

DIMENSIÓN ENERGÉTICA

BALANCE PETROLERO - TERCER TRIMESTRE 2019

Foto: Cortesía Masa Stork

Diciembre de 2019



ESTUDIOS ECONÓMICOS CAMPETROL



Andrés Sánchez
Director Económico



Juan Gallego León
Analista Económico



Luisa. F. Torres
Analista Económica



Felipe Romero
Analista Técnico

Límite de nuestra responsabilidad

El uso de la información suministrada en este informe es de exclusiva responsabilidad del destinatario. Las estadísticas, indicadores y demás datos que se encuentren en este documento son de carácter meramente informativos y las proyecciones no constituyen un panorama futuro completamente certero. Todas las decisiones de negocio que se tomen con base en este documento, son de total responsabilidad del destinatario, sin comprometer de ninguna manera a Campetrol.







Contexto Internacional

Pág. 13



Industria Petrolera

Pág. 17



Economía Colombiana: Variables Externas

Pág. 32



Economía Colombiana: Variables Reales

Pág. 37



Tabla de Resumen

Pág. 49



Es un honor para mí, en nombre del Comité Gremial Petrolero y de las asociaciones que lo conforman, la ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y ACIEM, de sus afiliados, juntas y consejos directivos, así como de sus respectivos equipos, darles a ustedes la bienvenida a la Segunda Cumbre del Petróleo y Gas, “Oportunidades y desafíos de la nueva revolución energética”, evento que nos convoca por segundo año consecutivo, sin duda, el de mayor magnitud y relevancia del sector de hidrocarburos en Colombia.

Esperamos que, en estos tres días, los más de 3.500 asistentes a la Cumbre podamos seguir estrechando nuestros lazos. Un sector fuerte y unido es la mejor prenda de garantía para seguir avanzando por la senda de la reactivación del sector del petróleo y gas en Colombia. En este marco nos reunimos a debatir, pero sobre todo, a seguir construyendo y edificando nuestra visión de país y del sector a futuro.

Nos complace contar en este recinto con representantes del Gobierno, industria, territorio y comunidades, profesionales y trabajadores del sector, academia, organizaciones no gubernamentales, prensa y demás miembros que hacen parte de esta gran familia.

Quisiera primero agradecer al Gobierno Nacional, en cabeza del señor Presidente de la República, Iván Duque Márquez, por su respaldo y voto de confianza hacia la industria del petróleo y gas. Señor Presidente, de parte de esta industria cuento con todo nuestro respaldo hacia usted y su gestión de Gobierno, la cual ha hecho posible que, Gobierno, industria y territorio, podamos seguir trabajando unidos en pro de la reactivación del sector petrolero.

Así mismo, quisiera expresar nuestros agradecimientos a la Ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez, al Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Luis Miguel Morelli, y al Presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón, patrocinadores oficiales de la Cumbre. Es un honor para nosotros ser depositarios de su confianza.

Expresamos también nuestro agradecimiento a los sponsors de la Cumbre, a los conferencistas y panelistas de las agendas académica y técnica, y a los expositores de la Feria Empresarial. Sin ustedes, esta gran iniciativa y convocatoria del Comité Gremial Petrolero y de la industria petrolera colombiana no hubiera sido posible.

La Cumbre es un único evento, integrado, que cuenta con diferentes y nutridos espacios que enriquecerán enormemente el debate de ideas que queremos promover: La agenda académica, la agenda técnica, la feria empresarial, la conversación con las regiones, la rueda de negocios y la consulta institucional son la mejor expresión, de que este es un evento de talla mundial, organizado en Colombia.

En la Agenda Académica participarán 52 reconocidos conferencistas y panelistas, nacionales e internacionales, quienes tocarán temas alrededor de la transición energética, la reactivación del sector, su papel en el desarrollo económico, el EOR, los nuevos desarrollos del downstream, la exploración continental, el offshore, los nuevos patrones de consumo, la infraestructura de transporte, el gas como energía de desarrollo sostenible, la innovación digital, los desafíos ante la conflictividad social en territorio, los retos ambientales del sector, los encadenamientos productivos regionales, y el cambio del modelo de relacionamiento entre el sector y el territorio, entre otros.

Por otro lado, la Agenda Técnica abordará, por medio de más de 74 trabajos técnicos y 32 posters, las principales tendencias del sector, así como el intercambio de conocimiento en nuevas tecnologías y desarrollos de la industria.

Se realizará la Feria Empresarial más importante del sector, un espacio comercial de 1.215 metros cuadrados y 75 stands, en los que se expondrán las innovaciones tecnológicas de la industria y las nuevas formas de generación de energía que complementan la matriz energética.

Además, este año se lanzará la primera Rueda de Negocios y Consulta Institucional de la industria, con el propósito de facilitar encuentros de primer nivel entre las operadoras, proveedores de la industria y entidades del Gobierno. Se esperan más de 300 citas, entre más de 15 operadoras y más de 80 proveedores y 6 entidades del sector público. Estos espacios de networking son un impulso a la reactivación del sector petrolero colombiano, enfocado en la exploración continental, YNC y Offshore, tanto para petróleo, como gas.

Así mismo, se llevará a cabo un espacio de diálogo regional denominado “Conversación con las Regiones”, en el cual, durante 6 sesiones, 24 actores regionales compartirán sus experiencias relacionadas con el aporte de la industria al desarrollo económico, social y ambiental en el territorio.

Permítanme referirme a algunos de los puntos centrales a considerar en la Cumbre:

La Reactivación del sector, un generador de oportunidades

Este es el año del inicio de la reactivación del sector de petróleo y gas en Colombia. En efecto, en los primeros 15 meses de Gobierno del Presidente Duque, se han tomado medidas muy importantes, que permiten avanzar en la dirección correcta, ante los retos que enfrenta el país en materia de hidrocarburos.

En primer término, con el liderazgo de la Ministra de Energía y del Presidente de la ANH, se adoptó el proceso permanente de asignación de áreas PPAA, con un primer buen resultado materializado con la firma de 11 contratos de E&P y la posibilidad de que en la segunda oferta de 59 áreas, se pueda cerrar 2019 con la asignación del mayor número de contratos de E&P de los últimos 15 años.

Es de destacar, que esta es la primera vez desde 2003 que se abre la posibilidad de que las compañías de E&P soliciten la incorporación de áreas, en adición a la oferta de la ANH, lo cual le brinda más oportunidades de éxito al sistema permanente de asignación de áreas.

Adicionalmente, el Gobierno tomó las medidas pertinentes para convertir los contratos de evaluación técnica del offshore en contratos E&P, destrabando el proceso y facilitando la reiniciación de la perforación de pozos exploratorios a partir del próximo año.

Por otra parte, con la decisión del Consejo de Estado, se abrió un espacio para la realización de pilotos de carácter experimental y de investigación para tratar de definir y valorar los posibles impactos ambientales y sociales de la tecnología de fracturamiento hidráulico para el posible aprovechamiento de los YNC en roca generadora. Para lo anterior, el Gobierno emitirá los protocolos técnicos y ambientales necesarios, dentro de estrictos parámetros de cuidado ambiental e inclusión social, conforme a las recomendaciones de la Comisión de Expertos convocada por el Gobierno.

Estos pilotos necesitarán de la participación directa de las comunidades y el establecimiento de canales para ejercer veeduría ciudadana.

Los pilotos son herramientas para una decisión acertada.

Igualmente, la Ley de Financiamiento otorgó una serie de estímulos tributarios y financieros que favorecen la inversión en proyectos de exploración y producción, medida que ha sido de muy buen recibo por el mercado. Esperamos que el proyecto de ley en curso se apruebe y se apalanquen las inversiones del sector. Todas estas son buenas noticias. Nos unimos al Gobierno en estos propósitos y apoyamos estas iniciativas.

Desde los desarrollos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua y los crudos pesados de los llanos, el país no tenía un megaproyecto petrolero, por lo que las iniciativas y desarrollos que se generen a raíz de estas medidas del Gobierno se constituyen en un gran proyecto integrado, la base de la reactivación del sector de hidrocarburos, lo cual generará una nueva dinámica económica para la seguridad energética y el desarrollo regional sostenible del país.

La reactivación del sector, sin duda, es un generador de oportunidades.

Autosuficiencia de petróleo y gas

Colombia se enfrenta al reto de mantener la autosuficiencia de petróleo y gas. Los tiempos son exiguos. Escasos seis años para lo primero y diez para lo segundo.

En un escenario de pérdida de la autosuficiencia de petróleo, el primer impacto sería la suspensión de la capacidad de exportación que, de acuerdo con los cálculos de Campetrol, le costaría al país 24 billones de pesos anuales en promedio a partir de 2024. De darse la necesidad de importar crudo para abastecer la carga de las refinerías nacionales, se tendría un costo de 30 billones de pesos anuales en promedio.

La pérdida de la autosuficiencia en petróleo tendría consecuencias nefastas para la economía pues golpearía variables determinantes como la tasa de cambio, la inflación, la inversión extranjera directa, los ingresos fiscales y desde luego nuestro PIB potencial. El costo social y económico del desabastecimiento lo pagaríamos del bolsillo de todos los colombianos.

En materia de gas, la situación es crítica. Por el lado de la demanda, el programa de gas para el cambio iniciado en 1986 ha dado muy buenos resultados, puesto que se ha consolidado una red de gas domiciliario, vehicular e industrial que jalona el crecimiento gradual de la demanda.

El sistema debe incluir las necesidades del eventual despacho de las térmicas, cuando los fenómenos climáticos así lo exijan, complementadas con la reciente flexibilidad que le dan las regasificadoras.

En cuanto a la oferta, a pesar de que ECOPETROL recientemente incorporó al sistema la planta de GLP de Cupiagua que amplía la capacidad de suministro del combustible y que la exploración del VIM ha sido exitosa, el abastecimiento basado en los campos tradicionales no es suficiente.

Sin embargo, en el corto plazo hay una ventana de oportunidad, si se logra la incorporación de 12 proyectos de gas ya definidos, que pueden aportar reservas y producción en el corto plazo, si se remueven los obstáculos que la limitan.

Esto ayudaría a aliviar la situación, ya que en los últimos cinco años se ha producido un tercio de las reservas remanentes, y en el último año se perdieron dos años de autosuficiencia. De ahí la importancia de continuar explorando por gas en tierra firme, en el offshore y de conocer el potencial de gas que se daría con el posible aprovechamiento de los YNC en roca generadora, en el VMM y en el Cesar Ranchería. El esfuerzo por preservar la autosuficiencia debe ser conjunto, del sector público y el privado, de las empresas, los trabajadores, los movimientos sociales y la sociedad, avanzando todos en una misma dirección.

La seguridad energética de una parte y por la otra el desarrollo regional sostenible, son dos caras de una misma moneda, que no deben pensarse el uno sin el otro.

Incremento del factor de recobro de yacimientos descubiertos

Una de las posibles fuentes que en el corto plazo pudieran incorporar nuevas reservas de petróleo y volúmenes de producción adicionales es la realización de proyectos de recobro mejorado (EOR), en los yacimientos descubiertos. Tanto en nuevos proyectos, como la extensión o ampliación de los existentes.

ECOPETROL ha realizado con mucho éxito diferentes tipos de proyectos de EOR, especialmente en crudos pesados, marcando una línea base probada, que demanda un manejo integral en territorio y la aplicación de las mejores tecnologías, en un estricto marco de disciplina y eficiencia operacional.

De conformidad con información de Campetrol, las compañías han incorporado innovación y tecnología en sus proyectos de EOR. La tecnología continúa evolucionando rápidamente, con la utilización de polímeros, surfactantes, WAG, inyección de vapor y la utilización de nanopartículas, entre otras opciones. Todo esto ha permitido mantener los niveles de producción promedio anual de 880.000 barriles por día que se tienen en el presente año.

Colombia tiene un incentivo en esta materia, ya que de los 54 mil millones de barriles de petróleo original in situ, solo se han producido en sus 101 años de petróleo, unos 11 mil millones de barriles, lo que representa un 19% de factor de recobro, una cifra baja si se le compara con el promedio global de 28-34%. Por cada punto porcentual de incremento del factor de recobro, el aporte de nuevas reservas equivaldría al descubrimiento de un campo de entre 450 y 500 millones de barriles.

Exploración continental

Para Campetrol es importante resaltar que, si bien han sido grandes los avances propiciados en el área de producción de petróleo y gas, hay un desalineamiento entre la producción y la exploración en el país.

Colombia es un país sub explorado, tal como dijo Vicki Hollub, CEO de Oxy en la pasada Cumbre, y alberga en su interior cuencas que aún han sido poco desarrolladas. Con los resultados de las últimas rondas y las perspectivas de las siguientes, se prevé una importante actividad en las cuencas de los Llanos Orientales, el Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, la cuenca de Caguán-Putumayo y la Cordillera Oriental. El área total de estas cuencas es de alrededor de 42 millones de hectáreas, lo que representa el 37% de la superficie total del país.

A pesar de lo extensas que son las cuencas en Colombia, el cubrimiento exploratorio que se ha desarrollado a lo largo de la historia, y en especial en los últimos años es bajo. Se han perforado alrededor de 2.500 pozos exploratorios en el país, representando así, un cubrimiento de 60 pozos/millón de Ha, mientras que en Canadá y Estados Unidos el cubrimiento llega a niveles de 140 y 280 pozos/millón de Ha, respectivamente.

En virtud de lo anterior, y aunque las rondas de este año son uno de los factores que impulsarán la reactivación de la exploración continental, no se puede dejar de lado la necesidad de superar situaciones que hoy día son obstáculos para cumplir con las obligaciones de los contratos previos vigentes y los nuevos contratos, que de darse, se tendría la posibilidad de mayor exploración.

Es necesario aunar esfuerzos en nuestra lucha contra el fantasma del desabastecimiento, y aprovechar todas las fuentes de incorporación de nuevas reservas, tales como: la evaluación de nuevos plays geológicos, la exploración de cuencas emergentes y de frontera y el near field exploration.

La única forma de encontrar petróleo y gas es explorando. Haciendo sísmica y perforando pozos exploratorios.

Offshore

En el marco de la reactivación de la industria petrolera colombiana, el offshore resulta ser uno de sus pilares fundamentales. Se ha probado un sistema petrolífero activo en la plataforma continental, con contenido de fluidos como gas y líquidos. El potencial exploratorio es muy promisorio y Colombia se asoma a ser uno de los jugadores importantes del offshore del Caribe.

Una primera experiencia, fue el desarrollo de Chuchupa y Ballena y 40 años después estamos ante la posibilidad de confirmar el potencial de reservas y el eventual desarrollo del offshore en Colombia, que puede cambiar el panorama energético actual.

Desde el punto de vista de Campetrol, gracias al esfuerzo realizado por el Gobierno Nacional, hoy día se cuenta con un total de 16 contratos vigentes y firmados en las aguas de la costa caribe colombiana, en adición a los cinco bloques offshore ofrecidos durante la segunda ronda del PPAA.

El área cubierta por estos bloques es de alrededor de 96.000 km², y representan un total del 15% del área total de la plataforma marina de Colombia, con cuatro descubrimientos y un potencial de reservas de más de 6.400 millones de barriles de petróleo equivalentes.

La industria de E&P, la infraestructura portuaria y la experiencia de las compañías de servicios, y sus profesionales, están listos para apoyar estos nuevos proyectos del offshore que tanto necesita el país.

Cambio del modelo de relacionamiento

El modelo de relacionamiento del sector con el territorio por décadas ha sido esencialmente transaccional y eso en muy buena medida no ha permitido que el petróleo y el gas hayan podido ser más incluyentes en región. Sin embargo, no creo equivocarme si digo que la industria del petróleo y gas tiene mayor conciencia de lo que ella significa para el territorio y el territorio para ella.

No es el momento de sembrar conflictos sino de construir consensos. Privilegiar el diálogo, los acuerdos, la visión compartida de región y escuchar a las comunidades para conocernos y reconocernos. El petróleo puede y debe apalancar el desarrollo regional. Sin desarrollo regional incluyente y sostenible no hay futuro.

Para crecer juntos, debemos articularnos Gobierno, industria y territorio. Ya sea en la implementación de obras por impuestos, proyectos productivos por compensación o estructuración de proyectos de regalías. En estos tres espacios, la industria debe, puede y quiere apoyar iniciativas que garanticen desarrollo económico y social incluyente y sostenible. El desarrollo del territorio dependía de la industria. Ahora la industria depende del desarrollo del territorio.

La reactivación del sector es una gran oportunidad para generar encadenamientos productivos, regionales y locales, que permitan establecer en el territorio una red de prestación de bienes y servicios y de generación de empleo local.

Es tiempo de salir del estadio transaccional e insertarnos en una dimensión nueva en la cual nos reclamaremos como parte de la comunidad, con el mayor grado de solidaridad y compromiso posible.

Agradecimientos Finales

Por último, quisiera hacer un reconocimiento y agradecimiento a los organizadores de esta segunda Cumbre. Sin el liderazgo del Comité Organizador, ni el trabajo de los Comités Operativos de las agremiaciones, así como de nuestro operador logístico I DO, los cuales se reunieron semana a semana, por varios meses, este sueño no se hubiera podido llevar a cabo. Muchas gracias a ellos.

Señoras y señores, como dijimos en la Cumbre del año pasado, en esta ocasión lo volvemos a decir con mucha más convicción: Nuestra fe en el futuro de Colombia es más grande y fuerte hoy que nunca antes.

Bienvenidos y gracias por acompañarnos en esta segunda Cumbre del Petróleo y Gas...!!!

Germán Espinosa
Presidente Ejecutivo
Campetrol



WORKSHOPS

PLANES DE INVERSIÓN 2020 ECOPETROL, BIENES Y SERVICIOS



WORKSHOP



Fecha: 3 de diciembre de 2019
Lugar: JW Marriot - Salón Real II y III

Calle 73 N. 8 - 60 Bogotá, Colombia

Hora: 2:00 - 6:00 p.m. - Charla.
6:00 - 9:00 p.m. - Cóctel.

