



CAMPETROL

Petróleo · Gas · Energía

REACTIVACIÓN Y COMPETITIVIDAD EN LA PANDEMIA

SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR
PETROLERO Y DE LA OFERTA DE
BIENES Y SERVICIOS

JULIO, 2020



CAMPETROL

Creciendo Juntos:
Gobierno, Industria
y Territorio.

¡Afíliate!

Haz parte del **círculo petrolero**
de compañías de bienes y
servicios más importante en Colombia.

- Visibilidad y representatividad
- Acompañamiento jurídico y legislativo
- Eventos y networking
- Estudios económicos
- Comunicaciones
- Convenios

Ingresa a nuestro sitio web y
conoce los beneficios que ofrecemos

www.campetrol.org

CONTACTO

comercial@campetrol.org

Teléfono: (571) 6170188 ext. 103 | Celular: 3163623619

SOMOS CAMPETROL



PARA AFILIACIONES Y MAYOR INFORMACIÓN

Eduardo Luis Amaris - Analista Comercial
 comercial@campetrol.org | (+571) 6170188-6170204 ext 103 | 3163623619

ÍNDICE

Equipo	4
Prólogo	6
Resumen Ejecutivo	8
Introducción	14
Contexto	18
Impacto de la pandemia en el segmento de bienes y servicios petroleros	48
Reactivación petrolera en la pos-pandemia	88
Competitividad para la reactivación petrolera	114
Conclusiones y recomendaciones de política	180
Bibliografía	220

JUNTA DIRECTIVA CAMPETROL 2019 - 2021

Halliburton

Juan David Orozco. Presidente

Schlumberger Surencó

Gustavo Marín. Vice Presidente

Petroseismic

Sandra Bautista. Vice Presidente

Lupatech

Jorge Iván Torres. Principal

Tenaris Tubocaribe

Gonzalo Cuervo. Principal

Independence Drilling

José Miguel Saab. Principal

Feel Consulting

Néstor Neira. Principal

Tipiel

Ricardo Nicoletti. Principal

National Oil Well Varco

Ricardo Ortiz. Principal

Baker Hughes

Alirio Forero. Principal

Alkhorayef Petroleum Colombia

Nelson Ney. Principal

C & Co Services

Ricardo José Correa. Principal

Coremar

Marcela Piscioti. Principal



CAMPETROL

| Petróleo • Gas • Energía



GERMÁN ESPINOSA

Presidente Ejecutivo

presidenteejecutivo@campetrol.org



JENNIFER BELLON

Directora de Asuntos Públicos
y Corporativos

dasuntospublicos@campetrol.org



EDUARDO LÓPEZ

Abogado

juridico@campetrol.org



ANA MARIA SANDOVAL

Abogada

analistajuridico@campetrol.org



MARIA FRANCISCA HOYOS

Coordinadora de Entorno

entorno@campetrol.org



CATALINA SOTO

Coordinadora de Comunicaciones

comunicaciones@campetrol.org



NATALIA MOSQUERA

Diseñadora de Producto e Imagen

diseño@campetrol.org



ANDRÉS SÁNCHEZ

Director Económico y Administrativo

deconomico@campetrol.org



SHARON QUIÑONES

Analista Financiera y Comercial

financiero@campetrol.org



JUAN SEBASTIÁN GALLEGO

Analista Económico

aeconomico1@campetrol.org



LUISA FERNANDA TORRES

Analista Económica

aeconomico2@campetrol.org



EDUARDO AMARIS

Analista Comercial

comercial@campetrol.org



LINA GUEVARA

Analista Comercial

comercial3@campetrol.org



FELIPE ROMERO

Analista Técnico

analistatecnico@campetrol.org



CLARENA BERMÚDEZ

Coordinadora de Eventos

eventos@campetrol.org

Reactivación y Competitividad en la pandemia. Julio 2020

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS

www.campetrol.org

Carrera 14 # 89-48. Oficina 603

(+571) 6170204 - (+571) 6170201

Bogotá - Colombia

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

PRÓLOGO



REACTIVACIÓN Y COMPETITIVIDAD EN LA PANDEMIA Sostenibilidad del sector petrolero y de la oferta de bienes y servicios

En siete meses todo cambió. A nivel global, nunca antes en un período tan corto, habíamos visto cambios estructurales de tal magnitud. La llegada de la pandemia del COVID-19 era algo totalmente inesperado y la profundidad de sus impactos, impensable. Su aparición y propagación exponencial tomó por sorpresa a todo el planeta, convirtiéndose pronto en un fenómeno inédito y angustioso. La humanidad, de manera acelerada, tomó rumbos y comportamientos antes impensables.

Por si fuera poco, con los efectos que causaron la pandemia y las medidas de contención que irremediablemente se tuvieron que tomar, se dieron todas las condiciones para una recesión global, superando inclusive las dimensiones de la Gran Depresión de 1929. Lo anterior, coincidió con el agravante del inicio de una guerra de precios del petróleo, que llevó inicialmente a una sobreoferta de crudo y que terminó siendo contenida, al menos temporalmente, por medio de una política de recortes de los principales productores mundiales. Lo anterior, nos situó en un nuevo escenario dominado por la contracción de la demanda, y se instaló así en el mercado un nuevo normal de precios bajos.

Para economías como las latinoamericanas, que tienen profundos y arraigados problemas estructurales, y cuyas sociedades sufren de una gran cantidad de necesidades básicas insatisfechas, los impactos de la pandemia son más severos que en los países desarrollados, y son aún más graves, si se tiene en

cuenta que Latinoamérica ya experimentaba una fuerte desaceleración de sus economías antes de la pandemia. Para aquellos países cuyas rentas nacionales son altamente petróleo-dependientes, la situación es mucho más compleja.

En Colombia, en siete meses todo cambió. En efecto, pasamos de tener un buen inicio de año, a sufrir una caída de precios del petróleo a niveles no vistos hace 20 años, que tomó proporciones sin precedentes, por la suspensión de proyectos y contratos por cuenta de la pandemia y las restricciones que fue necesario imponer. Por lo anterior, el tercer trimestre de 2020, será recordado por las mayores caídas históricas de la producción, de la actividad, de la contratación de taladros de perforación y *workover*, y por los niveles más bajos en los principales fundamentales macroeconómicos tales como el PIB y el empleo, grandes impactos en la estructura productiva nacional y afectaciones directas sobre las economías de las regiones productoras.

Estamos ante una nueva normalidad. Colombia es tal vez uno de los países latinoamericanos que está en mejores condiciones para afrontar esta doble crisis, por su reconocido buen manejo macroeconómico, sus fortalezas institucionales, pero sobre todo por contar con una sociedad emprendedora y resiliente.

Sin embargo, esas condiciones no serán suficientes si no se cuenta con un sector minero energético fortalecido y una pronta y segura reactivación del sector de hidrocarburos. Ante la urgencia económica, es

fundamental apoyar al Gobierno Nacional e impulsar el crecimiento económico del país por parte del sector privado. En Colombia no existe otro sector que pueda aportarle mayores rentas a la economía colombiana, en el inmediato corto plazo, pues la urgencia de hacer frente a la pandemia no da espera.

De ahí, la importancia y urgencia de la reactivación del sector, que desde la visión de Campetrol, Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía, trataremos en detalle en este documento. Sin embargo, si no aprovechamos esta coyuntura para impulsar aquellos cambios estructurales que demanda el sector petrolero para ser sostenible en el largo plazo, la vuelta a la normalidad de su operación, por sí sola, no generará las dinámicas que requiere la industria petrolera en toda su cadena de valor.

Hay dos asuntos estructurales que se deberán solucionar, por un lado, el cambio de modelo de relacionamiento del sector con el territorio, y por otro lado, el cambio del modelo del relacionamiento contractual entre operadoras y compañías de servicios. Solo mediante estos ajustes podremos tener un sector petrolero más competitivo en toda su cadena de valor, y hacer de Colombia igualmente, un destino más competitivo para la inversión en proyectos de E&P, como condición necesaria para adquirir sísmica y perforar pozos exploratorios. Lo anterior es fundamental para lograr reemplazar anualmente los volúmenes de hidrocarburos producidos y garantizar nuestra autosuficiencia en petróleo y gas para los próximos 20

años, teniendo en cuenta que el crecimiento económico y poblacional del país demanda más energía, año tras año.

Considerando los países que compiten en la región por atraer las inversiones de capital para los proyectos de E&P, no dudamos que Colombia tiene en esta crisis una gran oportunidad para hacer una diferencia con sus pares y lograr una ventaja comparativa a su favor, siempre y cuando se generen las condiciones necesarias y con una visión de largo plazo. La reactivación y la competitividad no solo son complementarias, sino que, para producir un cambio, se necesitan la una a la otra.

Quiero expresar nuestro especial agradecimiento a nuestros Afiliados y a nuestra Junta Directiva, que fueron soporte e inspiración para poder hacer realidad esta publicación.

Con mucho respeto y con una especial dedicación para el Gobierno, la Industria y el Territorio, les ofrecemos este documento como una invitación a reflexionar sobre la reactivación, la competitividad y la necesidad de un cambio en sector de hidrocarburos.

En siete meses todo cambió. Es el momento del cambio.



GERMÁN ESPINOSA H.
Presidente Ejecutivo CAMPETROL

RESUMEN EJECUTIVO

CONTEXTO

I. CONTEXTO GLOBAL

El sector de O&G a nivel mundial esperaba un 2020 bastante positivo, jalonado por el crecimiento de las economías desarrolladas. Pese a que 2019 estuvo marcado por una guerra comercial entre EE.UU. y China, las perspectivas de 2020 indicaban que la carrera a la Casa Blanca estaría acompañada de un impulso a la economía. Sin embargo, con la aparición del COVID-19 en diciembre en China y, posteriormente, con la caída de precios del petróleo por cuenta de la culminación de los acuerdos entre los principales productores de crudo, el panorama cambió muy rápidamente. El COVID-19 se ha esparcido por todos los rincones del planeta. La reacción inmediata de los Gobiernos ha sido el confinamiento, con un costo muy alto para el crecimiento económico. Hoy, instituciones como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional afirman que estamos frente a la peor crisis económica de la historia.

En paralelo, el sector sufrió una fuerte caída en los precios del petróleo, explicada tanto por la falta de acuerdos entre Rusia y Arabia Saudita, los cuales llevaron a una sobreoferta de crudo en el mercado, como por la caída en la demanda debido a las limitaciones de movilidad. En este escenario, con el objetivo de rescatar el precio de sus niveles más bajos en la historia, en abril la OPEP+ pactó reducir 9,7 millones de barriles de crudo al día en suministro, y hasta el momento el cartel ha cumplido en un 108% con sus cuotas. Es importante señalar que las economías desarrolladas han empezado a finalizar las cuarentenas, de modo que el consumo de crudo se ha ido recuperando paulatinamente. Hasta el momento, las importaciones de crudo de China se recuperan a niveles previos a la crisis, pero en el resto del mundo esta reactivación ha sido lenta, de tal manera que las grandes agencias de energía, como la AIE, la EIA y la OPEP, estiman que hasta 2022 se recupere el consumo agregado previo a la crisis.

En este sentido, los precios alcanzaron niveles mínimos en 20 años en abril, pero recuperaron terreno a partir de mayo y se mueven sobre los 40 USD/BL. En lo corrido del año, con corte al 17 de julio, el Brent registra un precio promedio de 42,4 USD/BL, mientras el WTI se ubica en promedio en 37,7 USD/BL, al tiempo que se espera que la demanda caiga entre 8,1 y 8,5 millones de barriles al día al cierre de 2020.

Hoy estamos ante un nuevo normal de precios bajos. La recuperación económica será muy lenta, y en la medida en que no se encuentre en el corto plazo una vacuna, se darán rebrotes que nos obligan como sociedad a aprender a convivir con el virus. Esta coyuntura ha hecho que la demanda sea hoy el factor dominante, y no la oferta. La consecuencia de este movimiento es la afectación que tiene la volatilidad del *commodity* sobre las economías petróleo dependientes, como la colombiana, que se ven fuertemente impactadas en sus finanzas públicas. Ante la crisis, desde Campetrol creemos que esta coyuntura será una oportunidad para iniciar los procesos de transición energética en muchos países, enfocados éstos en eficiencias operaciones e innovación y tecnología.

2. CONTEXTO NACIONAL

Al igual que el resto del mundo, la economía colombiana ha enfrentado los efectos del COVID-19, y ha tenido que disponer de una gran cantidad de recursos para hacer frente al reto sanitario, social y económico, en un esfuerzo por mitigar los efectos del virus sobre el sistema de salud, y los de la cuarentena y el cierre de fronteras, sobre la economía. En este sentido, las cuentas macroeconómicas y fiscales se han deteriorado ante la crisis actual. En efecto, según el DANE, en el primer trimestre de 2020 la economía nacional creció 1,1%, casi dos puntos porcentuales por debajo del crecimiento observado en el mismo trimestre de 2019,

de 2,9%. Por su parte, se estima una caída del 9% anual en los ingresos tributarios del Gobierno, la cual, podría ser más pronunciada debido a la fuerte contracción de la actividad en todos los renglones productivos de la economía, con lo que el balance primario del GNC pasaría de 0,4% en 2019 a -5% en 2020.

De igual manera, según el DANE, en mayo se perdieron 4,9 millones de empleos en todo el territorio nacional frente al mismo mes de 2019, y, como consecuencia, la tasa de desempleo subió de 10,5% en mayo de 2019 a 21,4% en el mismo mes de 2020, la más alta en la historia.

La industria de O&G no ha sido ajena a esa crisis, en la que medida en que se enfrenta a un doble choque, vía precios y pandemia. Los indicadores líderes del *upstream*, *midstream* y *downstream*, muestran los impactos de la actual coyuntura en la actividad del sector, tanto en la normal realización de las operaciones, como en la puesta en marcha de nuevos proyectos y desarrollos. Lo más preocupante es que el segmento de B&S no se había terminado de recuperar de la crisis de 2014 cuando llegó esta situación. La producción con corte a junio de 2020, de 730,4 KBOPD, muestra una caída de 18,1% respecto al mismo mes de 2019, y en el promedio del año corrido la caída es del 8,9% anual. Por su parte, la actividad de taladros con corte a abril registró su mínimo en tres años (42 equipos activos), la cual se subió a 45 en junio, número que aún está muy lejos del nivel de enero de 2020, con un total de 136 taladros activos. Esperamos, en este punto, un posible inicio de la recuperación hacia el cuarto trimestre del año.

Si bien aún tenemos cierto margen de operación, a comparación de muchos otros países, los bajos precios y las restricciones de movilidad han obligado a las empresas operadoras a recortar sus planes de inversión y de actividad para 2020. Como país, debemos trabajar en impulsar un sector de O&G más competitivo, capaz

de atraer inversión en la pos-pandemia, pues dadas las necesidades urgentes de Colombia, no hay otro sector que le pueda aportar más al país en el corto y mediano plazo.

IMPACTO DE LA PANDEMIA EN EL SEGMENTO DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS

3. IMPACTOS SOBRE LAS COMPAÑÍAS DE BIENES Y SERVICIOS

Las principales problemáticas que tienen las compañías de B&S son la volatilidad en los precios del crudo y la falta de demanda de bienes y servicios. A partir de la encuesta realizada a los gerentes de las compañías afiliadas al gremio con corte a julio, para lograr una rápida reactivación éstos consideran que se deben estandarizar los protocolos de bioseguridad con las compañías operadoras y los alcaldes municipales, brindar acceso al crédito por parte del Gobierno Nacional, diferir en plazos las obligaciones tributarias de 2020 y poner en marcha las políticas de atracción a la inversión petrolera por parte del Gobierno.

La coyuntura ha tenido un impacto muy fuerte sobre las finanzas de las compañías. En el primer semestre de este año, en promedio, el volumen de actividad ha caído entre un 41% y 60% respecto al primer semestre de 2019; la afectación sin duda se dio en Q2. Así mismo, para la mayoría de las compañías los ingresos han caído entre un 41% y un 60%, mientras los egresos han caído en un menor ritmo, entre un 0% y un 20%. Esto implica que se vean afectadas áreas como el CAPEX, que ha caído para la mayoría de las empresas entre un 0% y un 20%, al tiempo que se tuvieron que tomar decisiones como suspender o terminar el contrato de entre un 0% y 20% del personal.

Así mismo, al consultarle a las compañías que

comparen el cierre de 2020 con 2019, éstas esperan unas cifras porcentuales muy similares que las que tenían entre el primer semestre de 2020 y el de 2019, tal como se presentó en el párrafo anterior. Como se puede evidenciar, las perspectivas para lo que resta del año tampoco son positivas, desafortunadamente.

4. GESTIÓN ANTE EL GOBIERNO SOBRE TEMAS CRÍTICOS DE B&S

Luego de tener diferentes reuniones con nuestros afiliados al iniciar la cuarentena, Campetrol pudo focalizar su actividad en acciones que tuvieran un efecto positivo directo respecto de la situación que actualmente atraviesan las empresas. El tema del flujo de caja y las dificultades con entidades bancarias y la DIAN fue un tema reiterativo.

Sostuvimos reuniones con Bancoldex, AsoBancaria, Bancolombia, DIAN (Subdirección de impuestos y Subdirección de aduanas), Superintendencia Financiera, el Fondo Nacional de Garantías, entre otras. Como resultado, se gestionaron una serie de webinars en los que las empresas afiliadas al gremio pudieron hacer preguntas específicas a las entidades y explicaciones acerca de los trámites suspendidos por la pandemia. Así mismo, generamos canales de comunicación con estas entidades de Gobierno que nos permitirán seguir monitoreando la evolución de estas problemáticas.

REACTIVACIÓN PETROLERA EN LA POS-PANDEMIA

5. PROTOCOLOS DE BIOSEGURIDAD

La pandemia nos ha traído nuevos retos, tal es el caso de los protocolos de bioseguridad. Esta nueva reglamentación, fundamental para el cuidado de las vidas de quienes están trabajando durante la pandemia, ha impuesto sobrecostos a los contratos ya firmados y una incertidumbre sobre los alcances de las autoridades locales. En este sentido, consideramos necesario poner sobre la mesa no sólo la regulación de estas aprobaciones, sino una unificación de qué debemos hacer y qué no es necesario para proteger

a nuestros empleados del COVID-19. Estamos convencidos de que estos protocolos se deben realizar con la más estricta aplicación y de manera concertada con las comunidades y las autoridades locales.

6. CONFLICTIVIDAD SOCIAL

Definitivamente la pandemia nos reta como sector a cambiar la forma como hemos venido haciendo las cosas, pues ha puesto al descubierto muchos de los problemas estructurales que tiene la industria.

Esto es lo que ha ocurrido en el relacionamiento con las comunidades. No podemos decir que el Coronavirus nos ha traído problemas nuevos o diferentes, pues en las regiones se siguen presentando las mismas discusiones de contratación de mano de obra local y bienes y servicios locales. Sin embargo, es un hecho que ha aumentado la conflictividad, toda vez que el miedo de las comunidades hacia el COVID-19 hace la resolución de estos conflictos más urgente.

7. ESTABILIDAD JURÍDICA

La falta de estabilidad jurídica ha sido una situación que históricamente ha afectado la competitividad de Colombia, especialmente en los sectores de hidrocarburos y minería. Ésta es vital para la generación de confianza que requiere el sector y así poder gozar de legitimidad a la hora de operar.

Hay normas que la industria necesita con urgencia: (i) la Ley de Consulta Previa, la cual nos permitiría contar con unas reglas claras y términos para adelantar la consulta previa, una parte fundamental de la operación de hidrocarburos, sin mencionar, un derecho fundamental. (ii) la Ley de Coordinación y Concurrencia, la cual permitiría la coordinación entre el Gobierno Nacional y los locales en temas del uso del suelo, de propiedad de las autoridades locales y los recursos no renovables de propiedad de la nación. Esta ley cobra más vigencia todos los días y su expedición permitiría disminuir la conflictividad social. (iii) la reglamentación de la Ley de Regalías, que permitiría poner en práctica el incremento de asignación de recursos a las entidades territoriales y flexibilizar los términos para la aprobación de proyectos de inversión. Sin duda, con estas medidas se daría un primer paso para aliviar la situación de conflictividad social.

COMPETITIVIDAD PARA LA REACTIVACIÓN PETROLERA

8. COMPETITIVIDAD

El país se enfrenta al desafío de reactivar en el inmediato corto plazo toda la cadena de valor del sector de hidrocarburos de forma segura, sin perder de vista en el largo plazo su autosuficiencia. Colombia es un país subexplorado que tiene cuencas con mucho potencial, sin embargo, para confirmarlo y aprovecharlo, se requiere de una exploración sistemática, con una visión de largo plazo.

Sin embargo, las crisis hay que verlas como oportunidades, y probablemente esta sea la más grande que tengamos para impulsar el sector de O&G. Colombia puede marcar distancia con sus competidores en la región con el aprovechamiento de tres recursos principales: el *offshore*, los YNC y las oportunidades de exploración que genera el PPAA, tanto en cuencas maduras, como en cuencas emergentes. Estos recursos, de confirmarse todo su potencial, serán las bases para la autosuficiencia en el largo plazo, para el desarrollo regional, la solidez macroeconómica, la generación de encadenamientos productivos y el sustento para la transición ordenada en la matriz energética.

Sin embargo, para escapar del fantasma del desabastecimiento, será fundamental realizar adquisición sísmica, la cual a su vez nos permitirá identificar los prospectos para la perforación de pozos. En este sentido, desde Campetrol celebramos la iniciativa del Gobierno, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de estructurar un plan a 2040, que nos permitirá dimensionar el esfuerzo exploratorio que se necesita el país para mantener los horizontes de autosuficiencia de petróleo y gas en los próximos 20 años.

Cumplir esta agenda requerirá eficiencias en costos y la necesidad de tomar acciones para darle viabilidad y sostenibilidad a los proyectos, y el camino correcto será la mitigación de los riesgos sociales y políticos en los Territorios. En este sentido, tanto el Gobierno como la Industria tienen identificadas las acciones que deben tomarse para disminuir y mitigar esos riesgos: el cambio del modelo de relacionamiento del

sector con el Territorio, la reglamentación de la nueva Ley de Regalías, la generación de encadenamientos productivos para el desarrollo regional sostenible, la Ley de Coordinación y Concurrencia para solventar el conflicto de competencias por el uso del subsuelo, y la Ley de Consulta Previa.

No se puede negar que el país ha perdido competitividad en el sector petrolero. Persiste la preocupación por el desempeño de diversos indicadores como la prospectividad, y aunque en comparación con la región Colombia es el país que posee la mayor solidez económica y política, lo cual lo mantiene como un destino atractivo para las inversiones, se hace necesario generar condiciones e incentivos claros desde el Gobierno Nacional para asegurar y mejorar la inversión de capital de riesgo para proyectos de E&P, comenzando con la reducción del *Government Take*. En este documento realizamos un cálculo de este indicador, el cual indica un GT del 65% actualmente para Colombia. Debemos trabajar en llevar este indicador hacia niveles más cercanos al promedio de América Latina, de 55%.

