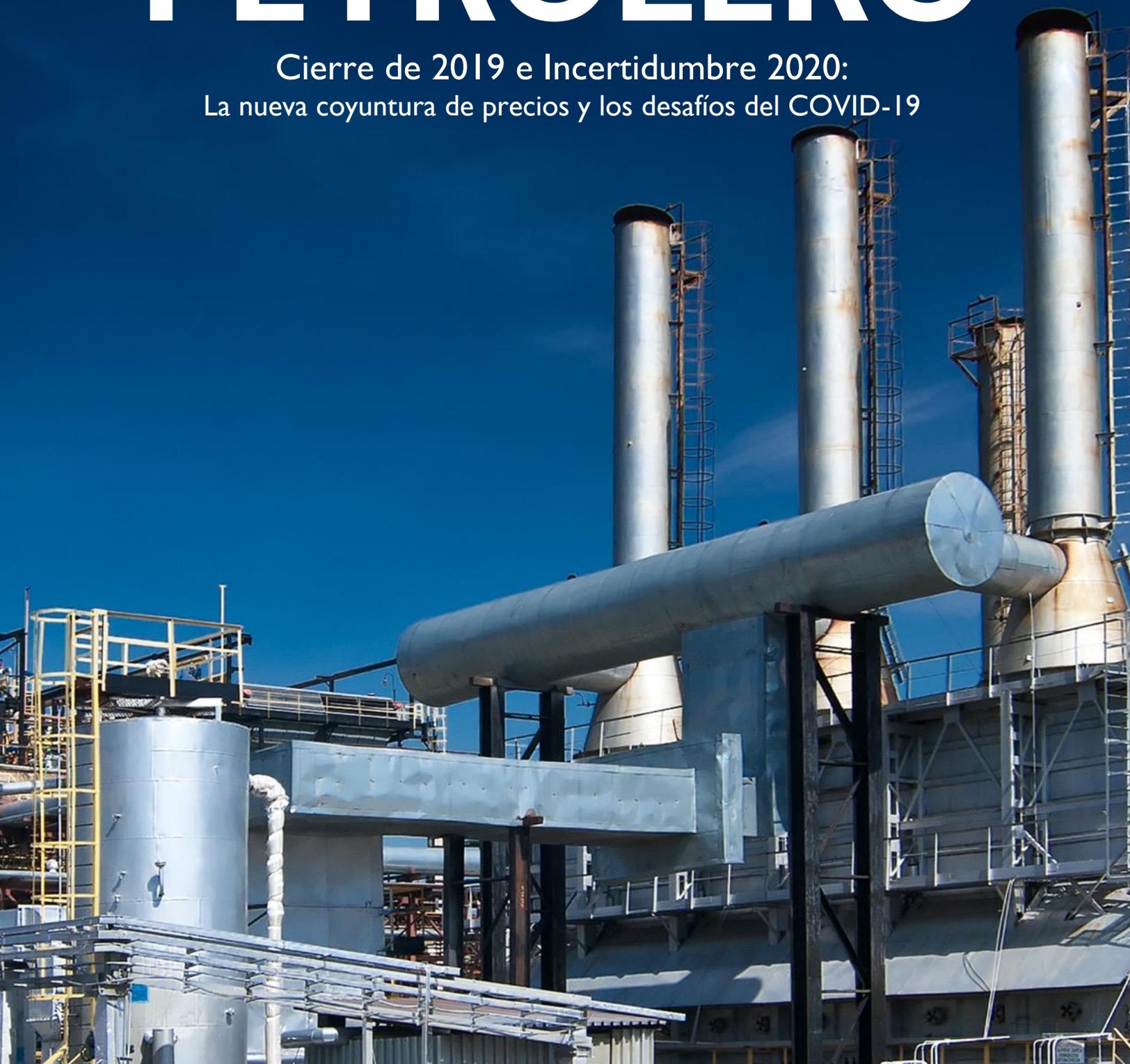




CAMPETROL

BALANCE PETROLERO

Cierre de 2019 e Incertidumbre 2020:
La nueva coyuntura de precios y los desafíos del COVID-19





Estudios Económicos



GERMÁN ESPINOSA
Presidente Ejecutivo
presidenteejecutivo@campetrol.org



ANDRÉS SÁNCHEZ
Director Económico y Administrativo
deconomico@campetrol.org



JUAN SEBASTIÁN GALLEGO
Analista Económico
aeconomico1@campetrol.org



LUISA FERNANDA TORRES
Analista Económica
aeconomico2@campetrol.org



FELIPE ROMERO
Analista Técnico
analistatecnico@campetrol.org

Encuentra todos nuestros informes ingresando a
www.campetrol.org

Balance Petrolero Campetrol. Abril 2020

Todos los derechos reservados

www.campetrol.org

Carrera 14 # 89-48. Oficina 603

(+571) 6170204 - (+571) 6170201

Bogotá - Colombia

Foto portada: Cortesía Masa y Stork

Foto: Portada capítulo 2 cortesía Tuscany; Portada capítulo 4 cortesía Independence Drilling.

Campetrol es el titular de los derechos patrimoniales y morales, al igual que propietario exclusivo de toda obra, documento o imagen, que sea publicada u elaborada por el mismo. Al ser el titular de los derechos de autor tiene la facultad exclusiva de disponer, aprovechar, reproducir o comunicar la obra en los términos de la Ley 23 de 1982. Por lo tanto, quien publique, total o parcialmente, o por cualquier medio o procedimiento compendie, mutile o transforme sin autorización previa y expresa de Campetrol cualquier obra elaborada por el mismo, podrá incurrir en prisión hasta por noventa (90) meses y en multas de hasta trescientos (300) salarios mínimos legales mensuales vigentes (COP\$ 263.340.900).

BALANCE PETROLERO 2019

CONTENIDO

ESTUDIOS ECÓNICOS	2
BALANCE PETROLERO 2019	3
PRÓLOGO	4
CAPÍTULO 1: CONTEXTO INTERNACIONAL	8
CAPÍTULO 2: INDUSTRIA PETROLERA	18
CAPÍTULO 3: INDUSTRIA ENERGÉTICA	52
CAPÍTULO 4: ECONOMÍA COLOMBIANA VARIABLES EXTERNAS	58
CAPÍTULO 5: ECONOMÍA COLOMBIANA VARIABLES REALES	69

PRÓLOGO

Mientras escribimos este documento, cuyo objetivo inicial era el de dar cuenta de los principales hechos y datos del cierre de 2019 e inicios del 2020, año que avizoraba muy positivo en términos de reactivación del sector, el mundo vio cómo se expandió la pandemia del coronavirus (o covid-19) desde China hasta casi todos los rincones del planeta, al tiempo que la OPEP+, encabezada por Arabia Saudita y Rusia, ponía fin a sus acuerdos de cuotas de mercado, llevando así el precio del petróleo a mínimos no vistos en años. Estos dos choques, de demanda por un lado y de oferta por el otro, nos han llevado a una cuarentena, casi que global, y a hablar de la peor recesión económica en muchas décadas. Por ello, como sector, debemos estar muy al tanto de los acontecimientos y tener calma y paciencia ante la adversidad.

El sector petrolero colombiano ha sido construido a pulso. La reactivación de toda su cadena es un trabajo que se ha abonado por décadas en un trabajo conjunto entre el Gobierno, la Industria y el Territorio, por lo tanto, solamente los tres de manera paralela podremos lograr capotear esta coyuntura, la mesa de tres patas deberá permanecer unida para que este sector siga siendo por muchos años más uno de los motores del desarrollo económico y social del país.

Para entender lo que sucede hoy con el sector es necesario primero mirar atrás. En 2019, las condiciones globales, tanto en el balance del mercado de crudo en términos de oferta y demanda, como de condiciones geopolíticas, permitieron que la cotización Brent se ubicara relativamente estable entre los 60 y 70 dólares por barril, con un promedio anual de 64 dólares. En 2019 la demanda de crudo se observó estable y ligeramente creciente, sin embargo, la oferta experimentó un choque de fuerzas, entre la producción creciente de EE.UU., la estrategia de recortes al suministro por parte de la OPEP+ y las tensiones geopolíticas de Medio Oriente. En este sentido, el determinante principal de los precios internacionales del crudo durante 2019 fue la oferta y sus perspectivas a mediano y largo plazo.

Lo anterior permitió que 2019 fuera un año positivo para el sector de hidrocarburos a nivel internacional. En efecto, fue favorable para toda la cadena del sector petrolero en Colombia, puesto que se avanzó considerablemente en la reactivación del sector mediante un conjunto de políticas sectoriales lideradas por el Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior resultó en la firma de 31 nuevos contratos de exploración y producción y que abogan por la autosuficiencia energética y la estabilidad macroeconómica del país.

Adicionalmente, se observó una reactivación de la actividad exploratoria, que tuvo unos niveles de perforación de pozos superiores a los obtenidos en 2018, y una adquisición sísmica en niveles no observados en tres años. Lo anterior estuvo acompañado de un crecimiento sostenido en la producción de petróleo en el transcurso de 2019.

Han sido evidentes los avances en la exploración de nuevas fuentes de incorporación de reservas, tales como los nuevos *plays* en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, el offshore y el énfasis en la realización de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), como pasos previos necesarios para evaluar la viabilidad socioambiental y económica de un posible desarrollo comercial de los Yacimientos No Convencionales en el mediano plazo.

Sumado a la estrategia de reactivación del sector petrolero colombiano, el Ministerio de Minas y Energía también les apostó a las energías renovables no convencionales. Efectivamente, durante 2019 se llevaron a cabo dos rondas de subastas para la adjudicación de proyectos de generación y comercialización de energías renovables. Si bien, la primera no fue

exitosa, en la segunda se lograron adjudicar ocho proyectos de generación, cinco de energía eólica y tres de solar. Con estos proyectos se lograría la incorporación de 2.250 MW de capacidad instalada, por encima de la meta de 1.500 MW, establecida por el Gobierno Nacional, con una inversión total esperada de más de 2.000 millones de dólares al 2022.

Ahora bien, en el consolidado de 2019, la economía colombiana en general mostró un mayor dinamismo y un mejor desempeño con respecto a los registros de 2018. Por un lado, las variables externas, a pesar de mostrar una ampliación en el déficit comercial, evidenciaron mayores niveles en términos de exportaciones e Inversión Extranjera Directa (IED). Por su parte, las importaciones se ampliaron explicadas por los bienes de capital, lo cual, a pesar de deteriorar la balanza comercial, demostró un ambiente positivo a nivel industrial durante 2019. Adicionalmente, la moneda colombiana fue una de las que experimentó menor pérdida de valor frente al dólar, en comparación con los pares de la región que vieron cómo sus monedas se depreciaban radicalmente.

De manera similar, las variables reales, encabezadas por el PIB, mostraron fuertes signos de recuperación en 2019. En general, la producción nacional continuó su senda de reactivación y más específicamente, el PIB petrolero llegó a crecimientos no vistos desde 2013. Tanto los índices industriales y manufactureros, como los de confianza, evidenciaron un mejor ambiente industrial, empresarial y de negocios.

Sin embargo, y conectando con el inicio de este mensaje, las perspectivas para 2020 en términos económicos y petroleros no son igual de favorables que lo evidenciado en 2019. La propagación mundial del coronavirus y sus impactos sobre la actividad industrial, en especial en sectores como comercio, turismo, ocio y aerolíneas, entre otros, representan un reto muy importante para la economía global. Lo anterior generó que las expectativas de demanda mundial de crudo se tornen a la baja, lo que impactó negativamente a los precios internacionales del petróleo.

A lo anterior se le sumó la disolución del acuerdo de recortes al suministro de la OPEP+ y las amenazas en el incremento de la oferta por parte de Arabia Saudita y Rusia. Como consecuencia, y con una mayor

preocupación de los mercados frente al coronavirus, su mortalidad en Italia y España, y la rápida propagación en EE.UU. Estos dos choques, de demanda y de oferta llevaron a que viera en este primer trimestre del 2020 una súbita caída en los precios, que ubicó al Brent en un mínimo de dos décadas, cerca de los 22 USD/BL.

Este choque doble, de oferta y demanda, afectará sin lugar a duda al sector petrolero y a la economía colombiana en 2020. Bajo la coyuntura actual, esperamos que los planes de inversión de las compañías E&P se vean recortados y que la actividad del sector en toda su cadena de valor, representada en adquisición sísmica, pozos exploratorios, taladros activos, generación de empleos y producción de petróleo y gas, se vea fuertemente afectada. Esto, incluso con las lecciones aprendidas luego de la crisis de 2014, lecciones que permitieron que la industria petrolera sea actualmente más resiliente ante las volatilidades de los precios internacionales y así, afrontar con mayor eficiencia la coyuntura actual.

La economía colombiana se verá impactada dado que la actividad petrolera representa una fuente importante en términos de ingresos fiscales vía renta y dividendos de Ecopetrol, así como regalías, y oportunidades en las regiones productoras, sumado a los flujos de divisas a partir de las exportaciones y la inversión extranjera directa, lo que le brinda estabilidad macroeconómica y fiscal al país.

En este sentido, adicionando el efecto económico negativo del aislamiento preventivo nacional y los bajos niveles de precios del crudo, el crecimiento económico y todos los indicadores de desempeño nacional se verán impactados. Por esta razón, toma mayor importancia el manejo y las medidas gubernamentales que se generen para sobrellevar la situación adversa. Apoyaremos al Gobierno Nacional en las medidas que busquen salvar la mayor cantidad de vidas, y

que, a su vez, busquen que la economía, y todos los millones de familias colombianas, no se vean fuertemente afectadas.

Recalcamos la importancia de mantener e intensificar las medidas para reactivar y fortalecer el sector petrolero colombiano, para que resista los choques externos negativos actuales, continúe aportando al autoabastecimiento energético, al crecimiento económico, las cuentas fiscales y externas, las oportunidades en la región y el desarrollo territorial sostenible. Esto solo se logra trabajando juntos, Gobierno, Industria y Territorio. Sin embargo, es fundamental que este fortalecimiento se lleve a cabo conjuntamente con un proceso de diversificación de la matriz productiva nacional.

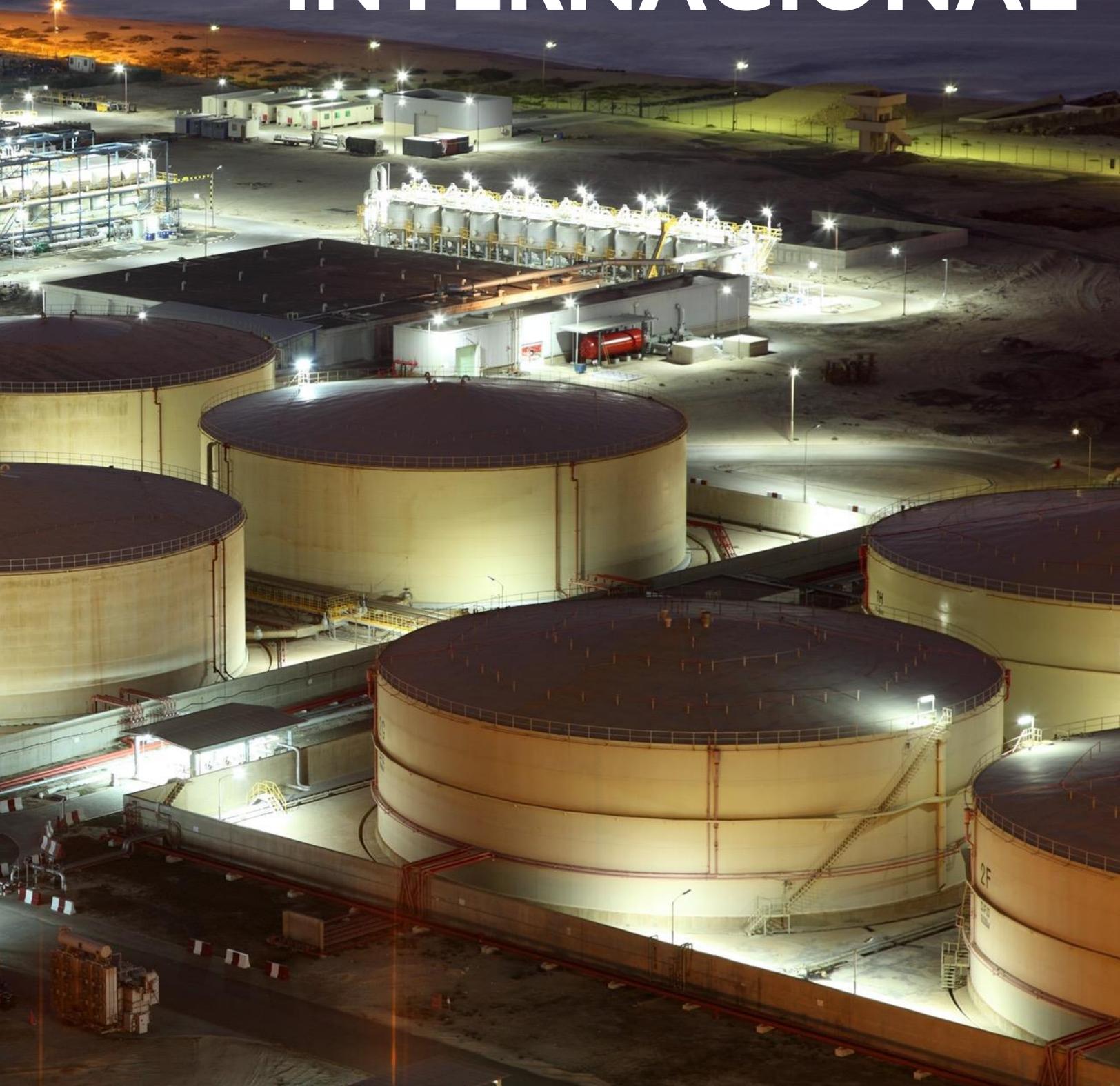
Sin duda, pasar de pensar en la reactivación de la cadena de valor de la industria del petróleo y gas a la situación que vivimos actualmente es un golpe fuerte, pues nadie, ni en sus mejores y más acertadas predicciones, podría atreverse siquiera a pensar en lo que está viviendo el mundo actualmente. Sin embargo, nuestro sector ya ha pasado por crisis anteriores, como la de 2008-2009 y la

de 2014, de donde han salido experiencias, mejores prácticas y aprendizajes técnicos, operacionales y humanos. Somos un sector fuerte, bastión de la sostenibilidad macroeconómica y motor del desarrollo económico del país. De esta coyuntura saldremos más que fortalecidos.



Germán Espinosa -Presidente Ejecutivo

I. CONTEXTO INTERNACIONAL



CAPÍTULO I: CONTEXTO INTERNACIONAL

I. PANORAMA ACTUAL ES DE SOBREOFERTA

La relación geopolítica por el control del mercado del petróleo ha llevado al inicio de una guerra de precios, guerra que se suma al efecto demanda de un choque exógeno y totalmente imprevisto, la aparición del coronavirus en China y su propagación por todo el planeta. Es así como tres grandes jugadores están hoy sentados en la mesa, decidiendo el futuro de los precios del crudo: Estados Unidos como mayor productor de crudo, Arabia Saudita, como principal jugador de la OPEP, y Rusia como principal productor europeo y con un rol central en la OPEP+. Hasta inicios de marzo, esta “alianza” entre rusos y saudíes era el único instrumento que le ponía un piso al precio del barril. Sin embargo, esta alianza está quebrantada y poco a poco rusos y saudíes se van alejando de retomar el acuerdo, mientras Estados Unidos empieza a acercarse a Rusia para estabilizar el mercado energético.

Ante la caída de precios iniciada a mediados de marzo, provocada inicialmente por la respuesta de los mercados al coronavirus, y que inició el desplome de la cotización del petróleo, la OPEP+ se reunió en Viena, Austria, con el objetivo de evaluar un recorte de producción y así evitar una caída pronunciada en su cotización. Sin embargo, ante el fallido acuerdo entre Arabia Saudita y Rusia para recortar la producción mundial en 1,5 millones de barriles diarios, el precio tuvo una caída de 24% en la jornada siguiente.

Lo anterior se explica, en un buen porcentaje, porque la producción de petróleo saudí es administrada por el estado y puede resistir más tiempo los precios bajos, mientras que en Rusia hay poderosos intereses privados

en el sector petrolero, por lo que le es más fácil a Arabia Saudita coordinar las reducciones que a Rusia. A mediados del año pasado la Agencia Internacional de Energía aseguraba que el crecimiento de la oferta había llevado a que en 2020 hubiera 900 mil barriles “sobrando en el mercado”, causados por la revolución del shale en EE.UU., principalmente. Con la coyuntura de impacto a la demanda del coronavirus, los últimos cálculos son de que al mercado le sobran aproximadamente 20 millones de barriles al día.

Un excedente de este tamaño genera, además, una preocupación por el almacenamiento del petróleo, pues se estima que a finales del segundo trimestre del año no haya espacio para almacenar la gran cantidad de crudo que sobra en el mercado. Este hecho jalaría los precios aún más a la baja, alcanzando niveles hasta de 10 USD/BL, lo cual obligaría a miles de productores a cerrar campos, vender petróleo a precios negativos y hasta cerrar sus empresas por las significativas pérdidas que ya acumulan. Analistas de Citigroup han analizado la capacidad de almacenamiento de la industria, y señalan que aún habría espacio para almacenar unos 1.300 a 1.600 millones de barriles, pero con el incremento acelerado de producción se sobrepasaría esta capacidad en apenas un par de meses.



Fuente: EIA

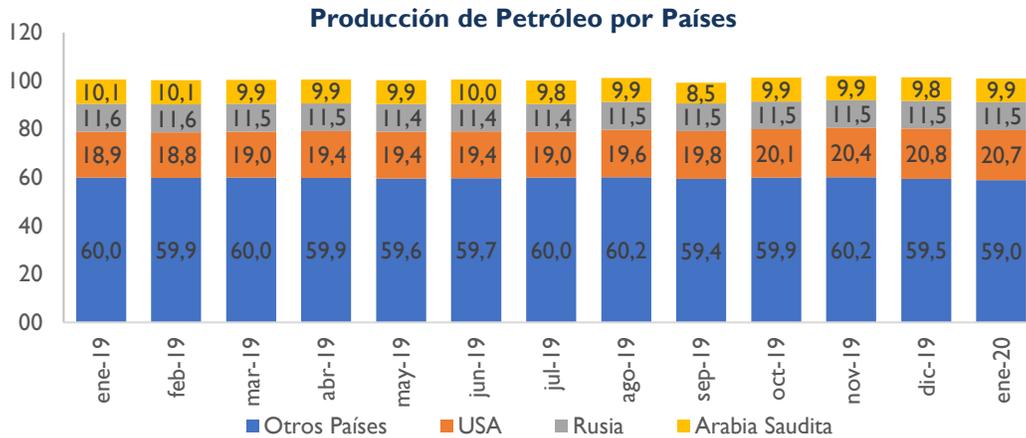
La alta sobreoferta de petróleo ha hundido los precios a niveles no observados desde hace dos décadas, y ha generado una crisis en el sector mucho más grave que la observada en 2014, y cuyo efecto ya no se sabe si será transitorio o se mantendrá, incluso después de superada la pandemia. Sin embargo, incluso ante este escenario, rusos, saudíes y estadounidenses, los tres principales productores de petróleo en el mundo mantienen una lucha por controlar el precio del crudo. Ante el anuncio del inicio de la guerra comercial entre Arabia Saudita y Rusia con el abrupto recorte de precios por parte de los saudíes y el fin del acuerdo a partir de abril, junto con el traslado de la liquidez global al dólar y la desaceleración en el tráfico en los estrechos de Ormuz y Bering, los mercados se han llenado de incertidumbre, lo que se traduce en una alta volatilidad.

Arabia Saudita, líder de la OPEP, requiere estabilizar los precios al alza en la medida en que su presupuesto fiscal se lo exige y su compañía estatal es pública y cotiza en bolsa, donde sus accionistas le pedirán utilidades. Este país posee la mayor empresa operadora de petróleo del mundo, la estatal Saudi Aramco, la cual, luego de haber cerrado un trato comercial de abastecimiento con China en noviembre de 2019 y de anunciar sus planes de poner en marcha el desarrollo de Yacimientos No Convencionales en los próximos años, proyectaba para 2020 una cifra récord de \$75 billones de USD en utilidades.

Pese a que el país árabe es el miembro de la OPEP+ que mayores recortes de producción ha realizado por

encima de los acuerdos (de acuerdo con Rystad Energy, ha disminuido un promedio de 897 KBOPD entre enero y febrero de 2020, cuando la meta de recorte era de 489 KBOPD), junto con el hecho de que es el país con menor costo de producción de petróleo, mantener precios estables es fundamental para cumplir con los objetivos de gobierno. Sin embargo, el sábado siete de marzo el país anunció descuentos masivos a sus precios oficiales de crudo con venta en abril. Así mismo, el presidente de Saudi Aramco, Amin Nasser, sostuvo que en abril aumentarían su suministro a 12,3 millones de barriles diarios. Actualmente la producción es de 9,7 millones, pero el país cuenta con la capacidad de producir hasta 12,5 millones diarios, por lo que pondría casi a tope su capacidad instalada.

¿Qué busca Arabia Saudita con esta estrategia que aparentemente le trae más pérdidas que ganancias? La respuesta es sencilla, ganarle una importante cuota del mercado a Rusia, quitarle gran parte del poder que ha adquirido por ser el mayor exportador de petróleo en el mundo, y generar tal presión a los productores rusos que se vean obligados a volver a la OPEP+ y aceptar los recortes que el cartel proponga.



Fuente: BP Statistics

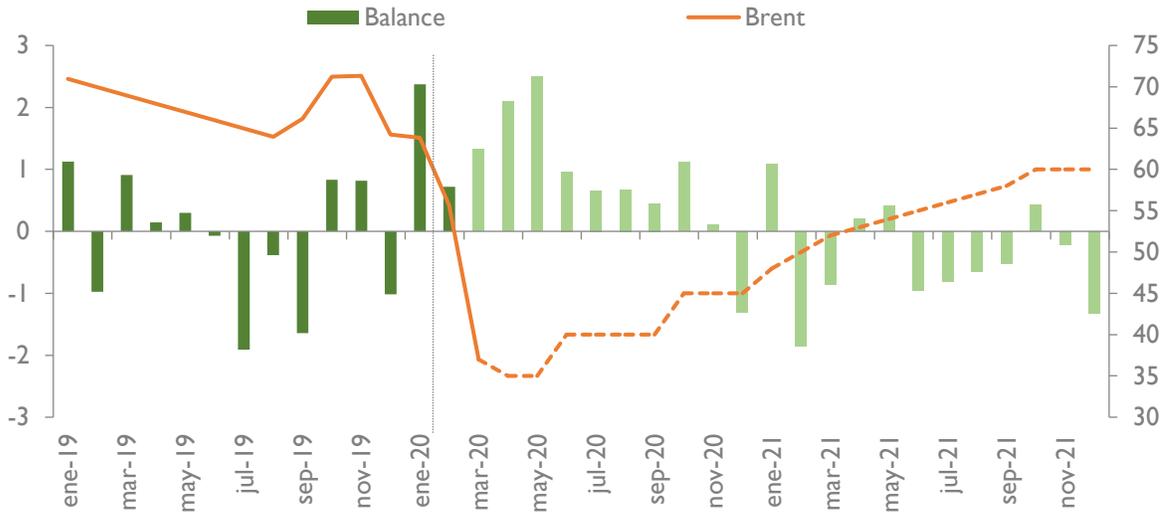
Mientras tanto, Rusia enfrenta una coyuntura económica y política interna bastante compleja. Vladimir Putin debe diseñar una estrategia de aumento de ingresos petroleros en un contexto de bajo crecimiento económico y creciente protesta social. Por lo tanto, las opciones que maneja el Kremlin están enfocadas en una expansión económica sustentada en la actividad petrolera. Sin embargo, el país no puede soportar precios cercanos a los 20 USD/BL de referencia Brent, y para lograr sus objetivos fiscales requiere de precios aún más altos.

Así mismo, Rusia se encuentra en un choque directo con EE.UU. en el escenario de la geopolítica petrolera, por lo que sus cálculos políticos son de hasta qué precio puede caer el crudo, de modo que impacte la producción de EE.UU. (y de paso quiebren muchas de las compañías que producen petróleo en Yacimientos No Convencionales), y que ello tenga el menor costo económico y político en sus intereses de política interior. Uno de sus argumentos para que esta guerra de precios saque del mercado el crudo de EE.UU. es que mientras su producción petrolera tan solo ha crecido un 10% desde 2007, la producción estadounidense lo ha hecho en cerca de un 88%. Lo anterior se enmarca así mismo en una coyuntura geopolítica en la que EE.UU. impuso sanciones a cualquier empresa que colabore con la construcción del gasoducto Nord Stream 2, que conectará a Rusia con Alemania. Esto, porque el gasoducto incrementaría la participación rusa en la oferta de gas dirigida a Europa, reduciendo así el poder de

mercado de EE.UU. Sin embargo, estos dos países han tenido acercamientos recientes, que sugieren una posible alianza en pro del mercado petrolero, y que aleja a Rusia cada vez más de la OPEP+.

Por otro lado, en este escenario, en el que el equilibrio fiscal de Arabia Saudita requiere de un precio del doble que el ruso, se hace relevante analizar sus equilibrios macroeconómicos. El país árabe tiene unas reservas internacionales acumuladas del orden de 500 mil millones de USD, con una relación deuda/PIB de 25% y rendimientos de bonos del gobierno con vencimiento en 2030 de 2,38%. Esto, sumado a la baja en las tasas de interés en los mercados internacionales, le permite mayor margen de maniobra para endeudarse, aunque compromete su déficit fiscal y los proyectos de diversificación de la economía que ha venido liderando el príncipe saudí. Por su parte, Rusia ha acumulado unas reservas del orden de los 570 mil millones de USD, con una economía en mucho mejor estado para resistir una crisis, respecto al 2014, por lo que su deuda ronda el 15% del PIB y sus rendimientos a 2030 son de 2,95%. Esto implica que al menos, macroeconómicamente ambos países se encuentran con capacidad de sostener el inicio de la guerra de precios.

Balance global del mercado de crudo (MBPD) vs Precio Brent

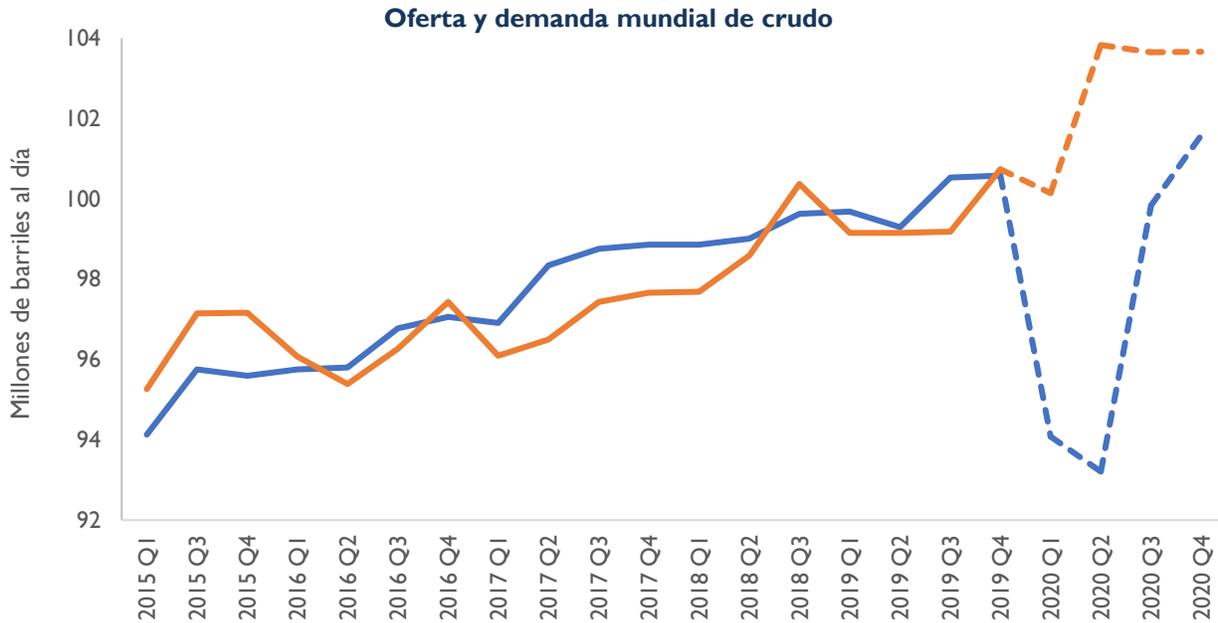


Fuente: EIA

Ahora bien, de acuerdo con las estimaciones de Rystad Energy, a raíz de las declaraciones de Arabia Saudita y Rusia de incrementos en la producción, se espera que la oferta mundial se expanda en cerca de 4 millones de barriles diarios, de 100 millones en el primer trimestre, a 104 millones en el segundo. Para la segunda mitad del año, se espera que la oferta mantenga niveles cercanos a los 104 millones.

Por su parte, en los primeros meses de 2020 la demanda mundial de crudo experimentaría una caída de 6 millones de barriles diarios aproximadamente, desde los 100,5 millones del cuarto trimestre de 2019 hasta 94 millones promedio en el primer trimestre del año. Para el segundo trimestre de 2020, la demanda caería aún

más, para ubicarse cerca a los 93 millones de barriles diarios. La contracción esperada para la primera mitad de 2020 se explica por la contracción económica de China y Europa por causa de la propagación del coronavirus, junto con las medidas de cierre de fronteras y aislamiento obligatorio en búsqueda de frenar los contagios y decesos. Sin embargo, Rystad Energy espera que la demanda se recupere la segunda mitad del año, ubicándose cerca de los 100 millones en el tercer trimestre y cerca de los 102 millones en el cuarto trimestre de 2020.



Fuente: Rystad Energy

En este sentido, durante el primer semestre de 2020, con una demanda a la baja y una oferta creciente, se esperaba un exceso de oferta promedio de 8 millones de barriles diarios, el mayor registro de las últimas décadas. Lo anterior, generaría fuertes presiones a la baja en los precios internacionales del petróleo en la primera mitad del año. Si bien, la demanda se recuperaría para la segunda mitad de 2020, no sería suficiente para compensar la sobreoferta mundial impulsada por Arabia Saudita y Rusia, en efecto, durante el segundo semestre del año se esperaba un exceso de oferta cercano a los 3 millones de barriles.

De acuerdo con estas estimaciones, durante 2020 se observaría un exceso de oferta promedio de 5,5 millones de barriles diarios aproximadamente. Es importante resaltar que, incluso durante la crisis de 2014, el máximo de sobreoferta mundial en el mercado fue de 1,8 millones de barriles, lo que llevó a los precios a un mínimo de 26 USD/BL. Lo anterior nos indica que el choque doble, de oferta y demanda, nos podría ubicar en un escenario de sobreoferta no antes visto, que generaría presiones constantes a la baja en los precios durante todo 2020.

2. EL MERCADO SE ENFRENTA A UNA MUY DÉBIL DEMANDA

A finales de enero el coronavirus comenzó a generar pánico mundial tras conocerse que el número de contagios y víctimas mortales crecía rápidamente en China y comenzaba a propagarse a otros países de la región. Sin embargo, el temor de una posible pandemia y de una propagación en todo el mundo era reducida, de tal manera que la afectación sobre el mercado de crudo no era alta. Se trataba de un efecto coyuntural, cuyo

impacto sobre la demanda de petróleo no sería considerable de controlarse rápidamente el virus y su propagación.

