos, en los términos, con las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para esos efectos. Cualquier porción del Área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el Contratista el compromiso irrevocable de respetar en su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que están sometidas o se someten dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al respectivo Contrato. Queda entendido que la ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos. La reducción del Área por razón de cualquier disposición normativa de obligatorio cumplimiento no genera tampoco responsabilidad de la ANH, ni se considera como desacuerdo entre las partes, por lo que no se someterá a arbitraje" (artículo 54).

- En el caso de contratos nuevos, el Reglamento señala que los requisitos de capacidad, las condiciones contractuales, los términos económicos especiales y las características del seguro de responsabilidad civil extracontractual, "*serán fijados en los términos de referencia del correspondiente Procedimiento de Selección o en las reglas que adopte el Consejo Directivo para eventuales casos de asignación directa de Áreas…*" (artículo 55).

- Finalmente la norma establece las condiciones especiales para la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales por parte de Ecopetrol, en las áreas objeto de los convenios celebrados con la ANH. Los términos y condiciones en los que se desarrollen tales actividades serán los previstos en el convenio adicional que para tal efecto acuerden las partes. Ecopetrol igualmente no estará sometido a presentar solicitud, ni a acreditar capacidad económico financiera, técnico operacional ni jurídica. Si deberá demostrar por el contrario su capacidad medioambiental y de responsabilidad social empresarial (artículo 56).

6.4 Aspectos ambientales

6.4.1 Regulación general

- El artículo 49 de la Ley 99 de 1999 señala que "*La ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la Ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una Licencia Ambiental.*" La licencia ambiental está definida por la norma como la "*la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada*" (artículo 50).

- El interesado en una licencia ambiental debe presentar ante la autoridad ambiental el estudio de impacto ambiental, el cual debe contener la "*información sobre la localización del proyecto, los elementos abióticos, bióticos, y socioeconómicos del medio que puedan sufrir deterioro por la respectiva obra o actividad, para cuya ejecución se pide la licencia, y la evaluación de los impactos que puedan producirse. Además, incluirá el diseño de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos, así como el*

plan de manejo ambiental de la obra o actividad." (Artículo 57). (Subrayado fuera de texto).

- En línea con las disposiciones citadas anteriormente, el Decreto 1076 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, establece en el artículo 2.2.2.3.2.2. la competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, para otorgar o negar de manera privativa licencia ambiental para las actividades señaladas por la norma en proyectos de hidrocarburos. Dentro de estas actividades están los proyectos de perforación exploratoria, la explotación de hidrocarburos, la cual incluye la perforación de pozos, la construcción de instalaciones, obras complementarias incluido el transporte interno de fluidos, almacenamiento interno, vías internas, entre otras.

- Debe destacarse que para el caso de proyectos de hidrocarburos, la autoridad ambiental otorga una licencia ambiental global, que abarca toda el área de explotación que se solicita. Señala la norma que "*para el desarrollo de cada una de las actividades y obras definidas en la etapa de hidrocarburos será necesario presentar un plan de manejo ambiental, conforme a los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la licencia ambiental global.*" (Artículo 2.2.2.3.1.4.).

- El Decreto antes mencionado señala también que los estudios ambientales a los que se refiere la norma son el diagnóstico ambiental de alternativas, DAA, y el estudio de impacto ambiental, EIA, los cuales deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente. Para la elaboración y ejecución de los estudios de impacto ambiental la autoridad ambiental fija unos lineamientos generales contenidos en términos de referencia. (Artículos 2.2.2.3.3.1. y 2.2.2.3.3.2.).

- En materia de yacimientos no convencionales, es de particular importancia lo señalado en el artículo 2.2.2.3.3.3. que establece la obligación de contar con la participación de las comunidades, informando a ellas sobre el alcance del proyecto, *"con énfasis en los impactos y las medidas de manejo propuestas"* valorando e incorporando en el EIA los aportes recibidos durante este proceso.

- El EIA, señala la norma, "*es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental*", el cual debe incluir como mínimo la información que la norma señala. Para los casos de la perforación exploratoria de hidrocarburos el EIA debe adelantarse sobre el área de interés geológico específico que se declare, siendo necesario incluir en su alcance, entre otros, "*un análisis de la sensibilidad ambiental del área de interés, los corredores de las vías de acceso, instalaciones de superficie de pozos tipo, pruebas de producción y el transporte en carro-tanques y/o líneas de conducción de los fluidos generados*." (Artículo 2.2.2.3.5.1.).

- Cuando no se requiera el pronunciamiento sobre la exigibilidad del DAA o una vez surtido dicho procedimiento, el interesado en obtener la licencia debe radicar ante la autoridad ambiental el EIA en los términos previstos en la norma. Igualmente establece la disposición que "*Cuando se trate de proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos en los cuales se pretenda realizar la actividad de estimulación hidráulica en los pozos, el solicitante deberá adjuntar un concepto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que haga constar que dicha actividad se va a ejecutar en un yacimiento convencional y/o <u>en un yacimiento no convencional</u>*." (Subrayado fuera de texto). (Artículo 2.2.2.3.6.2.).

- Una vez evaluado el EIA y surtido el trámite correspondiente se expide la resolución que otorga o niega la licencia ambiental (artículo 2.2.2.3.6.3.). La norma establece la posibili-

dad de modificar la licencia ambiental para el caso de proyectos existentes de exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales que pretendan también desarrollar actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. En tal caso, se debe realizar el proyecto obra o actividad en la misma área ya licenciada, debiendo ser el mismo titular de la licencia ambiental quien desarrolle tales actividades. En caso contrario, se requiere adelantar el proceso de licenciamiento ambiental previsto en la normatividad aplicable. (Artículo 2.2.2.3.7.1.).

6.4.2 Regulación específica

- Mediante la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. En el Anexo 3 de este documento se establecieron los términos de referencia y requerimientos complementarios para el EIA y el plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, excepto las arenas bituminosas e hidratos de metano.

- El objetivo de establecer términos y requerimientos adicionales, se fundamenta en la necesidad de señalar un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos, así como riesgos ambientales y sociales.

- Después de un glosario de términos donde se definen conceptos como "agua de producción", "estimulación hidráulica", "fluido de estimulación hidráulica", "fluido de retorno", "pozo inyector", "radio de estimulación hidráulica", entre otros, (numeral 2 del Anexo) la norma hace una remisión genérica a los términos de referencia, respecto de lo que se debe considerar como "área de influencia" (numeral 3 del Anexo).

- La norma exige formular una descripción específica sobre determinados aspectos de las actividades exploratorias, como son la estimulación hidráulica y la planta de tratamiento de fluido de retorno o agua producida. Se destaca allí la prohibición de "*mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica (tal como se define en el glosario) en piscinas al aire libre, únicamente en tanques cerrados (frac tanks u otros similares) con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 del presente anexo…*". Igualmente se prohíbe almacenar fluido de retorno y agua producida en piscinas al aire libre, "únicamente en tanques cerrados (*frac tanks u otros similares) con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 del presente anexo…*". Adicionalmente se establece la obligación de informar a la autoridad ambiental en caso de cambios sobre las fechas aproximadas para la estimulación hidráulica y para el flujo de fluido de retorno. (Numeral 4 del Anexo).

- Respecto a la caracterización del área de influencia del proyecto, en lo que respecta al medio abiótico, el EIA debe mostrar la siguiente información: En relación a la geología del área, se debe "*presentar la ubicación relativa de los acuíferos y la permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan cualquier acuífero y la formación objetivo, teniendo en cuenta cualquier falla, diaclasas, fracturas o irregularidades similares, con base en el modelo hidrogeológico conceptual y la mejor información geológica disponible…*" (numeral 5.1.1. del Anexo); se debe realizar un monitoreo de línea base de fuentes de agua subterránea, debiendo elaborarse un modelo hidrogeológico conceptual de la zona (numeral 5.1.2. del

Anexo); deben hacerse monitoreos de calidad de aire conforme a la normatividad aplicable, presentando además los resultados de una línea base de referencia para el área de influencia (numeral 5.1.3. del Anexo);

- (…) …se debe "*identificar y mapear los receptores sensibles de la comunidad al ruido generado por la actividad de estimulación hidráulica y el flujo del fluido de retorno*" (numeral 5.1.4. del Anexo); se debe también "*tomar una línea base del fondo radioactivo natural (background) en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno y almacenamiento de tubería de perforación ya utilizada*" (numeral 5.1.4. del Anexo).

- Sobre la demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales, la norma establece que se prohíben los vertimientos sin previo tratamiento, lo mismo que vertimientos a cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica. Se permite utilizar empresas especializadas en el tratamiento de aguas residuales, siempre que cuenten con los respectivos permisos y licencias. (Numeral 6.1 del Anexo).

- En materia de disposición final de aguas en suelos, se debe cumplir con la normatividad aplicable sobre vertimientos al suelo (numeral 6.2. del Anexo). Para la gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección se debe presentar la información señalada en la norma (numeral 6.3 del Anexo).

- Respecto a las medidas de manejo que deben estar incluidas en el plan de manejo ambiental, la norma exige lo siguiente: Sobre uso de aguas, el solicitante debe determinar la estrategia a ser implementada con el fin de mitigar los impactos asociados con el uso, transporte y almacenamiento de las fuentes de agua, entre otros (numeral 7.1 del Anexo); sobre las aguas superficiales se exige realizar un programa de monitoreo de aguas superficiales para proteger las aguas receptoras de escorrentía durante el desarrollo de las actividades, entre otras, (numeral 7.2 del Anexo); respecto a las aguas subterráneas, el programa de monitoreo de aguas subterráneas debe estar basado en el establecimiento de un área de revisión que debe coincidir con las fuentes monitoreadas en la línea base (numeral 7.3 del Anexo); en relación con los pozos inyectores y aguas subterráneas, se exige adoptar determinadas medidas como el establecimiento de una distancia mínima de reinyección respecto de las fallas geológicas activas más cercanas encontradas, un volumen máximo de reinyección por período de tiempo y medidas para determinar que la composición de los fluidos a reinyectar es compatible con la formación receptora (numeral 7.4 del Anexo); sobre emisiones atmosféricas y calidad de aire, la norma señala que deben incluirse en el plan de manejo ambiental determinadas medidas como la prohibición de ventear gas en condiciones normales de operación, medidas específicas en caso de que el hidrocarburo sea quemado, proveer especial atención al monitoreo de metano y sulfuro de hidrógeno, monitoreo de los parámetros de calidad de aire obtenidos en la línea base, entre otros (numeral 7.5 del Anexo).

- El Anexo mencionado establece adicionalmente medidas relacionadas con el manejo de ruido, la estimulación hidráulica, el manejo de fluido de retorno y el agua producida (numerales 7.6, 7.7 y 7.8 del Anexo).

- Muy importante lo relacionado con las medidas de socialización, las cuales exigen "*realizar un plan de socialización, información y conocimiento (…) que tenga la información específica de los riesgos ambientales y sociales asociados a la exploración de yacimientos no convencionales, es decir se debe explicar con claridad la actividad de estimulación*

hidráulica, los aditivos utilizados, el manejo y disposición del fluido de retorno, entre otras particularidades." (Numeral 7.9 del Anexo).

- Respecto del plan de contingencias, se ordena establecer medidas adicionales a las señaladas en los términos de referencia, respecto de "*cualquier derrame o fuga que impacte o amenace aguas superficiales o subterráneas y para cualquier otro derrame o fuga de fluido de estimulación, fluido de retorno y/o agua producida, que alcance el suelo*", y en relación también con eventos de pérdida de integridad del pozo, potencial comunicación entre pozos con potencial acuíferos o aguas subterráneas. (Numeral 7.9 del Anexo).

- Finalmente, para el plan de desmantelamiento y abandono, la norma exige adoptar como medidas el estudio de radicación de fondo en superficie, en las áreas de exploración y de los equipos utilizados durante la exploración, entre otras disposiciones (Numeral 7.10 del Anexo).

6.5 Conclusiones

El marco constitucional establece con claridad que la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables son del Estado, y que a éste le corresponde planificar su manejo y aprovechamiento. No es menos cierto también que a lo largo del desarrollo jurisprudencial, estos principios han entrado en tensión con principios que la jurisprudencia ha realzado con similar relevancia, como lo son el de autonomía de los entes territoriales y el de protección ambiental.

En el primer caso, la tensión ha sido manifiesta a lo largo de los análisis constitucionales realizados sobre el mecanismo de participación de las consultas populares, donde la misma Corte Constitucional se ha movido desde decisiones donde reconoce que los municipios tienen competencia sobre las actividades de exploración y explotación de recursos del subsuelo, hasta fallos más recientes donde expresamente señala que las autoridades territoriales no pueden vetar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

En materia ambiental la tensión se ha centrado particularmente en los efectos de la aplicación del principio de precaución, el cual incluso condujo en reciente decisión del Consejo de Estado a ordenar la suspensión de dos normas expedidas para regular la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Este ha sido igualmente un principio objeto de largos análisis constitucionales, al punto que se le ha catalogado como un principio que se encuentra constitucionalizado según la jurisprudencia.

Con la plataforma constitucional antes señalada, y las tensiones que en todo caso hoy existen, el Gobierno Nacional, basado en un proyecto de gestión de conocimiento ampliamente documentado, expidió la normativa regulatoria para la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

Respecto al procedimiento técnico bajo el cual se deben adelantar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se expidió el Decreto 3004 de 2013, hoy contenido en el Decreto 1073 de 2015 por medio del cual se expidió el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. Con base en esta norma, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 18 0742 de 2012, posteriormente reemplazada por la Resolución 9 0341 de 2014. Esta última suspendida, junto con el Decreto 3004 de 2013, por el Consejo de Estado.

Dentro del análisis que hace este tribunal señala que *"el principio de precaución impone a las autoridades actuar de forma diligente, sin que sea necesaria la certeza científica del daño potencial o riesgo. Tanto el derecho internacional como el derecho interno exigen al Estado la obligación de adoptar medidas efectivas para mitigar los riesgos o daños potenciales al medio ambiente y a la salud humana, hasta el punto que se puedan catalogar como aceptables y manejables46."*

Sin embargo, frente a la decisión del Consejo de Estado deben formularse algunas precisiones: No es función del Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de su facultad reglamentaria, incluir motivaciones de orden ambiental, al expedir las normas que fueron suspendidas. Tales consideraciones fueron expuestas por el Ministerio de Ambiente en la normatividad expedida por esta entidad, sobre yacimientos no convencionales, las cuales el Consejo de Estado no tuvo en cuenta. Tampoco tuvo en cuenta que para la expedición de la regulación vigente, contrario a lo señalado por el tribunal, el Gobierno Nacional si contó con la asesoría de destacados expertos, según da cuenta el largo registro documental del proyecto de gestión de conocimiento llevado a cabo.

En relación con el procedimiento de contratación, la Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el Acuerdo No. 03 de 2014 mediante el cual incorporó al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos los parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales.

En materia ambiental, de manera general son aplicables las disposiciones establecidas en la Ley 99 de 1993, el Decreto 1076 de 2015, y demás normas aplicables sobre licenciamiento ambiental, para la actividad de exploración y producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. De forma ya más específica se aplica la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, y en particular el Anexo 3, el cual contiene los términos de referencia y requerimientos complementarios para el EIA y el plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, excepto las arenas bituminosas e hidratos de metano.

Es decir, los elementos normativos previstos en los diferentes marcos constitucionales y de actuación, existen, la normativa es robusta. El problema no es de regulación.

CAPÍTULO SIETE

MODELO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS

7.1 Introducción: modelo de producción y reservas – incorporación

Es muy importante señalar que en materia de gestión de yacimientos convencionales y no convencionales (YNC) existen diferencias de fondo que hay que considerar, como se ilustra a continuación.

El concepto del manejo de reservas y producción para yacimientos convencionales se fundamenta en la acumulación de fluidos en rocas reservorio con porosidad y permeabilidad, es decir, con capacidad de flujo de fluidos en medios porosos, gobernado por la Ley de Darcy[32] y en la construcción de un escenario de producción que alcanza un pico de producción, o un nivel de platteau, y luego comienza a declinar por la pérdida natural de energía del yacimiento.

El caso de los YNC es totalmente diferente. La roca generadora que a su vez es yacimiento, generalmente almacena en sus fracturas crudos livianos y gas, pero tiene bajas porosidades y no tiene permeabilidad. Los yacimientos en roca generadora responden a tasas altas iniciales y tienen una vida productiva más corta que la de los yacimientos convencionales. Entonces, la gestión de yacimientos se enfoca en establecer y alcanzar producciones objetivo, que lo acercan mucho más a un proyecto industrial, que demanda tantos pozos como su capacidad de producción permita cumplir con los objetivos de producción.

Para poder producir los hidrocarburos atrapados en las fracturas de la roca generadora en un YNC, se necesita fracturar la roca generadora para poder conectarla con el hueco de producción. La técnica más eficiente para ello es el fracturamiento hidráulico, conocido como *Fracking*, el cual, según SPE (Society of Petroleum Engineers), está probado con éxito en más de dos millones y medio de pozos a nivel global.

Por tales razones, para efectos de la construcción de la senda de producción perteneciente a cada escenario a evaluar en este estudio, se tuvo en cuenta el comportamiento particular de la producción en YNC, y la forma en la cual se desarrollan las reservas en este tipo de yacimientos, en los que la cantidad de reservas incorporadas dependerán de la extensión del yacimiento a la cual se quiera llegar.

El punto de partida para la cuantificación de los impactos que se producirían en las variables macroeconómicas de Colombia al iniciar el desarrollo de los yacimientos no convencionales (YNC), es la estimación de la senda de producción de los hidrocarburos, junto con las reservas

32 Expresión matemática que define el flujo en medios porosos, relacionando la presión diferencial en el medio con el caudal que pasa a través de él.

probadas, y la tasa de incorporación de estas para cada escenario a evaluar. Este planteamiento se hace particularmente importante, cuando se vislumbran las diferencias existentes entre el comportamiento de la producción en yacimientos convencionales, a comparación de la que se pudiese obtener en YNC, lo que, a su vez, lleva a un cambio en la estrategia de incorporación de las nuevas reservas, pudiéndose así, seleccionar aquella que permita la maximización de la rentabilidad y de manera simultánea, hiciese sostenible la operación a un futuro.

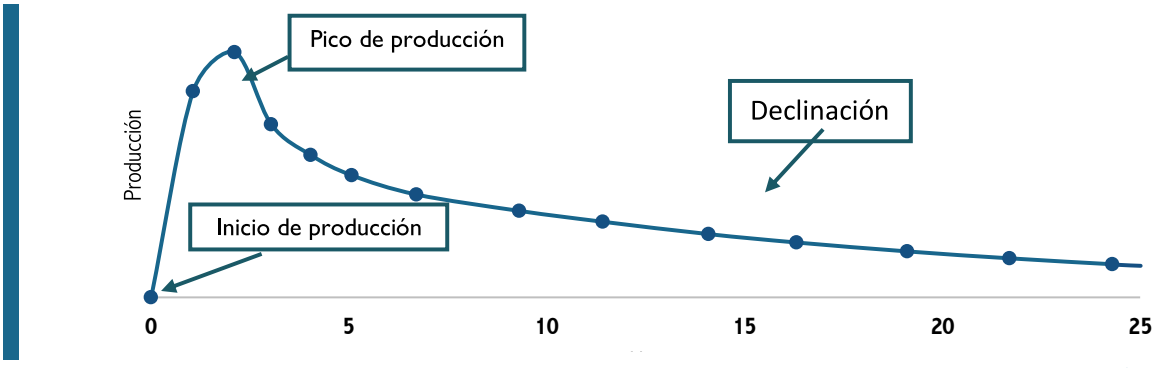
Debido a este cambio, diferentes enfoques para realizar los pronósticos de reservas y producción se han planteado en la literatura, desde aquellos con un análisis puramente econométricos (Xu, Feng, Wei, Hu, & Wang, 2014), hasta métodos basados en la posible configuración que pudiesen tener los pozos (Rincones, Lee, & Rutledge, 2015), pero en esencia, la selección del método y la veracidad de los resultados dependerán en conjunto, tanto de las consideraciones que se tomen, como de la información disponible para este fin.

Las hipótesis planteadas en este estudio se basa fundamentalmente en la corta vida productiva que poseen los pozos en YNC, esto debido principalmente a que inmediatamente luego del estímulo realizado a partir del fracturamiento hidraúlico, se tendrán unas grietas abiertas, junto a una gran longitud de contacto entre el pozo y el yacimiento, permitiendo el flujo de altas tasas de hidrocarburos, lo que se traduce en un rápido incremento inicial de la producción, pero que con el tiempo, se irán cerrando por consecuencia de los esfuerzos internos del subsuelo, experimentando una rápida declinación, hasta que estas fracturas se cierran por completo y la producción toca su mínimo (Belyadi, Fathi, & Belyadi, 2017).

En consecuencia, el desarrollo de las reservas no solo se deberá al potencial de producción de la formación rocosa en esa parte del yacimiento y el agotamiento del mismo, sino que va a depender fundamentalmente de la cantidad de pozos que se puedan perforar para contactar el mayor volumen del yacimiento, y este a su vez estará sujeto a la producción objetivo que se desee.

Con base en lo anterior, el método desarrollado en esta sección para la realización de los pronósticos, de producción y reservas, consiste en dos partes: una primera, en la cual se evalúa el agotamiento de las reservas actuales producidas por yacimientos convencionales, de acuerdo con las producciones anuales promedios propuestas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP 2018), documento presentado por el Ministerio de Hacienda de Colombia con proyecciones de producción hasta el año 2029, y la segunda parte, en la que se evalúa la incorporación de las nuevas reservas, tanto las producidas por el desarrollo de YNC, como aquellas que el MFMP contempla para la consecución del mismo, de esta forma se plantean los diferentes escenarios por evaluar, todos aquellos presentados en términos de la producción objetivo.

Gráfico 32. Perfil de producción de un pozo en un yacimiento no convencional



Fuente: Campetrol

Vale la pena indicar, que existen dos puntos de inflexión en la senda, los cuales dan guía del tiempo en el que inicia la incorporación de las reservas: un primer momento en el que inicia el desarrollo de los YNC, y un segundo periodo, en el cual se agotan las reservas que posee el país actualmente, por lo que serán necesarias el ingreso de las nuevas reservas que implícitamente plantea el MFMP.

7.2 Escenarios de incorporación de reservas de YNC

La variable esencial para la construcción del algoritmo que se empleará en cada uno de los escenarios es la producción total anual, la cual es definida a partir de la producción diaria promediada anualmente, como la cantidad de crudo que se extrajo en todo el año, y se calcula como:

$$\text{Producción Anual (MMBO)} = \text{Producción Diaria (KBOPD)} * 0.365 \quad (1)$$

La cantidad de reservas remanentes que deben existir en inventarios deben ser mayores o iguales a la producción anual del año siguiente para que se pueda cubrir la producción esperada, por lo que este será el parámetro base.

Una forma de expresar lo anterior es la elaboración de un balance de reservas que permita calcular las reservas remanentes necesarias en función de la producción obtenida en el año corriente, por lo que, de manera general, se puede formular como:

$$\begin{aligned}\text{Reservas Remanentes } (t_n) \\ = \text{Reservas Remanentes } (t_0) - \text{Producción Acumulada } (t_n) \\ + \text{Reservas Incorporadas } (t_n)\end{aligned} \quad (2)$$

El primer término de la ecuación (2) indica las reservas con las que se cuenta al inicio del estudio, si a este se resta el segundo término, es posible que en algún momento las reservas no sean suficientes, por tanto, se deberá realizar la debida incorporación de nuevas reservas, las cuales en este caso están definidas como:

$$\begin{aligned}\text{Reservas Totales Incorporadas } (t_0) \\ = \text{Producción Anual } \textit{Fracking } (t_0) \\ + \text{Reservas incoporadas MFMP } (t_0)\end{aligned} \quad (3)$$

El último término de la ecuación anterior se calcula bajo el supuesto de que el MFMP agrega exclusivamente las reservas que va a consumir en la producción del año siguiente, debido a que no se especifican las fuentes ni las magnitudes de esas reservas, e iniciarían su incorporación a partir del año en el cual se agoten las reservas que se poseen actualmente, siendo la relación R/P, el parámetro que indique ese momento, calculado como:

$$R/P\ (t_n) = (\text{Reservas Remanentes}(t_n)) / (\text{Producción Anual}(t_n)) \quad (4)$$

La relación R/P es referida como la cantidad de años que perdurarán las reservas si la producción permanece constante, en consecuencia, a partir del tiempo en el cual el valor de esta variable se convierte en cero, se deberán incorporar nuevas reservas o entrar a modelar escenarios de desabastecimiento.

Por último, se estableció una variable llamada inventario de reservas, la cual define la cantidad de reservas remanentes independientemente de la distribución que se desee hacer de las mismas, siendo un indicador real de las reservas restantes en cada instante de tiempo, y se modela empleando la ecuación (2), incorporando todas las reservas adicionales en un mismo año y haciendo el descuento de la producción anual.