Sin embargo, pensar que la inversión se moverá solamente si logramos hacer más competitivo el GT es erróneo. Si queremos marcar una diferencia positiva en la región debemos disminuir la conflictividad social en las regiones, reducir sustancialmente los costos de la actividad y reactivar la industria entre el Gobierno, la Industria y el Territorio. Este conjunto de acciones será el que nos lleve a tener un sector dinámico, generador de ingresos para la nación, con un repunte en la adquisición sísmica y la perforación exploratoria, un incremento en la producción y un impulso a todo el proceso de la cadena de valor del sector de O&G.

9. RETOS DEL GAS NATURAL

El gas natural está llamado a liderar la transición energética, razón por la cual se prevé un aumento de entre 3% y 17% en la demanda de este hidrocarburo en Colombia. Este aumento se dará principalmente en los sectores industrial, residencial, comercial y petrolero, mientras que en el sector eléctrico se espera una estabilización en el consumo, debido a la puesta en marcha de distintos proyectos que disminuirían la operación en las termoeléctricas de la Costa Caribe.

Sin embargo, el precario horizonte de autosuficiencia, junto al inicio de la declinación de los principales campos que abastecen el consumo de gas natural el país, dejan un futuro incierto. De acuerdo con las declaraciones de gas natural que entregan las compañías anualmente, el Ministerio de Minas y Energía señala que se espera una reducción de hasta el 73% de la producción de gas en los próximos 10 años.

La anterior situación solo puede ser revertida manteniendo y aumentando los esfuerzos en prospectar y aprovechar todas las fuentes de reservas disponibles, como el *Offshore*, los YNC y la exploración continental en cuencas maduras y emergentes, producto del PPAA.

10. CAMBIO CLIMÁTICO, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SECTOR O&G

El cambio climático se convirtió en una preocupación para todas las naciones, e impone un importante desafío para la generación de energía tradicional de fuentes no renovables. Es por ello que agencias de energía como IRENA y la AIE plantean un escenario de transición energética a largo plazo, teniendo en cuenta los impactos de la pandemia por el COVID-19 en las inversiones para tecnologías renovables y en el desarrollo de proyectos que tuvieron que detenerse. Las políticas para la pos-pandemia deben priorizar el cambio climático y las fuentes de energía bajas en carbono, puesto que el COVID-19 ha visibilizado la necesidad que tiene el mundo de implementar sistemas energéticos más resilientes y eficientes, y de reducir la pobreza energética a cero en todo el globo.

El sector O&G no es ajeno a la situación. Por el contrario, las compañías del sector O&G a nivel mundial y nacional, han mostrado un amplio compromiso con el cambio climático, y se proyectan a futuro como empresas energéticas pioneras de las fuentes de energía renovable. El petróleo no es el problema, es la solución. Desde Campetrol vemos como una gran oportunidad para el desarrollo del sector energético en Colombia el integrar las ideas del sector de bienes y servicios petroleros con el de las energías renovables no convencionales. Es por ello que con el respaldo de la Junta Directiva, la asamblea general de miembros de 2020 aprobó el cambio de los estatutos del gremio

a *Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía*. Esto nos implica un gran reto con el que ampliaremos nuestra oferta y campo de acción, nuestro equipo se ha estado preparando para este nuevo reto, y estamos seguros de que no seremos inferiores a este desafío.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

II. ANÁLISIS DE TENDENCIAS EN LA POS-PANDEMIA

Ante la coyuntura y la importancia de entender el comportamiento de las principales variables de interés para el sector, en Campetrol decidimos plantear un ejercicio de análisis de tendencias de la industria y la economía colombiana, con unos escenarios de cotización Brent y de producción nacional de petróleo. Es importante mencionar que, los escenarios fueron calculados a partir de las diferentes perspectivas tanto del balance global de crudo, como del potencial y costo de producción de los campos petroleros del país.

Como resultado se observa que, de acuerdo con las estimaciones, en 2020 se registraría un mínimo de actividad, tanto a nivel exploratorio como en producción. Lo anterior generaría que los indicadores económicos del sector, tales como las exportaciones, IED, renta petrolera, regalías y crecimiento del PIB experimentarían una fuerte contracción en 2020.

Sin embargo, pese a que el mayor impacto se dio en Q2, esperamos que el rebalanceo del mercado internacional del petróleo y las medidas gubernamentales para incentivar y reactivar el sector, permitan que hacia finales de 2020 se inicie una senda de recuperación que se mantendría durante todo 2021, el cual sería un año de transición, y que en 2022, año de la recuperación, se logre alcanzar unos niveles similares a los evidenciados entre 2018 y 2019, previos a la crisis.

12. CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

Los segmentos de E&P y de B&S debemos afrontar la crisis trabajando unidos con el objetivo de tener una

industria más competitiva y eficiente. Si bien existe una diferencia entre los ingresos y los resultados netos entre ambos segmentos, las compañías de B&S no se han podido terminar de recuperar de la crisis de 2014, a diferencia del segmento de las operadoras.

Como industria debemos revisar el modelo de relacionamiento contractual entre ambos segmentos. Las relaciones de corto plazo que vemos hoy en día no permiten generar eficiencias y buscar mejoras operacionales, tampoco dan paso a la planeación, la capacitación y al desarrollo de la mano de obra, de modo que no generan valor agregado en el largo plazo. La sostenibilidad del sector de hidrocarburos pasa por la sostenibilidad de la oferta de B&S y por supuesto, por el hecho de que los proveedores de B&S también salgan de la crisis. En esencia, se requiere establecer el principio de corresponsabilidad entre los operadores y los contratistas, principalmente en función de la vocación de permanencia regional. Así mismo, establecer el principio de proporcionalidad, para delimitar el alcance explícito de las responsabilidades del contratista, mitigar los riesgos operativos y mejorar el relacionamiento entre operadoras y contratistas.

Ambos segmentos deben migrar a esquemas de contratación en donde se apliquen estándares internacionales, los cuales se encuentren encaminados en construir relaciones de largo plazo. Sin esto, será difícil para un gran porcentaje de las compañías de B&S poder planear sus operaciones y buscar las eficiencias requeridas, con un capital humano preparado y de primer nivel, para prestar así los mejores servicios.

En este sentido, la sostenibilidad de la oferta de B&S, columna vertebral de toda la cadena de valor de la industria de O&G en Colombia, pasa por mejorar la relación contractual entre ambos segmentos, y sobretodo, pensarla como un “gana-gana” en el largo plazo.



CONCLUSIÓN GENERAL

La crisis es una gran oportunidad para realizar los cambios estructurales que demandan el sector y el segmento de bienes y servicios, con el objetivo de garantizar su sostenibilidad.

Para salir de la crisis se necesita la reactivación de toda la cadena de valor de la industria de petróleo y gas. Igualmente se requiere mejorar la competitividad del país para ser un mayor receptor de la inversión en proyectos de exploración y producción en América Latina.

Esta es la única forma de garantizarle la autosuficiencia energética a la sociedad colombiana, al tiempo que, dados sus flujos de ingresos, y ante la actual coyuntura no existe otro sector que le pueda aportar al país estos recursos en el corto y mediano plazo.

El petróleo, sin duda, seguirá siendo el motor del desarrollo de Colombia. Liderará la transformación energética y será el llamado a liderar un país próspero en la reactivación económica de la pos-pandemia.

INTRODUCCIÓN

El sector petrolero ha tenido que enfrentar dos choques que amenazan su estabilidad en el corto y mediano plazo. Lo que pintaba como un año bastante prometedor, se convirtió, en pocos meses, en una crisis de proporciones nunca antes vistas. La caída en los precios del crudo y el COVID-19 borraron toda esperanza de un 2020 mejor que 2019, y de esa forma, nos obligan hoy a pensar en la nueva realidad que tendrá esta industria.

Si bien el 2019 estuvo marcado por una guerra comercial entre los EE.UU. y China, las elecciones en la Casa Blanca auguraban un buen año en materia económica. Sin embargo, a inicios del año se generó un choque entre productores de petróleo, lo que llevó a que se aumentara la producción, generando exceso de oferta en el mercado y llevando a que el precio iniciara su descenso. En paralelo, el COVID-19 se hacía realidad en Occidente. El contagio de toda Europa y su paulatina llegada a América puso en jaque el sistema sanitario y obligó a tomar medidas de confinamiento. La afectación es tal, que agencias como el Banco Mundial o el Fondo Monetario Internacional hablan de que, probablemente, estamos *ad- portas* de la peor recesión de la historia. Si bien en el último mes la cotización del crudo se ha estabilizado y la demanda se ha ido recuperando lentamente, solo en la medida en que los países vuelvan a abrir sus economías, podremos entender y adaptarnos al nuevo normal.

Como consecuencia de esta coyuntura, la economía colombiana en 2020 se ha visto fuertemente impactada por este doble choque, agudizado por nuestra dependencia macroeconómica a la actividad petrolera y a la demanda de la economía global por bienes intermedios. En este sentido, la cuarentena decretada por el Gobierno Nacional ha tenido un fuerte impacto sobre la estructura productiva nacional, en los ingresos y el empleo de millones de colombianos, así como en la sostenibilidad de un porcentaje muy significativo de todo el tejido empresarial nacional. En consecuencia, hoy nos enfrentamos ante la peor recesión económica de nuestra historia.

En este sentido, y ante la urgencia de recursos para hacer frente a la crisis, la industria petrolera toma un papel primordial de cara a la recuperación económica en la pos-pandemia. Atender la situación socioeconómica en el país tendrá un costo bastante alto, esto en un ambiente macroeconómico marcado por una caída en los ingresos tributarios, lo cual afectará los ingresos del Gobierno Nacional y su estabilidad fiscal. Por lo anterior, dado que ningún otro sector de la economía tiene la capacidad de generación de ingresos en el corto plazo como la industria de O&G, es clave y prioritario impulsar toda la agenda de política pública petrolera hacia el corto y mediano plazo, en pro de la recuperación de la actividad económica nacional.

Entender cómo nos ha impactado este doble choque es el primer paso para repensar la forma en la que abordaremos un nuevo proceso de reactivación, que nos impulse a tener una industria sostenible y verdaderamente competitiva en el largo plazo. Para este propósito, realizamos un acercamiento directo con los gerentes de más de 115 compañías afiliadas a la Cámara, y hoy más que nunca estamos convencidos de que el sector de bienes y servicios petroleros está preparado para seguir trabajando por el desarrollo de Colombia.

Estos testimonios nos han evidenciado la necesidad de trabajar en determinados frentes urgentes para el sector, tales como: la conflictividad social en territorio, estandarizar los protocolos de bioseguridad con compañías operadoras y con los mandatarios locales, facilitar el acceso al crédito, diferir los plazos de pago de obligaciones tributarias y poner en marcha, cuanto antes, los proyectos del Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos. Así mismo, esta doble coyuntura ha hecho evidentes los impactos negativos sobre el volumen de actividad, los ingresos, la inversión en CAPEX y el número de trabajadores de las compañías. En este sentido, el tener una línea base nos permite realizar una aproximación hacia donde se dirigirá el mercado en el corto plazo.

Ahora bien, las tendencias de las principales

variables nos permitirán hacer un seguimiento de los impactos de la doble coyuntura sobre el sector y la economía colombiana, bajo escenarios posibles en el corto y mediano plazo. Muy probablemente la peor afectación ya se dio, en 2020-Q2, de modo que 2021 será un año de transición para volver a la recuperación a partir de 2022. En este sentido, solo trabajando juntos, Gobierno, Industria y Territorio, podremos superar la crisis ante la que nos enfrentamos. Esta es una industria que se ha caracterizado históricamente por su resiliencia y esta no será la excepción.

Así las cosas, desde el inicio de la pandemia Campetrol ha venido realizando diversas actividades de relacionamiento con distintas entidades, tanto del Gobierno Nacional como entes territoriales y entidades autónomas, con el fin de que las empresas del sector no se vean tan fuertemente impactadas ni restringidas en su actividad operativa durante este Estado de Excepción. Rescatamos los acercamientos con la Vicepresidencia de la República, donde logramos que fueran exceptuadas las restricciones a las operaciones de B&S petroleros en el territorio nacional. Así mismo, tuvimos importantes contactos con instituciones como Bancóldex, la DIAN y el Fondo Nacional de Garantías, con el propósito de brindarle soluciones a las compañías del sector que enfrentan complejas situaciones de caja. De otro lado, en el Congreso de la República logramos exponer la situación del sector ante los parlamentarios, quienes comprenden el vital aporte que hace la industria petrolera al desarrollo económico de las regiones.

Acompañar a estas regiones en su camino hacia el desarrollo económico es un objetivo crucial para la industria del petróleo y gas, y para ello, debemos propiciar el cambio del actual modelo de relacionamiento. Debemos trabajar enfocados en garantizar un marco legal estable para la operación en región, en impulsar una ley de coordinación y concurrencia, en buscar que la normativa local vaya de la mano con la nacional, en que los actos administrativos que se están expidiendo en tiempos de la cuarentena no den origen a nuevas formas de

conflictividad social y en estandarizar los protocolos de bioseguridad con las compañías operadoras y los alcaldes locales.

La pandemia puede ser una oportunidad si logramos generar un ambiente de competitividad para el desarrollo del sector de O&G en Colombia. Este solamente se logrará en la medida en que se puedan generar las condiciones económicas, políticas y sociales que permitan atraer la inversión, de la mano con un esfuerzo enfocado en la prospectividad por medio de más exploración y descubrimientos. Hoy debemos enfocar todos nuestros esfuerzos en tomar una ventaja comparativa frente a nuestros vecinos en América Latina por medio del aprovechamiento de recursos como el *Offshore*, los YNC, la exploración en cuenca madura y emergente que brinda el PPAA y los proyectos EOR en zonas que se encuentran en desarrollo. En paralelo, como industria nos urge trabajar en una estructura de costos más eficiente.

Para ser más competitivos también debemos ser capaces de dirigir nuestras actividades hacia las nuevas necesidades del mercado. Entender la transición energética en el contexto del COVID-19 es vital para conocer el rumbo que tomará este sector a nivel mundial. Puntualmente en Colombia, es esencial entender que nos enfrentamos como sociedad al Cambio Climático, y que nuestra matriz energética, dado su componente hídrico, nos hace altamente vulnerables a éste. Lo anterior pone de manifiesto la importancia de iniciar un proceso de transición, liderado por el gas natural, en momentos en los que el país se enfrenta a complejas dificultades en materia de autosuficiencia. No habrá transición energética sin gas, y sin un aumento en sus reservas estaremos condenados a pensar en su importación.

En Campetrol estamos convencidos de que esta transición solamente se dará bajo el trabajo conjunto entre el sector de O&G y el de las energías renovables no convencionales. Por esta razón, entendiendo que debemos evolucionar como cámara para hacerle frente a esta nueva realidad, a partir de este año nos hemos convertido en la Cámara Colombiana de Bienes y

Servicios de Petróleo, Gas y Energía, donde convivirán ambas industrias.

Así mismo, esta nueva normalidad ha generado grandes retos, obligando a las compañías del sector de O&G a reformular la manera en la que han venido operando desde hace décadas. Sin duda, esta crisis debe ser vista como una oportunidad, y en esta medida, debemos desnudar aquellos problemas estructurales de los que sufre hoy la industria, hacer un alto en el camino y repensar cuál es la senda que como sector queremos recorrer en el futuro pos-pandemia. La llegada de nuevos proyectos a Colombia, gracias al impulso del Gobierno Nacional, en cabeza del ministro de Minas y Energía y del presidente de la ANH, marcan un rumbo positivo para el sector, a pesar de las dificultades actuales.

Finalmente, si bien por la naturaleza del negocio existen grandes diferencias entre los segmentos de E&P y de B&S, también es cierto que el sector de O&G en Colombia solo será sostenible en el largo plazo, si su columna vertebral, el sector de B&S, también lo es. Actualmente existe una gran brecha entre los ingresos y utilidades de ambos segmentos, de modo que debemos ver esta situación como una oportunidad para repensar el paradigma del relacionamiento contractual. Debemos migrar a un modelo de relacionamiento de largo plazo, generador de valor agregado y que permita que se edifique un sector sostenible, productivo y competitivo, capaz de ser el motor de la economía colombiana, sobretodo en momentos como el actual.

La pandemia cambió nuestros paradigmas. El mundo, en el mediano plazo, será muy diferente a lo que hemos vivido hasta hoy, y sin duda, quienes salgan triunfadores de esta coyuntura serán aquellos que se adelanten a los cambios que vienen. Si queremos ser líderes en atracción de la inversión en la región, y convertirnos así en el país más competitivo de América Latina en materia de hidrocarburos, llegó el momento de hacer reformas de fondo, estructurales. La reactivación pasa por un trabajo mancomunado, entre Gobierno, Industria y Territorio. Afrontar los grandes retos, con mente abierta, disciplina operativa y pensando en relaciones de largo plazo, es hoy, nuestra mayor prenda de garantía hacia un sector de O&G competitivo.







Z.101. V-1
B

Z.101. V-1
C

Z.101. V-1
D

CAUTION

CONTEXTO





I. CONTEXTO GLOBAL

INTRODUCCIÓN

Iniciando 2020, el panorama para el sector petrolero, a nivel nacional e internacional, era muy positivo. Los precios del crudo arrancaron con una tendencia al alza que venía de 2019, pues la guerra comercial entre Estados Unidos y China, que presionó la demanda de crudo a la baja, culminaba con la firma de la primera fase de un acuerdo comercial en diciembre del mismo año. Los países de la OPEP+ cumplían con éxito los recortes pactados, eliminando el exceso de oferta en el mercado, y el mundo esperaba un ciclo de crecimiento positivo para la industria, jalonada por una recuperación de las perspectivas en los países desarrollados. Sin embargo, la llegada del COVID-19 durante el primer trimestre de 2020 y su acelerada propagación en todo el globo, marco un nuevo reto, no solo para el sector de O&G, sino para la economía mundial.

Como estrategia para frenar los contagios y preparar los sistemas de salud, los gobiernos a lo largo del mundo han establecido principalmente políticas enfocadas en cuarentenas obligatorias, cuyo costo ha recaído directamente sobre el crecimiento económico, generando así pérdidas de ingresos y de empleos para los hogares. Uno de los impactos directos de la caída en la demanda se ha reflejado en el consumo

de combustibles, y de la energía en general. Los datos muestran la peor caída de la demanda energética de la historia, dado que sectores como la industria y el transporte se detuvieron a nivel mundial.

Los retos para la industria del petróleo crecieron con el desplome de precios en marzo y el exceso de oferta en el mercado, que llevó a una escasez de capacidad de almacenamiento. El desbalance de mercado fue tal, que una gran cantidad de la oferta tuvo que permanecer durante semanas almacenada en buques petroleros, incluso bajo sobrecostos y pérdidas incalculables. En paralelo, la pandemia se siguió propagando a lo largo del planeta, siendo cada vez más letal, e impactando fuertemente la economía global. En este sentido, organismos como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial comenzaron a advertir que los impactos económicos apenas iniciaban y que nos encontrábamos probablemente ante la peor recesión de la historia.

Ante este panorama, se hace indispensable analizar qué ha pasado con el mercado de petróleo a nivel mundial, cuáles son los factores fundamentales que mueven la industria de O&G y cómo se han visto impactados en estos primeros meses de pandemia.

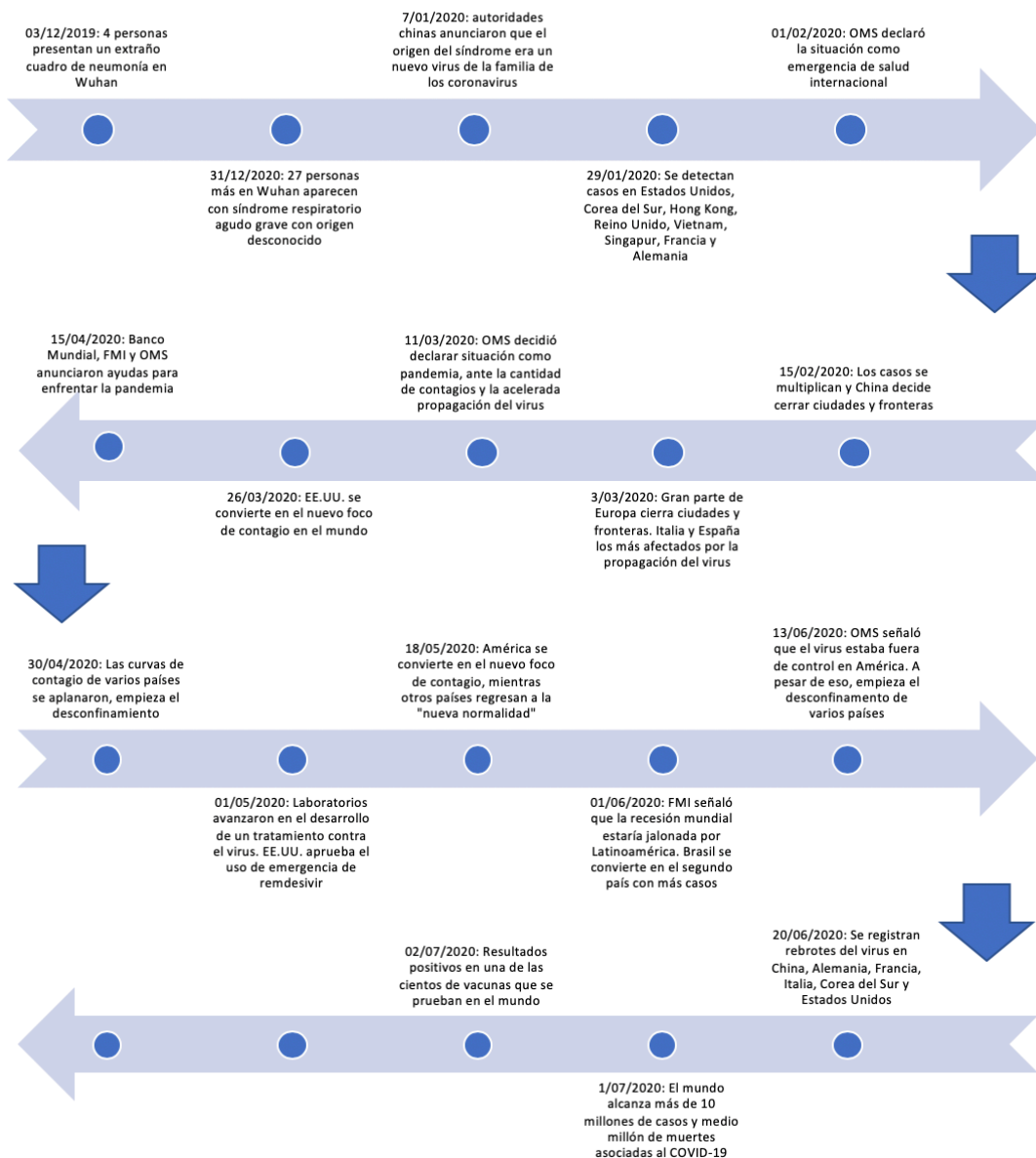
1. El COVID-19

El COVID-19, que hoy mantiene al mundo en jaque con un importante porcentaje de la población confinada en sus casas y una recesión económica que está en pleno desarrollo, surgió en diciembre de 2019 en China y en tan solo un par de meses se expandió globalmente y obligó a la población a cambiar sus rutinas diarias para evitar el contagio y su propagación.