Cuatro semanas después el panorama mundial cambió. El coronavirus es el centro de atención de la economía mundial y las organizaciones internacionales. China, el mayor consumidor global de petróleo, es responsable

de un tercio de la nueva demanda cada año y uno de los principales afectados por el virus. En este escenario, ha impuesto un cerco a sus fronteras, poniendo así una barrera a su comercio internacional. Esto implica que se frenó en un alto porcentaje su tráfico de personas, de bienes, y su producción industrial, puesto que, debido a la cuarentena, sus trabajadores y capacidad industrial no están funcionando a un ritmo normal. Así mismo, este impacto no se hizo esperar en la región, en la medida en que Asia demanda el 50% del nuevo consumo de petróleo cada año. A este país se suman Europa y Estados Unidos, el segundo mayor consumidor de crudo después de China. El viejo continente y la gran economía americana se enfrentan a la amenaza del virus que avanza con fuerza y que crece exponencialmente tanto en número de casos como en número de muertes asociadas.

Estas dos regiones limitarían aún más la demanda del mundo en tanto mantengan políticas de aislamiento para luchar contra el virus.

Por tanto, el mundo enfrenta una difícil situación de salud pública, cuyo impacto pasó de ser únicamente sobre el mercado bursátil a tener efectos sobre la economía real. Hoy se habla de casi un millón de contagiados, de los cuales más de 200.000 han sido curados, más de 50.000 muertes asociadas al virus, y presencia en todo el mundo. Ya no solo el flujo de bienes desde y hacia China se ha limitado, sino que lo ha hecho todo el comercio del mundo, impactando así el consumo de crudo en todo el mundo.

Mapa de seguimiento de la expansión del coronavirus



Fuente: Johns Hopkins CSSE

Inicialmente, se hablaba de un efecto únicamente bursátil sobre los precios, en respuesta del temor del mercado sobre el futuro de la demanda china. Algunos analistas comparaban esta situación con el virus SARS del 2003 de la misma procedencia y cuyo efecto fue poco significativo en la demanda agregada. Sin embargo, dado

que China es el principal consumidor de crudo en el mundo, desde el estallido del virus se temía por el futuro del consumo y los precios de los futuros así lo reflejaron. Con la propagación acelerada hacia el resto de Asia y

Europa, se ha consolidado la caída de la demanda en cifras reales.

En el caso estadounidense, aunque el presidente estadounidense, Donald Trump, anunció en semanas pasadas que compraría 77 millones de barriles de crudo en dos semanas, el número de casos de coronavirus en este país incrementa exponencialmente, obligando a este gobierno a generar incentivos para el sistema de salud y empresas que se ven afectadas por el distanciamiento social en varios estados, lo cual pone en un segundo plano la compra de crudo inicialmente planteada. En el caso de la Unión Europea, la cuarentena obligatoria y el cierre de fronteras, ha reducido el flujo de gran cantidad de bienes y servicios no indispensables a estas economías, y ha limitado el consumo de crudo y de combustibles. El consumo de estos actores sumado al de China, equivale a un 50% de todo el consumo de crudo en el mundo.

Debido a este hecho, las agencias de energía y otras organizaciones han revisado a la baja sus previsiones sobre el futuro de consumo. La AIE señaló que la demanda bajaría hasta 20 millones de barriles al día entre el primer y segundo trimestre del año, mientras la EIA estima que en el primer trimestre la demanda se ubique 0.9 millones de barriles al día por debajo de la registrada en 2019.

Iniciando el año, la OPEP estimaba que la demanda creciera 0.93 millones de barriles al día en 2020, pero dado el alto impacto del coronavirus sobre la economía China y, por ende, sobre demanda de crudo mundial, señaló que la demanda crecerá tan solo 60 KBOPD, 93% menos de lo estimado en enero.

Así mismo, la OCDE revisó considerablemente a la baja su previsión de crecimiento de la economía China, pasando de un pronóstico de 5,9% hecho en diciembre de 2019 a uno de 2,9% la semana pasada. China tradicionalmente es una gran economía que crece a tasas entre 6,5 y 7% desde hace casi 30 años, por lo que una caída en crecimiento de más de tres puntos porcentuales desencadenaría una grave crisis económica no observada hasta el momento. Así mismo, una fuerte caída en el crecimiento chino podría ser negativa para el crecimiento mundial, que ya se anticipa que caiga en 2020 y se teme que a niveles de recesión mundial. Goldman Sachs señaló que esta caída podría ser hasta de un punto porcentual en el crecimiento global.

Por otro lado, en línea con el resultado en inventarios de petróleo, se anticipa una menor demanda por parte de EE.UU., pues cuenta con una mayor disponibilidad de crudo en reservas para consumo y producción, de tal manera que jalona a la baja la demanda de crudo agregada.

El panorama para la demanda es inestable y está sujeto a las expectativas del mercado sobre la evolución del coronavirus y su efecto real sobre el consumo de crudo en el mundo. El mercado estará a la espera de la publicación de cifras de consumo, para evaluar el verdadero impacto del virus y terminar, o postergar, la incertidumbre bursátil que se vive.

3. BALANCE DE PRECIOS: NOS ENFRENTAMOS A UNA NUEVA CAÍDA

Hasta el 6 de marzo, el Mercado del petróleo se movía en un equilibrio inestable, que venía experimentándose desde hace por lo menos 10 meses. Sin embargo, el lunes 9 de marzo, con el shock generado por la falta de acuerdos para el control de la oferta, en la reunión de la OPEP+ y las radicales decisiones individuales anunciadas por algunos de sus miembros, para por el contrario, incrementar su producción, el mercado entró en una turbulencia de magnitudes no vistas desde 1991,

en la Guerra del Golfo, que llevó los precios a niveles de 30 dólares por barril, una caída de más del 24% y a que las bolsas tuvieran el lunes su peor día desde la crisis financiera de 2008. A partir de este momento, las jornadas se han vivido a la baja en casi todos los mercados, el precio ya va en niveles de 20 dólares, y las bolsas del mundo se enfrentan día a día a jornadas a la baja.

Existe una gran incertidumbre sobre qué tan profunda y larga puede ser esta nueva coyuntura.

La situación actual es inusual para la historia del mercado petrolero, puesto que al tiempo se juntan, un choque por una sobreoferta de crudo, por una parte y por la otra, una contracción de la demanda, que afectará a todo el mercado, pero principalmente a los países que no puedan continuar produciendo a los niveles de hoy día, por razones de eficiencia y sostenibilidad operacional y financiera, especialmente en *plays* que conllevan altos costos y que tiene alta sensibilidad a los precios.

A nivel global los impactos sobre el crecimiento económico, el comercio internacional, la actividad petrolera y la dinámica del sector, pueden ser de magnitudes no previstas, dependiendo de la profundidad y la duración de la nueva coyuntura.

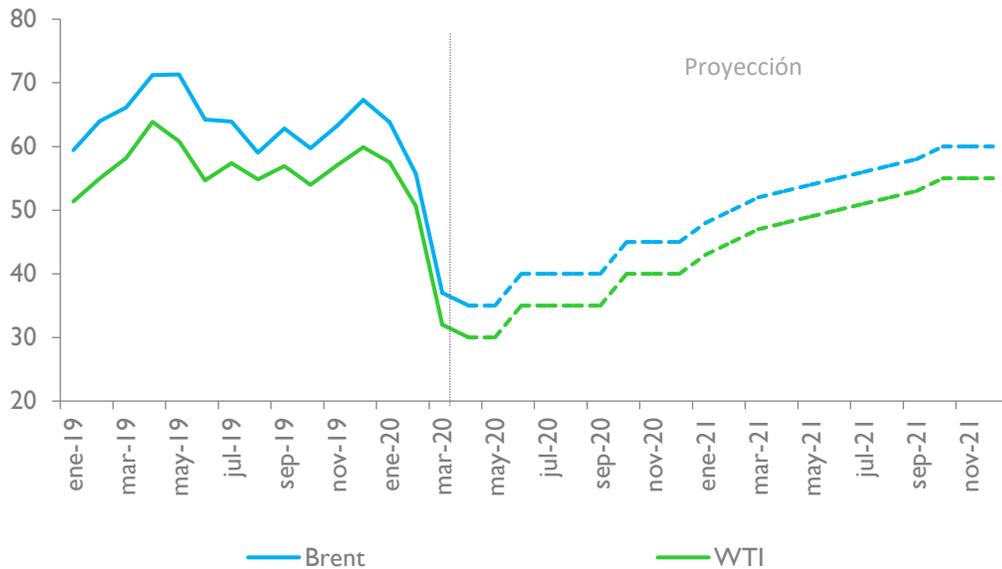
¿Qué ha pasado con los precios?

A lo largo de todo el 2019 se presentó una alta volatilidad en el precio del petróleo, de tal manera que se mantuvo sobre un rango entre 50 y 75 USD/BL para el Brent y entre 45 y 66 USD/BL para el WTI. El Brent cerró el

año en promedio a 64,23 USD/BL, mientras el WTI cerró en 56,95 USD/BL, una caída de 10% y 12,3% respectivamente, frente al promedio anual de 2018, que se ubicó en 71,34 y 64,7 USD/BL. El Brent abrió el 2019 en 54,06 USD/BL y cerró en 69,26 USD/BL, un crecimiento de 34% durante el año. El WTI, por su parte, abrió en 45,15 USD/BL y cerró en 61,14, equivalente a una subida de 35,4%.

Sin embargo, el promedio anual de 2020 se ubica hasta el 27 de marzo en 51,6 USD/BL, 16,7% por debajo del promedio anual de 2019. Cabe resaltar que, con el comienzo de la guerra de precios, el Brent abrió el lunes 9 de marzo en 34,1 USD/BL y el WTI en 30,7 USD/BL, una diferencia de -25% frente al cierre del viernes 6 de marzo, y el mayor desplome en precios desde 1991. Además, el precio ha tocado mínimos no observados desde mayo de 2003, tras la crisis el virus SARS en China, y en el mercado no se veía una coyuntura internacional tan volátil tanto del lado de la demanda como de la oferta.

Cotización Brent y WTI (promedio mensual)



Fuente: EIA

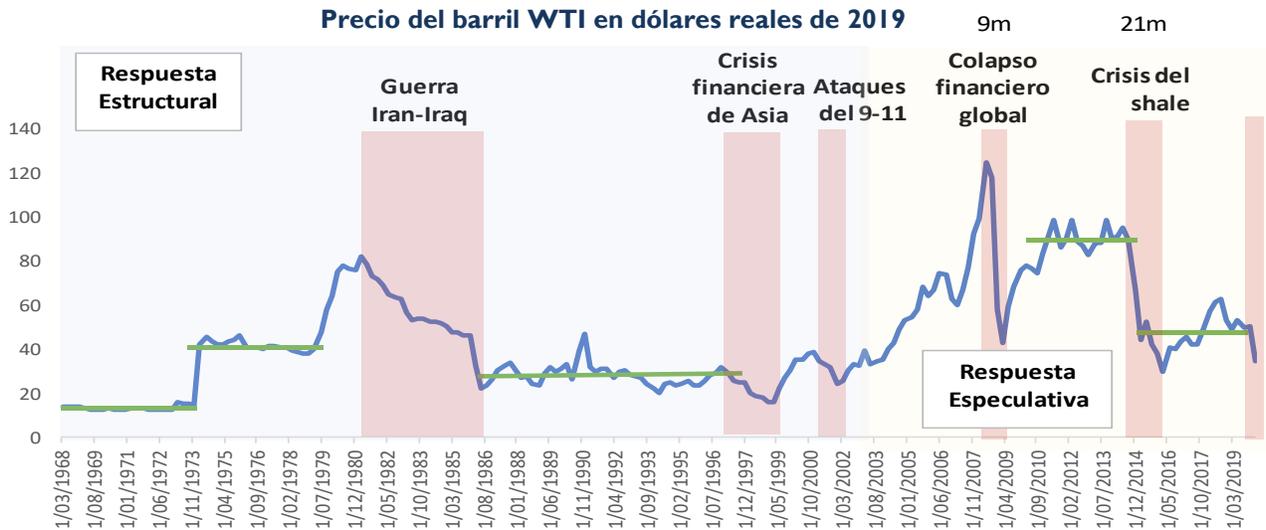
4. PERSPECTIVA Y ANÁLISIS DE LOS CICLOS DE PRECIOS

Sin duda los precios del petróleo se han visto influenciados por eventos geopolíticos y económicos a lo largo de la historia, pero incluso la forma en la que este mercado responde ha ido variando con el tiempo. En este sentido, se pueden diferenciar dos grandes periodos en el precio del barril, de acuerdo con las variables que impactan su comportamiento y la manera en la que estos responden.

Desde la década de los 70 hasta inicios de los 2000, el precio del barril respondía a eventos estructurales que afectaban la demanda o la oferta volumétrica real, tal como conflictos bélicos y recesiones financieras, por lo que, eran variaciones más lentas, pero a su vez, de mayor duración. Las caídas de precios evidenciadas durante la Guerra Irán-Iraq, la crisis financiera de Asia y los ataques del 9-11 son ejemplos de este tipo de comportamientos, en los cuales el precio disminuía en la medida que la oferta y demanda real lo hacían.

Sin embargo, en las últimas dos décadas, el petróleo obtuvo un papel mucho mayor en la estrategia global, siendo también susceptible a volatilidades por incertidumbres en la oferta y la demanda futura, dando cada vez más relevancia al papel de la especulación en el mercado. Por lo anterior, durante la esta segunda etapa, respondió a los choques financieros y a las proyecciones de los analistas, dando como resultado, caídas más elevadas, pero de menor duración.

Una muestra de este tipo de comportamiento fueron las crisis de 2008 como respuesta al colapso financiero en las bolsas estadounidenses, y en 2014 durante la llamada crisis de los shales, en las cuales no se llegó a materializar mayores variaciones en la oferta y demanda, pero el mercado respondió a los pronósticos de esta.



Fuente: EIA

En este sentido, la situación actual llevada de la mano por dos grandes eventos coyunturales: la propagación del COVID-19 y la guerra de precios entre Rusia y Arabia Saudita, posee elementos fundamentalmente especulativos, debido a que en términos reales aún no ha existido una gran variación en la oferta y la demanda de

crudos. Por lo anterior, es posible que la crisis se supere en el corto a mediano plazo, dependiendo de las decisiones que se tomen en los próximos días por parte de los grandes actores del mercado.

2. INDUSTRIA PETROLERA



CAPÍTULO 2: INDUSTRIA PETROLERA

I. 31 NUEVOS BLOQUES EXPLORATORIOS ADJUDICADOS DURANTE 2019: SE CONSOLIDA LA REACTIVACIÓN DEL SECTOR

Como resultado de la estrategia del Gobierno Nacional (en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos) para reactivar el sector petrolero y al tiempo garantizar la autosuficiencia energética del país, fueron firmados, durante 2019, un total de 31 nuevos contratos de Exploración y Producción (E&P). Los anteriores iniciarían su actividad durante el 2020.

Este hecho es particularmente importante debido a que desde 2015 no se firmaba ningún nuevo contrato de este tipo en Colombia, y en el escenario actual, con el fantasma del desabastecimiento, se hace primordial incentivar la exploración de todos los recursos disponibles.

Para poder lograr estos resultados, el Gobierno se basó en dos grandes estrategias: Por un lado, se aprobaron ajustes sobre el modelo de contrato (minuta) de exploración y producción de hidrocarburos *offshore*. Los ajustes tuvieron que ver con la flexibilización de la estructuración del número de fases de los Programas Exploratorios Mínimos (PEM), permitiendo, de esta manera, la conversión de contratos de Evaluación Técnica (TEA) a contratos de E&P.

Por otra parte, se puso en marcha el primer ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), un nuevo proceso competitivo para la asignación de bloques, en el que se ofrecieron 20 áreas, de las cuales, fueron 19 bloques continentales y uno costa afuera. De los anteriores, se firmaron once nuevos contratos (diez continentales y uno offshore), con inversiones estimadas

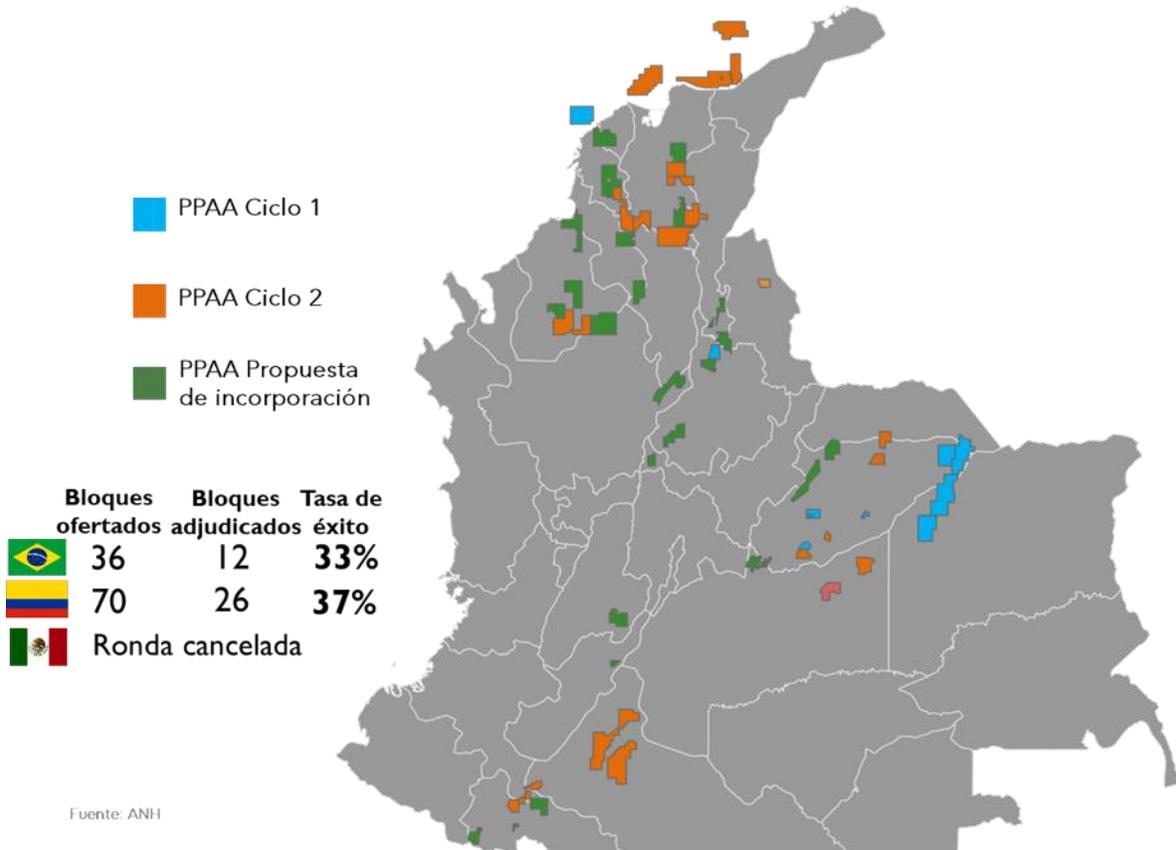
de más de US\$ 280 millones y 2.664 millones de barriles de petróleo *in situ*.

En vista del éxito conseguido con este proceso, se inició con el segundo ciclo del PPAA, a finales de 2019, en el que se ofrecieron 23 nuevas áreas por iniciativa de la ANH, además de 27 áreas agregadas por solicitud de compañías de E&P y nueve bloques ofrecidos por iniciativa de la ANH que quedaron disponibles en el primer ciclo, por lo que, para este segundo proceso, se ofrecieron un total de 59 áreas, equivalentes a 39.548 km².

Como resultado, se adjudicaron un total de 15 bloques durante el segundo ciclo, lo cual permitió una tasa de éxito global del 37%. Esta cifra se encuentra por encima de la media mundial de estos procedimientos, cercana al 30%, y garantiza así inversiones por encima de los 500 millones de USD para las últimas áreas entregadas y más de 2.700 millones de USD en todos los contratos firmados durante 2019.

Desde Campetrol vemos con buenos ojos los esfuerzos llevados a cabo por el Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la ANH. Esperamos que el proceso se exitoso y que en el 2020 se inicie la materialización de los contratos producto del PPAA con el objetivo de darle mucha mayor fuerza al proceso de reactivación del sector petrolero en Colombia.

BALANCE PETROLERO



Fuente: ACP

2. PUBLICACIÓN DEL DECRETO QUE FIJA LOS LINEAMIENTOS PARA ADELANTAR LOS PPII: GRANDES PASOS PARA LA AUTOSUFICIENCIA DEL PAÍS

Etapas para la realización de los PPII



Fuente: Campetrol con información del Ministerio de Minas y Energía

El pasado tres de marzo de 2019 fue publicado, por parte del Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, la versión final del decreto que pretende dar los lineamientos para la realización de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales, de conformidad con las recomendaciones realizadas por la Comisión Interdisciplinaria Independiente y la aclaración que realizó el Consejo de Estado mediante el Auto del 17 de septiembre de 2019.

En el decreto 328 del 28 de febrero de 2020 se definen los PPII como procesos experimentales científicos y técnicos, de carácter temporal, que buscan recopilar información social, ambiental, técnica y operacional de los Yacimientos No Convencionales que requieran el uso de la tecnología de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH) para su extracción. Adicionalmente, buscan generar conocimiento para el fortalecimiento institucional, promover la participación ciudadana en estos procesos y evaluar los efectos de la técnica del FH-PH, según las condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control que se establezcan.

El documento establece diferencias entre la operación de fracturamiento hidráulico empleado en yacimientos no convencionales como las lutitas y carbonatos apretados, y el utilizado en otros yacimientos como el Gas Asociado a Mantos de Carbón (CBM por sus siglas en inglés) y las arenas bituminosas, excluyendo a estos últimos del alcance de los PPII.

Es importante aclarar que el Ministerio de Minas y Energía establecerá posteriormente las zonas geográficas en las cuales se podrán llevar a cabo los PPII, además de los requisitos técnicos que se deberán cumplir para el desarrollo de los mismos, atendiendo a las normas internacionales dispuestas para estas operaciones. Paralelamente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos determinará los mecanismos contractuales, o las debidas modificaciones a los mecanismos existentes, para el desarrollo de los proyectos.

En concordancia con lo anterior, los PPII estarán sujetos a la expedición de una licencia ambiental correspondiente, para lo cual, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expedirá los términos de referencia, mientras que la Autoridad Nacional de

Licencias Ambientales (ANLA) evaluará las solicitudes de estas licencias y pronunciará su otorgamiento o declinación en los plazos establecidos por la normatividad vigente.

El Gobierno Nacional fijó tres etapas para el desarrollo de los PPII con duraciones y objetivos definidos, estas son: Etapa de Condiciones Previas, Etapa Concomitante y Etapa de Evaluación. La primera de estas etapas iniciará con la expedición final del documento y durará hasta el otorgamiento de la licencia ambiental del proyecto, y tendrá por objeto recopilar información acerca de las condiciones iniciales ambientales, sociales, económicas y de salud previa intervención con los PPII.

La información obtenida constituirá las Líneas Base de cada proyecto, y se clasificarán en Líneas Base Generales (ambiental, salud, sismicidad y social), que serán levantadas por entidades del Gobierno y se publicarán en el Centro de Transparencia cuando el primer proyecto obtenga la licencia ambiental. Adicionalmente se encuentran las Líneas Base Locales que estarán a cargo de los Contratistas de los PPII, de conformidad con los términos de referencia generales por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En la Etapa Concomitante se desarrollarán las actividades de perforación, completamiento, y dimensionamiento del yacimiento y, simultáneamente, se revisarán, gestionarán y monitorearán los aspectos técnicos, ambientales, de salud, sociales e institucionales, además de preparar la información recolectada para la siguiente etapa.

Finalmente, en la Etapa de Evaluación se valorará la información generada y las necesidades de fortalecimiento institucional que resulten durante la ejecución de los PPII, y los resultados propios del proyecto, con el fin de determinar la viabilidad de la exploración comercial de los YNC y de la aplicación de la técnica del FH-PH.

La evaluación durante la última etapa será llevada a cabo por un Comité Evaluador

conformado por representantes del Gobierno Nacional, la academia y otras organizaciones. Además, podrán invitar con voz, pero sin voto, a los expertos que hayan participado en la Comisión Interdisciplinaria Independiente.

Una gran parte del documento se centra en las Mesas Territoriales de Diálogo y Seguimiento, cuyo objetivo será el constante seguimiento y monitoreo a la ejecución de los PPII, y estarán conformadas por actores sociales e institucionales que viven y desarrollan actividades en el

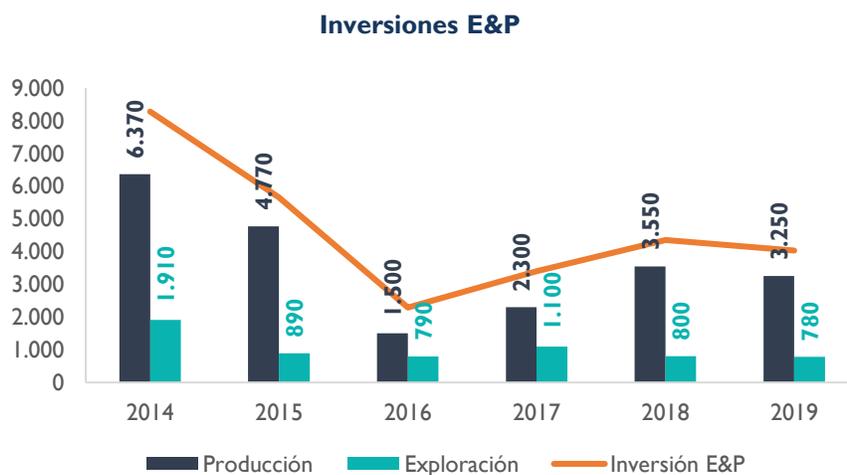
área de influencia, iniciando su funcionamiento desde la Etapa de Condiciones Previas.

Este documento es sin duda un gran paso para la autosuficiencia energética del país, y muestra la disposición del Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía en el correcto desarrollo de los PPII y la obtención de información confiable y transparente, que nos permitirá comprobar y definir distintos aspectos técnicos, sociales y ambientales, y de esta manera construir un modelo sostenible.

3. MENORES INVERSIONES E&P ANUALES PERCIBIDAS EN 2019 Y PRONÓSTICO POSITIVO PARA 2020

A inicios de 2020 la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) publicó su informe anual “Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) en Colombia 2019 y perspectivas 2020”. En este documento, mediante una encuesta a las empresas E&P

operando en Colombia, se lleva a cabo una estimación del total de inversiones de estas compañías en 2019 destinadas a la exploración y producción de hidrocarburos en el país, así como de las perspectivas para 2020.



Fuente: ACP

De acuerdo con la ACP, en 2019 la inversión total en E&P se ubicó en 4.030 millones de dólares (MUSD), lo que representa una disminución del 7% frente al registro de 2018 (4.350 MUSD). La caída se explicaría principalmente por la inversión no ejecutada en producción. Esta contracción se evidencia tras una tendencia al alza de dos años, luego de que en 2016 se llegara al mínimo de cotización en el precio del crudo. Es importante resaltar que el dato de 2019 representa un

82% del estimado en el anterior informe, lo cual indica un porcentaje de ejecución considerablemente alto.

Ahora bien, la inversión destinada a exploración se ubicó en los 780 MUSD en 2019 (inferior en 2,5% al registro de 2018, de 800 MUSD), con una ejecución del 75% del presupuestado a inicios de 2019. Por su parte, la inversión en producción fue de 3.250 MUSD

(una caída de 8% con respecto a 2018 3.550 MUSD), con una ejecución del 83%. Cabe mencionar que la inversión en producción permitió que en 2019 se compensara la declinación natural de los campos e incluso, generó un incremento anual en la producción, de 3% en crudo con 886 KBOPD y de 9% en gas con 1.066 MPCD.

Frente al clima de inversión para la industria, la encuesta de la ACP indica que las empresas de E&P son optimistas frente a las oportunidades de negocio que les ofrece la geología colombiana, sin embargo, los aspectos ambientales, sociales, de seguridad, infraestructura, fiscales y contractuales, representan grandes dificultades para atraer nuevas inversiones hacia el país. Lo anterior adquiere mayor importancia al considerar que en 2019 la inversión mundial en E&P incrementó cerca de un 4%, comportamiento contrario al evidenciado en el país.

En este sentido, es necesario solucionar estos obstáculos que impiden la reactivación en toda la cadena de valor del sector de hidrocarburos en Colombia, y bajo los cuales debemos trabajar unidos Gobierno, Industria y Territorio. De esta manera, se elevarían drásticamente los aportes a las regiones, velando por el desarrollo productivo y el fortalecimiento comunitario e institucional. Así mismo, la industria impulsaría el fortalecimiento a los proveedores locales y del mercado laboral regional, brindando mayor riqueza y estabilidad en los departamentos productores y al país.

PERSPECTIVAS DE INVERSIÓN Y ACTIVIDAD E&P PARA EL 2020



Fuente: ACP, elaboración Campetrol

4. ACTIVIDAD DE TALADROS. 2019 MARCÓ UN PERIODO ESTABLE Y DE RECUPERACIÓN EN LA ACTIVIDAD DE TALADROS EN COLOMBIA.

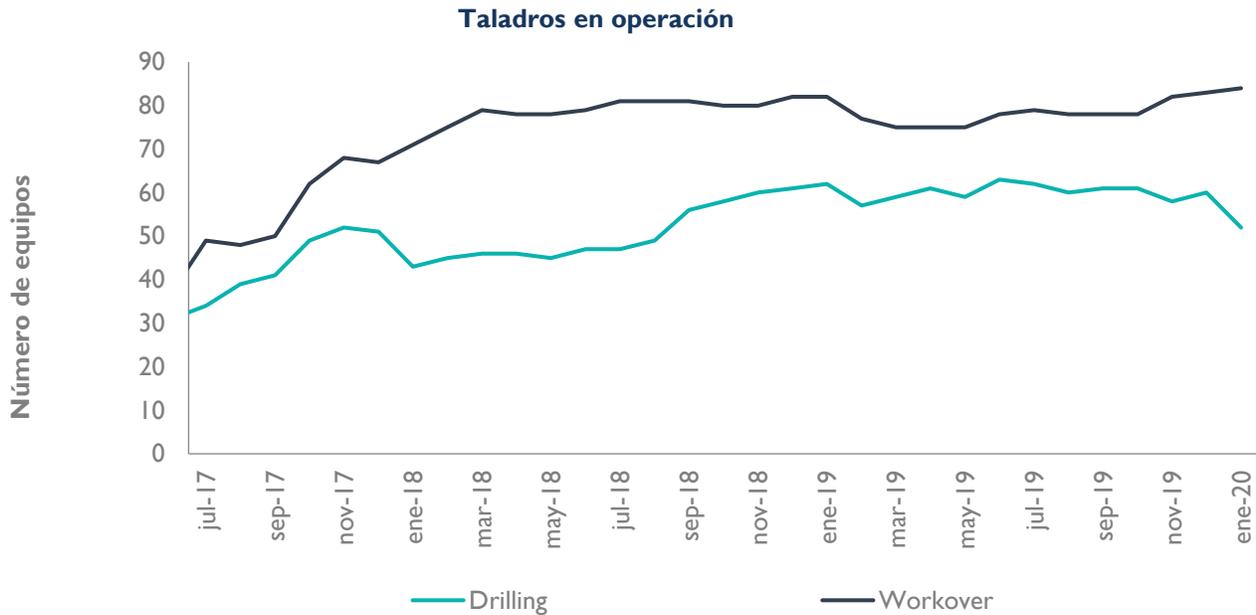
Con el dato de diciembre, en el año 2019 Colombia registró un promedio anual de 139 taladros en operación, drilling y workover, un incremento de 7% (10 equipos) frente al promedio de 2018. Con esta cifra, se completan tres años de crecimiento en la actividad de taladros, luego de que en 2016 se alcanzara el mínimo de 30 equipos promedio anual.

Es importante resaltar que la actividad de taladros está altamente correlacionada con los precios internacionales del crudo, y si bien en 2019 el Brent experimentó una contracción del 10%, las medidas gubernamentales, en pro de la reactivación de la industria, permitieron que se rompiera parte de esta correlación y así se evidenciara una expansión promedio anual en los taladros.

Ahora bien, en 2019 se observó un stock promedio de taladros drilling de 133 equipos, 11 por debajo del registro promedio de 2018. Sin embargo, el promedio de taladros drilling contratados incrementó en ocho equipos. Lo anterior indica que, si bien para 2019 hubo un menor número de taladros drilling en el país, el

porcentaje de contratación incrementó considerablemente. Adicionalmente, se alcanzó un promedio de 60 taladros de drilling activos en el año, una expansión del 20% (10 equipos) frente al promedio de 2018. Lo anterior podría predecir un comportamiento al alza de la producción de crudo en el país para 2020.

Con respecto a los taladros de workover, en 2019 se observó un stock promedio de 114 equipos, cuatro por debajo del registro promedio de 2018. Sin embargo, el promedio de taladros de workover contratados incrementó en dos equipos. Ahora bien, para 2019 se alcanzó un promedio de 78 taladros de workover activos en el año, una ligera contracción de un equipo frente al promedio de 2018. Todo lo anterior indica una tendencia estable en la actividad del mercado de workover.



Fuente: Campetrol



Fuente: Campetrol

En el informe de enero de 2020, por primera vez realizamos la categorización para los equipos activos de drilling entre: en espera, en movilización y en operación. Es importante tener en cuenta que, por las condiciones contractuales del negocio, durante los últimos ocho años se ha observado una disminución histórica promedio de 14 equipos en los primeros tres meses de cada año. En este sentido, el componente estacional de los primeros meses del año sumado a la coyuntura de precios bajos, generaron una disminución de 14 equipos en los dos primeros meses de 2020, al pasar de 143 taladros activos en diciembre de 2019, a 129 en febrero de 2020.

De acuerdo con el modelo de vectores autorregresivos (VAR) de Campetrol, pronosticamos que en 2020 se tendría un promedio de 122 taladros activos, una reducción con respecto a 2019, año en el cual se registró un promedio de actividad de 137 equipos. Esperamos que al 31 de diciembre de 2020 se registre un cierre de 123 taladros activos, drilling y workover. Es importante resaltar que los bajos precios internacionales del crudo impactan inmediatamente las operaciones del sector, siendo el indicador de actividad de taladros, uno de los primeros en verse afectados.