7.3 Consideraciones sobre el modelo de producción y reservas

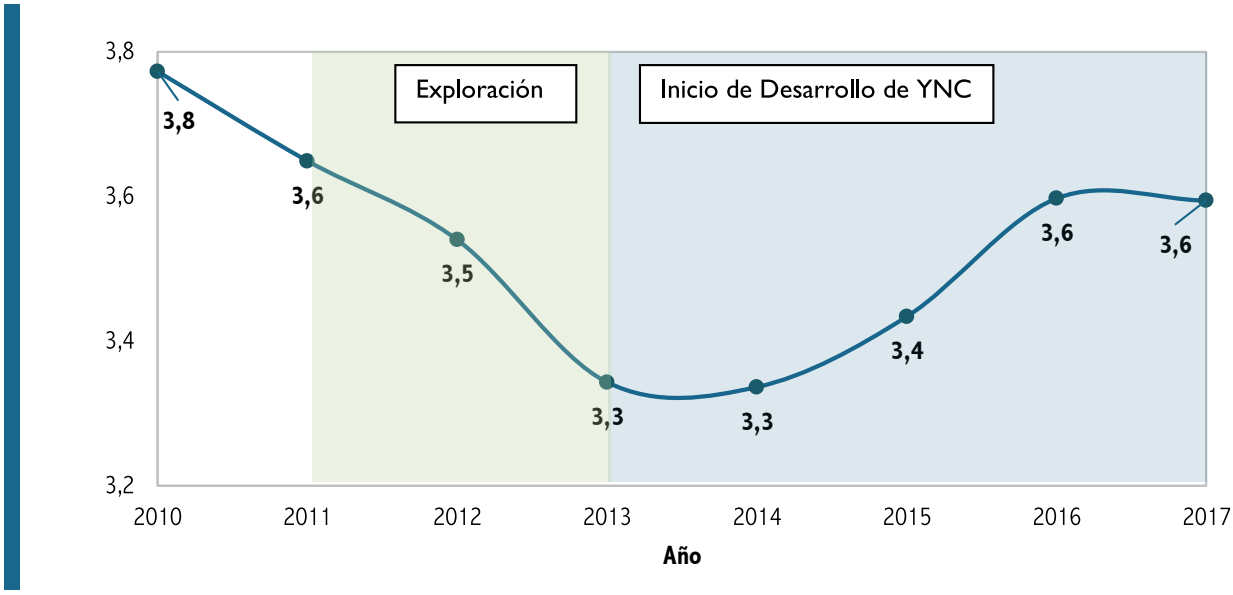
La construcción de las sendas de producción y sus respectivos perfiles de producción para cada escenario se han realizado en base anual entre los años 2018 y 2029, periodo en el cual acaban los pronósticos realizados por MFMP.

Se espera entonces, que a partir del periodo indicado empiece la declinación natural de la curva, el cual, como se ha indicado anteriormente, es el peor de los casos y corresponderá al cierre de las fracturas en los pozos que se encuentren en ese momento. Sin embargo, es necesario hacer algunas precisiones sobre los alcances de la información y la metodología utilizada.

7.3.1 Año de inicio del desarrollo de YNC

Con base a la situación experimentada por Argentina en el año 2013, dónde luego de dos años desde la estimación inicial de reservas y estudios geológicos en el yacimiento Vaca Muerta, una formación de lutitas perteneciente a la cuenca Neuquina, se inició su desarrollo, y por tanto, la incorporación de reservas (YPF, 2013), se estableció un periodo total de dos años a partir del presente (2019) para el inicio de la actividad de explotación de YNC, por lo que su inicio se contempla para el año 2021, contando desde la puesta en marcha del primer pozo de desarrollo, por lo que no se tiene en consideración los diferentes pilotos y pruebas no comerciales que pueden suceder primeramente.

Gráfico 33. Producción promedio anual de gas natural en Argentina (BPCD)



Fuente: (BP, 2018)

7.3.2 Tasa de producción de YNC

A partir del comportamiento de la producción en los YNC, se espera que las reservas adicionales se incorporen progresivamente de acuerdo con la producción incremental promedio anual que se obtendrá de estos yacimientos, la cual se fijó en alrededor del 0,01%, siendo un dato situado cerca a lo sugerido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (UPME, 2018), con el fin de extender el horizonte de reservas en el tiempo y así aumentar el periodo de autosuficiencia.

7.3.3 Fuente de la producción de YNC

El alcance de este estudio se concentra principalmente en el aporte de las formaciones pertenecientes a la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena (VMM), a causa de que es la cuenca en la que más experiencia operacional se posee y cuyo sistema petrolífero se encuentra plenamente identificado. Estos factores en conjunto disminuyen el riesgo operacional y de inversión, convirtiéndola en la zona ideal para iniciar los proyectos pilotos y el desarrollo de YNC en sí mismo.

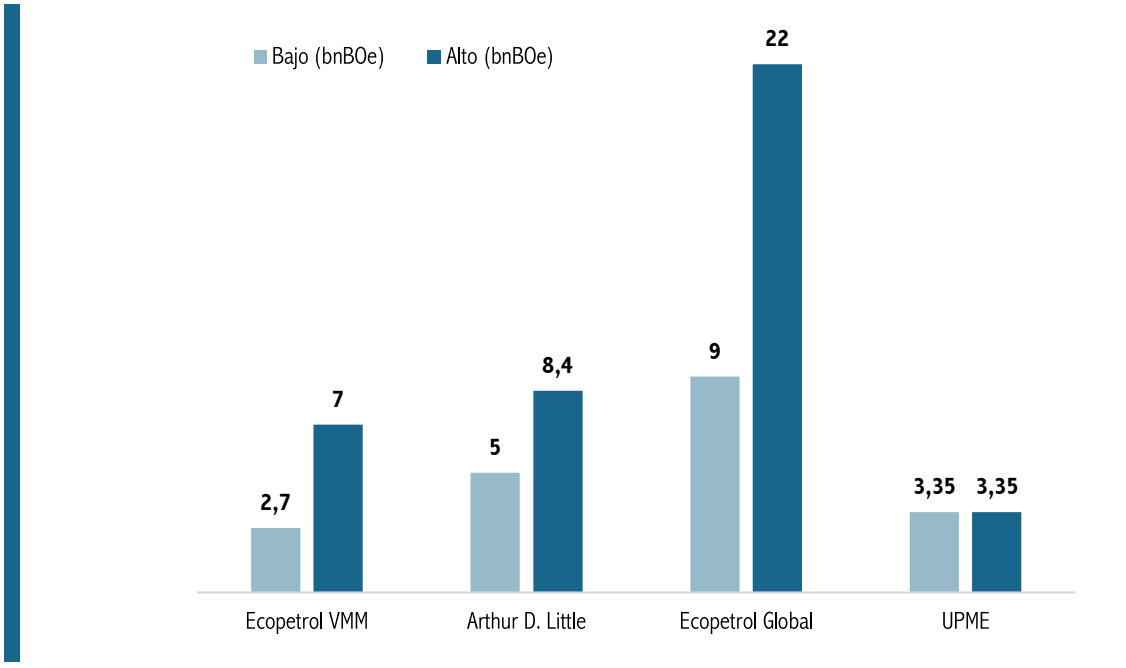
7.4 Definición de los escenarios

Los escenarios a evaluar se construyeron en términos de las reservas adicionales que se puedan incorporar al iniciar la explotación de YNC. Para este fin, se realizó una revisión de los estudios propuestos por diferentes instituciones, en los cuales se sugerían al menos dos escenarios de reservas probadas.

Bajo los supuestos anteriormente descritos, Campetrol propuso los siguientes escenarios, manteniendo una visión conservadora para todas las opciones:

- Escenario base, en el cual no se hace incorporación de reservas de YNC, por lo que sólo se cumple la propuesta hecha por el MFMP.
- Escenario N°1, agrega un total de 100 KBOPD a la base del MFMP, asociado con un inventario de reservas de 1.000 MBO.
- Escenario N°2, agrega un total de 250 KBOPD a la base del MFMP, asociado con un inventario de reservas de 3.000 MBO.
- Escenario N°3, agrega un total de 500 KBOPD a la base del MFMP, asociado con un inventario de reservas de 5.000 MBO.

Gráfico 34. Estimaciones de reservas propuestas por diferentes instituciones para Colombia



Fuente: (ECOPETROL, 2018; UPME, 2018)

7.5 Resultados

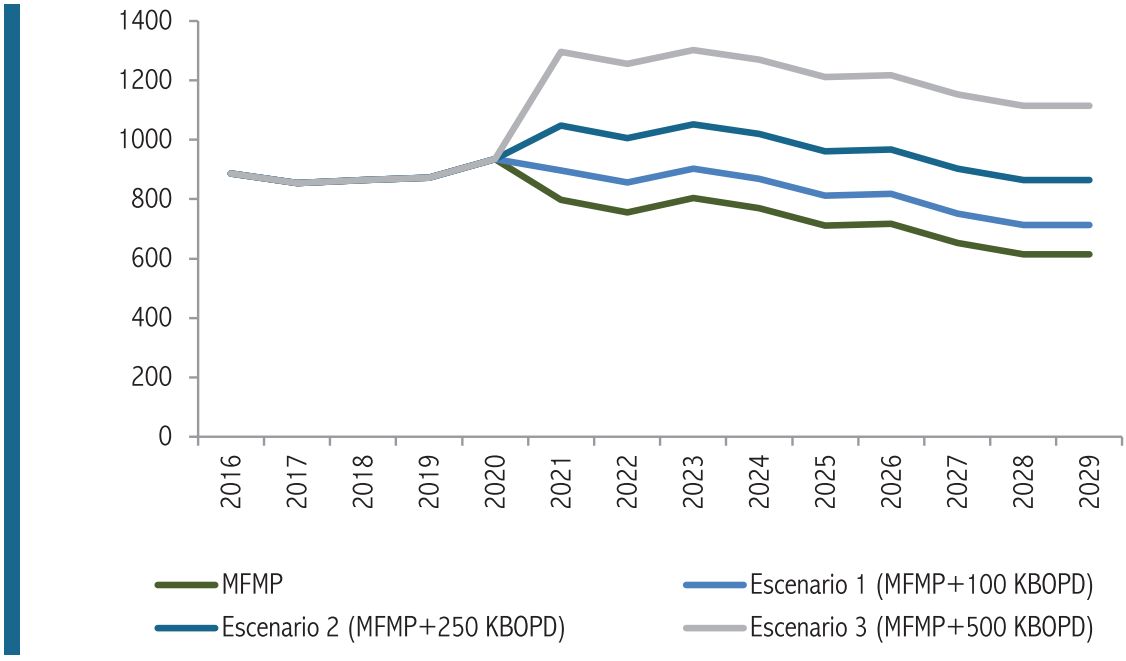
En esta sección se presentan los resultados cuantitativos de los modelos de producción y reservas. En primer lugar, se muestran las diferentes sendas de producción obtenidas bajo el periodo de estudio, haciendo énfasis en aquellas que superan las metas de producción propuestas por Campetrol. Posteriormente, se realiza un análisis del desarrollo de reservas y la participación de cada origen de reservas en el total empleado, especificando así, las relaciones R/P, sus implicaciones para los próximos años.

7.5.1 Senda de producción

En el Gráfico 35 se muestran los resultados de los diferentes escenarios, siendo esta la variable base para los subsecuentes estudios. Los incrementos para cada escenario fueron de 100, 250 y 500 KBOPD respectivamente, por lo que, en dos de los escenarios se supera la producción objetivo de 1000 KBOPD sugerida por Campetrol, al finalizar el cuatrienio.

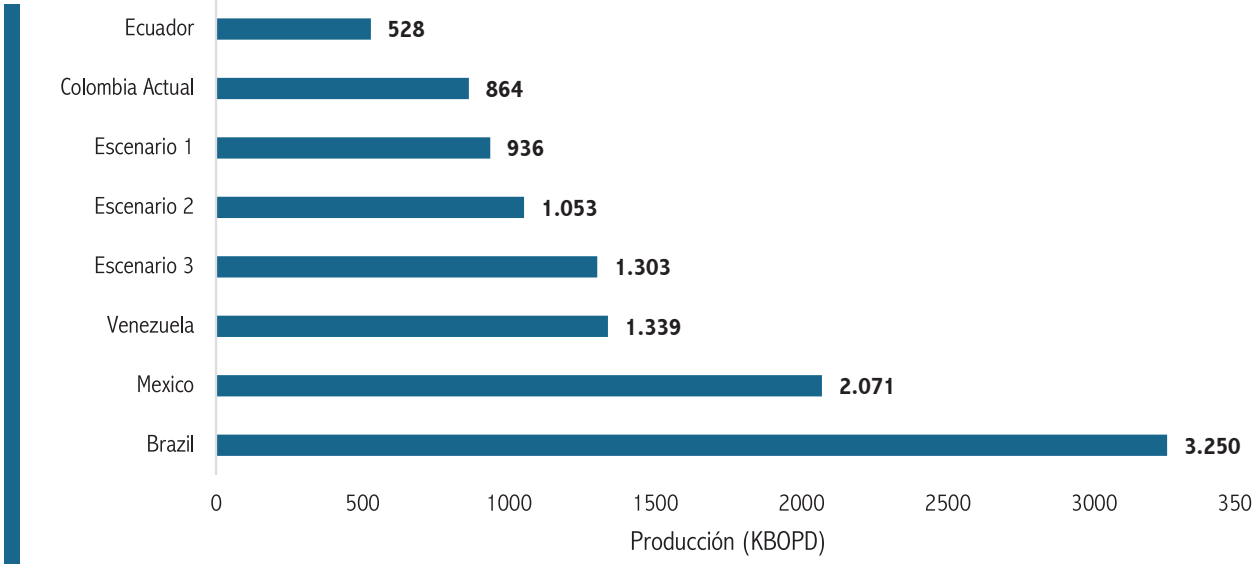
De darse este aumento en producción, convertiría a Colombia en el país número 19° en la lista de los mayores productores de petróleo del mundo actualmente, y en ese caso, quedaría por encima de países como Reino Unido, India, Libia, entre otros (BP, 2018). Mientras que su competitividad en la región se vería favorablemente afectada al quedar entre los cuatro países de mayor producción en América Latina, rozando con el país vecino de Venezuela bajo el escenario número tres.

Gráfico 35. Producción diaria promedio anual de Colombia en cada uno de los escenarios evaluados (KBOPD).



Fuente: MinHacienda, Cálculos propios

Gráfico 36. Producción actual de los países latinoamericanos en comparación a la producción de Colombia bajo los escenarios evaluados



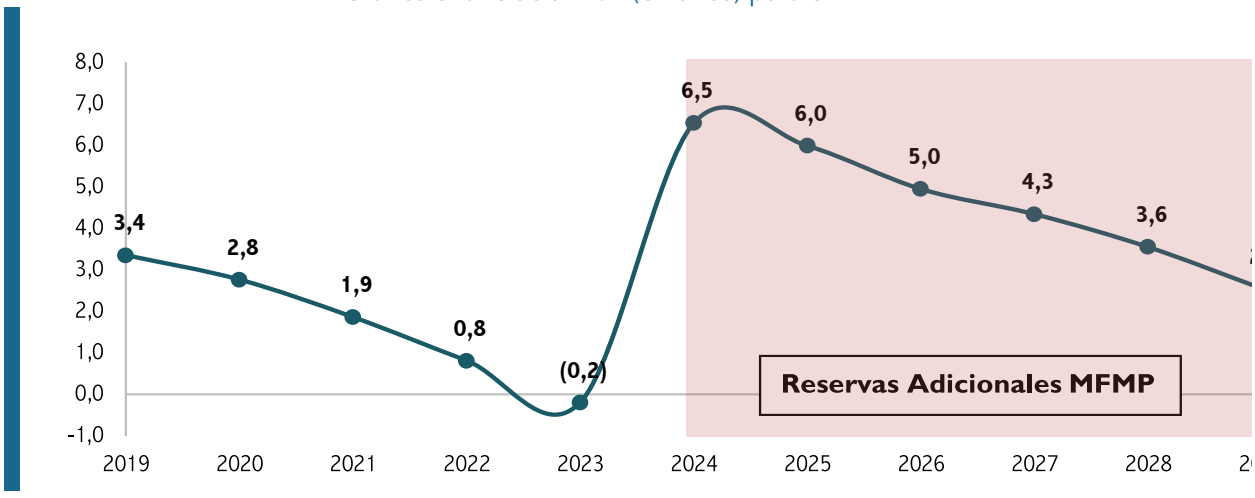
Fuente: EIA, OPEP, BP

7.5.2 Modelo de reservas

A continuación, se presentan los resultados relacionados al modelo de reservas, este contempla tanto las reservas actuales año a año, como el inventario de reservas a desarrollar en cada uno, con el fin de tener una visión clara del escenario en general y las posibles implicaciones que este puede tener en la transformación de la industria.

Una vez agotadas las reservas remanentes estimadas al 31 de diciembre de 2018 (sin incorporación de nuevas reservas), el MFMP trae consigo la incorporación de reservas adicionales después del 31 de diciembre del 2023. El volumen adicional de reservas a incorporar en el periodo 2024-2029 es de alrededor de 1.453 MMBO.

Gráfico 37. Relación R/P (en años) para el MFMP

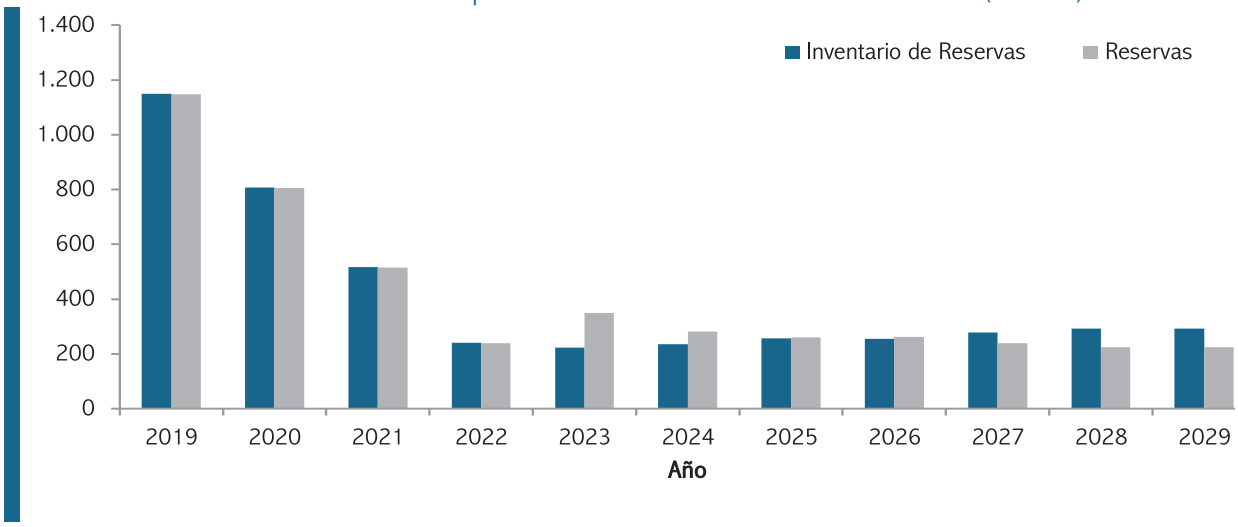


Fuente: Cálculos propios

En el Gráfico 38 se pueden observas las series de reservas actuales anuales, junto al inventario de reservas, y sus pequeñas diferencias a partir del año 2023, a razón de que en ese año se encuentra un déficit de 55 MMBO para poder cumplir con los pronósticos de producción concebidos por el MFMP, esta diferencia se va distribuyendo en los siguientes años, por lo que al sumar las diferencias entre las curvas desde el año 2024, se encuentra el valor esperado.

Al adicionar estas reservas a la base, se espera un total de 2,3 años de autosuficiencia luego del año 2029, si se produce a una tasa promedio anual de 614 KBOPD, mientras que, si la producción disminuye para sólo poder cubrir la demanda interna para refinación, de 400 KBOPD, el horizonte de autosuficiencia pudiese extenderse hasta los 3,5 años.

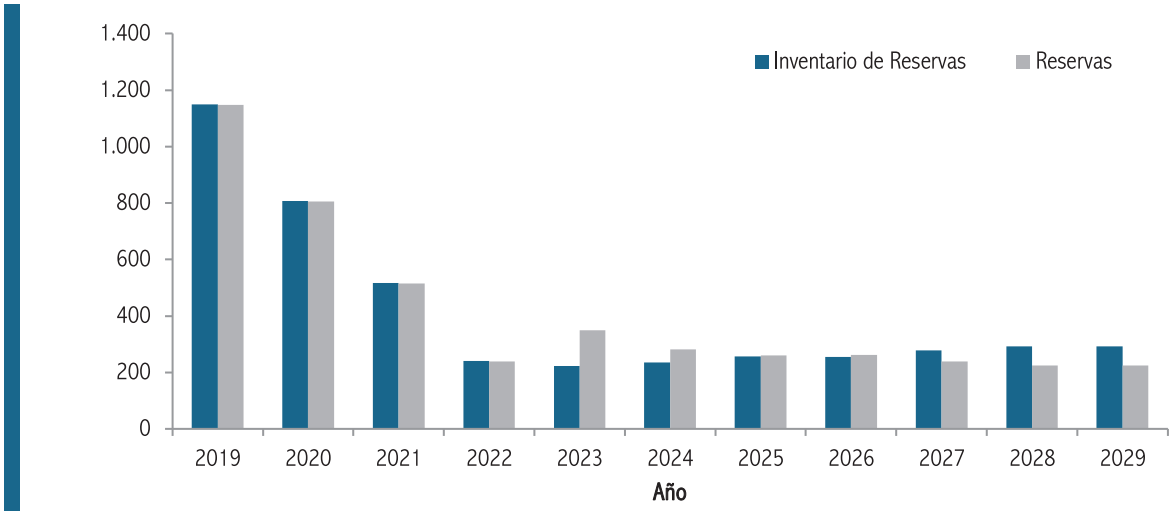
Gráfico 38. Reservas incorporadas e inventario de reservas del MFMP (MMBO)



Fuente: Cálculos propios

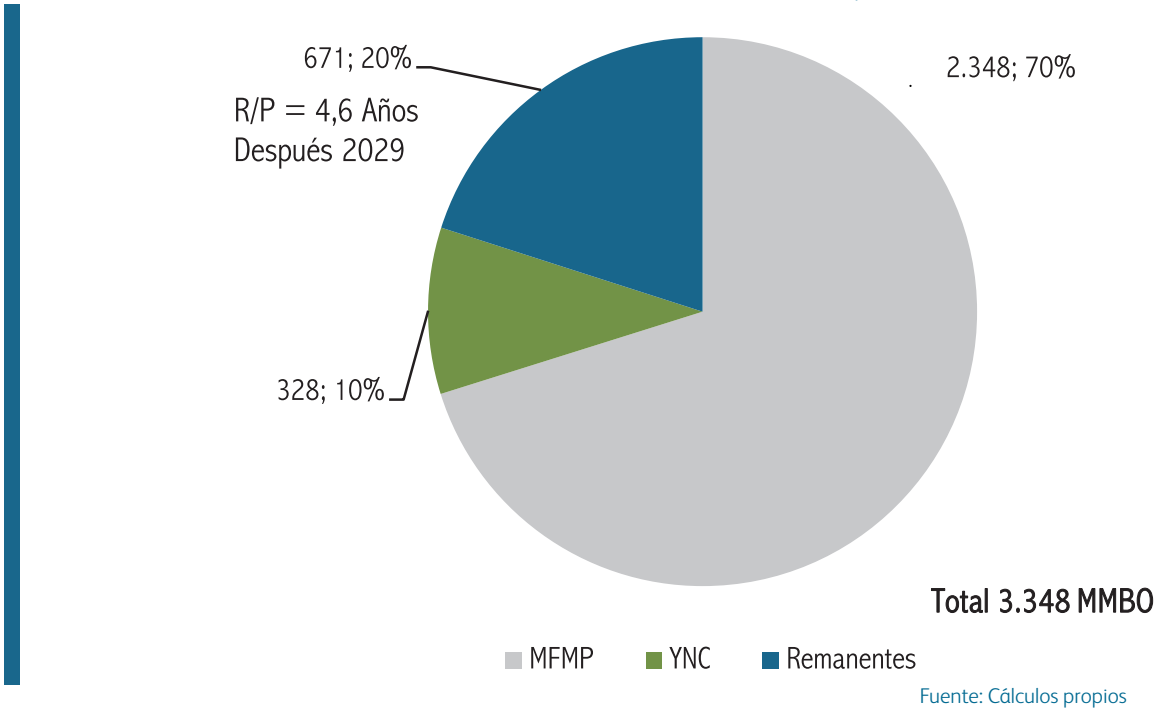
Es importante señalar, que el escenario N°1, al igual que todos los escenarios, tiene en la base del periodo 2024 a 2029, una producción que equivale a 1.453 MMBO. Al incorporar la producción propuesta de 100 KBOPD adicionales en el mismo periodo, el horizonte de autosuficiencia se extiende hasta los 4,6 años después de 2029. En el Gráfico 35, se puede observar el pico en el inventario de reservas, aunque estas reservas se siguen distribuyendo en función de la producción objetivo para cada año.

Gráfico 39. Reservas incorporadas e inventario de reservas para el escenario N° 1 (MMBO)



Fuente: Cálculos propios

Gráfico 40. Distribución de reservas en el escenario N° 1 para el año 2029

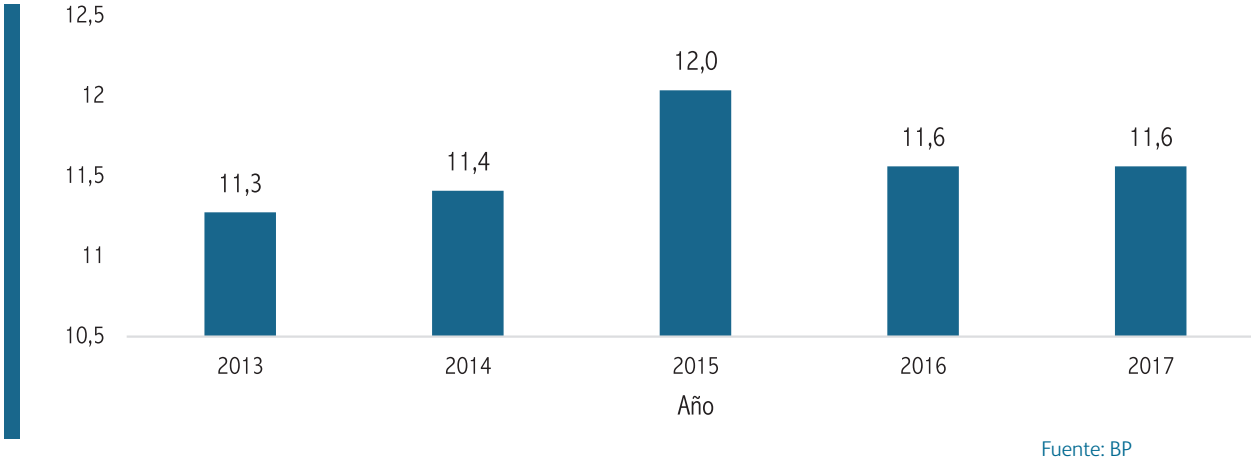


Fuente: Cálculos propios

En el periodo de análisis, las reservas consumidas para el Escenario N°1 corresponden a un total de 2.676 MMBO, por lo que, permanecen 671 MMBO remanentes para desarrollar en los siguientes 4,6. Lo anterior quiere decir, que del total de reservas que se poseerán en el país para este escenario, el MFMP aportaría el 70%, por lo que, aún serían los yacimientos convencionales los mayores aportantes al abastecimiento energético del país.