Aunque en los últimos meses el panorama ha demostrado mejoras en Europa y buena parte de Asia, parcialmente desconfinadas y con el virus relativamente controlado, en América la situación es cada vez más

complicada, debido al elevado número de casos en países como Estados Unidos y Brasil. La situación en Colombia también es altamente preocupante, en la medida en que se vienen duplicando los casos diariamente y la capacidad de atención en las UCI's está en niveles críticos.

A continuación, se presenta una síntesis de la cronología del virus con los principales hechos, hasta la segunda semana de julio. (John Hopkins University, 2020)



CASOS DE COVID-19 EN LATINOAMÉRICA (18 de Julio)

País	Total contagios	#casos/100.000 habitantes	Recuperados	Tasa de recuperación	Muertes	Tasa de Mortalidad
Brasil	2.046.328	977	1.366.775	66,79%	77.851	3,80%
Perú	345.537	1.074	233.982	67,72%	12.799	3,70%
Chile	328.777	1.821	299.449	91,08%	8.444	2,57%
México	360.682	279	208.439	57,79%	40.657	11,27%
Colombia	182.140	372	80.637	44,27%	6.288	3,45%
Argentina	119.301	270	52.607	44,10%	2.204	1,85%
Ecuador	72.444	436	31.404	43,35%	5.250	7,25%
Bolivia	56.102	508	17.882	31,87%	2.049	3,65%
Venezuela	11.191	39	3.852	34,42%	107	0,96%
Paraguay	3.457	51	1.481	42,84%	28	0,81%
Uruguay	1.037	30	917	88,43%	32	3,09%

2. ¿QUÉ SUCEDE CON LOS PRECIOS?

Para entender los movimientos del mercado en los últimos seis meses, es importante establecer cuáles son las variables fundamentales que inciden sobre la cotización del crudo. Según la EIA (EIA, 2020), hay diversos hechos que afectan los dos determinantes fundamentales: la oferta y la demanda de petróleo. De esta manera, desde la perspectiva de la demanda, el crecimiento de la economía mundial es un fiel reflejo del consumo agregado de crudo, en especial de los grandes consumidores de éste, como China, la Unión Europea y los Estados Unidos. Las expectativas que existan sobre esta demanda también son un factor capaz de incidir fuertemente en la fijación del precio del *commodity*.

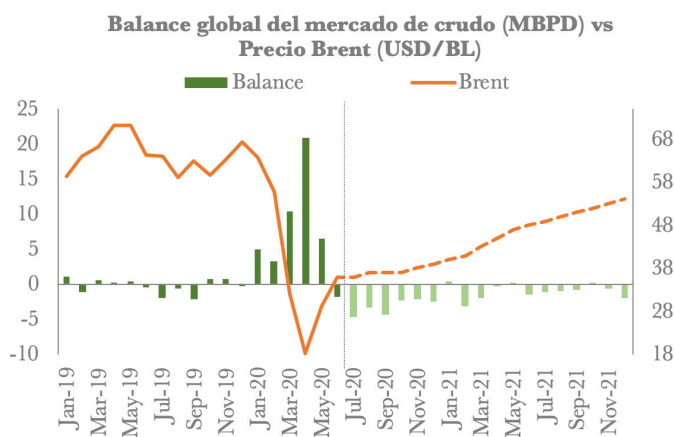
Por otro lado, la oferta se ve afectada en primer lugar

por los niveles de producción, principalmente de los países de la OPEP (especialmente de Arabia Saudita), de Rusia (que lidera el grupo de la OPEP+) y de Estados Unidos. Estos países, por sí solos o de manera conjunta,

pueden impactar los precios del crudo, pues, dependiendo de las condiciones del mercado, han desarrollado históricamente estrategias como aumentos inusitados de producción o pactos para reducir el suministro agregado de crudo, llevando el precio a la baja, en este caso. Otros

hechos exógenos, como el conflicto en el Golfo Pérsico, la guerra civil en Libia y la situación venezolana, han impactado el suministro de crudo agregado en la medida que generan interrupciones inesperadas, bien sea en la producción o en el transporte. (EIA, 2020).

Así mismo, los inventarios de petróleo, en especial



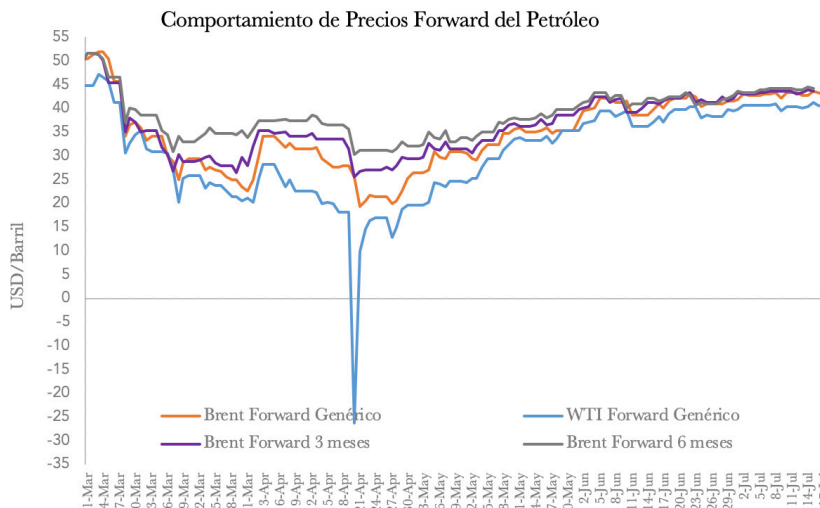
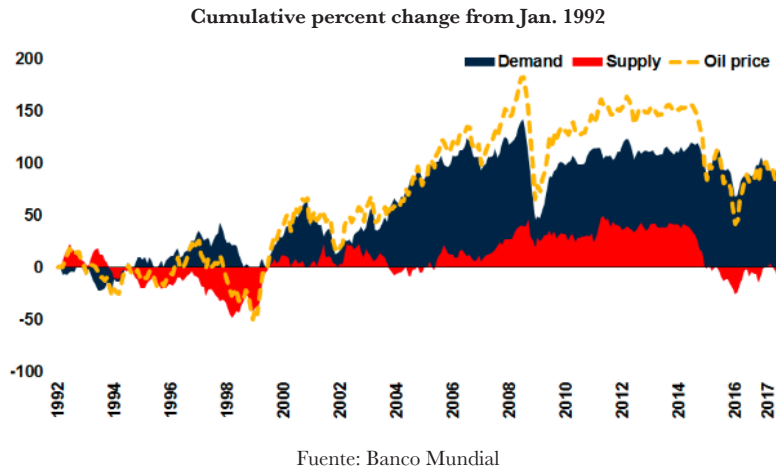
de Estados Unidos (uno de los principales productores y también de los mayores consumidores), impactan tanto la demanda como la oferta, pues determinan qué tanta disponibilidad de crudo tiene esta economía y, por tanto, cuánto necesitará demandar. Si los inventarios crecen, se tiene más disponibilidad de petróleo para el consumo y se necesitará producir una menor cantidad para abastecer la demanda. Desde 2014, cuando Estados Unidos duplicó su suministro, los inventarios de este país se convirtieron en un determinante muy relevante de los precios.

Ahora bien, según el Banco Mundial, la caída en precios en 2014, anterior a la de 2020, derivó inicialmente de factores de oferta, pues la producción estadounidense, impulsada por el desarrollo de los yacimientos no convencionales, creció a tal ritmo que generó un exceso de crudo bastante significativo, lo que obligó a la OPEP a cambiar su estrategia. Así mismo, al tiempo que el suministro creció rápidamente, las perspectivas sobre la demanda se deterioraron, particularmente entre 2015 y 2016, puesto que la caída en el crecimiento económico de los países exportadores de petróleo redujo las perspectivas

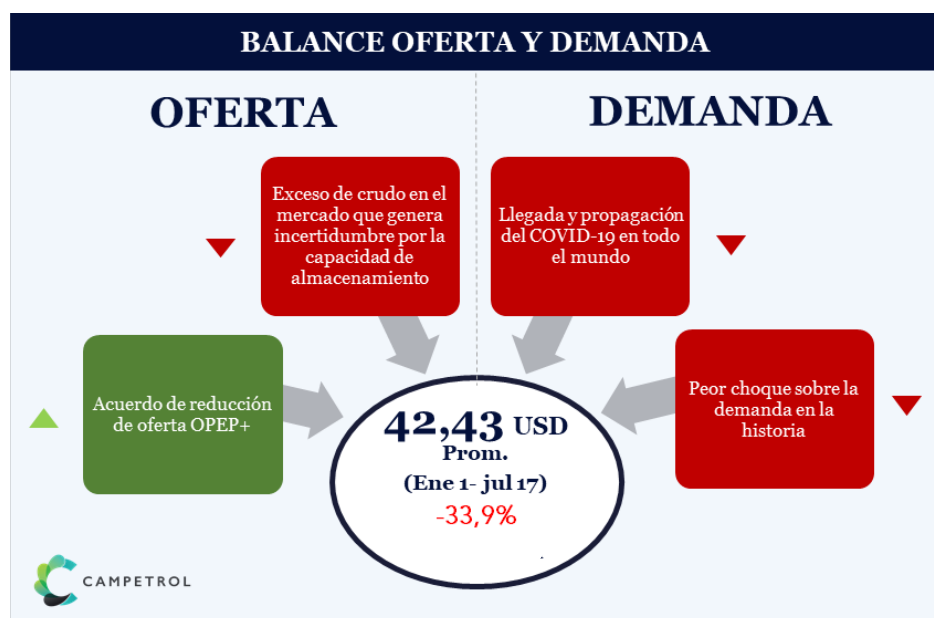
de crecimiento mundial, jalonando a la baja el crecimiento de los principales países importadores de crudo. (Stocker, Baffes, & Vorisek, 2018)

El estudio de mercado de la EIA descompone los factores que afectan los precios, y advierte que, desde el año 2000, la cotización ha variado respondiendo más a movimientos en la demanda, que tienden a ser más especulativos que los de la oferta. De esta manera, la especulación se convierte en otro determinante importante en los precios, pues afecta las expectativas de crecimiento global y de las economías desarrolladas y los principales importadores, incentivando o desincentivando, dependiendo del caso, la compra y venta de contratos *forward* o futuros de los inversionistas en el mercado financiero.

En línea con lo anterior, este año se observó cómo estos dos efectos, oferta y demanda, llevaron al precio del crudo a mínimos históricos. Vía oferta, Arabia Saudita y Rusia aumentaron su producción, inundando el mercado. Por otro lado, el efecto de demanda se generó dada la pandemia del COVID-19, que ha generado un cierre muy significativo de la actividad económica global, en especial de las economías desarrolladas. En este sentido,



en lo corrido del año, al 17 de julio, el precio Brent se ubica en promedio en 42,4USD/BL, 33,9% por debajo del promedio anual de 64,4 USD/BL de 2019 y 32,7% por debajo del promedio del primer trimestre de 2019. Desde 2016 no se observaba un nivel de precios con una tendencia tan marcada a la baja, ni una coyuntura internacional tan volátil.



Fuente: Campetrol

3. BALANCE DE MERCADO

OFERTA

El panorama del mundo ha cambiado radicalmente en 2020, en especial frente a 2019, año muy positivo en materia económica. Los determinantes que hoy mueven el mercado de crudo son diferentes y la producción ha estado influenciada por decisiones políticas y por la manera en la que el mercado ha respondido a la caída de los precios. En marzo, tras el fallido acuerdo de la OPEP+, tanto Arabia Saudita como Rusia anunciaron incrementos en su oferta de crudo, que, sumados a la caída en la demanda que ya se visibilizaba en varias economías, ocasionaron conjuntamente un exceso en la oferta. Este excedente creció semana a semana y, con él, una grave problemática sobre la capacidad de almacenamiento de crudo. Dada la complejidad de la situación, las compañías se vieron obligadas a buscar costosas alternativas de almacenamiento tales como buques petroleros, cuyo flete subió en varios casos hasta en un 2.000%.

Ante la grave situación, el 12 de abril la OPEP+ llegó a un acuerdo para reducir la oferta de crudo en 9,7 millones de barriles al día, que iniciaría en mayo. Cabe

destacar que, a pesar de no pertenecer al cartel, Estados Unidos cumplió un importante papel en este acuerdo debido a la intervención del presidente estadounidense en las negociaciones entre los mandatarios de Arabia Saudita y Rusia. (OPEC, Junio, 2020)

Inicialmente, el acuerdo finalizaría el 30 de junio, y a partir de julio no se reestablecería la producción total, sino que el recorte bajaría a ocho millones de barriles hasta diciembre, y a seis millones a partir de enero de 2021. Sin embargo, el pasado 6 de junio, la OPEP+, grupo liderado por Rusia, se reunió nuevamente para evaluar los movimientos del mercado y determinar cómo se daría continuidad al pacto. En la conferencia se destacó el hecho de que los ajustes de producción en mayo, así como la relajación gradual de muchas de las medidas de cuarentena por el COVID-19 en todo el mundo, y el inicio gradual de la reactivación económica, habían contribuido a la recuperación de los precios y a una mayor estabilidad en el mercado petrolero.

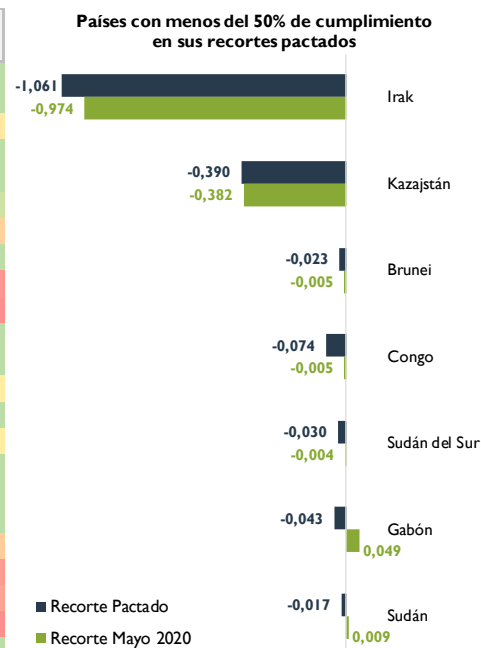
Aún así, la recuperación de la demanda ha sido

progresiva y mucho más lenta, por lo que para estabilizar los precios se determinó mantener el recorte de 9,7 millones de barriles al día por período de un mes más, hasta el 31 de julio. Aunque la extensión pudo ser más amplia, existe incertidumbre por el compromiso de cumplimiento de algunos países como Irán, los cuales se han visto seriamente impactados por el virus.

Ahora bien, en el marco de estas discusiones, los países miembros del G20 se reunieron el 10 de abril para evaluar la crítica situación de la industria y determinar acciones que permitieran incentivar el mercado. El grupo, que reúne a más del 60% de la población y un 85% del PIB mundial, buscaba adicionar a los recortes de la OPEP+ otros provenientes de países como Canadá y Estados Unidos, economías no pertenecientes al cartel. En este sentido, se logró un acuerdo en el que pactaron recortar 3,7 millones de barriles en suministro de crudo. (G20, 2020)

Como resultado de todos estos acuerdos, según el informe de julio de la OPEP, la producción de crudo de sus miembros disminuyó 1,89 millones de barriles al día en junio, adicionales a los 6,8 de recorte en mayo, alcanzando una producción total de 22,27 millones de barriles diarios. Arabia Saudita redujo 923 KBOPD su producción en junio, adicionales a los 3,22 millones de recorte en mayo, contribuyendo en un 50% al recorte total del cartel. Emiratos Árabes Unidos fue el segundo país que más aportó a la reducción, con 1,4 millones de barriles menos en suministro. Estos resultados dan una señal positiva al mercado sobre el cumplimiento del

País	Recorte Pactado	Recorte Mayo + Junio 2020	Cumplimiento
OPEP	-6,084	-7,083	116%
Arabia Saudita	-2,508	-3,433	137%
Irak	-1,061	-0,974	92%
EAU	-0,722	-0,854	118%
Kuwait	-0,641	-0,726	113%
Nigeria	-0,417	-0,435	104%
Angola	-0,348	-0,239	69%
Argelia	-0,241	-0,255	106%
Congo	-0,074	-0,005	7%
Gabón	-0,043	0,049	-114%
Guinea Ecuatorial	-0,029	-0,066	228%
No-OPEP	-3,616	-4,179	116%
Rusia	-2,508	-2,480	99%
México	-0,100	-0,163	163%
Kazajstán	-0,390	-0,382	98%
Omán	-0,201	-0,273	136%
Azerbaiyán	-0,164	-0,794	484%
Malasia	-0,136	-0,187	138%
Bahrein	-0,047	-0,030	64%
Sudán del Sur	-0,030	-0,004	13%
Brunei	-0,023	-0,005	22%
Sudán	-0,017	0,009	-53%
Total	-9,700	-11,259	116%



Fuente: Informe mensual OPEP, comunicado de prensa decimosegunda reunión OPEP+

acuerdo de la OPEP+, que alcanzó un 116% en junio, por encima del 84% que estimaba el mercado. Según el cartel, su producción crecerá progresivamente a partir de agosto, puesto que se decidió no extender los recortes por más tiempo en la última reunión OPEP+ del pasado 15 de julio, (OPEC, Julio 2020)

Según datos preliminares del informe de la OPEP, la producción del resto de países no miembros del cartel se redujo en 1,1 millones de barriles en mayo, para alcanzar un promedio de 64,02 millones de barriles. Como resultado, la oferta mundial de crudo bajó 2,95 millones de barriles en junio, adicionales a los 10,04 millones de barriles de recorte en mayo. En total se produjeron aproximadamente 86,29 millones de barriles al día en el planeta, un 14,5% menos que el promedio de 2019. Estos datos reflejan el compromiso para estabilizar el mercado de los productores de crudo en todo el mundo. Así mismo, el reporte de la OPEP prevé que el suministro de crudo de los países productores que no pertenecen a la organización se reduzca en 3,26 millones de barriles en promedio durante 2020, con un incremento de apenas 0,92 millones de barriles en 2021. (OPEC, Julio 2020)

DEMANDA

La demanda de crudo se enfrenta a un nuevo desafío, en el que la pandemia causada por el COVID-19 es el centro de atención. Si bien, a nivel global, y sobretodo en occidente, los primeros impactos del virus se sintieron sobre los mercados bursátiles, hoy los efectos de éste se han dado a lo largo de todos los sectores de la economía real. El sector petrolero fue uno de los primeros en sufrir grandes impactos sobre su actividad, pues los precios ya marcaban una tendencia a la baja desde febrero, principalmente por la guerra de precios, de modo que el impacto más fuerte se comenzó a sentir a partir de marzo, cuando la pandemia entró con más fuerza en las economías desarrolladas.

La tendencia de principio de año se explicó en buena parte por las preocupaciones sobre el crecimiento de la demanda en 2020, pues China, epicentro del virus y el mayor consumidor de crudo a nivel mundial, cerró sus fronteras en enero y frenó el comercio desde y hacia este país, en un esfuerzo por controlar la epidemia.

Sin embargo, debido a la globalización, la conectividad y el creciente movimiento de bienes, servicios y personas a lo largo de todo el mundo, la propagación del COVID-19 se hizo inevitable, obligando a otras economías a sumarse a las acciones de China, enfocadas en medidas preventivas como los cierres fronterizos y la suspensión de un porcentaje muy significativo de la actividad económica. En marzo, Europa se convirtió en el nuevo epicentro de la epidemia, de tal manera que la demanda de crudo ya no solo se limitaba para China, sino también para los países del viejo continente, quienes tuvieron que tomar medidas extremas para mitigar el colapso de sus sistemas de salud. Solo considerando estas dos zonas del mundo, el 30% de la demanda agregada de crudo se vio severamente afectada desde el inicio de la pandemia.

Por otro lado, en Estados Unidos, el segundo mayor consumidor de crudo, la propagación del virus ha sido exponencial, obligando a varios estados a cerrar sus fronteras, limitando así el intercambio de factores de producción, e imponiendo cuarentenas obligatorias. Este hecho puso en riesgo otro 20% del consumo de petróleo global, de tal manera que ya un 50% de la demanda estaba siendo fuertemente impactada.

Uno de los impactos más grandes de las cuarentenas y su afectación sobre la movilidad de factores ha sido sobre el consumo de energía, especialmente de combustibles. En un escenario donde gran parte de la población mundial fue confinada en sus casas y donde se han cancelado casi en su totalidad los vuelos programados a lo largo de todo el mundo, es de esperar que la demanda siga cayendo. Si bien se han registrado aperturas en aquellas economías donde se espera ya se haya superado el pico de la pandemia, volver a los niveles de demanda de energía y de combustibles previos a la pandemia probablemente no se dé en el corto plazo, en la medida en que esta situación modificará el modo de vida de la población y sus hábitos de consumo.