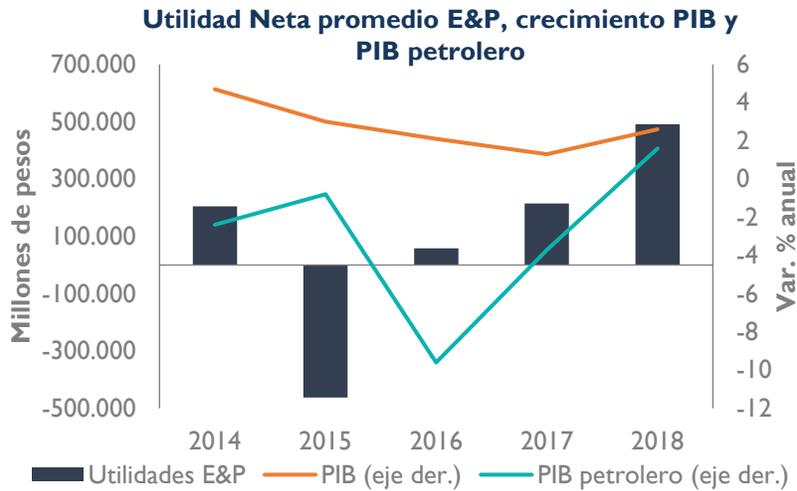
5. MIL EMPRESAS MÁS GRANDES DE COLOMBIA, 2018 ANÁLISIS DE LAS EMPRESAS DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS

Después de la caída de los precios y el repunte que han tenido los mismos, el mercado se encuentra ante un nuevo normal, más estable y muy superior a los promedios de precios de 2016 y 2017. Se puede decir que la industria ha salido de la crisis de precios. En línea con esto, el desempeño de las empresas de E&P mejoró en el último trienio registrando grandes ganancias en 2018, mientras los resultados de utilidades de las empresas de B&S no han logrado consolidar una recuperación y en varios casos siguen generando pérdidas anuales.

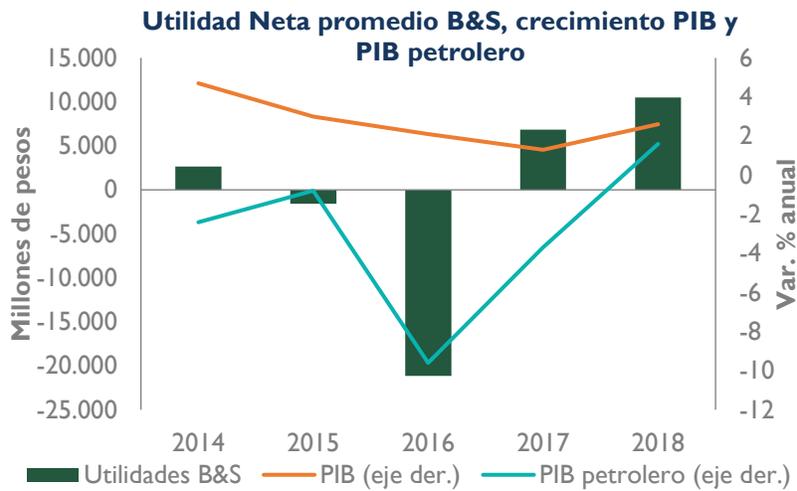
La diferencia en los resultados de ambos grupos de empresas se explica en buena parte por la

reestructuración de costos y contratos de las empresas de E&P, con lo cual se busca minimizar los costos y aumentar la eficiencia financiera de estas empresas, con efectos directos negativos sobre las finanzas de las empresas de B&S. Aunque esta estrategia permitió un fortalecimiento de la industria como un todo, para afrontar precios del petróleo más bajos, también ha impedido que las empresas de B&S generen utilidades razonables, con lo que se ha afectado fuertemente la sostenibilidad de estas compañías.

BALANCE PETROLERO



Fuente: Supersociedades, cálculos Campetrol



Fuente: Supersociedades, cálculos Campetrol

Evidencia de esto es que para 2018, año que marcó el máximo repunte del nivel promedio de precios en los últimos 4 años, las empresas de E&P consolidaron su recuperación al generar nuevamente grandes utilidades, mientras que las empresas de B&S no han logrado regresar al mismo ritmo de ganancias antes de la crisis, al generar utilidades negativas o casi nulas.

En conclusión, mientras las condiciones agregadas del mercado han venido evolucionando de manera favorable en el último trienio, los resultados de utilidades de las empresas de B&S que ya venían siendo negativos en 2016, se deterioraron notablemente en 2017, no lograron recuperarse en 2018 y siguen con un panorama

incierto para 2019, a pesar de que los precios se mantienen entre los 60 y 70 dólares por barril.

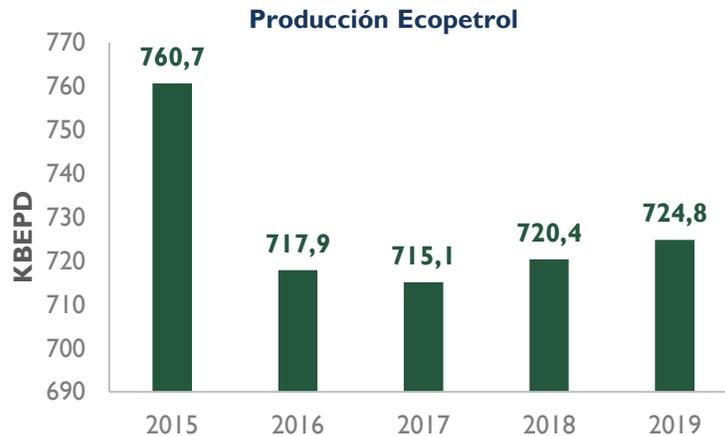
Finalmente, con la actual recuperación del sector y la reactivación de la industria en toda su cadena de valor, esperamos que se lleve a cabo un rebalanceo de las relaciones y condiciones contractuales entre las compañías de E&P y las de B&S, con el fin de generar unas mejores condiciones a largo plazo de estas últimas, en especial al considerar que, la sostenibilidad del sector de hidrocarburos pasa por la sostenibilidad de la oferta de B&S.

6. ECOPETROL PRESENTA RESULTADOS POSITIVOS AL CIERRE DEL 2019

El pasado 25 de febrero Ecopetrol entregó el balance de resultados de actividad durante 2019. Se destaca el crecimiento de la compañía en todos los aspectos durante tal año, desde ingresos por utilidades, balance de reservas refinación, producción y exploración, hasta las nuevas estrategias en pro de la descarbonización y el incremento de la capacidad instalada de energías renovables no convencionales.

De esta manera, el Grupo Ecopetrol y sus socios, completaron la perforación de 20 pozos exploratorios, superando la meta de 12 pozos para el año y con una tasa de éxito de 40%, para obtener 8 pozos exitosos. Siguiendo la estrategia de Near Field Exploration, se destaca la suma de más de un millón de barriles acumulados que se agregaron a la producción del Grupo.

Así mismo, dando cumplimiento a las metas del plan 2019-2021, la producción promedio de ECP en 2019 fue de 725 mil barriles de petróleo equivalente al día, pese a interrupciones operacionales y dificultades de orden público que se presentaron en el año. Este resultado está 0,6% por encima del promedio en producción de 2018, de 720 mil barriles de petróleo equivalente al día. Se destaca en este aspecto la producción de gas, y la entrada en operación en octubre de la Planta de GLP del campo Cupiagua que producirá entre 7.000 y 8.000 barriles por día.



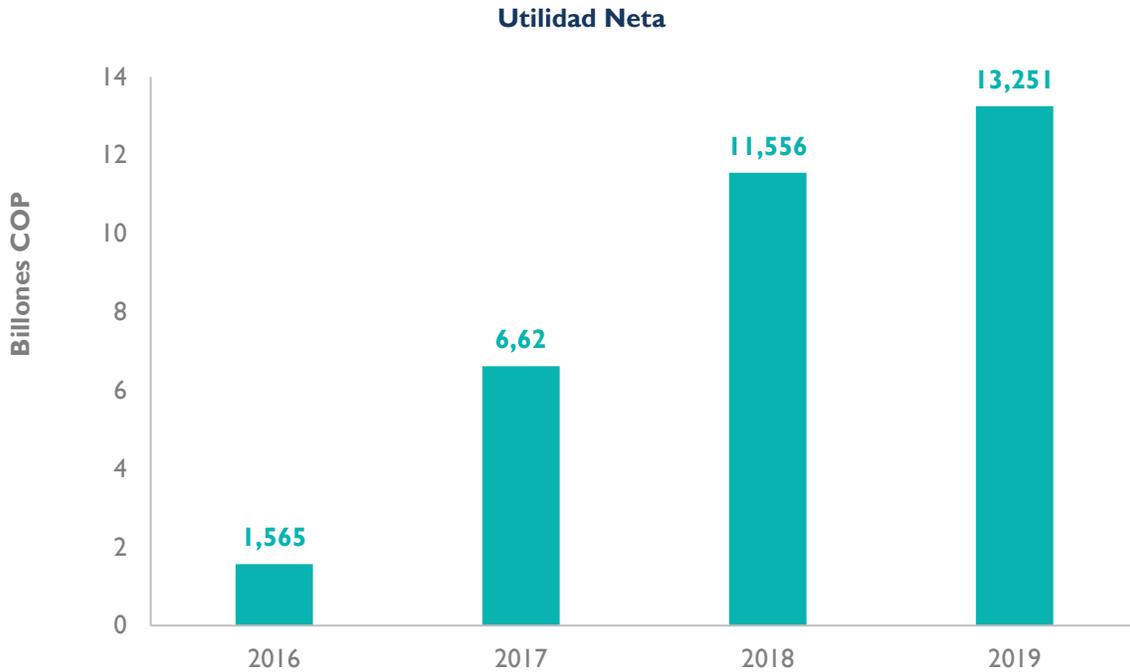
Fuente: Ecopetrol

La actividad de refinación registró un nuevo máximo histórico con una carga conjunta entre la refinería de Cartagena y la de Barrancabermeja de 374 mil barriles de petróleo al día en 2019, a pesar de los cierres programados por mantenimiento en ambas refinерías que se presentaron en el año.

En cuanto a reservas, se incorporaron 408 millones de barriles de petróleo equivalente en 2019, consolidando la tendencia positiva desde 2017. Al cierre del año las reservas probadas netas alcanzaron los 1,8 millones de barriles de petróleo equivalente, con una tasa de

reemplazo de reservas de 169%, el más alto en los últimos nueve años.

La operadora reportó una utilidad neta de 13,3 billones de pesos y un EBITDA de 31,1 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 44%, un balance estable frente a los primeros 9 meses de 2018. Lo anterior evidencia la fortaleza financiera y operativa de la empresa, a pesar del entorno internacional volátil ante la tendencia a la baja en los precios.



Fuente: Ecopetrol

Desde Campetrol, aplaudimos el esfuerzo de Ecopetrol por impulsar el sector petrolero en el país, que representa importantes ingresos y encadenamientos productivos para toda la economía colombiana. Creemos que Ecopetrol es una compañía fundamental para el país, no solo por los ingresos que genera, sino también por las oportunidades que crea, a nivel laboral, territorial y de innovación. Es por ello, que ante la alta

volatilidad del 2020 y el riesgo de un nuevo normal de precios bajo, confiamos en que la compañía logrará enfrentar la crisis de la mejor manera, e incorporando buenas prácticas operativas de la mano de las compañías de B&S que son un aliado fundamental en estos tiempos.

BALANCE DE RESULTADOS ECOPETROL 2019

LA EMPRESA CONSOLIDA SU CRECIMIENTO EN 2019



Meta 2030 Reducir
20% Ton CO2



Meta 2030 Cero
quemas rutinarias en
TEAS



Parque solar Castilla 21
MW + Subasta
renovables 30 MW



Meta 2022 300 MW
en renovables: 20%
capacidad instalada

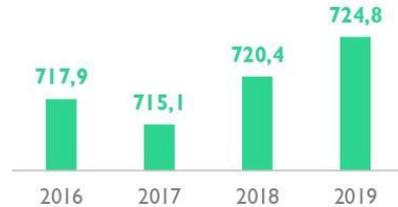
Refinación

La carga a refinería alcanzó entre la refinería de Cartagena y la de Barrancabermeja, una carga de 374 KBOPD en 2019

Producción

Ecopetrol alcanzó los 725 KBPED al día, 0,6% por encima del promedio de 2018.

Producción Ecopetrol (KBPED)



Reservas

En 2019 se incorporaron 408 MBPDE en reservas probadas. El índice de reemplazo de reservas fue de 169%.



Perforación

Se completó la perforación de 20 pozos exploratorios, con una tasa de éxito de 40%, completando 8 pozos exitosos.

Utilidad neta

Utilidad neta de 13,3 billones COP, EBITDA de 31,1 billones COP y margen EBITDA de 44%

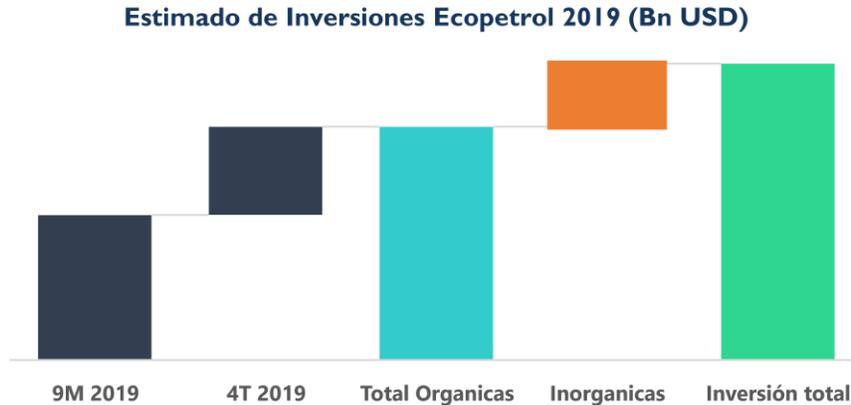


Fuente: Ecopetrol, Elaboración: Campetrol

7. INVERSIONES DE ECOPETROL AUMENTARÍAN ENTRE 25% Y 53% PARA ESTE AÑO

El pasado 25 de noviembre Ecopetrol anunció la aprobación, por parte de su junta directiva, del Plan de Inversiones para el año 2020, que contemplaba un monto estimado total de entre 4.500 y 5.500 millones de USD. Sin embargo, ante la coyuntura del COVID-19 y

su afectación sobre la operación petrolera, además de la caída en precios, la compañía ha recortado este plan en 1.200 millones de USD, para ubicarse en un nuevo rango de 3.300 y 4.300 millones de USD.



Fuente: Ecopetrol

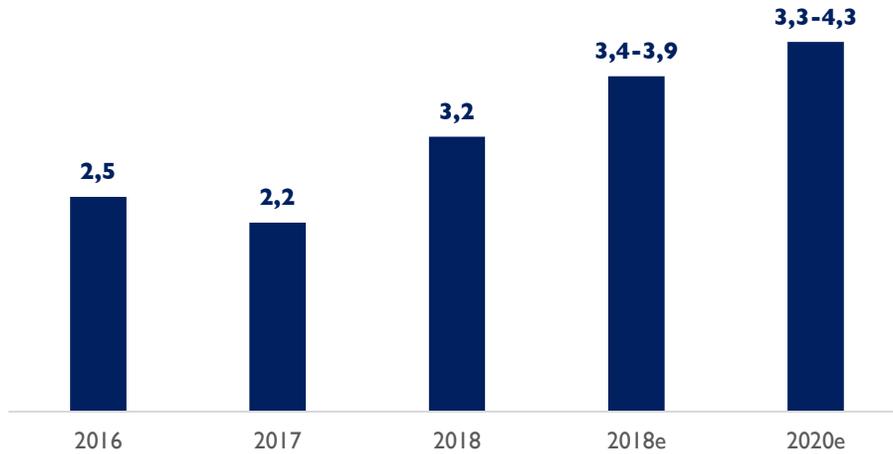
Dentro de las proyecciones realizadas por Ecopetrol en la primera publicación, se espera que la producción del grupo aumente entre 3,6% y 4%, ubicándose así, entre 750 y 760 KBPED, para lo cual, estiman que se invertirá el 80% del monto total en actividades de exploración y producción. Sin embargo, con el recorte de inversiones, la empresa aseguró que tratará de mantener la producción estable en niveles entre 745 y 760 KBPED

En términos de exploración, se proyectaba la perforación de 18 pozos exploratorios, incrementando en 28% frente al número de pozos perforados actualmente, que se situaron en 13 para el tercer trimestre de 2019. Adicionalmente, se contemplan inversiones por más de \$76 millones de USD para la exploración gasífera en el offshore colombiano. Las medidas adoptadas en el recorte en inversión están orientadas a intervenir oportunidades de inversión en etapas tempranas de maduración, pero no se conoce el efecto sobre esta decisión en las cifras sobre pozos e inversiones en exploración.

Para el segmento de refinación, se esperaba una inversión de al menos el 11% del total estimado, con el

objetivo de mantener una carga promedio de 380 KBOPD en ambas refinерías y disminuir los costos de mantenimiento, además de aumentar la calidad de combustibles y petroquímicos. Esta cifra podría ser menor dada la coyuntura.

Otros proyectos en los que la estatal estimaba inversiones son la transición energética, descarbonización y gestión del agua residual de las operaciones, para lo cual se estiman inversiones por más de \$150 millones de USD. Así mismo, se invertirán \$126 millones de USD en transformación digital, con enfoque en el uso de inteligencia artificial, blockchain y bots para mejorar productividad y eficiencia. Es posible que estos proyectos sean los que más se vean afectados por el recorte en inversiones, pues será prioridad mantener la producción y la caja, así como cumplir con compromisos de inversión social ya adquiridos por la compañía, y con inversiones de integridad y confiabilidad.

Inversión Histórico Ecopetrol (Bn USD)

Fuente: Ecopetrol

Para la realización de los proyectos antes mencionados, se estima un precio de equilibrio de \$30 USD por barril, lo que demuestra la resiliencia de la compañía a fluctuaciones de precio del petróleo producto de las disciplinas con el capital y el aumento en las eficiencias realizadas con anterioridad. Este precio permite a la compañía continuar con su actividad a pesar de la coyuntura mundial que se está viviendo.

Ahora bien, cabe mencionar que el programa de transformación y eficiencias le ha permitido a Ecopetrol alcanzar unos ahorros por \$13 billones de pesos en los últimos cinco años, una base importante para afrontar escenarios internacionales tan volátiles como el actual. Así mismo, Felipe Bayón señaló que el precio de equilibrio para generar utilidades se ubicó, al cierre de 2019, en 30 USD/BL, por lo que la empresa cuenta con capacidad de adaptación ante el nuevo escenario.

Finalmente, desde Campetrol vemos con buenos ojos el aumento en las inversiones por parte de la compañía

operadora, a pesar del reciente recorte, y esperamos grandes pasos en pro de mantener la autosuficiencia energética del país, lo que sólo es posible a través del aprovechamiento de todas las fuentes de incorporación de reservas disponibles. Así mismo, creemos que frente a la amenaza actual de un nuevo normal de precios bajo, las empresas de la industria indudablemente se verán afectadas, sin embargo, tanto las empresas del sector como el país, tienen mayor preparación y han demostrado una gran resiliencia para afrontar esta coyuntura. La industria debe apostarles a las buenas prácticas, la optimización de portafolios y mejoras en las eficiencias. Sin embargo, ante la incertidumbre se debe imponer la sensatez, particularmente, sobre la sostenibilidad de la oferta de bienes y servicios, que es la base de la viabilidad del sector y su habilidad para generar desarrollo territorial sostenible.

8. ECOPETROL AUMENTA LA CONTRATACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS LOCALES EN 11% CON CORTE A SEPTIEMBRE DE 2019

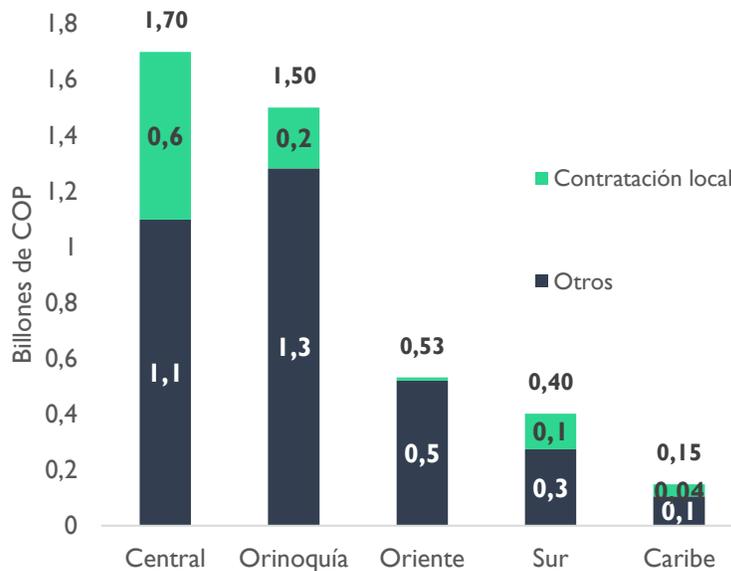
La estatal petrolera anunció que entre los meses de enero y septiembre de 2019 contrató alrededor de \$1 billón de pesos con proveedores locales en las zonas donde opera, lo que representa un aumento del 11% en comparación con los \$907.000 millones de pesos invertidos en el mismo periodo de 2018.

Así mismo, este dato indica que el 23% de todos los servicios contratados en el 2019 por parte de Ecopetrol, aproximadamente \$4,3 billones de pesos correspondieron a contrataciones locales. El porcentaje anterior se puede triplicar si se tienen en cuenta las “exportaciones locales”, denominadas de esta manera las

ventas de bienes y servicios que hacen los proveedores locales a otras regionales donde opera Ecopetrol, cuyo valor fue de \$1,7 billones de pesos.

La región en la que se realizaron las mayores contrataciones de bienes y servicios locales fue la Central, con un 35% del total contratado (\$1,7 billones de COP) perteneciente a esta categoría. Le siguen la región Sur con 32%, Caribe con 30%, Orinoquía con 15% y Oriente con 2%.

Contratación de Bienes y Servicios por Región



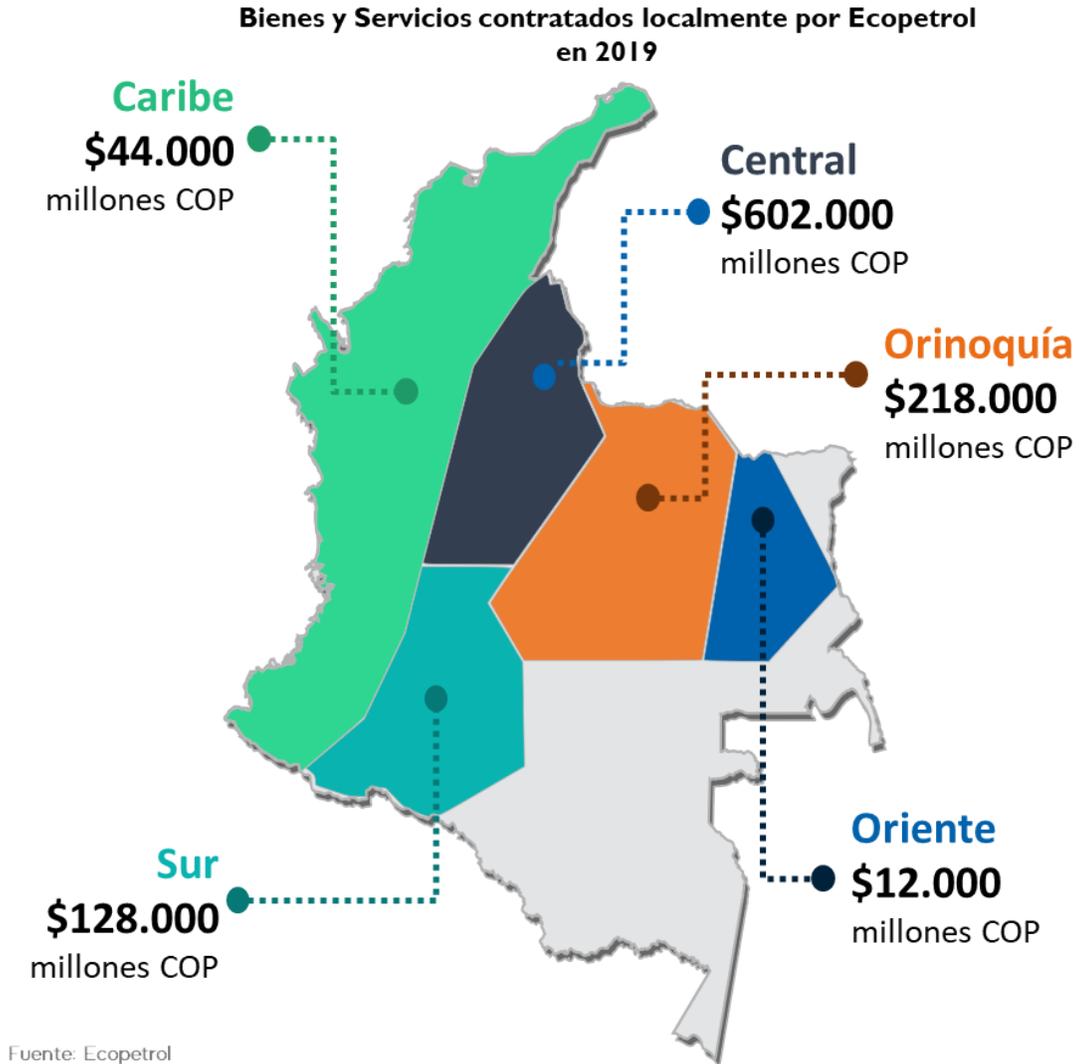
Fuente: Ecopetrol

Estos resultados representan los esfuerzos por la construcción de una industria más incluyente y el abandono del modelo transaccional que ha gobernado la relación entre el Gobierno y la Industria con el territorio, todo a través de la generación de encadenamientos productivos, traducidos en contratación de bienes y servicios, y mano de obra local. Vale la pena indicar que, el valor invertido por Ecopetrol en la generación de

encadenamientos productivos se adiciona a su estrategia de diversidad e inclusión, misma que también produjo resultados como lograr que el 7,6% de la planta sean personas con discapacidad, así como el 2,9% sean víctimas del conflicto interno, y el 4% sean personas que se identifican como parte de una minoría étnica.

Desde Campetrol vemos con buenos ojos estas iniciativas que buscan generar nuevas oportunidades en los territorios y el país en general, y acabar de una vez por todas con el modelo de relacionamiento transaccional que ha tenido el Gobierno y la Industria con el territorio, y que se manifiesta con la creciente conflictividad social.

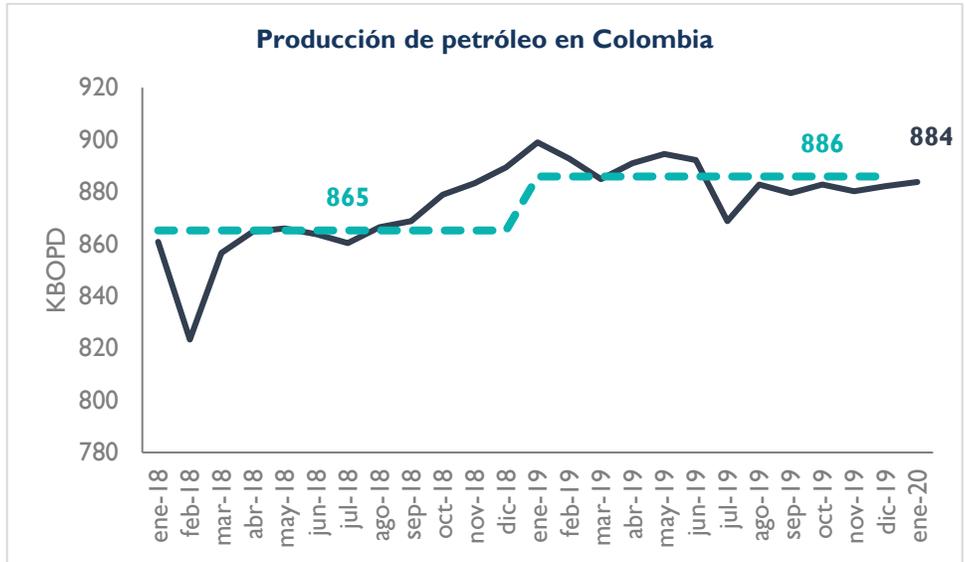
Esperamos que muchas más compañías se sumen a estas iniciativas, debido a que sólo de esta manera se podrá tener viabilidad operacional y llevar el desarrollo sostenible.



9. EN 2019 LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO AUMENTÓ 2,4%, EVIDENCIA DE LA REACTIVACIÓN DE LA INDUSTRIA

Durante el 2019 la producción promedio de petróleo en Colombia fue de 885,9 mil barriles por día (KBOPD), superando en 2,4% los niveles alcanzados en 2018, de 865,2 KBOPD. En este sentido, la producción obtenida

en el cuarto trimestre de 2019 fue de 881,7 KBOPD, lo que representa un incremento del 0,5% en relación con los volúmenes producidos en el tercer trimestre de 2019, de 877 KBOPD.



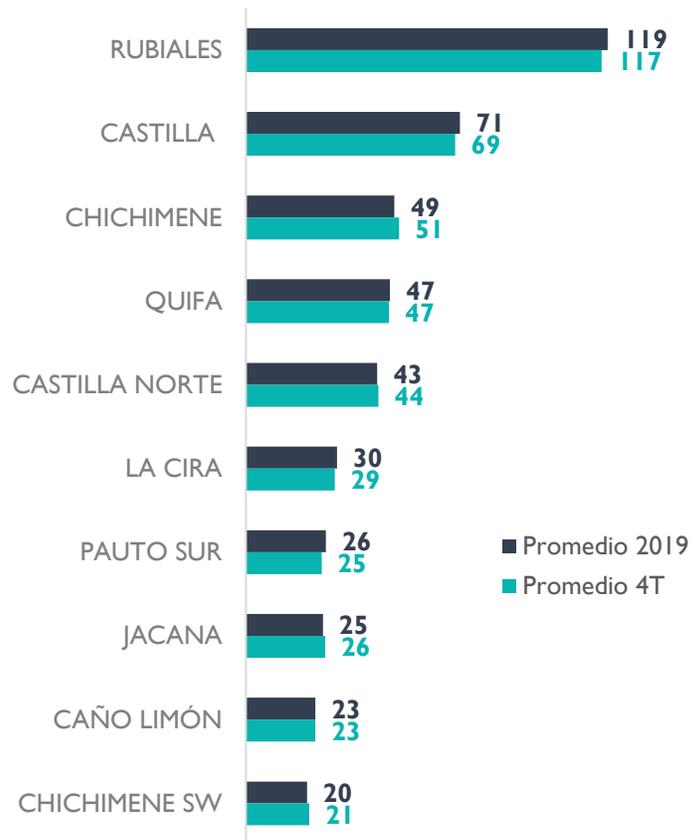
Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

El 2019 se caracterizó por la puesta en marcha de campos como Azogue (Verano Energy), Pendare Norte (Tecpetrol), Rio Cravo Este (Petróleos Colombianos), Guaco (Geopark), Cuerva Oeste (Perenco), Boranda (Parex Resources), Curupana (Perenco), Andina Norte (Parex Resources), Castaña (Frontera Energy), entre otros. Adicionalmente, se encontraron campos con importantes aumentos de producción tal como el campo Ceibo en el departamento del Meta, cuya producción

aumentó 535%, o Yarigüí-Cantagallo, que incrementó los volúmenes fiscalizados en aproximadamente 37%.

Sin embargo, los campos con los mayores aportes a la producción petrolera del país fueron Rubiales, Castilla, Chichimene, Quifa y Castilla Norte, todos los anteriores ubicados en el departamento del Meta y producen volúmenes importantes de crudos pesados.

Campos con mayor producción durante el cuarto trimestre de 2019 (KBOPD)

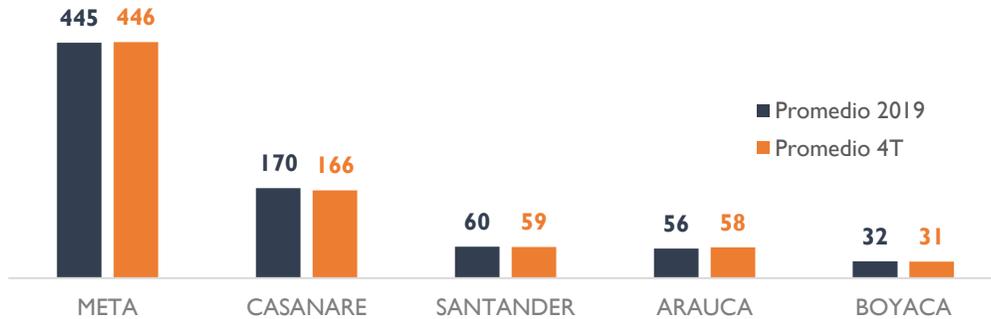


Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

Así mismo, los departamentos con mayor producción de petróleo durante el 2019 fueron: Meta, con poco más del 50% del total producido, Casanare, Santander, Arauca y

Boyacá, que en conjunto sumaron el 35,8% de la producción del país.

Departamentos con mayor producción de petróleo durante el tercer trimestre de 2019 (KBOPD)



Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

Por otra parte, en enero de 2020 la producción de crudo fue de 883,7 KBOPD, una cifra equivalente a un incremento de 1,68% con respecto al mismo mes en 2019, cuando el volumen producido se ubicó en 899 KBOPD. A pesar de lo anterior, la producción de crudo en enero de 2020 superó en 0,19% a la alcanzada en diciembre de 2019, de alrededor de 822 KBOPD.

Este aumento se presentó principalmente en los campos Castilla Norte, Akacias y Chichimene SW (Acacias-Meta), Rex Ne (Araucuita-Arauca), Cajua (Puerto Gaitán-Meta), Llanito Unificado (Barrancabermeja-Santander), y Azogue (Tauramena-Casanare), además del inicio de producción en el campo La Belleza (Plato-Magdalena).

Así mismo, los volúmenes producidos durante el mes de febrero de 2020 alcanzaron los niveles de 878,4 KBOPD, una disminución de 1,6% frente al valor del mismo mes en 2019, siendo este último de 899 KBOPD. Lo anterior se debió fundamentalmente debido tanto a

la declinación natural de los diferentes campos del país, como a inconvenientes de orden público y fallas operacionales en Cohembí (Putumayo), Akacias, Chichimene, Castilla (Acacias, Meta) y Chiricoca (Casanare).

Finalmente, desde Campetrol estimamos que la producción de petróleo se ubique en el rango de 834 - 786 KBOPD para el 2020, debido en gran medida a los efectos de la actual coyuntura sobre los precios del petróleo a pesar de los esfuerzos realizados en materia de firmas de nuevos contratos de E&P, incrementando los recursos disponibles para la producción de hidrocarburos. Sin embargo, el sostenimiento de la producción en este rango dependerá de la variación que pueda tener el precio del barril de petróleo durante el año, y las estrategias que se den en el sector para sostener la oferta de bienes y servicios petroleros.

10. LA ACTIVIDAD SÍSMICA SE TRIPLICÓ Y LOS POZOS EXPLORATORIOS AUMENTARON 4% DURANTE 2019

En 2019 se registró la perforación de un total de 48 pozos exploratorios en Colombia, cuatro pozos más que los perforados en 2018, por lo que, a pesar de suponer un sostenimiento de la actividad exploratoria, representó el 87% de la meta trazada en el Plan Nacional de Desarrollo de perforar 55 pozos exploratorios anuales.

Cabe señalar que el Grupo Ecopetrol participó como socio en 15 del total de pozos exploratorios reportados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, obteniendo de esta manera cinco descubrimientos de petróleo y gas: Andina Norte-1 y Cosecha CW-01-ST-1 en la cuenca de los Llanos Orientales, Boranda-3 y Flamencos-1 en el Valle Medio del Magdalena, y Bullerengue-3 en la cuenca en Sinú-San Jacinto, confirmando el potencial de gas existente en la costa caribe.