Es de aclarar, que el comportamiento descrito anteriormente en las reservas de YNC, es el comportamiento esperado para este tipo de yacimientos, en el que la incorporación de las reservas se hace progresivamente, por lo que se espera que permanezcan sin demasiadas variaciones. Para demostrar lo anterior, fue contrastado con la incorporación de reservas en Argentina, en el periodo de tiempo luego del inicio del desarrollo del yacimiento Vaca Muerta.

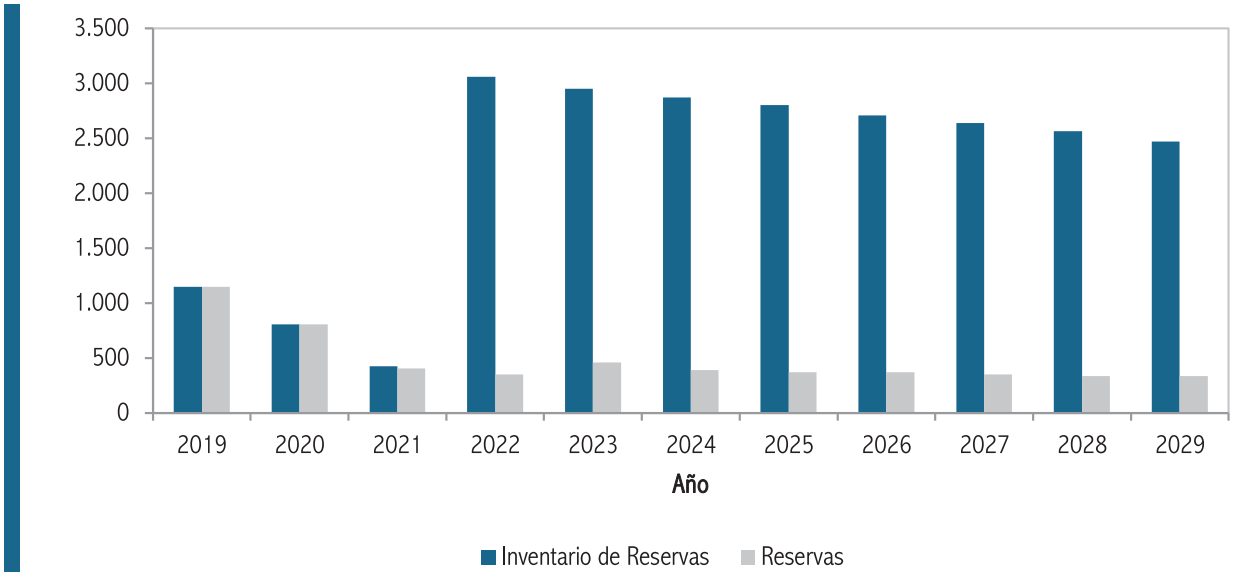
Gráfico 41. Reservas de gas en Argentina después del año 2013 (TPC)



Fuente: BP

Al igual que el anterior escenario, el Escenario N°2 tiene en la base del periodo 2024 a 2029, una producción que equivale a 1.453 MMBO. Al incorporar la producción propuesta de 250 KBOPD adicionales en el mismo periodo, el horizonte de autosuficiencia se extiende hasta los 7,6 años después de 2029.

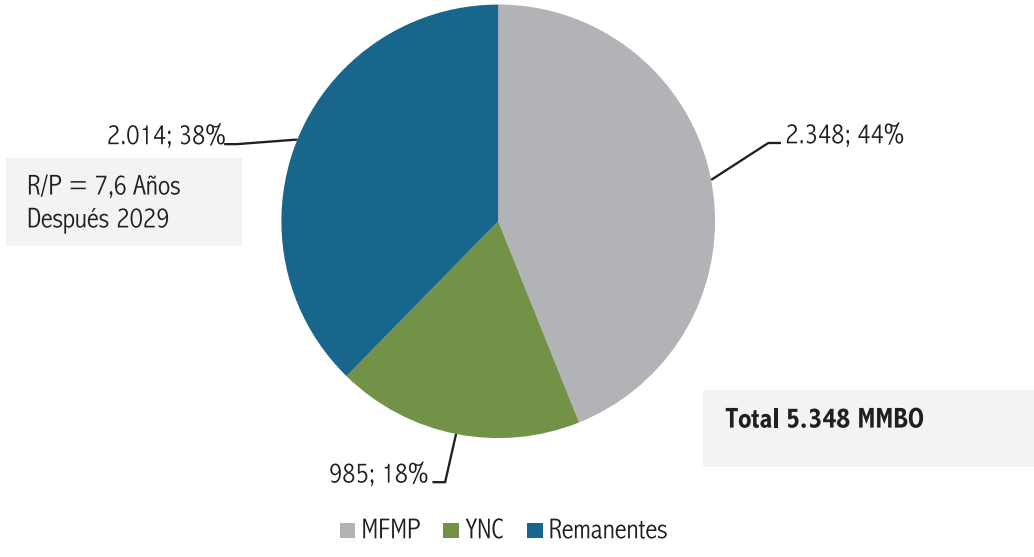
Gráfico 42. Reservas incorporadas e inventario de reservas para el escenario N° 2 (MMBO)



Fuente: Cálculos propios

De acuerdo con nuestras estimaciones, para ese escenario, se consumirán un total de 985 MMBO en reservas provenientes de YNC en el periodo de tiempo estudiado, correspondiente al 18% del total de reservas que poseería el país, permitiendo disponer de un 38% de estas para los siguientes 7,6 años.

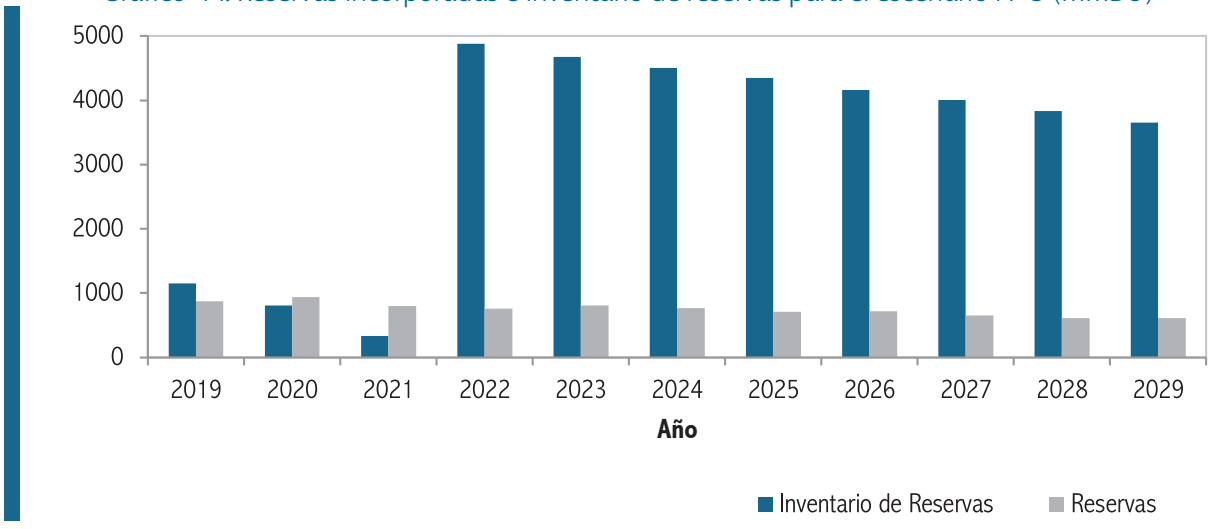
Gráfico 43. Distribución de reservas en el escenario N° 2 para el año 2029



Fuente: Cálculos propios

Al igual que en los escenario anteriores, el Escenario N°3 tiene en la base del periodo 2024 a 2029, una producción que equivale a 1.453 MMBO. Al incorporar la producción propuesta de 500 KBOPD adicionales en el mismo periodo, el horizonte de autosuficiencia se extiende hasta los 9,5 años después de 2029.

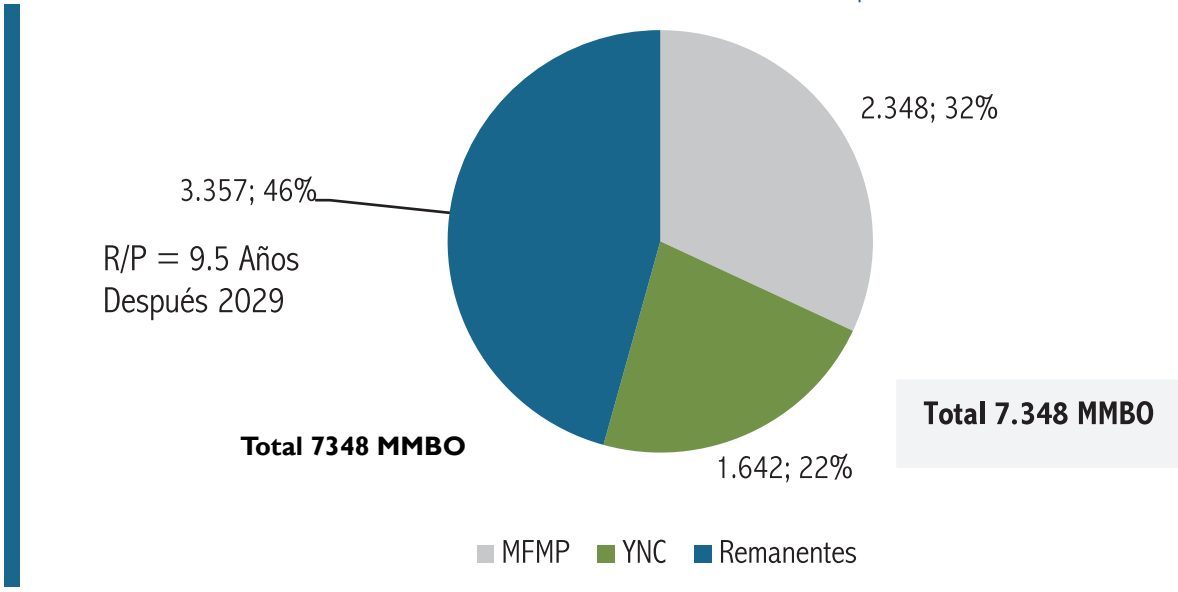
Gráfico 44. Reservas incorporadas e inventario de reservas para el escenario N° 3 (MMBO)



Fuente: Cálculos propios

Bajo este escenario, el MFMP agregaría aproximadamente 32% de las reservas consumidas, manteniendo un volumen constante de 2.348 MMBO, al igual que en los anteriores escenarios evaluados, lo que corresponde a que el 22% las agregaría el desarrollo de YNC, y quedaría aún, un 46% de las reservas incorporadas para futuros años.

Gráfico 45. Distribución de reservas en el escenario N° 3 para el año 2029



Fuente: Cálculos propios

7.6 Modelo de producción y reservas – desabastecimiento

La principal información necesaria para la construcción del modelo empleado para los casos de desabastecimiento viene dada por la proyección de oferta y demanda, en el cual, siguiendo la misma lógica utilizada en la sección 4.2.2 del presente documento, se descuentan las reservas necesarias para el cumplimiento de cada caso, siguiendo a la relación de R/P como parámetro guía para la verificación del año en el cual acaban las reservas actualmente disponibles en Colombia.

Además, en esta sección se calculó el potencial de exportación total que poseería el país en el periodo de estudio, definiendo el área comprendida entre las curvas de proyección de producción y demanda de petróleo en el país, por lo que se calculó conjuntamente el volumen total que se debería importar para suplir la demanda desde el momento en el que acaben las reservas.

7.7 Resultados

En la sección del modelamiento de los escenarios de desabastecimiento de petróleo, se evaluaron dos posibles casos, los cuales siguen siendo acotados por el MFMP, incluyendo, además, la senda de consumo de petróleos en el país, junto a su proyección. Presentando un acercamiento cuantificado de las consecuencias de posibles estancamientos o desaceleraciones en la industria petrolera colombiana.

Los casos desarrollaron fueron:

- Escenario N°1: Cumplimiento del MFMP, en el cual se logran incorporar las reservas adicionales contempladas por el Ministerios de Hacienda, por lo que es posible mantener la producción proyectada en el periodo de evaluación.
- Escenario N°2: Interrupción total de la industria petrolera en Colombia, enmarcado por la falta de reservas de petróleo luego del año 2023, escenario en el cual el país pasaría de ser un exportador, a convertirse en un país importador de petróleo y combustibles.

7.7.1 Consumo de petróleo

En el Gráfico 14 se observan las curvas de producción esperada por el MFMP y el consumo proyectado de acuerdo con la EIA, donde se prevé un requerimiento de 1559 MMBO en el periodo comprendido entre 2019 y 2029, los cuales puede suplir el MFMP bajo el primer escenario. En contraste, en el segundo caso se debería empezar la importación de 848 MMBO de petróleo en el año 2023, de acuerdo con nuestras estimaciones, lo que afectaría profundamente a la economía colombiana.

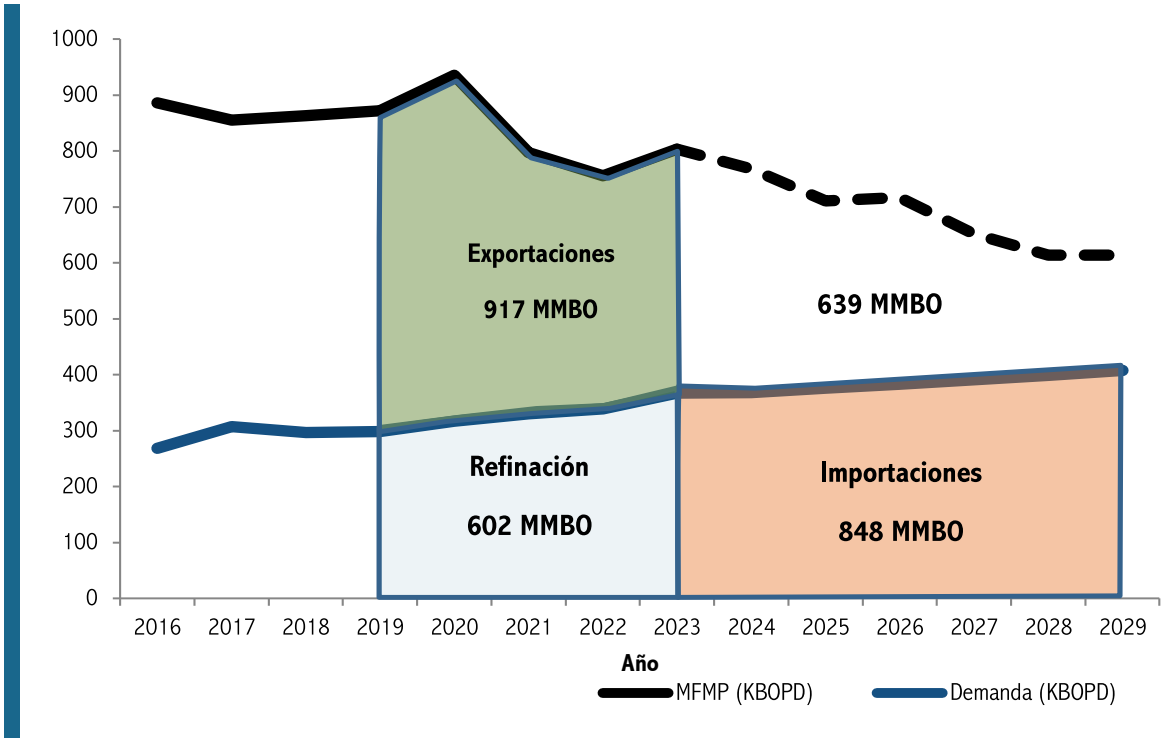
En el anterior resultado, se esperaría la importación tanto de petróleos como de combustibles refinados, debido a que el consumo a partir del año 2023 superaría a la capacidad de refinación reportada en las dos mayores refinerías del país, de alrededor de 375 KBOPD hoy en día, aumentando asimismo los costos, en comparación al caso en el cual se importara directamente crudo.

7.7.2 Exportaciones de petróleo

Bajo los escenarios evaluados, se hace evidente que en el peor de los casos se perdería la capacidad de exportación de crudos que posee el país, evitando la salida de alrededor de 639 MMBO a partir

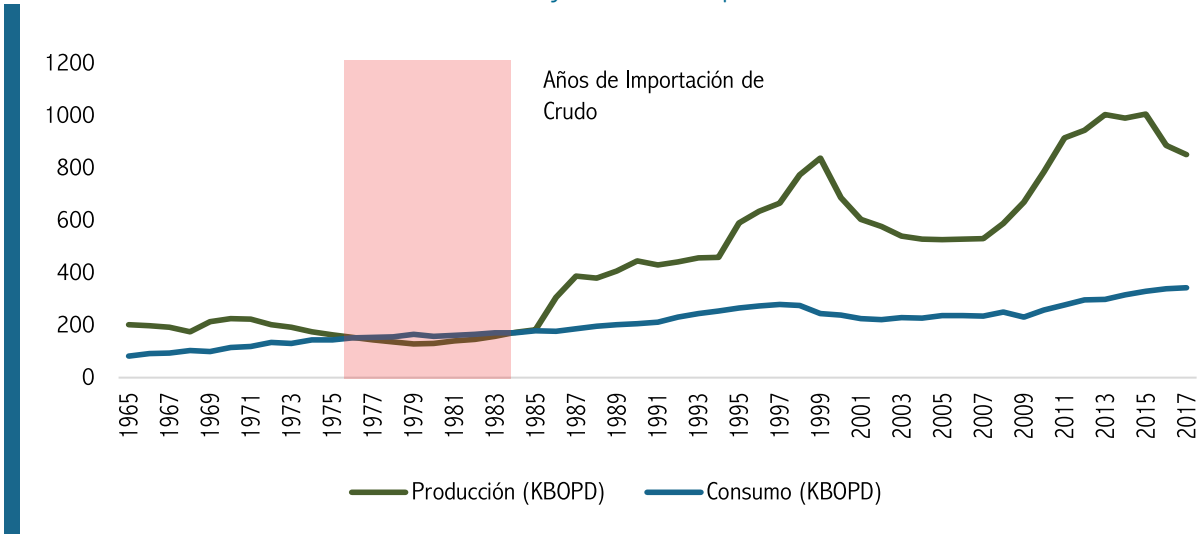
del 2023, en comparación a los 917 MMBO exportados en el periodo comprendido entre 2019 y 2023 , mermando los ingresos del país, en una situación donde cuya economía ya estaría golpeada por la necesidad de importación de crudos y combustibles, situación sólo vivida anteriormente por el país entre los años 1977 y 1983, en la que se debió importar un total de 53,2 MMBO.

Gráfico 46. Balance de consumo y producción de petróleo en el país bajo los escenarios de desabastecimiento



Fuente: Cálculos propios

Gráfico 47. Producción y consumo de petróleo en Colombia



Fuente: BP

7.8 Conclusión

El desarrollo de reservas en de yacimientos no convencionales posee un comportamiento particular, en función de la producción objetivo deseada y la cantidad de pozos que esta represente, por lo que el modelado de la producción de estos debe hacerse con una perspectiva diferente a la llevada a cabo en yacimientos convencionales.

Se definieron tres escenarios de incorporación de inventarios de reservas no convencionales de 1.000 MMBO, 3.000 MMBO y 5.000 MMBO, respectivamente, los cuales se definieron asumiendo que el principal aporte es realizado por la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y se consideraron aditivitos al MFMP.

Para cada escenario se espera una producción adicional de 100 KBOPD, 250 KBOPD y 500 KBOPD, respectivamente, logrando alcanzar en dos de los tres escenarios la meta de producción propuesta por Campetrol de 1.000 KBOPD al final de cuatrienio.

En materia de autosuficiencia, en cada escenario se espera un aumento de 4,6 años, 7,6 años y 9,5 años, respectivamente, después del 2029, periodo en el que finaliza la evaluación realizada en el MFMP, por lo que estos resultados representan una oportunidad de sostenimiento para el país.

En el peor escenario de desabastecimiento, en el cual las reservas acaban en el año 2023, se espera que el país deba importar 848 MMBO, perdiendo a su vez, la exportación de más de 639 MMBO, interrumpiendo totalmente la industria petrolera en Colombia, y convirtiéndose en un país importador. Es decir, si se logran incorporar reservas y producción adicionales a las establecidas en el MFMP 2018 en el período 2019-2029, se suple la demanda interna y se mantienen excedentes para la exportación, además de extender la autosuficiencia más allá de 2029. Si se diera el escenario de desabastecimiento, se generan dos situaciones que el país no podría manejar, al no solo perder la capacidad de exportación, sino tener que importar crudo para atender la demanda interna.

CAPÍTULO OCHO

MODELO ECONOMÉTRICO

8.1 Introducción

Desde la economía y en conjunción con la estadística, es de gran funcionalidad el uso de herramientas matemáticas para llegar a la estimación de impactos en todo tipo de variables económicas, bajo escenarios controlados y a partir de abstracciones de la realidad. Esta metodología permite analizar la respuesta y comportamiento de unas variables dependientes, a partir del cambio en otras variables explicativas, y así, plantear diferentes escenarios posibles a partir de sendas proyectadas en las mismas.

Dada la alta participación del sector petrolero en la economía, resulta importante la determinación del efecto de la incorporación de barriles adicionales en producción, sobre las exportaciones de petróleo, la balanza comercial, la Inversión Extranjera Directa (IED), la renta petrolera, los ingresos por regalías, el crecimiento del PIB petrolero, la TRM, y el déficit fiscal, y contrastar el resultado con un escenario que sigue los supuestos base de precio y producción del MFMP de 2018.

Para llevar a cabo el análisis planteado, es de gran ayuda la utilización de herramientas estadísticas, sin embargo, debido a la escasez histórica de datos del sector petrolero, las opciones metodológicas se ven reducidas drásticamente. Debido a lo anterior, el método seleccionado para la estimación de impactos es el de regresión lineal múltiple, a partir del cual se proyectó el comportamiento de las variables mencionadas anualmente, hasta el año 2029, último año de proyección dentro del MFMP de 2018 por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. A continuación se describen los modelos para cada variable y los resultados de las regresiones obtenidas.

8.2 Estimación econométrica – incorporación

Para la estimación de los impactos en las variables de interés, en cada uno de los escenarios de incorporación de reservas, se aplicó la metodología de regresión lineal, con la utilización de diferentes agrupaciones de variables exógenas y sus transformaciones, para generar diversos modelos estadísticos y finalmente, seleccionar el modelo más parsimonioso, a partir de la bondad de ajuste y la significancia estadística de las variables explicativas.

Modelo PIB petrolero

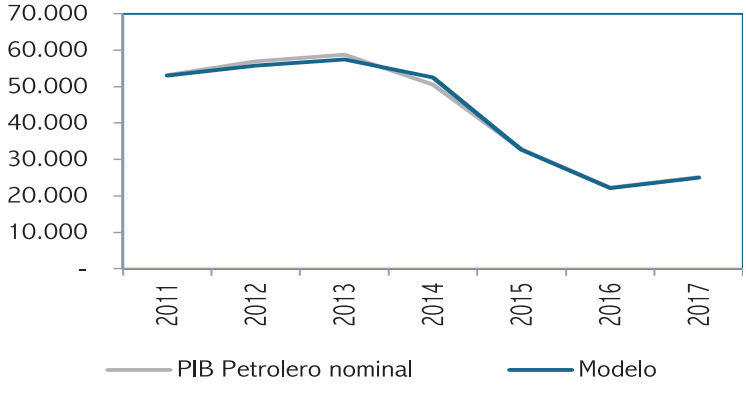
$$PIB\ petrolero_t = C + \beta_1\,(PIB\ petrolero_{t-1}) + \beta_2(Producción_t) + \beta_3(Brent_t) + u$$

Modelo PIB petrolero.

VARIABLES	PIB Petrolero
Producción KBOPD $_t$	48.86
	(21.93)
Brent USD/BL $_t$	447.0 ***
	(12.36)
PIB petrolero $_{t-1}$	0.0215
	(0.117)
Constant	-41,385 *
	(16,376)
Observations	7
R-squared	0.995

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

PIB petrolero en miles de millones de pesos
(Observado vs. Ajuste modelo)



Residuos del modelo de PIB petrolero

PIB petrolero $_t$: PIB total anual de extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural, en miles de millones a precios corrientes, en el periodo t.

- B_1 = 0,0215

  Por cada mil millones de pesos corrientes adicionales en el PIB petrolero anual del periodo anterior, se espera que el PIB petrolero en el periodo t aumente en promedio, 21 millones 500 mil pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Producción $_t$: Producción de petróleo promedio anual, en barriles de petróleo promedio al día, en el periodo t.

- B_2 = 48,85763

  Por cada mil barriles de petróleo promedio día de producción anual adicional, se espera que el PIB petrolero aumente en promedio, 48.857 millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Brent $_t$: Promedio anual de la cotización Brent, en dólares por barril, en el periodo t.

- B_3 = 446,995

  Por cada dólar adicional en la cotización promedio anual del Brent, se espera que el PIB petrolero aumente en promedio, 446.995 millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = -41.385,88

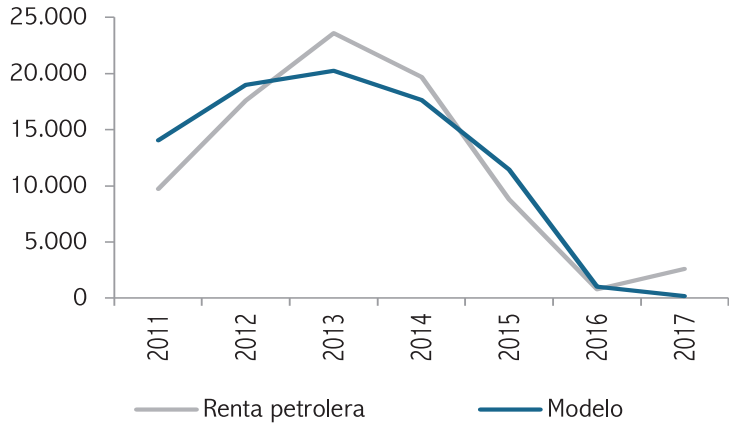
Modelo renta petrolera

$$Renta\ petrolera_t = C + \beta_1\ (PIB\ petrolero_t) + \beta_2 (Canasta\ colombiana) + u$$

VARIABLES	Renta Petrolera
PIB petrolero $_t$	0.230
	(0.156)
Canasta colombiana $_{t-1}$	181.0
	(87.26)
Constant	-12,143 **
	(4,089)
Observations	7
R-squared	0.905

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Renta petrolera en miles de millones de pesos
(Observado vs. Ajuste modelo)



Residuos del modelo de renta petrolera

Renta petrolera $_t$: Ingresos petroleros anuales, en miles de millones a precios corrientes, en el periodo t.