Afiliados al día: Entrada gratuita
No afiliados: \$550.000 + IVA por persona

*Invitación válida para una persona por empresa

RSVP: Clarena Bermúdez R. - Coordinadora de Eventos eventos@campetrol.org
☎ 6170188 - 6170204 Ext. 102 📞 3106131631 - 3134360928

CAMPETROL

Workshops

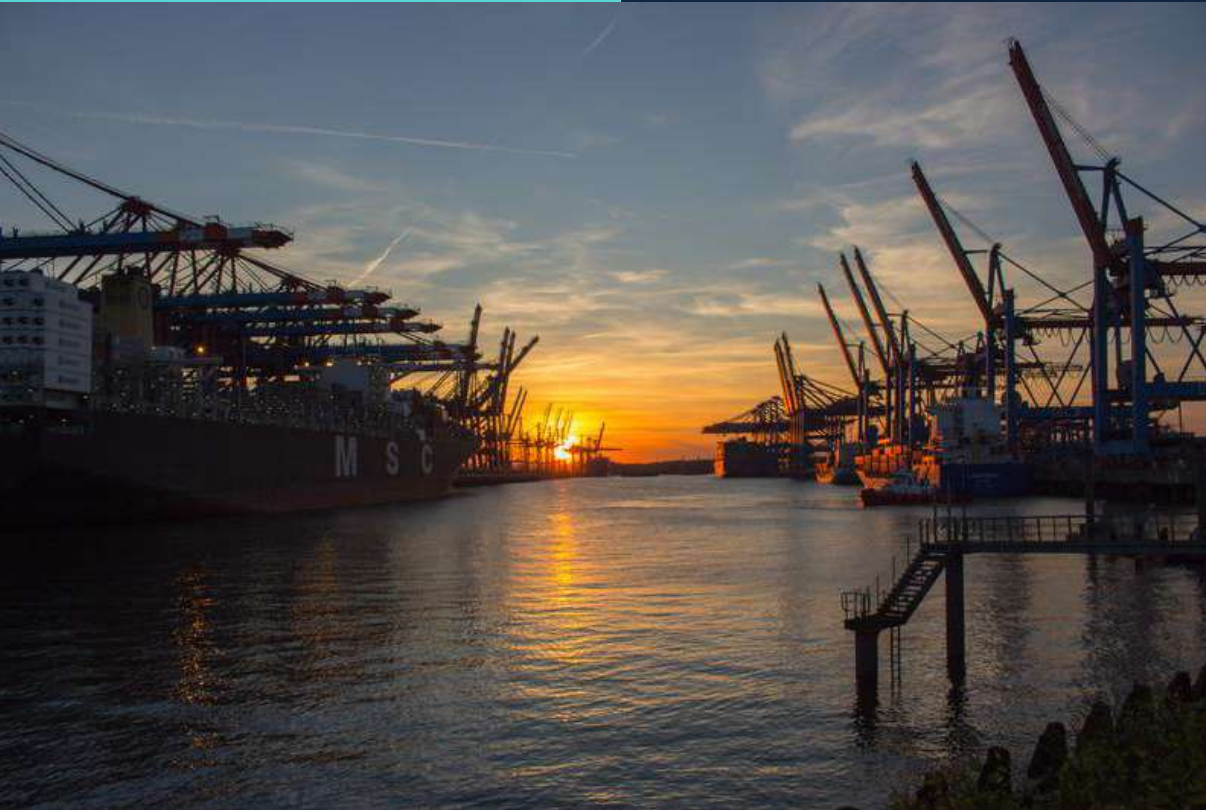
Bienes y Servicios

Ofrecemos a nuestras compañías afiliadas la posibilidad de desarrollar eventos y/o talleres en los que podrán dar a conocer a sus públicos de interés las principales tendencias del mercado en materia de inversiones en Bienes y Servicios Petroleros, así como los temas de coyuntura en materia económica, jurídica, social y/o ambiental que impactan al sector.

El apoyo de la Cámara incluye:

- Presentación de Situación y Perspectiva del Sector Petrolero**
- Diseño de la invitación y mercadeo del evento**
- Listado de compañías B&S, E&P, y Gob, entre otros, para la invitación**
- Staff para la organización y logística**
- Sala de Juntas, Salón Novanta y Terraza**
Capacidad 50 personas /
Gestión en lugar de preferencia

Mayor información:
Clarena Bermúdez - eventos@campetrol.org
310 297 2386 - 6170188 ext.102



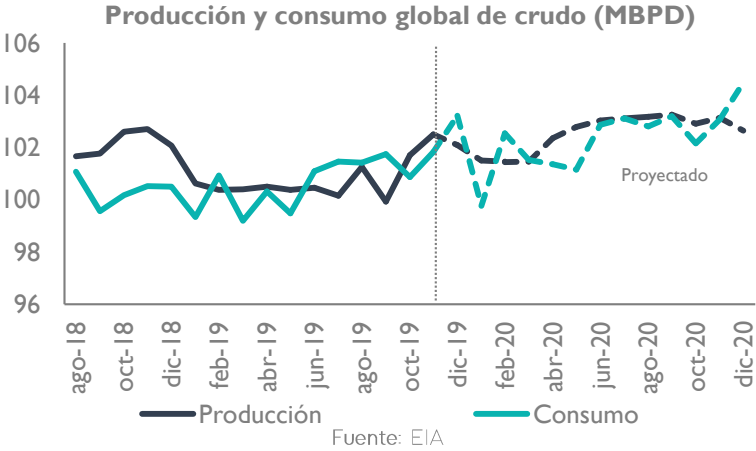
- La demanda mundial de crudo se ha contraído en respuesta a la guerra comercial entre Estados Unidos y China.
- En el tercer trimestre del año la oferta de crudo de la OPEP se redujo por los ataques en Medio Oriente, sin embargo, esta caída fue contrarrestada por la producción de los países no miembros del cartel.
- Para el tercer trimestre de 2019 se evidenció un exceso de oferta en el mercado, lo que generó presiones a la baja sobre los precios del crudo.
- Los precios, durante el tercer trimestre del año, mantuvieron una senda de crecimiento negativa, y han respondido a la incertidumbre geopolítica mundial.

EL BALANCE DE MERCADO EVIDENCIÓ UN EXCESO DE OFERTA DE CRUDO, LO CUAL GENERÓ PRESIONES A LA BAJA EN LOS PRECIOS INTERNACIONALES



Durante el tercer trimestre del año la oferta mundial de petróleo aumentó levemente debido al incremento de producción de países como Estados Unidos y Brasil, lo que se contrapone a la continua reducción en los niveles de producción de los países miembros de la OPEP. El primero de julio, la OPEP y sus aliados, encabezados por Rusia, decidieron dar continuidad al acuerdo de recortes para reducir el suministro de petróleo en 1,2 millones BOPD hasta marzo de 2020, con el fin de incidir sobre el mercado y jalonar así los precios al alza.

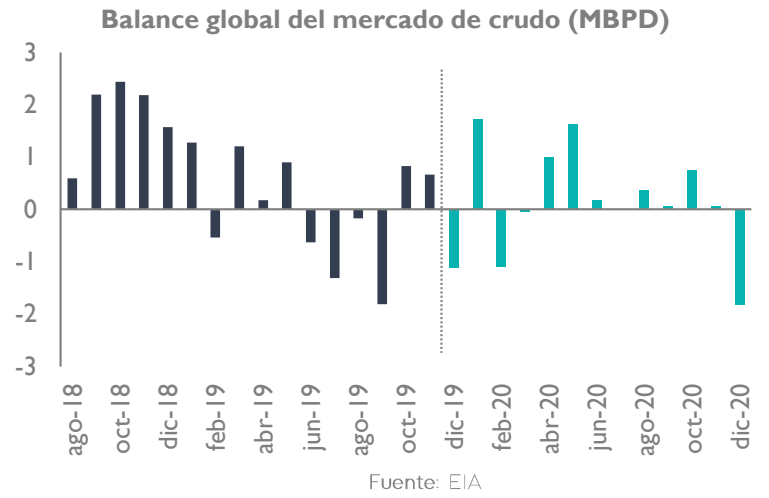
Ahora bien, la oferta agregada enfrentó una alta volatilidad en este trimestre debido al conflicto en Medio Oriente, lo que puso en tela de juicio el transporte normal de crudo en el estrecho de Ormuz, donde se moviliza una quinta parte del crudo en el mundo.



De esta forma, el 15 de septiembre se presentó un grave ataque contra la infraestructura petrolera de Arabia Saudita que afectó su producción considerablemente con una reducción de 700 KBOPD entre agosto y septiembre. Este hecho llevó a que la OPEP alcanzara el nivel de producción más bajo desde 2011, con 28,9 millones de barriles al día en septiembre. Este ataque se suma a otros perpetrados entre junio y julio, y se deben al conflicto entre Arabia Saudita e Irán en Yemen, y a las tensiones de este último con Estados Unidos por el retiro de Irán del Acuerdo Nuclear de 2015.

Por su parte, la demanda mundial de crudo, aunque mantuvo una tendencia positiva, se enfrentó a la incertidumbre generada por la guerra comercial entre Estados Unidos y China, que sigue afectando negativamente la perspectiva de crecimiento mundial. Como ejemplo de esto, en el tercer trimestre del año, China presentó el crecimiento más bajo en 27 años (6,1% anual), como consecuencia del conflicto comercial, lo que se tradujo en una menor demanda de petróleo.

Sin embargo, los mandatarios de ambos países tuvieron importantes acercamientos durante el tercer trimestre, hasta conformar delegaciones para discutir un posible acuerdo comercial, que podría finalizar su primera etapa antes de finalizar el 2019.



El balance del mercado mundial ha mostrado un comportamiento cambiante entre exceso de oferta y de demanda en lo corrido de este año. Lo anterior ha sido explicado principalmente por la volatilidad geopolítica, que se ha trasladado en incertidumbres a corto y mediano plazo en los mercados mundiales.

Para lo que resta de 2019, la EIA pronostica una demanda creciente, que sería contrarrestada por una mayor expansión en el suministro global, dando como resultado un exceso de oferta en el mercado. Sin embargo, esta tendencia se revertiría a lo largo de 2020, y en especial para el mes de diciembre de tal año, mes en el cual la producción global experimentaría una desaceleración en su crecimiento, resultando en un exceso de demanda de 1,82 millones de barriles.

LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO SE DEBILITAN EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO Y MARCAN TENDENCIA A LA BAJA

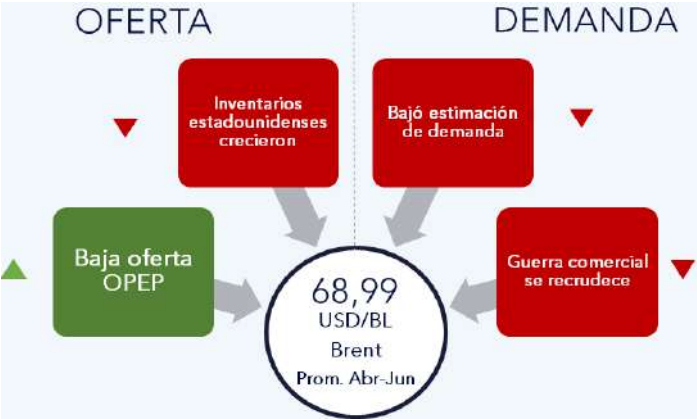


En el tercer trimestre del año los precios del petróleo presentaron una tendencia a la baja, resultado de la volatilidad geopolítica a nivel mundial descrita anteriormente, que ha impacto tanto la oferta como la demanda.

El precio del crudo respondió principalmente a factores de demanda, dado el riesgo de una recesión mundial, producto de la guerra comercial entre Estados Unidos y China.

En este sentido, el Brent se negoció en promedio a 61,86 USD/BL en el trimestre de julio a septiembre, con variaciones de -7,4% de julio a agosto y de 6,1% de agosto a septiembre, siendo la primera una de las caídas mensuales más pronunciadas en lo que va del año. Mientras, el WTI se negoció en promedio a 57,2 USD/BL en el mismo periodo, con variaciones de -0,02% de julio a agosto y de -0,1% de agosto a septiembre.

La tendencia bajista continuó los meses siguientes, de tal manera que entre septiembre y octubre se registró una caída de 4,8% para el Brent, y de 5,2% para el WTI. A lo largo del mes de noviembre se registró una leve tendencia al alza, recuperando parte de las pérdidas acumuladas entre el segundo y el tercer trimestre del año.

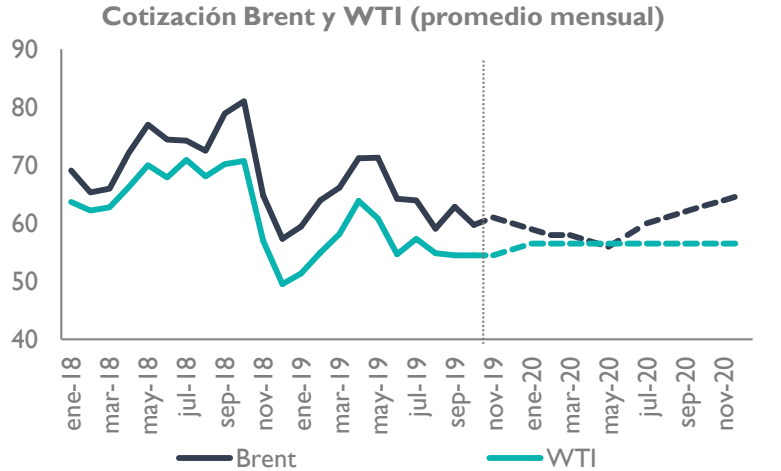


Otro factor que ha incidido semana tras semana sobre los precios del petróleo es el nivel de inventarios de Estados Unidos. Entre julio y agosto se observó un aumento en el stock durante 8 semanas consecutivas. Este hecho generó presiones a la baja sobre el nivel de precios, pues representan un indicador del nivel de demanda y de oferta de Estados Unidos, de tal manera que ante aumentos en los inventarios, el precio reacciona negativamente, y viceversa.

La EIA pronostica que los precios se mantengan a la baja en lo que resta del 2019. Sin embargo, para 2020, el Brent subiría y se mantendría en el rango de los 60-70 USD/BL y el WTI en los 50-60 USD/BL. Sin embargo, otros analistas afirman que la demanda de crudo podría no recuperarse, y por tanto la tendencia a la baja en los precios continuaría.

Ahora bien, de presentarse más ataques contra la infraestructura petrolera en Medio Oriente, o un conflicto armado entre Estados Unidos e Irán, se interrumpiría la oferta de crudo en esta parte del mundo, y el suministro podría no ser cubierto, de tal manera que caería la oferta agregada, ejerciendo fuertes presiones al alza sobre los precios internacionales.

Desde Campetrol anticipamos que la volatilidad en el mercado de crudo continúe, mientras se mantengan las tensiones entre EE.UU. e Irán en el estrecho de Ormuz y mientras no se alcance un acuerdo comercial sólido entre EE.UU. y China. Sin embargo, esperamos que el precio recupere estabilidad al ritmo que pronostica la EIA.



Fuente: EIA

Paute en nuestros estudios técnicos y económicos

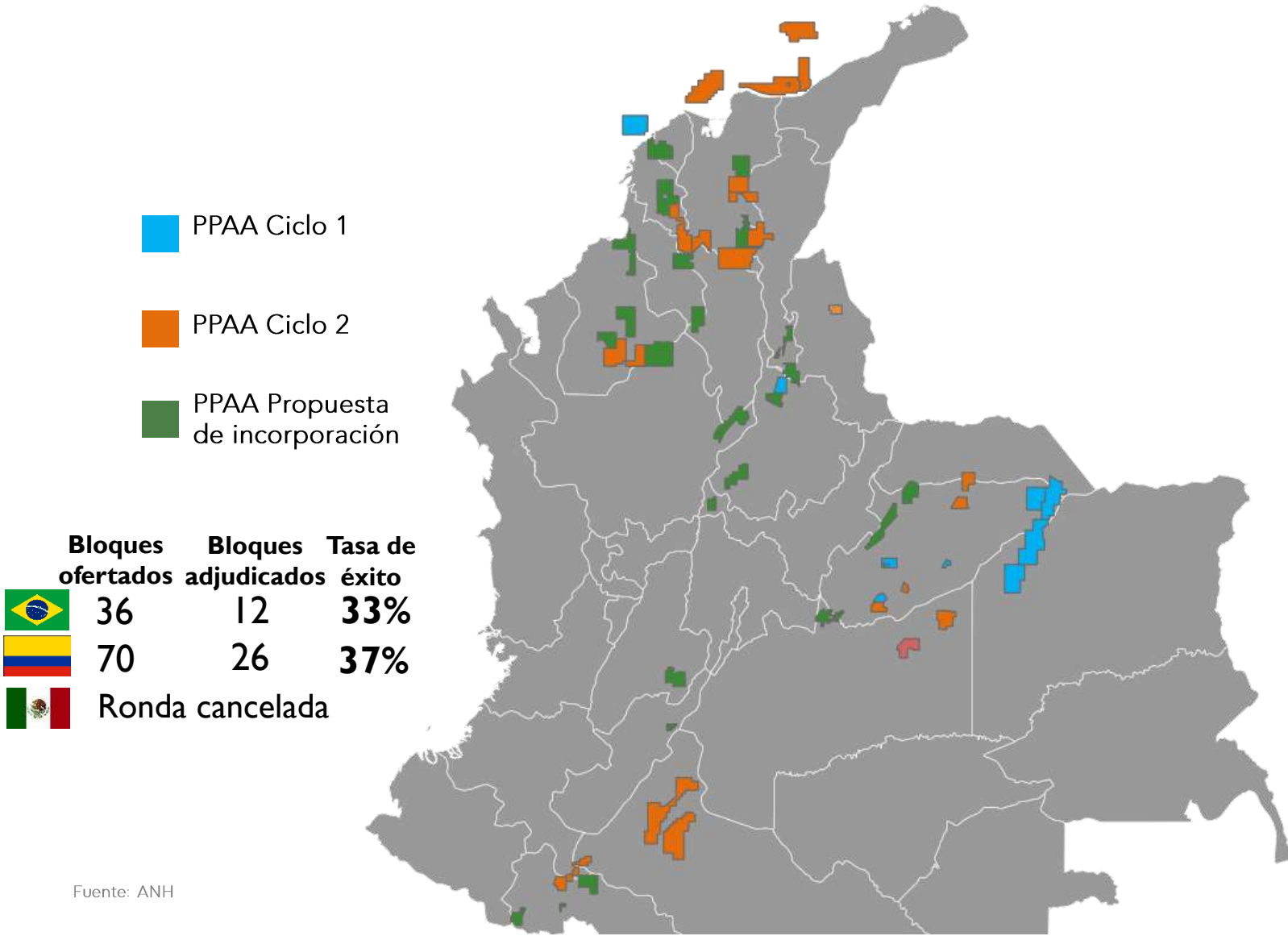
Monitor de Precios	Semanal
Radar Petrolero	Quincenal
Informe de Taladros	Mensual
Dimensión Energética	Trimestral



Foto: Cortesía Independence

- Durante el tercer trimestre de 2019, se registró un promedio de 139 taladros, drilling y workover, en operación en Colombia, lo que representó un crecimiento de 6% frente al promedio del tercer trimestre de 2018, de 131 taladros.
- La producción promedio de petróleo de Colombia en el tercer trimestre de 2019 fue de 877 KBOPD, representando un aumento de 1,3% con respecto al mismo periodo en 2018.
- La perforación de pozos exploratorios disminuyó en lo corrido de 2019, perforándose 2 pozos menos que durante el mismo periodo en 2018.
- La producción promedio de gas en Colombia en el tercer semestre de 2019, fue de 1.097 MPCD, representando un aumento de 11% con respecto al tercer trimestre de 2018.
- La carga promedio de las refinerías se ubicó en 388,5 KBOPD durante el tercer trimestre de 2019.

LA ANH ANUNCIA LOS BLOQUES OFERTADOS EN EL SEGUNDO CICLO DEL PPAA: NUEVOS PASOS EN LA REACTIVACIÓN DEL SECTOR



Fuente: ANH

El pasado 17 de septiembre se publicaron las áreas correspondientes con el segundo ciclo del PPAA, en las que se ofrecieron 23 nuevas áreas por iniciativa de la ANH, además de 27 áreas agregadas por solicitud de compañías de E&P y 9 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.

En este sentido, 26 de noviembre fueron anunciadas las ofertas por bloques en el proceso, en el cual se hicieron propuestas por 15 áreas, principalmente de las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales. De el total de estas áreas fueron adjudicadas 14, y se encuentra una en disputa debido a la presentación de una contraoferta por el bloque LLA 124.

La aplicación del PPAA permitió una tasa de éxito de 37%, dato que se encuentra por encima de la media mundial de alrededor del 30%, asegurando de esta manera inversiones por encima de los 500 millones de USD para los 14 bloques ya adjudicados 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 próximo año se inicie la materialización de los contratos producto del PPAA.