Debido a estos hechos, según la EIA, la demanda de crudo cayó 22 millones de barriles al día en abril, frente al promedio de 2019 de 100,6 millones de barriles, y en mayo se recuperó cuatro millones de barriles. La agencia estima que a partir de julio la brecha entre producción y consumo comience a corregirse. Aunque el escenario es positivo a corto plazo, es importante hacer hincapié en el riesgo de una segunda ola de contagios en las zonas donde el virus se suponía ya había sido controlado. Los rebrotes en países como China, Corea del Sur, Alemania, Italia, España y Estados Unidos, entre otros, reflejan la vulnerabilidad de la población ante el virus, y generan incertidumbre sobre la recuperación de la demanda, puesto que un crecimiento de casos obligaría a imponer nuevas medidas de confinamiento, impactando así el consumo de crudo. (EIA, Julio 2020)

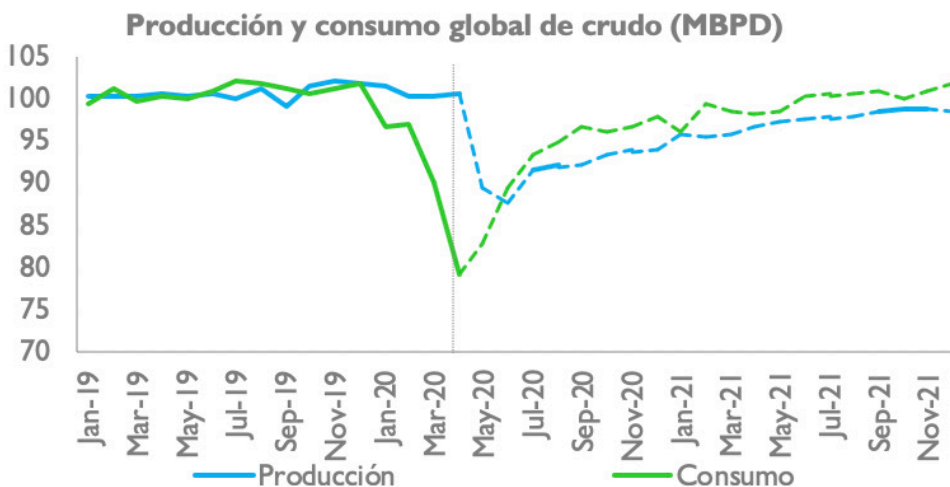
Teniendo en cuenta lo anterior, para el cierre del año, la OPEP estima que la demanda de crudo decrezca 8,95 millones de barriles al día, para ubicarse en promedio en 90,72 millones de barriles al día en promedio en 2020. Este descenso se corregiría parcialmente en 2021, cuando el cartel espera que la demanda crezca siete millones de barriles al día, un incremento histórico equivalente al 25%. Sin embargo, hasta 2022 no se alcanzarían nuevamente los niveles de consumo previos a la crisis.

Esta posición coincide con otras agencias de energía. Por un lado, la AIE (Agencia Internacional de Energía)

prevé que el consumo de crudo cierre en promedio en 92,1 millones de barriles al día, un pronóstico mejor que los pasados y que se explica por la reactivación de la demanda de Europa, Asia y parte de Estados Unidos, una vez se supere el confinamiento en sus territorios. Sin embargo, la AIE advierte que, si bien el mercado petrolero ha avanzado, la amenaza por el incremento de casos de COVID-19 persiste, en especial en Estados

Unidos, y de presentarse una segunda ola de contagios en países donde se creía que el virus ya estaba controlado, el consumo de crudo podría colapsar nuevamente. Para 2021, la agencia espera que la demanda se ubique en promedio en 98,1 millones de barriles al día, seis millones de barriles al día por encima de 2020, pero aún por debajo del promedio de 2019. (OPEC, Julio 2020)

Así mismo, la EIA (*U.S. Energy Information Administration*) señaló en su informe de perspectivas de julio, que la demanda caerá 8,4 millones de barriles al día en 2020, 8,3% por debajo del promedio de 2019, para ubicarse en 92,5 millones de barriles. Según la agencia, a 2021 se estima que la demanda suba a 99,7 millones de barriles al día. De esta manera, la EIA coincide con otros analistas como el Banco Mundial (Banco Mundial, Junio, 2020), en que los niveles de consumo previos a la crisis se recuperarán solo hasta 2022. (EIA, Julio 2020)



Fuente: EIA

4. ECONOMÍA INTERNACIONAL

Otra de las variables que se debe tener en cuenta es aquella que corresponde a las perspectivas internacionales sobre el crecimiento de la economía mundial, perspectivas que se encuentran hoy en día atadas a las consecuencias del COVID-19 en el desarrollo de la actividad comercial y productiva de todas las naciones.

Los analistas coinciden en que el mundo enfrenta una de las peores recesiones en la historia, puesto que, aunque la crisis para la mayoría de las economías comenzó como un efecto bursátil por la incertidumbre que generó la aparición del virus en China, ésta terminó por materializarse como un impacto sin precedentes y cuya duración aún es incierta. La pandemia ha afectado a todos los sectores productivos, en especial aquellos cuya operación quedó casi completamente

frenada por las medidas de cuarentena que se han implementado en gran parte del mundo.

En Estados Unidos, por ejemplo, según Bloomberg, el número de solicitudes de subsidios por desempleo pasó de 380.000 en promedio histórico, a 6,8 millones entre marzo y abril, reflejando así la gran cantidad de empleos perdidos por las actividades económicas frenadas y las innumerables empresas que están en quiebra o al borde de cerrar sus operaciones. En paralelo, China, la segunda economía más grande del mundo, decreció 6,8% en el primer trimestre del año, según informó el centro de estadística del país. Este es el peor desempeño que haya tenido desde 1992, y es el reflejo del efecto del confinamiento sobre el crecimiento del país.

Europa apenas en 2018 logró completar un largo

proceso de recuperación tras la crisis financiera de 2008, y comenzaba a mostrar un mayor dinamismo en su economía, con algunas limitaciones por el alto nivel de deuda de algunos países de la UE. Sin embargo, el *Brexit* puso en tela de juicio la eficacia de este tipo de bloques económicos y generó incertidumbre sobre su impacto en la economía de toda la unión, así como sobre el futuro de las relaciones entre los países miembros. Con la llegada del COVID-19, esta incertidumbre se exacerbó, de modo que se limitó el desarrollo de algunas de las actividades más prioritarias de toda la zona. La incertidumbre sobre el futuro político de la UE tiene implicaciones directas sobre la manera en la que el continente hará frente, de manera conjunta o no, a los retos de la pos-pandemia.

Por su parte, Latinoamérica, caracterizada actualmente por la exacerbación de la protesta social como consecuencia de una desigualdad estructural, es además una zona cuyas economías son, en un porcentaje muy alto, dependientes del precio de los *commodities*, de modo que sus dinámicas económicas son altamente dependientes de lo que suceda en el escenario internacional. A pesar de que esta es la región del mundo que más tiempo de preparación tuvo ante la inminente llegada del virus, éste ha tenido un impacto de gran magnitud sobre sus economías, obligando a varios países, entre ellos Colombia, a solicitar créditos para financiar la crisis. En este sentido, Latinoamérica podría ser la región que jalone la recesión mundial, según informó el FMI.

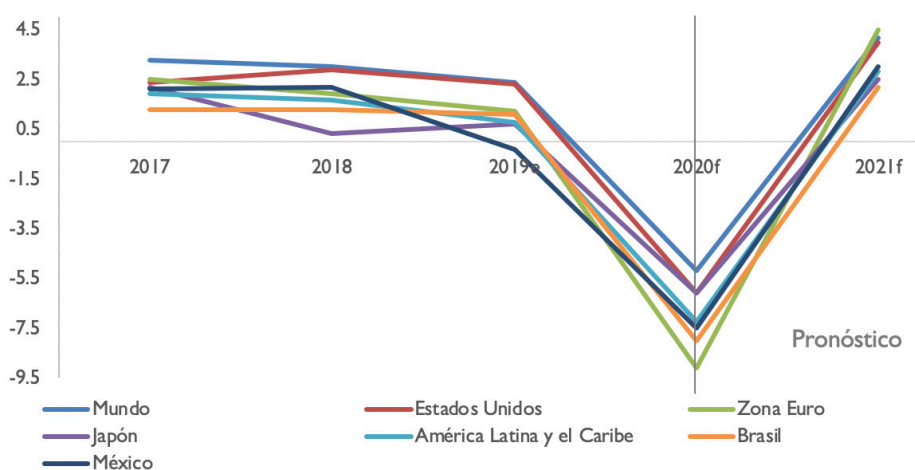
Buena parte de las economías de América Latina tienen problemas estructurales de informalidad, desempleo y pobreza, que se han agudizado con la implementación de las cuarentenas obligatorias. Millones de personas calificadas como pobres o en situación de vulnerabilidad sobrepasarán la línea de pobreza multidimensional y entrarán en pobreza extrema en medio de y cuando pase la

pandemia. Así mismo, se esperan tasas de desempleo de dos dígitos y la quiebra de un porcentaje muy significativo de las micro y pequeñas empresas de estas economías.

El FMI ha dispuesto líneas de crédito a diferentes países del mundo, que les permitan financiar tanto la crisis sanitaria como la económica. Sin embargo, la directora del fondo, Kristalina Gerogieva, señaló el pasado 15 de abril que la crisis económica que enfrenta el mundo es la peor que se haya observado en más de 100 años y es solo comparable con la Gran Depresión de 1929. Las economías altamente dependientes de las fluctuaciones de los mercados internacionales serán las más golpeadas por la crisis.

El organismo internacional prevé que más de 170 países decrezcan este año, y que aquellos que no presenten crecimientos negativos, apenas tendrán variaciones entre 0 y 1%. De esta manera, se espera que la economía global crezca -4,9% en 2020, pero con un ritmo de recuperación positivo una vez se retome la vida normal y pase la pandemia, de tal manera que en 2021 la economía crezca 5,4%. Alejandro Werner, funcionario del FMI, advirtió que la situación sería más crítica en Latinoamérica, cuya economía regional crecería -9,4%, y se enfrentaría a una posible nueva década perdida por la crisis. Los países más afectados serían México y Brasil, con variaciones en su PIB de -10,5% y -9,1% respectivamente. Mientras tanto, las

Crecimiento anual % y pronósticos Banco Mundial



Fuente: Banco Mundial

economías desarrolladas decrecerían 8%, encabezadas por Estados Unidos, que decrecería 8%, seguida de la Unión Europea con -10,2% y Japón con -5,8%. (FMI, Junio, 2020)

El Banco Mundial, por su parte, sostuvo que tiene a disposición 160.000 millones de dólares para distribuir en los próximos 15 meses, y publicó el informe *Global Economy Prospects*, donde prevé que la economía mundial decrezca 5,2% en 2020, Latinoamérica retrocedería 7,2% en 2020, y las economías más afectadas serían la de México, decreciendo 7,5%, Argentina con -7,3% y Brasil, con -8%. Sin embargo, estima que para 2021 el panorama mejore y la región crezca 2,8%. (Banco Mundial, Junio, 2020)

CONCLUSIONES

El mundo se enfrenta a una de las peores crisis en la era moderna por cuenta de la pandemia del COVID-19. Mientras algunos países se esfuerzan por retomar su actividad económica, el virus no da tregua en América. Así mismo, los rebrotes en algunos territorios donde se creía que ya se había controlado el virus, son la prueba de la vulnerabilidad de la población y de los sistemas de salud. Sin una vacuna o un tratamiento efectivo, la humanidad seguirá estando expuesta a este virus que ya deja más de medio millón de muertes en todo el globo.

En el marco de la ‘nueva normalidad’, las industrias en todo el mundo deberán adaptarse a esta coyuntura, para lograr operar de la mejor manera posible y recuperar parte de las pérdidas acumuladas desde el inicio de la emergencia sanitaria. El sector petrolero es una de las industrias que deberá adaptarse, no solo a protocolos sanitarios y de distanciamiento social, sino al nuevo normal de precios bajos del crudo. Aunque desde mayo la cotización comenzó a incrementar, aún está un 34% por debajo del promedio de 2019, y, según las principales agencias de energía, es difícil que mejore más en lo que resta del año.

Teniendo en cuenta los principales determinantes que mueven el mercado, un evento podría cambiar la tendencia en precios y modificar las perspectivas al cierre de 2020: las elecciones estadounidenses. Hasta el momento, Estados Unidos ha tenido un papel relevante en las decisiones de la OPEP+, puesto que su presidente medió entre Arabia Saudita y Rusia para lograr el acuerdo de recorte de oferta actual, e, incluso, se comprometió a reducir su producción para incentivar el mercado y eliminar parte de la sobreoferta mundial.

Ante la coyuntura del COVID-19 y al acercarse las fechas de las elecciones, hoy es incierto el futuro de los comicios del próximo 3 de noviembre, donde se enfrentarán Donald Trump y Joe Biden. El resultado muy probablemente implique nuevas perspectivas en el manejo de la recuperación post COVID-19, así como en las relaciones bilaterales con economías como la China, y se prevé que tenga impactos directos sobre el crecimiento económico y la demanda de crudo en EE. UU. y en el mundo. 🍀



¡Síguenos en redes sociales y entérate de todas las novedades al instante!



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



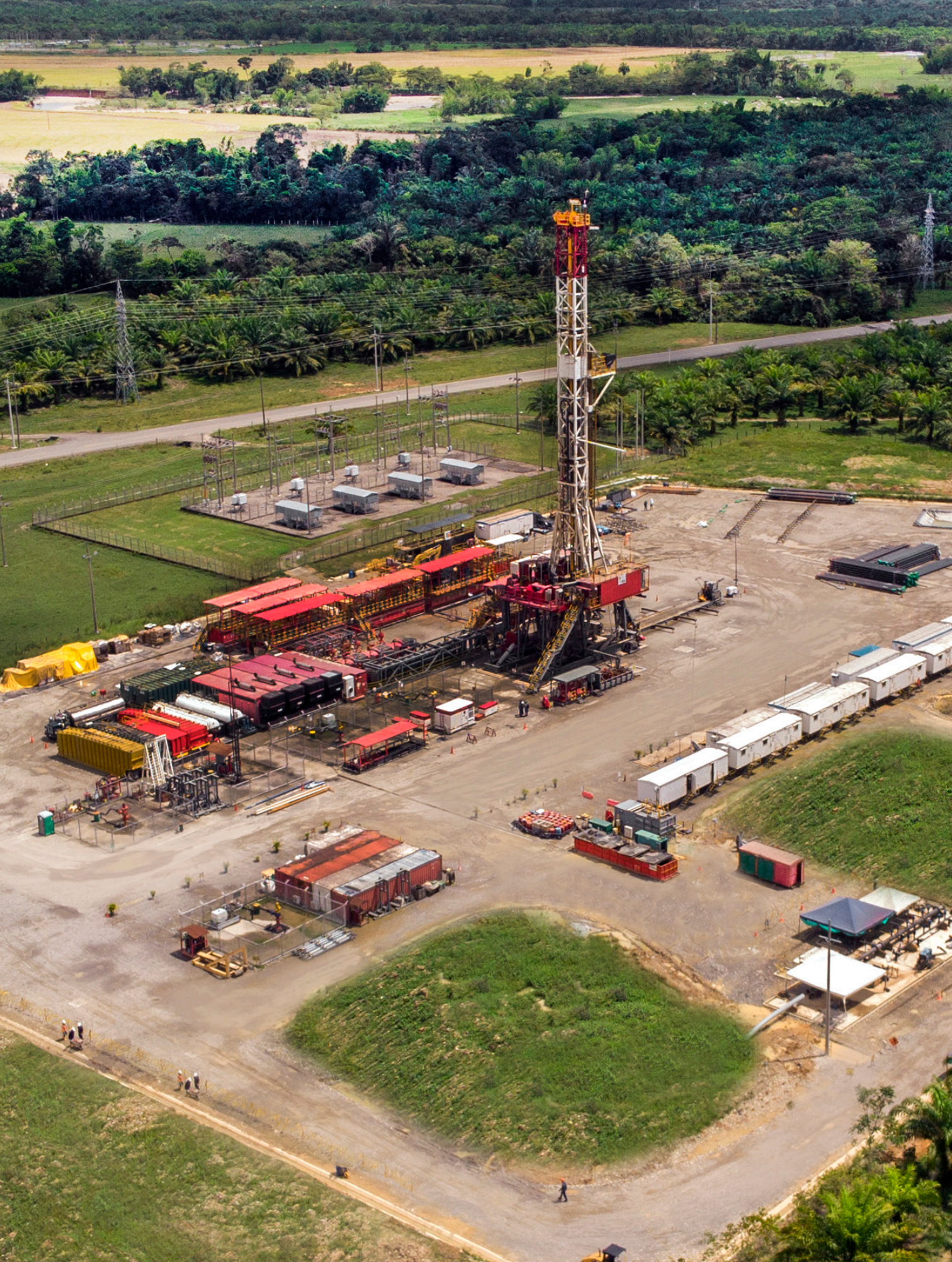
[@campetrol](https://www.facebook.com/campetrol)



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



[Campetrol](https://www.linkedin.com/company/campetrol)



2. CONTEXTO NACIONAL

ECONOMÍA E INDUSTRIA DE O&G

INTRODUCCIÓN

La crisis ocasionada por la pandemia del COVID-19 y sus efectos en la demanda global, se ha trasladado directamente a la economía colombiana. Hoy, como nunca antes en la historia, con los altos flujos de capitales y de factores, producto de la globalización, Colombia se ve expuesta a los impactos de una caída dramática en la actividad económica a nivel global, situación que hace que su economía tenga una vulnerabilidad muy alta.

En primera instancia, antes de que el virus llegara al país, la fuerte caída de los precios del petróleo impactó negativamente al sector petrolero nacional. De esta manera, los flujos de divisas entrantes se redujeron considerablemente por la caída en el valor de las exportaciones y en la Inversión Extranjera Directa (IED). Frente a la coyuntura de precios bajos, las empresas de E&P que operan en Colombia se vieron obligadas a reevaluar sus planes de actividad y de inversión para el presente año, lo que generó una contracción en la actividad de toda la cadena de valor de la industria petrolera.

Mientras el sector petrolero colombiano empezaba a sentir el impacto de los precios bajos, el COVID-19 comenzó a propagarse a lo largo de todo el territorio nacional, siendo las principales capitales las mayores afectadas. Como respuesta, y con el objetivo de frenar el contagio del virus, el Gobierno Nacional decidió

imponer una cuarentena a nivel nacional desde el mes de marzo, bajo la cual la mayoría de los sectores productivos de la economía se vieron impedidos para realizar sus actividades.

Como consecuencia de las restricciones de movilidad, las finanzas de muchas empresas, negocios y comercios pasaron a ser insostenibles, lo que desencadenó en una importante destrucción de empleo, una contracción de la demanda interna y una crisis económica sin precedentes. A la fecha, apenas se cuenta con datos del primer trimestre, sin embargo, se espera que una vez se publique la información del segundo trimestre de 2020, nos encontremos frente a la peor caída en el PIB de nuestra historia.

Ante este panorama, para salir de esta crisis se requiere de un gran esfuerzo por parte de todos los sectores de la economía y del Gobierno Nacional. Un plan a 2040 se hace urgente en la medida en que se debe trazar una hoja de ruta que haga al sector competitivo y atraiga inversión. La industria del petróleo, por su capacidad de generación de ingresos para el Gobierno Nacional y el territorio, se vuelve hoy más relevante que en cualquier otro momento de nuestra historia. El sector es uno de los llamados a ser el motor de una economía que se deberá reactivar de forma segura, tan pronto como sea posible. Hoy, más que nunca, tenemos un gran compromiso con el país. 🐾

1. ECONÓMICO

Como viene sucediendo en los distintos países alrededor del mundo, la economía colombiana ha hecho frente a los efectos del COVID-19 y ha tenido que disponer de una gran cantidad de recursos para enfrentar este reto sanitario y económico. Se trata de un esfuerzo sin precedentes por mitigar los efectos del virus sobre el sistema de salud, y los de la cuarentena y el cierre de fronteras sobre la actividad económica. No obstante, el cierre de la economía ha tenido un impacto muy grande sobre la dinámica de todos los sectores, afectando así los ingresos y el dinamismo de la demanda agregada.

En efecto, según el DANE, en el primer trimestre de 2020 (última información disponible), la economía nacional creció 1,1%, casi dos puntos porcentuales por debajo del crecimiento observado en el mismo trimestre de 2019 de 2,9%.

Con relación a este dato, sin embargo, se debe tener en cuenta que la cuarentena inició en las últimas semanas de marzo, y que los dos primeros meses del año tuvieron un buen comportamiento en materia económica.

Ahora bien, El PIB del sector de Minas y Canteras en el Q1-2020 cayó un 3%, y el de la extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo registró una contracción anual de 0,8%, rompiendo así la tendencia de dos años de crecimiento continuo.

Para lo que resta del año, las perspectivas consideran que el efecto de la cuarentena se vería reflejado a partir del segundo trimestre y en adelante, esperando una ligera recuperación de la actividad económica hacia

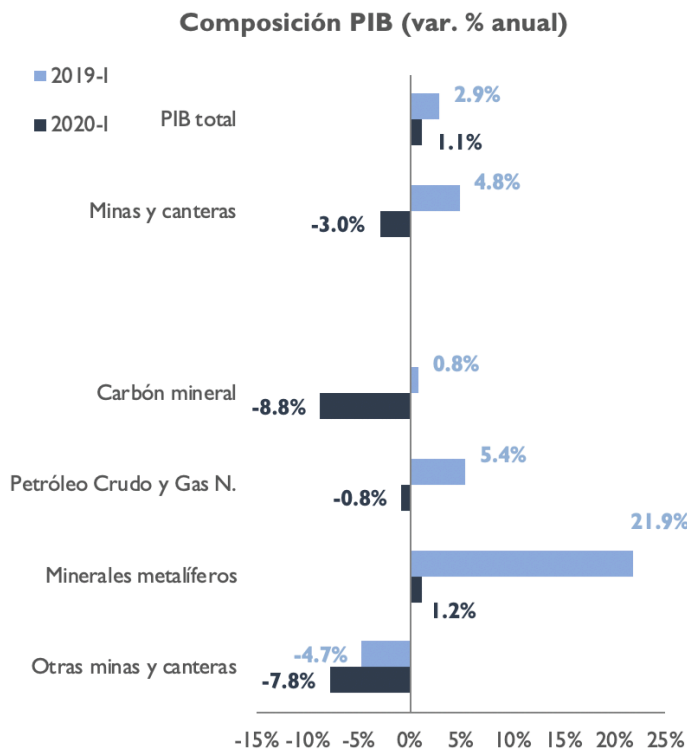
el último trimestre del año, bajo la premisa de que la pendiente de la tasa de contagios decline. En efecto, el Indicador de Seguimiento de la Economía (ISE), el cual sirve como una muy buena *proxy* del crecimiento económico, y nos brinda una tendencia adelantada de la actividad productiva, experimentó una contracción

del 20,1% en abril (la máxima caída desde que se tiene registro de este indicador) y de 16,6% en mayo, mostrando así que probablemente abril fue el peor mes en materia económica en nuestra historia, y que una vez se disponga de los datos del PIB del segundo trimestre, nos enfrentemos a la caída más dramática de este indicador desde que hay registro del mismo en el país.