PIB petrolero $_t$: PIB total anual de extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural, en miles de millones a precios corrientes, en el periodo t.

- B_1 = 0,23

  Por cada mil millones adicionales en el PIB total anual de extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural, se espera que la renta petrolera aumente en promedio, 230 millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Canasta colombiana $_{t-1}$: Precio de venta promedio anual del crudo colombiano, en dólares por barril, en el periodo anterior.

- B_2 = 181,04

  Por cada dólar adicional en el precio de la canasta colombiana, en el periodo anterior, se espera que la renta petrolera aumente en promedio, 181 mil millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = -12.142,52

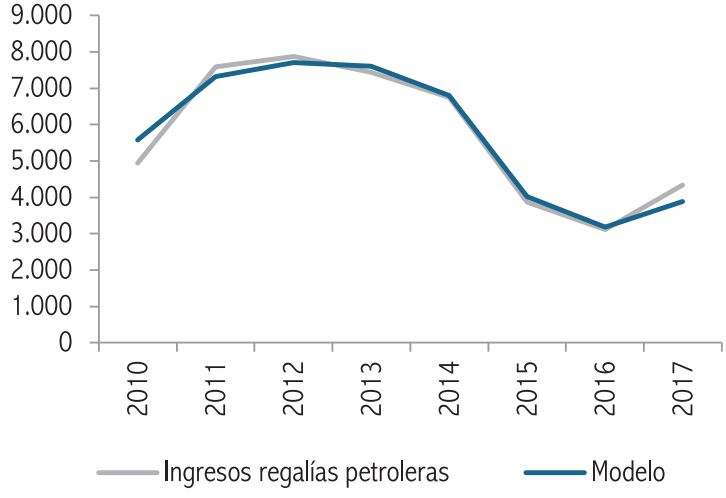
Modelo regalías

$$Regalías\ petroleras_t = C + \beta_1\ (Producción_t) + \beta_2 (Canasta\ colombiana_t) + u$$

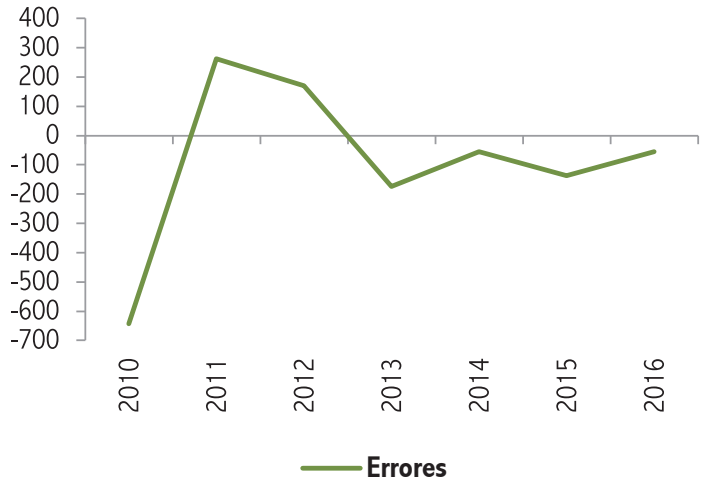
VARIABLES	Regalías
Canasta colombiana$_t$	64.37 ***
	(12.65)
Producción KBOPD$_t$	2.450
	(4.527)
Constant	-1315.66
	(3,941)
Observations	9
R-squared	0.796

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Ingresos por regalías petroleras en miles de millones de pesos



Residuos del modelo de regalías petroleras



Regalías petroleras $_t$: Ingresos por regalías anuales derivadas del petróleo, en miles de millones a precios corrientes, en el periodo t.

Producción $_t$: Producción de petróleo promedio anual, en barriles de petróleo promedio al día, en el periodo t.

- B_1 = 2,452

  Por cada mil barriles de petróleo promedio día de producción anual adicional, se espera que los ingresos por regalías petroleras aumenten en promedio, 2.452 millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Canasta colombiana $_t$: Precio de venta promedio anual del crudo colombiano, en dólares por barril, en el periodo t.

- B_2 = 64,375

  Por cada dólar adicional en el precio de la canasta colombiana, se espera que los ingresos por regalías petroleras aumenten en promedio, 64.375 millones de pesos corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = -1.315,66

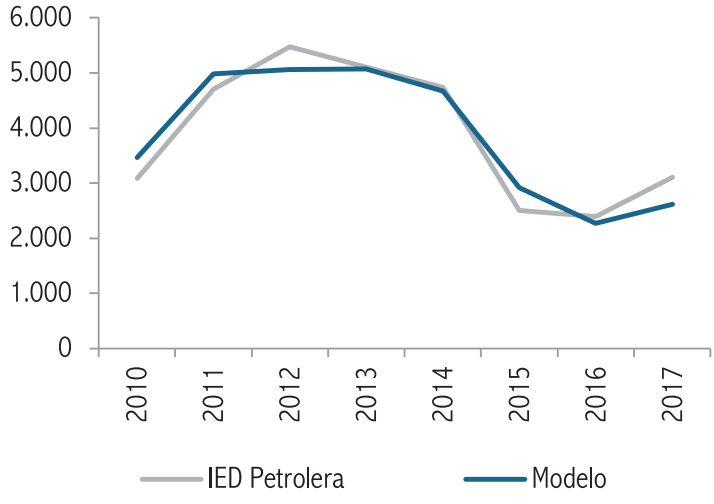
Modelo IED.

$$IED\ en\ petróleo_t = C + \beta_1\ (Producción_t) + \beta_2\ (Brent_t) + u$$

VARIABLES	IED
Producción KBOPD $_t$	2.193
	(2.034)
Brent USD/BL $_t$	39.21***
	(5.538)
Constant	-1,383
	(1,796)
Observations	8
R-squared	0.925

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

IED petrolera millones USD
(Observado vs. Ajuste modelo)



Residuos del modelo de regalías petroleras

IED en petróleo $_t$: Inversión extranjera directa destinada al sector petrolero, en millones de dólares, en el periodo t.

Producción $_t$: Producción de petróleo promedio anual, en barriles de petróleo promedio al día, en el periodo t.

- B_1 = 2,19

  Por cada mil barriles de petróleo promedio día de producción anual adicional, se espera que la inversión extranjera directa destinada al sector petrolero aumente en promedio, 2,19 millones de dólares corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Brent $_t$: Promedio anual de la cotización Brent, en dólares por barril, en el periodo t.

- B_2 = 39,2

  Por cada dólar adicional en la cotización promedio anual del Brent, se espera que la inversión extranjera directa destinada al sector petrolero aumente en promedio, 39,2 millones de dólares corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = -1.383,06

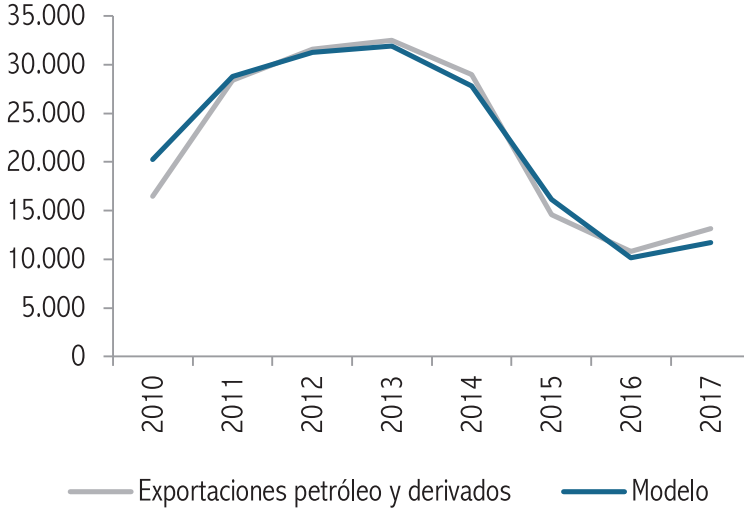
Modelo Exportaciones.

$$Exportaciones\ petroleras_t = C + \beta_1\ (Disponible\ a\ exportar_t) + \beta_2 (Canasta\ colombiana_t)$$

VARIABLES	Exportaciones Petroleras
Canasta colombiana $_t$	266.8 ***
	(28.14)
Disponible a exportar $_t$	29.12 **
	(9.712)
Constant	-15,385 **
	(5,167)
Observations	8
R-squared	0.973

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Exportaciones petroleras millones USD
(Observado vs. Ajuste modelo)



Residuos del modelo de exportaciones petroleras

Exportaciones petroleras $_t$: Exportaciones del petróleo y sus derivados, en millones de dólares FOB corrientes, en el periodo t.

Disponible a exportar $_t$: Producción de petróleo promedio anual (miles de barriles de petróleo promedio al día) menos el consumo interno de petróleo (miles barriles de petróleo promedio al día), en el periodo t.

- B_1 = 29,12

  Por cada mil barriles de petróleo promedio día del disponible a exportar anual adicional, se espera que las exportaciones del petróleo y sus derivados aumenten en promedio, 29,12 millones de dólares FOB corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

Canasta colombiana $_t$: Precio de venta promedio anual del crudo colombiano, en dólares por barril, en el periodo t.

- B_2 = 266,78

  Por cada dólar adicional en el precio de la canasta colombiana, se espera que las exportaciones del petróleo y sus derivados aumenten en promedio, 266,78 millones de dólares FOB corrientes, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = -15.385,14

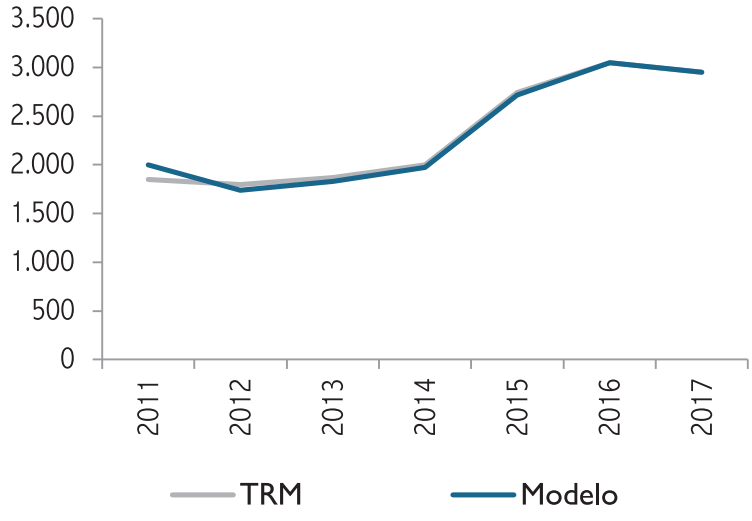
Modelo TRM.

$$TRM_1 = C + \beta_1 \ (IED\ petrolera_t) + \beta_2 \ (TRM_{t-1}) + u$$

VARIABLES	(1) TRM
TRM $_{t-1}$	0.396 **
	(0.0960)
IED petrolera $_t$	-0.310 ***
	(0.0375)
Constant	2,702 ***
	(333.2)
Observations	7
R-squared	0.985

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

TRM promedio anual
(Observado vs. Ajuste modelo)



Residuos del modelo de TRM

TRM_t : Tasa Representativa del Mercado, en dólares por peso colombiano, en el periodo t.

IED en petróleo $_t$: Inversión extranjera directa destinada al sector petrolero, en millones de dólares, en el periodo t.

- B_1 = -0,3098

  Por cada millón de dólares anuales adicionales en la IED destinada al sector petrolero, se espera que la TRM disminuya en promedio, 0,3098 dólares, manteniendo todas las demás variables constantes.

TRM_{t-1} : Tasa Representativa del Mercado, en dólares por peso colombiano, en el periodo anterior.

- B_2 = 0,39

  Por cada dólar adicional en la TRM promedio anual en el periodo anterior, se espera que la TRM incremente en promedio, 0,39 dólares, manteniendo todas las demás variables constantes.

- C = 2.702,2

Tabla 5. Fuentes de variables utilizadas

Variable	Fuente	Unidad de medida	Periodicidad
PIB petrolero	DANE	Miles de millones COP	Anual (2010-2017)
IED petrolera	Banco de la República	Millones USD	Anual (2010-2017)
TRM	Superintendencia Financiera	USD/COP	Anual (2010-2018)
Exportaciones petroleras	DANE	Millones USD FOB	Anual (2010-2018)
Canasta colombiana	ACP, Bloomberg	USD/BL	Anual (2010-2018)
Producción	MME	KBOPD	Anual (2010-2018)
Brent	EIA	USD/BL	Anual (2010-2018)
Disponible a exportar	Cálculos Campetrol	KBOPD	Anual (2010-2018)

8.3 Conclusiones

Si bien las variables seleccionadas no poseen gran cantidad de datos para incluir en los modelos econométricos, luego de llevar a cabo distintas iteraciones entre variables explicativas y sus transformaciones, se lograron encontrar modelos econométricos bien comportados y con alta bondad de ajuste. De igual manera, los coeficientes de las variables exógenas dieron en su mayoría estadísticamente significativos y con signos acordes con la lógica económica. Al llevar a cabo predicción dentro de la muestra, los resultados de los modelos se ajustan adecuadamente a los datos históricos observados, lo cual permite iniciar con las proyecciones a futuro, a partir de las sendas de precios y producción seleccionadas.

CAPÍTULO NUEVE

CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DEL DESABASTECIMIENTO

9.1 Introducción

La industria petrolera colombiana ha estado estrechamente ligada a los esfuerzos por garantizar la seguridad energética del país. Con el descubrimiento del campo la Cira-Infantas en 1918, el país adquirió la autosuficiencia petrolera y se constituyó como un exportador neto. No obstante, en la década del 70 las circunstancias llevaron al país a perder su capacidad de exportación y la autosuficiencia, con la consecuente importación de crudo y combustibles.

En la actualidad, el país se enfrenta nuevamente al fantasma del desabastecimiento. Si bien el escenario es similar al que experimentó durante la década del 70, hoy se presenta un agravante que ha limitado las posibilidades de tomar medidas para evitar un desenlace equivalente. Recientemente, el sentimiento de insatisfacción en las regiones productoras ha derivado en un movimiento de oposición al sector minero-energético que se expresa a través de diferentes acciones, entre las que se encuentran las consultas populares.

Lo anterior deja al país en un escenario crítico y con la posibilidad de regresar a la condición deficitaria que experimentó en la década del 70, es decir, un retroceso de más de 30 años. Con el nivel de reservas y el ritmo de producción actual, el país perdería la autosuficiencia hacia 2022-2023. Incluso, sin un plan que logre disminuir la conflictividad social y permita reactivar la exploración, el desabastecimiento podría estar a la vuelta de la esquina.

En este sentido, el presente documento aborda las consecuencias económicas del desabastecimiento energético del país, teniendo en cuenta el desafío que suponen las consultas populares y la creciente desinformación que domina estos procesos. El documento hace una breve reseña de la historia petrolera del país y comenta los efectos que tuvo la caída de los precios internacionales del crudo en 2014 sobre la dinámica de la economía nacional y el sector de hidrocarburos. Posteriormente se presentan las estimaciones sobre los efectos del desabastecimiento y concluye finalmente con algunas consideraciones de política.

9.2 Consideraciones

A lo largo del documento se ha resaltado la alta participación del sector petrolero y sus impactos positivos sobre la economía colombiana, sin embargo, para poder dimensionar adecuadamente su importancia, se hace valioso analizar un escenario en el cual, repentinamente, el país pierde el total de la participación del sector en la economía. Situación en la cual, el país podría caer en caso de no llevar a cabo nuevas incorporaciones de reservas y mantener el ritmo de producción actual, en los próximos cinco años.

En efecto, bajo estos supuestos, el país agotaría sus reservas en 2022 y a partir de 2023 perdería su autosuficiencia, junto con su capacidad exportadora y así, entraría en un periodo de desabastecimiento.

A pesar de que, muy seguramente, este escenario en la realidad no se presente de forma extrema de un año a otro, sino de manera transitoria, la abstracción bajo la cual el país pierde de imprevisto el sector petrolero permite analizar la totalidad de los impactos de la pérdida de uno de los sectores más importantes de la economía colombiana. En este sentido, el presente capítulo, bajo la metodología econométrica enunciada en el capítulo anterior, expone los resultados estadísticos de reducir a cero la producción de crudo en el país, lo cual implicaría en primera instancia, la pérdida de las exportaciones petroleras, así como, incurrir en la importación de crudo para suplir la demanda interna de cargue a las refinerías.

Adicional al balance comercial, se analizan los impactos sobre los flujos de Inversión Extranjera Directa destinados al sector petrolero y su encadenamiento con el tipo de cambio, así como el efecto del desabastecimiento en los ingresos de la nación, en términos de regalías y renta petrolera, junto con el déficit fiscal. Finalmente, se expone la incidencia sobre la actividad económica del país en su totalidad, medida a partir del crecimiento real del PIB.

9.3 Estimación económica - desabastecimiento

A partir de la metodología utilizada para la estimación de los impactos económicos del aprovechamiento de yacimientos en roca generadora, y de las ecuaciones resultantes de los modelos de regresión lineal:

$$PIB\ petrolero_t = C + \beta_1\ (PIB\ petrolero_{t-1}) + \beta_2\ (Producción_t) + \beta_3\ (Brent_t) + u$$

$$Renta\ petrolera_t = C + \beta 1\ (PIB\ petrolero_t) + \beta_2\ (Canasta\ colombiana_{t-1})$$

$$Regalías\ petroleras_t = C + \beta 1\ (Producción_t) + \beta_2\ (Canasta\ colombiana_t)$$

$$IED\ en\ petróleo_t = C + \beta_1\ (Producción_t) + \beta_2\ (Brent_t)$$

$$Exportaciones\ petroleras_t = C + \beta_1\ (Disponible\ a\ exportar_t) + \beta_2\ (Canasta\ colombiana_t)$$

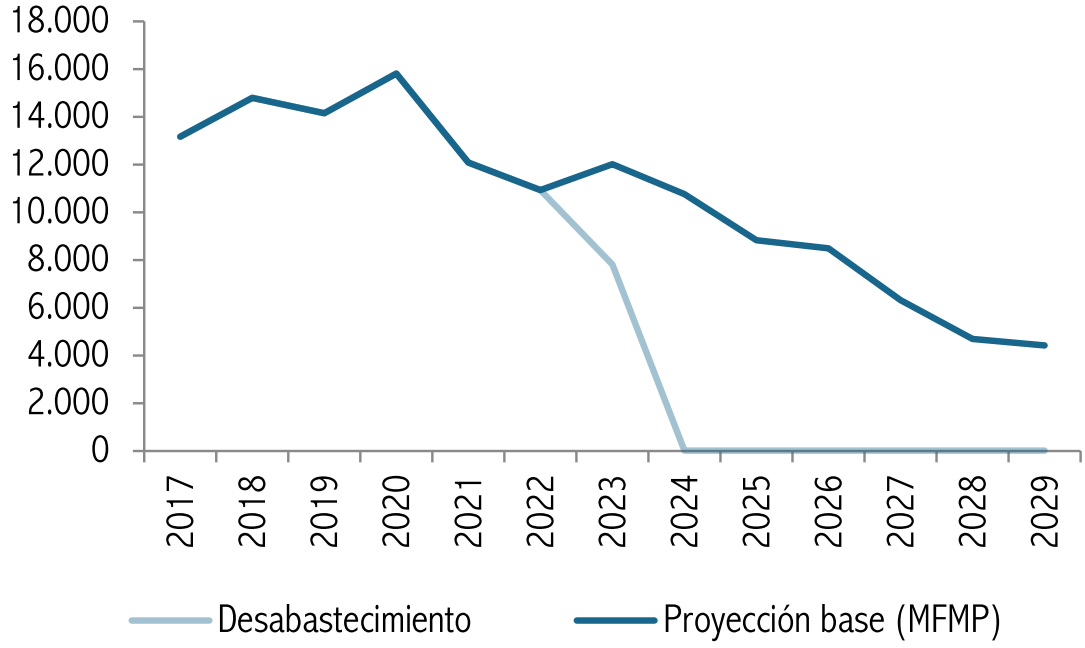
$$TRM_t = C + \beta_1\ (IED\ petrolera_t) + \beta_2\ (TRM_{t-1})$$

Se encontraron los siguientes resultados:

De acuerdo con la senda de producción contemplada en el MFMP y las reservas probadas actuales de Colombia, junto con la senda de precios del MFMP 18, si el país no lleva a cabo incorporación de nuevas reservas, nos quedaríamos sin petrolero a partir de 2023. Bajo este escenario de desabastecimiento, el país dejaría de producir petróleo y perdería su capacidad exportadora. En este sentido, las exportaciones petroleras pasarían a ser nulas en 2024, equivalentes a una caída de 12.023 millones de dólares, de acuerdo con el MFMP 2018, es decir, Colombia perdería cerca del 30% de las exportaciones totales.

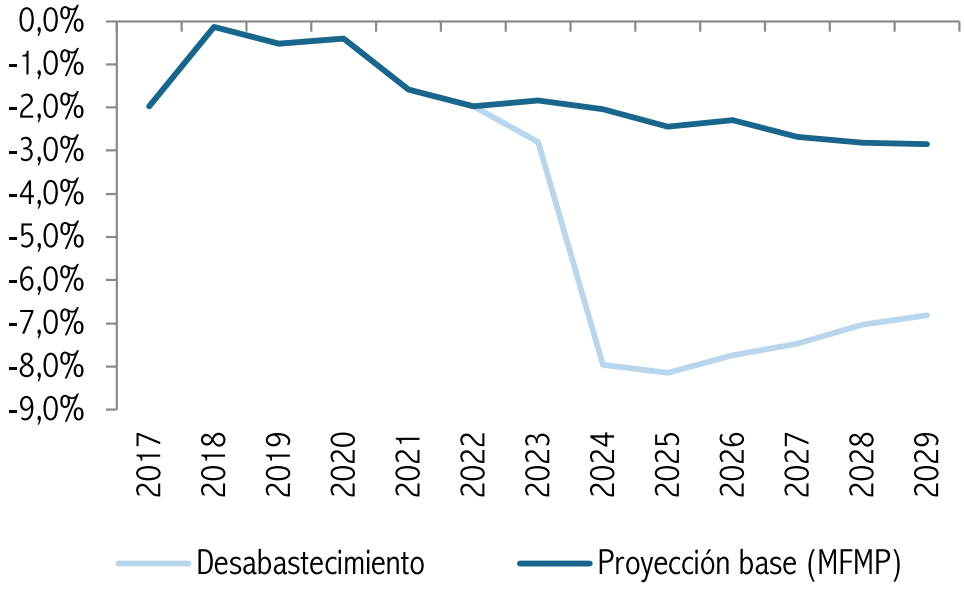
Además de la pérdida de la capacidad exportadora, a partir de 2024, Colombia tendría que importar crudo para satisfacer su demanda interna y de carga a las refinerías, lo cual costaría cerca de 11 mil millones de dólares. Como consecuencia de la caída en las exportaciones y del incremento en las importaciones, la balanza comercial se vería fuertemente afectada. En efecto, de acuerdo con nuestras estimaciones basadas en el precio Brent del MFMP 2018, la balanza comercial tendría un déficit de 8,1% del PIB en 2025, en contraste con el déficit de 2,4% del PIB proyectado bajo el escenario base del MFMP 2018. De manera similar, en 2029 la balanza registraría un déficit de 6,8% del PIB, muy superior al déficit pronosticado para el mismo año por el MFMP 2018 de 2,9% del PIB.

Exportaciones petroleras en millones USD FOB
(Precio Brent del MFMP2018)



Ahora bien, dado que el país tendría que importar el crudo a precio Brent, un incremento en la cotización generaría un impacto negativo en la balanza comercial. Con esto, un incremento de 5 USD en la senda de precios del MFMP 2018, incrementaría el déficit de la balanza comercial, el cual se ubicaría en 8,2% del PIB en 2024, y en 7% del PIB en 2029. De manera contraria, una caída en la cotización generaría un impacto positivo en la balanza comercial, con una disminución de 5 USD en la senda de precios del MFMP 2018, el déficit de la balanza comercial decrecería para ubicarse en 7,9% del PIB en 2024, y en 6,6% del PIB en 2029.

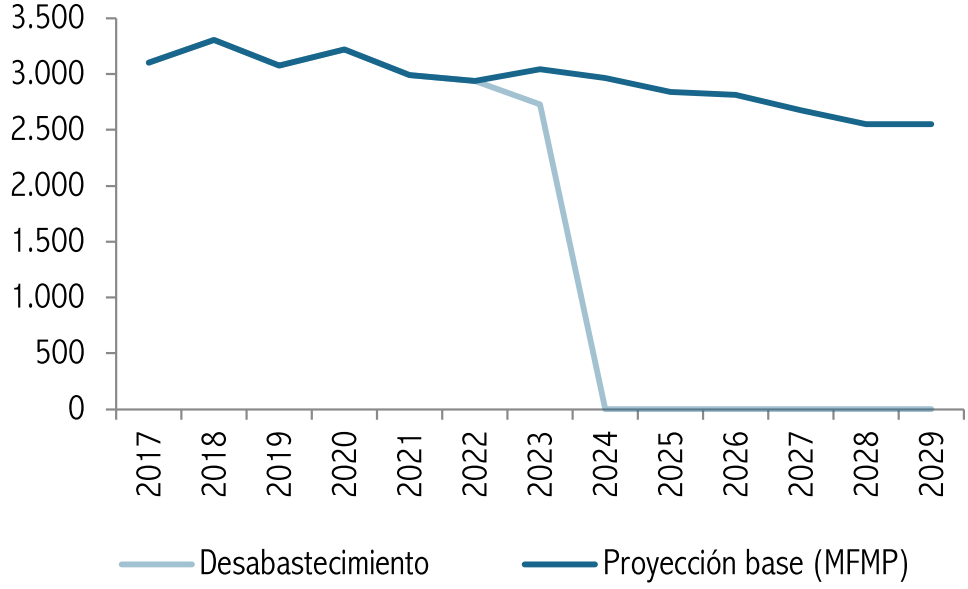
Balanza comercial como porcentaje del PIB total
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

De igual manera, debido a que el país se quedaría sin petróleo, los flujos de IED destinada al sector petrolero cesarían y el país perdería cerca del 27% de la inversión extranjera directa total, es decir, 3 mil millones USD aproximadamente en 2023 con el Brent supuesto bajo el MFMP de 2018. De esta forma, se evidenciaría una fuga de capitales denominados principalmente en dólares, lo cual impactaría la balanza de pagos resultando en una depreciación acelerada de la tasa de cambio dólar/peso.