LA ACTIVIDAD DE TALADROS EN COLOMBIA MERMA SU RITMO DE RECUPERACIÓN. ESPERAMOS UNA TENDENCIA AL ALZA EN 2020



Durante el tercer trimestre de 2019, se registró un promedio de 139 taladros, drilling y workover, en operación en Colombia, lo que representó un crecimiento de 5,8% frente al promedio del tercer trimestre de 2018, de 132 taladros.

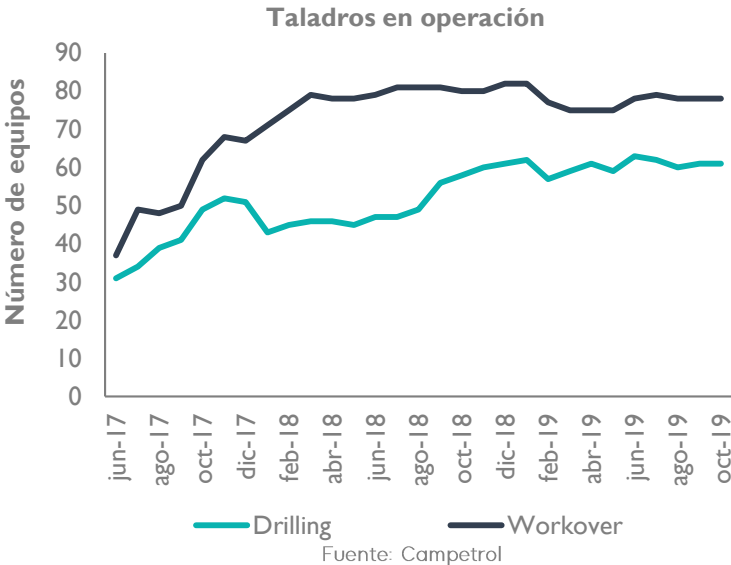
Por su parte, los taladros drilling en operación se ubicaron en un promedio de 61 equipos durante el tercer trimestre de 2019. Con este registro, se evidenció un incremento de 20,4% con respecto al promedio del tercer trimestre de 2018, de 51 equipos.

En cuanto a los taladros de workover, para el tercer trimestre de 2019 se registró un promedio de 78 equipos en operación, con una caída de 3,3% al compararlo con el promedio del tercer trimestre de 2018, de 81 equipos.

Dado que la cantidad de taladros en operación representa un indicador general de la actividad de la industria, y un indicador anticipado de la producción, en especial para los equipos de drilling, al contrastar los resultados del tercer trimestre de 2019 con los registros del año anterior, se puede evidenciar la continuación del proceso de recuperación del sector petrolero en Colombia.

Es importante resaltar que, la recuperación de la actividad de taladros en el país ha demorado más de lo pronosticado. Lo anterior, debido a la alta correlación y dependencia que tiene este segmento del negocio frente a las cotizaciones del crudo.

De esta manera, la alta volatilidad en los precios internacionales del petróleo, los cuales han experimentado una tendencia ligeramente a la baja en los últimos meses, han impedido una total reactivación en la operación de los taladros.



Para lo que resta de 2019, esperamos que se evidencie una tendencia ligeramente negativa en la actividad total de taladros, drilling y workover. Lo anterior, dado que el comportamiento bajista en los precios aún no se ha materializado en la actividad de taladros. En este sentido, esperamos que 2019 termine con un promedio anual de 138 equipos en operación, lo que representaría un incremento de 7% (9 equipos) frente al promedio de 2018, de 129.

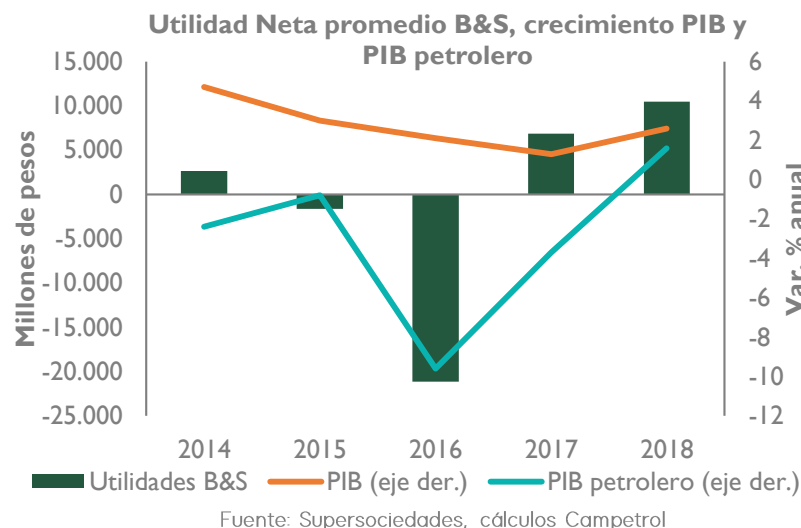
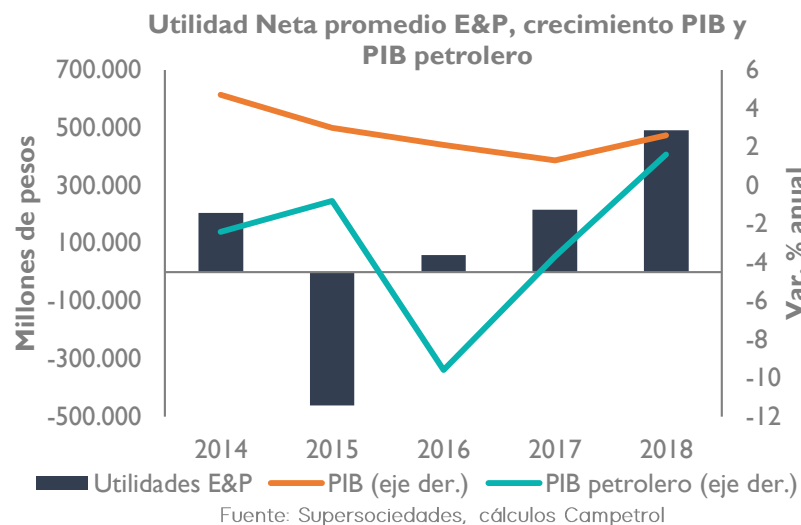
Ahora bien, para 2020 esperamos que se reverse la ligera tendencia a la baja de finales de 2019. De esta manera, según nuestras estimaciones, el promedio anual de 2020 se ubicaría en 140 equipos en operación, con un registro de cierre de año de cerca de 146 taladros en operación a diciembre.

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.



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.

ECOPETROL PRESENTA RESULTADOS ESTABLES EN EL TERCER TRIMESTRE DEL AÑO, CONSOLIDANDO LA RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA



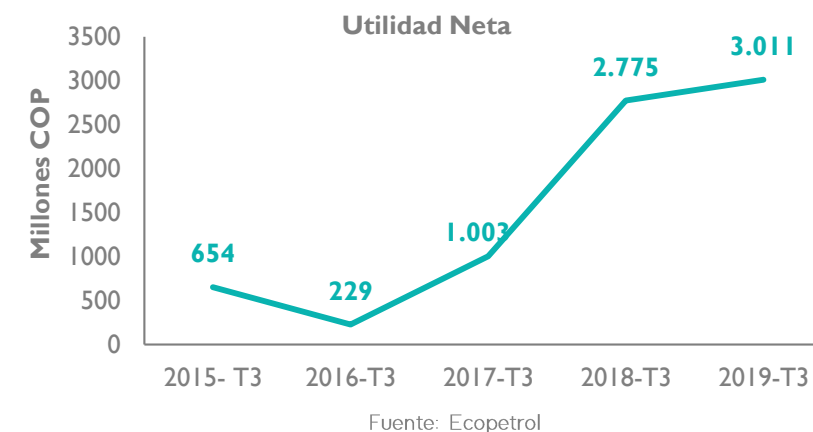
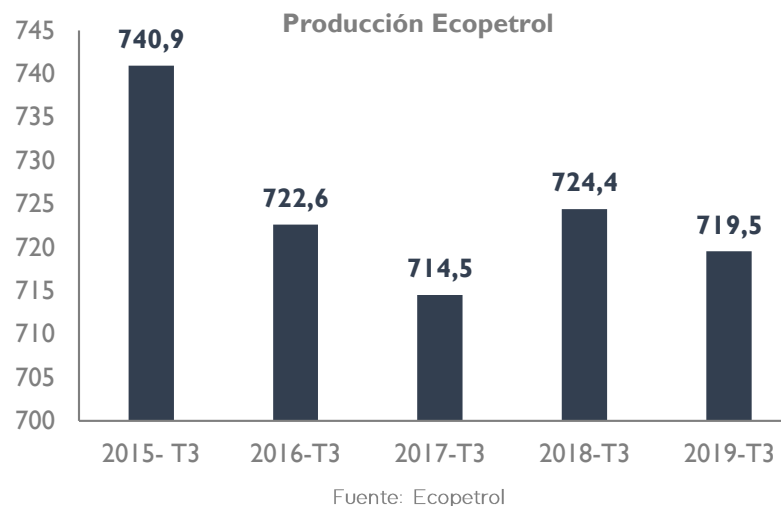
El pasado 29 de agosto Ecopetrol entregó el balance de resultados de actividad al tercer trimestre del 2019. Se destacan dos hechos en el frente internacional: el ingreso de Ecopetrol al Midland en la cuenca Permian, la más prolífica del mundo, mediante un acuerdo con Oxy, para participar en la explotación de yacimientos no convencionales en Estados Unidos. Por otro lado, se suscribió un acuerdo con Shell Brasil Petróleo Ltda. para adquirir el 30% en el descubrimiento de Gato do Mato, ubicado en dos áreas Offshore, en la cuenca Santos de Brasil.

A nivel local, en cuanto a exploración, el Grupo Ecopetrol y sus socios, completaron la perforación de 13 pozos exploratorios, superando la meta de 12 pozos para el año y con una tasa de éxito de 38%. Siguiendo la estrategia de Near Field Exploration, se destaca el éxito del pozo Flamencos -1, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La producción promedio de ECP en los primeros 9 meses del año fue de 720 mil barriles de petróleo equivalente al día, 8 mil barriles equivalentes por encima de la producción promedio en el mismo periodo de 2018.. Este resultado se encuentra dentro de la meta de producción del grupo entre 720 y 730 KBEPD. Lo anterior beneficia al país, ayuda a garantizar la autosuficiencia y una mayor disponibilidad de crudo para exportar.

La actividad de refinación registró un nuevo máximos histórico con una carga conjunta entre la refinería de Cartagena y la de Barrancabermeja de 389 mil barriles de petróleo al día, a pesar de algunos eventos operativos no programados.

Adicionalmente, es de destacar que en promedio la canasta colombiana se ubicó 6,64 USD/BL por debajo del Brent, durante el tercer trimestre del año. Una mejor tasa de cambio, un buen desempeño operativo en todos los segmentos y el posicionamiento comercial de Ecopetrol, los ahorros financieros y una menor tasa de tributación permitieron compensar la tendencia a la baja del Brent.



La operadora reportó una utilidad neta de 9,2 billones de pesos y un EBITDA de 23,9 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 46%, 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.

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. Apoyamos los nuevos proyectos de inversión de la compañía tanto a nivel nacional como internacional, y anticipamos que la producción de la estatal petrolera mantenga una tendencia positiva y dinámica.

INVERSIONES DE ECOPETROL AUMENTARÍAN ENTRE 25% Y 53% PARA EL 2020

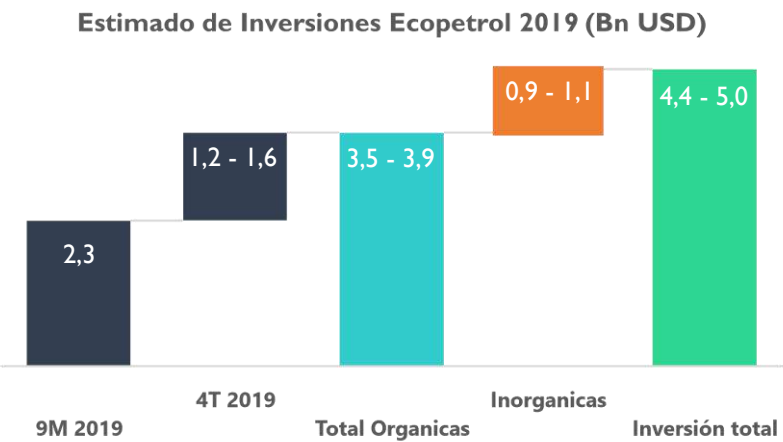


El pasado 25 de noviembre Ecopetrol anunció la aprobación, por parte de su junta directiva, del Plan de Inversiones para el año 2020, que contempla un monto estimado total de entre 4.500 y 5.500 millones de USD. Lo anterior representa un incremento de entre 25% y 53% con respecto a la cifra estimada para el cierre de 2019.

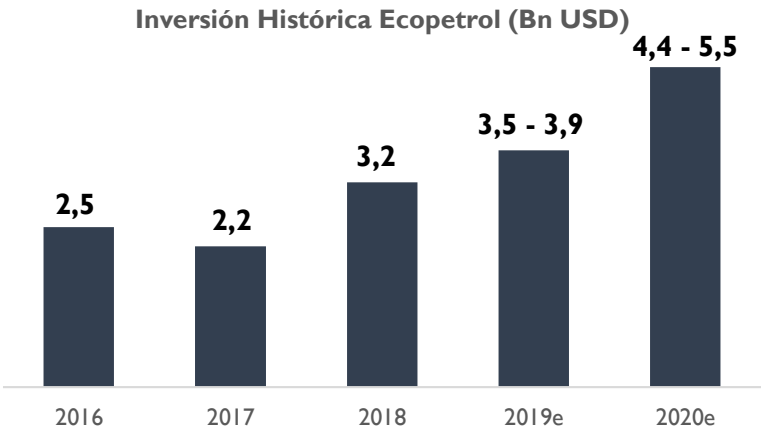
Dentro de las proyecciones realizadas por Ecopetrol, se espera que la producción del grupo aumente entre 3,6% y 4%, ubicándose así, entre 750 y 760 KBOPD, para lo cual, estiman que se invertirá el 80% del monto total en actividades de exploración y producción.

En términos de exploración, se proyecta la perforación de 18 pozos exploratorios, incrementando en 28% frente al número de pozos perforados actualmente, que se sitúan 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.

Para el segmento de refinación, se prevé una inversión de al menos el 11% del total estimado, con el objetivo de mantener una carga promedio de 380 KBOPD en ambas refinerías y disminuir los costos de mantenimiento, además de aumentar la calidad de combustibles y petroquímicos.



Fuente: Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol

Otros proyectos en los que la estatal estima 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

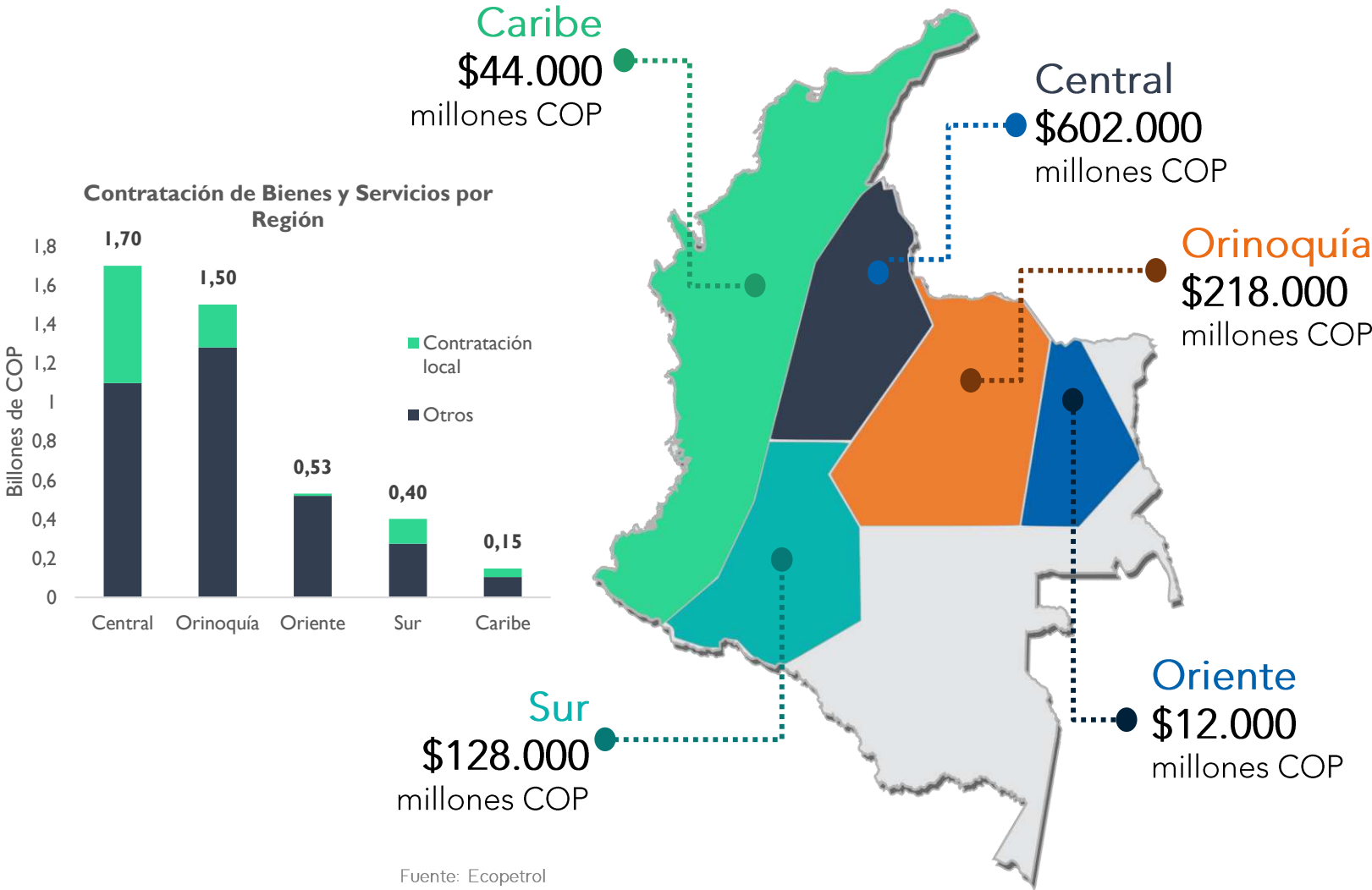
Para la realización de los proyectos antes mencionados, se estima un precio de equilibrio de \$30 USD por barril, lo que demuestra la resiliencia de la compañía a fluctuaciones de precio del petróleo producto de las disciplinas con el capital y el aumento en las eficiencias realizadas con anterioridad.

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

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



Bienes y Servicios contratados localmente por Ecopetrol en 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.