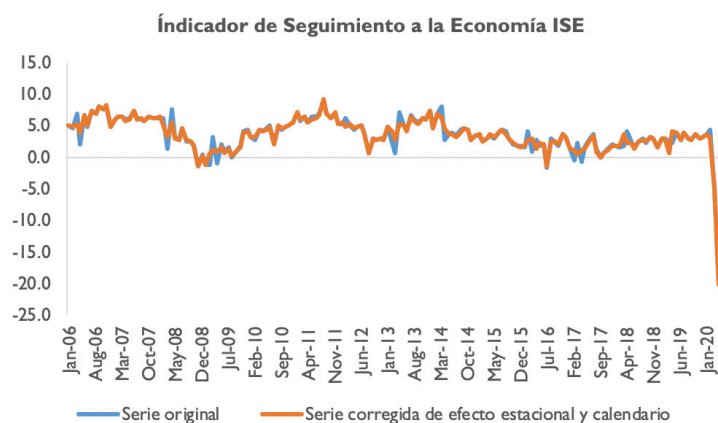
En este sentido, ante la continuidad de la cuarentena y los impactos que ésta genera sobre la demanda interna y

la actividad productiva, el Banco Mundial y el FMI reevaluaron sus proyecciones de crecimiento económico del país para 2020. En su más reciente actualización, prevén que Colombia decrezca 4,9% (Banco Mundial, 2020) y 7,8% (FMI, 2020), respectivamente.

Por su parte, el Gobierno Nacional, en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2020 (MFMP 2020, 2020) espera una contracción en el PIB de 5,5% para 2020, cuando un año atrás esperaba un crecimiento del 4%. Es importante resaltar que la proyección de las autoridades fiscales del país se basa en que a partir del tercer trimestre de 2020 se logre una reapertura completa de la economía, sin incorporar en sus estimaciones posibles rebrotes de COVID-19, como se



Fuente: DANE



ha evidenciado en otros países afectados, de modo que probablemente se anuncien nuevas estimaciones.

Adicionalmente, en el documento publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, se estima una caída del 9% anual en los ingresos tributarios del Gobierno, la cual, podría ser más pronunciada debido a la fuerte contracción de la actividad en todos los renglones productivos de la economía. En línea con lo anterior, y teniendo en cuenta que los gastos totales aumentarían en un 20% anual para hacer frente a los impactos de la cuarentena, el balance total del Gobierno Nacional Central se deterioraría considerablemente al pasar de -2,5% del PIB en 2019, a -8,2% del PIB en 2020, generando un gran impacto en el balance macroeconómico de la nación. Por su parte, el balance primario pasaría de 0,4% en 2019 a -5% en 2020. Es importante destacar que, el alcance y profundidad de los impactos de la coyuntura actual aún son inciertos, por lo que las estimaciones del Gobierno cuentan con riesgos a la baja.

En concordancia con las presiones fiscales que enfrenta el Gobierno frente a la coyuntura del COVID-19 y los bajos precios del petróleo, el Comité Consultivo de la Regla Fiscal permitió la utilización

de la cláusula de escape para 2020 y 2021. Sin embargo, como complemento de esta decisión, y en pro de una menor incertidumbre a corto plazo para el mercado y las calificadoras de riesgo, en el MFMP 2020 las proyecciones del déficit fiscal se establecieron como metas y solo podrán ser ajustadas en casos extremos justificados por la pandemia.

La cláusula de escape de la Regla Fiscal le brinda un alivio al Gobierno para atender la pandemia y le permite ajustarse de acuerdo con la evolución de la coyuntura. En este sentido, el Gobierno Nacional seguirá trabajando para minimizar los impactos negativos de las medidas restrictivas para combatir la propagación del virus en nuestro país.

Ahora bien, una vez entendidos los impactos macroeconómicos, es importante analizar las consecuencias sectoriales que ha tenido la cuarentena, que se ha establecido con el objetivo de hacer frente a la pandemia. En efecto, en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2020 se lleva a cabo un análisis de la capacidad de resistencia de las empresas

Resistencia de las empresas por rangos de liquidez

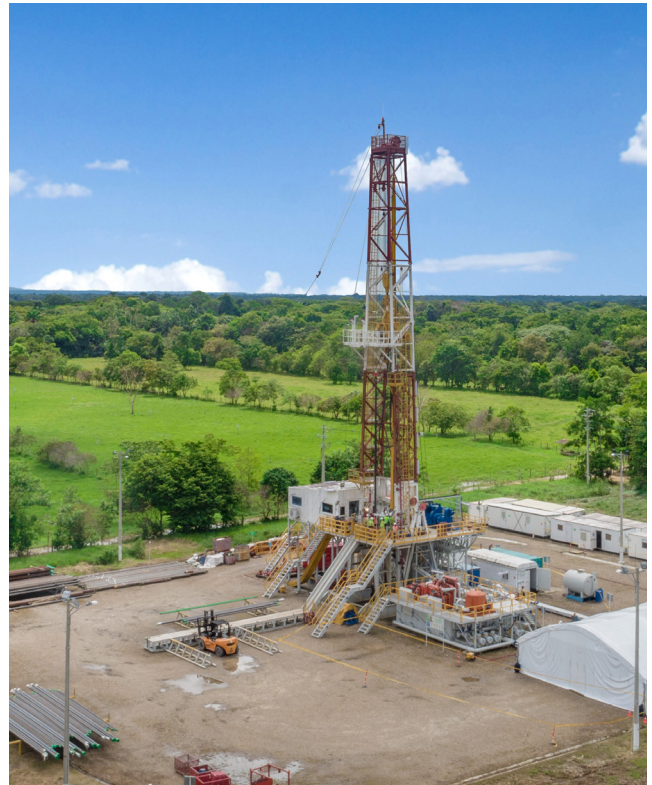
Sectores	Liquidez Baja	Liquidez Media	Liquidez Alta
	1 a 2 meses	2 a 4 meses	más de 4 meses
Alojamiento y servicios de comida	×		
Actividades de entretenimiento	×		
Agricultura	×		
Elaboración de alimentos y bebidas	×		
Elaboración de textiles	×		
Comercio al por mayor y al por menor		×	
Transporte y almacenamiento		×	
Información y comunicaciones		×	
Explotación de minas y canteras		×	
Elaboración de productos metalúrgicos		×	
Resto de industria manufacturera		×	
Construcción			×
Actividades financieras y de seguros			×

Fuente: MFMP 2020

ante la ausencia de actividad, con una caída en los ingresos y unos costos fijos, para intentar calcular qué tanto tiempo son capaces de sostenerse, a partir de la liquidez que tienen. En promedio, se evidencia

que las empresas pueden resistir entre uno y cuatro meses. Lo anterior permite dimensionar el impacto de la coyuntura actual sobre el tejido empresarial colombiano, dado que gran número de compañías han llegado a la quiebra y las sobrevivientes están *ad-portas* de pasar a una situación financieramente insostenible. Ante esta crisis, sobresalta la urgencia de las medidas de reactivación para asegurar la liquidez del tejido empresarial colombiano.

Estamos frente a uno de los momentos más difíciles en materia económica en nuestra historia. Al ser una economía altamente dependiente de los ingresos del sector de O&G, Colombia es un país muy vulnerable a los vaivenes de la economía internacional, y nos enfrentamos a un confinamiento que ha cerrado en un porcentaje muy significativo nuestra economía. En este sentido, recuperar la senda de crecimiento e impulsar el desarrollo socioeconómico del país requiere del esfuerzo de todos los sectores económicos y del trabajo conjunto entre sector público y privado para evitar la quiebra masiva de compañías y la pérdida de millones de empleos.



Cortesía de Fenaris tubocarbide

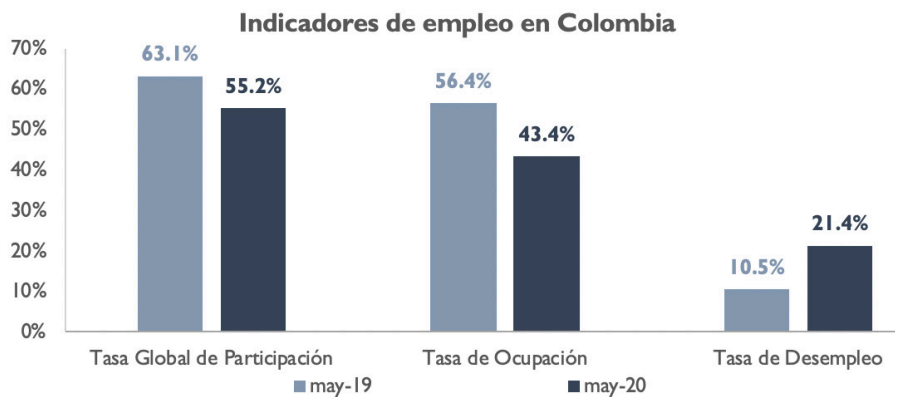
2. SOCIAL

Desempleo

Uno de los grandes impactos de la pandemia han sido las afectaciones en las dinámicas socioeconómicas que las medidas de aislamiento obligatorio han tenido sobre la población. En especial, el efecto de la pandemia se ha visto reflejado en un elevado incremento de las cifras de desempleo.

En primer lugar, en un país donde el 47,3% de las personas ocupadas son informales, es de esperarse que el confinamiento genere incrementos en la población económicamente inactiva, puesto que el trabajo informal se asocia a labores que requieren moverse para desempeñarlas. A este grupo se suman los despidos que han tenido que realizar empresas cuyos ingresos han disminuido a tal punto que no pueden sostener la nómina. Otros negocios formales, como hoteles, restaurantes, comercios, entre otros, han tenido que declararse en quiebra en un porcentaje significativo.

De esta manera, según los datos del DANE, en mayo se perdieron 4,9 millones de empleos en todo el territorio



Fuente: DANE

nacional frente al mismo mes de 2019, y, como consecuencia, la tasa de desempleo subió de 10,5% en mayo de 2019 a 21,4% en el mismo mes de 2020, un crecimiento nunca antes visto, con una tasa de desempleo record para la economía colombiana.

Ahora bien, al analizar los datos de ocupación por sectores de la economía colombiana para mayo, de 2019 a 2020, podemos observar que las ramas con mayor destrucción de empleo fueron: Comercio con 910 mil ocupados menos (-21,4%), Industria con una caída de 716 mil (-29%) y Administración pública y defensa, educación y atención de la salud humana, con una contracción de 687 mil personas (-25,4%). Por su parte, el Suministro de electricidad, gas, agua y gestión de desechos, dentro del cual se incluye la extracción de petróleo y gas, registró una destrucción de 44 mil empleos, lo que equivale a una variación anual del -6,5%.

Dado que la Tasa de Desempleo depende de la Población Económicamente Activa, las variaciones en la Tasa Global de Participación impiden observar las variaciones de la población desempleada. En efecto,

a pesar de que la tasa de desempleo incrementó en 10,9 puntos porcentuales para ubicarse en 21,4%, la cantidad de personas que estuvieron buscando trabajo y no lo encontraron incrementó en un 80% anual, al pasar de 2,6 millones personas en mayo de 2019 a 4,7 millones personas en mayo de 2020.

Es de notar que el grupo de desempleados no incluye a las personas que dejaron de buscar trabajo, puesto que estas pasan a ser parte de la población inactiva. Al analizar este grupo, se puede observar que los inactivos pasaron de 14,4 millones en mayo de 2019 a 17,7 millones en mayo de 2020, un incremento del 23% anual.

A raíz de la compleja situación del mercado laboral actual, miles de familias en todo el país se han quedado sin ingresos o con ingresos reducidos, dificultando así su acceso a bienes y servicios de primera necesidad. Aunque el Gobierno Nacional ha otorgado múltiples ayudas, desde mercados hasta subsidios monetarios, la cantidad de hogares afectados por la falta de actividad económica es muy grande.

Población Ocupada por rama de actividad (miles de personas)

Ramas de actividad	may-19	may-20	Variación	Var. %
Comercio y reparación de vehículos	4.259	3.349	-910	-21,4%
Industrias manufactureras	2.468	1.752	-716	-29,0%
Administración pública y defensa, educación y atención de la salud humana	2.701	2.014	-687	-25,4%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	3.252	2.684	-568	-17,5%
Actividades artísticas, entretenimiento, recreación y otras actividades de servicios	1.916	1.375	-541	-28,2%
Construcción	1.470	1.006	-464	-31,6%
Alojamiento y servicios de comida	1.579	1.169	-410	-26,0%
Transporte y almacenamiento	1.560	1.356	-204	-13,1%
Actividades profesionales, científicas, técnicas y de servicios administrativos	1.348	1.217	-131	-9,7%
Actividades inmobiliarias	282	165	-117	-41,5%
Información y comunicaciones	354	250	-104	-29,4%
Suministro de electricidad, gas, agua y gestión de desechos*	680	636	-44	-6,5%
Actividades financieras y de seguros	294	282	-12	-4,1%
Población ocupada total	22.164	17.262	-4.902	-22,1%

*Incluye explotación de minas y canteras

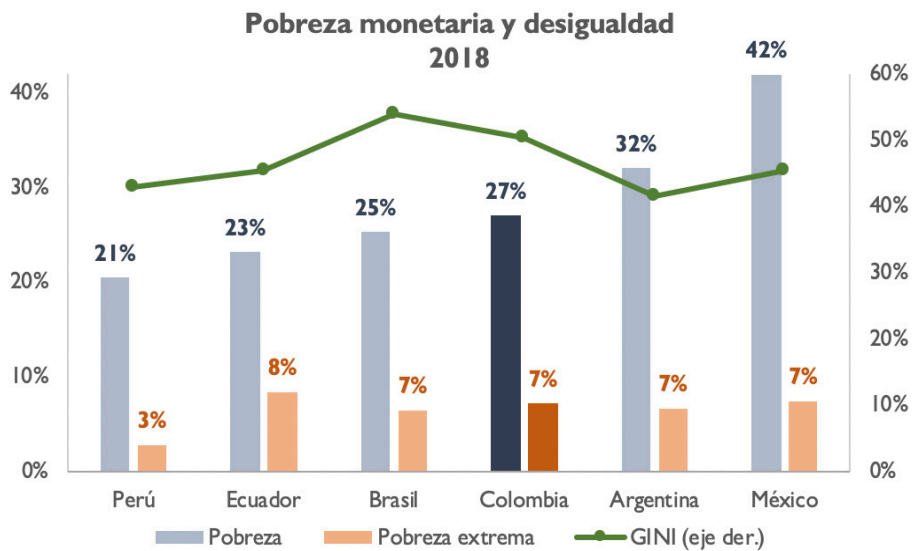
Fuente: DANE

Pobreza y desigualdad

Si bien los indicadores macroeconómicos del país resaltaban por su buen comportamiento en comparación con los demás países latinoamericanos, en el aspecto social los pares de la región muestran un mejor desempeño que el colombiano.

Ejemplo de esto es el indicador de pobreza monetaria, que en su último corte disponible a 2018, muestra que Colombia tiene un 27% de la población en situación de pobreza. Lo anterior contrasta con los índices de Perú con 21%, Ecuador con 23% y Brasil con 25%, y nos ubica por debajo únicamente de Argentina con 32% y México con 42%. Por otra parte, el coeficiente de GINI nos muestra que Colombia es el segundo país con mayor desigualdad de los ingresos en su población, únicamente superado en la región por Brasil.

Con la destrucción de empleos que ha generado la crisis económica y sanitaria por la pandemia del COVID-19, se espera que los ingresos de los hogares colombianos disminuyan dramáticamente. De este modo, el desempleo y la falta de fuentes de ingresos llevaría a una buena parte de la población a encontrarse en situación de pobreza y otra, en pobreza extrema. Lo anterior, genera un reto adicional para el Gobierno Nacional, puesto que, luego de luchar por disminuir la incidencia de la pobreza en el país, se vería un profundo retroceso en el desarrollo económico de Colombia, que podría tardar años en recuperarse.



Fuente: INEI, INEC, IBGE, DANE, INDEC, CONEVAL, Banco Mundial

3. INDUSTRIA O&G

Producción de petróleo y gas

La producción de petróleo se ha visto impactada por la doble coyuntura actual, llegando a niveles no vistos hace más de diez años. A pesar de haber iniciado 2020 con un aumento en los volúmenes producidos, la suspensión de actividad y los altos costos asociados a la operación propiciaron el cierre de algunos campos y proyectos, siendo afectados principalmente los crudos

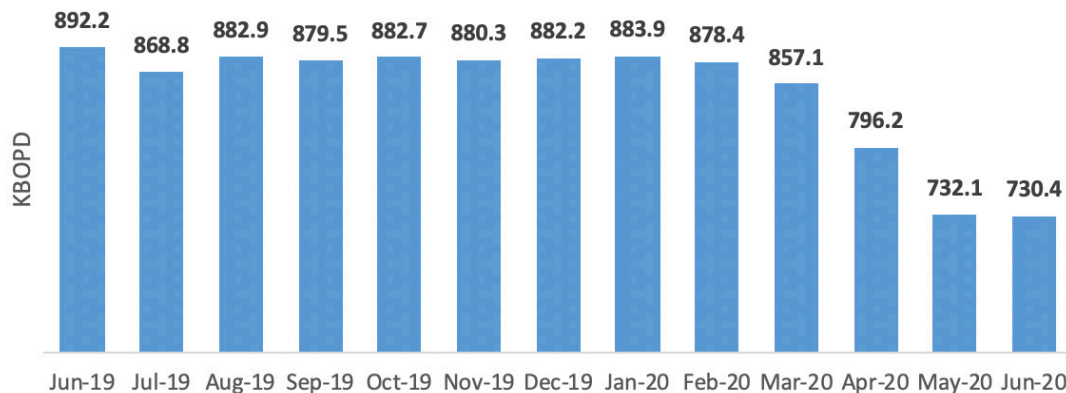
pesados y aquellos campos que implementan proyectos de recobro mejorado y optimización de la producción.

Para el mes de junio de 2020, la producción se ubicó en 730,4 KBOPD, representando así una disminución de 18,1% respecto al mismo periodo en 2019, una diferencia no vista desde 2001. Con este último dato, la producción para la primera mitad del año fue de 813

KBOPD, por lo que, se evidenció una caída de 8,9% frente al primer semestre de 2019, cuando la producción de petróleo se situó en 894 KBOPD.

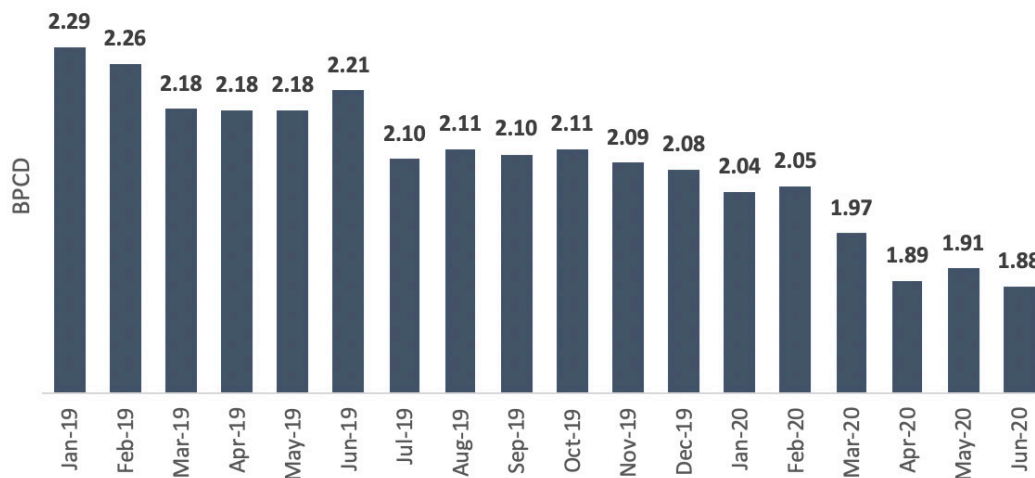
En términos de gas natural, la producción fiscalizada para el mes de junio de 2020 fue de 1.880 millones de pies cúbicos por día (MPCD), lo cual representa una disminución de 15% en relación con la producción de junio de 2019 (2.210 MPCD). Así mismo, los volúmenes producidos durante el primer semestre fueron en promedio 1.957 MPCD, estableciendo así, una diferencia de 11,7% con respecto a la producción del mismo periodo en 2019 (2.200 MPCD). Tal diferencia obedeció principalmente a la disminución en el consumo de gas y la producción de gas asociada a pozos cerrados en campos de crudo.

Producción de petróleo en Colombia



Fuente: MME y ANH

Producción fiscalizada de gas en Colombia



Fuente: MME y ANH

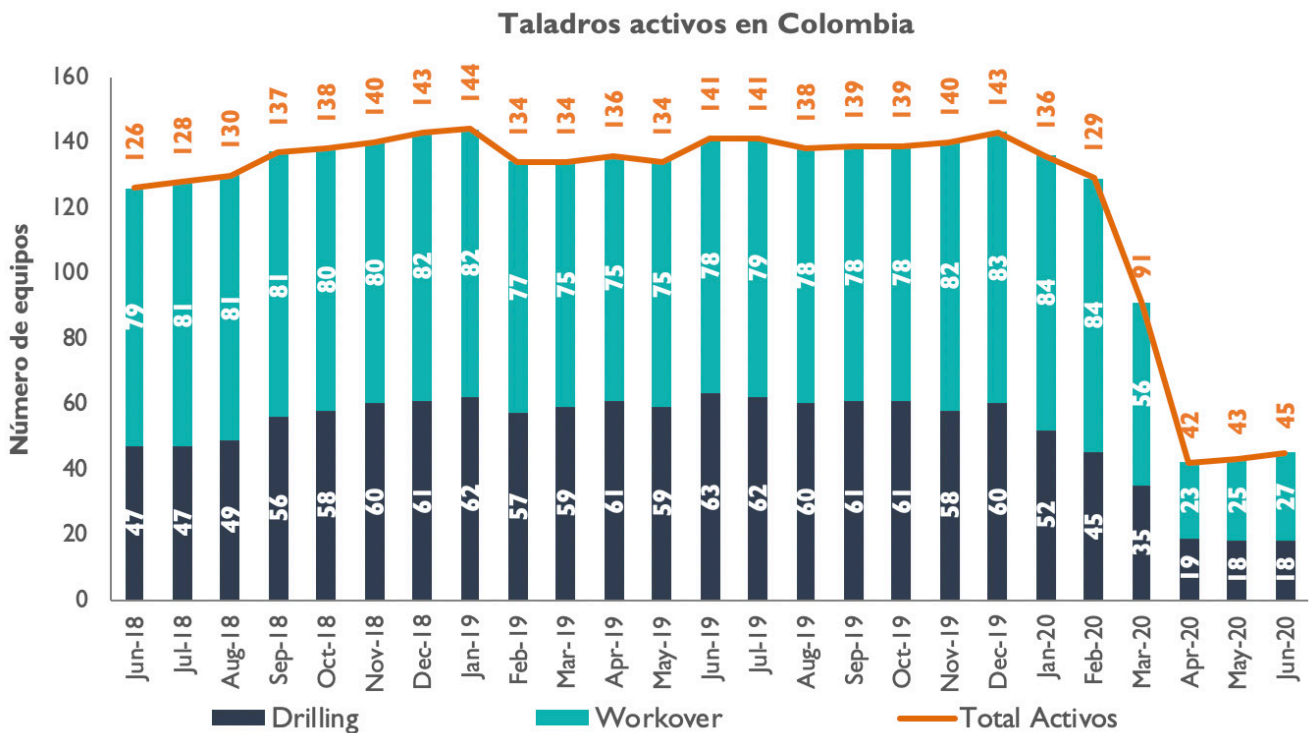
Actividad de taladros

La actividad de taladros es un indicador líder de la industria el cual se relaciona con la actividad exploratoria y anticipa el comportamiento de la producción. Debido a la naturaleza del negocio, el conteo de taladros activos posee una alta correlación con la cotización Brent, con entre tres y cuatro meses de rezago, por lo cual, los movimientos del mercado internacional son determinantes para este segmento de la industria.