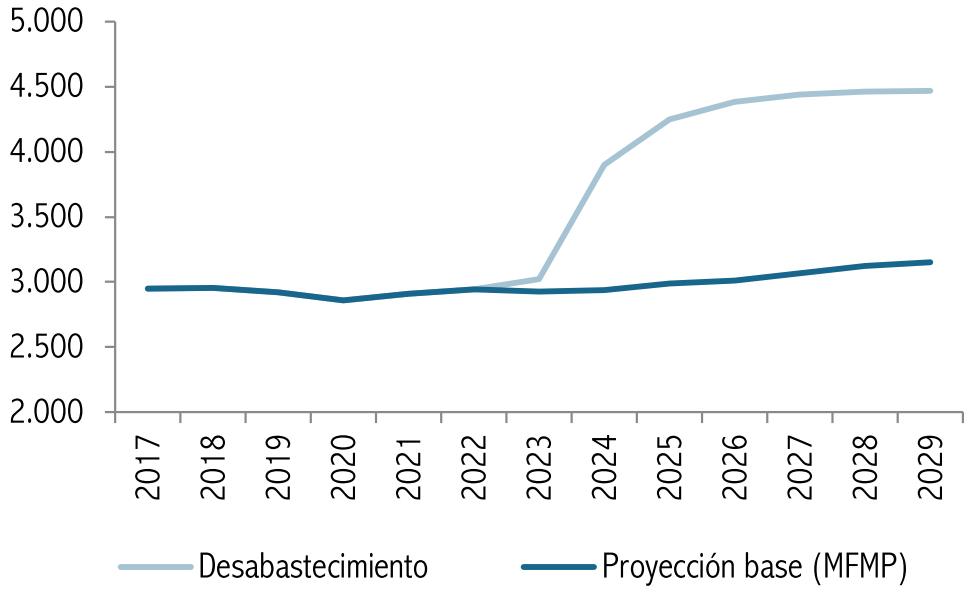
IED en petróleo y derivados en millones USD
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Debido a la fuga de capitales a partir de la caída en la IED y en los ingresos en dólares a partir de las exportaciones petroleras, se generaría escasez sobre la divisa norteamericana, impulsando presiones al alza sobre el tipo de cambio. Nuestras estimaciones indican que el peso experimentaría una fuerte depreciación frente al dólar, ubicando la TRM en 3.899 en 2024 y en 4.468 en 2029, llegando a niveles máximos nunca antes vistos, con un incremento de 30% y 50%, respectivamente. Lo anterior implicaría una depreciación promedio del peso colombiano de 6,5% anual, durante 6 años consecutivos, en el escenario base.

TRM promedio anual
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

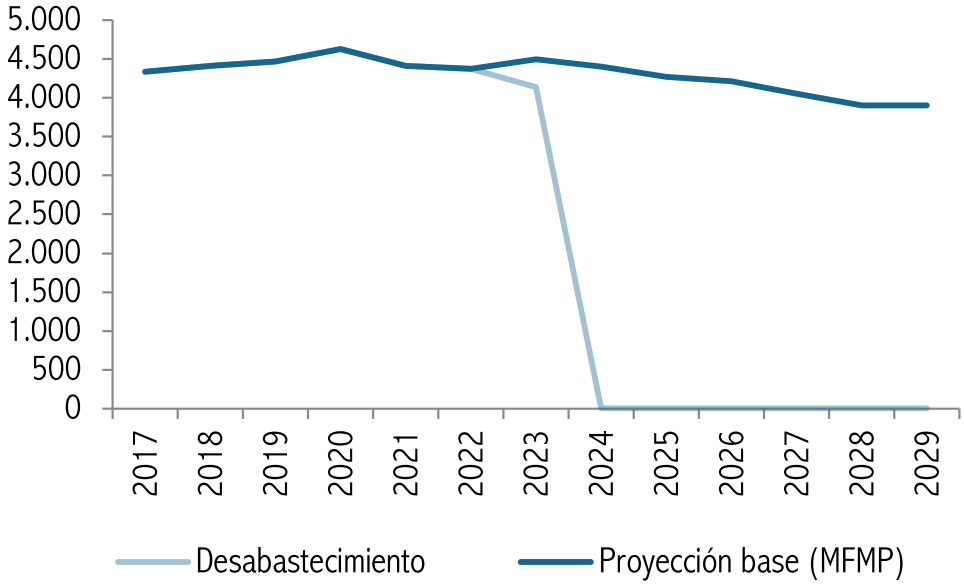
Dado que el fuerte incremento en la tasa de cambio incrementaría el costo de las importaciones, el impacto negativo de la pérdida de la autosuficiencia petrolera se agravaría, ya que las nuevas importaciones de crudo, necesarias para suplir la demanda interna serían pagadas a una tasa de cambio 50% más alta.

Por otra parte, la fuerte depreciación del tipo de cambio generaría un incremento en el saldo de la deuda externa de Colombia, la cual se encuentra denominada en dólares y actualmente se ubica en los 127.759 USD millones, sumando la deuda pública y la privada. En este sentido, la deuda externa, en pesos colombianos, incrementaría en las mismas proporciones que lo haría la TRM, es decir, 30% en 2024 y 50% en 2029.

En cuanto a los impactos internos del desabastecimiento, en primera instancia, los ingresos por regalías se reducirían en cerca de 74% en 2024 con el precio Brent del MFMP de 2018, ya que se perderían por completo las regalías generadas a partir de la actividad petrolera. Lo anterior implica una pérdida de 4,5 billones de pesos, los cuales son destinados a proyectos prioritarios del plan de desarrollo, en temas de salud, educación, agua potable y alcantarillado, saneamiento ambiental e infraestructura.

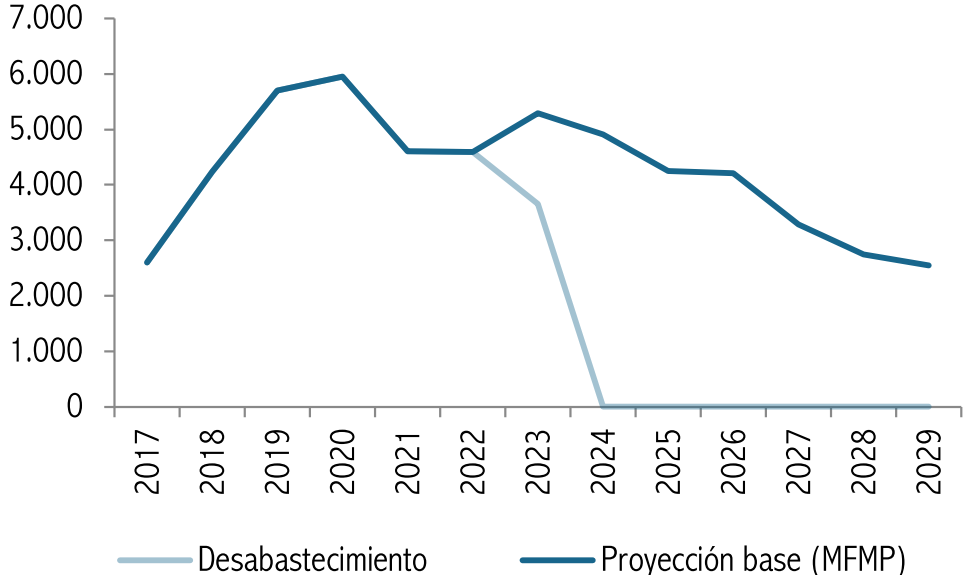
De esta manera, los departamentos y municipios beneficiados por las inversiones derivadas de los ingresos por regalías, perderían significativamente sus recursos para inversión pública.

Ingresos por regalías petroleras en miles de millones de pesos (Precio Brent del MFMP2018)



Por otra parte, en el frente fiscal, la renta petrolera desaparecería, dejando un vacío de 5mil millones de pesos a 2023, bajo el escenario de precios del MFMP de 2018, lo que representa un 5% de los ingresos totales del Gobierno Nacional Central. Con este impacto, las finanzas públicas se verían comprometidas, ya que el gasto mantendría una tendencia al alza a largo plazo. En este sentido, asumiendo la senda de precios del Brent del MFMP, el déficit fiscal del Gobierno Nacional Central como porcentaje del PIB incrementaría en 30 puntos básicos, frente al proyectado bajo en el MFMP de 2018, para ubicarse en 2,5% en 2024.

Renta petrolera en miles de millones de pesos
(Precio Brent del MFMP2018)

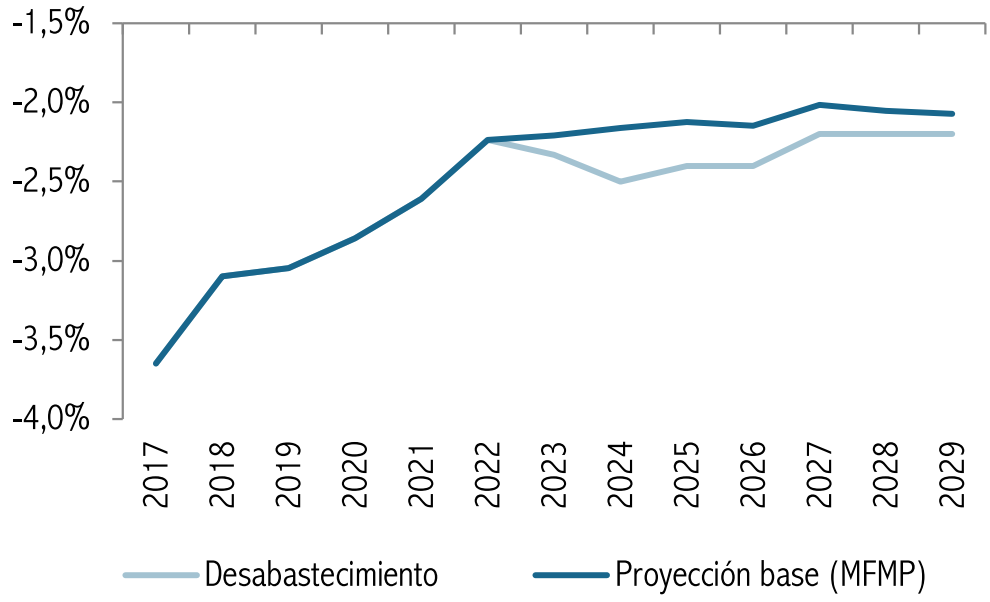


Bajo este escenario, el Gobierno podría compensar esta caída en el ingreso con mayores recursos a través de la implementación de reformas tributarias y/o mayor eficiencia en el recaudo, una considerable reducción del gasto o la bonanza en otros sectores de la economía. No obstante, la historia fiscal del país permite prever que el Gobierno no tendría la capacidad para realizar otra reforma tributaria de tal magnitud, reducir el gasto debido a su inflexibilidad o esperar mayor recaudo de otros sectores de la economía.

Esto último debido fundamentalmente a que la pérdida de la autosuficiencia tendría considerables impactos sobre el crecimiento de la actividad productiva de otros sectores en el país.

Es importante resaltar que, los impactos fiscales negativos generados por el incremento en el saldo de deuda a partir de la depreciación del peso colombiano y por posibles efectos sobre el grado de inversión no están siendo considerados dentro de las estimaciones de impactos.

Déficit fiscal como porcentaje del PIB
(Precio Brent del MFMP2018)



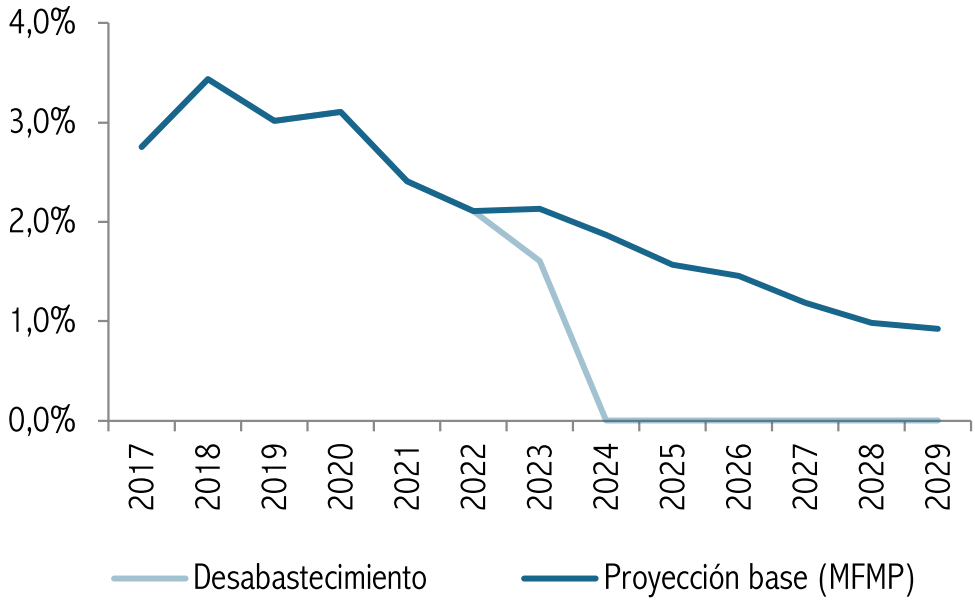
Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Finalmente, dado que en el país no habría producción de crudo, el PIB petrolero, el cual posee una participación promedio (entre 2010 y 2017) de 6% en el PIB total, caería a cero y el país perdería cerca de 30 mil millones de pesos en el Producto Interno Bruto total, impactando gravemente la actividad económica del país en 2024.

El impacto sería de mayor incidencia en los principales departamentos productores del país, en los cuales, de acuerdo con el DANE, la actividad petrolera posee una participación en el PIB departamental cercana al 50%. En departamentos tales como, Arauca (42,9%), Casanare (58,3%), Meta (53,5%) y Putumayo (42%), la actividad económica se vería reducida drásticamente, al igual que la calidad de vida de sus habitantes.

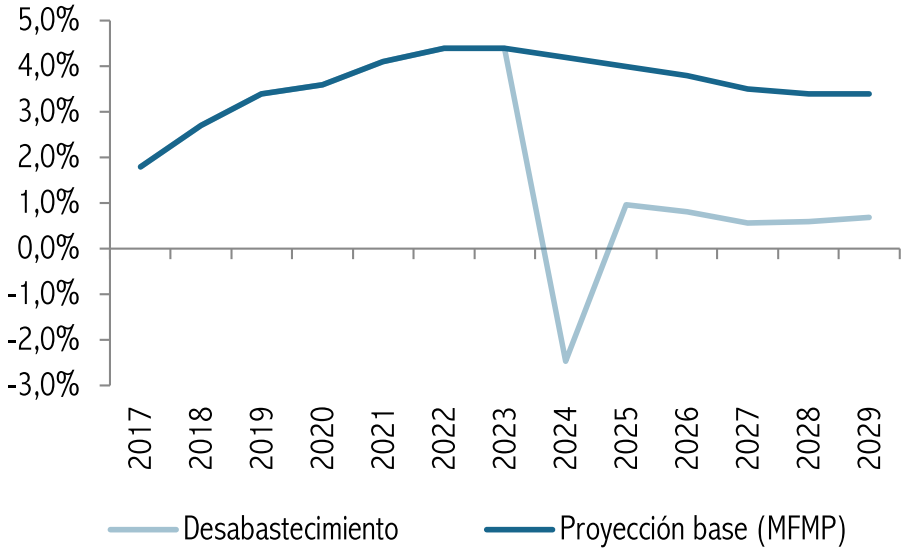
En cuanto al crecimiento real de la economía, los impactos negativos en términos de balanza comercial (menores exportaciones y mayores importaciones), los cuales restarían cerca de 30 millones de dólares al PIB, al tipo de cambio de 4.500 pesos por dólar, generarían una recesión económica.

PIB petrolero como porcentaje del PIB total
(Precio Brent del MFMP2018)



Lo anterior, sumado a la pérdida del PIB petrolero, resentiría gravemente a la economía colombiana. En efecto, en 2024, año en el cual Colombia perdería la capacidad exportadora y empezaría a importar crudo, se registraría un decrecimiento del PIB real con una variación anual de -2,5% anual y en adelante su crecimiento real se ubicaría en un promedio de 0,7% anual hasta 2029, bajo la senda de precio Brent del MFMP de 2018.

Crecimiento real del PIB total
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

De esta manera, bajo el escenario de desabastecimiento y los precios del MFMP de 2018, el PIB real pasaría de tener un crecimiento anual promedio entre 2024 y 2029 de 3,7%, de acuerdo al MFMP, a un crecimiento anual de 0,4%, en el mismo rango de fechas. Esta caída sería equivalente a una pérdida de $155 billones de pesos anuales en promedio de 2024 a 2029.

Cabe resaltar que, a raíz de los encadenamientos productivos que tiene el sector petrolero, otros sectores, tales como el manufacturero y el de transporte, se verían afectados negativamente, profundizando los efectos económicos mencionados anteriormente. Sin embargo, estos impactos adicionales no son considerados dentro del estudio.

9.4 Conclusiones

Bajo el escenario de producción actual y sin nuevas incorporaciones de reservas, en 2023 Colombia se vería enfrentada a una situación de desabastecimiento, la cual llevaría al país a caer en un fuerte desequilibrio externo traducido en una ampliación del déficit de balanza comercial, una reducción inusitada de los flujos externos de inversión y una depreciación acelerada del tipo de cambio. Así mismo, la sostenibilidad fiscal se vería comprometida al perder un 70% de los ingresos por regalías y cerca del 5% de los ingresos totales del GNC, lo anterior implicaría un incremento en el déficit fiscal, lo cual podría llegar a afectar la calificación crediticia del país. Todo lo anterior desencadenaría un retroceso de 2,5% anual en el PIB real en 2024, seguido de un leve crecimiento económico hasta 2029, muy por debajo del crecimiento potencial, ampliando así la brecha del producto. De esta forma, los ingresos de los hogares colombianos se verían impactados negativamente y el desempleo llegaría a incrementarse, antes de que el mercado laboral lograra absorber a los trabajadores que perderían sus empleos. Finalmente, el efecto de la depreciación acelerada del tipo de cambio se trasladaría directamente a los precios de los bienes y servicios en la canasta básica familiar que dependen de la TRM, resultando en un incremento de la inflación.

Con la aproximación a los impactos del desabastecimiento, podemos notar la necesidad de activar un plan de choque para impulsar la recuperación total de la actividad del sector en toda su cadena de valor, y aunque la situación del país en materia de hidrocarburos es crítica y el horizonte de autosuficiencia es precario, todavía estamos a tiempo para reactivar la industria del petróleo, para que a través de la generación de valor que ningún otro sector puede brindarle al país en el corto y mediano plazo, se apalanque el crecimiento económico, se diversifique la economía y se pueda realizar una transición ordenada hacia la mayor utilización de energías renovables.

CAPÍTULO DIEZ

EL FRACKING COMO VEHÍCULO PARA LA SOSTENIBILIDAD MACROECONÓMICA

10.1 Introducción

Por la rama positiva de la ecuación, con la incorporación de reservas y volúmenes adicionales a la curva de producción del MFMP 2018, en todos los escenarios analizados, los indicadores macroeconómicos del país no solo se fortalecen, sino que generan una condición de sostenibilidad macroeconómica de importantes proporciones.

El presente capítulo, bajo la metodología econométrica enunciada en el capítulo diez, expone los resultados estadísticos de los tres escenarios de incorporación de barriles adicionales a las reservas probadas (1.000 millones de barriles adicionales, 3.000 millones y 5.000 millones) frente al escenario base del MFMP de 2018, para evaluar así el efecto sobre la participación de las exportaciones petroleras en el total de exportaciones y los flujos en millones de dólares FOB. A su vez, se evalúa el impacto sobre los flujos de IED destinados al sector petrolero y su encadenamiento con el tipo de cambio, así como el efecto de la incorporación sobre los ingresos para el GNC por renta petrolera y regalías, junto con el déficit fiscal. Finalmente, se expone el efecto de la incorporación sobre el crecimiento del PIB petrolero, que representa 6% del PIB total.

Cada uno de estos escenarios se contrastan con el resultado del escenario base según la senda del precio Brent determinada en el MFMP de 2018 y según otras dos sendas de precios, una con un Brent cinco dólares por encima del proyectado en el MFMP de 2018 y uno cinco dólares por debajo, anticipando cambios en la cotización del crudo.

10.2 Impactos

10.2.1 Exportaciones

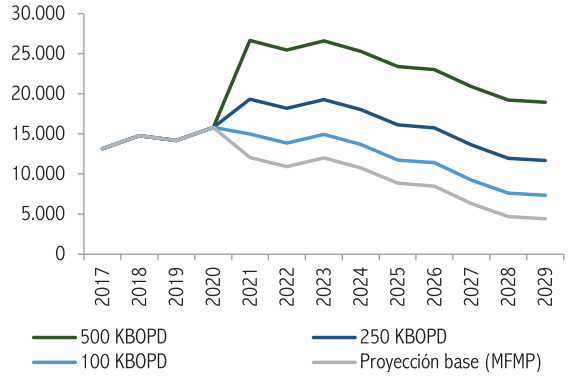
Según nuestras estimaciones, a partir de los supuestos de producción contemplados en el MFMP de 2018, las exportaciones petroleras representarían 23,7% del total de exportaciones a 2023 y 7,8% a 2029, pasando de 14.700 millones USD en 2018 a 4.400 millones USD en 2029, una reducción significativa a largo plazo. Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, la participación de las exportaciones petroleras alcanzaría un 26,8% en 2023 y 11,8% en 2029, es decir, un aumento de 4 puntos porcentuales en la participación en el total de largo plazo, en comparación con la estimación del MFMP. Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, las exportaciones representarían, en 2023 30,5% y 16,6% en 2029, equivalentes a un aumento de 8,8 puntos porcentuales frente a la proyección del MFMP a 2029. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD, se aumentaría

la proyección con un pico de 26.600 millones USD en 2021 (38,7% del total de exportaciones), y en 2029 se tendría una participación de 22, 2%, 14,4 puntos porcentuales por encima de la estimación bajo el escenario base siguiendo el MFMP.

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con participaciones de exportaciones petroleras dentro del total de 9,5% sin incorporación de barriles en producción, 13,2% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 17,5% con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 22,6% si se incorporan de 500 KBOPD.

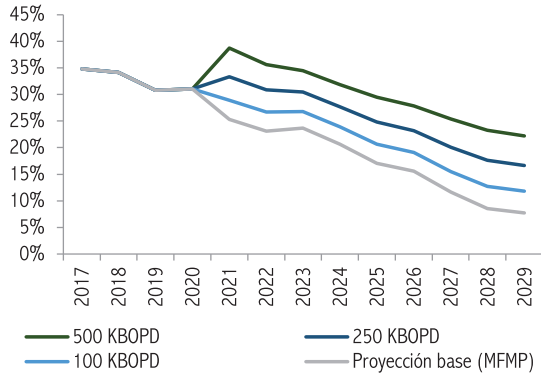
Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con participaciones de exportaciones petroleras dentro del total de 5,7% sin incorporación de barriles en producción, 10,2% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 15,5% con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 21,8% si se incorporan 100 KBOPD.