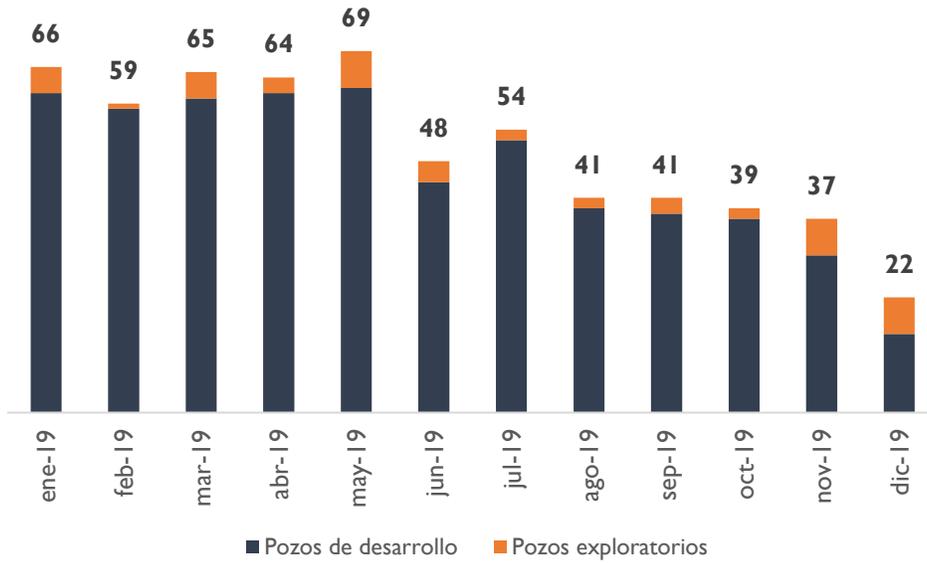
Vale la pena mencionar que el Grupo Ecopetrol perforó adicionalmente cuatro pozos exploratorios de categoría A1 en las cuencas de Llanos Orientales, Valle

Medio del Magdalena y Sinú San Jacinto, dos de los cuales se notificaron como exitosos, mientras los dos restantes se mantienen en evaluación comercial.

En términos de pozos de desarrollo, en 2019 se reportó al Servicio Geológico Colombiano la perforación de 557 pozos, 13% menos que los reportados durante el 2018. Lo anterior se explicó por la intensificación de trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos, con el fin de optimizar la producción de estos, en conjunto con la volatilidad del precio del petróleo.

La mayor cantidad de pozos perforados en 2019 se ubicaron en los campos: Rubiales (134), Quifa (56) y Casabe (36), por lo que se espera un continuo aumento en la producción de estos campos durante el resto del año.

Pozos perforados reportados en Colombia en 2019

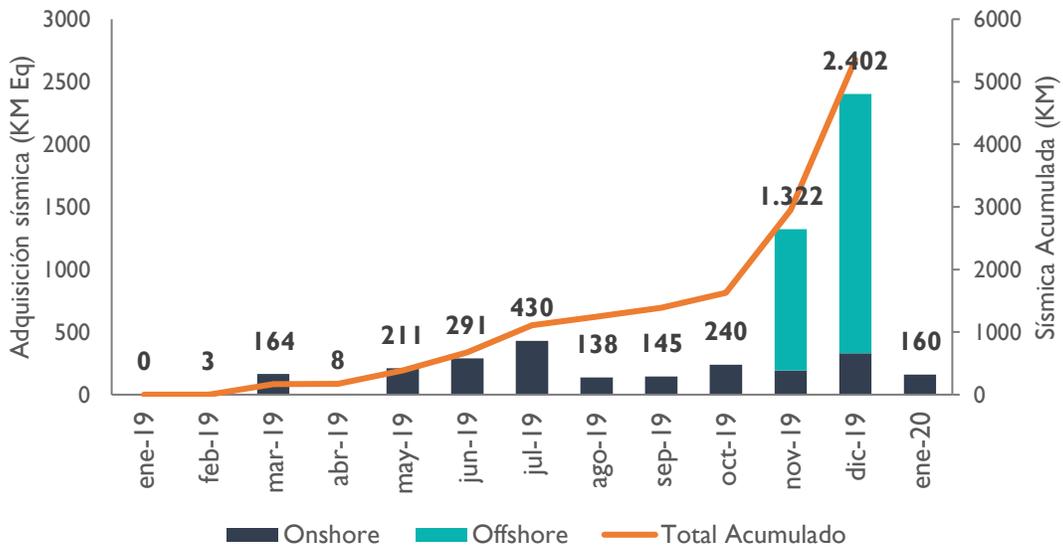


Fuente: Servicio Geológico Colombiano. Banco de Información Petrolera

Por su parte, la actividad sísmica acumulada en 2019 reportó un aumento de más del 384% con respecto a los 1.107 km adquiridos durante 2018, situándose en 5.354 km equivalentes, siendo este el valor más alto en los

últimos tres años. Adicionalmente, se superó por más de 346% la meta propuesta por el Gobierno Nacional en el PND de 1.200 km.

Actividad sísmica reportada durante 2019



Fuente: DNP. Sinergia

En particular, la contribución realizada por la adquisición sísmica *offshore* fue muy importante durante 2019, añadiendo el 60% de toda la actividad sísmica realizada, aproximadamente 3.200 km, todos llevados a cabo durante el cuarto trimestre en el contrato COL-5 operado por Ecopetrol. Vale la pena indicar que desde el año 2016 no se había realiza un programa sísmico en bloques costa afuera.

De igual forma, en los primeros meses de 2020 la actividad exploratoria dio un repunte, logrando 160 km de sísmica en enero, en comparación a los 0 km de sísmica adquiridos en el mismo mes de 2019, todos realizados en el contrato Arjona. Sin embargo, fueron perforados tres pozos exploratorios durante enero de

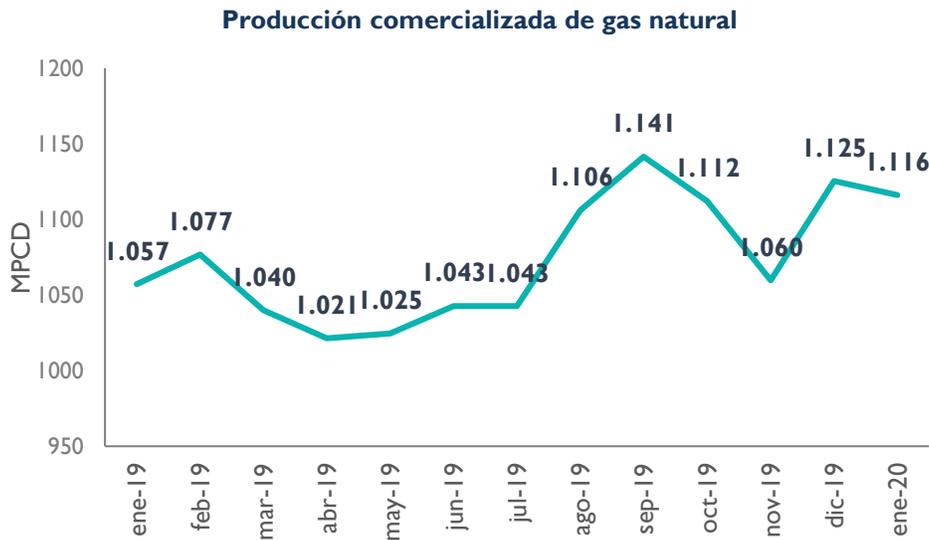
2020, a comparación de los cinco pozos perforados en enero de 2019.

Desde Campetrol vemos positivamente el rumbo que va tomando la actividad exploratoria en el país, siendo esta fundamental para la preservación de autosuficiencia energética y protagonista de la reactivación del sector petrolero. Sin embargo, se necesitan intensificar los esfuerzos en esta área para poder llegar a los niveles que necesita el país para alcanzar niveles de producción de alrededor de 1000 KBOPD, que estimamos podrían estar entre 6.000 y 8.000 km de sísmica *onshore*.

II. LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL AUMENTÓ 1,3% DURANTE 2019 POR IMPULSO DE LA REGIÓN CARIBE

El volumen de gas natural producido durante 2019 en Colombia mantuvo un promedio de 1.071 MPCD, mostrando un incremento de 1,31% en relación con los 1.057 MPCD producidos en 2018. Este resultado ubica a 2019 como el tercer año consecutivo con aumento en la producción de gas natural, evidencia de los esfuerzos

que está llevando a cabo el Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, por reactivar el sector de petróleo y gas.



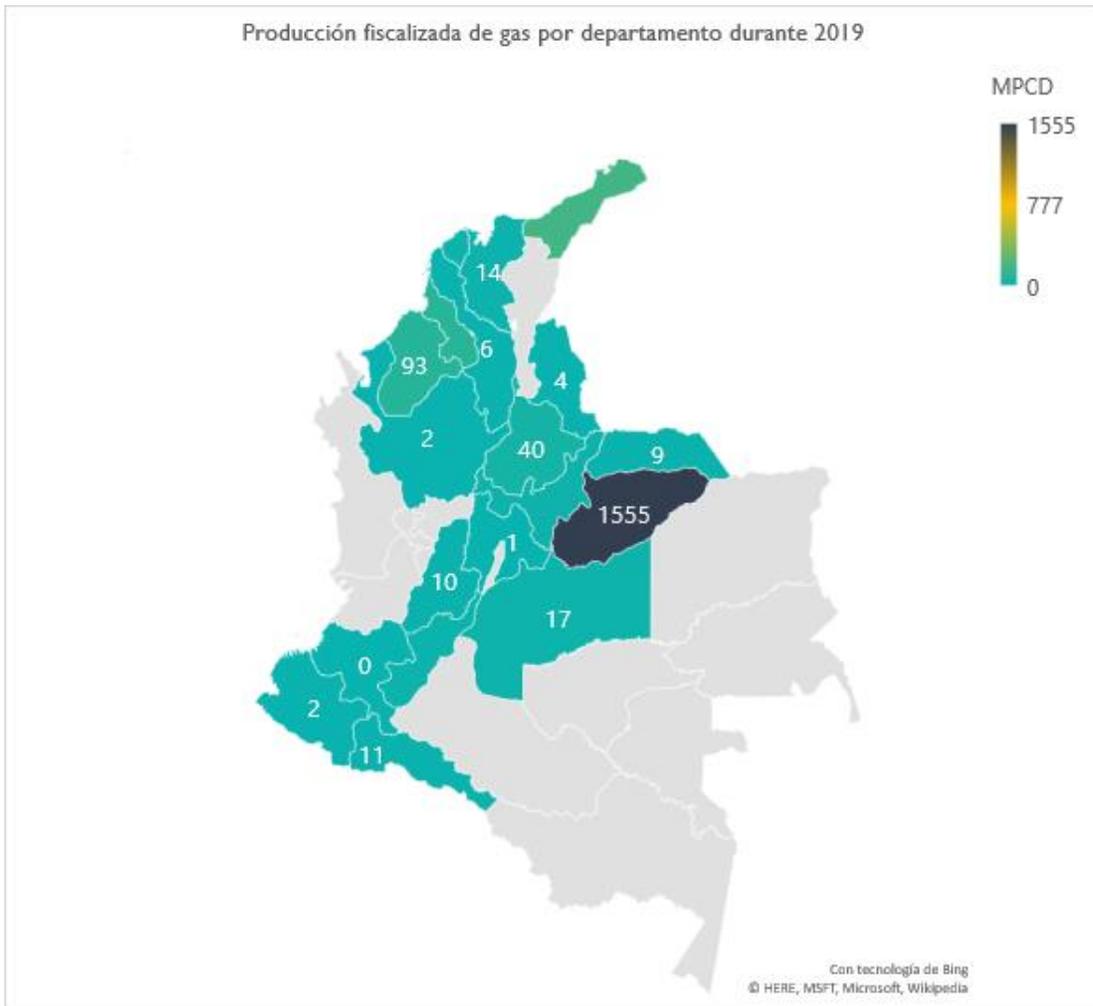
Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

El principal promotor de este aumento fue la región Caribe, específicamente en los departamentos de Sucre, Córdoba y Atlántico, pertenecientes a las cuencas del

Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto, respectivamente. En los últimos dos años, descubrimientos y proyectos de

desarrollo en campos como como Pandereta y Clarinete en Sucre; Palmer, Cañahuat y Toronja en Córdoba; y Bullerengue en Atlántico le permitieron a la costa Caribe convertirse en el productor del 20% de todo el gas del país.

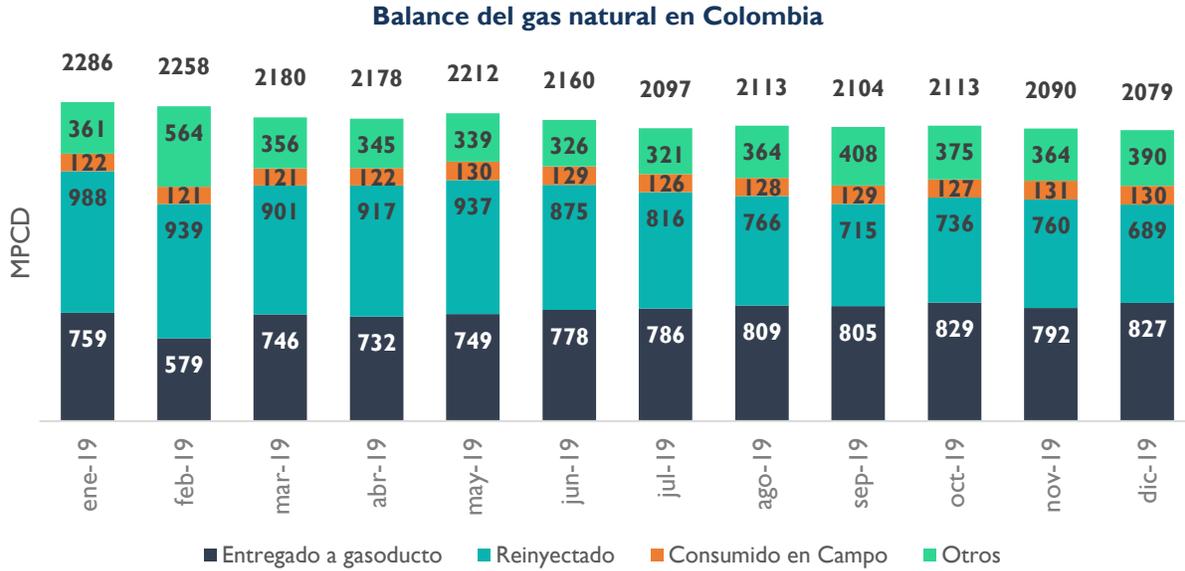
Sin embargo, proyectos de la optimización de la producción realizados en campos como Floreña y Carmentea, adicional a los grandes descubrimientos realizados en años pasados, consolidaron a Casanare como el principal productor de gas natural en Colombia, ocupando cerca del 72% del total.



Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

En términos de balance, en 2019 la cantidad de gas inyectada a los yacimientos como método de recobro alcanzó un nivel promedio de 837 MPCD, por lo que, disminuyó 11,7% con respecto a la cifra de 948 MPCD inyectada en 2018. Lo anterior fue debido principalmente a la caída en inyección del campo Cupiagua en el departamento del Casanare.

Por otra parte, el gas comercializado ocupó en 2019 el 50% del total de gas fiscalizado por las compañías, en comparación al 43% que se destinó a este rubro en 2018, viéndose beneficiado por los descubrimientos de gas seco en la costa, y la puesta en marcha de la Planta de Estabilización de Condensados (IBE) del campo Cupiagua.



Fuente: ANH. Producción Mensual de Hidrocarburos

Así mismo, en enero de 2020 la producción de gas fue de 1.116 MPCD, una cifra equivalente a un incremento de 5,9% con respecto al mismo mes en 2019, cuando el volumen producido se ubicó en 1.057 MPCD. A pesar de lo anterior, la producción de gas en enero de 2020 disminuyó en 0,79% en relación con la alcanzada en diciembre de 2019, de alrededor de 1.125 MPCD.

Esta reducción se presentó principalmente en los campos Gibraltar (Toledo-Norte de Santander), Carmentea (Tauramena-Casanare), Palmer (Pueblo Nuevo-Córdoba), Chuchupa (Manaure-Guajira), y Clarinete (La Unión-Sucre).

A su vez, la producción comercial de gas natural en febrero de 2020 se ubicó en 1.143 MPCD, un aumento de 6,22% con respecto a los volúmenes producidos en el mismo mes de 2019, cuyo valor fue de 1.077 MPCD. Cabe resaltar que este resultado se convierte en el nivel

más alto de los últimos cuatro años, y es en gran medida consecuencia del aumento de producción en los campos: Gibraltar (Toledo, Norte de Santander), Floreña, Cusiana, Floreña Mirador, Cupiagua Sur (Casanare), Níspero (Sucre) y Chuchupa (La Guajira).

Finalmente, desde Campetrol valoramos los esfuerzos realizados por parte del Gobierno Nacional por reactivar el sector de petróleo y gas, siendo este último el fluido clave dentro de la transición energética. Sin embargo, consideramos que se debe incrementar el empeño puesto en esta área, teniendo como objetivo una transición ordenada de la matriz energética y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenibles.

12. PÉRDIDA DE LA AUTOSUFICIENCIA PETROLERA¹

La industria petrolera colombiana ha estado estrechamente ligada a los esfuerzos por garantizar la seguridad energética de la nación. 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 a que Colombia perdiera su capacidad de exportación y la autosuficiencia, con la consecuente necesidad de 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, en términos de aceptación social y viabilidad operacional, que ha limitado las posibilidades de tomar medidas para evitar un desenlace equivalente. 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.

En nuestro libro “El Fracking: Una Decisión de País”, el cual se encuentra en la página web de Campetrol (campetrol.org), llevamos a cabo un análisis econométrico de la pérdida de la autosuficiencia petrolera y sus impactos en los indicadores macroeconómicos, bajo un escenario de desabastecimiento. Así mismo, realizamos el mismo análisis para la incorporación de reservas y producción a partir del aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales (YNC), mediante la técnica del fracking.

De acuerdo con la senda de producción y precios (Brent - spot) contemplada en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2019 (MFMP 19) y las reservas probadas actuales de Colombia, la pérdida de la autosuficiencia podría darse de manera gradual empezando en 2021, y para 2027 habríamos llegado a un

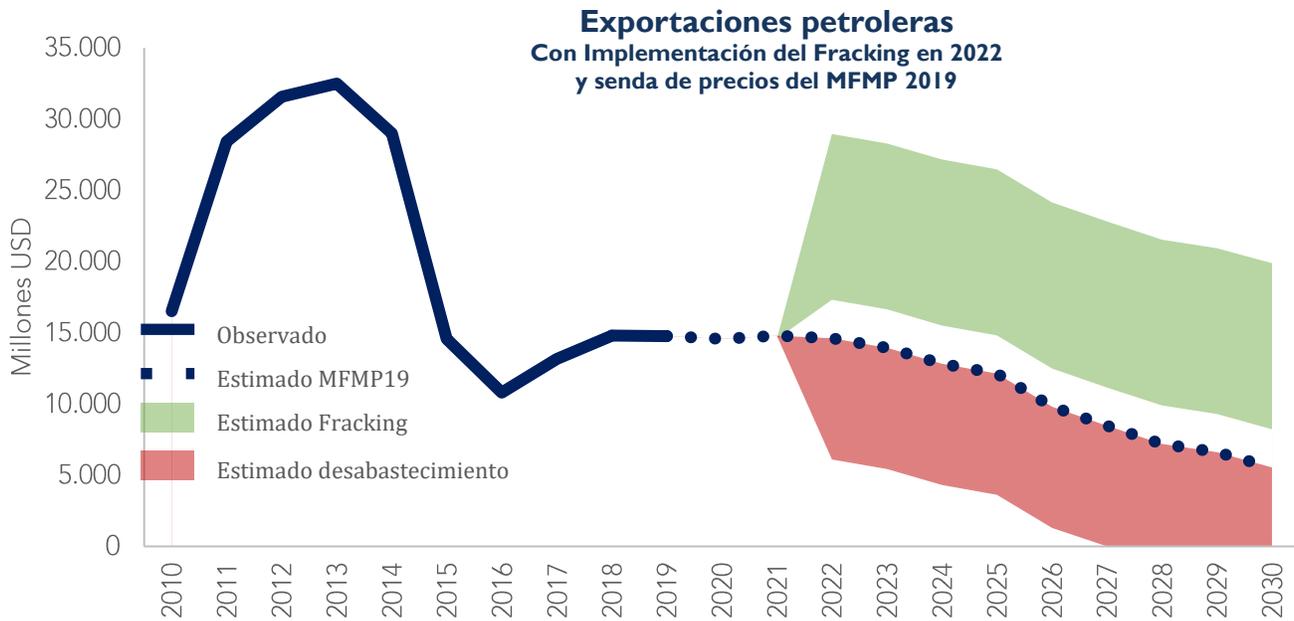
escenario de desabastecimiento de crudo. Incluso, con un plan que logre disminuir la conflictividad social y permita reactivar la exploración, el desabastecimiento podría estar a la vuelta de la esquina.

Por el contrario, con la incorporación de reservas y volúmenes adicionales a la curva de producción del MFMP 19 (entre 100 KBOPD y 500 KBOPD adicionales), a partir del desarrollo de los YNC con la técnica del fracking, los indicadores macroeconómicos del país no solo se fortalecen, sino que generan una condición de sostenibilidad económica de importantes proporciones.

Cabe mencionar que, el análisis estadístico se realizó antes de la consolidación de los datos de 2019 y antes de iniciar el 2020. Es decir que los modelos y cálculos expresados a continuación no recogen la coyuntura de precios actual, en este sentido, el ejercicio consta de un análisis de impulso respuesta con escenarios hipotéticos y no representan unas proyecciones a futuro bajo las condiciones de hoy en día.

Bajo el escenario de desabastecimiento, el país dejaría de producir petróleo y perdería su capacidad exportadora. En este sentido, dejaríamos de percibir ingresos por 10.000 millones de dólares anuales en exportaciones petroleras, es decir, Colombia perdería cerca del 30% de sus exportaciones totales. Por el contrario, los volúmenes de producción adicionales provenientes del fracking podrían generar un incremento anual de 2.600 a 14.000 millones de dólares de exportaciones petroleras.

¹ Cabe mencionar que, el análisis estadístico se realizó antes de la consolidación de los datos de 2019 y antes de iniciar el 2020. Es decir que los modelos y cálculos expresados a continuación no recogen la coyuntura de precios actual, en este sentido, el ejercicio representa un análisis de impulso respuesta con escenarios hipotéticos y no representan unas proyecciones a futuro bajo las condiciones de hoy en día.

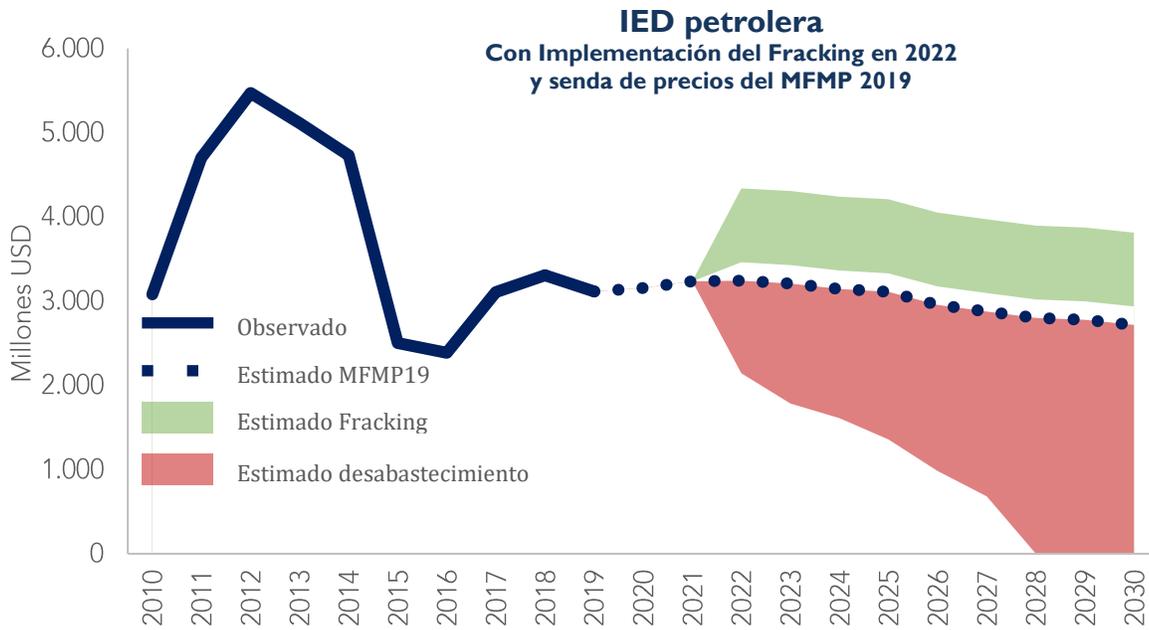


Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

Con el desabastecimiento, además de la pérdida de la capacidad exportadora, Colombia tendría que importar crudo para satisfacer su demanda interna y de carga a las refinерías, lo cual costaría cerca de 11.000 millones de dólares. Como consecuencia de la caída en las exportaciones y del incremento en las importaciones, la balanza comercial se vería radicalmente afectada.

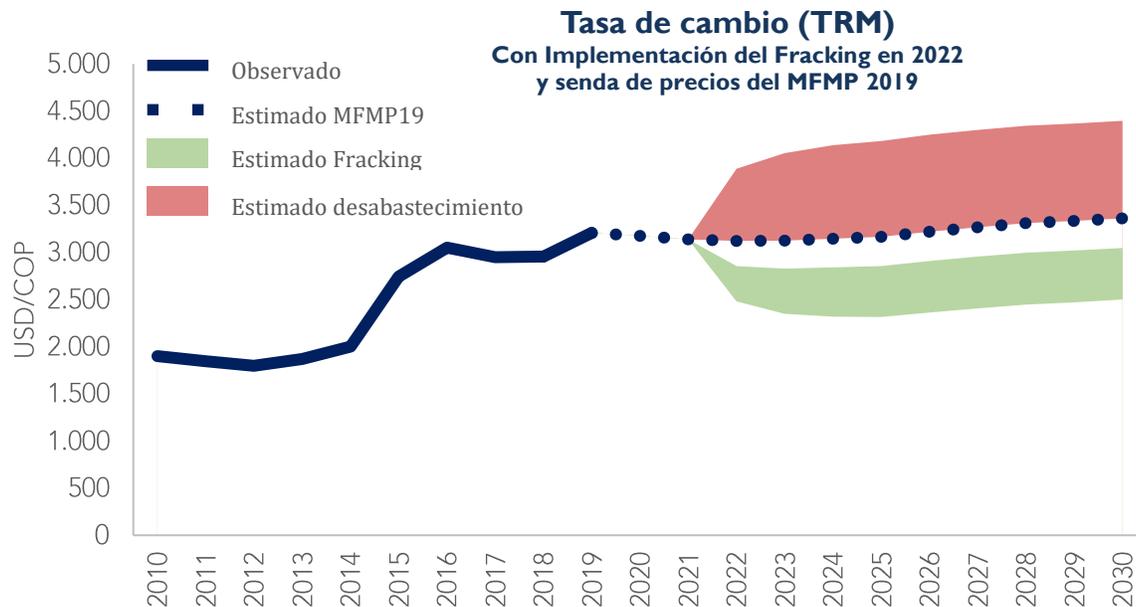
De igual manera, debido a que el país se quedaría sin el hidrocarburo, los flujos de IED destinada al sector petrolero cesarían y el país perdería cerca del 25% de la inversión extranjera directa (IED) total, es decir, tres mil

millones de dólares anuales aproximadamente. 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. En contraste, la mayor producción a partir de los YNC generaría un aumento entre 220 y 1.100 millones de dólares anuales en la IED petrolera.



Fuente: DANE, 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 cerca a los 4.500 COP por dólar. Por el contrario, las mejores condiciones macroeconómicas generadas por el incremento en la producción a partir del fracking, permitirían una abundancia de dólares en el mercado interno, lo que traería consigo una apreciación de la TRM que la ubicaría entre 2.400 y 2.900 COP por dólar.



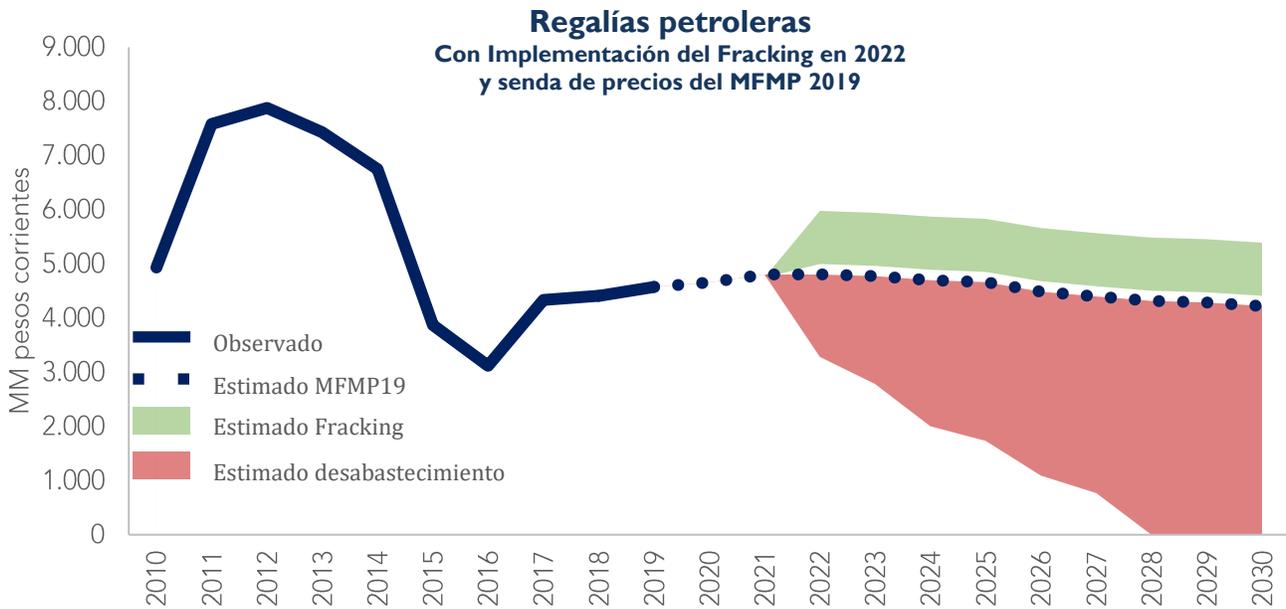
Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

En el escenario de pérdida de la autosuficiencia, dado que la depreciación incrementaría el costo de las importaciones, el impacto negativo se agravaría, ya que las nuevas importaciones de crudo, necesarias para suplir la demanda interna, cada vez más creciente, serían pagadas a una tasa de cambio aproximadamente un 35% más alta.

Por otra parte, el aumento de la TRM generaría un incremento en el saldo de la deuda externa de Colombia, la cual se encuentra denominada en dólares y se ubica cerca a los 128.000 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, cerca de un 35%.

En cuanto a los impactos internos del desabastecimiento, en primera instancia, los ingresos

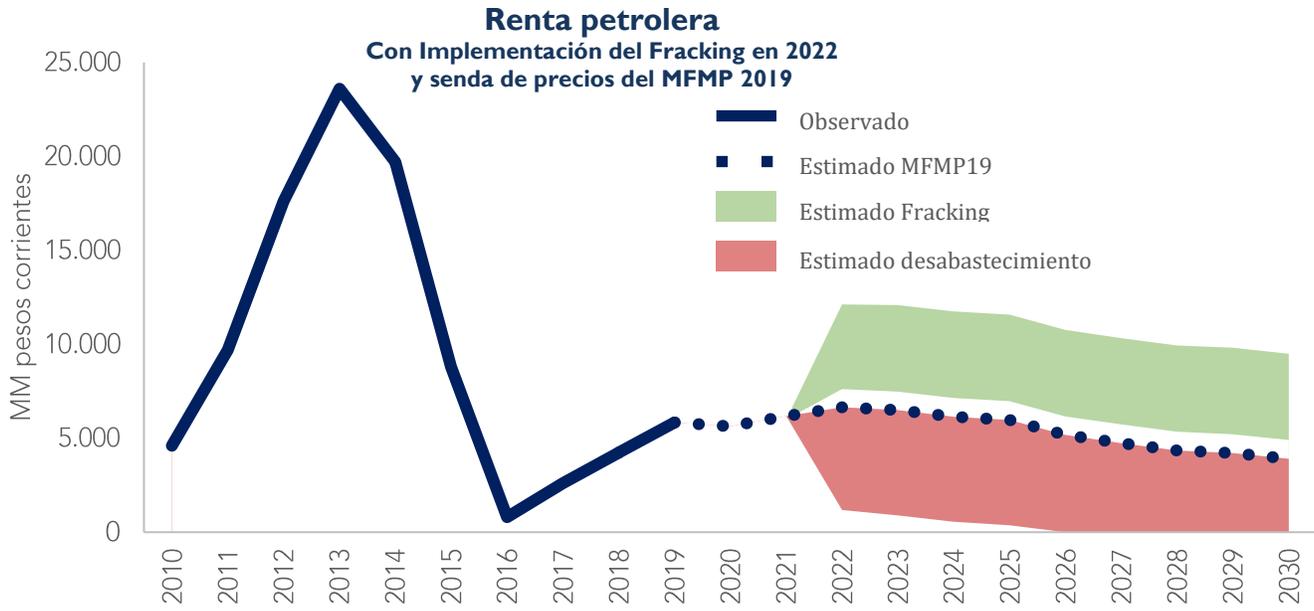
totales por regalías se reducirían en cerca de 74%. Lo anterior implica una pérdida de 4,5 billones de pesos de regalías petroleras, los cuales son destinados a proyectos prioritarios del plan de desarrollo, en temas sociales como la salud, educación, agua potable y alcantarillado, saneamiento ambiental 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 en programas sociales. Por su parte, bajo el escenario estimado de incrementos en la producción a partir del fracking, las regalías petroleras podrían incrementar entre 0,2 y 1,2 billones de pesos anuales.



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

En el frente fiscal, la renta petrolera desaparecería, dejando un vacío de 5,3 billones de pesos, lo que representa un 5% de los ingresos totales del Gobierno Nacional Central (GNC). Con este impacto, las finanzas públicas se verían comprometidas, ya que el gasto mantiene una tendencia al alza a largo plazo. Ahora bien,

los volúmenes adicionales de producción originados a partir del fracking aportarían entre 1,1 y 5,6 billones de pesos en renta petrolera, lo que significaría mayores ingresos para financiar los programas gubernamentales.



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

Bajo el escenario del desabastecimiento, el Gobierno tendría que 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, sectores que sean capaces de reemplazar el petróleo en el PIB. 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.

Finalmente, dado que con la pérdida de la autosuficiencia no habría producción de crudo en el país, el PIB petrolero, el cual posee una participación promedio (entre 2010 y 2019) de 5,3% en el PIB total, caería a cero y el país perdería cerca de 30 billones de COP en el Producto Interno Bruto total, impactando gravemente la actividad económica del país. A lo anterior, habría que sumar los impactos que de manera indirecta tendría todo el sector petrolero sobre todos los encadenamientos de la economía.