El 2020 inició con un total de 136 taladros activos, 52 de *drilling* y 84 de *workover*. Sin embargo, los menores niveles en la cotización Brent generaron recortes en los planes de inversión de las empresas E&P, disminuyendo la contratación de equipos de perforación y *workover*. Lo anterior, se vio profundizado por las limitaciones en la operación y en la movilidad de personal, debido a las medidas nacionales de contención a la propagación del COVID-19. Bajo estas condiciones, el conteo de taladros llegó a un mínimo de más de tres años en abril, con un registro de 42 equipos activos, 19 de *drilling* y 23 de *workover*.

Luego de tocar fondo, la aplicación de los protocolos de bioseguridad de la industria y los mejores precios del crudo, permitieron iniciar un leve proceso ascendente en la actividad de taladros. En efecto, en mayo se observó el incremento de un equipo y en junio la actividad total de taladros se ubicó en los 45 equipos, 27 de *drilling* y 18 de *workover*. Y, aunque el total de activos *drilling* se mantuvo, es importante resaltar que los taladros en operación han mostrado un lento crecimiento en los últimos dos meses, pequeño pero que genera positivismo en el mercado.

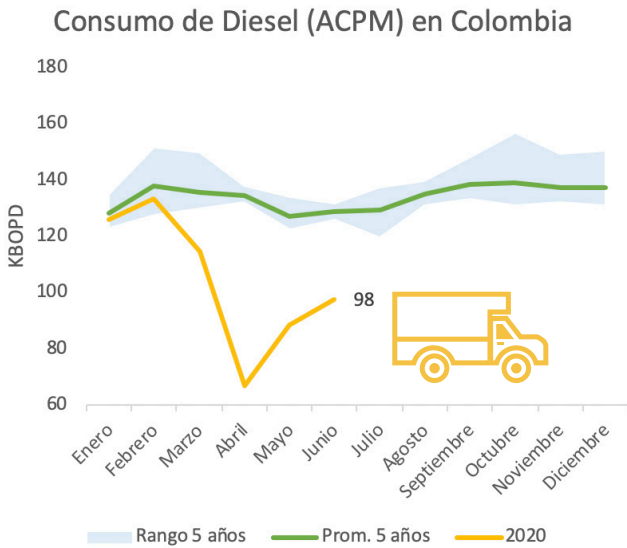
Si bien, el desempeño y perspectivas de este segmento dependen en gran medida del comportamiento de los precios internacionales del petróleo, los niveles actuales y las políticas de reapertura económica, industrial y comercial, permiten pensar en una recuperación en lo que resta del año, siempre y cuando se dé la reactivación petrolera que lideran el Gobierno Nacional y la industria.



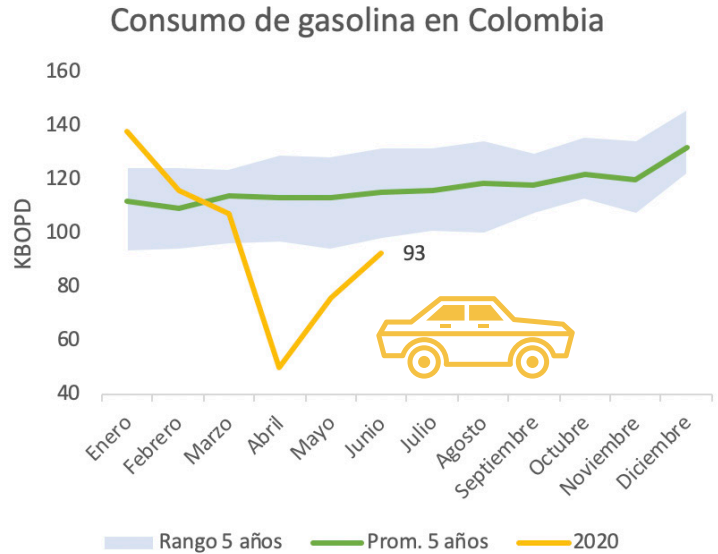
Fuente: Campetrol

Refinerías y consumo de combustibles

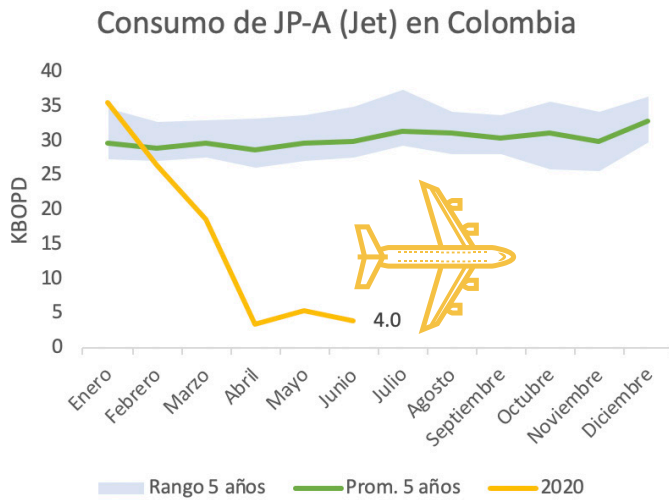
La coyuntura actual del COVID-19 ha resultado en mínimos históricos en la tendencia de movilidad a nivel global, y Colombia no ha sido la excepción. Esta tendencia se ha visto reflejada en los principales combustibles, cuyo consumo ha disminuido aproximadamente 45% en el segundo trimestre de 2020, a comparación del mismo periodo en 2019.



Fuente: MME y Ecopetrol



Fuente: MME y Ecopetrol

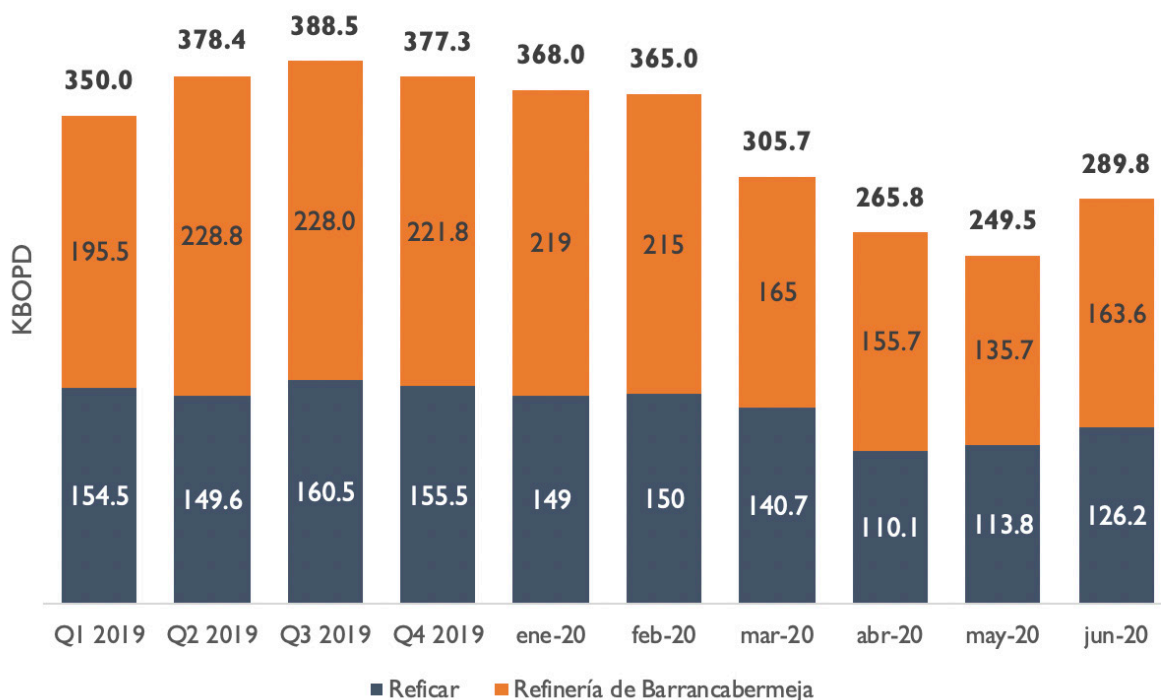


Fuente: MME y Ecopetrol

Como consecuencia de lo anterior, el segmento de la refinación estuvo muy afectado por la situación durante el primer trimestre del año, pero principalmente en el segundo trimestre. En términos generales, la carga total a las refinerías fue de 268,4 KBOPD en el segundo trimestre, lo cual representó una caída de 29% frente a los 378 KBOPD cargados durante el mismo periodo de 2019, y una reducción de 22% frente al primer trimestre de 2020 (346 KBOPD), ciclo que se vio beneficiado por la curva ascendente que llevaba el sector a principio de año.

Ciertamente, el segundo trimestre del año fue el más impactado por la coyuntura del COVID-19 en términos de demanda. Sin embargo, la carga a refinerías ha iniciado un importante periodo de recuperación, manteniendo un crecimiento de 53% y 15% desde el mes de junio para las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, respectivamente.

Carga a Refinería en Colombia



Fuente: MME y Ecopetrol

Reacciones del Gobierno para proteger el sector O&G ante la pandemia

Muy importante ha sido la gestión del Gobierno Nacional, que ha buscado el menor impacto posible en toda la cadena del sector de O&G, para que continúe siendo uno de los motores de crecimiento del país en la pos-pandemia. En especial, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos está el diseño y construcción de un plan petrolero a 2040, cuyo objetivo es trazar la hoja de ruta del sector de O&G en el largo plazo, y que sirva como un impulso a la reactivación del sector.

Mientras tanto, el sector estará a la expectativa del desarrollo de las próximas subastas petroleras que adelante la ANH, en especial, a la espera que en el tercer ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas - PPAA se puedan asignar al menos cinco propuestas de áreas y contratos E&P, que den el inicio al proceso de reactivación del sector.

Posteriormente, se espera que se pueda anunciar en relativo corto plazo el cuarto ciclo de las subastas de bloques de E&P de petróleo y gas, con el objetivo de que se pueda hacer la asignación de la mayor cantidad de áreas posibles, bajo los términos del PPAA y los específicos de esta convocatoria. Lo anterior se deberá hacer bajo un esquema competitivo, en el que se vea esta crisis como una oportunidad para que Colombia compita exitosamente por la inversión petrolera con las otras economías de la región.

Armando Zamora, Presidente de la ANH, ha comentado recientemente que Colombia cuenta con un importante potencial en el *onshore* convencional, con un estimativo de recursos por descubrir (YTF) del orden de 6 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (Analitik, 2020). Esta cifra no incluye el potencial que tendrían los yacimientos no convencionales, ni el *offshore*.

Los resultados de estos ciclos del PPAA dependerán en buena medida de que se dé una estabilidad en el mercado de tres o cuatro meses con precios del petróleo por arriba de los 40 USD/Bl en su referencia Brent, y que, aún en el actual equilibrio inestable de los mismos, se mantenga el nivel de balance actual entre oferta y demanda de crudo a nivel global, que contribuya a disminuir la incertidumbre que enfrenta el mercado.

Por otra parte, para mantener la actividad, la ANH ha propuesto una serie de alivios para las compañías de E&P. Según Armando Zamora, éstos están enfocados en reducción de garantías, aplazamiento de inversiones y un posible aplazamiento del pago de derechos económicos (El Espectador, 2020). En este sentido, Zamora informó que las medidas que generaron mayor número de solicitudes de parte de la industria fueron el aplazamiento de inversiones, donde se recibieron solicitudes por USD 336,7 millones, así como la reducción de garantías.

Desde Campetrol, apoyamos las iniciativas del Gobierno Nacional para la reactivación del sector a través del PPAA, la realización de los Proyectos Piloto de Investigación Integral PPII's, el *offshore* y los proyectos de recuperación mejorada EOR.

El desarrollo de estos proyectos podría poner a Colombia en el mapa petrolero internacional como uno de los más importantes receptores de inversión en la región y expandiría el precario horizonte de autosuficiencia en petróleo y gas con el que hoy cuenta Colombia.

La industria petrolera es la mayor fuente de ingresos que tendría el Gobierno Nacional, tanto en el corto y mediano plazo, para hacer frente a los retos que implica la economía pos-pandemia. Desaprovecharlos, implicaría una pérdida económica y un costo fiscal muy fuerte, sobretudo en estos momentos cuando la economía colombiana tambalea. Por eso resulta tan crucial la apuesta por la reactivación del sector de hidrocarburos y la competitividad del país en medio de la pandemia.



CONCLUSIONES

Económico

Al analizar la crisis de doble coyuntura por la que estamos pasando en la actualidad, entendemos que los fundamentales que la causan son de tipo estructural y no solo especulativo. Lo anterior nos indica que, esta crisis va a incidir profundamente en la economía nacional y que debemos prepararnos para una lenta recuperación. Sin embargo, y a pesar de que los efectos de la crisis aún no pueden ser cuantificados, gracias a las sólidas bases económicas y al impulso con el que contaba el país previo a la pandemia, se espera que las consecuencias económicas sean de menor escala en comparación con los demás países de la región.

Con la coyuntura actual se ha presentado un nuevo reto para el país en sus cuentas externas. Los bajos niveles en los precios del crudo, la contracción en la demanda de EE.UU. y China, y la creciente aversión al riesgo ante la incertidumbre de los mercados mundiales, representan un impacto adicional que genera importantes riesgos a la baja en los indicadores externos del país.

Frente a las condiciones globales, Colombia deberá buscar la recuperación de sus volúmenes de exportación a partir del impulso al sector petrolero y una diversificación de la canasta exportadora. Sin embargo, para conseguir diversificar las cuentas externas, tanto en exportaciones como en IED, se debe contar con un tejido industrial fuerte, consolidado y competitivo a nivel regional y mundial.

De ahí que, ante las dificultades por las que pasa la economía global y la colombiana, cobran una mayor importancia las políticas tributarias que busquen incentivar la actividad industrial y mejorar su competitividad.

Por otra parte, con la necesidad del Gobierno Nacional por incrementar el gasto para atender la pandemia, es seguro que las condiciones fiscales del país se deterioren en 2020. Lo anterior, implicaría mayores niveles de deuda gubernamental, acompañada de una nueva reforma tributaria, lo que podría afectar negativamente la calificación de riesgo país, un determinante para los flujos de inversión dirigidos a la región.

Social

La empresa privada se ha enfrentado a un nuevo paradigma ante la pandemia. Si bien las estrategias tecnológicas y de reinversión, y los alivios gubernamentales han reducido el impacto negativo, gran cantidad de compañías y negocios han perdido la sostenibilidad financiera, llegando a declararse en banca rota o en reorganización, lo que a su vez ha disparado los índices de desempleo en Colombia.

Una de las prioridades del Gobierno Nacional ante la crisis actual es minimizar el impacto social, sin embargo, los altos niveles de informalidad laboral han profundizado el efecto de la cuarentena, puesto que estos hogares son más vulnerables ante las restricciones en la movilidad y son incapaces de mantener sus ingresos bajo estas condiciones. En este sentido, el progreso de los últimos años en la reducción de la pobreza y desigualdad podría verse perdido.

Ante a la dificultad a la hora de evitar la destrucción de empleos ante la coyuntura actual, se requieren políticas gubernamentales que busquen reactivar la economía y la contratación de mano de obra. Si bien una vez se lleve a cabo una reapertura nacional, las empresas necesitarán fuerza laboral, para volver a los niveles de la pre-pandemia se necesitará un esfuerzo conjunto entre el sector privado y el Gobierno.

Industria O&G

Son evidentes los impactos de la actual coyuntura en la actividad del sector, tanto en la normal realización de las operaciones, como en la puesta en marcha de nuevos proyectos y desarrollos. Si bien aún tenemos cierto margen de operación, a comparación de muchos otros países, los bajos precios y las restricciones de movilidad han obligado a las empresas operadoras a recortar sus planes de inversión y de actividad para 2020.

La clave para superar esta situación de la mejor forma será mantener una estricta disciplina de capital y poder alcanzar importantes niveles de eficiencias operacionales, teniendo como base la innovación en tecnología y procesos.

Apoyamos al Gobierno Nacional en su hoja de ruta 2040. El sector de O&G en Colombia, en toda su

cadena de valor, está comprometido con ser el principal motor de la recuperación de la economía en la pospandemia. En este sentido, se hace necesario articular todos los esfuerzos para tener un sector competitivo, de talla mundial, que sea un gran imán de inversión.

Por esta razón, debemos trabajar unidos, Gobierno, Industria y Territorio, en el fortalecimiento de un sector que representa tanto para la estabilidad económica del país. Desde Campetrol vemos un sector resiliente y mejor preparado para superar esta crisis, eso sí, con un alto costo para los diferentes actores de la cadena de valor del petróleo y gas en Colombia.

Solo mediante una oferta de bienes y servicios petroleros sostenible, la industria petrolera en Colombia también será sostenible y competitiva. Unidos, a través de sinergias y esfuerzos conjuntos, el sector seguirá siendo por muchos años más uno de los principales motores del desarrollo económico y social del país. Es muy importante y urgente apostar en este sentido por la reactivación del sector de O&G y la competitividad del país en medio de la pandemia. 🍀

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 de 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 para 50 personas. Gestión en lugar de preferencia.

Mayor información:

Clarena Bermúdez - Coordinadora de Eventos
eventos@campetrol.org
(+571) 6170188-6170204 ext 102 | 3102972386

CONOCE Y PAUTA EN



ABRIL DE 2020
INFORME TALADROS

Presentación de PowerPoint x +
campetrol.org/wp-content/uploads/2020/05/Informe_Taladros-abr_2020.pdf

MONITOR DE PRECIOS
Recuerde nuestra Edición Especial COVID-19 MONITOR DE PRECIOS EDICIÓN ESPECIAL AQUÍ

PRINCIPALES INDICADORES*	Apertura 1-Jun-2020	Cierre 1-Jun-2020
Brent	38,46	66,78
WTI	33,30	53,49
TRM	83,718	83,377
Dubái	37,60	60,09
Canasta OPEP	28,45	64,15
Arab Light	32,60	62,27
Rango del día Brent	37,47	38,62

* Fuente: Bloomberg

BALANCE OFERTA Y DEMANDA

OFERTA **DEMANDA**

Se muestra un aumento de la oferta de 22,5%.

Se muestra un aumento de la demanda.

Los precios, particularmente de la OPEP, continúan por una recuperación del petróleo.

Se muestra un aumento de la oferta de 22,5%.

Se muestra un aumento de la demanda.

35,39 USD
Precio (may 25 - may 29)
+0,22% var. semanal

Los precios marcan tendencia al alza

En la semana del 25 al 29 de mayo, el Brent y el WTI registraron un precio promedio de 35,4 USD/BL y 33,9 USD/BL, respectivamente, equivalente a una variación de 0,9% y 2,8% frente a la semana anterior, recuperando las pérdidas de semanas pasadas. El Brent abrió el lunes 25 de mayo en 35,5 USD/BL y cerró en 35,3 USD/BL en la jornada del viernes 29 de mayo, mientras el WTI abrió en 33,3 USD/BL y cerró en 33,5 USD/BL. Otras referencias de crudo como Dubai y la canasta OPEP también registraron incrementos frente a la semana anterior, ubicándose en 36,9 USD/BL y 28,5 USD/BL, respectivamente, al cierre del viernes.

En esta semana, la tendencia se marca al alza. Cabe resaltar que los precios continúan sobre niveles no observados en dos meses, y se mantienen a lo largo de la semana. Los factores que mueven el mercado hoy son las perspectivas positivas sobre la recuperación de la demanda de crudo de las principales agencias de energía, y los recortes en producción que adelantan los principales productores.

Sin embargo, persiste el riesgo de una nueva ola de contagio por COVID-19 que podría en riesgo la demanda, de tal manera que los precios no retornen los niveles previstos a la guerra de precios entre Arabia Saudita y Rusia.

Oferta

Según cifras preliminares resultado de una encuesta a los miembros de la OPEP, el comité ha cumplido en su mayoría con el acuerdo de reducción de oferta. De los 13 miembros originales, 11 han llevado a cabo los recortes pactados, siendo Nigeria e Irak los únicos que no alcanzaron la meta durante mayo. Con esto, la organización alcanza un 74% de cumplimiento. Cabe resaltar que Arabia Saudita está produciendo incluso por debajo de la meta establecida, pues junto a Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, ha realizado recortes voluntarios desde abril. Este hecho ha generado calma en el mercado, de tal manera que los precios se cotizaron por encima de los 35 USD/BL.

Comportamiento de Precios del Petróleo

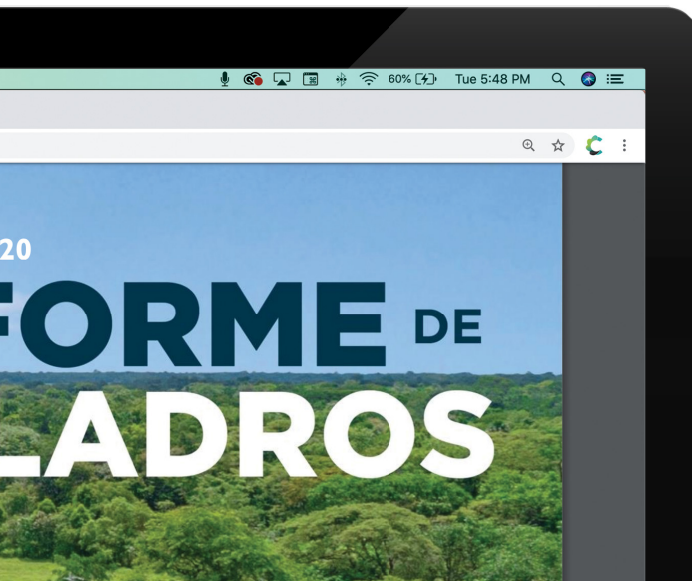
Gráfico de líneas que muestra el comportamiento de los precios del petróleo (USD/Barrel) desde 2010 hasta 2020. Se incluyen series para Brent Forward 3 meses, Brent Forward 6 meses, WTI Forward 3 meses, y WTI Forward 6 meses. El gráfico muestra una caída significativa en los precios a principios de 2020, seguida de una recuperación.