Exportaciones petroleras en millones USD FOB

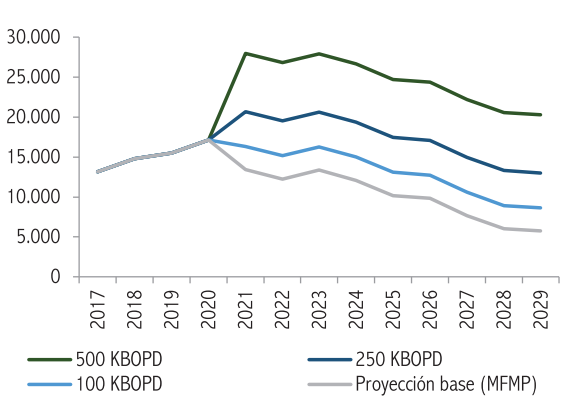


Exportaciones petroleras como porcentaje del total de exportaciones

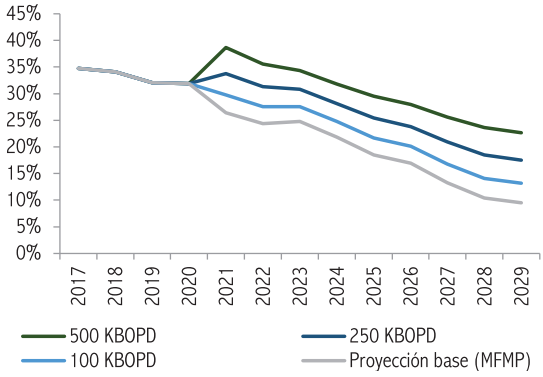
(Precio Brent del MFMP2018)



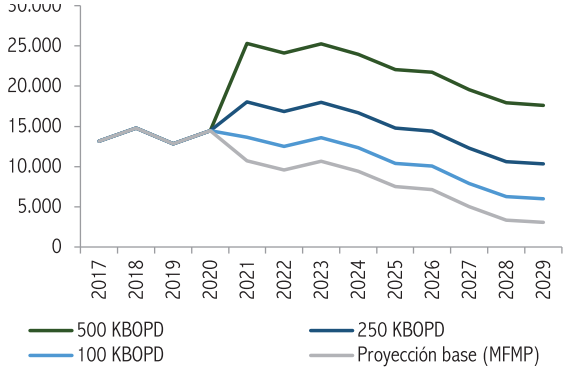
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



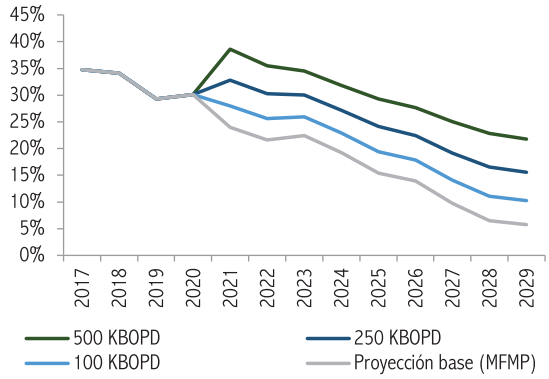
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)



(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)

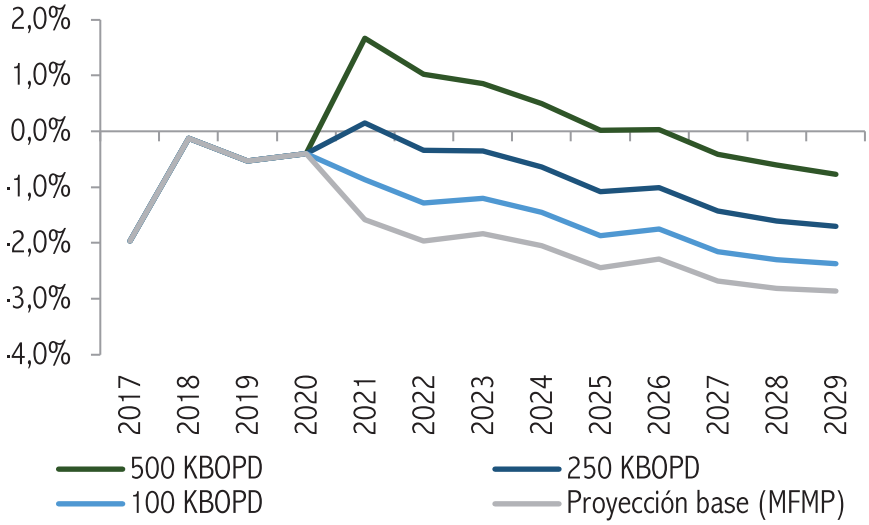


Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

10.2.2 Balanza comercial

A partir de los supuestos de precios contemplados en el MFMP de 2018, nuestros modelos indican que la balanza comercial llegaría a un déficit de 1,8% del PIB en 2023 y de 2,9% en el 2029, equivalente a un desbalance de -1,8 millones USD y -8,5 millones USD respectivamente, un aumento significativo en el nivel de déficit. Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, el déficit en la balanza comercial se reduce a 1,2% del PIB en 2023 y a 2,4% en 2029.

Balanza comercial como porcentaje del PIB total
(Precio Brent del MFMP2018)



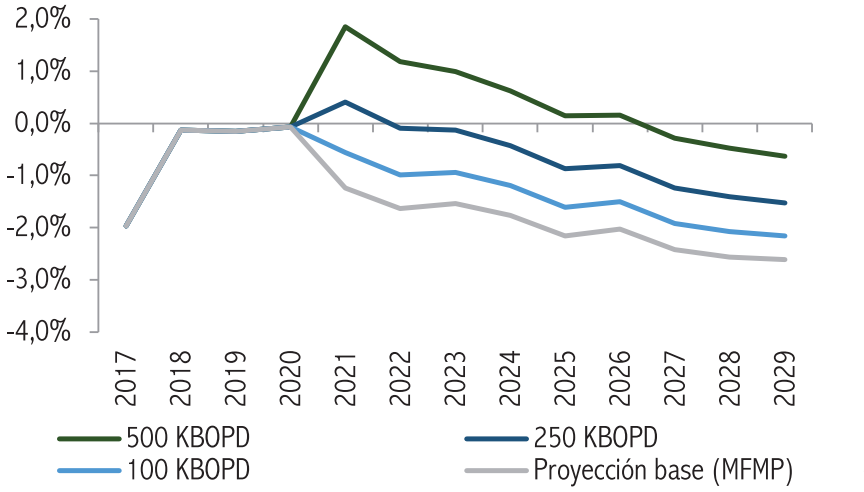
Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, la balanza comercial alcanzaría un superávit en 2021 de 0,4% del PIB y seguiría una senda negativa con un déficit de 0,1% del PIB en 2023 y de 1,5% en 2029, 0,9 puntos porcentuales por debajo de la proyección bajo el MFMP a largo plazo. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD

adicionales en la producción, se alcanzaría un superávit en la balanza comercial de 1,9% del PIB en 2021, y el déficit de largo plazo se disminuiría en 2,3 puntos porcentuales frente al escenario del MFMP, equivalentes a 0,6% del PIB.

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con un déficit en la balanza comercial de 2,6% del PIB sin incorporación de barriles en producción, 2,2% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 1,5% con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 0,6% si se incorporan de 500 KBOPD.

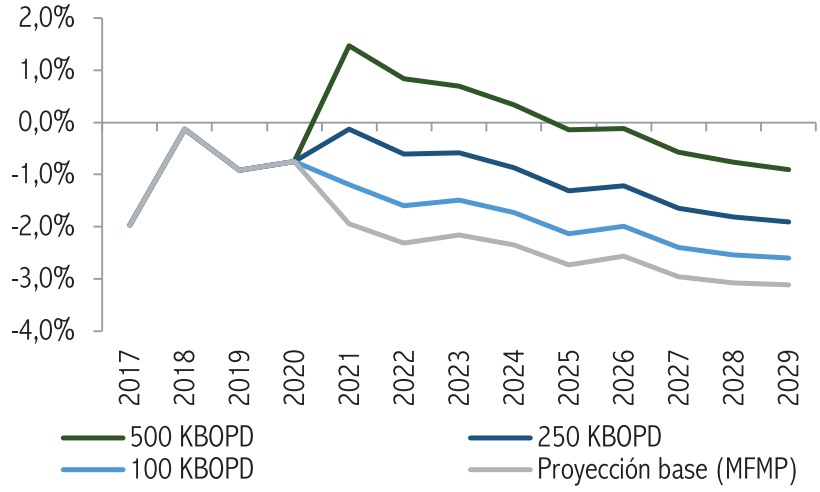
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con un déficit en la balanza comercial de 3,1% del PIB sin incorporación de barriles en producción, 2,6% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 1.9% de 250 KBOPD adicionales, y 0,9% si se incorporan 500 KBOPD.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)

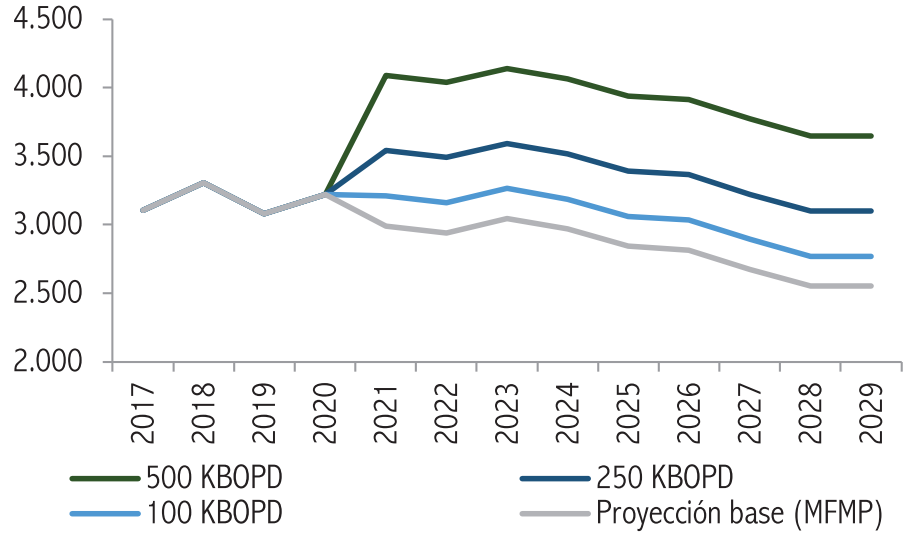


Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

10.2.3 Inversión extranjera directa

Según nuestras estimaciones, a partir de los supuestos sobre el precio Brent, contemplados en el MFMP de 2018, la IED en petróleo y derivados llegaría a 0,9% del PIB en 2023 y 0,4% del PIB en 2029, pasando así de 3.044 millones USD a 2.551 millones USD, una reducción significativa a largo plazo. Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, la IED en petróleo alcanzaría un nivel de 3.200 millones USD en 2023 y 2.700 millones USD en 2029, es decir, un aumento de 200 millones USD en el nivel de inversión en 2029, en comparación con la proyección del escenario base del MFMP. Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, la IED en petróleo en 2023 sería de 3.300 millones USD y de 3.100 millones USD en 2029, equivalentes a un aumento de 600 millones USD frente a la proyección del MFMP a largo plazo. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD adicionales en la producción, se aumentaría la proyección con un pico de 4.100 millones USD en 2021 (0,8% del PIB), y en 2029 se tendría un nivel de IED en petróleo de 3.648 millones USD, 43% superior a la estimación del MFMP.

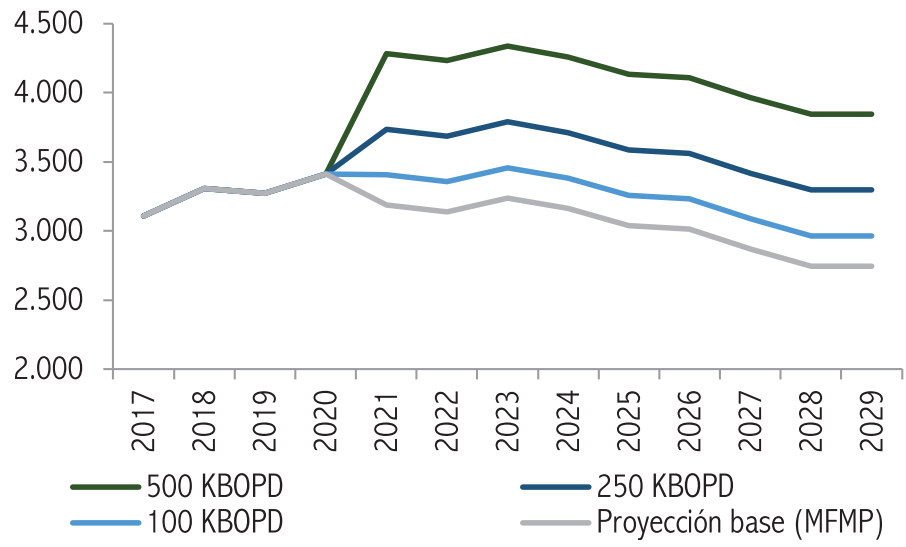
IED en petróleo y derivados en millones USD
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con niveles de IED en petróleo y derivados de 2.700 millones USD sin incorporación de barriles en producción, 2.900 millones USD con incorporación de 100 KBOPD adicionales, 3.200 millones USD con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 3.800 millones USD si se incorporan 500 KBOPD adicionales en la producción.

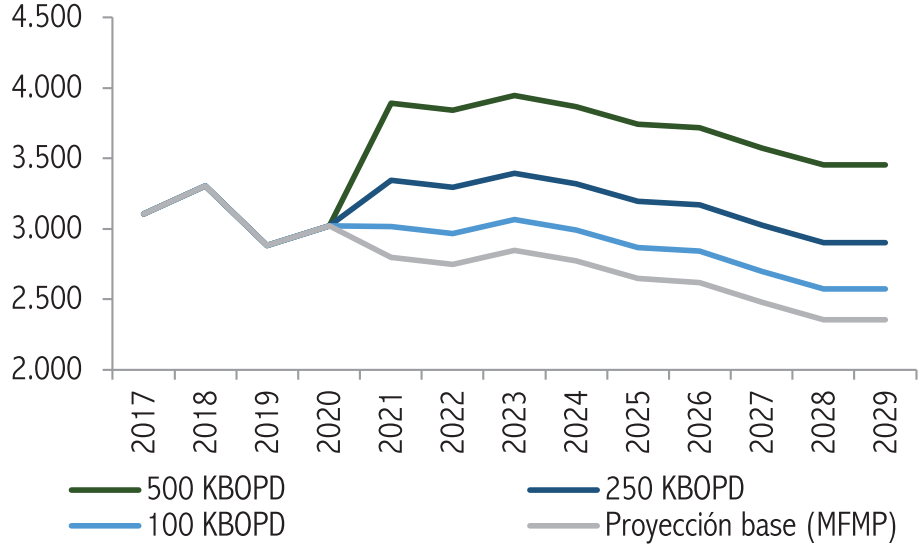
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con niveles de IED en petróleo y derivados de 2.300 millones USD sin incorporación de barriles en producción, 2.500 millones USD con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 2.900 millones USD con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 3.400 millones USD si se incorporan 500 KBOPD.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)

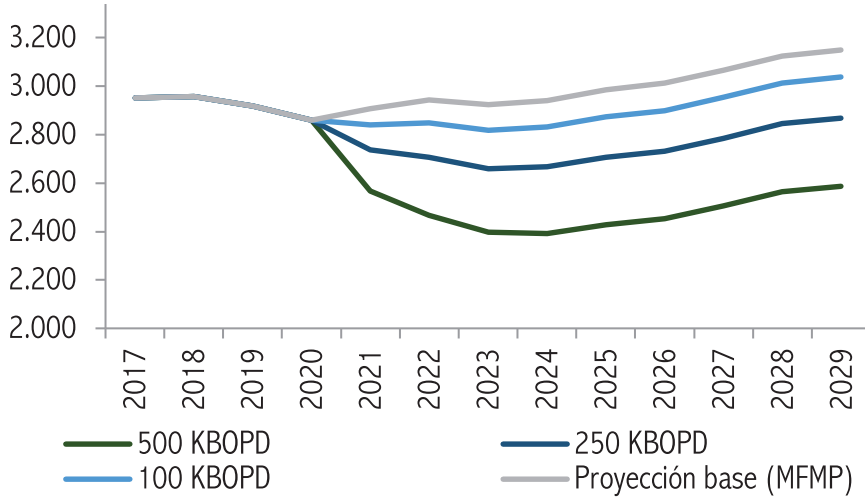


Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

10.2.4 Tasa representativa del mercado

Siguiendo los supuestos de precios del MFMP de 2018, nuestras estimaciones arrojan que la TRM se depreciaría año a año un promedio de 0,6%, y se ubicaría en 3,149 pesos por dólar en 2029.

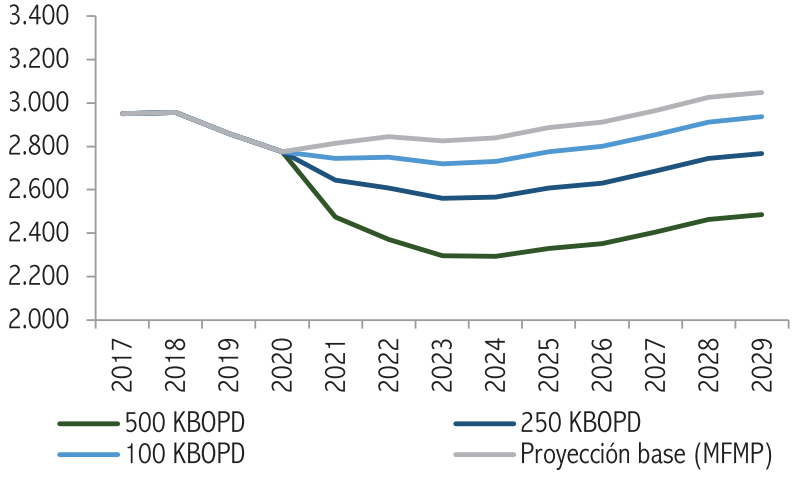
TRM promedio anual
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Bajo un escenario con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, la depreciación año a año promedio disminuiría 0,4 puntos porcentual frente a la estimación del MFMP, y se ubicaría en 3.037 pesos promedio anual en 2029. Si la incorporación de barriles en producción alcanza 250 KBOPD adicionales, la moneda se apreciaría frente a escenario del MFMP un promedio año a año de 0,2%, alcanzando los 2.868 pesos por dólar en 2029. Con una incorporación de 500 KBOPD adicionales en la producción, la moneda se apreciaría un promedio año a año de 1,0%, alcanzando así un valor de 2.587 pesos por dólar.

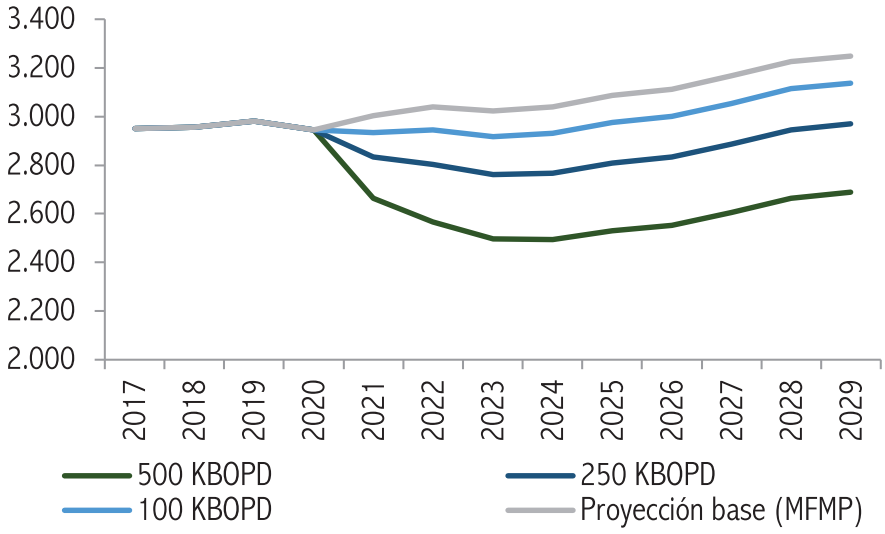
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent se cotizara 5 dólares por encima de lo establecido en el MFMP, la TRM se depreciaría un promedio año a año de 0,3% en un escenario sin incorporación de barriles adicionales en producción, y se ubicaría en 3.049 pesos promedio anual en 2029. Si se incorporan 100 KBOPD adicionales en la producción, se apreciaría en promedio año a año 0,03%, ubicándose así en 2.936 pesos. Mientras que, si la incorporación es de 250 KBOPD, se apreciaría en promedio 0,51%, y se registraría en promedio anual en 2.768 pesos en 2029. Con una incorporación de 500 KBOPD se apreciaría 1,35% en promedio año a año, alcanzando un valor de 2.487 pesos por dólar en promedio en 2029.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)



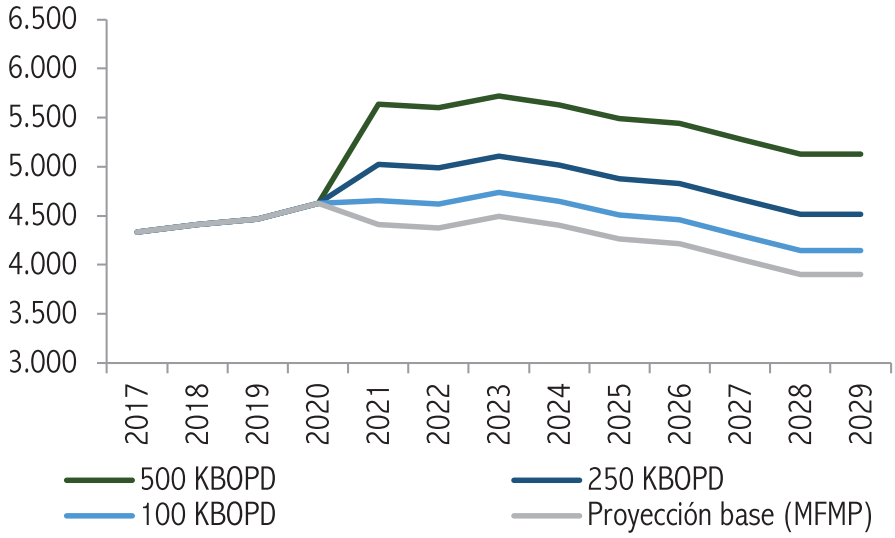
Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent se cotizara 5 dólares por debajo de lo establecido en el MFMP, la TRM se depreciaría un promedio año a año de 0,81% en un escenario sin incorporación de barriles adicionales en producción, y se ubicaría en 3.250 pesos promedio anual en 2029. Si se incorporan 100 KBOPD adicionales en la producción se depreciaría en promedio año a año 0,52%, ubicándose así en 3.137 pesos, mientras que, si la incorporación es de 250 KBOPD adicionales en la producción se apreciaría en promedio 0,06%, y se registraría en promedio anual en 2.969 pesos en 2029. Con una incorporación de 500 KBOP se apreciaría 0,72% en promedio año a año, alcanzando un valor de 2.688 pesos por dólar en promedio en 2029.

10.2.5 Ingresos por regalías petroleras

En cuanto a las regalías, a partir de los supuestos del precio Brent contemplados en el MFMP de 2018, los ingresos por regalías petroleras llegarían a 0,3% del PIB en 2023 y 0,2% del PIB en 2029, pasando así de 4,49 billones de pesos a 3,89 billones, manteniendo una tendencia a la baja.

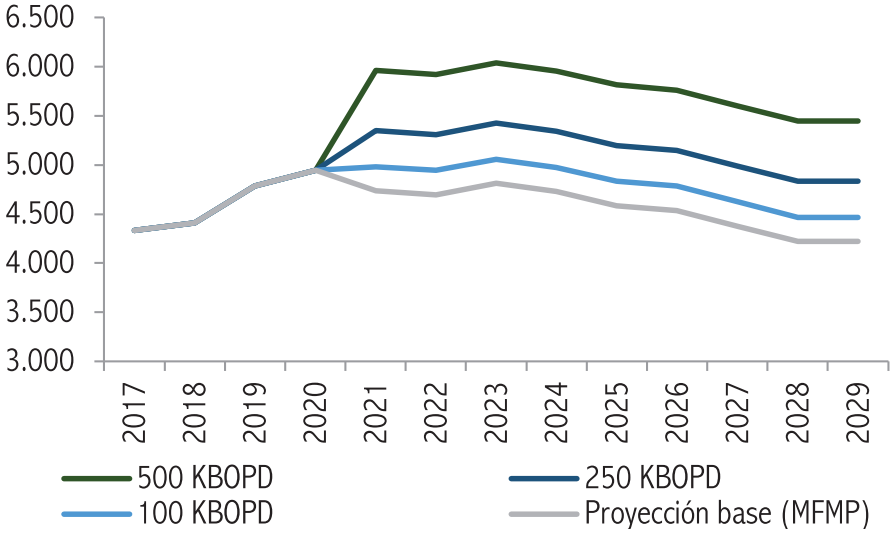
Ingresos por regalías petroleras en miles de millones de pesos (Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, los ingresos por regalías petroleras alcanzarían un nivel de 4,73 billones en 2023 y 4,14 billones en 2029, es decir, un aumento de 245 mil millones en los ingresos a 2029, en comparación con la estimación del MFMP de 2018. Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, los ingresos por regalías petroleras en 2023 serían de 5,1 billones y de 4,51 en 2029, equivalentes a un aumento de 613 mil millones frente a la proyección del MFMP a largo plazo. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD en producción, se aumentaría la proyección con un pico de 5,71 billones de pesos en 2023 (0,4% del PIB), y en 2029 se tendrían 5,12 billones en ingresos por regalías petroleras, 30% superior a la estimación del MFMP.

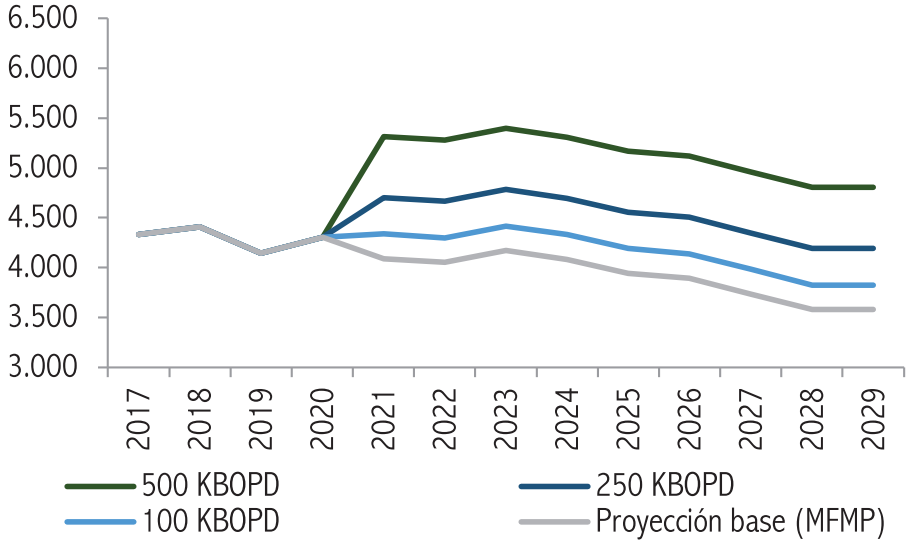
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtendría una nueva estimación al 2029 con niveles de ingresos de regalías petroleras por 4,22 billones de pesos sin incorporación de barriles en producción, 4,46 billones con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 4,83 billones con incorporación de 250 KBOPD, y 5,44 billones si se incorporan 500 KBOPD.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)



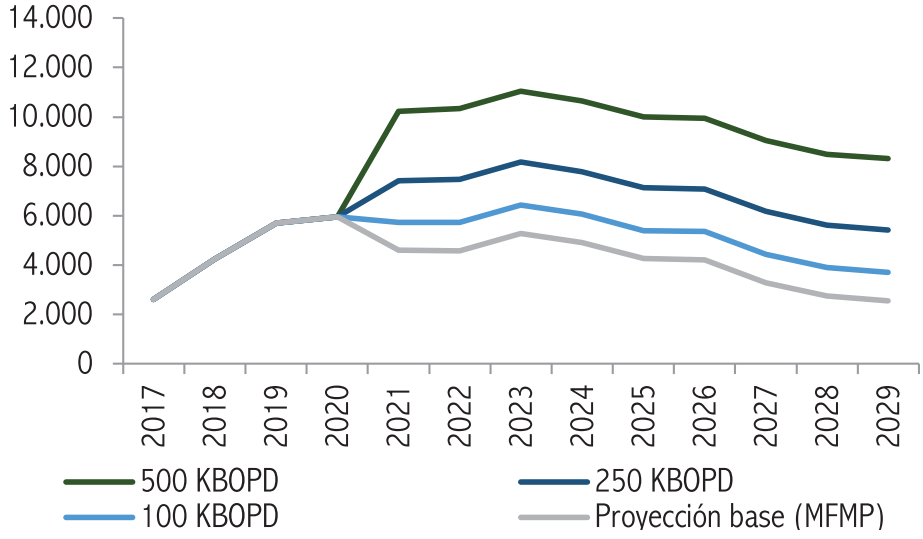
Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtendrían las siguientes estimaciones para los ingresos por regalías petroleras: 3.57 billones de pesos sin incorporación de barriles en producción, 3,82 billones con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 4,19 billones con incorporación de 250 KBOPD adicionales y 4,8 millones si se incorporan 500 KBOPD en producción.