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 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, pues un porcentaje muy alto de los empleos, directos e indirectos, dependen de la industria del petróleo y gas.

Cabe resaltar que, a raíz de los encadenamientos productivos que tiene el sector petrolero, otros sectores, tales como el comercial, manufacturero, servicios, agrícola y el de transporte, por solamente nombrar algunos, se verían afectados negativamente, profundizando así los efectos económicos mencionados anteriormente.

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. Aunque la situación del país en materia de hidrocarburos es crítica, y el horizonte de autosuficiencia es precario, todavía estamos a tiempo de 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.

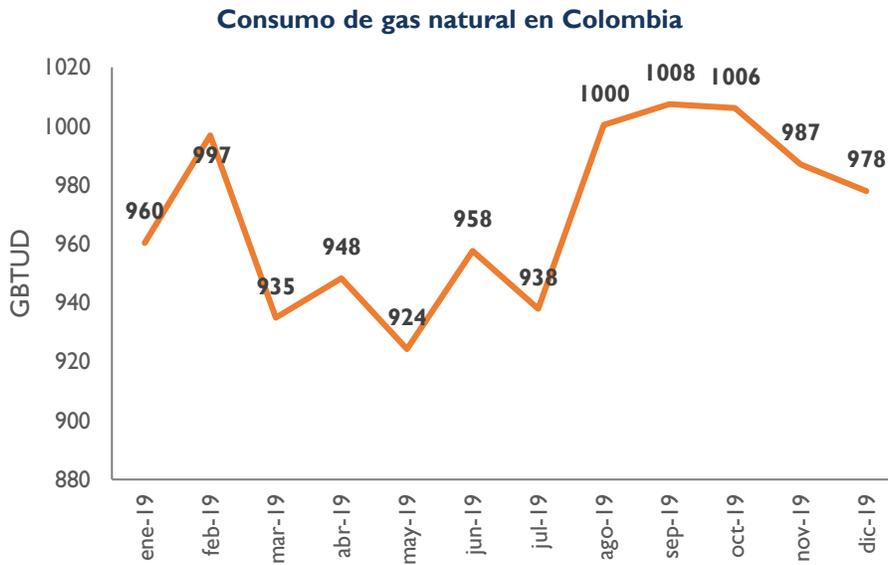
Ahora bien, con la incorporación de reservas y volúmenes de producción adicionales a partir del aprovechamiento de los Yacimientos No

Convencionales (YNC) mediante el fracking, se generaría un círculo virtuoso, no sólo en materia de reservas y producción, que redundaría en una mejora sustancial de los niveles de actividad, sino en la estabilidad macroeconómica del país.

13. DURANTE 2019 EL CONSUMO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA SE MANTUVO ESTABLE, MIENTRAS LAS IMPORTACIONES DISMINUYERON 39,8%

Durante 2019 la demanda total de gas natural se ubicó en 970 giga BTU por día (GBTUD), una cifra ligeramente superior a la experimentada en 2018, de 969 GBTUD. En este sentido, el consumo alcanzado en el

cuarto trimestre de 2019 fue de 990 GBTUD, lo cual representa un incremento del 1,1% en relación con los volúmenes producidos en el mismo periodo de 2018, de 979,8 GBTUD.



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia. Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia y Concentra. Demanda de Gas Natural en Colombia: Reporte Mensual

Dentro del total de la demanda, el sector industrial ocupó el mayor consumo, siendo de alrededor del 280 GBUTD, a pesar de haber disminuido su valor 4,8% en el último trimestre de 2019, en comparación a los 294 GBTUD alcanzados en el mismo periodo de 2018. Así mismo, el segundo sector con mayor demanda fue el de generación térmica con un estimado de 189 GBTUD, representando 21,1% sobre el total, seguido finalmente por el sector de refinación, con una demanda promedio

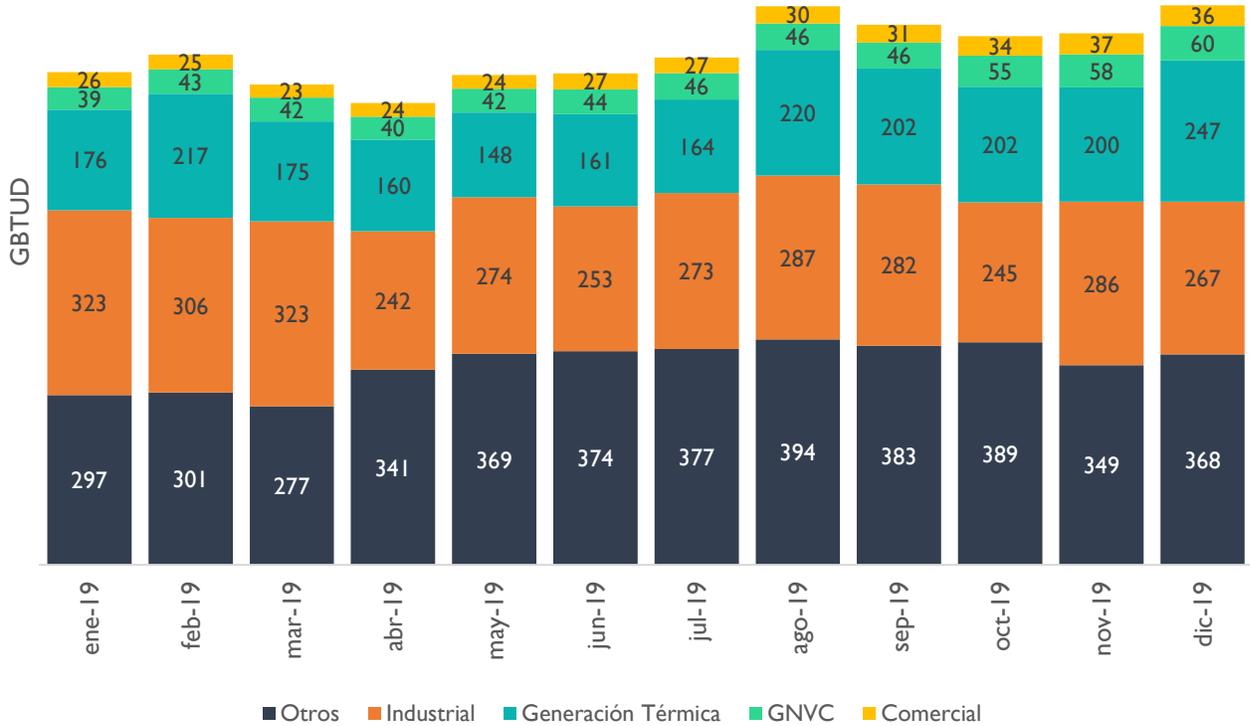
de 188 GBTUD, equivalente a 20,9% de todo el consumo.

Uno de los sectores con mayor aumento de consumo de gas natural durante 2019 fue el de transporte con GNVC (Gas Natural Vehicular Comprimido), que pasó de un consumo promedio de 41 GBTUD en el cuarto trimestre de 2018 a más de 58 GBTUD en el mismo periodo de 2019, un incremento de 39,6%. Lo

anterior se debió en gran medida a la disminución de los gravámenes arancelarios para la importación de vehículos con motor de funcionamiento exclusivo con gas natural que impulsó el Ministerio de Transporte, y la

renovación de la flota del sistema Transmilenio, que presentó la entrada en servicio de 252 buses articulados y biarticulados durante 2019.

Consumo mensual de gas natural por sectores



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia. Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia y Concentra. Demanda de Gas Natural en Colombia: Reporte Mensual

Vale la pena indicar que, el sector residencial experimentó un aumento del 33,1% durante 2019, alcanzando un valor promedio de 164 GBTUD en el consumo de gas natural, debido a la incorporación de 522.402 nuevos usuarios con el servicio de gas combustible. Este valor representa un cumplimiento del

103.5% de la meta propuesta por el Gobierno Nacional en el PND, y permitió finalizar el año con un total de 9.948.656 usuarios, lo cual resultó en un cubrimiento residencial efectivo de aproximadamente 80% en todo el país.

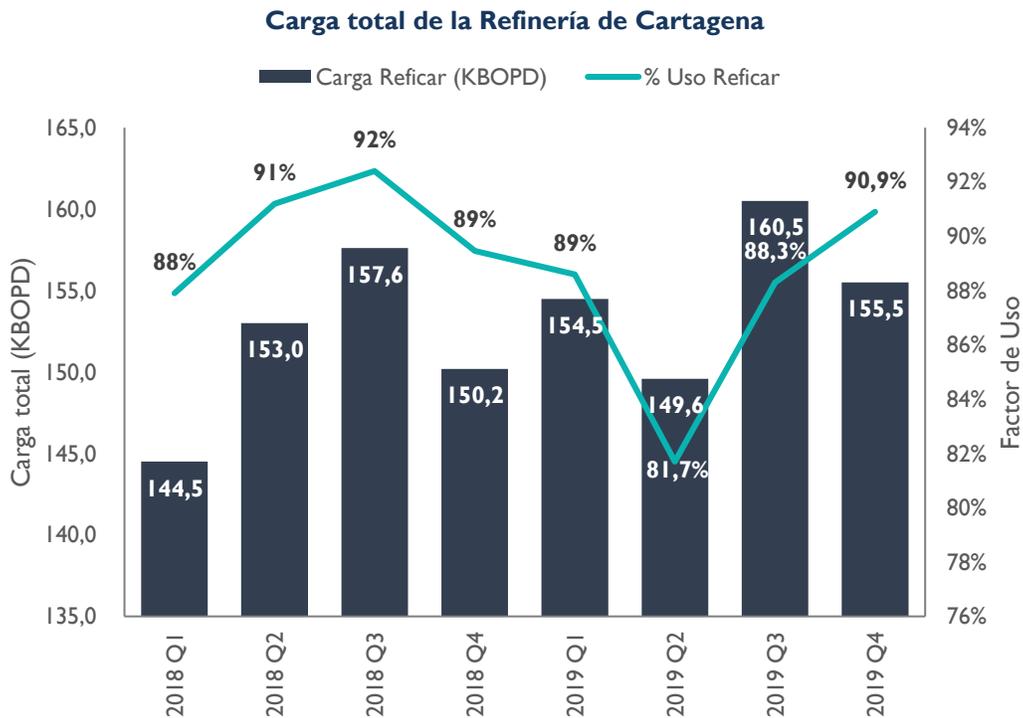
14. CARGA A REFINERÍA SE MANTUVO ESTABLE, MIENTRAS IMPORTACIONES DE CRUDO Y DERIVADOS AUMENTÓ 8,8% DURANTE 2019

En 2019 la operación promedio de las refinerías en Colombia se mantuvo estable, evidencia de lo anterior fue que la carga total de ambos complejos se sostuvo en 373 KBOPD, valor igual al alcanzado en 2018. Este resultado se obtuvo en gran medida gracias a los logros operaciones en la refinería de Cartagena, cuya carga promedio fue de 155 KBOPD, superando en 2,4% al valor obtenido en 2018 de 151,3 KBOPD.

En esta misma refinería se alcanzó una carga promedio de 160,5 KBOPD durante el tercer trimestre de 2019, la cifra más alta desde su puesta en marcha en el primer trimestre de 2017, a pesar de distintos eventos

no programados en la Unidad de Alquiler y en las Unidades de Tratamiento de Diesel.

Vale la pena indicar que, en el cuarto trimestre de 2019 la refinería de Cartagena marcó un record de participación de crudo nacional en la dieta de 92%, frente al 77% alcanzado en el mismo periodo de 2018. Tal resultado es fundamental para mitigar el posible fortalecimiento del precio internacional de crudo.

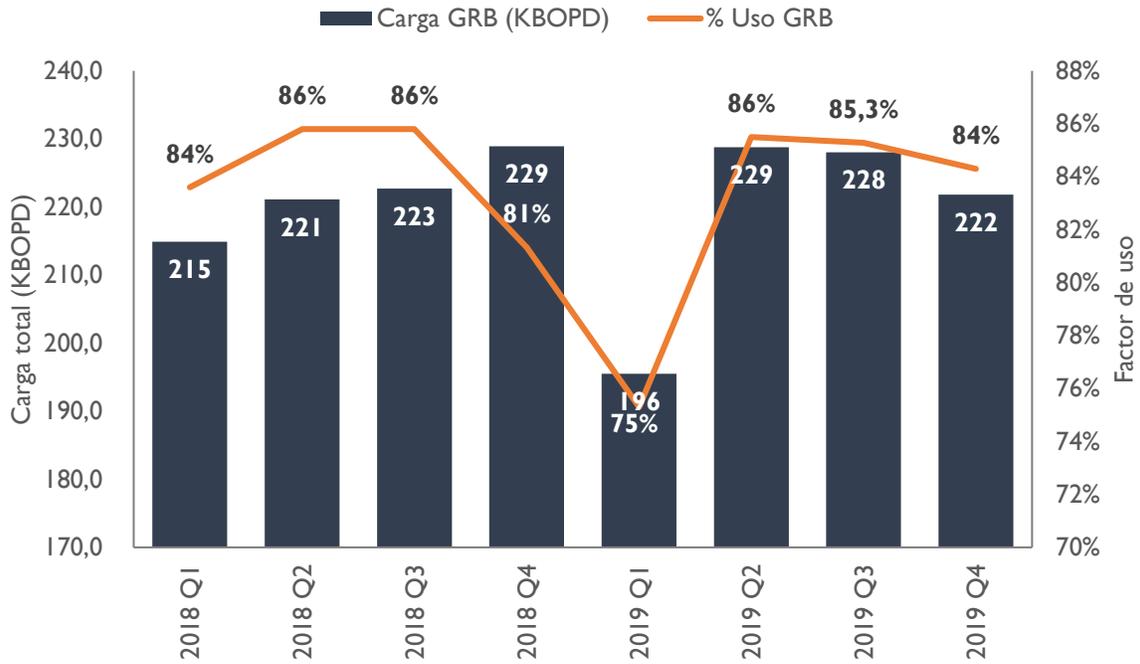


Fuente: Ecopetrol. Resultados trimestrales

Por otra parte, la refinería de Barrancabermeja presentó una disminución de 1,5% en la carga promedio, la cual pasó de 221,9 KBOPD en 2018 a 218,5 en 2019. Este resultado se explica principalmente por la ejecución de paradas programadas de mantenimiento para una

Unidad de Crudo y para la Unidad de Hidrotratamiento de Diesel (HDT) durante el primer trimestre de 2019, y la disminución en la disponibilidad de crudos livianos e intermedios.

Carga total de la Refinería de Barrancabermeja



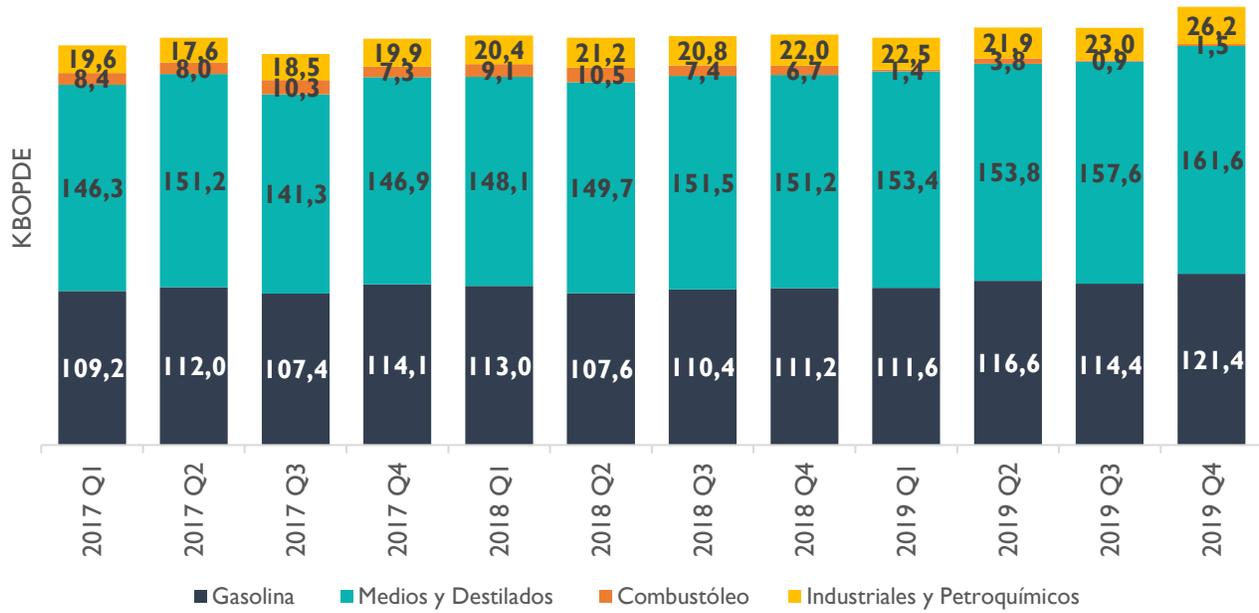
Fuente: Ecopetrol. Resultados trimestrales

La óptima operación de ambas refinerías fue fundamental para suplir la demanda de combustibles líquidos, cuyo volumen en varios derivados aumentó sustancialmente. Los casos concretos se dieron en las ventas de gasolinas y destilados medios (principalmente diésel), que para la primera aumentaron 4,9%, pasando de 110,6 miles de barriles equivalentes (KBOPDE) en 2018 a 116 KBOPDE en 2019; y en el caso de los destilados medios incrementaron 4,3%, por lo que,

pasaron de 150,1 KBOPDE en 2018 a 156,6 KBOPDE en 2019.

Los anteriores resultados se explican por el mayor consumo en zonas de frontera por menor oferta de derivados venezolanos, el cambio en la mezcla de biodiesel y la mayor demanda de JP-A por el crecimiento del mercado de la aviación. En consecuencia, las ventas de combustóleo disminuyeron 78% para destinar las corrientes a fuentes más valiosas.

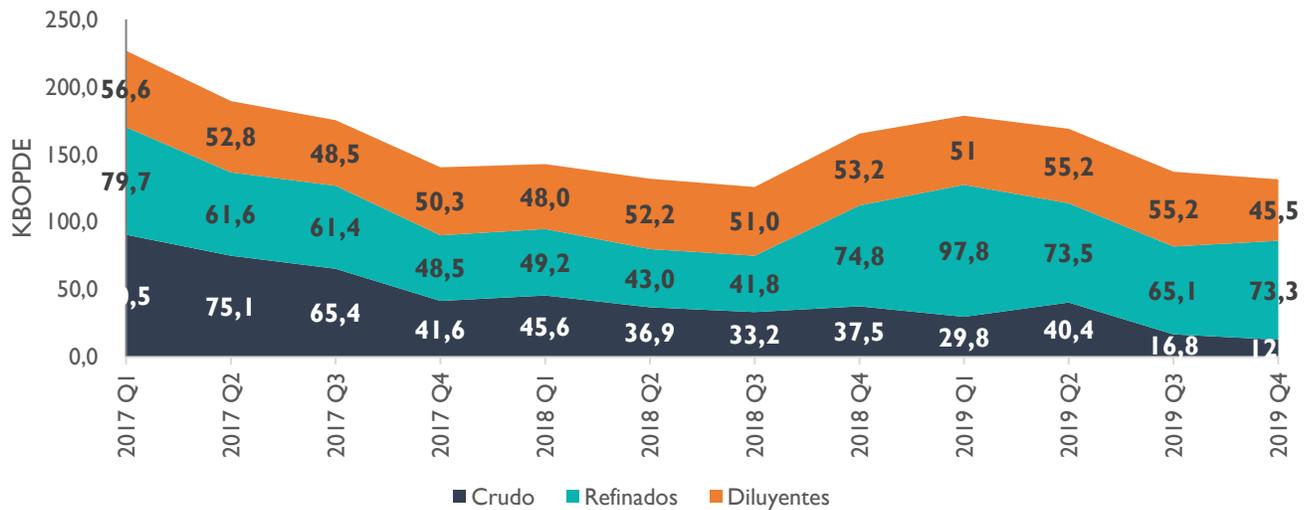
Ventas nacionales de productos del petróleo



Fuente: Ecopetrol. Resultados trimestrales

A pesar de lo anterior, las paradas operacionales en ambas refinерías junto a la disminuci3n en el precio del barril durante el cuarto trimestre de 2019 permitieron un aumento en las importaciones de crudo y productos de refinaci3n de 8,8%, pasando de 141,6 KBOPDE en 2018 a 154,1 KBOPDE durante 2019.

Importaci3n de crudo y productos



Fuente: Ecopetrol. Resultados trimestrales

Desde Campetrol estamos convencidos de que el petróleo seguirá siendo un protagonista en la matriz energética de los próximos años, por lo que, debemos prepararnos para suplir la creciente demanda de combustibles líquidos. En este sentido, será necesario contar con los mejores estándares operacionales, la búsqueda de derivados que aporten a la mejora de la calidad del aire e incrementar la eficiencia energética, permitiendo de esta manera, disminuir la producción de gases de efecto invernadero. Así mismo, para mantener el suministro abundante, barato y confiable de combustibles líquidos será necesario aumentar los esfuerzos en pro de incorporar nuevas reservas de petróleo, explorando todas las fuentes de recursos disponibles.

3. INDUSTRIA ENERGÉTICA



CAPÍTULO 3: INDUSTRIA ENERGÉTICA

I. CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA: LAS ENERGÍAS RENOVABLES SERÁN UNA REALIDAD EN COLOMBIA

El consumo de energía en Colombia ha experimentado una constante expansión desde hace más de tres décadas, alimentado por el crecimiento económico y las mejoras en el nivel de vida, lo cual ha incrementado la demanda energética. En efecto, del 2010 al 2018, el consumo experimentó un crecimiento promedio de 4,5% anual, mientras que, de 1990 a 2010 el crecimiento promedio fue de 1,9% anual. Adicionalmente, al tener en cuenta las estimaciones de crecimiento poblacional, se esperaría que la tendencia al alza se mantenga a mediano y largo plazo.

La matriz de consumo energético en Colombia se compone en un 52% por gas natural, fuentes hídricas y renovables no convencionales, que representan las fuentes energéticas más limpias en cuanto a emisión de gases de efecto invernadero. Es importante destacar que la participación de dichas fuentes en la producción nacional ha incrementado en 6 puntos porcentuales desde el 2010, manteniendo una tendencia de crecimiento continua.

Estas energías son de vital importancia para asumir el reto en cuanto a cambio climático que enfrenta el mundo, pues con una combinación de energía renovable competitiva en costos, eficiencia energética y sistemas digitales, las emisiones de dióxido de carbono podrían ser mucho menores que en la actualidad, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible pactados en el Acuerdo de París, con lo cual, a 2050, dos terceras parte de la energía mundial deberían ser renovables.

En línea con este objetivo, el Gobierno Nacional ha incentivado nuevos proyectos de energías renovables no convencionales. El objetivo consiste en ampliar la capacidad instalada de energía solar y eólica, teniendo en cuenta el alto potencial de Colombia para generar este tipo de energías por su ubicación geográfica y gran cantidad de recursos naturales asociados. Dado que la matriz energética colombiana depende en gran medida de fuentes hídricas vulnerables a cambios climáticos,

estos nuevos proyectos lograrían complementar la generación actual de energía y abastecer a todo el país sin interrupciones.

Según el IRENA, para 2016, la capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia llegó hasta los 319 Megavatios, una cifra muy inferior a la capacidad instalada de las hidroeléctricas (11.606 Megavatios). Al desagregar los 319 Megavatios instalados, se evidencia que el 19,8% (63,6 Megavatios) pertenecen a energía solar y el 6,1% (19,5 Megavatios) a fuentes eólicas, mientras el restante 74,1% corresponde a Biomasa. Sin embargo, a pesar de la baja capacidad instalada en no convencionales que posee el país, se debe resaltar que la infraestructura para generación de energía solar se encuentra en crecimiento desde el 2008.

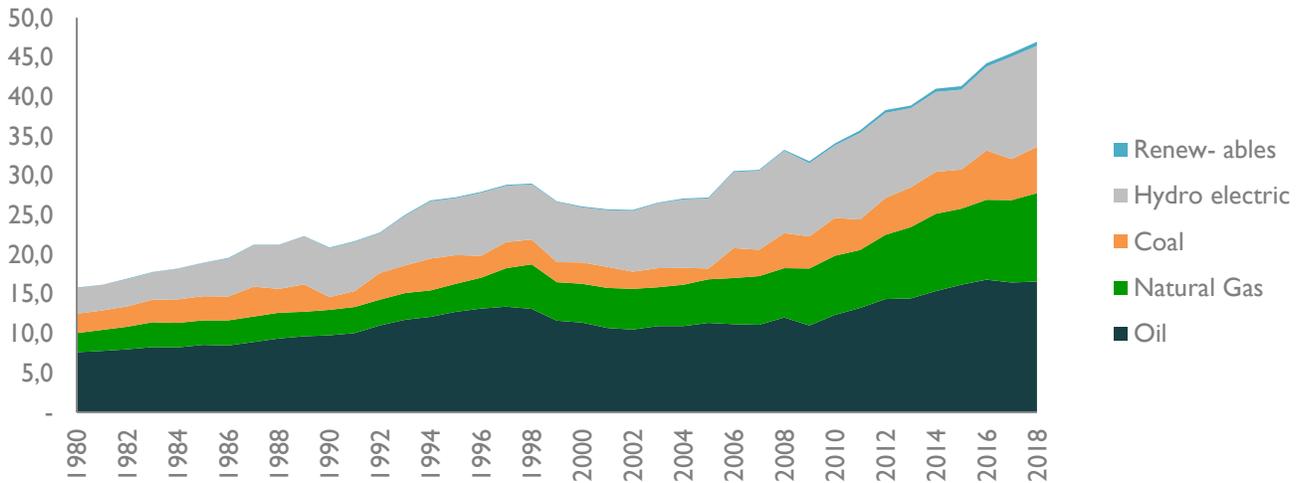
Ahora bien, la iniciativa del Gobierno Nacional en 2019 fue poner en marcha un nuevo programa de subastas (que serán detalladas en la siguiente sección) para aumentar los proyectos de energías limpias en todo el país. Esta iniciativa es fundamental para enfrentar el cambio climático y los nuevos desafíos energéticos del mundo y cubrir la demanda de la población en constante crecimiento.

Desde Campetrol, creemos que la transición energética es fundamental para la sostenibilidad económica y ambiental del mundo, y vemos con optimismo los primeros pasos que Colombia viene dando en pro de esta transición. El potencial de generación de energía de fuentes renovables no convencionales es muy alto en nuestro país, y, así mismo, la contribución que desde Colombia se puede hacer al mundo por frenar el cambio

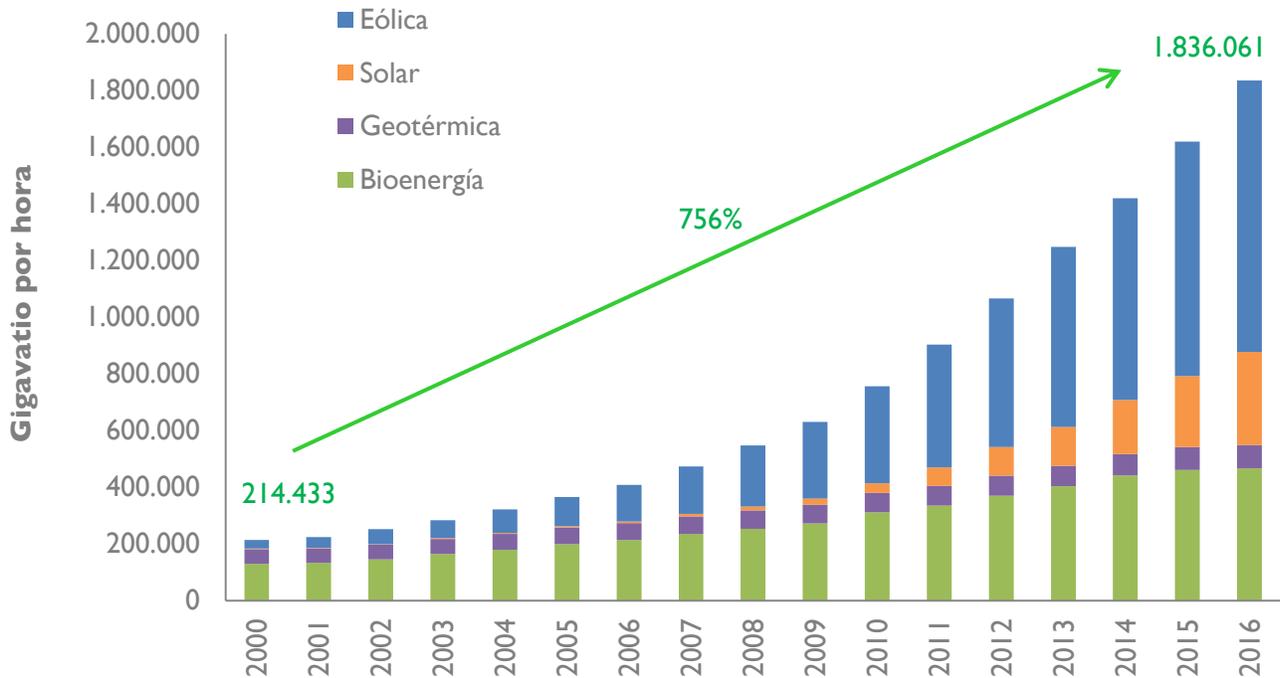
climático. Además, consideramos que el sector petrolero es un aliado estratégico fundamental para alcanzar con éxito esta transición, y las empresas de bienes y servicios petroleros ya cuentan con estrategias de energías

renovables y contribuyen al crecimiento en la generación de energías limpias en el país.

Consumo Energético en Colombia por Fuente (MMton eq de petróleo)



Fuente: UPME



Fuente: UPME

2. NUEVAS SUBASTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN 2019

Durante 2019, el Gobierno Nacional desarrolló una nueva estrategia para incentivar el crecimiento del uso de energías renovables y contribuir a alcanzar una matriz energética más limpia al 2030. Este sentido, el 26 de febrero de 2019 se llevó a cabo la primera tanda de subastas para la adjudicación de proyectos de generación y comercialización de energías renovables. Se buscaba adjudicar 23 contratos nuevos, mas no se cumplieron los requisitos de la convocatoria pese a que se recibieron 27 propuestas de empresas locales y multinacionales, pues entre las propuestas se presentó un oferente que representaba un exceso de concentración en la subasta, es decir, si bien hubo una oferta suficiente de proyectos de energía renovable, se presentó una baja demanda por parte de los compradores en términos de cantidad y precios, con lo cual al hacer las asignaciones la oferta habría quedado concentrada en unos pocos jugadores.

Sin embargo, el Ministerio de Minas y Energía continuó incentivando la estrategia, y desarrolló una nueva ronda de subastas el pasado 22 de octubre, donde se adjudicaron ocho proyectos de generación, cinco de ellos de energía eólica y tres de energía solar. Con estos proyectos se logrará la incorporación de 2.250 MW de capacidad instalada, por encima de la meta de 1.500 MW, establecida por el Gobierno Nacional, con una inversión total esperada de más de 2.000 millones de dólares al 2022.

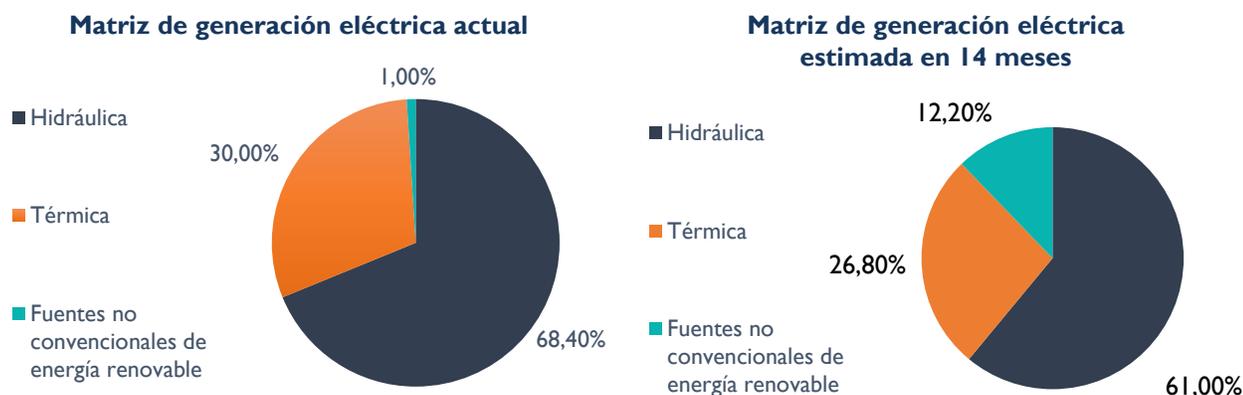
En total se adjudicaron 10.186 mwh, por un precio \$95 Kwh/ hora, un precio cerca de \$50 pesos por debajo del promedio actual del costo de generación en contratos bilaterales, según señaló el Ministerio de Minas y Energía.

La nueva tanda de subastas resultó exitosa y superó las expectativas del Ministerio de Minas y Energía, con lo cual se marcó un hito importante en el cumplimiento de las metas del Gobierno Nacional, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y su propósito de

disminuir los impactos ambientales negativos. La ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez, aseguró que este logro contribuye en gran medida a la transformación energética del país, pues a pesar que nuestra matriz energética es muy limpia por la alta participación hídrica, tiende a ser muy vulnerable a los cambios climáticos, por lo que la contribución de las fuentes de energía renovable no convencionales resultan de gran utilidad para diversificar la matriz y asegurar la distribución de energía eléctrica a todos los colombianos.

En la subasta participaron 53 empresas, de las cuales 22 comercializadoras aseguraron la compra de energía a largo plazo y 7 empresas lograron contratos de generación energética. Los proyectos iniciarían la generación el 1° de enero de 2022, de tal manera que cuentan con un poco más de dos años para el proceso de construcción y adaptación de la infraestructura necesaria. Si las empresas no alcanzan a entrar en operación en dicho plazo, podrán acudir al mercado como compradores para cumplir la obligación contractual, y se les ampliaría el plazo en dos años adicionales.

Desde Campetrol destacamos el esfuerzo del Gobierno Nacional por la diversificación de la matriz energética, y la apuesta por las energías renovables no convencionales, dada la vulnerabilidad que enfrenta la generación de energía por fuentes hídricas. Además, aseguramos que el sector y, las empresas de bienes y servicios petroleros tienen gran potencial, como aliados estratégicos y tecnológicos, para contribuir en la transformación energética en Colombia.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

3. FORO ECONÓMICO MUNDIAL: COLOMBIA AVANZA EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Anualmente, los líderes políticos y empresariales del mundo se reúnen en Davos, Suiza, en el marco del Foro Económico Mundial, para discutir los retos de la economía global. Desde hace varios años, el tema de discusión se había centrado principalmente en el crecimiento económico y el cierre de las brechas de desigualdad entre los países desarrollados y aquellos en vías de desarrollo. Sin embargo, este año, en el marco del cincuenta aniversario, el Foro se centró en los riesgos del cambio climático, los principales retos mundiales para alcanzar una transición energética y el diseño de políticas económicas más sostenibles ambientalmente. El objetivo general de la última edición del Foro fue lograr compromisos de los líderes políticos y empresariales, a favor de un mundo sostenible y en pro de frenar el cambio climático.