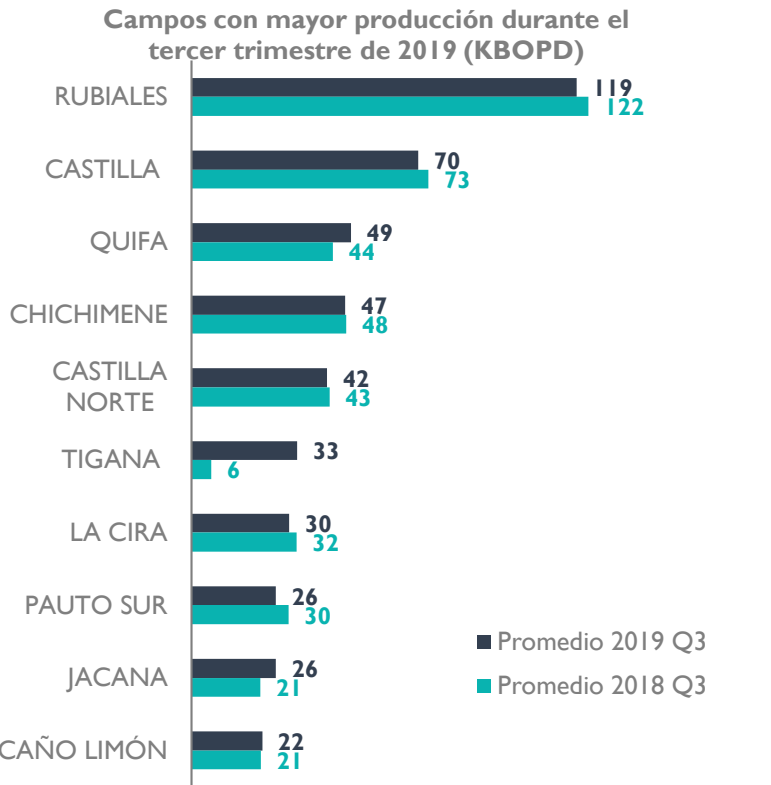
La región en la que se realizaron las mayores contrataciones de bienes y servicios locales fue la Central, con un 35% del total contratado (\$1,7 billones de COP) perteneciente a esta categoría. Le siguen la región Sur con 32%, Caribe con 30%, Orinoquía con 15% y Oriente con 2%.

Desde Campetrol vemos con buenos ojos estas iniciativas que generan encadenamientos productivos en forma de contratación de bienes y servicios y mano de obra local, apoyando el desarrollo de las regiones productoras y del país en general.

DURANTE EL TERCER TRIMESTRE DE 2019 LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO AUMENTÓ 1,3%, EVIDENCIA DE LA REACTIVACIÓN DE LA INDUSTRIA



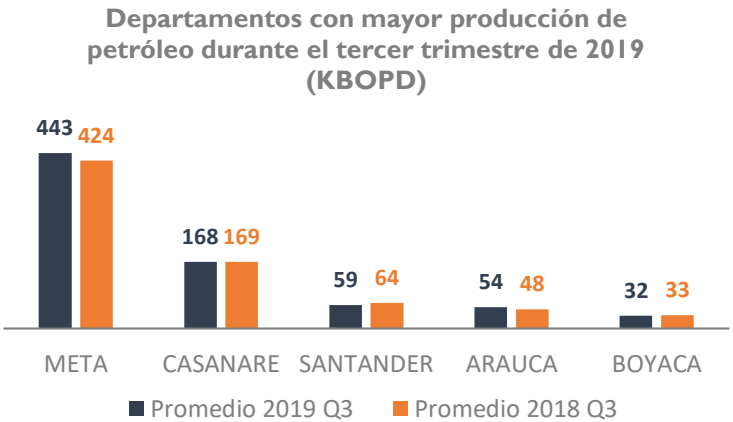
Durante el tercer trimestre de 2019 la producción de petróleo promedio en Colombia fue de 877 mil barriles por día (KBOPD), superando en 1,3% los niveles obtenidos en el mismo periodo durante el 2018, de aproximadamente 865 KBOPD. Lo anterior ubica la producción promedio de lo corrido en 2019 en 887,3 KBOPD.



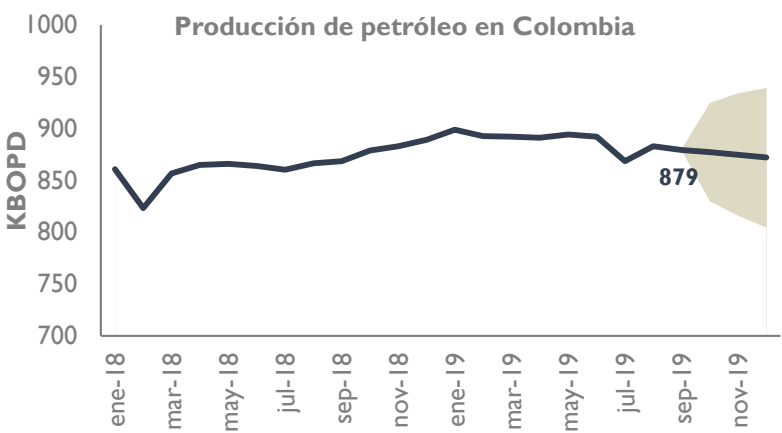
Fuente: ANH

El tercer trimestre de 2019 se caracterizó por la puesta en marcha de campos como Pendare Norte (Tecpetrol), Castaña (Frontera Energy), Cuerva Oeste (Perenco), Boranda (Parex), Curupana (Perenco), Cristalina (Ecopetrol), OMI (Suelopetrol) y Guaco (Geopark), además del desarrollo del campo Tigana (Geopark), en el municipio de Tauramena, Casanare, que aumentó su producción alrededor del 80%, al pasar de 6,500 BOPD en enero a 31,500 BOPD en aproximadamente septiembre de 2019.

Por otra parte, los departamentos con mayor producción de petróleo durante el tercer trimestre de 2019 fueron: Meta, con 50% del total producido, Casanare, Santander, Arauca y Boyacá, que en conjunto sumaron el 36% de la producción del país.



Fuente: ANH



Fuente: ANH y cálculos Campetrol

A pesar de lo anterior, en el mes de julio de 2019 la producción de petróleo disminuyó 2,63% hasta alcanzar los 868,745 KBOPD, debido a la conflictividad presentada en los departamentos de Arauca y Norte de Santander, además de los diferentes ataques a la infraestructura petrolera evidenciados en el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

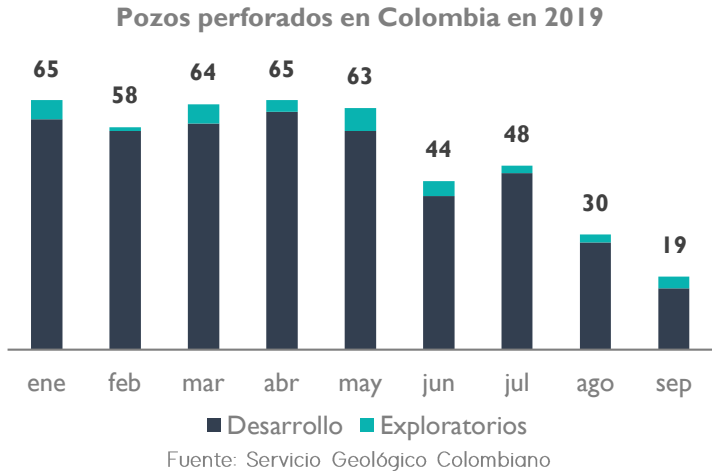
Finalmente, mediante un modelo estadístico de Vectores Autorregresivos (VAR), estimamos que la producción de petróleo se ubique alrededor de los 874 KBOPD en el cuarto trimestre, y que en 2019 se registre un promedio anual de 885 KBOPD. Lo anterior explicado por la disminución del Brent.

EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2019 LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS DISMINUYÓ 6%, MIENTRAS QUE LA ACTIVIDAD SÍSMICA AUMENTÓ 38%



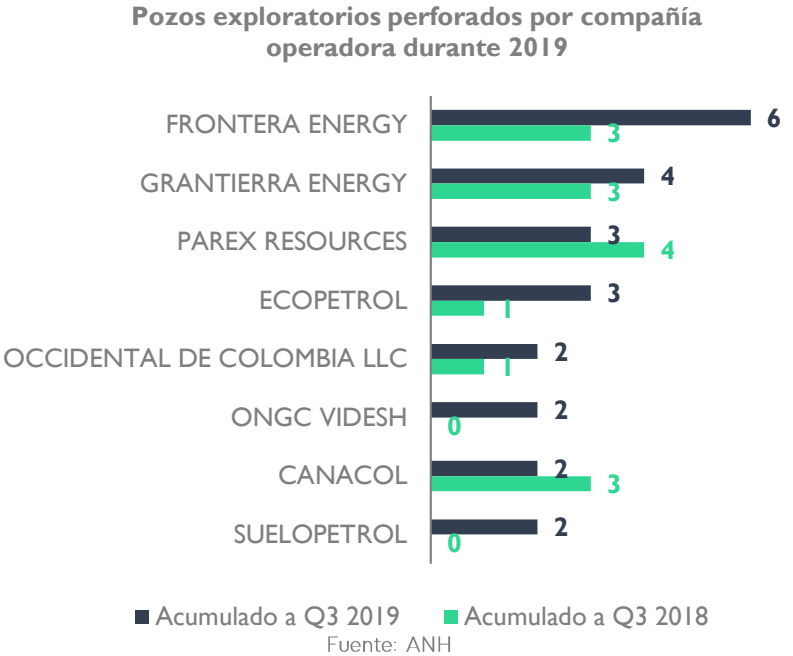
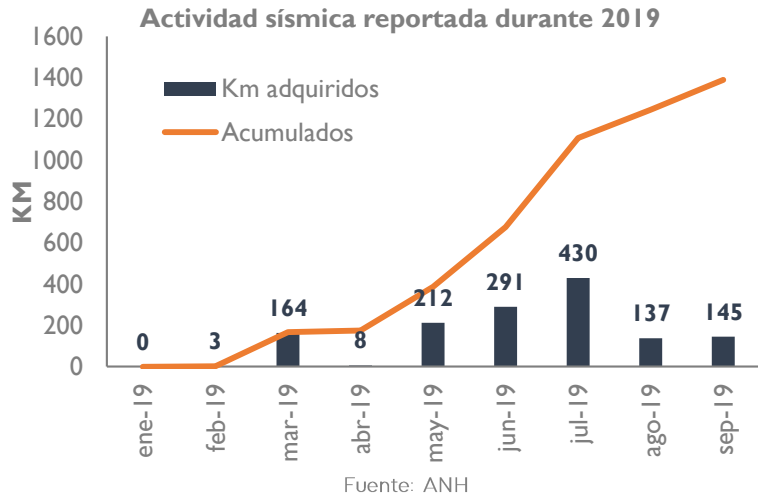
Con corte a tercer trimestre de 2019 se ha registrado la perforación de un total de 33 pozos exploratorios, lo que representa una disminución de 6% con respecto a los 35 pozos perforados durante el mismo periodo en 2018. El total de pozos exploratorios perforados hasta el tercer trimestre de 2019 representó un cumplimiento de 60% de la meta propuesta por la ANH, de 55 pozos exploratorios perforados durante 2019.

En este sentido, destacan los aumentos de pozos exploratorios perforados por parte de Frontera Energy (6) y Gran Tierra Energy (4), además de las compañías Ecopetrol, y Canacol, las cuales aumentaron la cantidad de pozos exploratorios perforados, en comparación con el mismo periodo en 2018.



En términos de pozos de desarrollo, en lo corrido de 2019, con corte al tercer trimestre, se inició la perforación de 425 pozos, 15% menos que en el mismo periodo de 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 disminución del precio del petróleo.

La mayor cantidad de pozos perforados en 2019 se ubicaron en los campos: La Cira - Infantas (178), Rubiales (153) y Quifa (67), por lo que se espera un continuo aumento en la producción de estos campos durante el resto del año.



La actividad sísmica reportó un acumulado de 1.390 km durante el tercer trimestre de 2019, 38% mayor a los 860 km adquiridos durante el tercer trimestre de 2018. Lo anterior representa un cumplimiento de 116% con respecto a la meta propuesta por el Gobierno, de 1.200km.

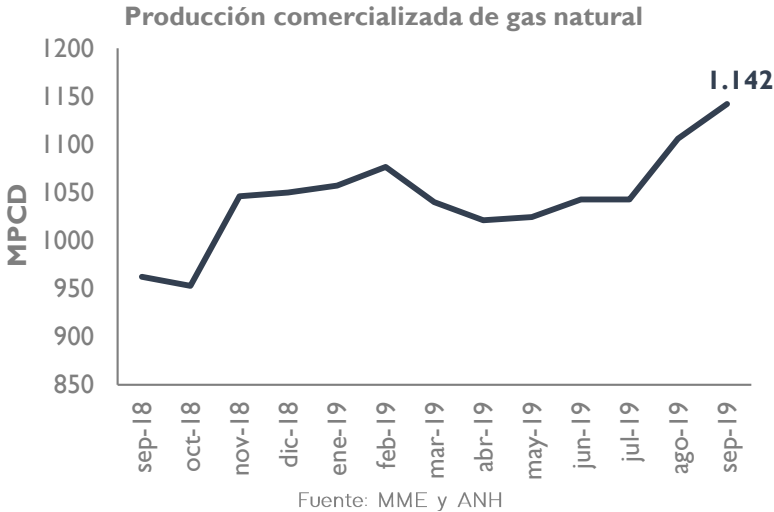
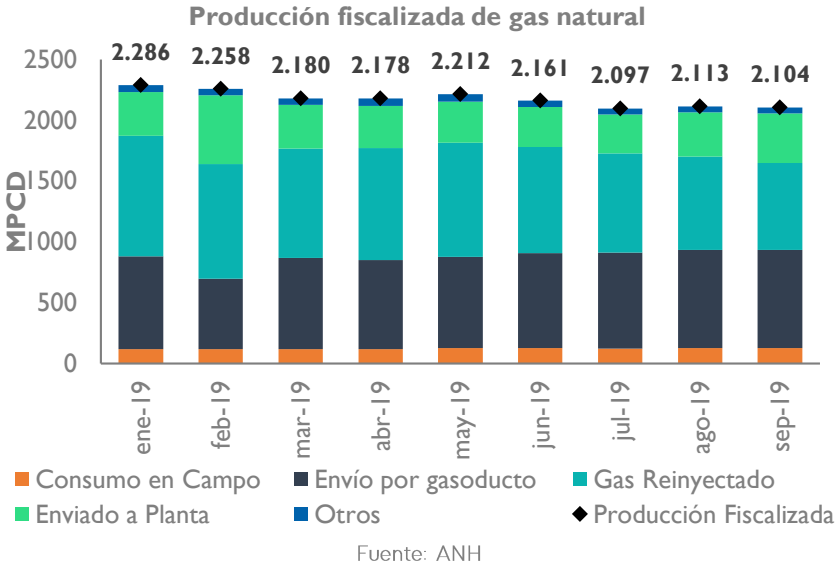
Finalmente, desde Campetrol esperamos que el número de pozos exploratorios perforados aumente, dando como resultado el cumplimiento al 100% de la meta propuesta por el Gobierno nacional.

LA PRODUCCIÓN DE GAS AUMENTÓ 11% EN EL TERCER TRIMESTRE DE 2019, SITUÁNDOSE EN 1.097 MPCD

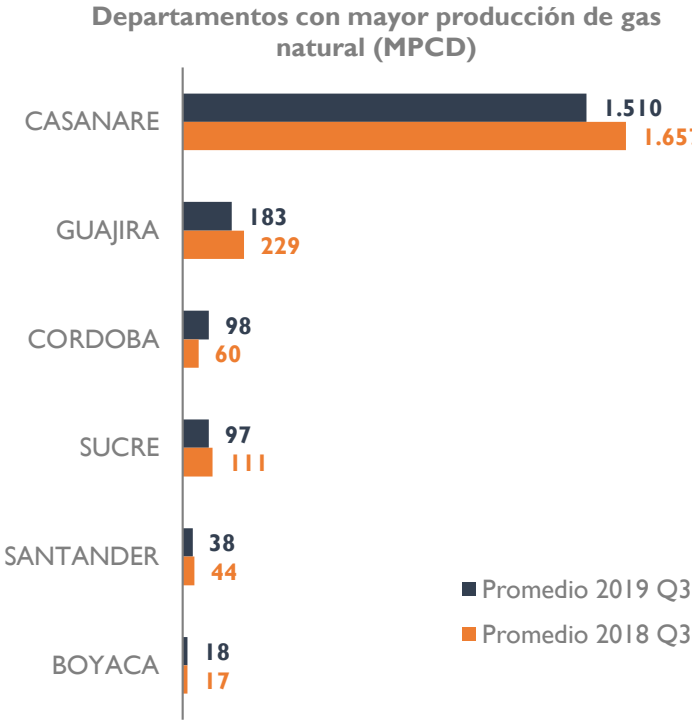


Durante el tercer trimestre de 2019 la producción comercializada promedio de gas natural en Colombia se situó en 1.097 millones de pies cúbicos por día (MPCD), superando en 11% los niveles obtenidos en el mismo periodo durante el 2018, de aproximadamente 977 MPCD. Lo anterior ubica la producción promedio de gas en lo corrido en 2019 en 1.064 MPCD.

Este aumento se explicó principalmente por la puesta en marcha de los campos: Oboe, Andina Norte y Cristalina, ubicados en los departamentos de Córdoba, Arauca y Santander, respectivamente.



Teniendo en cuenta lo anterior, se espera el aumento en la producción de gas natural durante el siguiente trimestre del 2019, debido a la puesta en marcha del campo Flamencos en Santander, además de los campos Curupana, Cuerva Noreste, y Cuerva Sur, todos ubicados en el departamento de Casanare.



La puesta en marcha de estos proyectos pueden suplir la declinación en la producción de los campos del departamento de La Guajira, que históricamente han suplido gran parte de la demanda de gas natural del país, pero cuya producción disminuyó 20% entre el tercer trimestre del 2018 y el mismo periodo de 2019.

Así mismo, se evidenció el aumento de 3,4% anual del gas enviado a través de ductos y la disminución de 30% anual en el volumen de gas reinyectado, durante el tercer trimestre del año.

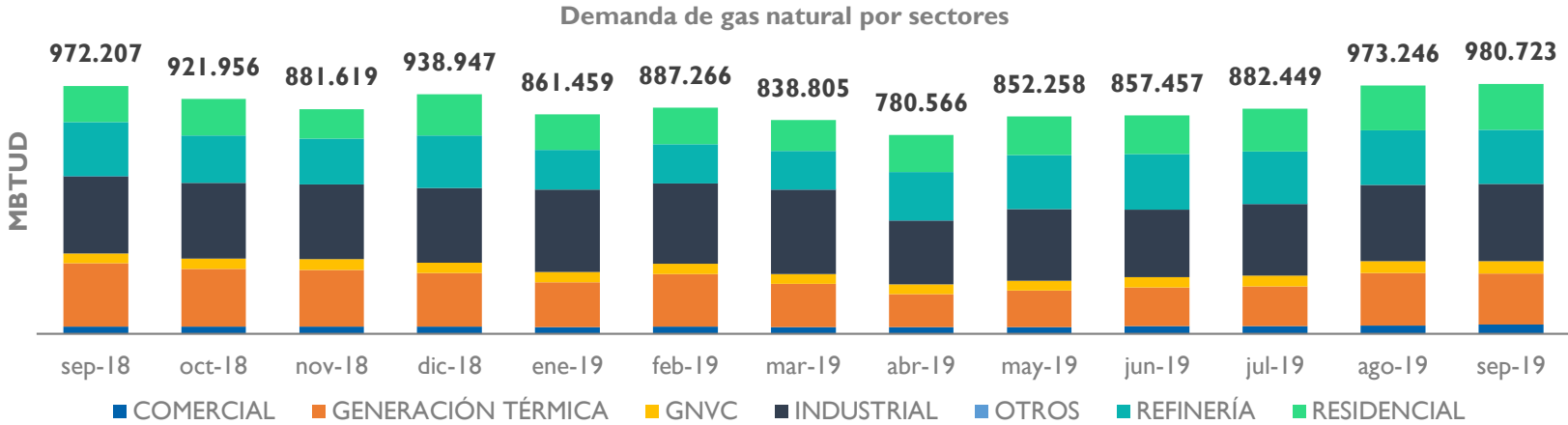
DURANTE EL TERCER TRIMESTRE DE 2019 LA DEMANDA DE GAS NATURAL AUMENTÓ 12%, MIENTRAS LAS IMPORTACIONES DE GAS DISMINUYERON 18%



Durante el tercer trimestre de 2019 la demanda de gas natural se ubicó en 945 giga BTU por día (GBTUD)*, lo que representa un aumento de 4% con respecto al segundo trimestre del año, cuya demanda fue de 830 GBTUD.