10.2.6 Renta petrolera

Bajo el escenario del Brent del MFMP de 2018, la renta petrolera llegaría a 0,4% del PIB en 2023 y a 0,1% del PIB en 2029, pasando así de 5,28 billones de pesos a 2,55 billones, manteniendo una tendencia a la baja. Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, la renta petrolera alcanzaría un nivel de 6,43 billones en 2023 y 3,7 millones en 2029, es decir, un aumento de 1,15 billones en los ingresos a 2029, en comparación con la estimación del MFMP. Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, la renta petrolera en 2023 sería de 8,16 billones y de 5,42 billones en 2029, equivalentes a un aumento de 2,87 billones frente a la proyección del MFMP a largo plazo. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD adicionales en la producción, se aumentaría la proyección con un pico de 11,04 billones de pesos en 2023 (0,8% del PIB), y en 2029 se tendrían 8,3 billones de renta petrolera, 5,75 billones de pesos adicionales.

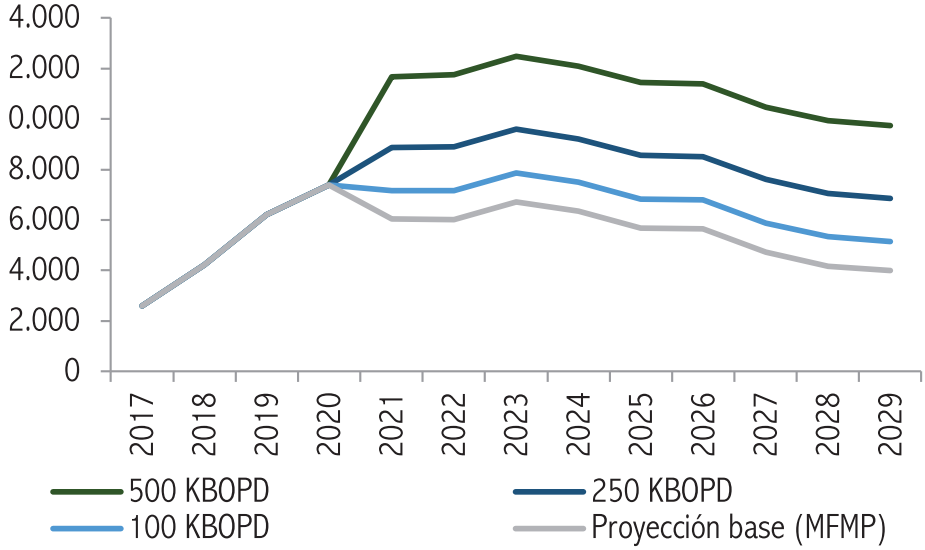
Renta petrolera en miles de millones de pesos
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtendría una nueva estimación al 2029 con niveles de renta petrolera por 3,98 billones de pesos sin incorporación de reservas, 5,13 millones con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 6,86 billones con incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, y 9,73 billones si se incorporan 500 KBOPD.

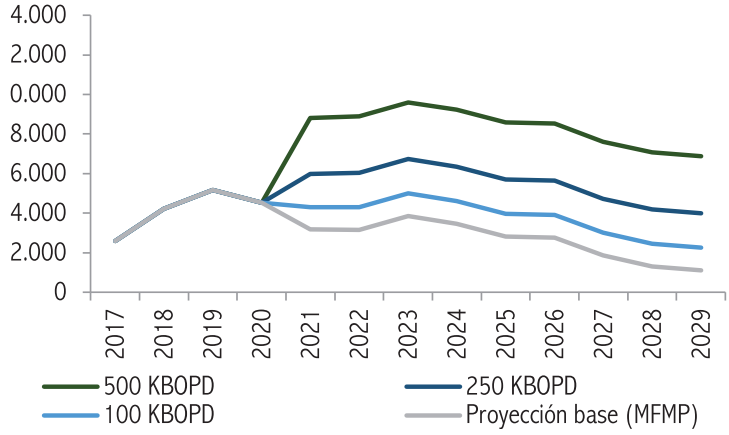
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtendrían las siguientes estimaciones para la renta petrolera: 1,12 billones de pesos sin incorporación de barriles en producción, 2,27 billones con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 3,99 billones con incorporación de 250 KBOPD, y 6,87 billones si se incorporan 500 KBOPD.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)

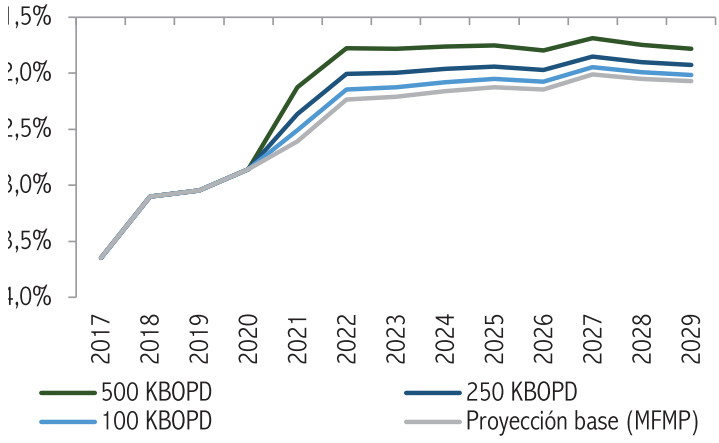


Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

10.2.7 Déficit fiscal

A partir de los supuestos sobre el Brent contemplados en el MFMP de 2018, el déficit fiscal llegaría a un 2,2% del PIB en 2023 y de 2,1% en el 2029. Sin embargo, con la incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, el déficit fiscal se reduce a 2,1% del PIB en 2023 y a 2% en 2029, una disminución de 0,1 puntos porcentuales en el total de largo plazo, en comparación con la estimación del MFMP.

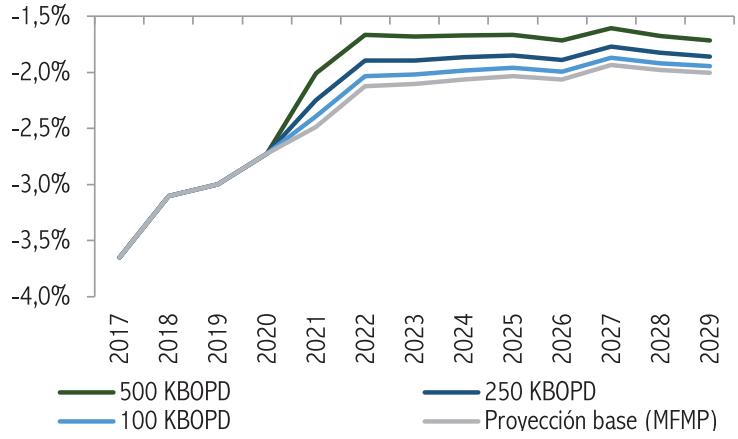
Déficit fiscal como porcentaje del PIB
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, bajo un escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, el déficit fiscal en 2023 sería de 2% y de 1,9% del PIB en 2029, 0,2 puntos porcentuales por debajo frente a la proyección del MFMP a 2029. Para un escenario con incorporación de 500 KBOPD en producción, se alcanzaría un déficit fiscal de 1,8% en 2023 y 2029.

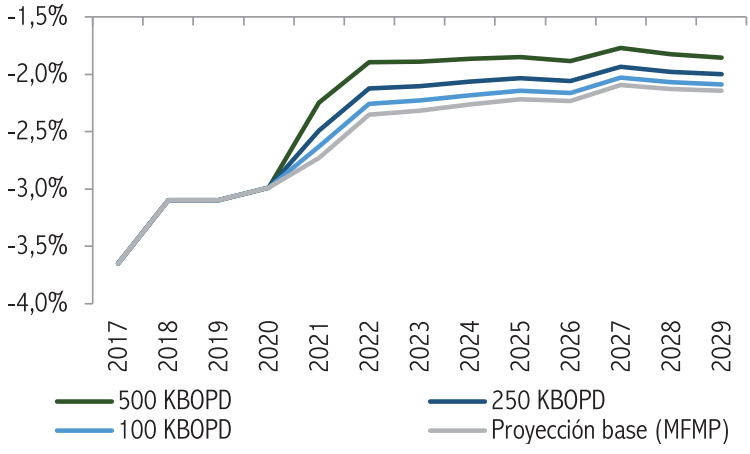
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con un déficit fiscal de 2% del PIB sin incorporación de barriles en producción, 1,9% del PIB con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 1,9% con incorporación de 250 KBOPD adicionales y 1,7% si se incorporan 500 KBOPD.

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)



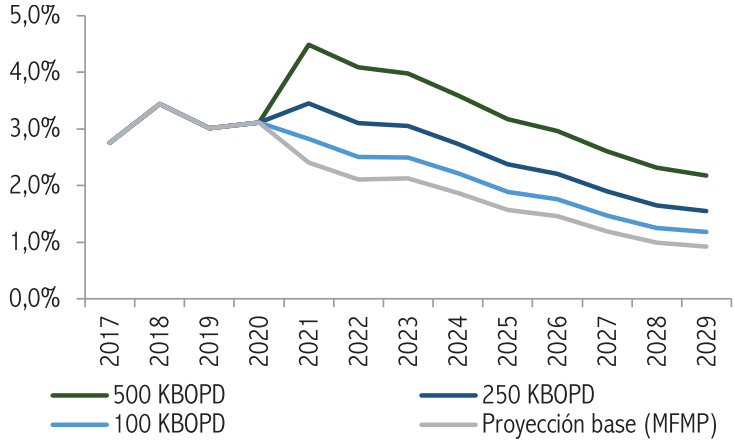
Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Ahora bien, si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por debajo del proyectado en el MFMP, se obtiene una nueva estimación al 2029 con un déficit en el déficit fiscal de 2,1% del PIB sin incorporación de barriles el producción, 2,1% del PIB con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 2% del PIB con incorporación de 250 KBOPD adicionales, y 1,9% del PIB si se incorporan 500 KBOPD.

10.2.8 PIB petrolero

La participación del PIB petrolero dentro del PIB total, bajo la senda del precios Brent del MFMP de 2018, y de acuerdo a nuestras estimaciones, se ubicaría en 2,1% en 2023 y en 0,9% en 2029. Lo anterior debido a tendencia a la baja en la producción de crudo, contemplado dentro del MFMP.

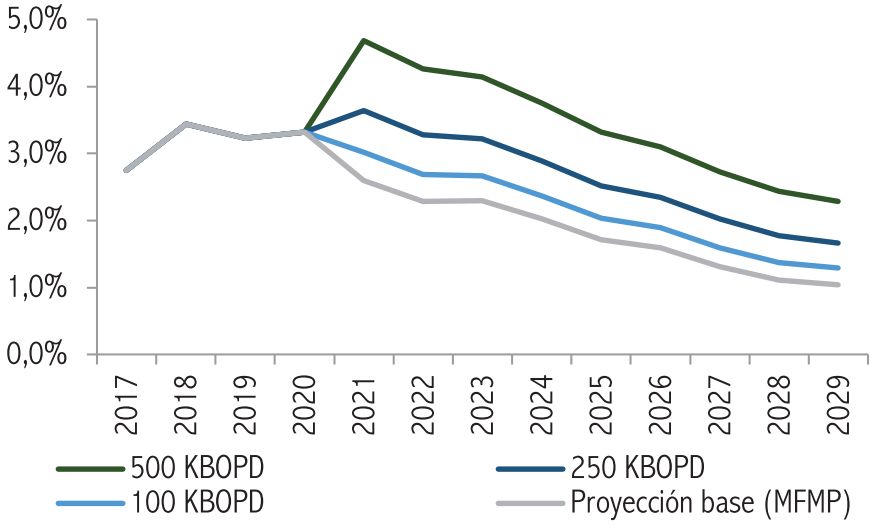
PIB petrolero como porcentaje del PIB total
(Precio Brent del MFMP2018)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Para el escenario de incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, la participación del sector en el PIB total sería de 2,5% en 2023 (0,4 puntos porcentuales por encima del MFMP) y de 1,2% en 2029 (0,3 puntos porcentuales superior al proyectado bajo el MFMP). Para el escenario de incorporación de 250 KBOPD adicionales en la producción, la participación del sector en el PIB total alcanzaría un máximo de 3,4% en 2021 (1 punto porcentual por encima del MFMP, equivalente a 400 mil millones de pesos) y en 2023 bajaría a 3,1% (1 punto porcentual por encima del MFMP).

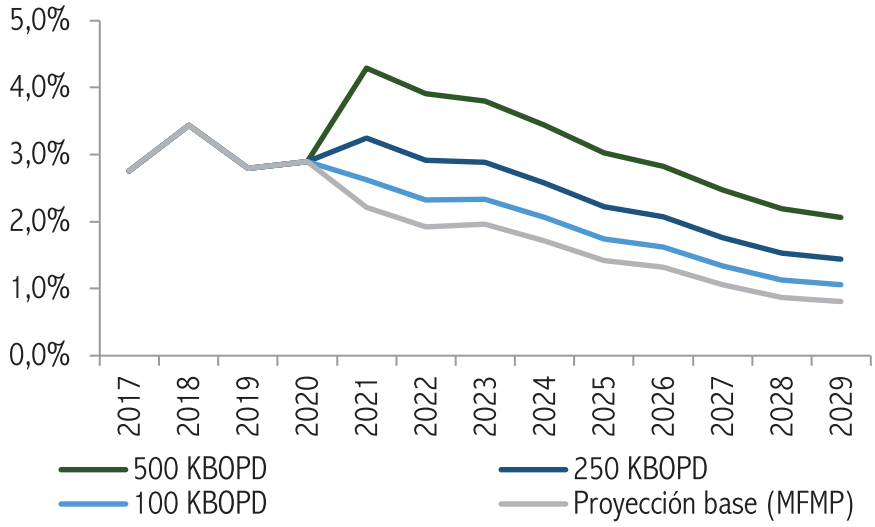
(Precio Brent del MFMP2018 +5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

En 2029 la participación sería de 1,6% (0,7 puntos porcentuales superior al MFMP). Para el escenario de incorporación de 500 KBOPD adicionales en la producción, la participación del sector en el PIB total alcanzaría un máximo de 4,5% en 2021 (2,1 puntos porcentuales por encima del MFMP) y en 2023 bajaría a 4% (1,9 puntos porcentuales por encima del MFMP). En 2029 la participación sería de 2,2% (1,3 puntos porcentuales superior al MFMP).

(Precio Brent del MFMP2018 -5USD)



Fuente: MFMP 2018, cálculos Campetrol

Si el Brent llegara a cotizarse en promedio 5 dólares por encima del proyectado en el MFMP, La participación del sector en el PIB total a largo plazo sería de: 1% del PIB sin incorporación de barriles en producción, 1,3% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 1,7% con incorporación de 250 KBOPD de barriles, y 2,3% si se incorporan 500 KBOPD.

En caso contrario, con 5 dólares por debajo del MFMP la participación sería: 0,8% del PIB sin incorporación de reservas, 1,1% con incorporación de 100 KBOPD adicionales en la producción, 1,4% con incorporación de 250 KBOPD en producción de barriles, y 2,1% si se incorporan 500 KBOPD adicionales.

10.3 Conclusiones

Nuestros resultados arrojan que la incorporación de reservas a través del *fracking*, permiten mejorar la producción de petróleo en el país, con picos a corto plazo y una senda negativa a largo plazo debido al detrimento natural de los pozos. Como era de esperarse, los incrementos en la senda de producción aumentan la capacidad de exportación del país y, así mismo, reducen el déficit en la balanza comercial, que incluso puede llegar a registrar superávit en los años donde se alcanzaría la mayor producción. Además, el sector resultaría más atractivo para la IED, de tal forma que entraría más capital al país tanto por el frente de inversión como por exportaciones, y la moneda se apreciaría. Ahora bien, mejores ingresos para el sector petrolero por la incorporación de barriles adicionales, se traduce en mayores ingresos para el GNC por regalías y renta petrolera, que contribuyen a la reducción del déficit fiscal.

Según nuestras proyecciones y bajo los supuestos del MFMP de 2018, la incorporación de barriles adicionales a las reservas probadas contribuye al mejoramiento en el comportamiento de variables macro fundamentales, incluso bajo el escenario de baja incorporación con 100 KBOPD adicionales, frente al escenario base del MFMP de 2018.

Sin duda, con la incorporación de reservas y volúmenes de producción adicionales se generaría un círculo virtuoso, no solo en materia de reservas y producción, que redundaría en una mejora sustancial de los niveles de actividad, sino en la estabilidad macroeconómica del país.

CAPÍTULO ONCE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA.

FRACKING: LOS PILOTOS SON NECESARIOS Y EL PAÍS ESTÁ PREPARADO.

11.1 Introducción

Con este estudio, Campetrol busca aportar elementos de análisis y contribuir a formar opinión informada, técnica y sustentada sobre la caída de las reservas petroleras en Colombia y el inmediato futuro de estas, así como de los posibles escenarios en el corto y mediano plazo..

El objetivo de este documento es generar un espacio de debate, sustentado en cifras y en escenarios reales, con miras a que los ciudadanos conozcan la situación actual del sector petrolero en el país, y que quienes debatirán y se encargarán de tener la última decisión respecto a la adopción de la explotación de los yacimientos en roca generadora, cuenten con un documento que balancea los impactos macroeconómicos del aumento y el fin de las reservas petroleras en Colombia.

Con un horizonte tan precario en materia de autosuficiencia petrolera, Colombia debe considerar el aprovechamiento racional de todas las fuentes de energía posibles, más cuando lo único cierto en el proceso de seguridad energética es la existencia de incertidumbre. Esta se traduce en la presencia de fenómenos climáticos, la volatilidad del nivel de precio, las probabilidades de los hallazgos en la exploración petrolera, las decisiones de política pública y la agitación social en las regiones. A continuación, se enumeran las principales recomendaciones de política que Campetrol quisiera llevar al debate sobre los Yacimientos No Convencionales (YNC)

11.2 Reservas y autosuficiencia

Colombia produce actualmente 865 KBOPD promedio anual, de los cuales consume 368 KBOPD y tiene un disponible a exportar de 497 KBOPD. En el país, los hidrocarburos son los principales abastecedores de combustible para el transporte, tanto particular como público, bien sea en carretera, por vía marítima y por vía aérea. También son vitales para la generación de energía, en el sector residencial como para la industria. Son vitales para un sinnúmero de bienes que consumimos en el día a día, por lo que son vitales para el crecimiento económico y el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes del país.

Sin embargo, el horizonte de autosuficiencia petrolera del país es muy precario. Al cierre de 2018, aun sin conocer la cifra de incorporaciones, y suponiendo la producción que proyecta el Gobierno Nacional en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2018, a Colombia le quedan 4,7 años de reservas.

Lo anterior es especialmente crítico teniendo en cuenta que la actividad exploratoria se encuentra en los niveles más bajos de los últimos años, cerca de 1.000 km 2D de adquisición sísmica, una reducción del 95% frente a 2010, cuando se registraron 19.990 km 2D OnShore. Esto refleja la necesidad de aplicar políticas que logren reactivar el sector en el corto plazo.

La pérdida de la autosuficiencia está a la vuelta de la esquina. Colombia se enfrenta actualmente con la necesidad de incorporar reservas en el corto y mediano plazo dado que la exploración y explotación de reservas demanda tiempo, lo que menos tenemos. Por lo tanto, con el objetivo de mantener la autosuficiencia petrolera, que por más de 33 años ha disfrutado el país, es necesario impulsar los proyectos con mayor probabilidad de éxito en el corto y mediano plazo. Estos son los proyectos de recobro mejorado (EOR), en crudos pesados, y el *Fracking*, en yacimientos no convencionales, principalmente en el Valle Medio del Magdalena.

Para implementar estos proyectos, en Colombia se debe pensar en un plan de choque, liderado por el Gobierno Nacional, en acompañamiento por el sector petrolero y los territorios, cuyo objetivo sea revertir la situación de las reservas. Es primordial abrir espacio a realizar proyectos con tecnologías de punta, cuyos resultados han sido positivos en otros países.

11.3 Explotación de yacimientos no convencionales (YNC) – *fracking*

Con el objetivo de mantener la autosuficiencia petrolera, que por más de 33 años ha disfrutado el país, es vital identificar los recursos con los que cuenta el país en materia de Yacimientos No Convencionales. Permitir los pilotos de *Fracking* en el Valle Medio del Magdalena y en la cuenca de César – Ranchería, daría cuenta del verdadero potencial del país en materia de YNC y de las probabilidades de tener reservas significativas de hidrocarburos. Solamente bajo sus resultados, se podrá saber dónde, cómo y cuándo se puede hacer *Fracking* en Colombia, con estricto cuidado ambiental e inclusión social.

La adopción del *Fracking* es una decisión de Territorio, Gobierno e Industria. Los pilotos deben ser transparentes, presentar información confiable y abierta a todos los colombianos. Con base en sus resultados se deberá tomar una decisión seria e informada sobre la práctica. Se trata de construir las bases para la toma de decisiones acertadas, de las cuales dependerán la sostenibilidad ambiental, el desarrollo territorial sostenible, la estabilidad macroeconómica del país y la seguridad energética de todos los colombianos

El sector petrolero en Colombia quiere abrir los espacios de reflexión para que los ciudadanos conozcan la técnica. Es importante generar el debate, conocer las diferentes visiones de todos y cada uno de los actores de la sociedad, las regiones, la academia, el sector público, los expertos, el Gobierno Nacional y la industria. Las condiciones de los pilotos se deben diseñar en consenso, así como su sistema de seguimiento y monitoreo.

Con los pilotos se busca obtener información confiable para las partes, en un proceso que resulte transparente para las mismas. En efecto, la información disponible a nivel global corresponde a cuencas análogas en otros países, como Estados Unidos, Canadá y Argentina, que tienen geología, sistemas de depositación, rocas generadoras, sistemas petrolíferos y gasíferos diferentes a Colombia; y que tienen también sus propios sistemas hidrológicos y ambientales; y por supuesto también una población, necesidades y aspectos sociales muy diferentes.

Con los pilotos se deben medir los impactos, tanto ambientales, económicos y sociales de la implementación del *Fracking* en nuestro territorio. Solamente por medio de los pilotos se podrán establecer los verdaderos riesgos y beneficios de la técnica, con el objetivo de tener una línea base de evidencia que dé soporte a las decisiones de política pública sobre la materia.

Después de una moratoria de 7 años, actualmente se está realizando en Inglaterra un piloto de *Fracking* en Lancashire, al noroeste de Inglaterra, denominado Preston New Road, por parte de la compañía Cuadrilla, con la autorización de la Secretaría de Estado para la Energía de UK y del regulador integrado Shale Environmental Regulator. Lo novedoso de este piloto es la utilización de un sistema de información en tiempo real para que los comités comunitarios que se han formado y las autoridades, tengan acceso a información cierta, verificable y en tiempo real. Este modelo de gestión de información, tipo urna de cristal, brinda la transparencia que se necesita para la construcción de confianza y coincide con las recomendaciones que se han hecho en el marco del debate promovido en buena hora por la Comisión V del Senado.

El país, la institucionalidad y la industria se han preparado por más de diez años, desarrollando una legislación estricta dentro del marco normativo para la exploración de los YNC. El sector cuenta con altos estándares operacionales y ambientales, con un nivel de tecnología que difícilmente otra industria en el país pueda igualar, y con el conocimiento, la experiencia y los profesionales de las más altas calificaciones, necesarios para aprovechar los YNC, con absoluto cuidado del medio ambiente y con la inclusión social que este tipo de operaciones demanda.

11.4 Reactivación de la industria

El Gobierno Nacional debe definir, de la mano con el sector y el territorio, las metas anuales en términos de reservas, producción, adquisición sísmica, perforación de pozos exploratorios, pozos de desarrollo e inversiones. Solamente de esa forma la industria petrolera colombiana tendrá una hoja de ruta que marque su actividad bajo una línea de política pública clara que tenga unos objetivos y unas metas en el corto y el mediano plazo.

La reactivación de la industria depende de que se puedan remover los obstáculos que hoy día impiden dinamizar el sector de hidrocarburos hacia los niveles que el país requiere.

a. Viabilidad Operacional

Es mandatorio asegurar la viabilidad operacional en territorio, mediante el mejoramiento de las condiciones del entorno, comenzando por la reforma al SGR.

Igualmente, reducir las ineficiencias en la contratación de mano de obra local calificada y no calificada; así como impulsar una mayor participación de las empresas locales, regionales y nacionales en la contratación de Bienes y Servicios (B&S).

b. Competitividad

Se hace necesario, a través de decisiones de política pública, generar las condiciones para contar con un régimen fiscal competitivo, que nos acerque a la media de los países con los que competimos en la región. Este régimen debe ser estable, de modo que las empresas que buscan invertir en el sector puedan tomar sus decisiones sin la incertidumbre de los cambios de reglas de juego en el corto plazo.

c. Estabilidad Jurídica

Es necesario garantizar la estabilidad jurídica y reglamentar una ley de coordinación, concurrencia y subsidiariedad para definir el uso del suelo y el subsuelo; así como la estabilidad de los procesos de licenciamiento ambiental.

11.5 Desarrollo territorial sostenible

Garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental debe ir de la mano con impulsar el desarrollo de las regiones en Colombia. Construir estado en las regiones, llevando los bienes y servicios que permitan mejorar el nivel de vida de la población, así como hacer auto sostenible un mercado generador de crecimiento económico y oportunidades es el gran reto que deben asumir el Gobierno y la Industria con el Territorio.