La transición energética es uno de los temas prioritarios en la agenda global de desarrollo, por lo que en el Foro de Davos se presentaron las estrategias que se adelantan en diversos países para lograr este objetivo hacia el uso de energías más limpias y amigables con el ambiente. En este sentido, Colombia ha sido un país activo respecto a la mitigación del cambio climático y la transición energética, por lo que el Gobierno Nacional, en cabeza del presidente Iván Duque, junto con la ministra de la cartera de minas, María Fernanda Suárez, presentaron en Davos los avances que adelanta el país en la materia. Gracias a la participación en Davos, el país obtuvo la sede del Foro Económico Mundial de

Latinoamérica en el 2021. Adicionalmente, según el presidente Iván Duque, gracias a las más de 40 reuniones llevadas a cabo, se lograría atraer hasta 300 millones de dólares.

El 2019 enmarcó una de las estrategias más importantes del Gobierno colombiano para frenar el cambio climático, con la adjudicación de nuevos contratos para generación de energía a través de fuentes renovables no convencionales, como la energía eólica, solar y geotérmica, entre otras. Este hecho le permitiría al país aumentar hasta 50 veces su capacidad instalada para la generación de energías renovables de fuentes no convencionales, y ampliaría la participación de estas energías en la matriz de generación de energía eléctrica de un 1% a un 12%. Así mismo, los proyectos de energía solar y eólica aportarían a una reducción de 9 millones de toneladas de CO₂.

Al tiempo que se contribuye a disminuir gradualmente las emisiones de CO₂, la ministra señaló que el Gobierno está trabajando para asegurar combustibles líquidos de mejor calidad, pues la transición energética lleva tiempo y este tipo de energéticos no dejarán de ser demandados en el mediano plazo. Ejemplo de esto, es que la concentración de azufre en el diésel pasó de 25 a 10 partes por millón, al

tiempo que, la concentración en la gasolina pasó de 150 a menos de 100 partes por millón.

Otras políticas que presentó Colombia en el Foro tienen que ver con los avances del país en la implementación de incentivos tributarios para reducir los costos de los vehículos eléctricos y la movilidad a gas. Con la Ley de Movilidad Eléctrica de 2019, se aprobaron incentivos tributarios como la reducción del IVA del 19% al 5% y los descuentos sobre el seguro obligatorio de los vehículos eléctricos.

Por otra parte, el sector minero-energético es el primero a nivel nacional en presentar un Plan Integral de Gestión del Cambio Climático, para reducir en 11,2 millones de toneladas las emisiones de CO₂ a 2030, lo que representa un 17% de la meta total del país, de disminuir 66,5 millones de toneladas en el mismo periodo.

Desde el sector de bienes y servicios petroleros vemos con optimismo las políticas que está trazando el Gobierno Nacional en pro de la transición energética. Políticas que han sido validadas y bien recibidas por la comunidad internacional en esta edición del Foro Económico Mundial. El camino de la transición es largo, pero un Gobierno con un horizonte claro, y una industria que entienda el papel que el sector petrolero juega en este proceso, podrán llevar a cabo todas las políticas necesarias para que el país haga una transición ordenada que le dé una mayor relevancia a la energía renovable no convencional de la mano con la industria de los hidrocarburos.

A tall, dark metal drilling rig stands against a dramatic sunset sky with orange and grey clouds. In the foreground, a chain-link fence surrounds a red generator unit and other equipment. A white IBC container is visible near the fence. The scene is illuminated by the low sun, creating long shadows and a warm glow.

4. ECONOMÍA COLOMBIANA VARIABLES EXTERNAS

CAPÍTULO 4: ECONOMÍA COLOMBIANA

VARIABLES EXTERNAS

I. LAS EXPORTACIONES SE DEBILITAN CONSIDERABLEMENTE EN 2019

El DANE dio a conocer los datos de exportaciones para diciembre de 2019, donde se observa una leve recuperación, no obstante, el deterioro de las ventas al exterior observado a lo largo de 2019 y la desaceleración de los últimos cuatro meses del 2018.

Analizando el crecimiento de las exportaciones en el trimestre móvil de julio a septiembre de 2019, frente al mismo trimestre del año anterior, el balance resulta negativo. En el último trimestre del año, las exportaciones totales en millones de dólares FOB, evidenciaron una fuerte contracción de 8,6% anual, explicado por una caída de 15,8% en las exportaciones tradicionales.

Las exportaciones de petróleo y sus derivados cayeron 11% frente al mismo trimestre móvil del año anterior. Lo anterior resulta aún más desalentador al considerar que el volumen exportado cayó 6,2%. A pesar de que en el primer semestre del año se observó que el sector empezaba a recuperar dinamismo en cuanto a las exportaciones, en el tercer y cuarto trimestre decayeron por el incremento de producción de Estados Unidos, el principal cliente de crudo de Colombia.

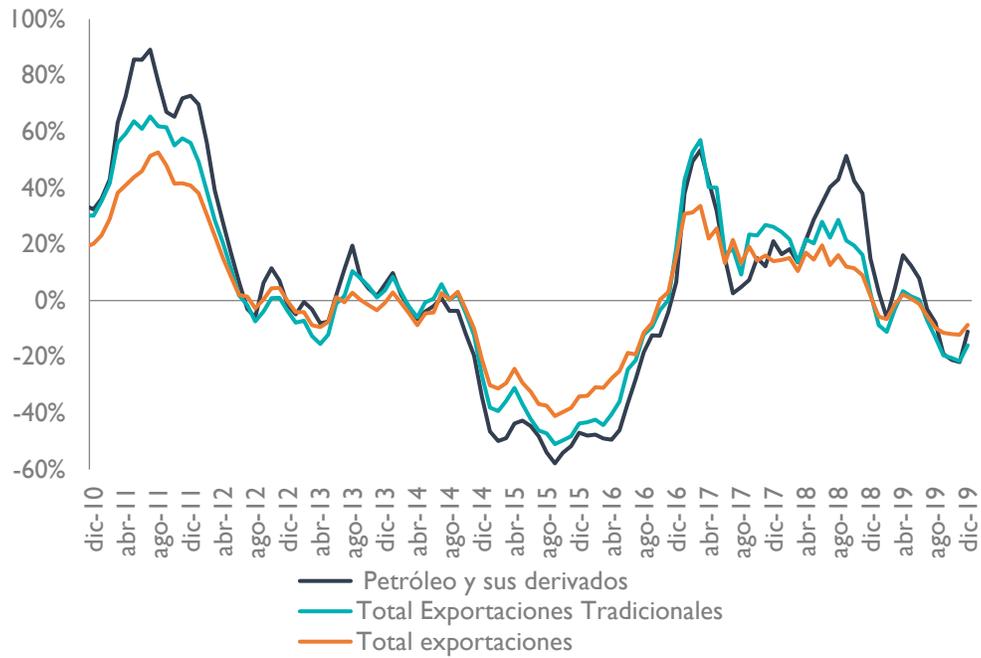
Durante todo 2019 se exportaron 39,5 millones de dólares al exterior, un 5,7% menos que la cantidad exportada en 2018, y de los cuales 16 millones USD fueron de exportaciones de petróleo y sus derivados, 5,2% por debajo de la cantidad de crudo exportada en 2018. El sector petrolero representó un 40,4% del total de exportaciones en el 2019, 0,2% más que su peso en el 2018. Analizando las exportaciones de la industria en volumen, el dato resulta positivo, pues se exportaron 2,1% más toneladas métricas equivalentes de petróleo y derivados en 2019 frente a 2018.

La contracción de las exportaciones se debe principalmente a que Estados Unidos ha alcanzado niveles históricos de producción, por lo que se ha convertido en exportador neto de petróleo y demanda cada vez menos crudo de países como Colombia. Además, la tendencia a la baja en los precios ha generado menores ingresos en millones de dólares FOB al país, deteriorando el balance final. Sin embargo, cabe mencionar que los niveles actuales de producción son un buen indicador de la recuperación del sector, con lo cual hay buena disponibilidad de crudo para exportar. Es de resaltar que el exportador colombiano deberá encontrar nuevos mercados para comercializar petróleo y sus derivados, pues se proyecta que la producción estadounidense seguirá creciendo y este país se seguirá posicionando como exportador neto. Así mismo, es fundamental diversificar las ventas al exterior, impulsando exportaciones no tradicionales que contribuyan a incrementar los ingresos por exportaciones.

Cabe resaltar, que ante la coyuntura actual con precios de petróleo bajos y una TRM alta, es de esperar que las exportaciones se contraigan, pues el petróleo, como se mencionó, representa una alta proporción del total de exportaciones. A este hecho se suma la frenada del comercio internacional producto del coronavirus, que ha contraído la demanda de otros países de bienes y servicios de sus pares comerciales, y que se traduce en menores ventas externas para países como Colombia.

BALANCE PETROLERO

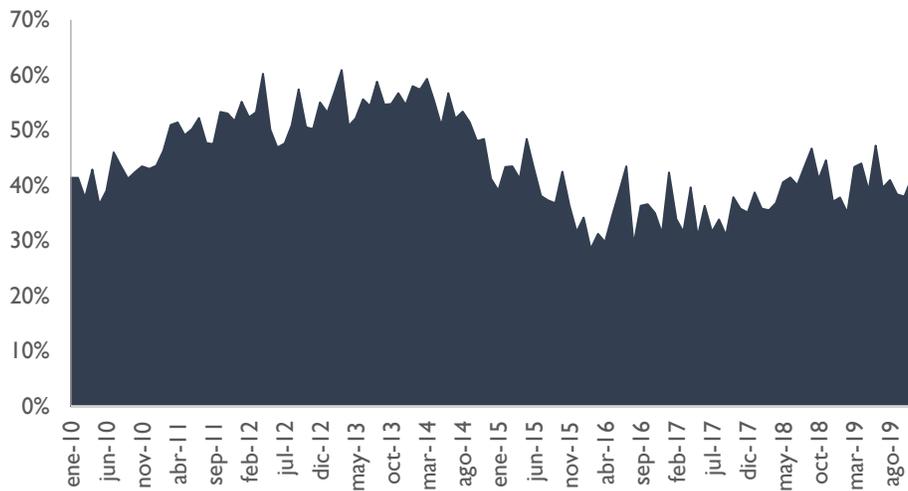
Variación anual de exportaciones (Miles de USD FOB)*



*Variación anual del trimestre móvil

Fuente: DANE, cálculos Campetrol

Participación de las exportaciones petroleras en el total



Fuente: DANE, cálculos Campetrol

2. IMPORTACIONES CRECEN 2,9% EN 2019 JALONADAS POR COMPRAS DE BIENES DE CAPITAL

En 2019 las importaciones del país crecieron 2,9%, es decir 8,3 puntos porcentuales por debajo del crecimiento de 11,2% registrado en 2018. Este hecho se debe a la caída en el crecimiento de las importaciones de materias primas, que pasaron de 11,5% en 2018 a 1,4% en 2019, que se sumaron a la contracción de las compras desde el exterior de bienes de consumo y de bienes de capital, pues el crecimiento de éstas cayó de 10,2% a 3,7% y de 11,5% a 4,5%, respectivamente.

En total, las importaciones en 2019 alcanzaron los US \$52.702 millones CIF, de las cuales, un 45% corresponden a compras de materias primas y productos intermedios, un 31% son importaciones de bienes de capital y materiales de construcción, y el restante 24% corresponde a bienes de consumo.

Es importante destacar que las importaciones de materias primas y de bienes de capital constituyen un importante indicador del desempeño de la inversión en nuestro país, pues son insumos para incentivar la productividad de diferentes sectores de la economía. Es por ello que, a pesar de que las importaciones de estos dos tipos de bienes continúan creciendo, este nivel es considerablemente bajo con respecto al 2018, hecho que pudiese explicarse por la alta depreciación de la moneda, lo cual encareció las compras al exterior. Sin embargo, es de resaltar que, frente al 2016 y 2017, las importaciones de insumos han mejorado considerablemente, lo que denotaría una mejora en los incentivos de los empresarios a invertir en materias primas y bienes de capital después de la crisis de 2014.

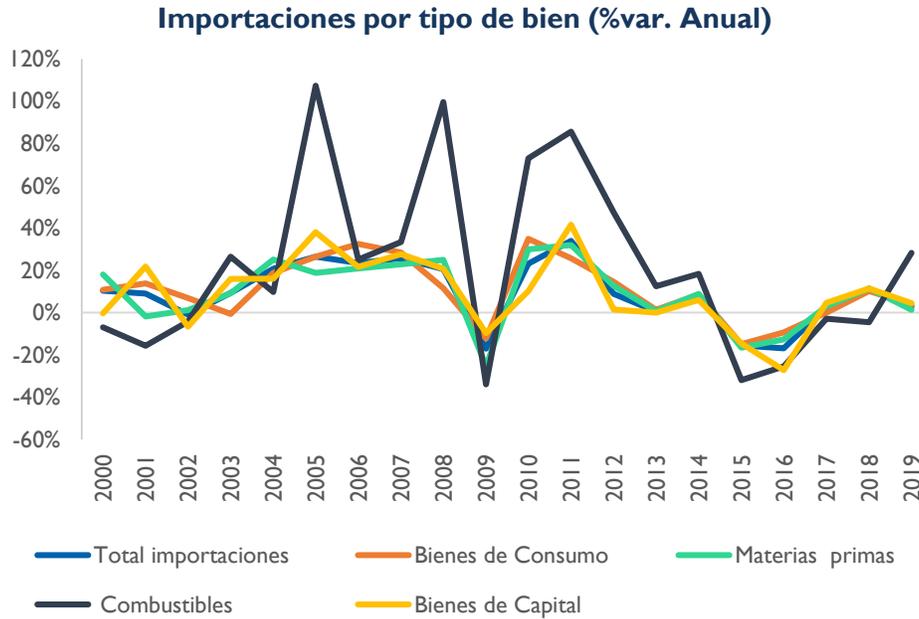
Las importaciones de combustibles, por su parte, aumentaron un 28,3% en 2019, un alto crecimiento dada la caída de 4,6% en 2018 y de 2,8% en 2017. Este incremento se explica por el crecimiento económico, el cual conlleva a un mayor consumo de diésel, gasolina y

combustible de avión, además de los mantenimientos programados a las refinerías de Barrancabermeja y de Cartagena, que limitaron el suministro de estos bienes a nivel interno.

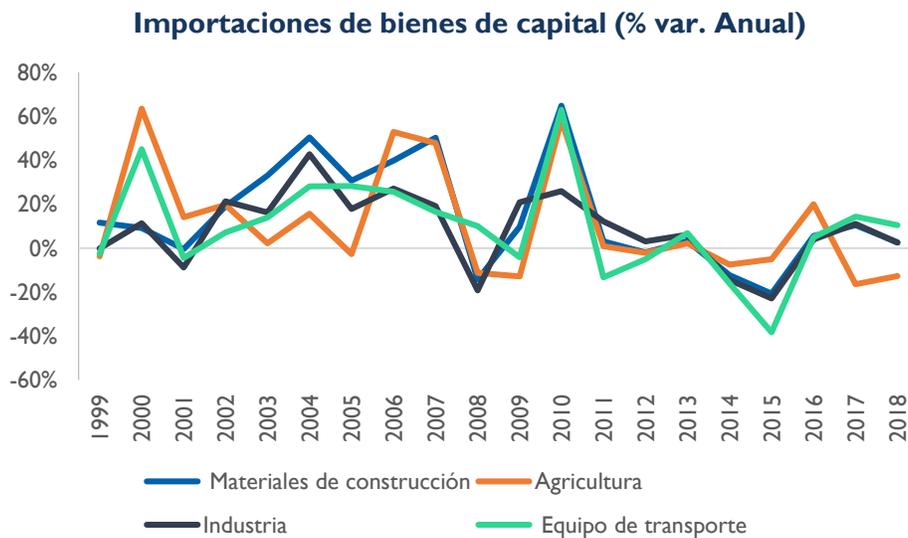
En cuanto a los bienes de capital, en 2019 se incrementó la compra de equipos de transporte en 10,4%, la compra de bienes para la industria en 2,5% y la adquisición de materiales de construcción creció 2,6%. A estas tasas se contraponen la caída en la compra de bienes para la agricultura.

A los resultados de 2019 se contraponen el escenario económico actual, con una alta depreciación de la moneda y una parálisis en el comercio internacional en todo el mundo debido al coronavirus. Estos dos hechos generarían una contracción de las importaciones de todo tipo de bienes en el primer y segundo trimestre de 2020, pues la compra de materias primas, bienes de capital y bienes de consumo al exterior sería considerablemente más cara por la alta TRM, mientras la oferta de bienes del exterior se encarece, en especial de los provenientes de China, país del cual proviene la mayoría de las importaciones que hace Colombia.

Desde Campetrol creemos que la tendencia de importaciones en 2020 será a la baja, y generará presiones negativas sobre la inversión. Sin embargo, resaltamos la importancia de incentivar y mantener la compra de materias primas y bienes de capital, que abastece de bienes de consumo al país y contribuye al desarrollo de la industria.



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

3. SE AMPLÍA EL DÉFICIT COMERCIAL EN 2019

La balanza comercial en el trimestre móvil de octubre a diciembre cerró con un déficit de 983 millones de USD, equivalentes a 1,4% del PIB, denotando una leve mejora en este trimestre después de un déficit de 1,8% del PIB en septiembre de 2019. Sin embargo, cierra con un déficit 0,1 puntos porcentuales por encima del de octubre a diciembre de 2018.

Dado que durante 2019 las exportaciones se desaceleraron, mientras que las importaciones en contraposición crecieron rápidamente, la balanza comercial se deterioró, completando un déficit de 896 millones de dólares FOB en el año completo, equivalente a 1,3% del PIB, 0,1 puntos porcentuales por debajo del déficit

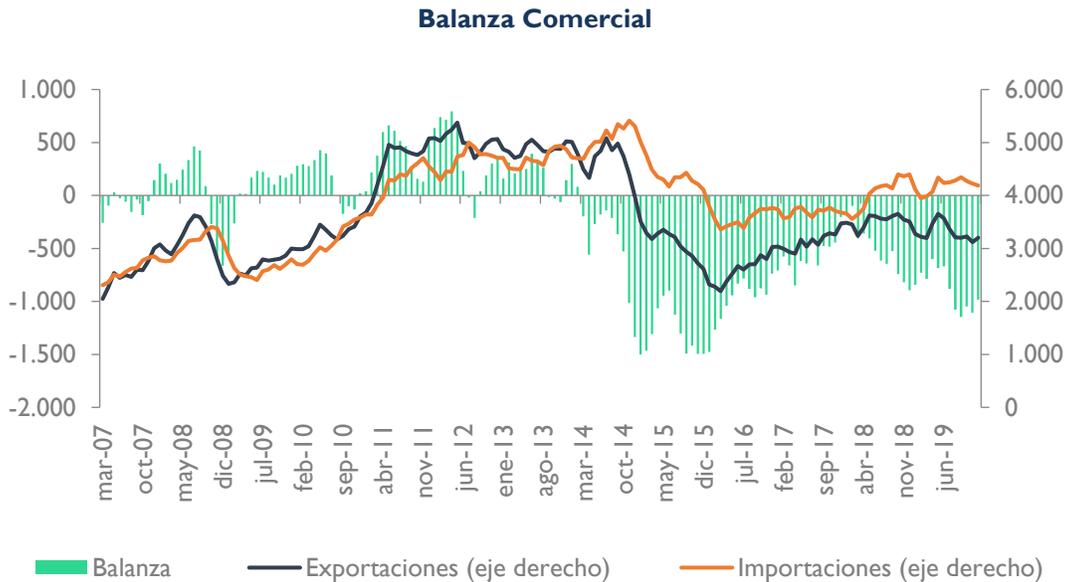
de 2018, denotando una leve corrección. Cabe resaltar que, a pesar de que las importaciones están creciendo aceleradamente desde marzo de 2018, se trata principalmente de importaciones de bienes de capital y de bienes intermedios, que, como se mencionó, se traducen en más inversión de las empresas en capital y materias primas.

El desequilibrio en la balanza comercial se explica por los aumentos en las importaciones de manufacturas, productos agropecuarios, alimentos, bebidas y combustibles, que no pudieron ser compensados por las ventas al exterior de petróleo crudo y derivados, carbón y café. Así mismo, el país con el que Colombia sostiene la balanza comercial más deficitaria es China, con un déficit de 6.133 millones de dólares FOB, que no se logra compensar por las exportaciones a la comunidad Andina.

Es importante resaltar que el balance excluyendo las exportaciones de petróleo, habría sido mucho más desfavorable, alcanzado un déficit de más de 2.200

millones de dólares FOB equivalentes a 3,2% del PIB, 1,9 puntos porcentuales más que la balanza incluyendo las exportaciones petroleras. El sector petrolero, por tanto, contribuye a la corrección del déficit comercial, pero enfrenta grandes retos para encontrar nuevos mercados de ventas externas diferentes a Estados Unidos, y así recuperar su tendencia de crecimiento.

Desde Campetrol creemos que el sector petrolero es uno de los grandes motores del crecimiento económico para el país, y a su vez, permite corregir el déficit comercial contribuyendo a la estabilidad macroeconómica. Es por ello por lo que vemos con optimismo los nuevos incentivos que tiene el sector para seguir creciendo, y permitir que las exportaciones se recuperen, a pesar de la tendencia a la baja en precios, y, por tanto, se corrija considerablemente el déficit comercial.



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

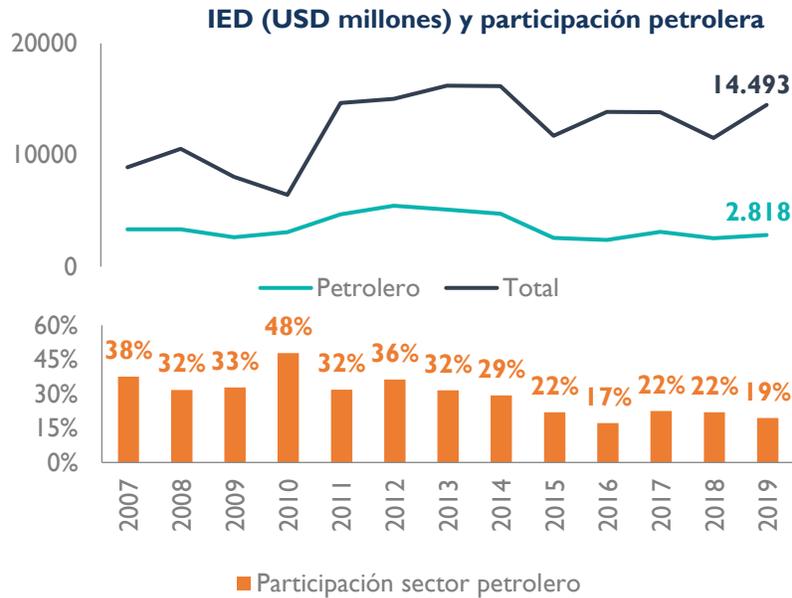
4. IED TOTAL Y PETROLERA: EL CONSOLIDADO DE 2019 MUESTRA MEJORES CIFRAS ANUALES FRENTE A 2018.

En el consolidado de 2019 se registró un total de IED destinada a Colombia de 14.493 millones de dólares, lo que representa un incremento de 26% frente al consolidado de 2018. Lo anterior es un gran avance para el país, teniendo en cuenta que en 2018 se registró una reducción anual del 17% y que, además, el dato anual de 2019 fue el más alto desde 2014.

Por su parte, la IED destinada al sector petrolero registró un total de 2.818 millones de dólares en el consolidado de 2019. Lo anterior implica un crecimiento anual de 11% con respecto al 2018, lo que contrasta con la contracción anual evidenciada en 2018, de 18%. Durante 2019, el sector petrolero representó un 19% del

total de IED destinada al país, inferior a la participación de 2017 y 2018, años en los cuales el sector aportó un 22% del total de IED, respectivamente.

En el último trimestre de 2019, la Inversión Extranjera Directa (IED) en Colombia fue de 3.715 millones de dólares. Por su parte, la IED destinada al sector petrolero registró 524 millones de dólares. Para este periodo la participación del sector petrolero dentro de la IED total se redujo ligeramente de 35% en el cuarto trimestre de 2018 a 14% en el mismo trimestre de 2019



Fuente: BanRep, cálculos Campetrol

Dado que la IED petrolera mejoró levemente, pero perdió participación en la IED total, la cual experimentó un notable repunte en 2019, se puede entender que el país ha iniciado la búsqueda de un proceso exitoso de diversificar su economía, en especial, sus sectores productivos, para así reducir la dependencia de su

política macroeconómica a la volatilidad de los precios internacionales del crudo.

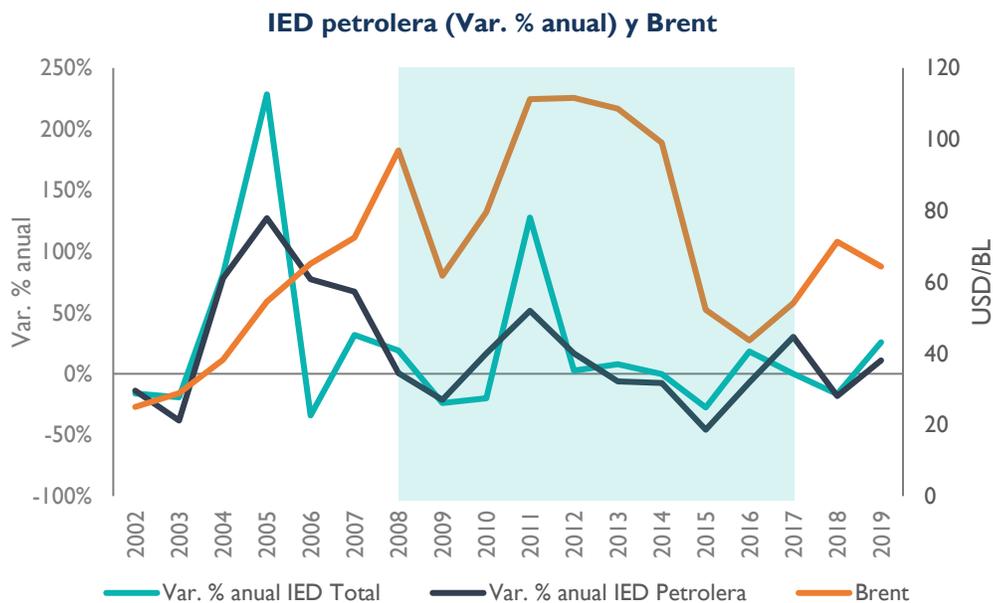
Una de las críticas más recurrentes a nivel económico, a pesar del buen desempeño macro que ha evidenciado el país históricamente, es el alto nivel de dependencia que tiene la economía hacia el sector petrolero.

Consecuencia de esto, con la crisis de precios de 2014, las cuentas nacionales experimentaron un fuerte desbalance, del cual aún no nos hemos recuperado a un 100%.

En los últimos dos años, se ha evidenciado una menor correlación entre el precio Brent y el comportamiento de la IED (total y petrolera), la cual entre 2008 y 2017 fue considerablemente alta, haciendo que el Brent fuera el determinante más importante para definir la tendencia de la inversión que llegaba al país. Al parecer, luego de la crisis de precios y sus consecuencias sobre la economía

colombiana, esta correlación se ha disminuido considerablemente (2018 - 2019), en especial, para 2019.

Lo anterior nos permite pensar que, en la actualidad, el país cuenta con una mayor resiliencia frente a los choques de precios y que, aún con precios de crudo menores y una IED petrolera estable, la inversión extranjera directa total puede tener un muy buen desempeño y seguir aportando a la generación de valor, empleos y oportunidades para todos los colombianos



Fuente: BanRep, cálculos Campetrol

Vemos con buenos ojos los programas gubernamentales en pro de impulsar la competitividad del país y el interés en mejorar las condiciones internas e incentivar a los inversionistas extranjeros. Medidas que ya han empezado a traducirse en una mejor percepción a nivel internacional y en un ambiente interno positivo de inversión, lo que se evidencia con el buen desempeño en 2019.

Sin embargo, consideramos que la IED en 2020 se verá afectada negativamente, en especial en la primera mitad del año, debido a las condiciones adversas por las que pasa actualmente la economía global. La

incertidumbre y mayor aversión al riesgo en los mercados, la fragilidad en el comercio y la demanda internacional, a raíz de la propagación del coronavirus, sumado a las medidas de política monetaria expansiva en los principales países del mundo y la inestabilidad en los precios del crudo que han llegado mínimos de 8 años, crean un escenario adverso para la economía colombiana y su competitividad como receptora de IED.

Es importante tener en cuenta que, frente a pánicos bursátiles, crisis mundiales e

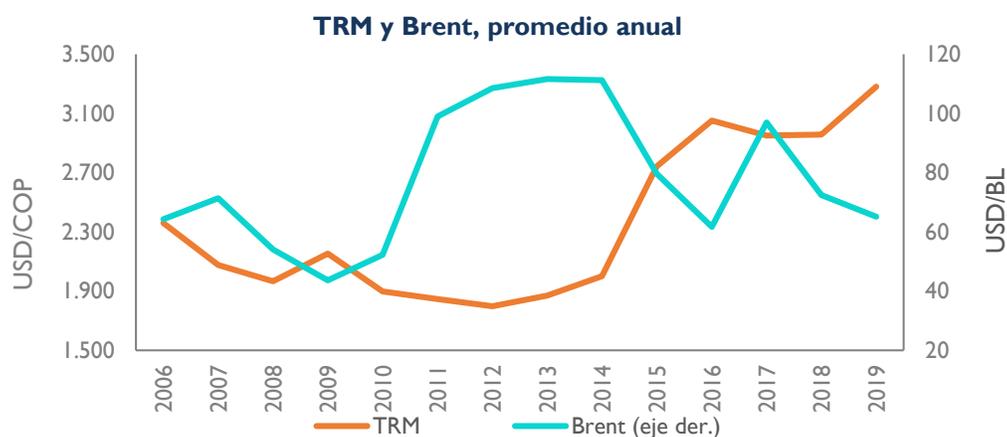
incertidumbre en los mercados, los primeros damnificados son las economías emergentes, dado que se ven propensos a experimentar fuga de capitales en búsqueda de activos refugio, que cuenten con un menor riesgo. Lo anterior sumado a la coyuntura negativa en precios del crudo, que desincentivan la entrada de capitales destinados al sector, los cuales representan cerca de un 20% del total de flujos de IED. Así mismo, las medidas nacionales de contención para evitar un contagio masivo del coronavirus en el país afectarían todas las actividades económicas y, por ende, las inversiones destinadas a ellas.

En este sentido, bajo el escenario adverso por el que pasan la salud, la economía, el comercio y el sector petrolero global, adquiere mayor importancia el trabajo conjunto y las sinergias del sector de petróleo y gas, entre Gobierno, Industria y Territorio, para beneficio de todos los colombianos, a partir de la estabilidad fiscal y macroeconómica, los programas gubernamentales de incentivos a la reactivación y el desarrollo regional sostenible

5. EN 2019 EL PESO COLOMBIANO SE DEPRECIA A MENOR RITMO QUE SUS PARES DE LA REGIÓN.

En 2019 la Tasa Representativa del mercado (TRM) se ubicó en un promedio anual de 3.281 pesos por dólar,

con lo cual se obtuvo una pérdida de valor de la moneda colombiana de 11% frente al promedio de 2018.



Fuente: Banco de la República, EIA

En Colombia la tasa de cambio se caracteriza por tener una correlación inversa con el precio del petróleo. Lo anterior se explica por los ingresos que genera el sector petrolero a partir de las exportaciones y de la IED, los cuales se encuentran denominados en dólares. Con esto, a medida que incrementa el precio del petróleo, incrementan estos ingresos de divisas al país, con lo cual se genera una sobreoferta de dólares en el mercado y por ley de oferta y demanda, su precio, la TRM, disminuye.

La correlación y causalidad del Brent sobre la TRM explica en buena medida el comportamiento del tipo de cambio a largo plazo. Sin embargo, en el corto plazo, durante 2019 se observó una ruptura de esta correlación, con lo que otros factores pasaron a determinar mayoritariamente la cotización diaria del tipo de cambio. Dentro de estos factores resalta la coyuntura de tasas en

EE.UU., bajo la cual, en búsqueda de mantener el crecimiento económico, se han estado realizando reducciones en el rango de tasas de política del país norteamericano.

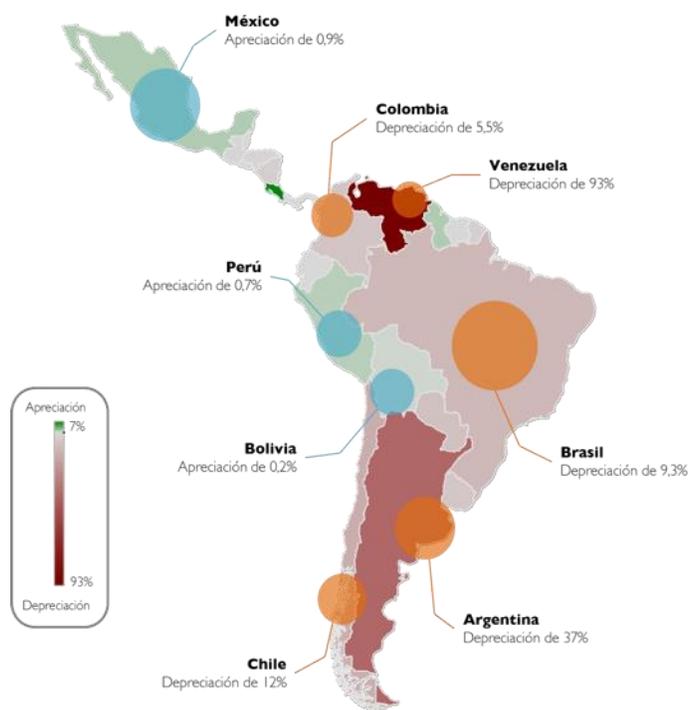


Fuente: Banco de la República

En línea con lo anterior, en el transcurso de 2019, el peso colombiano en el mercado FOREX se depreció en un 5,5% (al comparar la cotización del primero de enero de 2019, frente a la del 31 de diciembre de 2019), de acuerdo con los datos de Investing. Si bien, esto representa una pérdida de valor considerable, que puede trasladarse a los precios de la canasta familiar, traducido en una mayor inflación, al comparar los tipos de cambio por dólar de los países de la región, el resultado colombiano de 2019 no parece tan crítico.

En los países de Latinoamérica se observó una depreciación promedio de 8%. Esto significa que Colombia, con un 5,5% se ubica 2,5 puntos porcentuales por debajo de la media de la región, un resultado positivo en términos de manejo en cuentas externas, en comparación con Chile (12%), Brasil (9.3%), Argentina (37%) y Venezuela (93%). Por el contrario, los países que experimentaron una apreciación de su moneda frente al dólar fueron, Bolivia (0,2%), Perú (0,7%), México (0,9%) y Costa Rica (6,7%).

Variación de las monedas latinoamericanas frente al dólar (enero 1 de 2019 vs. diciembre 31 de 2019)



Fuente: Investing, elaboración Campetrol

Se puede evidenciar que, durante 2019, en promedio, las monedas latinoamericanas perdieron valor frente al dólar, sin embargo, la política macro-prudencial y la responsabilidad en el manejo de las cuentas externas y fiscales en Colombia, han permitido que la depreciación del peso sea moderada, a diferencia de otros países pares de la región.