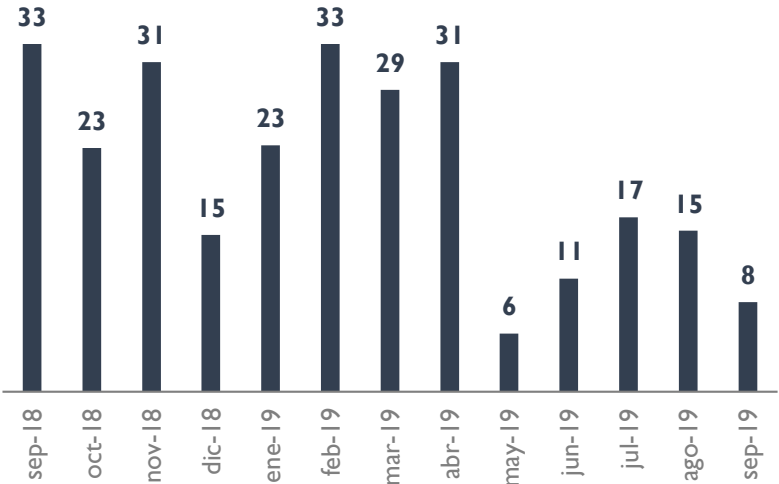
Lo anterior se explicó principalmente por la disminución en la temperatura media del país durante el tercer trimestre del año, por lo que la generación térmica de energía eléctrica, que ocupó alrededor del 20% de la demanda total de gas natural, aumentó un aproximado de 24% con relación al segundo trimestre de 2019.

A pesar de lo anterior, el aumento en la demanda de gas natural ha sido suplida en su gran mayoría por la producción nacional. Esto se ve reflejado en el volumen importado a través de la Unidad Flotante de Regasificación ubicada en Cartagena, cuyo valor fue de aproximadamente 13,4 MPCD en promedio, representando así, una disminución de 18% con respecto al segundo trimestre de 2019, periodo en el que la importación de gas rondó los 16 MPCD.



*Cantidad de gas natural en términos de energía producida equivalente

Gas importado en Colombia (MPCD)



Fuente: Bolsa Mercantil de Colombia

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se espera un aumento en la demanda de gas natural para el próximo trimestre, en el cual se proyecta un valor entre 1.099 y 1.191 GBTUD, debido principalmente a un aumento en la demanda de la región del Tolima Grande, que se ubica en los departamentos de Tolima y Huila.

Finalmente, la demanda de gas natural promedio esperada en el 2019 es de 1.160 GBTUD, debido al incremento esperado, finalizando 2019, por acción de las altas temperaturas productos del Fenómeno del Niño.

IMPORTACIONES DE CRUDO AUMENTAN 26%, MIENTRAS CARGA A REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA AUMENTA 15% EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019

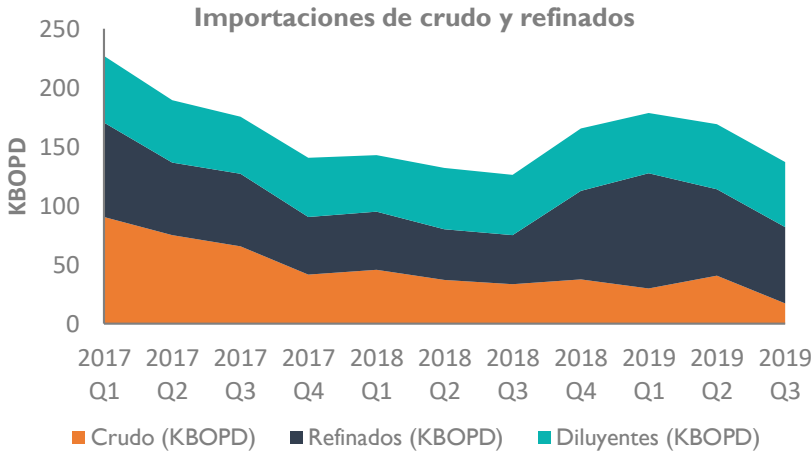


Durante el tercer trimestre de 2019 la carga promedio a las refinerías del país se situó en 388,5 KBOPD, máximo trimestral histórico impulsado principalmente por el aumento en 15% de la carga a la refinería de Cartagena pasando así, de 146,9 en el segundo trimestre a 160,5 KBOPD.

El valor registrado se debe a la estabilización en la operación y la dieta de ambas refinerías, ambos procesos permitidos por los proyectos llevados a cabo durante los anteriores trimestres, especialmente en las unidades de Hidrocrqueo y HDT, en Reficar y Barrancabermeja, respectivamente.

En la refinería de Cartagena se mantuvo una operación estable en el tercer trimestre de 2019, realizando una carga promedio de aproximadamente 162 KBOPD, de cuyo volumen, 88% correspondió a crudos colombianos, en comparación al mismo periodo en 2018, cuyo valor fue de 80%.

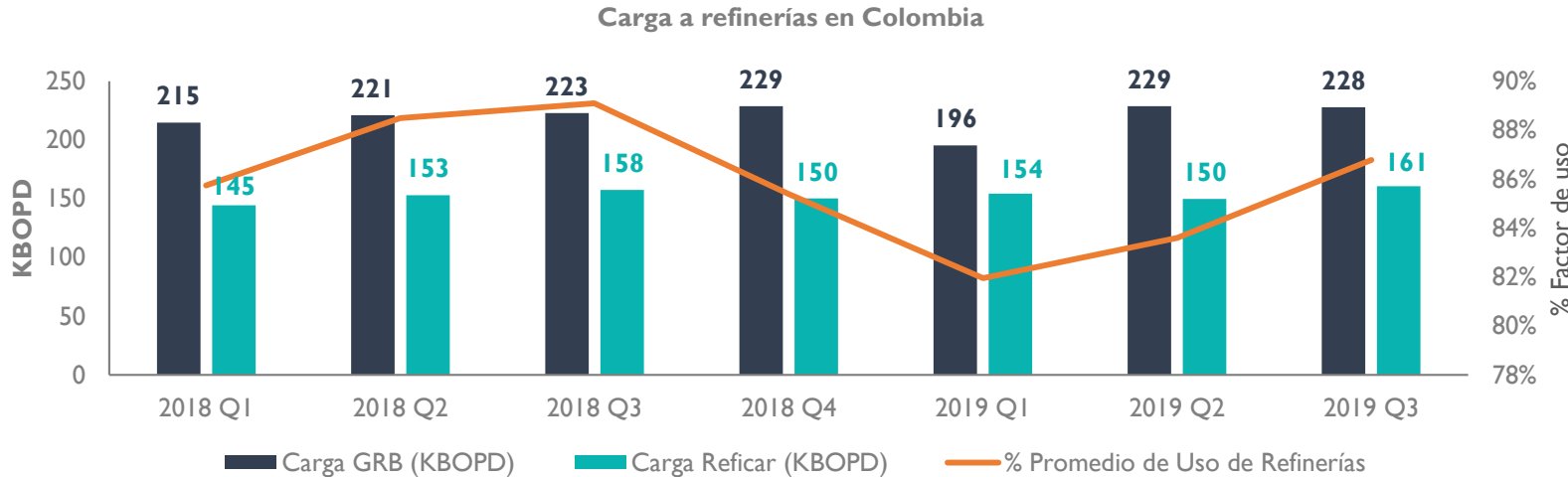
En términos generales, se mantuvo un margen bruto promedio de 9,9 USD/BL, específicamente 11,5 USD/BL en Barrancabermeja y 8,4 USD/BL en Reficar. Esta última experimentó un aumento en 21% de margen de refinación con respecto al trimestre anterior, debido a la disminución en los precios de los refinados y el aumento en el valor de la dieta.



Fuente: Ecopetrol

Así mismo, las importaciones de crudo han disminuido hasta alcanzar un promedio de 16,8 KBOPD durante el tercer trimestre de 2019, lo que representa una disminución de 140% con respecto al segundo trimestre del año, donde las importaciones de crudo se ubicaron en 40,4 KBOPD.

Finalmente, las importaciones de refinados disminuyeron 13%, rondando los 65,1 KBOPD equivalentes, producto de la optimización en la dieta de crudos de las refinerías. Por su parte, las importaciones de diluyentes como la nafta se mantienen estables en un aproximado de 55,2 KBOPD equivalentes.

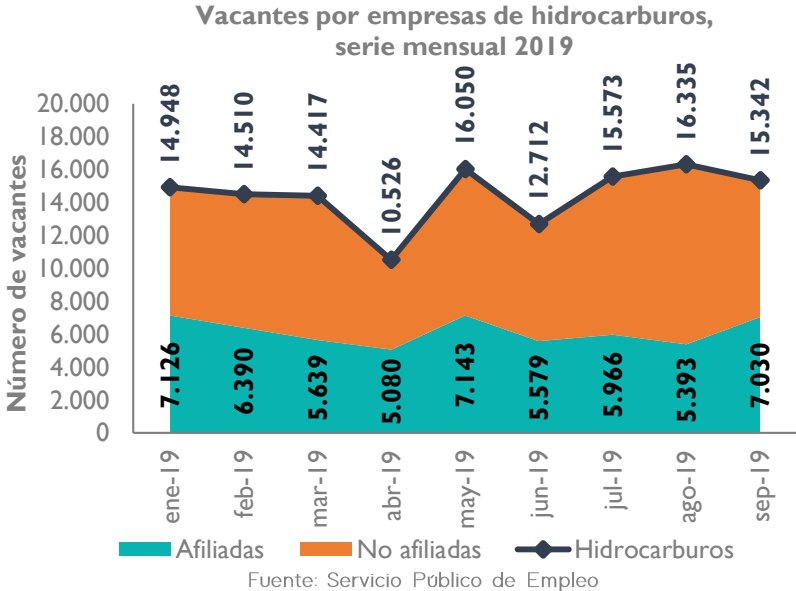


Fuente: Ecopetrol

EL NÚMERO DE VACANTES GENERADAS POR EL SECTOR INCREMENTA EN EL 3T-19 SE MANTIENE LA PARTICIPACIÓN DE LAS AFILIADAS A CAMPETROL



De acuerdo con los datos suministrados por el Servicio Público de Empleo, en el tercer trimestre de 2019, el número de vacantes generadas por las empresas de hidrocarburos registraron un total de 47.250. Del total, 18.389 vacantes fueron generadas por empresas afiliadas a Campetrol, lo que representa un 39% del total de vacantes del sector para este trimestre. En el comportamiento mensual, se puede observar que la tendencia se ubica por encima de las 15 mil vacantes mensuales. Así mismo, se puede evidenciar que durante agosto, se experimentó un pico en el número de vacantes, con 16.335.

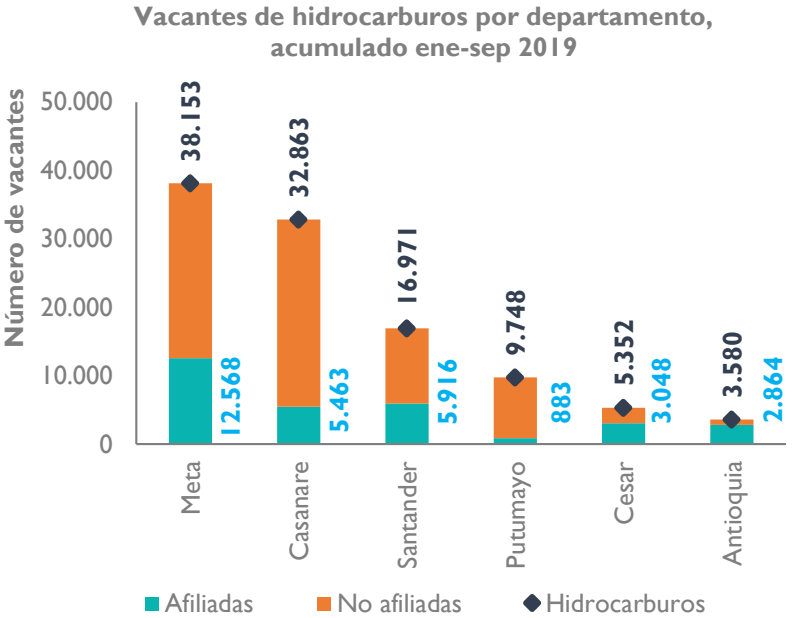


Es importante resaltar que, las vacantes hacen referencia a los puestos de trabajo disponibles publicados por las empresas durante cada mes, es decir que, no reflejan el nivel de contratación mensual. Sin embargo, este indicador representa la demanda laboral del sector.

Por otra parte, al analizar el acumulado hasta el tercer trimestre de 2019, se puede observar un total de 130.413 vacantes de hidrocarburos, de los cuales, los cinco principales departamentos (Meta, Casanare, Santander, Putumayo, Cesar y Antioquia), representan el 82%. Lo anterior permite considerar la importancia de la industria, como gran generadora de empleo y oportunidades para los habitantes de los departamentos productores,

Así mismo, se evidencia que el Meta es el que mayor participación tiene dentro del total de hidrocarburos en lo corrido de 2019, con un 29% (38.153 vacantes). Cabe mencionar que, del total de vacantes del Meta, un 33% fueron generadas por las empresas afiliadas a Campetrol.

En segundo puesto se encuentra Casanare, con una participación del 25% (32.863 vacantes). Dentro del total de hidrocarburos para este departamento, las afiliadas a Campetrol representaron un 17%.



Desde Campetrol vemos con beneplácito la alta participación de nuestras empresas afiliadas dentro del total de vacantes generadas por el sector, así como, el gran aporte que realiza la industria de Oil & Gas para generar oportunidades laborales en las regiones productoras. Esperamos que la tendencia positiva se mantenga en lo que resta de 2019 y en todo 2020, y que nuestras empresas afiliadas continúen aportando en gran medida al desarrollo sostenible de las regiones.

Durante el 2019 se han hecho importantes avances en cuanto a la implementación del Fracking como técnica de extracción para el aprovechamiento de yacimientos no convencionales. De esta forma y tras las recomendaciones de la Comisión de expertos presentadas el pasado 14 de febrero, se ha venido haciendo hincapié en la importancia de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPIIs) que pueden proveer información sobre el potencial de los YNC y sobre los riesgos de su realización en Colombia.

Por otra parte, la práctica ha sido incluida en diferentes planes de política pública del Gobierno actual, de tal forma que ya se reconoce dentro del Marco Fiscal de Mediano Plazo. En el cual se incluye el potencial del aprovechamiento de los YNC a través del fracturamiento hidráulico, y las recomendaciones de la comisión interdisciplinaria independiente, al enfatizar la importancia de los PPIIs.



Sin embargo, es importante resaltar que se estima que el potencial de YNC en el Valle Medio del Magdalena se ubique entre los 2.500 y los 7.500 millones de barriles de petróleo, siendo este último el mencionado dentro del MFMP de 2019. En este sentido, al considerar la gran amplitud en el rango del potencial estimado, cobra mayor importancia la realización de los PPII como primer paso de la fase exploratoria, la cual tendría una duración aproximada de dos años.

Cabe resaltar, que en el Plan Nacional de Desarrollo, que representa la hoja de ruta de la política pública del Gobierno Nacional para el cumplimiento de las metas anuales y para el final del cuatrienio, solo contempla los YNC como una posibilidad a largo plazo, y no entra como partes de las metas para el sector, y las metas de producción y reservas para el sector de hidrocarburos se mantienen sobre los niveles actuales.

Ahora bien, con la acción de nulidad contra las normas técnicas del Ministerio de Minas y Energía que permiten desarrollar esta técnica, el Consejo de Estado aplazó la decisión, en la cual se resolverá sobre la medida cautelar. Sin embargo, aclaró que el alcance de dicha decisión no impide la realización de los PPIIs, contenidos en el informe de la Comisión de Expertos. Lo anterior, dado que las medidas cautelares suspenden la exploración y desarrollo del Fracking en Colombia, pero no su investigación.

Desde Campetrol entendemos que los PPIIs nos permitirán obtener información confiable para las partes, en un proceso que resulte transparente para las mismas. Así mismo, se podrán medir los impactos ambientales y sociales de su implementación, con el fin de establecer los riesgos reales de utilizar esta tecnología en Colombia, a fin de disponer de plena evidencia que soporte las decisiones gubernamentales. Solo así, podremos construir juntos Gobierno, Industria y Territorio, un modelo sostenible que permita extender el horizonte de autosuficiencia del país.

Con esta noticia positiva para Colombia, en Campetrol estimamos que el futuro desarrollo del Yacimientos No Convencionales a través de la técnica del Fracking traería consigo impactos favorables para la economía del país. Tanto a nivel fiscal, en términos de Renta Petrolera y Regalías, como a nivel externo, en términos de Exportaciones, Inversión Extranjera Directa y Tasa de Cambio.

¡Afílate!

Ingresa a nuestro sitio
web y conoce todos
nuestros beneficios

www.campetrol.org 

| Visibilidad y representatividad | Acompañamiento jurídico y legislativo |
| Comunicaciones | Estudios económicos | Convenios | Eventos |

Contacto: comercial@campetrol.org | Tel (+57 1) 6170201



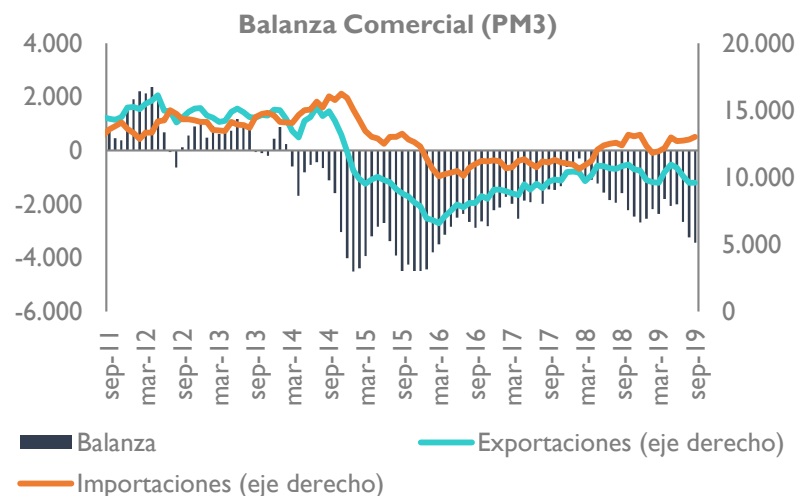
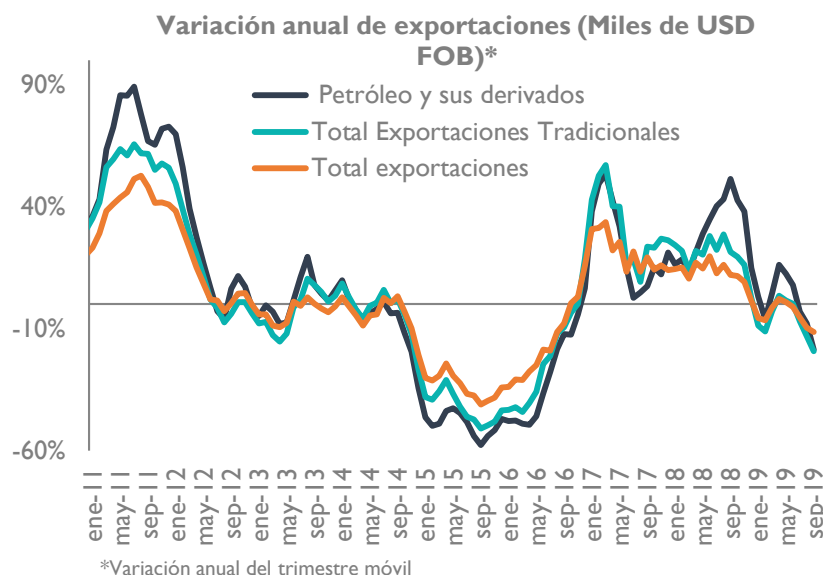
- El valor de las exportaciones de petróleo y sus derivados cayeron 18,7% frente al mismo trimestre móvil del año anterior.
- La balanza comercial se ha deteriorado, al registrar un déficit de 3.437 millones de dólares FOB en el trimestre móvil de julio a septiembre.
- La IED destinada al sector petrolero registró 712 millones de dólares en el segundo trimestre de 2019. Con este registro se evidencia una contracción anual de 17,3%, frente al segundo trimestre de 2018.
- En los últimos meses, el tipo de cambio USD/COP experimentó un fuerte incremento, resultando en una depreciación del peso colombiano frente al dólar estadounidense. En efecto, para el tercer trimestre de 2019 se observó un promedio de \$3.339 pesos por dólar.