La única forma para lograr el objetivo de generar un crecimiento económico auto sostenible en las regiones es trabajar unidos y con decisión política. Se requiere que el país y el sector, desde el Gobierno Nacional, los gobiernos departamentales y locales, así como las comunidades y la industria como un todo, trabajen mancomunadamente, para entender y rescatar la importancia de la cadena de valor del petróleo y el gas, para seguir contando con los aportes que este renglón de la economía ha hecho y le puede continuar haciendo al país y al desarrollo regional sostenible, en forma incluyente, cuidadosa con el medio ambiente y con responsabilidad.

Se requiere pedagogía regional para informar responsablemente y mantener un dialogo informado de cara a los retos y desafíos que nos impone la necesidad de garantizar la seguridad energética nacional; y, en consecuencia, generar un mejor bienestar para las regiones productoras y el país.

Para superar los desafíos regionales, es conveniente una reforma al Sistema General de Regalías (SGR), que devuelva el incentivo a las regiones productoras a continuar con la actividad hidrocarburífera y materialice modificaciones estructurales en cuanto al acceso efectivo a los recursos.

Se debe cambiar la ponderación de los recursos generados por regalías, para que la mayor parte se direccione hacia los entes territoriales productores. Por su parte, el acceso a dichos recursos solo se logrará en la medida en que se potencie la capacidad de los departamentos y municipios para presentar y estructurar proyectos con pertinencia y calidad, que sean aprobados por los OCAD regionales y efectivamente generen progreso sostenible en las regiones. Ello se logra mediante una articulación efectiva que tenga en cuenta las ventajas competitivas de las regiones, de modo que impulse los sectores con mayores perspectivas de crecimiento en las mismas.

El sector petrolero pone a disposición del Gobierno Nacional y los gobiernos territoriales todo su conocimiento y práctica en pro del diseño, estructuración y ejecución de estos proyectos. Permitir que un sector como el del petróleo, que ha usado en Colombia, durante más de 100 años, las tecnologías de punta, con resultados probados, ayude a la estructuración y ejecución de proyectos en las regiones, sería dar un voto de confianza a una industria que solo quiere el desarrollo económico para las regiones, y que pone a disposición de esa Colombia, a veces apartada, los mejores profesionales con que cuenta el país.

11.6 Transición energética

El sector petrolero entiende y es consciente de las demandas a nivel global que buscan hacer un rebalanceo en la matriz energética. Migrar a otras fuentes energéticas, por razones de sostenibilidad medio ambiental y supervivencia humana son razones totalmente razonables, en una coyuntura donde la demanda energética, promovida por el rápido crecimiento de las economías en desarrollo, obligan a las industrias a nivel global a reinventarse continuamente.

El planeta debe afrontar el reto de hacer una transición ordenada y responsable hacia recursos no convencionales renovables, la industria petrolera estará ahí para apoyarla. Es un esfuerzo titánico

que comprometerá varias décadas de investigación, inversiones y trabajo, y que demandará del concurso de todas, absolutamente todas, las visiones y perspectivas. Al fin y al cabo, se trata de encontrar el equilibrio entre lo deseable e ideal, y lo posible o realizable, garantizando sostenibilidad sin dejar de tener en cuenta factores políticos, económicos y sociales.

En esa transición, el petróleo no es el problema, es la solución. Gracias a los recursos petroleros, la misma industria petrolera a nivel mundial busca financiar los gigantescos costos de la transformación energética. Algunos se atreven a aventurar que tal será el nuevo destino del petróleo: financiar su paulatina salida de escena. Pero hay que ser conscientes – no sobra reiterarlo - que el petróleo es una de las más importantes realidades y herramientas políticas y económicas mundiales que la sociedad global haya tenido nunca.

En este escenario, Colombia aparece como un caso de éxito a nivel mundial. La matriz energética del país es de las más limpias del mundo. Solo el 33% de ella pertenece a energías fósiles. El 66% está basada en energías renovables, principalmente de generación hídrica. Eso es un gran activo nacional. Y las posibilidades que tenemos de avanzar en la energía eólica y solar fotovoltaica son inmensas, ahí subyacen grandes oportunidades que se deben y tienen que aprovechar.

11.7 *Fracking:* los pilotos son necesarios y el país está preparado

Las reservas actuales alcanzan para cubrir apenas 5,7 años la demanda de crudo, por lo que para mantener la autosuficiencia petrolera es necesario impulsar los proyectos con mayor probabilidad de éxito en el corto y mediano plazo.

Estos son los proyectos de recobro mejorado (EOR), principalmente en crudos pesados, y el *Fracking*, en yacimientos no convencionales (YNC) Permitir la realización de los pilotos de *Fracking* en el Valle Medio del Magdalena, daría cuenta del verdadero potencial del país en materia de YNC y de las probabilidades de tener reservas significativas de hidrocarburos. Solamente bajo sus resultados, se podrá saber dónde, cómo y cuándo se puede hacer *Fracking* en Colombia, y cuáles serían los potenciales impactos ambientales y sociales de su implementación.

Sin duda, el país está preparado para realizar el *Fracking* con solvencia técnica, operacional y con estricto cuidado ambiental e inclusión social. Se tiene la experiencia y el conocimiento suficiente. Se cuenta con las compañías de servicio internacionales que realizan las operaciones de *Fracking* a nivel global. El país cuenta con los profesionales y técnicos de la más alta calidad, preparación y competencia, así como buenas prácticas operacionales y ambientales, que garantizan el cumplimiento de la normativa colombiana, que es de la más estrictas a nivel global, en estas materias.

La realización de los pilotos se debe monitorear en tiempo real, bajo el concepto de urna de cristal, para que los diferentes actores de la sociedad, las regiones, la academia, el sector público, los expertos, el Gobierno Nacional y la industria, puedan realizar un monitoreo en tiempo real, confiable y transparente.

Se hace necesario, a través de decisiones de política pública, generar las condiciones para contar con un régimen fiscal competitivo, que nos acerque a la media de los países con los que competimos en la región. Este régimen debe ser estable, de modo que las empresas que buscan invertir en el sector puedan tomar sus decisiones sin la incertidumbre de los cambios de reglas de juego en el corto y mediano plazo.

Por otro lado, para superar los desafíos regionales, es conveniente una reforma al Sistema General de Regalías (SGR), que devuelva el incentivo a las regiones productoras a continuar con la actividad

hidrocarburífera y materialice modificaciones estructurales en cuanto al acceso efectivo de las mismas a los recursos.

El sector petrolero es fundamental para el país, en materia económica, social y ambiental, y constituye un motor de desarrollo, por lo que ante una potencial situación de desabastecimiento, que está a la vuelta de la esquina, resulta urgente que puedan realizar los proyectos de EOR y que se autorice la realización de los pilotos del *Fracking*, si queremos mejorar la economía del país y las condiciones de vida de los colombianos; y disfrutar de sostenibilidad ambiental, desarrollo territorial sostenible y seguridad energética.

El *Fracking*: una decisión de País.

ANEXOS

12.1 Anexo 1. Regla fiscal

Países emergentes que dependen en gran proporción de la actividad minero-energética y en especial de la producción de petróleo, se enfrentan a importantes retos en materia fiscal, dada la volatilidad de los ingresos provenientes del hidrocarburo. Es indispensable, por tanto, que se establezcan normas que regulen el gasto público en países como Colombia, que permitan manejar el impacto de dichos ingresos sobre la economía.

En julio de 2011, se expidió desde el Congreso de la República la Ley 1473, que establece una regla fiscal cuyo objeto es "expedir normas que garanticen la sostenibilidad de largo plazo de las finanzas públicas y contribuyan a la estabilidad macroeconómica del país." En línea con las necesidades fiscales de Colombia.

El artículo 3 de la ley hace claridad sobre las siguientes definiciones para entender el alcance de la regla:

ARTÍCULO 3o. DEFINICIONES. (…)

a) Balance Fiscal Total: Es el resultado de la diferencia entre el ingreso total y el gasto total del Gobierno Nacional Central (…);

b) Ingreso Total: Equivale a la suma del ingreso estructural y los ingresos provenientes por efecto del ciclo económico, los efectos extraordinarios de la actividad minero-energética y otros efectos similares;

c) Gasto Total: Corresponde a la suma del gasto estructural y el gasto contracíclico;

d) Balance Fiscal Estructural: Corresponde al Balance Fiscal Total ajustado por el efecto del ciclo económico, por los efectos extraordinarios y transitorios de la actividad minero-energética y por otros efectos de naturaleza similar. Equivale a la diferencia entre ingreso estructural y gasto estructural del Gobierno Nacional Central;

e) Ingreso Estructural: Es el ingreso total del Gobierno Nacional Central, una vez ajustado por el efecto del ciclo económico y los efectos extraordinarios de la actividad minero energética y otros efectos similares;

f) Gasto Estructural: Es el nivel de gasto consistente con el ingreso estructural, en las condiciones establecidas en la presente ley;

g) Gasto Contracíclico: Gasto temporal que contribuye a que la economía retorne a su senda de crecimiento de largo plazo, según se autoriza en el artículo 6o de la presente ley.

La regla fiscal establece que el gasto estructural no deberá superar el ingreso estructural en un monto que exceda la meta de balance estructural establecida y determina una senda de reducción del déficit donde a partir de 2022 no podrá exceder de un 1,0% del PIB. Por tanto, el Gobierno Nacional Central deberá establecer planes de gasto e inversión coherentes con el cumplimiento de la regla y con el Marco Fiscal de Mediano Plazo (en adelante MFMP).

El MFMP consiste en un documento con el recuento general de los hechos más importantes de la actividad económica y fiscal el año anterior y establece los propósitos en materia fiscal del

Gobierno Nacional Central y las proyecciones sobre la actividad económica, ingresos, gastos y deuda neta para los siguientes 10 años.

Los supuestos macroeconómicos de la regla fiscal están fundamentados en las proyecciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público sobre crecimiento real del PIB, Inflación, PIB nominal y su variación anual, TRM, exportaciones totales de bienes, exportaciones no tradicionales, importaciones de bienes, balance de cuenta corriente como % del PIB, y el Brent (promedio USD/Barril), contenidos en el MFMP, y a partir de los cuales se desarrolla el Presupuesto General de la Nación y los planes de desarrollo.

Cabe resaltar que la credibilidad del Gobierno Nacional Central depende del cumplimiento de la regla y de la sostenibilidad de la misma. En 2018, se flexibilizaron los supuestos de la regla, de tal forma que se cambiaron las proyecciones a corto plazo y se le abre la puerta al Gobierno Central para tener un mayor endeudamiento a corto plazo, sin dejar de cumplir con la nueva senda de la regla. Estas modificaciones hacen que la regla sea menos creíble, en especial para las agencias de calificación soberana, que miden el riesgo de inversión en el país, y que en caso de reducir la calificación se generarían grandes salidas de capital de la economía.

12.2 Anexo 2. Tablas de impactos del aprovechamiento de yacimientos en roca generadora, por escenario

MFMP18 - Brent

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	12.076	10.754	4.407
% del PIB	3,0%	2,2%	0,7%
% del total de exportaciones	25,3%	20,6%	7,8%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-6.390	-10.096	-18.126
% del PIB	-1,6%	-2,0%	-2,9%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	2.992	2.967	2.551
% del PIB	0,7%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.908	2.941	3.149

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.412	4.406	3.899
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	4.612	4.905	2.553

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,6%	-2,2%	-2,1%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	25.695	24.709	16.848
Crecimiento real anual	-17,0%	-5,8%	-0,3%
% del PIB	2,4%	1,9%	0,9%

MFMP18 - Brent + 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	13.410	12.088	5.741
% del PIB	3,2%	2,4%	0,9%
% del total de exportaciones	26,4%	21,8%	9,5%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-5.192	-8.988	-17.148
% del PIB	-1,2%	-1,8%	-2,6%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.188	3.163	2.747
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.814	2.840	3.049

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.734	4.727	4.221
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	6.043	6.337	3.985

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,5%	-2,1%	-2,0%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	27.773	26.788	18.927
Crecimiento real anual	-15,9%	-5,3%	-0,2%
% del PIB	2,6%	2,0%	1,0%

MFMP18 - Brent – 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	10.743	9.420	3.073
% del PIB	2,7%	2,0%	0,5%
% del total de exportaciones	24,0%	19,3%	5,7%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-7.598	-11.218	-19.127
% del PIB	-1,9%	-2,4%	-3,1%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	2.796	2.771	2.355
% del PIB	0,7%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	3.002	3.041	3.250

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.090	4.084	3.577
% del PIB	0,3%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	3.180	3.474	1.122

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,7%	-2,3%	-2,1%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	23.616	22.631	14.770
Crecimiento real anual	-18,2%	-6,3%	-0,3%
% del PIB	2,2%	1,7%	0,8%

100KBOPD – Brent

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	14.989	13.666	7.319
% del PIB	3,6%	2,7%	1,1%
% del total de exportaciones	28,9%	23,9%	11,8%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-3.575	-7.432	-15.614
% del PIB	-0,9%	-1,4%	-2,4%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.211	3.187	2.770
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.840	2.831	3.037

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.658	4.651	4.144
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	5.737	6.056	3.704
% del PIB	0,5%	0,4%	0,2%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,5%	-2,1%	-2,0%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	30.141	29.253	21.392
Crecimiento real anual	-2,6%	-4,9%	-0,2%
% del PIB	2,8%	2,2%	1,2%

100KBOPD - Brent + 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	16.323	15.000	8.653
% del PIB	3,8%	2,8%	1,3%
% del total de exportaciones	29,7%	24,7%	13,2%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-2.383	-6.343	-14.663
% del PIB	-0,6%	-1,2%	-2,2%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.407	3.383	2.967
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.746	2.731	2.936

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.979	4.973	4.466
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	7.169	7.487	5.135
% del PIB	0,6%	0,5%	0,3%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,4%	-2,0%	-1,9%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	32.219	31.331	23.470
Crecimiento real anual	-2,4%	-4,6%	-0,2%
% del PIB	3,0%	2,4%	1,3%

100KBOPD - Brent – 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	13.655	12.332	5.985
% del PIB	3,4%	2,5%	0,9%
% del total de exportaciones	28,0%	22,9%	10,2%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-4.776	-8.538	-16.589
% del PIB	-1,2%	-1,7%	-2,6%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.015	2.991	2.574
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.934	2.931	3.137

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.336	4.329	3.822
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	4.306	4.624	2.272
% del PIB	0,4%	0,3%	0,1%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,6%	-2,2%	-2,1%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	28.062	27.174	19.313
Crecimiento real anual	-2,8%	-5,3%	-0,2%
% del PIB	2,6%	2,1%	1,1%

250KBOPD – Brent

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	19.357	18.035	11.688
% del PIB	4,5%	3,3%	1,7%
% del total de exportaciones	33,3%	27,7%	16,6%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	640	-3.475	-11.903
% del PIB	0,1%	-0,6%	-1,7%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.540	3.516	3.099
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.738	2.666	2.868

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	5.025	5.019	4.512
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	7.425	7.781	5.429
% del PIB	0,6%	0,5%	0,3%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	0	0	0

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	36.810	36.069	28.208
Crecimiento real anual	19,0%	-4,0%	-0,2%
% del PIB	3,4%	2,7%	1,6%

250KBOPD - Brent + 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	20.691	19.369	13.022
% del PIB	4,7%	3,4%	1,8%
% del total de exportaciones	33,8%	28,1%	17,5%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	1.821	-2.417	-11.000
% del PIB	0,4%	-0,4%	-1,5%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.736	3.712	3.295
% del PIB	0,8%	0,7%	0,5%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.644	2.566	2.768

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	5.347	5.341	4.834
% del PIB	0,5%	0,4%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	8.857	9.212	6.860
% del PIB	0,8%	0,6%	0,3%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,2%	-1,9%	-1,9%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	38.888	38.147	30.286
Crecimiento real anual	17,8%	-3,8%	-0,2%
% del PIB	3,6%	2,9%	1,7%

250KBOPD - Brent – 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	18.024	16.701	10.354
% del PIB	4,3%	3,2%	1,5%
% del total de exportaciones	32,8%	27,1%	15,5%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	-551	-4.553	-12.836
% del PIB	-0,1%	-0,9%	-1,9%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.344	3.320	2.903
% del PIB	0,8%	0,6%	0,4%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.832	2.766	2.969

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	4.704	4.697	4.190
% del PIB	0,4%	0,3%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	5.994	6.350	3.998
% del PIB	0,5%	0,4%	0,2%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,5%	-2,1%	-2,0%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	34.731	33.990	26.129
Crecimiento real anual	20,3%	-4,3%	-0,2%
% del PIB	3,3%	2,6%	1,4%

500KBOPD – Brent

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	26.638	25.316	18.969
% del PIB	5,8%	4,2%	2,5%
% del total de exportaciones	38,7%	31,9%	22,2%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	7.638	2.995	-5.910
% del PIB	1,7%	0,5%	-0,8%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	4.088	4.064	3.648
% del PIB	0,9%	0,7%	0,5%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.568	2.392	2.587

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	5.639	5.632	5.125
% del PIB	0,5%	0,4%	0,3%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	10.239	10.657	8.305
% del PIB	0,9%	0,7%	0,4%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,1%	-1,8%	-1,8%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	47.925	47.428	39.567
Crecimiento real anual	54,9%	-3,1%	-0,1%
% del PIB	4,5%	3,6%	2,2%

500KBOPD - Brent + 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	27.972	26.650	20.303
% del PIB	5,9%	4,2%	2,5%
% del total de exportaciones	38,7%	31,8%	22,6%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	8.797	3.984	-5.107
% del PIB	1,9%	0,6%	-0,6%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	4.284	4.260	3.844
% del PIB	0,9%	0,7%	0,5%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.474	2.292	2.487

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	5.960	5.954	5.447
% del PIB	0,5%	0,4%	0,3%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	11.671	12.088	9.736
% del PIB	1,0%	0,8%	0,5%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,0%	-1,7%	-1,7%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	50.003	49.507	41.646
Crecimiento real anual	51,5%	-3,0%	-0,1%
% del PIB	4,7%	3,7%	2,3%

500KBOPD - Brent – 5 USD

Exportaciones petroleras	2021	2024	2029
Niveles	25.305	23.982	17.635
% del PIB	5,7%	4,1%	2,4%
% del total de exportaciones	38,6%	31,8%	21,8%

Balanza Comercial	2021	2024	2029
Niveles	6.466	1.978	-6.752
% del PIB	1,5%	0,3%	-0,9%

IED en petróleo y derivados	2021	2024	2029
Niveles	3.892	3.868	3.452
% del PIB	0,9%	0,7%	0,5%

TRM	2021	2024	2029
Niveles	2.663	2.492	2.688

Regalías petroleras	2021	2024	2029
Niveles	5.317	5.310	4.804
% del PIB	0,5%	0,4%	0,2%

Renta petrolera	2021	2024	2029
Niveles	8.808	9.225	6.873
% del PIB	0,8%	0,6%	0,3%

Déficit fiscal	2021	2024	2029
% del PIB	-2,2%	-1,9%	-1,9%

PIB petrolero	2021	2024	2029
Real base 2018	45.846	45.349	37.488
Crecimiento real anual	58,8%	-3,2%	**-0,1%**
% del PIB	4,3%	3,4%	2,1%

12.3 Anexo 3. Tablas de impactos del desabastecimiento

Desabastecimiento - Brent

Exportaciones petroleras	2020	2023	2029
Niveles	15.824	7.805	0
% del PIB	4,1%	1,7%	0,0%
% del total de exportaciones	31,1%	17,4%	0,0%

Balanza Comercial	2020	2023	2029
Niveles	-1.533	-12.534	-30.483
% del PIB	-0,4%	-2,8%	-6,8%

IED en petróleo y derivados	2020	2023	2029
Niveles	3.218	2.727	0
% del PIB	0,8%	0,6%	0,0%

TRM	2020	2023	2029
Niveles	2.861	3.022	4.468

Regalías petroleras	2020	2023	2029
Niveles	4.624	4.136	0
% del PIB	0,4%	0,3%	0,0%

Renta petrolera	2020	2023	2029
Niveles	5.955	3.658	0
% del PIB	0,5%	0,3%	0,0%

Déficit fiscal	2020	2023	2029
% del PIB	-2,9%	-2,3%	-2,2%

PIB petrolero	2020	2023	2029
Real base 2018	30.940	19.783	0
Crecimiento real anual	6,4%	-18,1%	0,0%
% del PIB	3,1%	1,6%	0,0%

Desabastecimiento - Brent + 5 USD

Exportaciones petroleras	2020	2023	2029
Niveles	17.158	9.139	0
% del PIB	4,3%	2,0%	0,0%
% del total de exportaciones	31,9%	19,1%	0,0%

Balanza Comercial	2020	2023	2029
Niveles	-258	-11.384	-31.327
% del PIB	-0,1%	-2,5%	-7,0%

IED en petróleo y derivados	2020	2023	2029
Niveles	3.414	2.923	0
% del PIB	0,9%	0,6%	0,0%

TRM	2020	2023	2029
Niveles	2.776	2.923	4.467

Regalías petroleras	2020	2023	2029
Niveles	4.946	4.458	0
% del PIB	0,5%	0,3%	0,0%

Renta petrolera	2020	2023	2029
Niveles	7.386	5.090	0
% del PIB	0,7%	0,4%	0,0%

Déficit fiscal	2020	2023	2029
% del PIB	-2,7%	-2,2%	-2,2%

PIB petrolero	2020	2023	2029
Real base 2018	33.014	21.861	0
Crecimiento real anual	5,9%	-16,7%	0,0%
% del PIB	3,3%	1,8%	0,0%

Desabastecimiento – Brent – 5 USD

Exportaciones petroleras	2020	2023	2029
Niveles	14.490	6.472	0
% del PIB	3,9%	1,5%	0,0%
% del total de exportaciones	30,1%	15,5%	0,0%

Balanza Comercial	2020	2023	2029
Niveles	-2.812	-13.697	-29.639
% del PIB	-0,8%	-3,2%	-6,6%

IED en petróleo y derivados	2020	2023	2029
Niveles	3.022	2.530	0
% del PIB	0,8%	0,6%	0,0%

TRM	2020	2023	2029
Niveles	2.946	3.122	4.468

Regalías petroleras	2020	2023	2029
Niveles	4.303	3.814	0
% del PIB	0,4%	0,3%	0,0%

Renta petrolera	2020	2023	2029
Niveles	4.524	2.227	0
% del PIB	0,4%	0,2%	0,0%

Déficit fiscal	2020	2023	2029
% del PIB	-3,0%	-2,4%	-2,2%

PIB petrolero	2020	2023	2029
Real base 2018	28.867	17.704	0
Crecimiento real anual	7,0%	-19,8%	0,0%
% del PIB	2,9%	1,4%	0,0%

BIBLIOGRAFÍA

Ecopetrol. (2018). Presentación. Seguridad Energética para el país. Yacimientos No Convencionales. Bogotá D.C.

López, E., Montes, E. G., & Collazos, M. M. (2013). La economía petrolera en Colombia. (B. d. República, Ed.) Borradores de Economía No. 748.

MFMP. (2018). Marco Fiscal de Mediano Plazo - 2018.

ACP. (2018). Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios. Obtenido de Estudio de Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2018 y Perspectivas 2019: https://acp.com.co/web2017/es/informes/455-informe-economico-tendencias-de-inversion-e-p-en-colombia-2018-y-perspectivas-2019/file

EIA. (2019). EIA. Obtenido de International Energy Statistics: https://www.eia.gov/beta/international/databrowser/#/?pa=0000001001vg00000000000000000000000000000000g&c=000000001&ct=0&tl_id=5-A&vs=INTL.5-2-COL-TBPD.A&cy=2016&vo=0&v=C&end=2017

MinMinas. (2018). Reservas. Obtenido de https://www.minminas.gov.co/reservas

MinHacienda. (2018). Acta 2018. Grupo Técnico PIB Potencial. Bogotá D.C.

DNP. (2018). Departamento Nacional de Planeación. Obtenido de Informe del Presidente de la República al Congreso, 2018.

ANH. (2019). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de Operaciones, Regalías y Participaciones:http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Paginas/default.aspx

MinHacienda. (2012). Obtenido de Presupuesto General de Regalías 2013-2014: http://anif.co/sites/default/files/uploads/JoseDavidInsuasti.pdf

Banrep. (2019). Boletín de Indicadores Económicos. Obtenido de Banco de la República : http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/paginas/bie.pdf

Xu, B., Feng, L., Wei, W. X., Hu, Y., & Wang, J. (2014). A Preliminary Forecast of the Production Status of China's Daqing Oil field from the Perspective of EROI. Sustainability, 8262-8282.

Rincones, M. D., Lee, W. J., & Rutledge, J. M. (2015). Production Forecasting for Shale Oil: Workflow. Brisbane: Society of Petroleum Engineers.

Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2017). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis. Cambridge: Gulf Professional Publishing.

YPF. (2013). Desafíos Energéticos: Vaca Muerta. Obtenido de YPF: https://www.ypf.com/energiaypf/paginas/vaca-muerta.html

UPME. (2018). Informe Resumido Evaluación de Adición de Reservas y Producción de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. Bogotá D.C: UPME.

BP. (2018). BP Statistical Review of World Energy 2018. Londres: British Petroleum.

MinHacienda. (2018). Presentación. Presupuesto del Sistema General de Regalías 2019-2028. Bogotá D.C.

ANH. (2018). Sistema Integrado de Reservas. Obtenido de Agencia Nacional de Hidrocarburos: http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx

Contraloría. (2017). Contraloria. Obtenido de Autosuficiencia petrolera en Colombia: https://www.contraloria.gov.co/documents/463406/484739/Bolet%C3%ADn+Macrosectorial+No.+06+%28pdf%29/f01dfce0-493c-423a-9148-244fce46edc1?version=1.2

Los invitamos a consultar en la página web de Campetrol, nuestro informe Quincenal "Radar Petrolero", en el cual brindamos información y análisis sobre el mercado del petróleo y los principales factores que mueven su cotización, así como, datos relevantes que reflejan la actualidad del sector de hidrocarburos en Colombia y el mundo.

Desde Campetrol queremos continuar generando información, debate, estadísticas e ideas alrededor del sector del petróleo, de modo que esperamos posicionar a Radar Petrolero como una fuente primaria de la coyuntura del sector a nivel nacional e internacional.