Ahora bien, en lo corrido de 2020 las monedas latinoamericanas han experimentado fuertes depreciaciones por causa de la crisis de salud a nivel global a raíz del coronavirus y el pánico bursátil que se ha generado y que se ha profundizado con la ruptura en el acuerdo de recortes a la producción de la OPEP+.

En Colombia, el 2020 inició con un dólar a \$3.260 pesos y los impactos del coronavirus sobre la demanda global, el comercio internacional y el turismo, junto con las reacciones de los agentes que tranzan en los mercados, generaron que el tipo de cambio incrementara hasta los \$3.500 pesos por dólar. Seguido de esto, las amenazas de

incremento en la producción por parte de Arabia Saudita y Rusia, que impactaron negativamente al precio del crudo, sumado a la aceleración del contagio del coronavirus, que desató un estado de emergencia en Europa y EE.UU., llevaron a una depreciación acelerada del peso colombiano, por encima de los 4.000 pesos por dólar.

Somos conscientes de la importancia de evitar incrementos descontrolados en la tasa de cambio, ya que, si bien, las exportaciones se pueden ver favorecidas por mayores precios del dólar, altos niveles en el tipo de cambio pueden traducirse en un incremento de los precios internos, que desencadenaría en una mayor inflación y que terminaría impactando a la población más vulnerable, al representar un impuesto regresivo. De igual forma, el incremento inusitado de la TRM resultaría en mayores precios de los productos importados, dentro de estos, los bienes de capital que representan insumos para las actividades industriales, incrementando los costos e impactando negativamente el desempeño de la industria.

En este sentido, desde Campetrol aplaudimos las medidas del Banco de la República para contener el proceso de depreciación por el que pasa la moneda colombiana y por inyectar liquidez al mercado. Esperamos que las medidas sean efectivas y logren dar alivio al mercado interno y al tipo de cambio, sin embargo, insistimos en que las autoridades monetarias y cambiarias deberán estar pendientes a la reacción del mercado ante las iniciativas, y estar preparados para actuar nuevamente de manera rápida y eficaz en caso de ser necesario.



5.
ECONOMÍA
COLOMBIANA
VARIABLES REALES

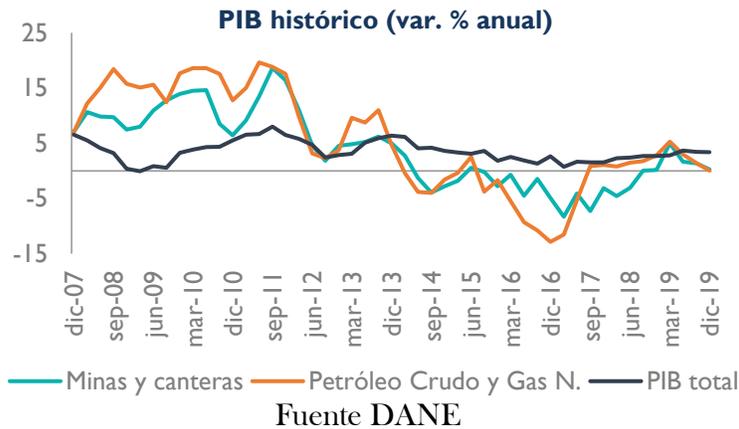
CAPÍTULO 5: ECONOMÍA COLOMBIANA

VARIABLES REALES

I. MAYOR CRECIMIENTO ECONÓMICO EN 2019 Y PERSPECTIVAS MODERADAS DEL PIB PETROLERO PARA 2020.

En el cuarto trimestre de 2019 la economía nacional creció 3,4%, siete puntos porcentuales por encima del crecimiento observado en el mismo trimestre de 2018 de 2,7%. De esta manera se mantiene la consolidación de la economía colombiana, con un crecimiento por encima del 3% durante 3 trimestres consecutivos.

El PIB de Minas y Canteras en el 4T-2019 creció 0,3%, liderado por el crecimiento de 11% de los minerales metálicos. Por su parte, el PIB petrolero quien aporta cerca de un 70% a la cartera de minas y canteras, experimentó una variación anual de 0,03%, mermando así la expansión iniciada a mediados de 2017.



Datos originales a precios constantes no desestacionalizados

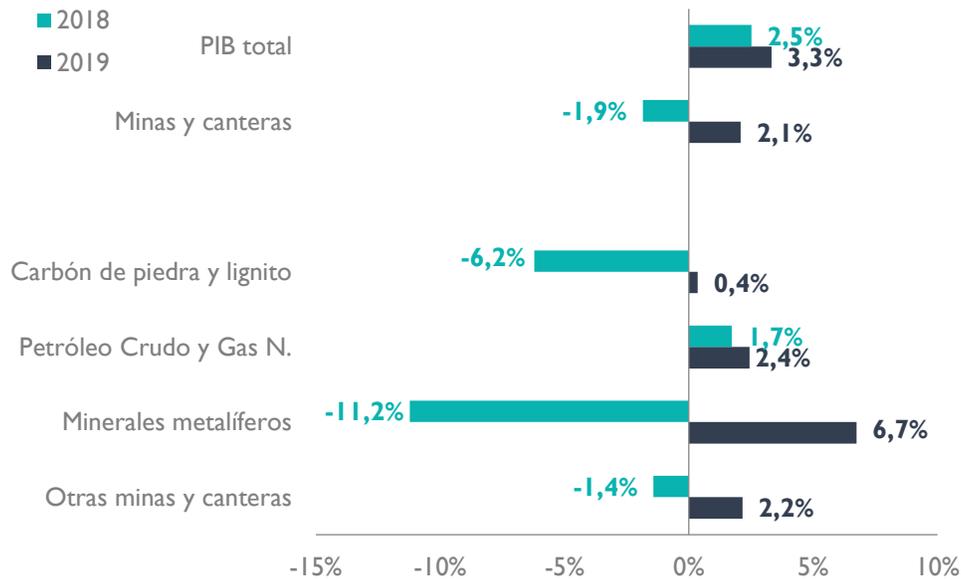
En el consolidado de 2019, la economía colombiana experimentó un crecimiento promedio de 3,3%, superior al evidenciado en 2018 de 2,5%. La actividad que más aportó al crecimiento económico fue el comercio (al por mayor y al por menor), con una contribución de 0,44%, al tener una expansión anual de 5,2% y una participación de 8,4% dentro del PIB total. Por el contrario, el rubro que menos aportó fue la construcción de edificaciones (residenciales y no residenciales), con una contribución de -0,24%, al registrar una contracción anual de 7,7% y una participación de 3,1% dentro del PIB total.

Por su parte, la actividad del sector de minas y canteras presentó un comportamiento positivo con un crecimiento anual promedio de 2,1%, contrario a la contracción anual experimentada en 2018. Este rubro

generó una contribución de 0,1% al crecimiento total, dada su participación de 5% en el PIB total.

El aporte de 0,1% del rubro de minas y canteras se explicó principalmente por la contribución de la extracción de petróleo crudo y gas natural del 0,08% al crecimiento total del PIB de 3,3%. Lo anterior, debido a la participación del 3,4% de la actividad petrolera dentro del PIB total. Es importante resaltar que, el PIB petrolero experimentó una expansión de 1,4% anual en el consolidado de 2019, con lo que completa dos años consecutivos experimentando crecimientos anuales, luego de la crisis de precios de 2014 que generó una profunda contracción del sector desde 2014 hasta mediados de 2017.

Composición PIB (var. % anual)



Fuente DANE

Datos originales a precios constantes no desestacionalizados

Cabe resaltar que, aunque la producción de petróleo ha mostrado registros positivos, los niveles actuales son difíciles de mantener. Esto se refleja en el comportamiento del PIB petrolero trimestre a trimestre durante 2019, que, si bien mantuvo expansiones anuales durante los cuatro trimestres del año, registró una tendencia a la baja, al pasar de un crecimiento de 5,3% en el primer trimestre, a uno de 0,03% en el último trimestre. Lo anterior estaría acorde con el comportamiento de la producción nacional de crudo, que mostró un desempeño similar en el transcurso de 2019.

En Campetrol esperamos que, en el consolidado de 2020 se registre un crecimiento promedio del PIB petrolero de 1% anual. Lo anterior estaría en línea con nuestros pronósticos de producción, para los cuales esperamos ligera tendencia a la baja para este año.

Esperamos que en el primer trimestre del año se genere un primer impacto de la nueva coyuntura de precios, sin embargo, sería en el segundo y tercer trimestre de 2020 que la actividad del sector se vería realmente afectada, dado que en estos periodos se materializaría el efecto precio, lo que se traduciría en recortes y ajustes en los planes de inversión de las compañías y así, una menor contratación,

Somos cautos con respecto al desempeño del PIB y del PIB petrolero colombiano en el transcurso de 2020, pues las condiciones adversas en términos de mercados bursátiles, demanda, comercio y turismo a nivel internacional, sumados a las menores perspectivas de precios del petróleo y una inminente depreciación del peso, harían que la economía colombiana enfrente dificultades no previstas inicialmente para este año.

Es importante resaltar que, la disminución en los precios del crudo afecta directamente la operación de toda la cadena de valor del sector petrolero en Colombia. Sin embargo, las lecciones aprendidas con la crisis de 2014 permitieron que la industria sea actualmente más resiliente ante las volatilidades de los precios internacionales y así, afrontar con mayor eficiencia la coyuntura actual, la cual viene profundizada por un choque conjunto entre oferta y demanda mundial. Si bien la industria está más preparada, tanto el sector como la economía colombiana se verán afectados, puesto que la actividad petrolera representa una fuente importante en términos

de ingresos fiscales vía renta y dividendos de Ecopetrol, así como regalías, y oportunidades en las regiones productoras, sumado a los flujos de divisas a partir de las exportaciones y la inversión extranjera directa, lo que le brinda estabilidad macroeconómica y fiscal al país.

En este sentido, recalamos la importancia de mantener e intensificar las medidas gubernamentales para reactivar y fortalecer el sector petrolero colombiano, para que resista los choques externos negativos actuales, continúe aportando al autoabastecimiento energético, al

crecimiento económico, las cuentas fiscales y externas, las oportunidades en la región y el desarrollo territorial sostenible. Sin embargo, es fundamental que este fortalecimiento se lleve a cabo conjuntamente con un proceso de diversificación económica, que permita a la economía colombiana reducir su dependencia al petróleo y así, tener una menor sensibilidad hacia el movimiento e incertidumbre en los precios del crudo.

2. LA INFLACIÓN EN 2019 SE MANTIENE RELATIVAMENTE CONTROLADA, PERO SE ACERCA AL TECHO DEL RANGO META DEL BANCO DE LA REPÚBLICA

En 2019 se experimentó una inflación de 3,8%, superior al registro de 2018 de 3,2%. Esta subida de precios para 2019 se explicó principalmente por el comportamiento al alza en los alimentos, los cuales tuvieron un incremento de 3,45% anual. Es importante resaltar que,

si bien en 2019 hubo un incremento considerable en la inflación, el 3,8% sigue ubicándose dentro del rango meta del Banco de la República (2% - 4%), aunque se acerca peligrosamente al techo de 4%.



Fuente: DANE

Vale la pena mencionar que, los precios de la canasta familiar se encuentran relacionados indirectamente con los precios internacionales del petróleo. En este sentido, una caída fuerte en el barril de crudo ejercería presiones al alza en el tipo de cambio, lo que se trasladaría a los precios internos. Ejemplo de esto fue lo experimentado

con la crisis de precios, en la cual el Brent pasó de 100 USD/BL, a 26 USD/BL, lo que disparó el tipo de cambio, depreciando el peso colombiano en cerca de 60%.

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 agregar que, entre octubre de 2015 y junio de 2016, Colombia sufrió el 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 llegar a 6,77% en 2015, y tocó su máximo de 8,95% en julio de 2016, para terminar el año con 5,74%. Por medio del instrumento de tasa de interés, el Banco de la República subió su tasa de intervención hasta 4,75% en septiembre de 2016, con las consecuencias que esta medida traería sobre la demanda en la economía.

Como resultado de la política monetaria y la nueva tendencia al alza en los precios del crudo, 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 se ubicó por fuera del rango meta del Banco de la República, fue 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 a los años pasados, dado que la economía ya había absorbido este choque, de modo que la inflación de 2018 terminó en el 3,18%, resultado cercano a la meta del Banco de la República.

Dado el historial de causalidad del precio del crudo sobre la inflación, identificamos para 2020 un riesgo al alza en los precios de la canasta familiar, por cuenta de los pronósticos menos optimistas en los precios internacionales del petróleo. Por otra parte, la depreciación acelerada que ha experimentado la TRM, que ya se encuentra en niveles cercanos a los 4.000 pesos por dólar, por causa del coronavirus, los menores precios del petróleo y las medidas monetarias de las economías desarrolladas, por efecto “pass through” podría generar presiones adicionales al alza sobre los precios internos y así incentivar incrementos en la inflación. En efecto, la inflación de febrero fue de 3,72% anual, muy cerca del techo del rango meta del Banco de la República de 4%.

Ahora bien, dado que se pronostican condiciones climáticas estables a mediano plazo, esperamos que el rubro de alimentos, que fue el principal jalonador al alza de los precios en 2019, se mantenga controlado. Sin embargo, dada la contingencia nacional frente a la propagación del coronavirus y las medidas departamentales y nacionales, el comercio y el transporte de los bienes en el interior del país podrían experimentar incrementos en sus costos, afectando los precios finales y generando un mayor fenómeno inflacionario, en detrimento de la demanda interna.

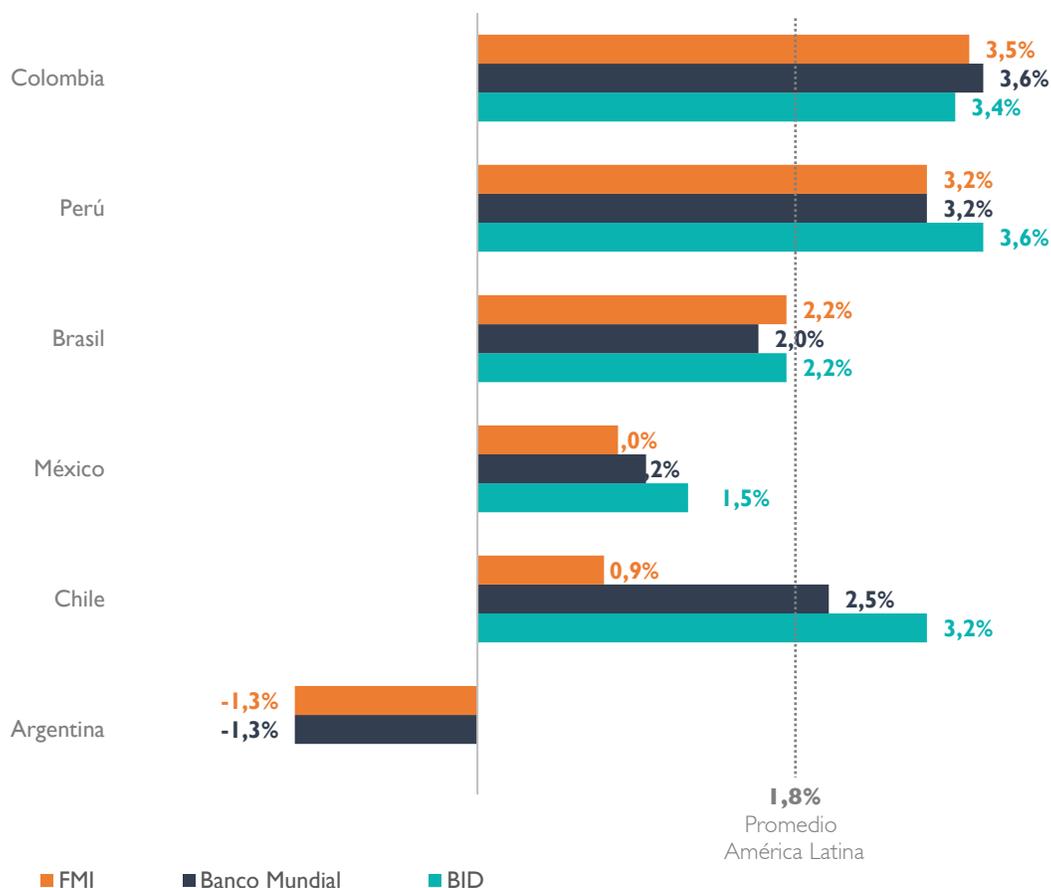
3. RIESGOS A LA BAJA COMPROMETEN EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DE LA REGIÓN DE CARA AL 2020

Para 2020, las perspectivas de crecimiento económico de Colombia por parte de organizaciones internacionales como el FMI, el BID y el Banco Mundial se ubican en un promedio de 3,5% anual, ligeramente superior al 3,3% evidenciado en 2019. Sin embargo, los pronósticos de analistas internos se acercan más al 3%. Lo anterior debido a la incertidumbre frente a la desaceleración económica internacional, los problemas de gobernabilidad que ha mostrado la administración actual

del país, los desequilibrios en las cuentas externas y fiscales, los grandes retos que se evidencian en los indicadores laborales, la llegada del coronavirus al país y sus impactos sobre el comercio, turismo y la demanda interna en general, y finalmente, el impacto de la coyuntura de precios bajos, impulsado por el quiebre en la OPEP+, la cual afecta

directamente al desempeño del sector petrolero y a la economía del país.

Crecimiento económico estimado para 2020 (var. % anual)



Ahora bien, se espera que Colombia lidere el crecimiento de la región, con una expansión por encima del promedio de América Latina, el cual, de acuerdo con las agencias internacionales, tendría un crecimiento promedio de 1,8%.

En la región, los países con mayor crecimiento económico para 2020 serían Colombia (3,5%) y Perú (3,3%). Otro jugador importante de la región es Brasil, con un crecimiento promedio de 2,1%, revisado al alza gracias a la aprobación de la reforma pensional y la menor incertidumbre frente a la oferta del sector minero.

Por el contrario, se han realizado revisiones a la baja para México debido a la debilidad de la inversión y para Chile, a causa de la inestabilidad política, la menor legitimidad del gobierno de turno y el incremento en las tensiones sociales.

Finalmente, debido a la inestabilidad macroeconómica de Argentina, se espera que su desempeño económico se ubique muy por debajo del promedio de la región, con una contracción del 1,3% en 2020.

De acuerdo con el FMI, para 2020 Latinoamérica enfrenta grandes riesgos a la baja, las tensiones geopolíticas de medio oriente y de EE.UU. con Irán, así como la inestabilidad social y política en varios países de la región, sumado al aumento del proteccionismo comercial entre EE.UU. y sus socios comerciales, podrían ocasionar desaceleración en el crecimiento pronosticado para este año.

A nivel global, las perspectivas de crecimiento han venido ajustándose a la baja. Si bien, para finales de 2019 se esperaba que en 2020 el crecimiento mundial fuera débil pero

estable, con la propagación del coronavirus se han incrementado las restricciones internacionales, afectando negativamente al comercio internacional, la actividad industrial, el turismo, las cadenas de suministro y los mercados bursátiles. A lo anterior se le suma el impacto en los mercados y en la economía real a nivel global, del pronóstico de incremento en la producción mundial de crudo por parte de Arabia Saudita y Rusia, luego de la reunión OPEP+ fallida.

Ahora bien, con el nivel de precios de crudo actuales (34 USD/BL Brent) y la propagación del coronavirus, Donald Trump y EE.UU. enfrenta un nuevo reto de cara a las elecciones presidenciales de noviembre de 2020. El país norteamericano se encuentra bajo una profunda división política, con lo cual, la carrera de Trump en búsqueda de la reelección estará basada en el desempeño económico. En este sentido, el presidente deberá equilibrar la necesidad de una economía en crecimiento, con unos precios que permitan que la producción petrolera se mantenga bajo unos costos no muy elevados, lo anterior sumado a las medidas sanitarias de aislamiento para contener la propagación del coronavirus, que generan ralentizan la actividad económica del país. Para esto, se ha venido aplicando una serie de medidas, recortes de tasa FED y estímulos económicos y tributarios a la demanda agregada, de las cuales dependerán parcialmente el desempeño económico del país norteamericano en 2020.

En efecto, los pronósticos de la OCDE de noviembre de 2019 se revisaron recientemente a la baja en un informe publicado en marzo de 2020. Con esto, la estimación de crecimiento mundial para 2020 pasó de 2,9% anual, a 2,4%, una reducción de 0,5 puntos porcentuales. De manera similar, el G20 pasó de una expansión esperada para 2020 de 3,1%, a una de 2,7%. Finalmente, la economía china fue la mayor afectada, por obvias razones, con una reducción de 0,8 puntos porcentuales en la previsión de crecimiento para 2020, al pasar de 6,1% a 4,9%.

Por su parte, los pronósticos para 2021, en promedio, fueron revisados al alza. Lo anterior nos permite interpretar que, los efectos negativos de la propagación mundial del coronavirus afectarían la actividad economía durante 2020, pero no se extenderían hasta 2021.

En Campetrol entendemos que las condiciones negativas actuales de los mercados, del comercio internacional y del sector petrolero, pueden traer consecuencias negativas a la economía real colombiana, sin embargo, la dimensión de dicho impacto dependerá del buen manejo macroeconómico y la aplicación de incentivos para impulsar la actividad y dinamizar la demanda interna.

4. ÍNDICE DE PRODUCCIÓN INDUSTRIAL E ÍNDICE DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO: INDICADORES LÍDERES SEÑALAN QUE EL SECTOR SE RECUPERA LENTAMENTE

El Índice de Producción Industrial (IPI), publicado por el DANE, sirve como indicador líder de la actividad económica de la industria, incluyendo la actividad petrolera.

Analizando el promedio móvil de los datos para la industria petrolera, con corte a diciembre de 2019, se muestra que el sector siguió creciendo a tasas positivas, pero por debajo del crecimiento en meses pasados, con una variación anual de 0,2% en el trimestre móvil de octubre a diciembre. Este resultado se explicó principalmente por tres factores: mayor incertidumbre y volatilidad en el precio del crudo en el último trimestre del año; los resultados en exportaciones, que mostraron

una débil actividad en las ventas externas, desincentivando la industria nacional; y la volatilidad política entre noviembre y diciembre, generada por el contexto del paro nacional.

De esta forma, las expectativas del mercado se muestran ligeramente a la baja en el corto y mediano plazo, impactando negativamente el desempeño industrial del sector de hidrocarburos. No obstante, el 2019 cerró con un IPI para el sector petrolero con crecimiento promedio de 2,6%, es decir 1,2 puntos porcentuales por encima del crecimiento

registrado en 2018, consolidando así la recuperación del sector. Desde Campetrol esperamos que éste continúe consolidándose y creciendo a tasas positivas a lo largo de 2020.

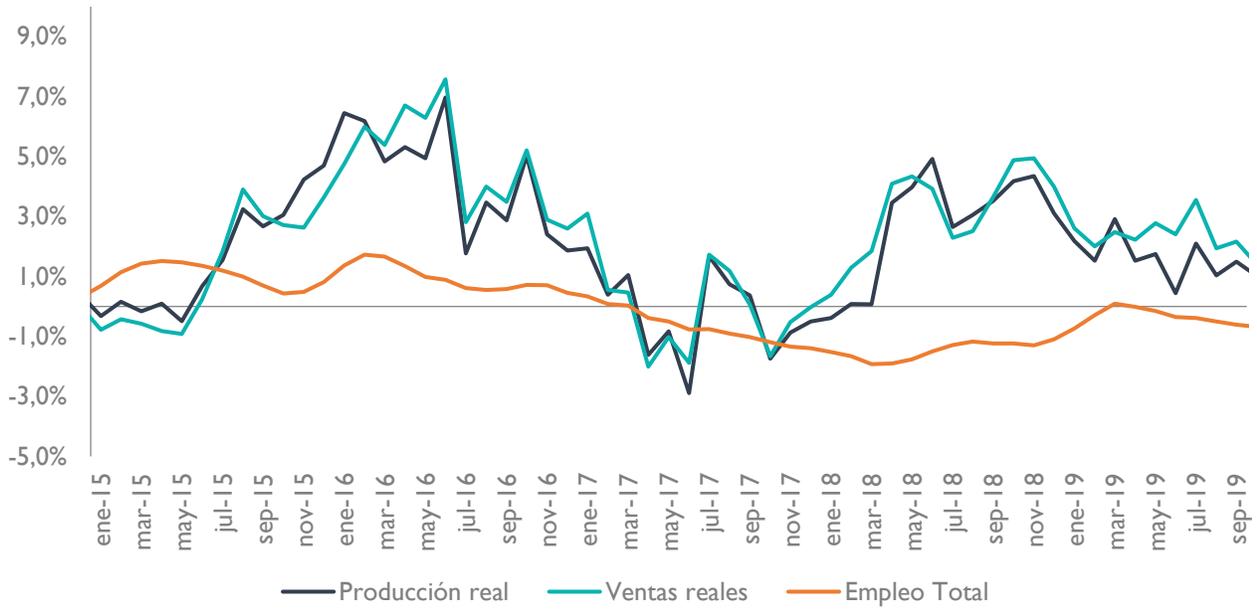
Por otra parte, el DANE realiza otro ejercicio estadístico mediante la Encuesta Mensual Manufacturera con enfoque territorial (EMMET), con la cual construye índices de actividad para diferentes sectores de la industria, entre ellas la Refinación de Petróleo.

El índice de producción para la refinación de petróleo y mezcla de combustibles contiene 3 categorías (Producción, Ventas y Empleo), y experimentó una tendencia a la baja en 2019, con un leve crecimiento de 1,11% anual en el trimestre móvil de octubre a diciembre. Este resultado cobra mayor importancia al considerar que esta rama es una de las actividades con

mayor participación (6%) dentro del total del índice de producción.

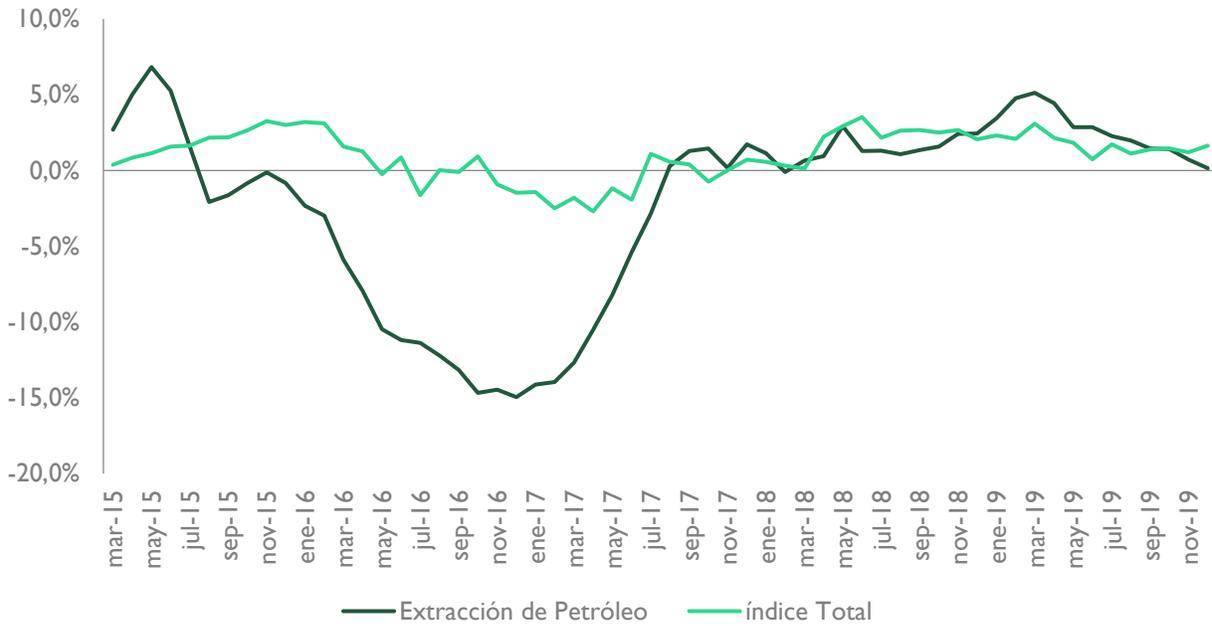
De igual manera, en el índice de ventas, la refinación de petróleo experimentó un leve crecimiento en el trimestre móvil de octubre a diciembre de 0,9%. En generación de empleo, en contraste, esta actividad cayó 0,7% en el mismo período. Estos resultados pueden explicarse por la leve reducción en producción durante el tercer y cuarto trimestre, así como la caída en precios, que desincentivó la actividad. Sin embargo, el sector mostró importantes señales de recuperación durante el 2019, que podrían traducirse en un mejor índice de actividad a lo largo de 2020.

Indicadores Refinación de Petróleo (EMM)



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

Índice de Producción Industrial (Var% PM3)



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

5. SE DETERIORA LA CONFIANZA DE LOS CONSUMIDORES, MIENTRAS SE RECUPERA LA CONFIANZA DE LA INDUSTRIA Y LOS COMERCIANTES

Con el objetivo de determinar la confianza de los hogares, así como la confianza del sector empresarial, tanto de comerciantes como de industriales, frente a la economía nacional, Fedesarrollo recopila indicadores líderes de la percepción de estos grupos. Lo anterior se realiza con el propósito de anticipar el nivel de consumo y el nivel de inversión agregada.

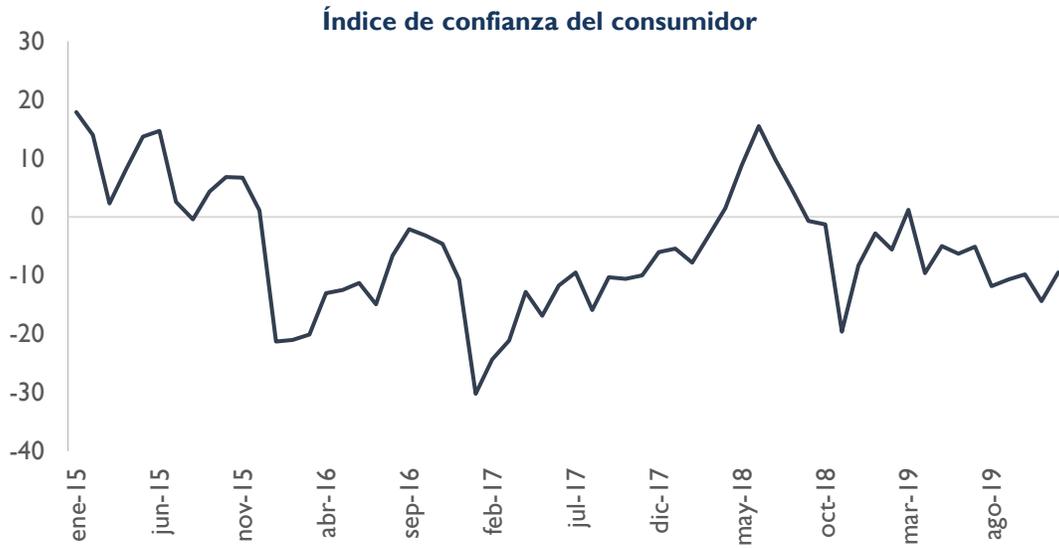
Para el caso de los consumidores, desde junio de 2018 se ha mantenido una tendencia a la baja, y desde octubre del mismo año el indicador se mantiene en terreno negativo, excepto en el mes de marzo de 2019. La confianza del consumidor cerró diciembre de 2019 en -9,5, recuperándose del -14,4 registrado en noviembre. Este hecho se explicaría por la depreciación de la moneda a lo largo del 2019, pues por el efecto de la tasa de cambio sobre los precios se incrementarían los costos para los consumidores, resultando así en un fenómeno inflacionario. A lo anterior se debe sumar el paro nacional de noviembre e inicios de diciembre, el cual generó desconfianza en los consumidores, quienes perciben sus condiciones económicas peor que en 2018 y no consideran que el panorama mejore durante este año que inicia. Sin embargo, dada la alta volatilidad que vive el mundo actualmente, la confianza del consumidor se ha vuelto a deteriorar y se ubica en -11.2 a febrero de 2020, valor que podría caer considerablemente en marzo dados los efectos de la cuarentena que vive Colombia.

Por otro lado, el índice de confianza industrial se recuperó a lo largo de 2019, debido al incremento en el

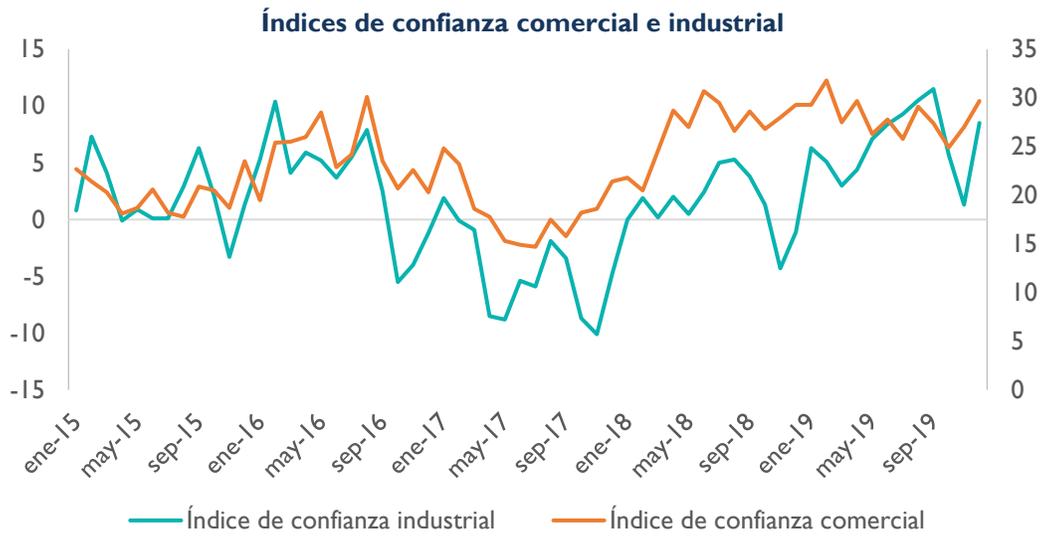
indicador de expectativas de producción para el próximo trimestre. Por su parte, la confianza comercial recobró terreno al cierre de 2019, después de una continua desaceleración desde febrero del mismo año. Este hecho se debe a la percepción positiva del sector comercial sobre su situación económica actual y sus expectativas para el próximo trimestre. Estos indicadores mantienen su tendencia a febrero de 2020, pero podrían desmejorar dada la coyuntura y el impacto sobre la actividad tanto comercial como industrial del COVID-19.

Estos índices permiten anticipar el nivel de inversión agregada del PIB por demanda, y dados los resultados actuales, se mantiene optimismo sobre el desempeño de la economía durante el primer trimestre de 2020, pero estaremos a la expectativa del resultado de marzo y de la evolución de la actividad ante el COVID-19.

Desde Campetrol, vemos con optimismo el comportamiento de la inversión agregada durante el primer trimestre de 2020, que ya ha mostrado señales importantes de recuperación al cierre de 2019. Sin embargo, anticipamos movimientos negativos en el consumo, resultado de la alta depreciación de la moneda y de la crisis que se vive en este momento



Fuente: Fedesarrollo



Fuente: Fedesarrollo

6. REGALÍAS: CONTINÚA TENDENCIA DE RECUPERACIÓN DE REGALÍAS DE HIDROCARBUROS, MIENTRAS REGALÍAS DE PETRÓLEO SE CONTRAEN

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. Según la información del portal web de la ANH, en 2019, última información disponible para el presente análisis, las regalías crecieron 0,5% frente a 2018, en línea con la recuperación del sector tras la crisis por los precios del crudo en 2014. Cabe resaltar que en el segundo semestre del año 2018 se registró una caída en los ingresos por regalías, generando expectativa sobre los ingresos por este rubro en 2019.