EXPORTACIONES TOTALES, PETROLERAS Y BALANZA COMERCIAL: SE DEBILITAN CONSIDERABLEMENTE

El DANE dio a conocer los datos de exportaciones para septiembre de 2019, donde se observa un importante deterioro de las ventas al exterior en el tercer trimestre del año, que se suma a la desaceleración acumulada de los últimos 4 meses de 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 tercer trimestre del año, las exportaciones totales en millones de dólares FOB, evidenciaron una fuerte contracción de 11,3% anual, explicado por una caída de 19,2% en las exportaciones no tradicionales.

Las exportaciones de petróleo y sus derivados cayeron 18,7% frente al mismo trimestre móvil del año anterior. Lo anterior resulta aún más desalentador al considerar que el volumen exportado cayó 4,5%. A pesar que en el primer semestre del año se observó que el sector empezaba a recuperar dinamismo en cuanto a las exportaciones, en el tercer trimestre decayeron por el incremento de producción de Estados Unidos, el principal cliente de crudo de Colombia. Durante 2019, Estados Unidos ha alcanzado niveles históricos de producción, por lo que se ha convertido en exportador neto de petrolero y demanda cada vez menos crudo de países como Colombia.



Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

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.

Ahora bien, en cuanto a la balanza comercial, dado que las exportaciones totales se han desacelerado, en contraste con el crecimiento de las importaciones, la balanza comercial se ha deteriorado, al registrar un déficit de 3.437 millones de dólares FOB en el tercer trimestre de 2019. Cabe resaltar que sin exportaciones petroleras, el déficit en el tercer trimestre sería de 4.333 millones de dólares FOB, un 26% más alto. También cabe destacar que, a pesar que las importaciones están creciendo aceleradamente desde marzo de 2018, se trata principalmente de importaciones de bienes de capital y de bienes intermedios, que se traducen en más inversión de las empresas en capital y materias primas.

Dado el crecimiento en la producción y la actual coyuntura de precios, desde Campetrol vemos con optimismo el 2019. Sin embargo, es importante que los exportadores colombianos busquen nuevos mercados en el mundo para comercializar el crudo, en especial considerando que el sector Oil&Gas representa 46,3% de las exportaciones totales, de esta manera se podría considerar corregir el déficit en cuenta corriente gracias al impulso del sector.

IED TOTAL Y PETROLERA: EL ACUMULADO EN LO CORRIDO DE 2019 SUPERA SIGNIFICATIVAMENTE LOS NIVELES DE 2018

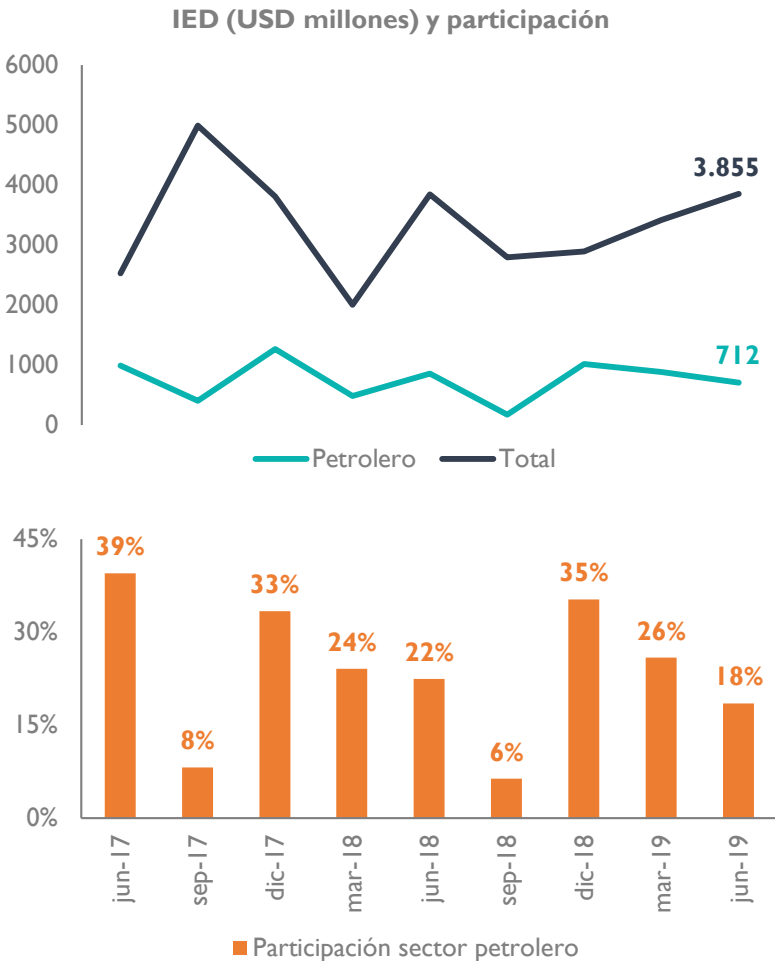


En el segundo trimestre de 2019, la Inversión Extranjera Directa (IED) en Colombia fue de 3.855 millones de dólares. Lo anterior evidencia una expansión anual de 0,4%, con respecto al segundo trimestre de 2018. Ahora bien, en lo corrido del año al segundo trimestre, el total de IED completa 7.272 millones de dólares, un crecimiento de 24% con respecto a 2018 en el mismo periodo.

Por su parte, la IED destinada al sector petrolero registró 712 millones de dólares en el segundo trimestre de 2019. Con este registro se evidencia una contracción anual de 17,3%, frente al segundo trimestre de 2018. Adicionalmente, la participación del sector petrolero dentro de la IED total, se redujo ligeramente de 22% en el segundo trimestre de 2018 a 18% en el mismo trimestre de 2019.

En lo corrido de 2019 al segundo trimestre, la IED destinada al sector petrolero sumó 1.596 millones de dólares, lo que representó un crecimiento de 18% frente a 2018.

Es importante resaltar que, actualmente el mercado ha adquirido mayor atracción al riesgo en búsqueda de mayores rentabilidades, a pesar de las tensiones geopolíticas que generan altas volatilidades en los flujos de capital global. De esta manera, y gracias a la estabilidad macroeconómica del país, en conjunto con las condiciones adversas a nivel político y social en los demás países de la región, Colombia continúa perfilándose como receptor de IED a nivel internacional.



Fuente: BanRep

Sin embargo, la tendencia positiva de la IED total, iniciada en el tercer semestre de 2018, no se ha evidenciado en la IED destinada al sector petrolero, a pesar de los esfuerzos y mayores incentivos que se han generado desde el Gobierno, con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y la ANH.

Lo anterior se puede explicar debido a las señales mixtas que ha dado el Gobierno con respecto a la actividad del sector en el país, en cuanto a la implementación del fracturamiento hidráulico en Yacimientos No Convencionales. La incertidumbre que se ha generado al respecto, ha impedido que se materialice un gran número de inversiones extranjeras en el país.

Desde Campetrol vemos con optimismo el 2020 y lo que resta del 2019, debido a los programas del Gobierno, que ya han empezado a traducirse en una mejor percepción a nivel internacional y un mejor ambiente de inversión. Con esto, esperamos que se mantengan los niveles actuales y que a mediano plazo se evidencie un comportamiento positivo, pero volátil, debido a las incertidumbres políticas internas e internacionales, y la volatilidad de las cotizaciones del crudo.

LA TRM CONTINÚA DEPRECIÁNDOSE ¿DOLARIZACIÓN DE LA ECONOMÍA COLOMBIANA, VIABLE?



En los últimos meses, el tipo de cambio USD/COP experimentó un fuerte incremento, resultando en una depreciación del peso colombiano frente al dólar estadounidense. En efecto, el 6 de julio la TRM alcanzó su máximo histórico, con \$3.459 pesos por dólar y para el tercer trimestre de 2019 se observó un promedio de \$3.339. Dicho comportamiento se ha atribuido a diversos factores globales, tales como la caída del yuan chino, que afectó la competitividad de la moneda colombiana, y la continua disminución de tasas de la FED que, contrario a lo esperado, fortaleció el dólar a nivel mundial.

Dada esta fuerte depreciación del peso, que podría traducirse en una mayor inflación, se ha vuelto a considerar la dolarización de la economía colombiana.

Tasa Representativa del Mercado (USD/COP)



Como principales ventajas de la dolarización de la economía colombiana, resaltan la eliminación del riesgo de tipo de cambio, con el cual, en parte, se estabilizarían los flujos de capital hacia el país. Lo anterior podría conllevar a una mayor confianza por parte de los inversionistas extranjeros, que reduciría el spread de la deuda colombiana, facilitando la capacidad de endeudamiento, disminuyendo los costos fiscales y promoviendo la inversión y por ende, el crecimiento económico.

Por otra parte, la dolarización permitiría frenar el fenómeno inflacionario, al generar una estabilidad en los precios, los cuales estarían directamente ligados a los precios de EE.UU. Finalmente, se experimentaría un incremento en la competitividad comercial del país y una mayor integración con la economía global.

A pesar de los efectos positivos, la dolarización de la economía colombiana traería consigo consecuencias muy negativas. En primer lugar, el país perdería una de sus herramientas más fuertes para controlar la economía nacional, la política monetaria. Lo anterior debido a que el Banco de la República carecería de la capacidad de expandir la base monetaria para mermar el ciclo de contracción económica, y de reducir la base monetaria para enfriar una economía sobrecalentada y con alta inflación.

En línea con lo anterior, al perder la capacidad de emisión de moneda, se incrementaría el riesgo de que el país no logre pagar sus obligaciones y caiga en un default financiero.

Por otro lado, al Banco de la República se le dificultaría de sobremanera ejecutar su posición como prestamista de última instancia de los bancos privados, lo cual agudizaría una posible crisis bancaria, dado que no podría realizar préstamos a los bancos privados, los cuales quedarían expuestos ante las crisis financieras.

Finalmente, los ingresos fiscales se verían perjudicados, debido a que las entradas de dinero por señoreaje desaparecerían.

Ahora bien, dado que la inflación en Colombia ha estado controlada en los últimos años y no se han experimentado fenómenos de hiperinflación, el beneficio de estabilidad en precios que aportaría la dolarización, no sería realmente valioso para la economía.

En conclusión, desde Campetrol consideramos que las consecuencias negativas de la dolarización, superan a los posibles efectos positivos de la misma, y por ende, no creemos esta sea la solución adecuada para frenar el actual fenómeno de depreciación.

Conoce la guía
informativa más
completa de los
proveedores de bienes
y servicios que hacen
parten de la cadena de
valor del sector de
hidrocarburos a nivel
nacional e internacional.

¡No te quedes sin tu
Directorio 2020!

Contacto: Clarena Bermúdez - Coordinadora de Eventos  eventos@campetrol.org

 6170188 - 6170204 Ext. 102  3106131631 - 3134360928



Foto: Cortesía Masa Stork

- El PIB petrolero creció a una tasa positiva de 1,4%, en el tercer trimestre de 2019, lo que denota una importante recuperación y la continuación de la tendencia positiva iniciada en el tercer trimestre de 2017.
- El Índice de Producción Industrial que sirve como indicador líder del sector, demuestra una mejora en la actividad de la industria petrolera.
- El Índice de Refinación de Petróleo de la EMM, refleja resultados menos optimistas para la actividad de refinación.
- Las empresas de bienes y servicios perciben que a sus empresas y su actividad han mejorado en los últimos 12 meses.
- Las compañías de bienes y servicios prevén que su actividad seguirá mejorando en los próximos 12 meses a pesar de algunas problemáticas persistentes.

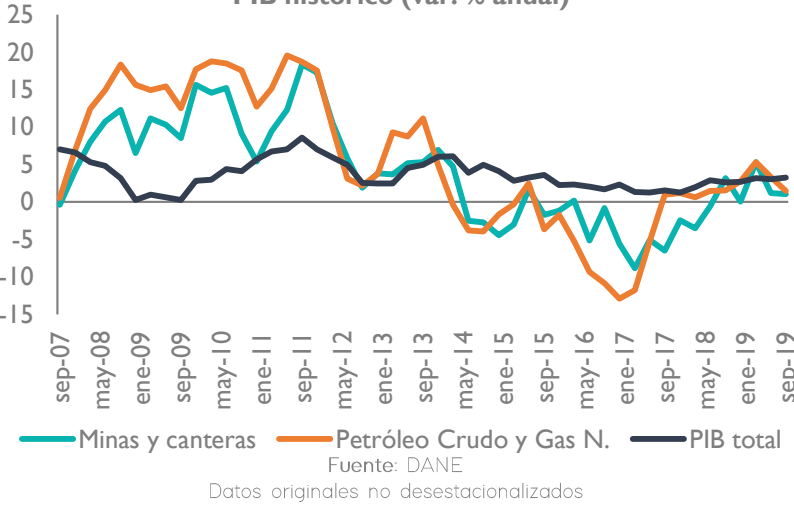
EL PIB PETROLERO SE MANTIENE EN EXPANSIÓN, APORTANDO POSITIVAMENTE A LA CONSOLIDACIÓN DE LA RECUPERACIÓN EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA



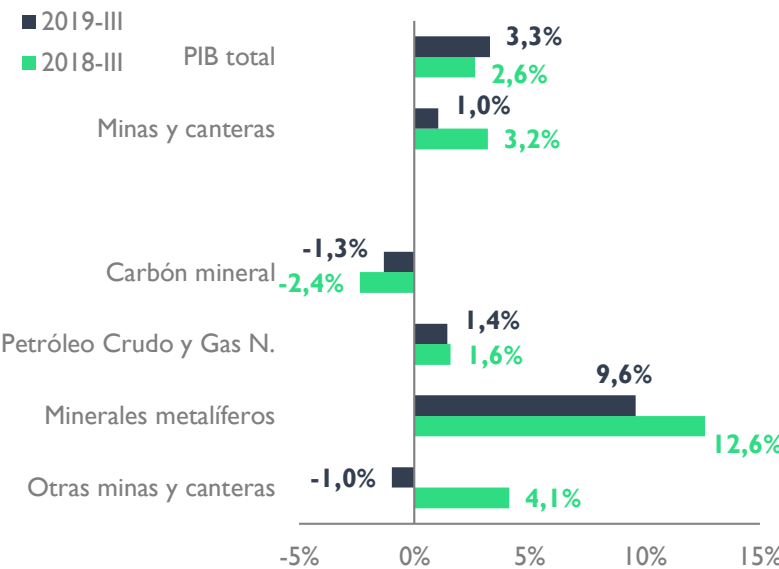
En el tercer trimestre de 2019 la economía nacional creció 3,3%, seis puntos porcentuales por encima del crecimiento observado en el mismo trimestre de 2018 de 2,6%, consolidando así el mejor registro trimestral desde el 3T-16, trimestre en el cual la económica creció 3,6% anual. De esta manera se mantiene la consolidación de la economía colombiana.

El PIB de Minas y Canteras en el 3T-2019 creció 1%, liderado por el crecimiento de 9,6% de los minerales metalíferos. Por su parte, el PIB petrolero, con una variación anual de 1,4% continúa en expansión desde el 3T-17, completando así dos años de crecimiento continuo.

PIB histórico (var. % anual)



Composición PIB (var. % anual)



Fuente: DANE

Datos originales a precios constantes no desestacionalizados

De este modo, se mantiene la consolidación en la recuperación del sector petrolero, que, para el 3T-19 representó un 3,4% del PIB total y un 66% del de minas y canteras. Debido a la incertidumbre a nivel de político, tanto a nivel interno como externo, y de la volatilidad de los mercados, se espera que el sector experimente un menor crecimiento en el último trimestre del año, con una expansión anual de 0,92%, con lo cual el crecimiento consolidado del PIB petrolero para 2019 sería de 2,7%, la más alta desde 2013.

Cabe resaltar que, aunque la producción de petróleo ha mostrado registros positivos, los niveles actuales son difíciles de mantener. Lo anterior estaría en línea con nuestros pronósticos de producción, para los cuales esperamos una ligera tendencia a la baja. En este sentido, la reactivación completa de la industria dependerá de mejorar los niveles de exploración, para incorporar nuevas reservas y así, lograr mantener unos altos niveles en la producción.

En Campetrol esperamos que en 2020 se mantenga el crecimiento del PIB petrolero a niveles similares a los evidenciados en 2019. Lo anterior debido a las iniciativas que se han generado desde el Ministerio de Minas y Energía y la ANH, en pro de mejorar la competitividad del sector petrolero colombiano e impulsar su reactivación en toda la cadena de valor. De esta manera, esperamos que en el consolidado de 2020 se registre un crecimiento promedio del PIB petrolero de 2,8% anual, superando ligeramente nuestra estimación para 2019.