Magazine
Según cifras preliminares resultado de una encuesta a los miembros de la OPEP, el comité ha cumplido en su mayoría con el acuerdo de reducción de oferta. De los 13 miembros originales, 11 han llevado a cabo los recortes pactados, siendo Nigeria e Irak los únicos que no alcanzaron la meta durante mayo. Con esto, la organización alcanza un 74% de cumplimiento. Cabe resaltar que Arabia Saudita está produciendo incluso por debajo de la meta establecida, pues junto a Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, ha realizado recortes voluntarios desde abril. Este hecho ha generado calma en el mercado, de tal manera que los precios se cotizaron por encima de los 35 USD/BL.

LOS AFILIADOS OPINAN
Gestión financiera
LOS AFILIADOS SON PROTAGONISTAS
INVITADO ESPECIAL
ENTREVISTA
EL CAMBIO DEL PETRÓLEO Y GAS

¡RESERVA YA TU PAUTA!

NUESTROS DOCUMENTOS



Esríbenos para más información

Catalina Soto | comunicaciones@campetrol.org | (+571) 6170188-6170204 ext 105



IMPACTO DE LA PANDEMIA EN EL SEGMENTO DE BIENES Y SERVICIOS PETROLEROS





3. IMPACTOS SOBRE LAS COMPAÑÍAS DE B&S

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de medir los impactos iniciales del COVID-19 y de la coyuntura de precios del petróleo, desde Campetrol hemos realizado varios ejercicios enfocados en acercarnos a nuestros más de 115 afiliados y cuantificar la manera en la que estos dos hechos han afectado sus operaciones.

Por un lado, en nuestro documento trimestral “Balance Petrolero” hicimos una encuesta que buscó medir el impacto de la caída de precios y la pandemia en el primer trimestre del año. Posteriormente, el equipo directivo de Campetrol inició un proceso de acercamientos y videollamadas a las 117 compañías afiliadas a la Cámara, un proceso que inició en el mes de mayo y culminó exitosamente en junio. Dado el buen recibo de este programa por parte de nuestros afiliados, en este momento nos encontramos adelantando una segunda ronda de reuniones que se espera terminar en octubre. En este ejercicio logramos comunicarnos, individualmente, con cada uno de los gerentes de nuestras compañías afiliadas, y entender así la afectación, los impactos, pero sobretodo, la determinación, coraje y resiliencia que tienen cada uno de nuestros afiliados, con gran capacidad para sacar lo mejor de sí mismos y salir adelante en esta coyuntura. En las encuestas se refleja en su totalidad lo que hemos visto en estos espacios.

Estas reuniones han servido para entender cómo se han configurado los impactos sobre las compañías

de bienes y servicios, y en general de todo el sector de O&G. Pudimos conocer las necesidades de éstas ante la suspensión de actividades por parte de las compañías de E&P, lo que ha llevado a suspender contratos y órdenes de servicios.

Finalmente, a raíz de la elaboración de este documento, realizamos una encuesta enfocada en la competitividad y en lo que cada una de las compañías requiere para lograr reactivar su negocio en la pospandemia. Esta encuesta, a modo de estudio de mercado, nos permite tener una visión más clara de cómo fue el primer semestre de 2020 y unas perspectivas de cómo cerrarían este año las compañías.

Estamos ante una situación muy complicada que nos obliga a sacar lo mejor de nosotros y a impulsar el sector de bienes y servicios petroleros, columna vertebral de la industria de O&G. En los meses siguientes volveremos a elaborar esta encuesta, con el objetivo de poder medir el desarrollo de estos sucesos.

Es necesario garantizar, de manera conjunta entre los segmentos de E&P y de B&S la sostenibilidad operacional en el largo plazo. Tener un sector competitivo es tarea de todos, y se vuelve urgente ante esta coyuntura. Desde Campetrol, lo más significativo al final de todo este ejercicio de reuniones individuales es ver el temple de las compañías afiliadas y de sus gerentes. Estamos seguros de que saldremos muy fortalecidos de esta crisis.

ENCUESTA DE IMPACTOS INICIALES DEL COVID-19

Campetrol presenta los resultados de la encuesta trimestral de perspectivas económicas del sector de bienes y servicios petroleros para el primer trimestre de 2020. Los resultados permiten analizar la percepción de las compañías frente a su desempeño interno, al del sector petrolero y de la economía nacional. Teniendo en cuenta este criterio, la presente encuesta captura un 61% de las compañías afiliadas, lo que garantiza representatividad del total de empresas afiliadas a Campetrol. Esta encuesta se elabora de manera trimestral y se publica con esa periodicidad en nuestro documento “Dimensión Energética –

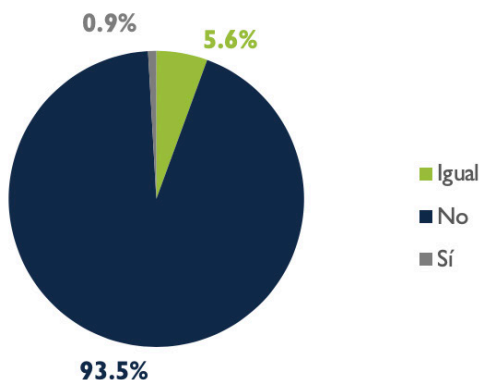
Balance Petrolero”, de modo que podemos hacer un seguimiento trimestre a trimestre de la evolución del estado de las compañías.

Los resultados para el primer trimestre de 2020 muestran el impacto del doble choque en el desarrollo normal de la actividad. Si bien el lector encontrará resultados más cuantitativos sobre las compañías en la segunda encuesta que se presentará en la siguiente sección, la presente encuesta sirve como una línea base para hacer seguimiento a la coyuntura, y de ahí su valor agregado al mostrarla de manera previa.

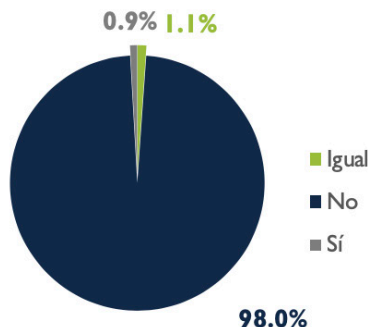
Desempeño Económico en el primer trimestre del año

Los resultados evidencian el impacto de los precios bajos del crudo y del COVID-19 en el desarrollo normal de la actividad. Lo anterior ha generado que la percepción de los afiliados sea negativa en cada una de las cuatro preguntas que se muestran a continuación.

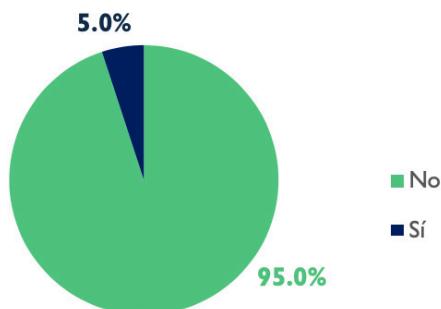
Culminado IT de 2020, ¿Su empresa se encuentra mejor económicamente frente al cierre de 2019?



Culminado el IT de 2020, ¿El sector petrolero se encuentra mejor que en el cierre de 2019?



¿Enfrenta su empresa “cuellos de botella” por dificultad para conseguir los empleados para poder suplir la demanda?



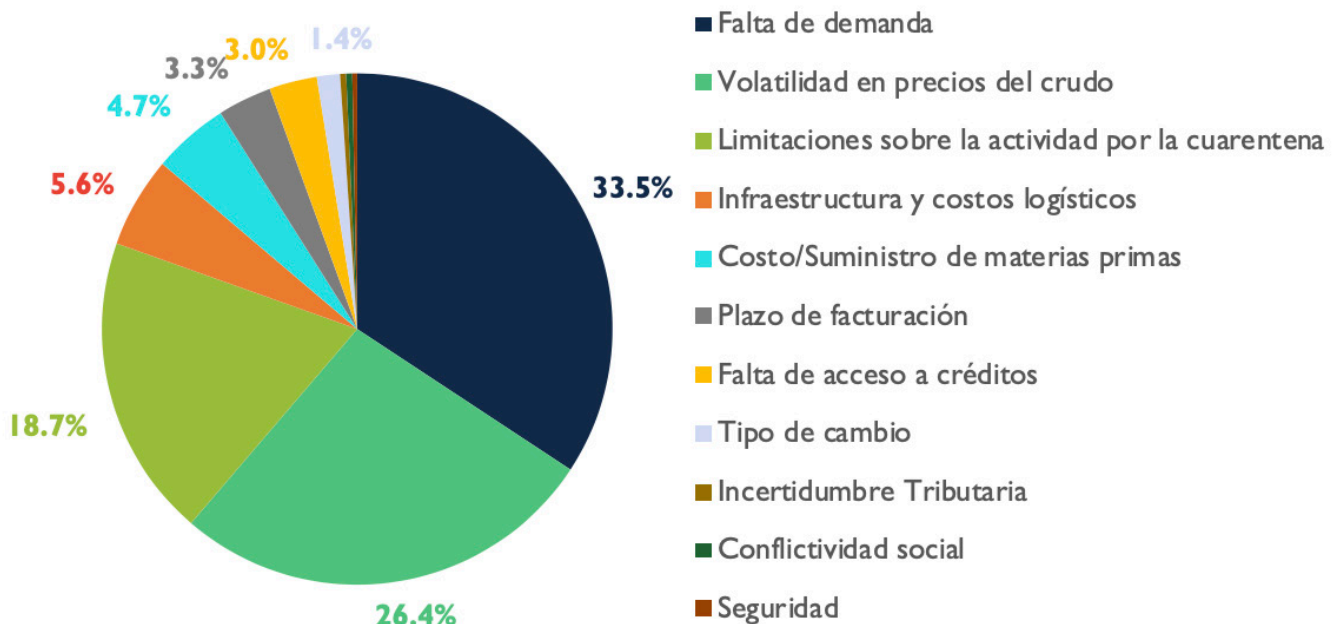
Nota: Según el tamaño de la compañía, medido por ingresos operacionales, y la actividad que desarrolla, se clasifica dentro de seis categorías, a saber: A, B, C, D, E y Adherente, siendo A empresas pequeñas, y E empresas de más ingresos. A partir de la clasificación se determina el valor de la cuota dentro de Campetrol. Los resultados presentados se analizan ponderando la representatividad en la submuestra de las empresas que respondieron la encuesta, bajo el criterio del monto de cuota que pagan en Campetrol. Este indicador sirve como proxy de representatividad en el mercado total de B&S petroleros en Colombia.

Las empresas han sentido la crisis no solo en sus ingresos, sino en el desempeño general del sector petrolero y en el volumen de contratos de servicios. Los resultados del primer trimestre de 2020 contrastan con los de cierre de 2019, cuando un 80% de las compañías veían mejor su desempeño económico, y un 43% esperaba que en el primer trimestre del año su situación mejorara o se mantuviera estable.

La percepción frente al sector petrolero desmejoró considerablemente. Pasó de un 81% de favorabilidad en el tercer trimestre de 2019, a 13% en el cuarto trimestre y a 0,9% en el primer trimestre de 2020. Con respecto a los cuellos de botella para conseguir empleados, se ha observado una reducción en el porcentaje de empresas que padecen esta dificultad. En efecto, en el primer trimestre de 2020 fue tan solo un 5%, mientras que en el tercer trimestre de 2019 fue un 80% y en el último trimestre un 40%. A pesar de tener permisos especiales para operar en medio del aislamiento obligatorio, los precios no han sido favorables, por lo que las operadoras de E&P han realizado ajustes a sus planes de inversión. Como consecuencia de esto, un 89,2% de las compañías han percibido una disminución en el volumen de contratos. Lo anterior contrasta con el 6% de cierre de 2019.

Dentro de las principales problemáticas que enfrentaron las empresas en el primer trimestre del año resaltan la falta de demanda, la volatilidad en los precios y las limitaciones sobre la actividad por la cuarentena.

Problemáticas que enfrentan las empresas actualmente



Fuente: Campetrol

Impactos iniciales del COVID-19 – primer trimestre

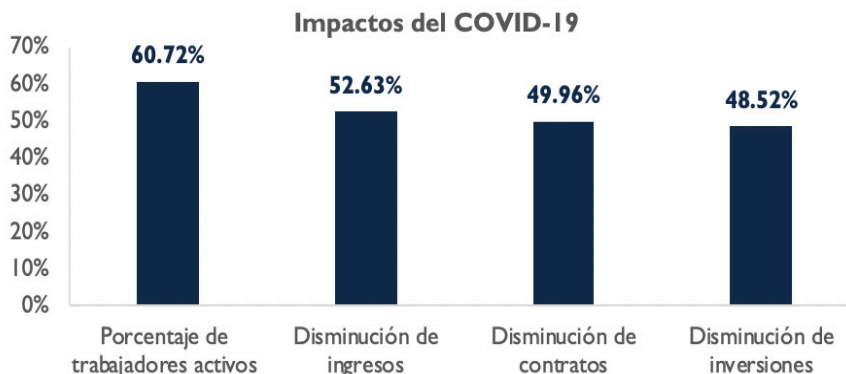
Ante la coyuntura que enfrenta el sector, resulta importante evaluar los impactos iniciales del COVID-19 en las compañías de B&S e identificar aquellos aspectos por los que más se han visto afectadas. Aunque los decretos de aislamiento preventivo obligatorio contemplan excepciones para empresas del sector petrolero, un 71% de las compañías encuestadas vio limitada durante el primer trimestre del año de manera parcial o totalmente su actividad, enfrentando consecuencias en sus ingresos y en la contratación de sus bienes y/o servicios.

Así mismo, el 60,7% de las compañías vio disminuido el porcentaje de sus trabajadores activos en el primer trimestre de 2020. El 52,6% vio cómo se disminuyeron sus ingresos, al 49,9% sus contratos y el 48,5% vio una caída en las inversiones.

Por otra parte, el 100% de las compañías encuestadas aseguran que están preparadas para retomar su actividad con normalidad, pues cuentan con todos los protocolos de bioseguridad que exige el Gobierno Nacional, y han trabajado desde el inicio de la pandemia en reforzar temas de salud y bienestar en el trabajo. Sin embargo, ante esta dramática caída en los ingresos, el 35% de las compañías enfrentaron dificultades en este primer trimestre para acceder a líneas de crédito por parte de la banca privada de cara a la coyuntura a la que actualmente se enfrentan.

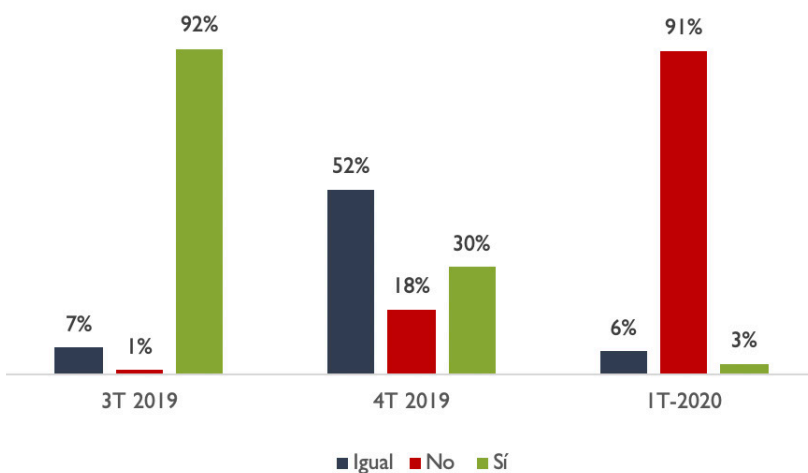
Perspectivas económicas

Teniendo en cuenta que el mayor impacto de las medidas de aislamiento y de los bajos precios del crudo se observó al inicio del segundo trimestre, la perspectiva de las compañías sobre el futuro de su actividad, del sector petrolero y de la economía nacional ha empeorado notablemente. En efecto, en el primer trimestre de 2020, un 91% de las empresas pronosticaron que su desempeño económico empeoraría para el segundo trimestre del año. Un registro muy superior al evidenciado en el último trimestre de 2019, cuando un 18% de las empresas preveía que su desempeño económico empeorara en el primer trimestre de 2020.



Nota: Los resultados de esta encuesta no fueron ponderados, pues para evaluar los impactos del COVID-19, no se considera el tamaño de la empresa. Tanto empresas grandes como pequeñas y medianas se han visto perjudicadas por la coyuntura, y buscamos evaluar el tamaño de la afectación y las principales necesidades de todas nuestras empresas independiente de su volumen en el mercado. Fuente: Campetrol.

¿A su empresa le estará yendo económicamente mejor en el segundo trimestre del año?



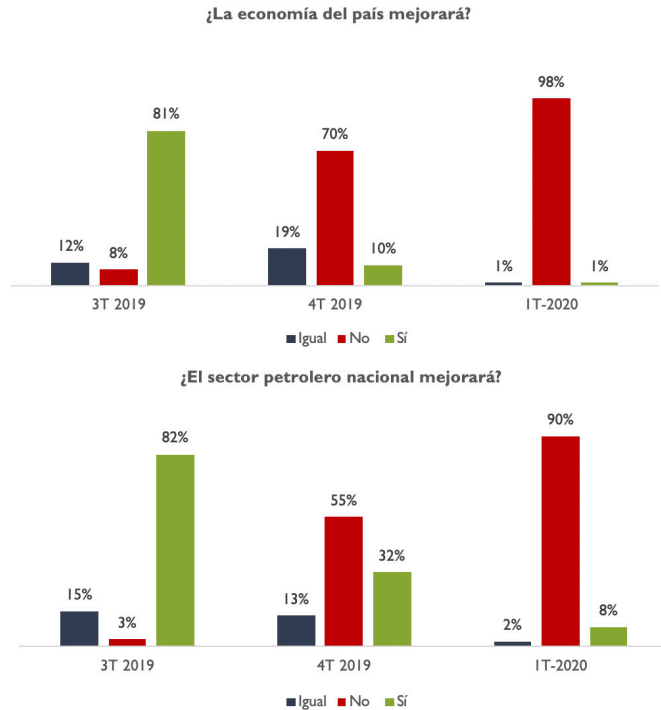
Fuente: Campetrol

Por otra parte, un 90% de las empresas pronosticaron que el sector petrolero empeoraría para el segundo trimestre del año. En contraste con el registro del último trimestre de 2019, cuando un 55% de las empresas preveía que el sector se deteriorara en el primer trimestre de 2020. Ahora bien, un 98% de las empresas consultadas esperan que la economía del país se agrave en el segundo trimestre de 2020. Mientras que, en la encuesta de cierre de 2019 un 70% esperaba un deterioro económico nacional en el inicio de 2020.

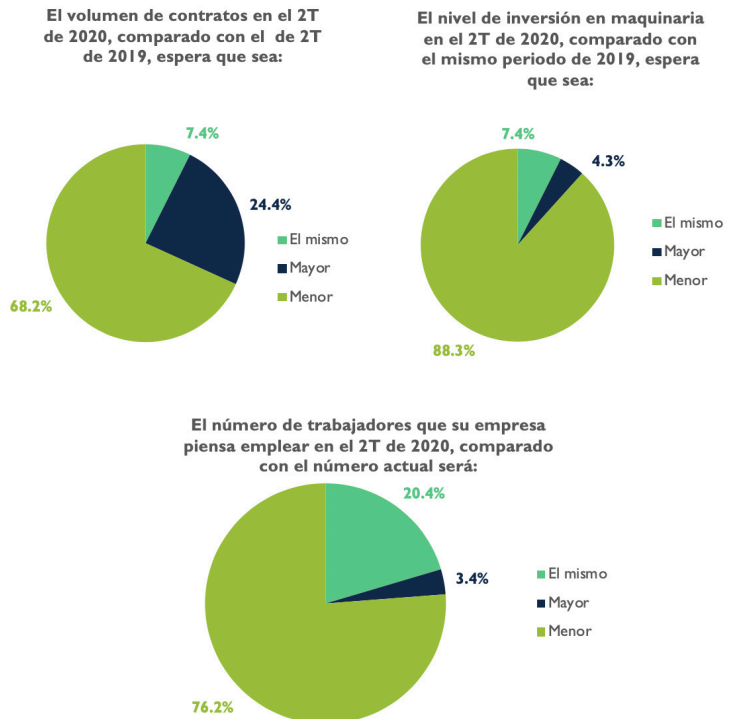
Finalmente, la encuesta nos muestra que un 88,3% de las compañías espera reducir las inversiones en maquinaria y equipo para el segundo trimestre del año, en línea con la perspectiva negativa en el volumen de contratos.

En términos laborales, en el primer trimestre de 2020 un 76,2% de las compañías espera emplear menos personal en el segundo trimestre del año. En contraste con el último trimestre de 2019, con un 11% de afiliadas que esperaban contar con menores empleados en los primeros meses de 2020. Por otro lado, con respecto a las principales problemáticas que esperan las compañías en el segundo trimestre de 2020, la falta de demanda encabeza la lista con un 33,5% de las respuestas. En segundo y tercer lugar de importancia se encuentran las limitaciones a la actividad producto de la cuarentena y los bajos precios del crudo, con 23,7% y 17,6%, respectivamente.

Al analizar estos últimos resultados podemos concluir que la falta de demanda ha sido un obstáculo persistente para nuestras compañías afiliadas en los sondeos anteriores. Sin embargo, ésta se explicaba por la ausencia de incentivos, en medio del ambiente de reactivación que se tenía en el 2019. En la actualidad, la menor demanda se ha visto profundizada por la ralentización de la economía nacional e internacional, lo cual genera un nuevo reto de política pública para el Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía.

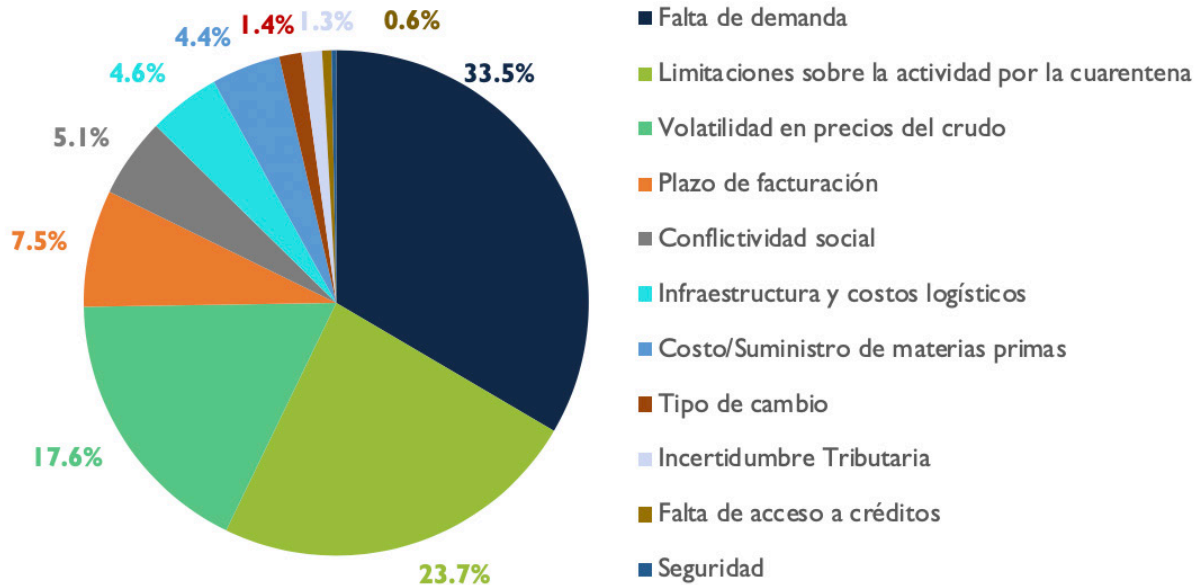


Fuente: Campetrol



Fuente: Campetrol

Problemáticas que enfrentan las empresas a futuro



Fuente: Campetrol

ENCUESTA COMPETITIVIDAD EN LA REACTIVACIÓN

A partir del segundo trimestre del año, los diferentes sectores de la economía han logrado entender más a fondo las consecuencias que tendrá, al menos en el corto plazo, el COVID-19 y el desbalance en los precios del crudo. Esta coyuntura ha cambiado muchas cosas, entre ellas, una que nos han repetido seguidamente nuestros afiliados, y es la dificultad de poder planear a mediano y largo plazo. Hoy, por la coyuntura económica, se rompieron todos los presupuestos y proyecciones, los proyectos se han venido abajo y estamos en una realidad en la cual debemos planear nuestra actividad a dos o tres meses, y hacer un seguimiento a diario de la situación.