En 2019, los ingresos totales por regalías de hidrocarburos ascendieron a 6,5 billones de pesos, equivalentes al 2,7% del PIB. Así mismo, en el mismo período, los ingresos por regalías únicamente de petróleo ascendieron a 5,7 billones de pesos, equivalentes a 2,4% del PIB.

Cabe resaltar que, debido a la caída en el precio promedio anual del crudo en 2019, las regalías petroleras durante este año cayeron un 1,9% frente al mismo periodo de 2018. Sin embargo, únicamente las regalías del sector petrolero han representado históricamente grandes ingresos para la Nación. Entre 2010 y 2018 se recibieron un total de \$50,3 billones de pesos,

representando el 89,6% de las regalías de hidrocarburos y el 73,6% del total de regalías en el período. Estas regalías petroleras entre 2010 y 2018 permitieron un recaudo promedio anual de \$5,6 billones de pesos, y en todo el período ascienden al 5,2% del PIB.

El departamento con mayor recepción de regalías, en 2019, fue el Meta, que recibió 40,1%, seguido de Casanare con 26,6% y Santander con 7,9%, contribuyendo en gran medida al desarrollo de estos departamentos.

Desde Campetrol, creemos que las regalías provenientes de la explotación de hidrocarburos son una fuente indispensable de recursos para el desarrollo de las regiones, por lo que es importante que la tendencia de crecimiento de éstas, que se evidencia desde 2016, se mantenga. En la coyuntura actual, las regalías son una fuente importante de recursos para inversión en salud y alimentación, en especial para regiones que requieren asistencia médica urgente y que no cuentan con los recursos suficientes. De esta manera, se destaca el papel del sector de hidrocarburos para proveer recursos a las regiones en especial en situaciones de crisis.

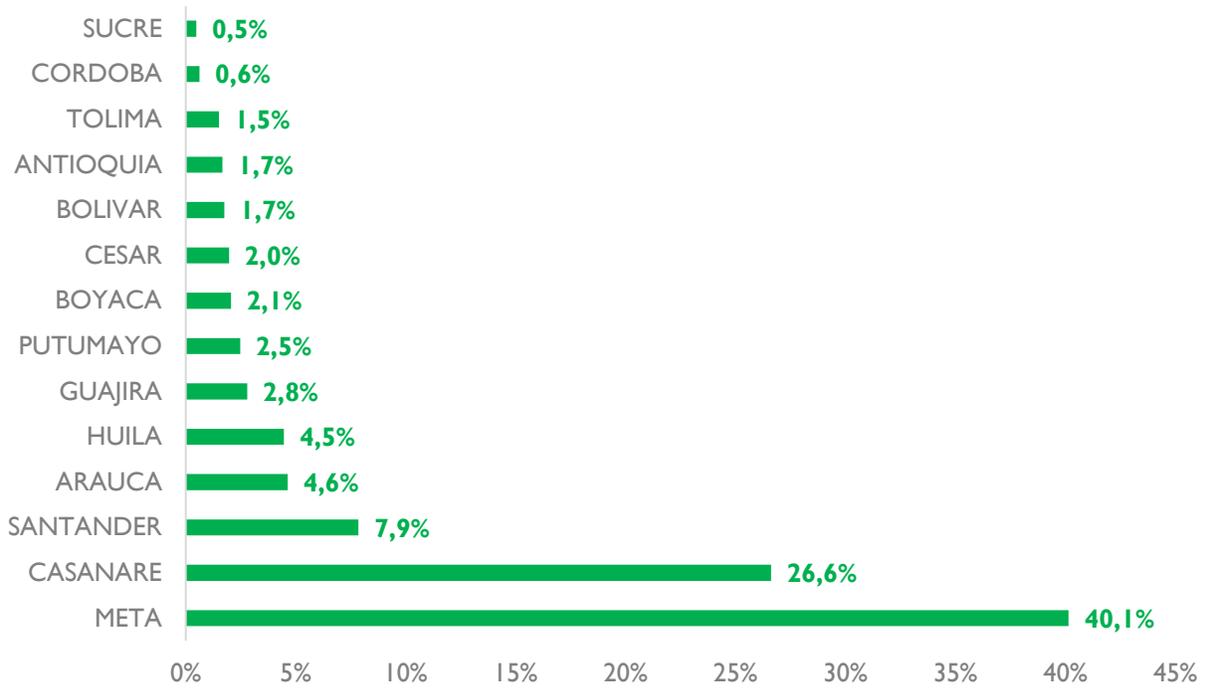
Regalías (%PIB)



BALANCE PETROLERO

Fuente: ANH

Participación % Regalías por departamento



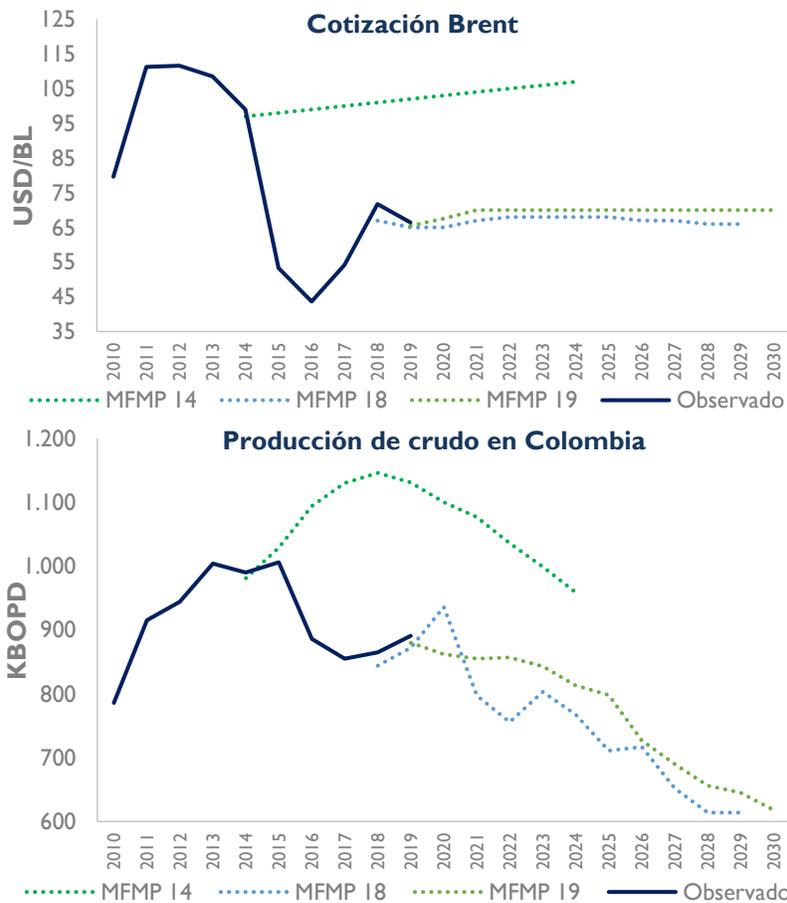
Fuente: ANH

7. PAPEL DEL SECTOR PETROLERO EN EL MARCO FISCAL DE MEDIANO PLAZO DE 2019: ACTUALIZACIÓN DE LAS SENDAS DE PECIOS Y PRODUCCIÓN

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público reveló en junio el nuevo Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) para 2019. La estimación del precio Brent de largo plazo pasó de 66 USD/BL a 70 USD/BL, debido al repunte que tuvo la cotización durante 2018, al ubicarse en un promedio anual de 71,7 USD/BL. Si bien la senda de precios es más optimista que en el documento anterior, es importante contrastarla con la estimada en el MFMP de 2014, en el cual se esperaban precios por encima de los 95 USD/BL hasta 2024.

Desde Campetrol, vemos la nueva senda de precios con buenos ojos, ya que las condiciones de mercado permiten un mayor optimismo a mediano plazo y si bien, un nivel de precio Brent de 70 USD/BL es una noticia

alentadora para Colombia y su sector petrolero, es claro que el mercado seguirá manteniendo una alta volatilidad. En este sentido, hay que mantener la prudencia, aprovechar al máximo la situación actual y trabajar unidos Gobierno, Industria y Territorio, para que la recuperación del sector redunde en buenos aportes para el desarrollo económico y la estabilidad macroeconómica del país, pero también en mayor actividad y mejores condiciones para la prestación de bienes y servicios petroleros y por esa vía se generen más regalías, empleo y bienestar para el país y para las comunidades de las regiones productoras.



Fuente: MFMP 2019

En cuanto a la producción de petróleo, la senda también fue corregida, a la baja en el corto plazo y al alza en el mediano y largo plazo. Aun así, sigue generando alertas el nivel de producción esperado para la siguiente década, el cual se ubicaría cerca a los 850 KBOPD a final del cuatrienio y a los 600 KBOPD en 2030, en contraste con los 889 KBOPD actuales a corte de julio y del máximo histórico de 1.035 KBOPD de enero de 2015. Por otro lado, el nivel de producción está fundamentado en una incorporación de reservas implícita, que depende de la actividad exploratoria y de su nivel de éxito a la hora de adicionar volúmenes de producción de las diferentes fuentes posibles. De lo contrario, la producción no sería sostenible y a largo plazo podríamos perder la autosuficiencia petrolera.

En este sentido, como gremio expresamos nuestra preocupación en términos de producción y reservas de crudo, ya que insistimos en que el país debería apuntar a un nivel de producción de un millón de barriles promedio día para el final del cuatrienio, casi un 20% más de lo proyectado en el nuevo MFMP, junto con la incorporación de entre 2.500 y 3.000 millones de barriles en reservas probadas. Lo anterior requeriría de un nivel de inversiones superior a los 8.000 millones de dólares anuales, muy superior a los 4.500 millones de dólares invertidos en 2018.

8. ENCUESTA ECONÓMICA CAMPETROL: LAS EMPRESAS DE BIENES Y SERVICIOS VEN MEJOR EL DESEMPEÑO DE SUS EMPRESAS EN 2019 FRENTE A 2018

La Encuesta de Perspectivas Campetrol se realizó en esta ocasión a 110 compañías afiliadas, de las cuales recibimos respuesta de 34. Sin embargo, se analizaron los resultados según el porcentaje del mercado, en términos de la participación de los ingresos operacionales de cada empresa en el total de Campetrol. En este sentido, se capturó un 22% de representatividad en tamaño de mercado de las afiliadas a Campetrol, y a partir de ello se analizaron los resultados sobre las perspectivas de nuestras compañías de bienes y servicios petroleros, acerca del desempeño de la industria.

Percepción Económica:

Por un lado, se evaluó la percepción sobre el rendimiento de las compañías de B&S en 2019 frente a 2018, para determinar si las señales de recuperación del sector que se evidenciaron en el año realmente han tenido un efecto positivo sobre el desempeño de las empresas de B&S. Es así, que 80% de las empresas encuestadas percibe que su empresa se encuentra mejor económicamente frente al 2018, mientras apenas 1% perciben que a sus empresas no les ha ido económicamente mejor, y un 19% considera que su situación está igual. Aunque este resultado es positivo, la

percepción desmejoró frente a los resultados pasados, cuando un 96% de las compañías veían su situación económica mejor.

La gran mayoría de empresas encuestadas percibe mejorías en su actividad luego de la crisis por la caída en los precios del petróleo, pues desde 2017, el sector muestra una tendencia de crecimiento positiva, y en 2019 se implementaron políticas públicas para incentivar la industria, como la adjudicación de nuevos contratos de E&P que desde hace 5 años no se subastaban, así como la nueva oportunidad que tiene el sector en sus manos con los Proyectos Piloto para el aprovechamiento de Yacimientos No Convencionales. Estas iniciativas se adelantaron con éxito a pesar de la caída en el precio promedio anual Brent, que pasó de 71 USD/BL en 2018 a 64 USD/BL en 2019. Este último hecho sumado a la tendencia a la baja de 2020 explica la disminución en la cantidad de compañías que perciben mejor su actividad.

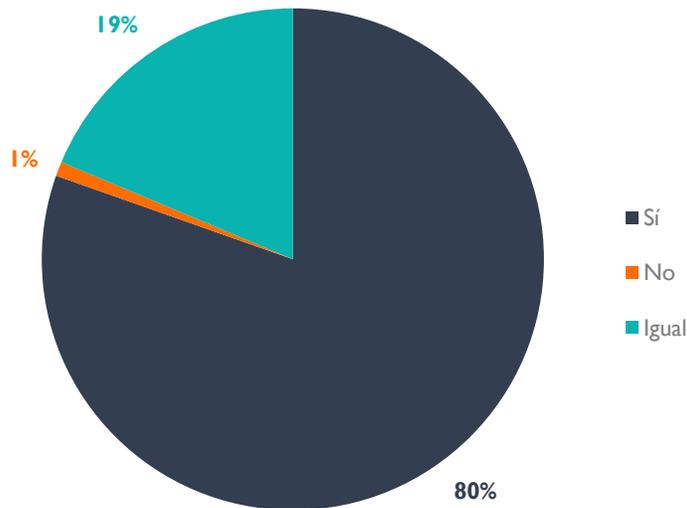
Ahora bien, el volumen de contratos que logran las compañías de B&S es un indicador muy

importante sobre el dinamismo de su actividad y sobre el mejoramiento del sector B&S. Sobre este indicador, 69,4% de las empresas encuestadas consideran que tuvieron más volumen de contratos comparado con el 2019, 6% respondió que este indicador no ha mejorado, y 25% han tenido el mismo volumen de contratos. Con respecto a la encuesta pasada, este rubro también desmejoró, pues pasó de 82% de favorabilidad en la adjudicación de contratos a 69%. Este hecho se explica por la baja actividad del último trimestre del año ligada a

la alta volatilidad política que vivió el país dado el paro nacional.

Además, sobre este aspecto cabe resaltar, siguiendo el estudio sobre las mil empresas más grandes del país, que las empresas de B&S aún no reflejan la recuperación de las operadoras, y requieren mejoras en las condiciones de contratación para adjudicar más contratos y seguir creciendo juntos como industria.

¿Considera que su empresa se encuentra mejor económicamente frente a 2018?



Fuente: Campetrol

Un indicador que mejoró con respecto a la encuesta pasada, es la percepción de las empresas sobre los cuellos de botella que enfrentan para conseguir los empleados u obreros necesarios para poder suplir la demanda de sus productos y/o servicios, pues pasó de 79,5% de compañías que consideran que enfrentan este tipo de dificultades, en noviembre de 2019, a 40%.

Así mismo, se les preguntó si el sector petrolero había tenido un comportamiento más positivo que en 2018, a lo cual 82% de las compañías encuestadas respondió que sí, un 3% considera que no el sector no ha mejorado, y un 15% que está igual que en el 2018. En el análisis

anterior, 96% de las compañías consideraba que el sector petrolero iba mejorando. Esta disminución en la percepción positiva del sector a nivel nacional se debe a la débil actividad durante el último trimestre por dificultades políticas.

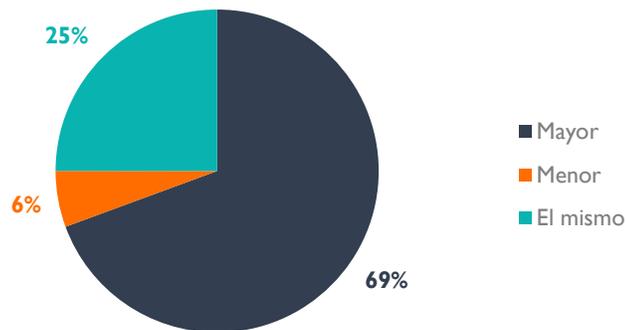
Ahora bien, es importante establecer las principales problemáticas que enfrentaron las compañías para el desarrollo de su actividad, y, posteriormente, bajo el análisis de perspectivas económicas, determinar si son problemáticas constantes que se espera que sigan afectando a

las empresas. Identificar este tipo de problemáticas permite hacer propuestas de política, para llevar un óptimo desempeño de las compañías de B&S. Los resultados muestran un importante cambio en las problemáticas que afectan al sector de B&S, siendo ahora el costo y/o suministro de materias primas la mayor problemática con 27,1% de participación, mientras en noviembre las compañías percibían que la volatilidad en precios representaba su principal problemática. En segundo lugar, están las dificultades asociadas a la infraestructura y costos logísticos, que cobró gran importancia los últimos 6 meses tras aparecer

en octavo lugar en la encuesta pasada, pasando de 3,2% a 26,5% de participación.

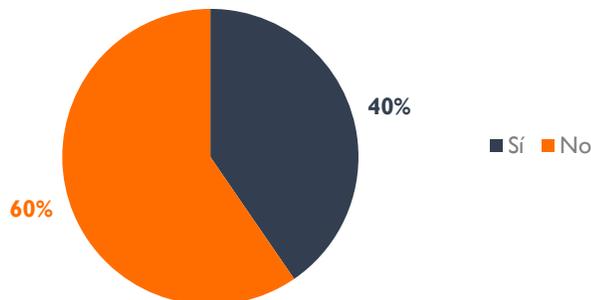
Estas problemáticas se relacionan con costos de materias primas y costos logísticos, que podrían relacionarse con la depreciación de la moneda, que impacta los costos para grandes industrias como la petrolera dada la gran cantidad de insumos de origen exterior. El plazo de facturación viene a ser la tercera problemática con más participación, con un 17,1%, y apareciendo nuevamente dentro de las tres problemáticas fundamentales del sector.

El volumen de contratos en 2019 comparado con el volumen de 2018 fue:



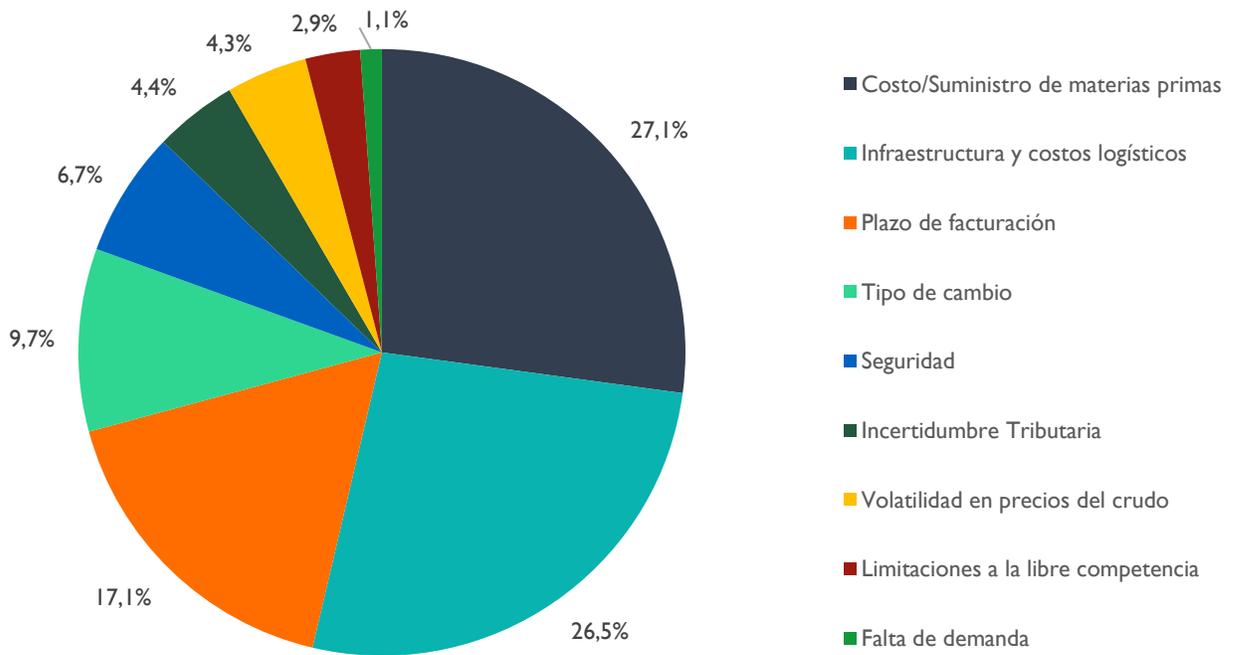
Fuente: Campetrol

¿Enfrenta su empresa “cuellos de botella” por dificultad para conseguir los empleados para llevar cabo su actividad?



Fuente: Campetrol

Principales problemáticas para las empresas B&S



Fuente: Campetrol

9. ENCUESTA ECONÓMICA CAMPETROL: LAS EMPRESAS DE BIENES Y SERVICIOS SON ESCÉPTICAS SOBRE EL FUTURO DEL SECTOR

Perspectivas económicas:

Por otro lado, es importante saber cuál es la perspectiva de nuestros afiliados sobre el desempeño tanto de sus empresas, como del sector y la economía colombiana en el corto plazo, es decir, en el primer trimestre de 2020, dados los resultados en producción, exploración, sísmica, PIB, entre otros, que se visualizaron en 2019. Así mismo, se busca entender cuáles son las principales problemáticas que podrían enfrentar durante este trimestre, para el desarrollo óptimo de su actividad. Cabe resaltar que, frente a los resultados de la encuesta anterior, la perspectiva de las empresas desmejora, debido a la coyuntura del coronavirus y la tendencia a la baja en precios que desincentiva el sector a nivel mundial.

De esta forma, apenas 10% de las empresas encuestadas prevé que a la economía colombiana tendrá

un mejor desempeño este trimestre, 19% piensa que se mantendrá igual, y 70% opina que desmejorará, debido a la baja favorabilidad del gobierno actual tras el paro nacional. Este indicador cayó considerablemente, de 81% de empresas que veían mejoría en el crecimiento del país en la pasada encuesta. Además, la perspectiva del sector petrolero es que no mejore en el primer trimestre de 2020 según 55% de las compañías encuestadas, que se mantenga igual para un 32% de compañías, y que desmejore para un 13%.

Específicamente para el sector de bienes y servicios petroleros, apenas 6% de las empresas encuestadas considera que a su empresa le estará yendo económicamente mejor este trimestre, frente a 91,6% con perspectiva

positiva en la anterior encuesta. Así mismo, 55% piensa que no estará económicamente mejor, y 37% considera que su situación estará igual.

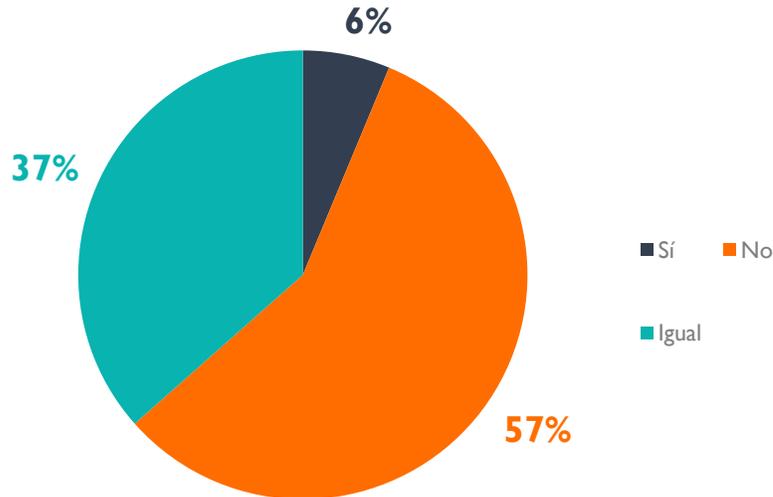
Así mismo, la perspectiva en cuanto al crecimiento en el volumen de contratos pasó de 90% de compañías que veían este indicador más alto en 2020, a apenas 27%, mientras un 49% piensa que su volumen de contratos será el mismo y 23% cree que no mejorará. Este importante cambio en perspectiva se relaciona con la coyuntura que vive el sector a nivel mundial y que ha desincentivado nuevas inversiones, y, portando, la adjudicación de nuevos contratos.

Otros indicadores importantes para determinar cómo ven las compañías el desarrollo de su actividad el próximo año, como el nivel de inversión en maquinaria y equipo, y el número de trabajadores que tendrán capacidad de contratar para suplir la demanda de sus bienes y/o servicios, fueron encuestados, y la perspectiva también es menos positiva que en el estudio pasado. Para el caso de las inversiones en maquinaria y equipo, tan solo un 5% de compañías cree que será mejor en el

primer trimestre de 2020, frente a un 83% que preveía mayor inversión en la encuesta de octubre. La gran mayoría de compañías cree que su inversión será la misma comenzando 2020 que lo que fue en 2019, equivalente a un 83%, hecho que se relaciona con la perspectiva de crecimiento del volumen de contratos.

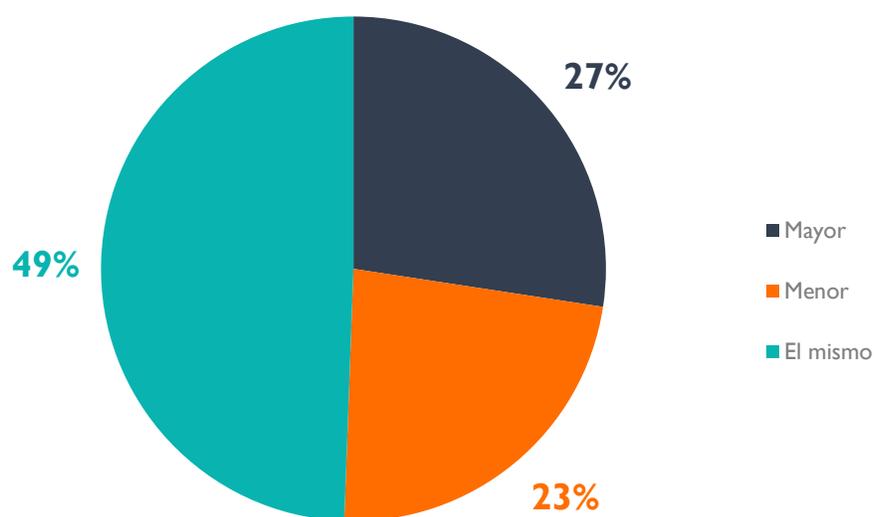
En cuanto al número de trabajadores, de 85% de las empresas que creía que emplearía a más trabajadores de tiempo completo este año, apenas 5% se mantiene en esa posición en la encuesta actual. Sin embargo, 84% pretenden mantener la misma cantidad de empleados, sin generar presiones sobre la tasa de desempleo nacional, y mientras 111% planea hacer recortes de personal iniciando 2020. Este hecho resulta una buena perspectiva para la contratación de mano de obra local este trimestre, dado que una proporción baja de las compañías pretenden despedir personal.

En el primer trimestre de 2020, ¿El sector petrolero de bienes y servicios mejorará?



Fuente: Campetrol

El volumen de contratos en el primer trimestre de 2020, comparado con el de primer trimestre de 2019, espera que sea:



Fuente: Campetrol

A estos resultados se suma un indicador sobre la capacidad para suplir aumentos inesperados en la demanda de bienes y servicios de las compañías. Un 60% considera que bajo las condiciones actuales enfrentará dificultades para suplir dichos aumentos, pues la reestructuración de costos y contratos de las empresas de E&P para disminuir costos y aumentar la eficiencia financiera para enfrentar los bajos precios del crudo después de 2014, ha impactado de tal manera a las empresas de B&S que ha afectado su sostenibilidad y resulta difícil enfrentar cambios inesperados en su demanda. Mientras, 38% de las empresas creen que tendrían las mismas dificultades para enfrentar incrementos en demanda, y el restante 2% considera que tendrán menos dificultades. Frente al estudio pasado la percepción era similar, con un 60% de compañías que veían con dificultad enfrentar aumentos inesperados en demandas, 20% que tendrían la misma dificultad que ya enfrentaban, y un 20% más positivo que esperaba menos dificultades.

Es importante identificar las problemáticas que las compañías de B&S consideran que pueden seguir generando obstáculos para su crecimiento en el primer trimestre de 2020, para evaluar planes de acción que

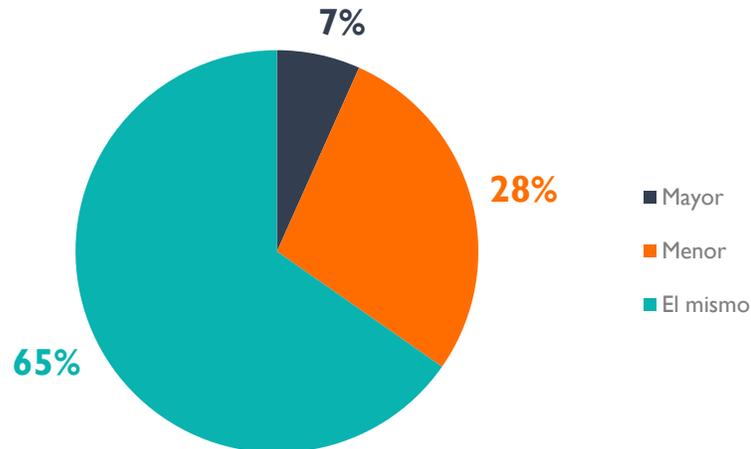
permitan disipar estas problemáticas. En primer lugar, aparece la problemática de infraestructura y costos de suministro, que persistiría comenzando 2020 debido a la debilidad del sector por los bajos precios internacionales del crudo. El plazo de facturación aparece nuevamente como una problemática fuerte, tanto en el sondeo pasado como en este, dado que viene generando importantes pérdidas a las empresas y seguiría siendo obstáculo para nuestras empresas, pues los proyectos no se concretan y se extienden en tiempo. En tercer lugar, aparece la falta de demanda, donde las compañías señalan que hacen falta incentivos a la industria colombiana y credibilidad en las empresas de B&S locales, hecho que impacta el número de contratos y representa un obstáculo a corto plazo.

En conclusión, las compañías de B&S encuestadas, en línea con las señales de reactivación de la industria en 2019, consideran que su actividad durante el año mejoró frente al 2018, a pesar de algunos cuellos de botella que aún enfrentan y a la caída en el precio promedio

internacional del crudo. Sin embargo, no ven con optimismo el desarrollo de la actividad de B&S en el primer trimestre de 2020, para lo cual es muy importante evaluar las problemáticas que enfrentan, y así establecer recomendaciones de política y permitir que trabajando

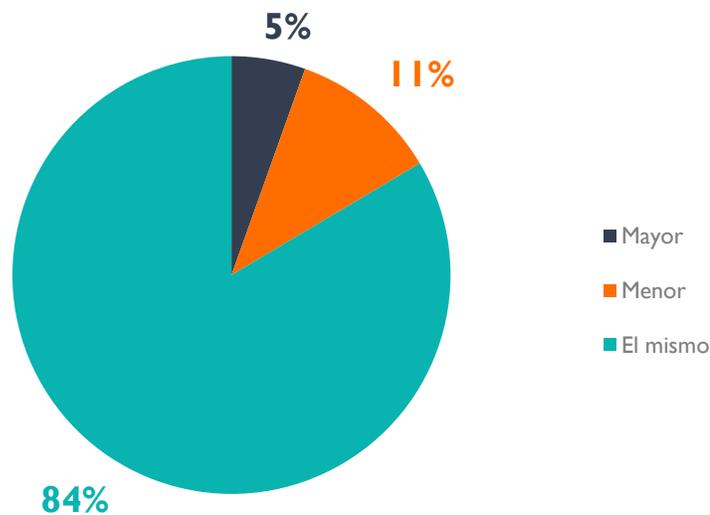
juntos, Gobierno, Industria y Territorio, las empresas de B&S crezcan y vuelvan a ser sostenibles, teniendo en cuenta que son indispensables para el desarrollo de la actividad petrolera.

El nivel de inversión en maquinaria y equipo en el primer trimestre de 2020, comparado con el mismo periodo de 2019, espera que sea:



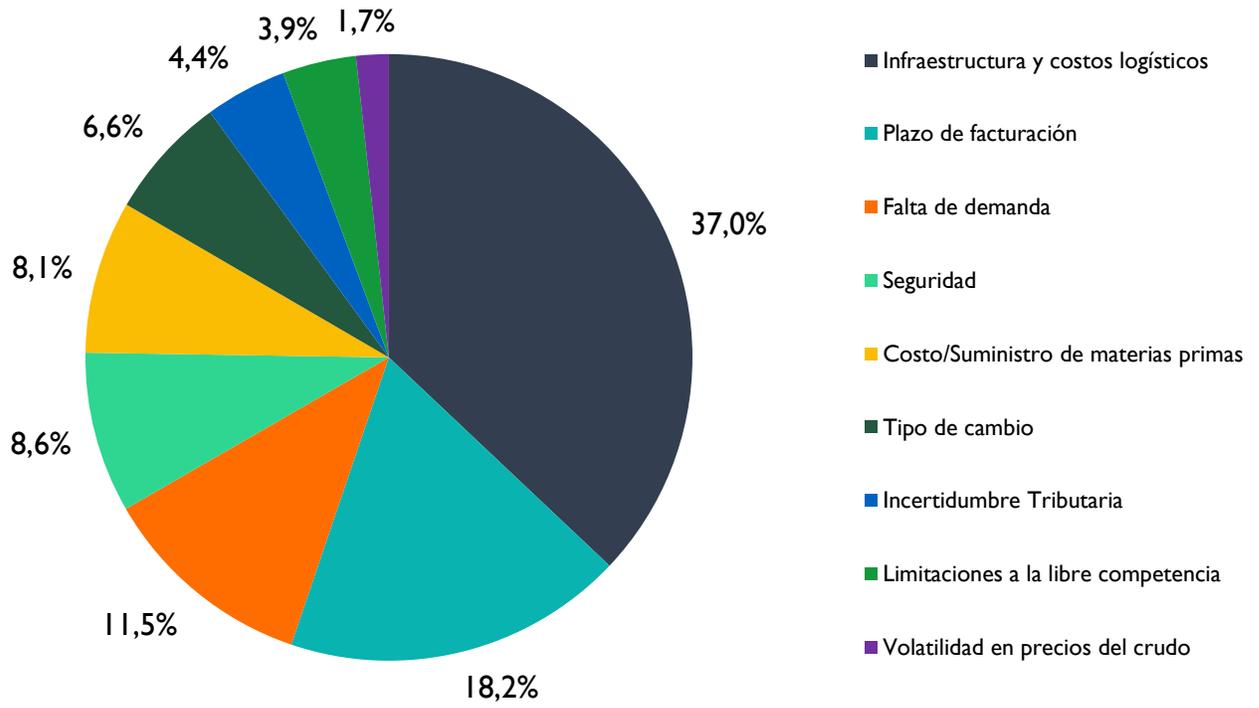
Fuente: Campetrol

El número de trabajadores de tiempo completo que su empresa piensa emplear en el primer trimestre de 2020 será:



Fuente: Campetrol

Problemáticas del sector B&S que persisten





CAMPETROL

| Cámara Colombiana de Bienes
& Servicios Petroleros

Síguenos en redes sociales y entérate al instante de las
noticias más importantes del sector



[@campetrocol](https://www.facebook.com/campetrocol)



[@campetrocol](https://twitter.com/campetrocol)



[@campetrocolco](https://www.instagram.com/campetrocol)



[CampetrocolColombia](https://www.linkedin.com/company/campetrocol)