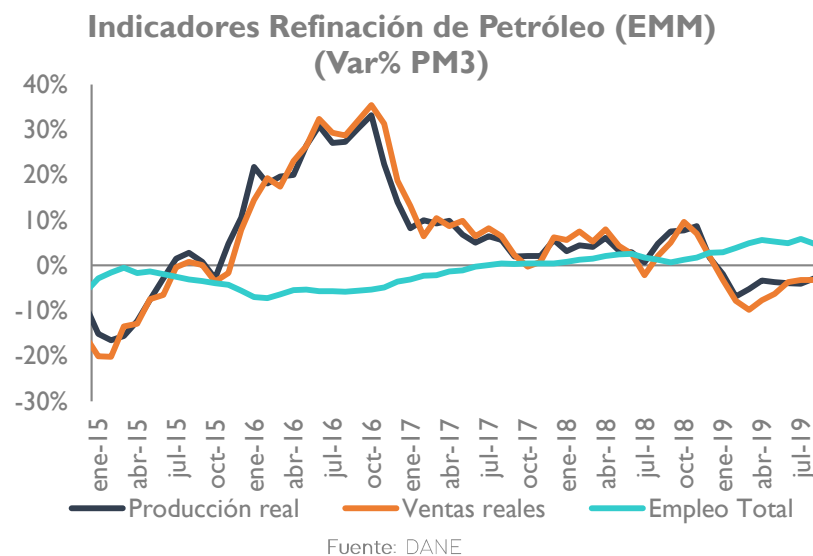
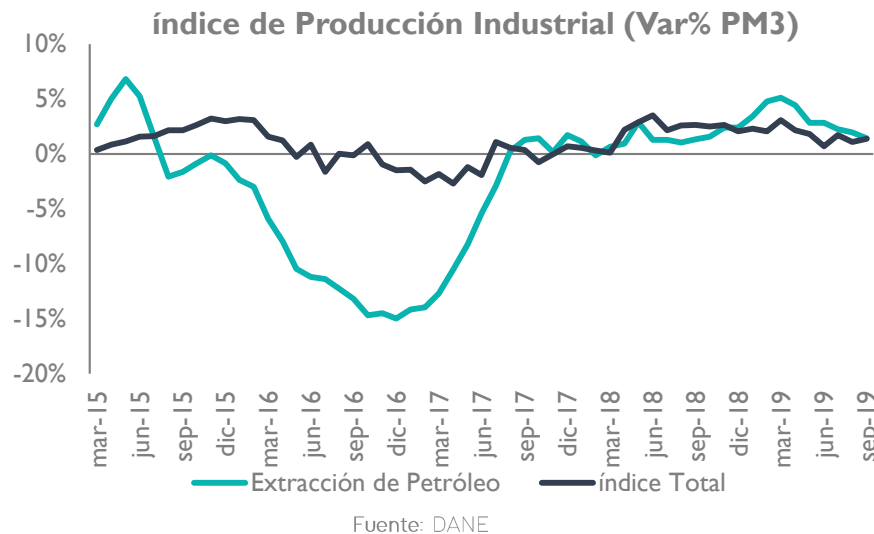
Mantenemos nuestra postura frente a la importancia del sector petrolero para la actividad económica y el desarrollo regional del país, ya que genera un valor que ningún otro sector puede brindarle a la economía colombiana y a las cuentas fiscales gubernamentales.

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



El Índice de Producción Industrial es un indicador publicado por el DANE que sirve como indicador líder de la actividad económica de la industria. Dentro del análisis estadístico del DANE se encuentra un índice de seguimiento a la actividad de extracción de petróleo y crudo y gas natural, donde es posible anticipar el comportamiento del sector petrolero en el trimestre en curso.

Analizando el promedio móvil de los datos con corte a septiembre de 2019, se muestra que el sector siguió creciendo a tasas positivas, pero por debajo del crecimiento en meses pasado, con una variación anual de 1,5% en el trimestre móvil de julio a septiembre. Este resultado se explicó por la mayor incertidumbre y volatilidad en el precio del crudo en el tercer trimestre del año, por la leve reducción de 2,5% en la producción total de crudo en este trimestre, y por los resultados en exportaciones que mostraron una débil actividad en las ventas externas que desincentiva la industria 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. Sin embargo, desde Campetrol esperamos que el sector cierre el año con resultados mucho más positivos que los registrados en 2018



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 continuó experimentando contracciones en lo que va del año 2019, con una caída de 2,5% anual en el trimestre móvil de julio a septiembre. 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.

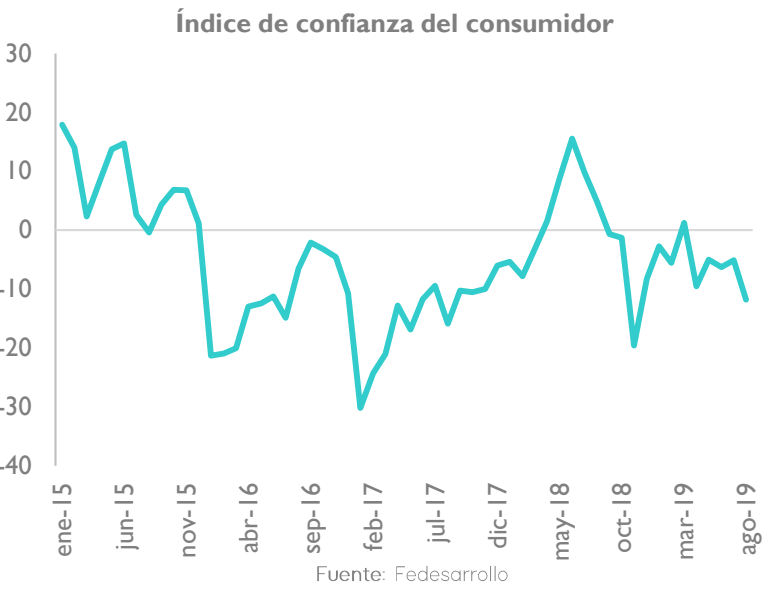
De igual manera, en el índice de ventas, la refinación de petróleo experimentó una caída en el trimestre móvil de julio a septiembre de 3,4%. En generación de empleo, en contraste, esta actividad creció 3,0% en el mismo periodo y continua con tendencia positiva. Estos resultados pueden explicarse por la leve reducción en producción durante el trimestre, que contrajo la actividad industrial. Sin embargo, el sector muestra importantes señales de recuperación, como la adjudicación de nuevo contratos de E&P, que se reflejan en una mayor generación de empleo.

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



A partir de encuestas de percepción económica, Fedesarrollo realiza un ejercicio estadístico donde desarrolla tres índices para determinar la confianza de los hogares en la economía, y la confianza del sector empresarial, tanto de comerciantes como de industriales.

De esta forma, se crean indicadores líderes de la percepción de estos grupos objetivos frente a la economía nacional y permiten anticipar el nivel de consumo y el nivel de inversión agregada.

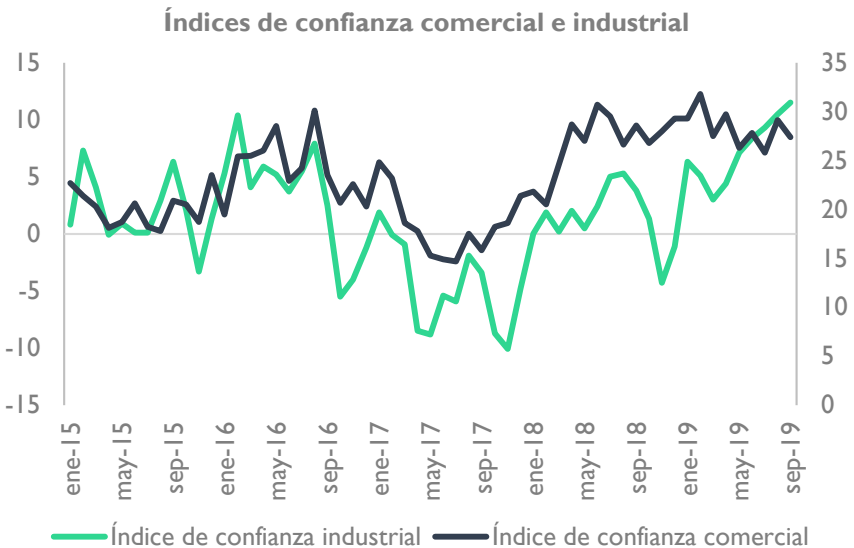


Para el caso de los consumidores, desde junio de 2018 se ha mantenido una tendencia a la baja, y desde octubre del mismo año el indicador se mantiene en terreno negativo. Este hecho se explicaría por la depreciación de la moneda a lo largo del 2019, pues por efecto de *pass through* se incrementarían los costos para los consumidores, resultando en un fenómeno inflacionario.

Este índice está compuesto por un índice de condiciones económicas y de un índice de perspectivas económicas. En lo corrido del año, los consumidores percibieron negativamente las condiciones económicas, al compararlas con los 12 meses anteriores. Esta perspectiva negativa puede explicarse debido a la visión desfavorable del primer año del gobierno actual.

Por otro lado, el índice de confianza industrial se ha recuperado a lo largo de 2019, debido al incremento en el indicador de volumen actual de pedidos.

Por su parte, la confianza comercial se ha deteriorado desde febrero de 2019, como consecuencia del aumento en el indicador de nivel de existencias y una reducción en el componente de situación económica actual de la empresa.



Fuente: Fedesarrollo

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 tercer trimestre del año.

Desde Campetrol, vemos con optimismo el comportamiento de la inversión agregada durante el 2019, que ya ha mostrado señales importantes de recuperación. Sin embargo, anticipamos movimientos negativos en el consumo resultado de la alta depreciación de la moneda y del deterioro de la confianza de los consumidores.

SENADO APRUEBA LA REFORMA AL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS OPORTUNIDAD PARA EL DESARROLLO REGIONAL SOSTENIBLE



Desde Campetrol hemos insistido en que el petróleo puede y debe apalancar el desarrollo regional incluyente y sostenible; la industria debe ser vista como un aliado capaz de potenciar el desarrollo y no como un enemigo. Para lograr el cumplimiento de este objetivo, es de gran urgencia adelantar una reforma al Sistema General de Regalías, que le devuelva a las regiones productoras una participación significativa, una autonomía con acompañamiento en el destino de las inversiones, y que simplifique la formulación y ejecución de los proyectos.

Es importante mencionar que, el espíritu de la reforma realizada, de acuerdo con el Acto Legislativo 05 de 2011 y a la Ley 1530 de 2012 (reforma SGR) era bueno, pero no así su implementación, que generó efectos negativos en el clima social y en las rentas de las regiones productivas.

El cambio en la distribución del Sistema General de Regalías derivó en un sentimiento de insatisfacción en las regiones, lo que desencadenó un movimiento de oposición al sector minero-energético que ha ido en enorme detrimento de la productividad de las empresas operadoras y de B&S. En ese sentido, en el proceso de reactivación que estamos atravesando, una reforma al Sistema General de Regalías es primordial para redinamizar la industria y así recuperar las condiciones de competitividad en materia petrolera y por ende seguridad energética, indispensables para la sostenibilidad del sector.

En este sentido aplaudimos la aprobación final a la reforma del Sistema General de Regalías que se llevó a cabo el pasado martes 3 de diciembre en el Senado de la República. La cual, tenía como objetivo incrementar los recursos de regalías a los municipios productores.

Esta importante reforma, establece que las regiones donde se produzcan recursos naturales no renovables pasarán de recibir un 11% a un 25% del total del presupuesto de regalías. De esta manera, 20% irá a los departamento y municipios donde se adelanten actividades de extracción y a los municipios con puertos marítimos y fluviales por donde se transporten estos recursos. Lo anterior sumado a un 5% adicional destinado únicamente para municipios productores.

Asimismo el porcentaje para ciencia y tecnología subirá de 9,5% a 10%, de los cuales mínimo dos puntos porcentuales se destinarán a proyectos de ciencia tecnología e innovación en asuntos relacionados o con incidencia sobre el medioambiente y el desarrollo sostenible, que serán adjudicados solo a entidades que hagan parte del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación. De esta manera, en cuanto a los proyectos de ejecución, se creó un rubro adicional del presupuesto de regalías, para inversiones destinadas a la conservación de áreas ambientales estratégicas y la lucha contra la deforestación, con un 1% del total del presupuesto.



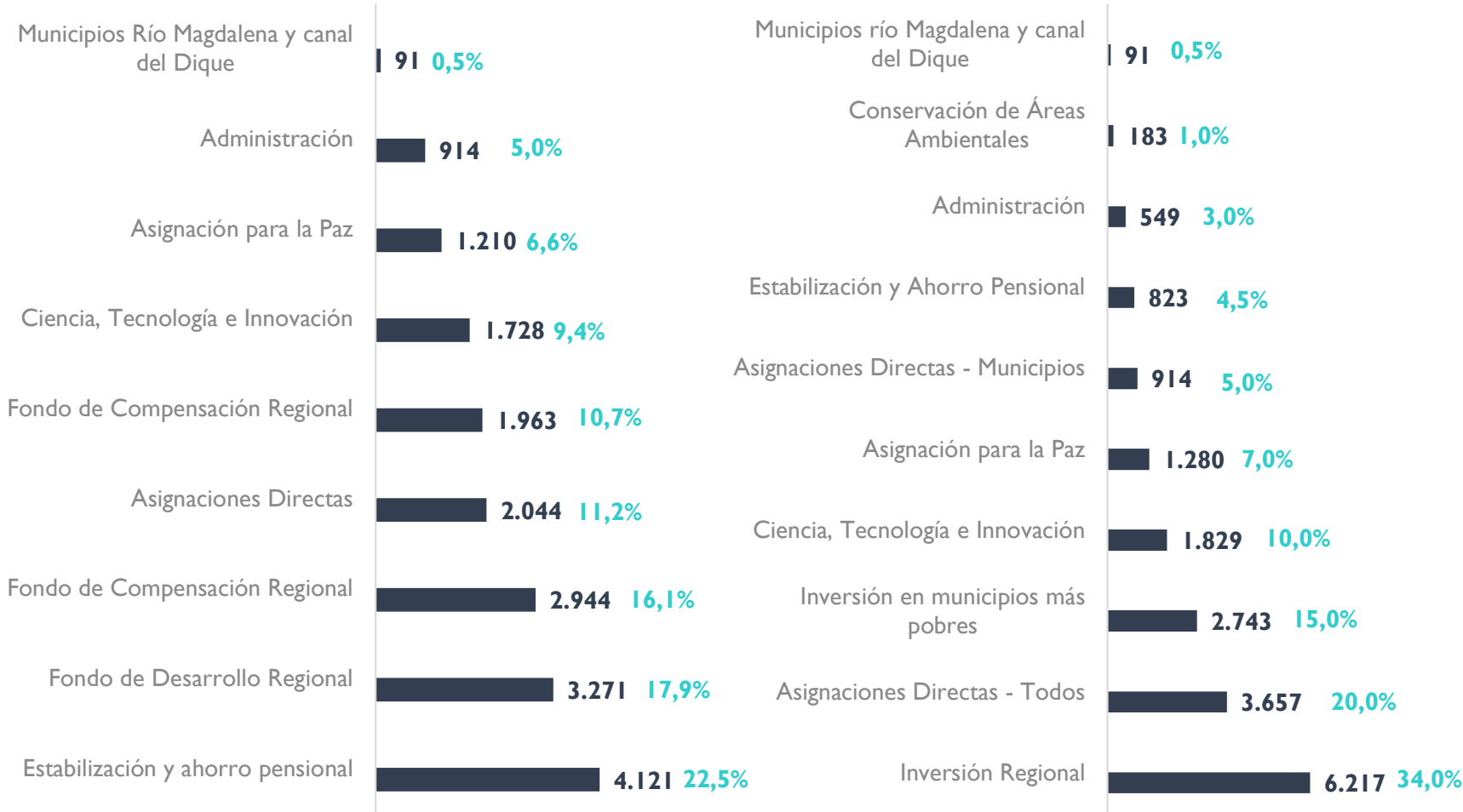
SENADO APRUEBA LA REFORMA AL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS

OPORTUNIDAD PARA EL DESARROLLO REGIONAL SOSTENIBLE



EL NUEVO CAMBIO EN LA DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS*

Cifras en miles de millones de pesos



*Ejercicio hecho con el bienio 2019-2020, pero para 2021-2022 los montos pueden cambiar

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Así mismo, según indicó la Ministra de Minas y Energía, Maria Fernanda Suárez, se le asignarán 2,74 billones de pesos a los municipios más pobres del país, contribuyendo a reducir la pobreza y a mejorar la equidad con inversión social.

Estos recursos se redistribuyeron gracias al desahorro en los fondos especiales de estabilización y ahorro pensional, pues, según la funcionaria, son recursos que no pueden quedarse enterrados, y deben usarse para promover el desarrollo de las regiones.

Consideramos que el país requería con urgencia de un sistema que dinamizara la ejecución de los recursos en beneficio de las poblaciones. Sin embargo, dado que la planificación del presupuesto y el giro de los recursos no implican que los proyectos de inversión se ejecuten debidamente, es necesaria la implementación de una veeduría, para la eficiente priorización de las necesidades y proyectos, como también la responsable inversión y ejecución de los recursos.

EL GOBIERNO PONE PIE EN ACELERADOR PARA PASAR UNA SEGUNDA VERSIÓN DE LA LEY DE FINANCIAMIENTO, PARA APROBACIÓN EN DICIEMBRE



El pasado 16 de octubre, la Corte Constitucional decidió, con seis votos a favor y tres en contra, declarar inexecutable la Ley de Financiamiento a partir del 1° de enero de 2020, bajo el argumento de vicios de trámite en su aprobación.

Es importante recordar que, la Ley de Financiamiento ha sido objeto de grandes críticas desde el momento en que fue radicada por primera vez en noviembre de 2018, pues buscaba cubrir un importante vacío en el Presupuesto General de la Nación (PGN) para 2019, de 14 billones de pesos. Sin embargo, tras la polémica por el impacto de la medida inicial sobre los consumidores y la inflación, el proyecto de Ley fue modificado, de tal manera que se pasaron a proyectar unos ingresos adicionales en 2019 de \$7,5 billones de pesos que, sumados a algunos recortes en el gasto, ajustarían el PGN de este año.

El proyecto de Ley que se radicó en el Congreso incluía la disminución de la tarifa de renta para empresas (al 30%), la eliminación gradual de la renta presuntiva y los descuentos del 100% del IVA a la importación de bienes de capital, y de 50% para el impuesto de industria y comercio (ICA). Además, comprendía los cambios en las rentas cedulares, el nuevo régimen simple (con más de 8.00 inscritos), el IVA plurifásico a cervezas y gaseosas, la sobretasa de renta al sector financiero y el impuesto al consumo de 2% para bienes inmuebles de más de 918 millones de pesos, entre otros.

Aún con el hundimiento de la Ley de Financiamiento, dado que su vigencia solo expirará hasta el primero de enero de 2020, se abrió una ventana de oportunidad para que el Gobierno impulsara una nueva Ley de Financiamiento, en la cual se modifiquen los aspectos que la hicieron inconstitucional.

En este sentido, el Ministro de Hacienda, Alberto Carrasquilla, el 22 de octubre radicó nuevamente la Ley, con la intención de dar el tiempo suficiente al Congreso para su estudio y debate, de tal manera que entre en vigor al inicio de 2020, sin afectar las medidas ya previstas. Lo anterior se dio bajo el mensaje de urgencia del ministro, pues es clave para el Gobierno Nacional que se dé continuidad a las medidas que se introdujeron previamente en la Ley de Financiamiento.

En esta ocasión, el Proyecto de Ley que se radicó contiene 13 artículos menos, pues algunas medidas de carácter transitorio ya cumplieron su cometido a lo largo del 2019, por lo cual, la esencia de la Ley de Financiamiento se mantiene, en especial en lo que respecta a las medidas para incentivar a las empresas y la inversión privada.

Desde Campetrol nos mantenemos optimistas sobre el esfuerzo del Gobierno Nacional, desde el Ministerio de Hacienda, para incentivar la inversión e impulsar el crecimiento de la economía colombiana y el desarrollo de sus regiones, por la vía de la reducción de la alta carga impositiva a las empresas. Lo anterior dado que, se ha evidenciado durante el año, que estas medidas han sido positivas para el crecimiento económico, pues este se encuentra en el nivel proyectado por el Gobierno Nacional en 3%, y habría alcanzado un 5,6% en el tercer trimestre del año, según el Ministro de Hacienda. Así mismo, se fortalecerán las finanzas públicas, la creación de empresas, la mayor progresividad y efectividad del sistema tributario.

Sin embargo, somos cautos en el panorama político y económico, puesto que el retraso en la aprobación de la Ley de Financiamiento generó que se aplazaran otras reformas cruciales para el país, tales como la laboral y la pensional, las cuales se esperaban radicar en el congreso el presente año y debieron ser pospuestas para 2020.

Campetrol, bajo la consigna de satisfacer a nuestros afiliados y generar información con valor agregado para nuestras compañías, presenta los resultados de la Encuesta Campetrol sobre perspectivas económicas del sector de bienes y servicios petroleros.

Los resultados de esta encuesta permitirán analizar cómo perciben las compañías el desempeño de sus empresas, del sector petrolero, y de la economía nacional, hoy frente a los pasados 12 meses, y, por otro lado, construir un informe sobre la perspectiva en los próximos 12 meses del comportamiento de los tres actores mencionados.

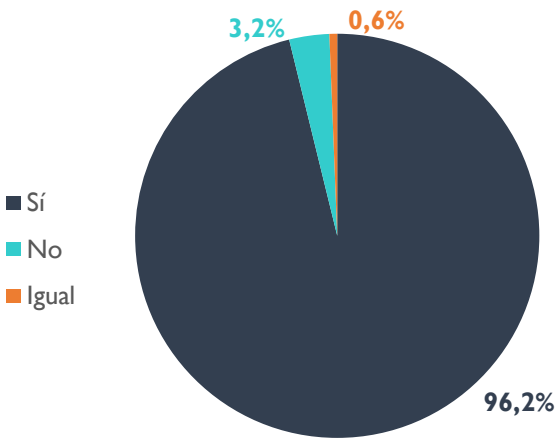
La encuesta se realizó a 100 compañías afiliadas, de las cuales recibimos respuesta de 39. Sin embargo, se analizarán los resultados según el porcentaje del mercado, en términos de la participación de los ingresos operacionales de cada empresa en el total de Campetrol. En este sentido, se capturó un 50% 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, sobre el desempeño de la industria.

Percepción Económica:

Por un lado, se evaluó la percepción sobre el rendimiento de las compañías de B&S frente a los 12 meses anteriores, para determinar si las señales de recuperación del sector que se han evidenciado a lo largo del año realmente han tenido un efecto positivo sobre el desempeño de las empresas de B&S. Es así, que 96% de las empresas encuestadas percibe que su empresa se encuentra mejor económicamente frente al 2018, mientras apenas 3,2% perciben que a sus empresas no les ha ido económicamente mejor, y un 0,6% considera que su situación está igual.

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 a lo largo de 2019 se han implementado 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.

¿Su empresa se encuentra mejor económicamente que hace 12 meses?



Ahora bien, el volumen de contratos que logran las compañías de B&S es un indicador importante sobre el dinamismo de su actividad, sobre el cual 81,7% de las empresas encuestadas consideran que han tenido más volumen de contratos comparado con el 2018, 4,2% respondió que este indicador no ha mejorado, y 14,1% han tenido el mismo volumen de contratos.

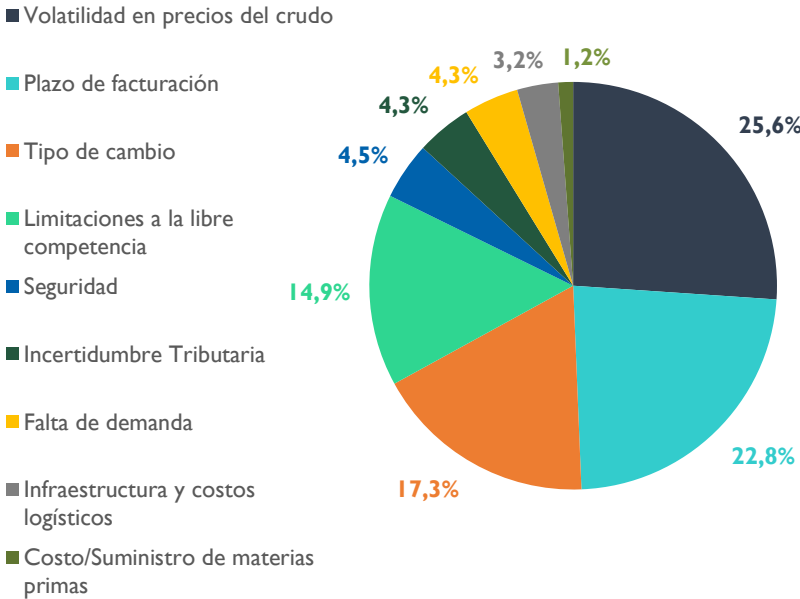
Sobre este aspecto cabe resaltar, siguiendo el estudio sobre las mil empresas más grandes del país, que las empresas de B&S aún no reflejan la recuperación de las operadoras, y requieren mejoras en las condiciones de contratación para adjudicar más contratos y seguir creciendo juntos como industria.

Un indicador que resulta preocupante 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 79,5% de las compañías considera que enfrenta este tipo de dificultades, mientras 20,5% no las afronta.

Así mismo, se les preguntó si el sector petrolero había tenido un comportamiento más positivo que en los pasados 12 meses, a lo cual 96,5% de las compañías encuestadas respondió que sí, un 3,2% considera que no el sector no ha mejorado, y un 0,4% que está igual que en el 2018.

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 permitir un óptimo desempeño de las compañías de B&S. La problemática que más afecto a las empresas en los pasados 12 meses fue la volatilidad en precios del crudo, con un 25,6% de representatividad, pues asociado a la volatilidad está la incertidumbre sobre el futuro del mercado internacional, que impide establecer estrategias y planes de acción fijos para las empresas. En segundo lugar, el plazo de facturación de los contratos que tienen las empresas de B&S ocupa un 22,8% de participación dentro de las problemáticas establecidas, pues existen contratos que una compañía desarrolla y cumple en los plazos dados, pero que son liquidados tiempo después de la realización del proyecto, generando pérdidas a las empresas.

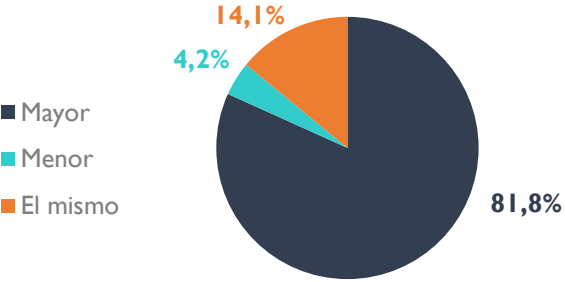
Principales problemáticas que enfrentaron las empresas de bienes y servicios



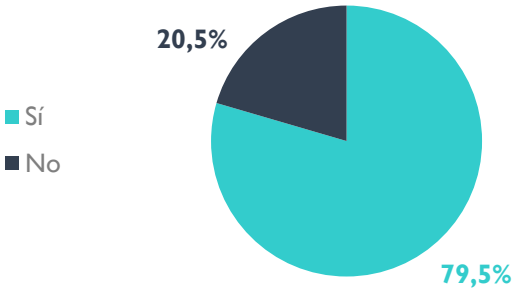
Fuente: Cálculos Campetrol

El tipo de cambio viene a ser la tercera problemática con más participación, con un 17,3%, y está asociada con la volatilidad mundial que ha incrementado la prima de riesgo de inversión en economías en desarrollo como la colombiana, y que, para el caso de las compañías de B&S, incrementa los costos de importación de materias primas fundamentales en la actividad.

El volumen de contratos en los últimos 12 meses comparado con el de los 12 meses anteriores fue:



¿Enfrenta su empresa cuellos de botella para conseguir los empleados necesarios para poder suplir la demanda de sus productos y/o servicios?



Fuente: Cálculos Campetrol

ENCUESTA ECONÓMICA CAMPETROL: LAS EMPRESAS DE BIENES Y SERVICIOS PREVEN QUE EL SECTOR Y SUS COMPAÑÍAS CONTINUEN MEJORANDO EN 2020 (I)



Perspectivas económicas

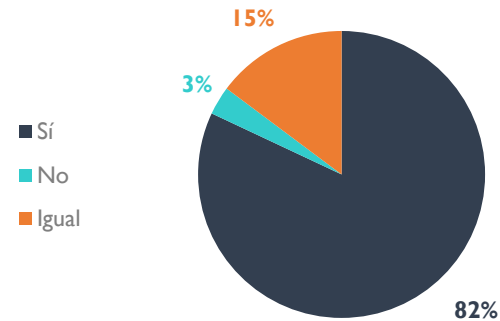
Por otro lado, es importante saber cuál es la perspectiva de nuestros afiliados sobre el desempeño tanto de sus empresas, como del sector y la economía colombiana en el corto plazo, es decir, en los próximos 12 meses, dados los resultados en producción, exploración, sísmica, PIB, entre otros, que se han visualizado a lo largo del año 2019. Así mismo, se busca entender cuáles son las principales problemáticas que podrían enfrentar durante el 2020, para el desarrollo óptimo de su actividad.

De esta forma, 81% de las empresas encuestadas prevé que a la economía colombiana tendrá un mejor desempeño los próximos 12 meses, 12% piensa que se mantendrá igual, con un desempeño estable, y 8% opina que desmejorará en 2020. Ahora bien, la perspectiva del sector petrolero es que mejore en los próximos 12 meses según 82% de las compañías encuestadas, que se mantenga igual para un 15% de compañías, y que desmejore para un 3%.

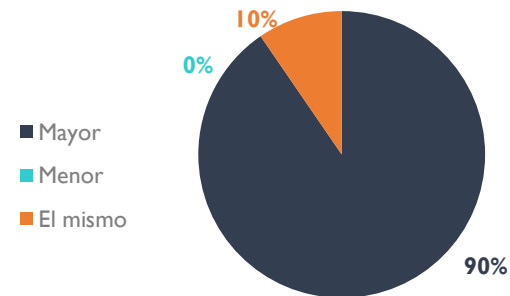
Específicamente para el sector de bienes y servicios petroleros, 91,6% de las empresas encuestadas considera que a su empresa le estará yendo económicamente mejor dentro de los próximos 12 meses, mientras 7,4% considera que su rendimiento será el mismo, y 1% no le irá económicamente mejor.

Así mismo, 90% de las compañías prevé que el volumen de contratos será más alto en 2020, y apenas un 10% considera que tendrá el mismo volumen de contratos.

Dentro de los próximos 12 meses, ¿El sector petrolero nacional mejorará?



El volumen de contratos en los próximos doce meses, comparado con el de los 12 meses anteriores, espera que sea:



Fuente: Cálculos Campetrol

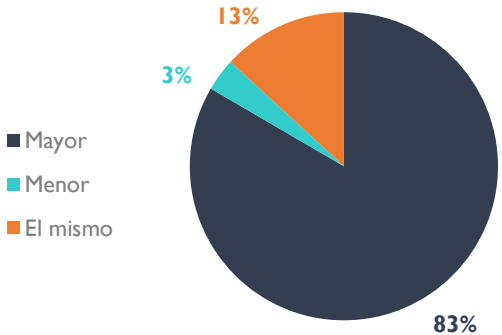
Otros indicadores importantes para determinar cómo ven las compañías el desarrollo de su actividad el próximo año, como el nivel de inversión en maquinaria y equipo, y el número de trabajadores que tendrán capacidad de contratar para suplir la demanda de sus bienes y/o servicios, también fueron encuestados, pues permiten identificar algunos de los cuellos de botella que podrían enfrentar las empresas a corto plazo. Para el caso de las inversiones en maquinaria y equipo, 83% de las compañías prevé mayor nivel de inversión, 13% el mismo y 3% más bajo.

Este resultado podría deberse a los resultados positivos de la industria en lo que va del año, como el creciente nivel de taladros en operación, que incentiva a las empresas de bienes y servicios a ampliar sus inversiones para cubrir nuevos contratos. En cuanto al número de trabajadores, 85% de las empresas cree que empleará a más trabajadores de tiempo completo el próximo año, mientras 10% pretenden mantener la misma cantidad de empleados, y 5% planea hacer recortes de personal. Este hecho resulta una buena perspectiva para la contratación de mano de obra local el próximo año, que contribuye al desarrollo de las regiones productoras.

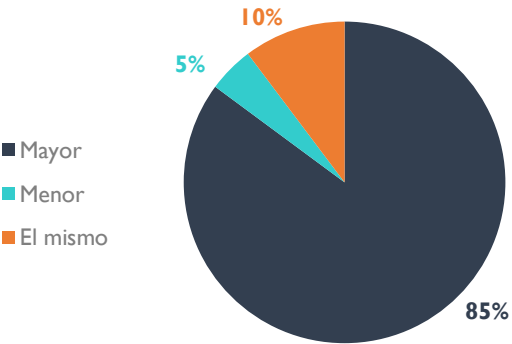
ENCUESTA ECONÓMICA CAMPETROL: LAS EMPRESAS DE BIENES Y SERVICIOS PREVEN QUE EL SECTORY SUS COMPAÑÍAS CONTINUEN MEJORANDO EN 2020 (II)



El nivel de inversión en maquinaria y equipo en los próximos 12 meses, comparado con los 12 meses anteriores, espera que sea:



El número de trabajadores que su empresa piensa emplear en los próximos 12 meses, comparado con el número actual será:



Fuente: Cálculos Campetrol

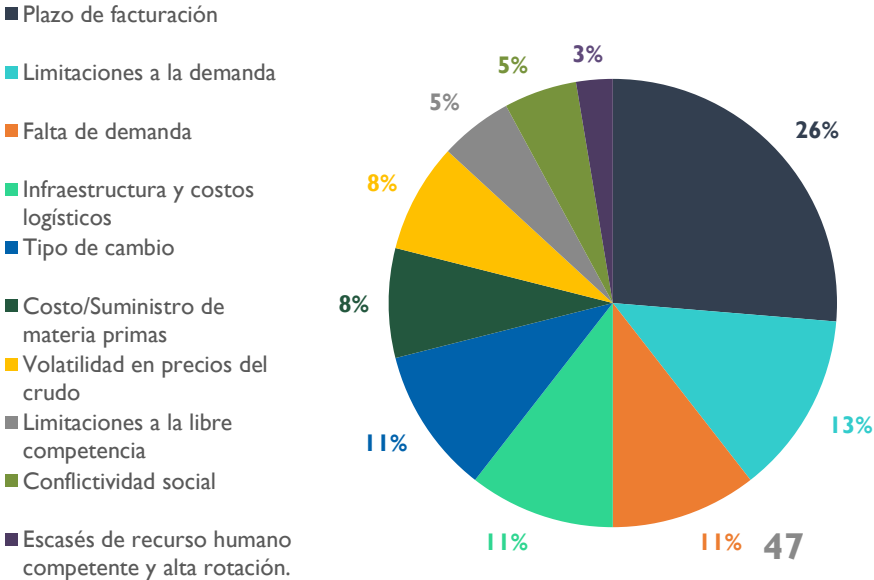
A estos resultados se contrapone un indicador sobre la capacidad para suplir aumentos inesperados en la demanda de bienes y servicios de las compañías.

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, 20% de las empresas creen que tendrían las mismas dificultades para enfrentar incrementos en demanda, y el restante 20% considera que tendrán menos dificultades.

Es importante identificar las problemáticas que las compañías de B&S consideran que pueden seguir generando obstáculos para su crecimiento en los próximos 12 meses, para evaluar planes de acción que permitan disipar estas problemáticas. El plazo de facturación aparece nuevamente como una problemática fuerte, 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 segundo lugar, aparecen limitaciones a la 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, considera que el sector y sus empresas han mejorado en el último año, a pesar de algunos cuellos de botella y problemáticas que enfrentaron. Así mismo, ven con optimismo el desempeño de la industria en los próximos 12 meses, asegurando que el volumen de contratos, el nivel de inversión y la generación de empleo crecerán en este periodo, a pesar de las problemáticas ya identificadas que podrían enfrentar, o seguir enfrentando, en el corto plazo. Es importante evaluar estas problemáticas, para desarrollar recomendaciones de política y permitir que trabajando juntos, Gobierno, Industria y Territorio, las empresas de B&S crezcan y vuelvan a ser sostenibles, pues son indispensables para el desarrollo de la actividad petrolera.

Problemáticas para las empresas de B&S en los próximos 12 meses



CONOZCA NUESTRAS PUBLICACIONES



Monitor de Precios



Radar Petrolero

Dimensión Energética



Libros



Estudios Especiales



Informe de Taladros



Balance Petrolero

TABLA DE RESUMEN

	Unidad de medida		2017	3Q-2018	4Q-2018	2018	1Q-2019	2Q-2019	3Q-2019	2019
Contexto Internacional										
Oferta	MMBPD	Promedio	98,1	101,6	102,5	100,8	100,5	100,5	100,5	100,9
Demanda	MMBPD	Promedio	98,8	100,7	100,5	100,1	99,9	100,2	101,6	100,9
Balance	MMBPD	Promedio	-0,7	0,8	1,9	0,7	0,5	0,3	-1,2	-0,03
Brent	USD/BL	Promedio	54,2	75,0	68,3	71,2	63,1	69,1	61,9	63,6
WTI	USD/BL	Promedio	50,8	69,7	59,6	65,1	54,8	59,9	56,4	56,5
Industria Petrolera										
Taladros Total	No. Equipos	Promedio	78,1	131,6	140,3	129	137,3	137	139,3	138
Taladros Drilling	No. Equipos	Promedio	-	50,6	59,6	50,2	59,3	61	61	-
Taladros Workover	No. Equipos	Promedio	-	81	80,6	78,7	78	76	78,3	-
Reservas Crudo	MMBO	Total	1.782	-	-	1.958	-	-	-	-
Producción Crudo	KBOPD	Promedio	854,1	865,2	883,8	865,1	892,1	892,6	877,0	885
Reservas Gas	GPC	Total	3.896	-	-	3.782	-	-	-	-
Producción Gas	MMPCD	Promedio	907,1	977,2	1016,3	976,8	1052,6	1029	1096	-
Variables Externas										
Exportaciones Totales	Var. % anual PM3	Promedio	21,3%	13,5%	7,4%	12,7%	-4,3%	-1,2%	-11,3%	-
Exportaciones Petroleras	Var. % anual PM3	Promedio	24,4%	44,5%	31,8%	29,7%	0,9%	8,1%	-18,7%	-
Balanza Comercial	Millones USD FOB PM3	Total	-5.950	-1.577	-2.681	-7.040	-2.361	-2.061	-3.437	-
IED Total	Millones USD FOB PM3	Total	13.836	2.749	2.841	11.352	3.417	3.855	-	-
IED Petrolera	Millones USD FOB PM3	Total	3.106	178	1.015	2.537	884	712	-	-
TRM	COP/USD	Promedio	2.951	2.959	3.166	2.956	3.136	3.240	3.339	-
Variables Reales										
PIB Total	Var. % anual	Promedio	1,4%	2,6%	2,7%	2,6%	3,2%	3,0%	3,3%	-
PIB Petrolero	Var. % anual	Promedio	-3,7%	1,6%	2,8%	1,6%	5,3%	3,3%	1,4%	2,7%
IPI Petróleo y Gas	Var. % anual PM3	Promedio	-5,2%	1,2%	2,1%	1,4%	4,1%	2,9%	1,5%	-
Índice de Producción en Refinación	Var. % anual PM3	Promedio	6,1%	4,4%	6,1%	4,6%	-4,4%	-3,5%	-2,5%	-
Regalías Petroleras	%PIB	Total	1,9%	0,7%	0,6%	2,4%	0,70%	-	-	-