En este sentido, desde Campetrol elaboramos una nueva encuesta a todos nuestros afiliados, enfocada en entender más a fondo los impactos de la coyuntura, medir las principales problemáticas que enfrentan las compañías para ser competitivas, conocer la situación de las empresas con corte al primer semestre de 2020, identificar la urgencia de ciertas políticas o

medidas necesarias para poder iniciar un proceso de reactivación del sector de Bienes y Servicios Petroleros, conocer las perspectivas hacia fin de año y entender las afectaciones que la conflictividad social ha tenido sobre las empresas.

METODOLOGÍA

Teniendo en cuenta lo anterior, la presente encuesta captura un 84% de las compañías afiliadas, lo que garantiza la representatividad del total de las empresas afiliadas a Campetrol. Además de presentar resultados agregados para todas las compañías, se desagregan los resultados en seis segmentos de bienes y servicios: Exploración, Evaluación & Desarrollo, Desarrollo & Producción, Logística, Tratamiento y Bienes & Servicios Transversales. Los resultados se muestran en promedios simples, no ponderados, ninguna pregunta era obligatoria y se consolidaron con el programa de analítica e inteligencia de negocios, *Tableau*.

Es importante mencionar que una compañía

puede tener más de uno de los anteriores servicios, de hecho, es casi la regla, en la medida en que la oferta de negocio de las empresas es muy amplia. Las empresas prestan servicios de diferentes tipos, no exclusivos de O&G se categorizan como Servicios Transversales, mientras la sección que encontrará, titulada “total de bienes y servicios”, cuenta con el promedio de todas las compañías que respondieron la encuesta. En este sentido, esta encuesta le permitirá al lector compararse contra sus segmentos de bienes y servicios, como contra toda la industria como tal.

Los servicios que se evaluaron corresponden a la cadena de valor del desarrollo de los hidrocarburos en el país. La clasificación la podemos encontrar de la siguiente manera:

EXPLORACIÓN

Durante esta etapa se realizan los estudios geológicos de la zona de interés y se realizan los cálculos de la probabilidad de encontrar petróleo. Se realiza la preparación de un programa de trabajo, estudios magnéticos, gravimétricos y sísmicos que se llevarán a cabo.

- Estudios de Geológicos & Geofísicos
- Perforación Estratigráfica Y Corazonamiento
- Perforación Exploratoria (A3)
- Completamiento de Pozos
- Servicios Ambientales

EVALUACIÓN Y DESARROLLO

En la etapa de evaluación, estudiamos con mayor detalle los descubrimientos realizados en la fase de exploración de hidrocarburos y tomando en cuenta los resultados de los estudios de viabilidad, se formaliza y se implementa un plan de desarrollo del campo petrolero, a través de la etapa de ejecución de un proyecto de exploración y producción.

- Perforación Exploratoria (A1 y A2)
- Prueba de Pozos
- Completamiento de Pozos
- Evaluación de Yacimientos
- Servicios Ambientales

DESARROLLO & PRODUCCIÓN

Luego de aprobarse el plan de desarrollo del campo petrolero le siguen unas actividades previas antes de entrar en producción, con un primer pozo de desarrollo en un determinado campo. La etapa de producción inicia con las primeras cantidades comercializables de crudo que se extraen del pozo.

- Perforación de Pozos de Desarrollo
- Completamiento de Pozos
- Sistemas de Levantamiento Artificial
- Construcción de Facilidades
- Workover y Well Intervention
- Mantenimiento

LOGÍSTICA

Etapa de transporte del hidrocarburo desde las facilidades cercanas al pozo hasta los lugares de disposición temporal para su respectivo tratamiento.

- Transporte de Hidrocarburos
- Mantenimiento
- Construcción de Estaciones Compresoras y de Bombeo
- Almacenamiento y Comercialización

TRATAMIENTO

Etapa final en la cadena de suministros en la cual el hidrocarburo es tratado, refinado y descompuesto en diferentes sustancias utilizadas en las distintas industrias.

- Ingeniería y Construcción de Plantas De Refinación
- Ingeniería y Construcción de Plantas Petroquímica

BIENES Y SERVICIOS TRANSVERSALES

Aquellos servicios necesarios durante toda la operación y que no son exclusivos del sector de O&G.

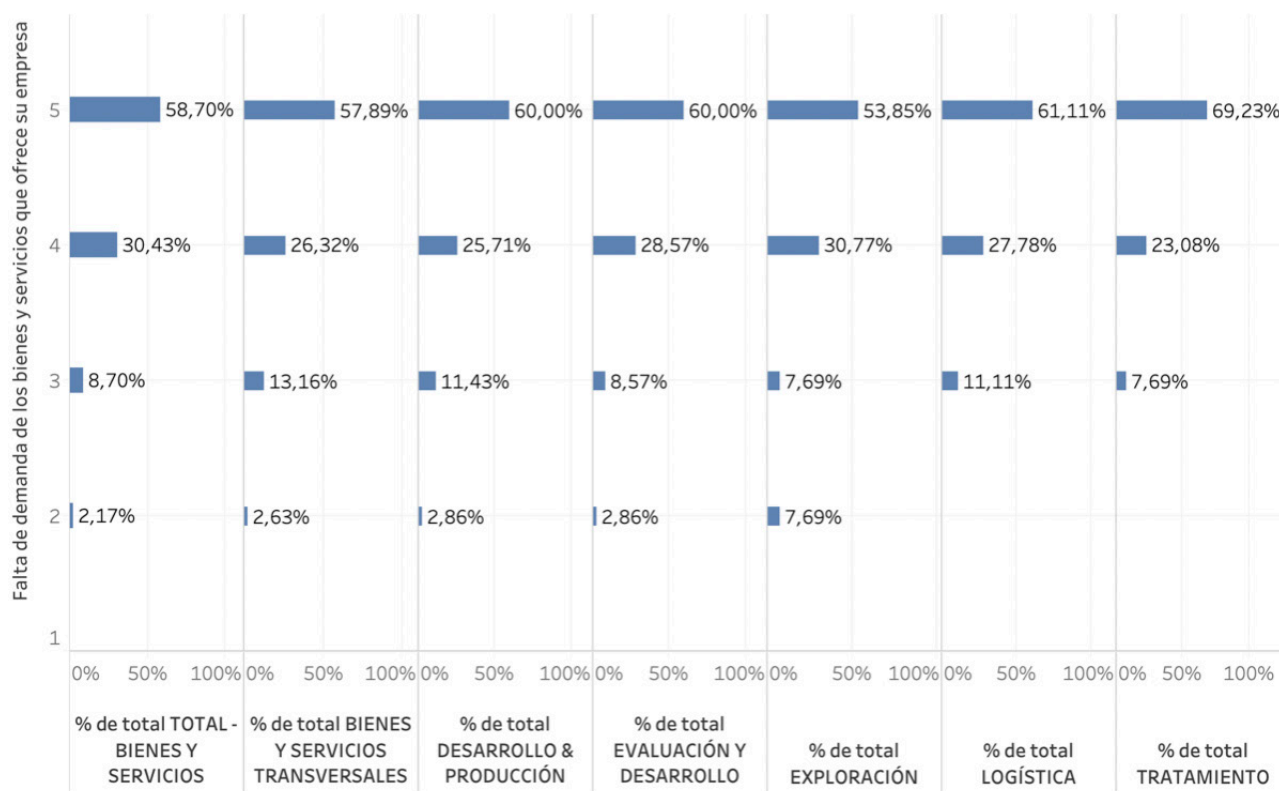
- Atención al Personal
- Servicios Especiales
- Power Supply

COMPETITIVIDAD

La primera sección de la encuesta tiene por objetivo medir cuáles son las principales problemáticas que enfrentan actualmente las compañías de B&S, y que les impiden a estas, y a todo el sector en general, ser competitivas en el mercado. Para ello, se les solicitó a las compañías calificar de 1 a 5 las siguientes problemáticas que enfrentan actualmente las empresas, siendo 1 muy poco importante, 2 poco importante, 3 medianamente importante, 4 importante y 5 muy importante.

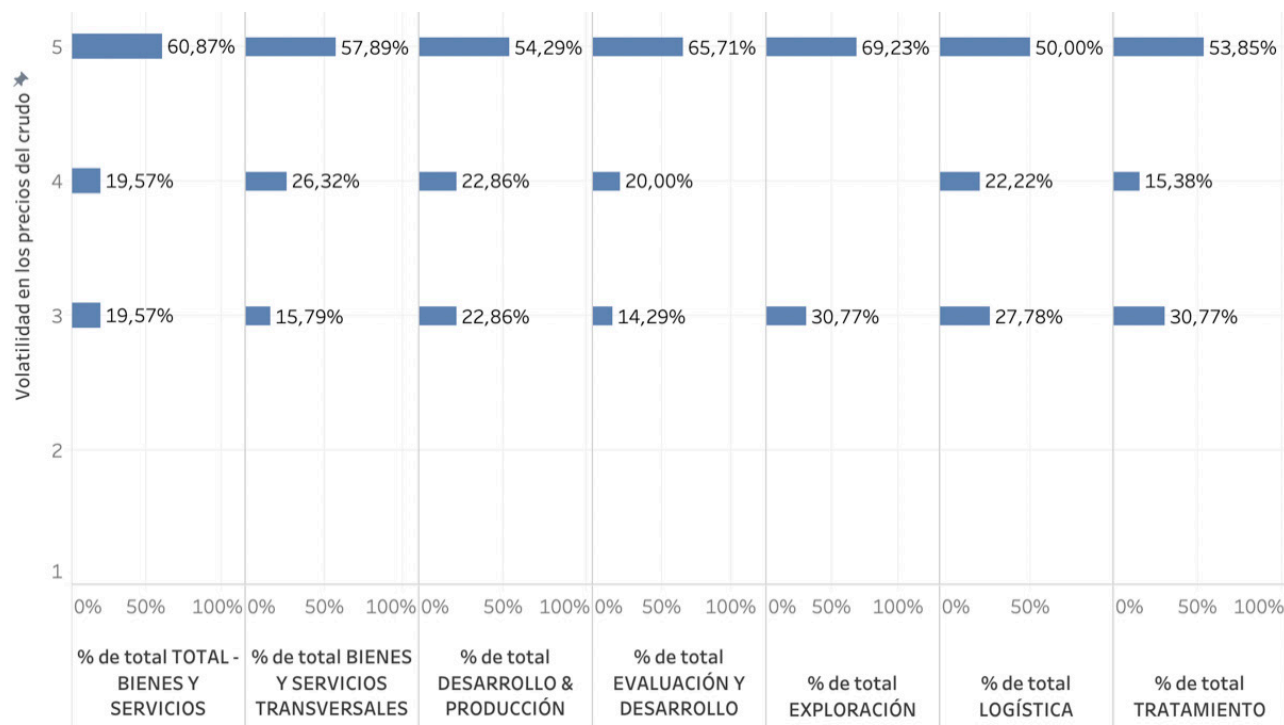
1. Falta de demanda de los bienes y servicios que ofrece su empresa

Se puede observar que el 58,7% de las compañías contestaron que la falta de demanda de los bienes y servicios es un problema muy importante al que se enfrentan hoy en día. Quienes contestan como muy importante en mayor porcentaje que el promedio son las compañías del segmento de tratamiento, seguidas de logística. Se confirma que es una de las problemáticas más grave a la que se enfrentan las compañías en este momento.



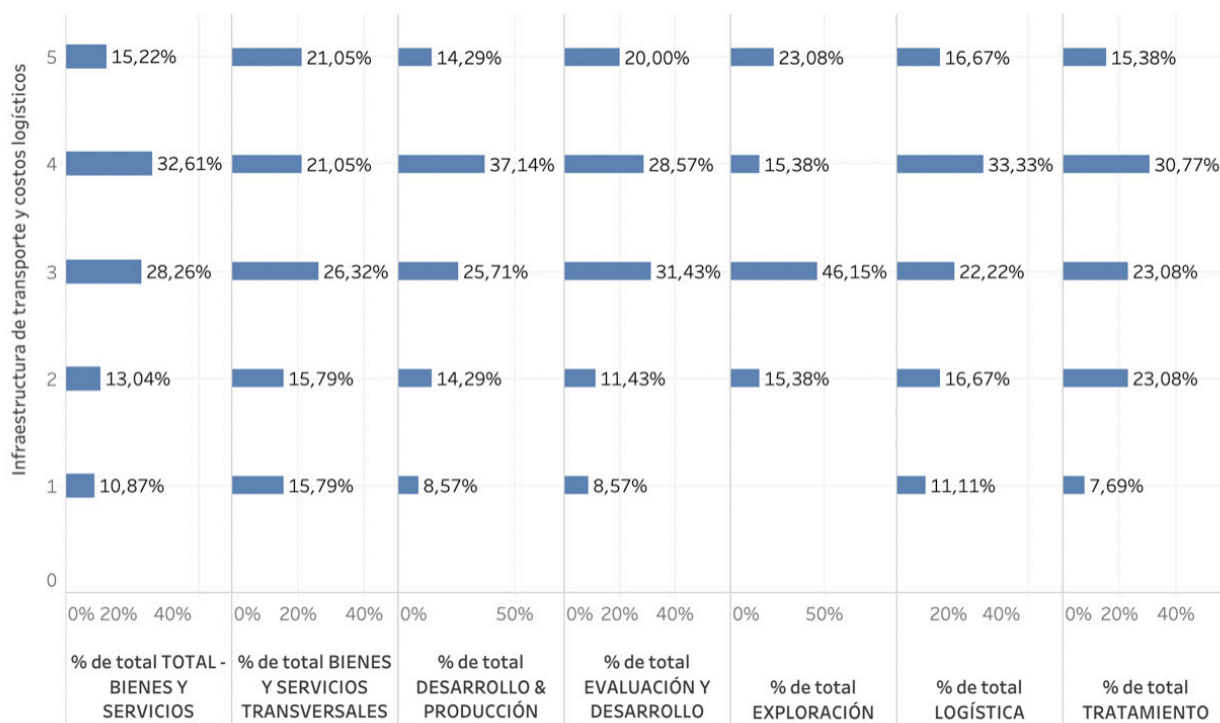
Volatilidad en los precios del crudo

Se puede observar que el 60,9% de las compañías contestaron que la volatilidad en los precios del crudo es un problema muy importante al que se enfrentan hoy en día. Quienes contestan como muy importante en mayor porcentaje son las compañías del segmento de exploración, seguidas de evaluación y desarrollo. Es una problemática que supera ligeramente, para el total, la problemática de la falta de demanda.



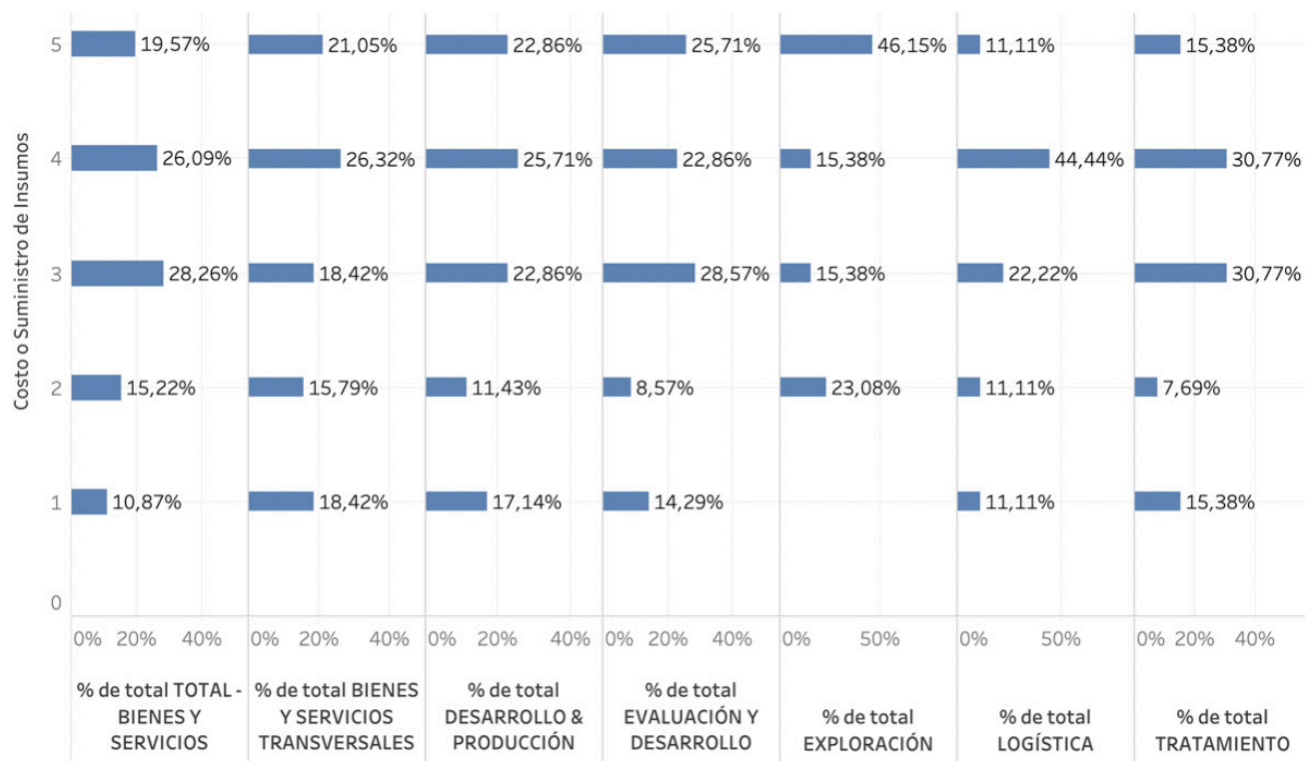
2. Infraestructura de transporte y costos logísticos

Respecto a esta problemática, la mayoría de las compañías la consideran como algo importante o medianamente importante. Para el segmento donde es más importante es para el de exploración y donde es menos importante es para el de los bienes y servicios transversales.



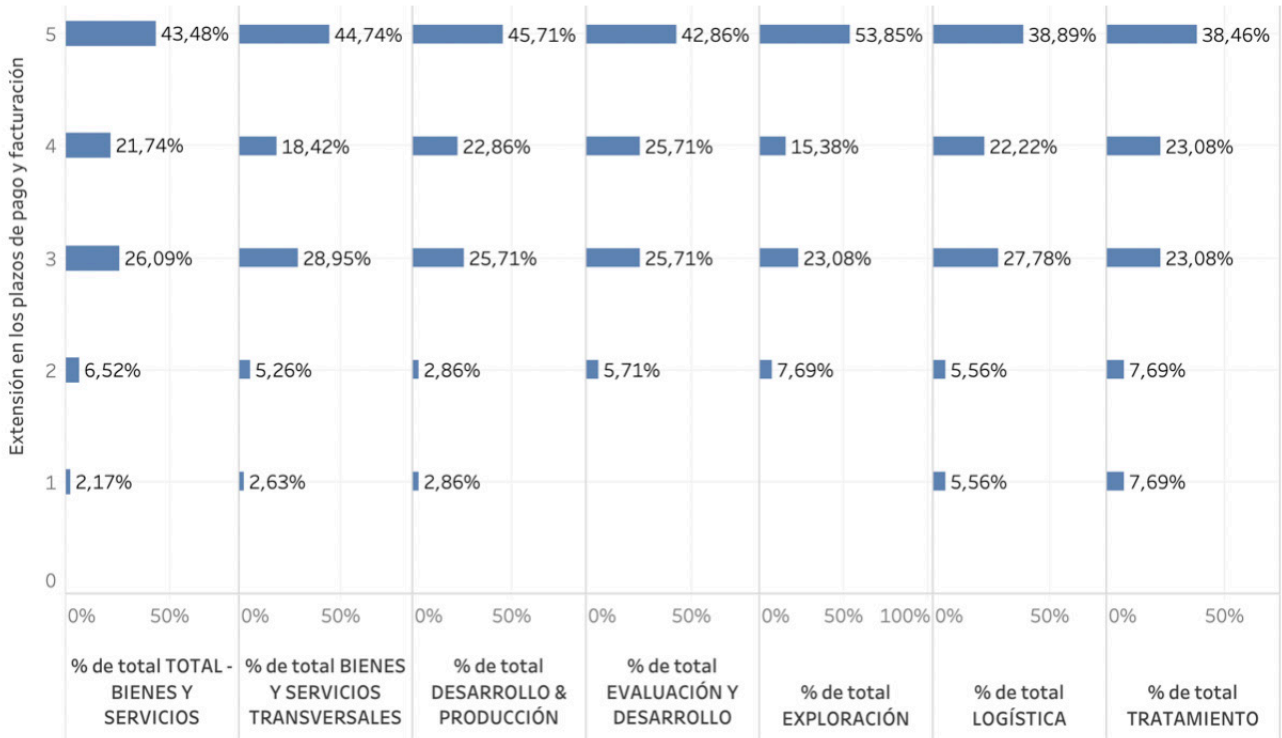
3. Costo o suministro de insumos

Esta problemática tiene una distribución bastante uniforme en la muestra, en especial para el total de bienes y servicios, el de los transversales y el de desarrollo y producción. Sin embargo, quienes lo consideran como una problemática más importante son el segmento de bienes y servicios de exploración, con el 46,1% de las compañías considerándolo en el rango más alto. Quienes lo consideran menos importante son los bienes y servicios transversales.



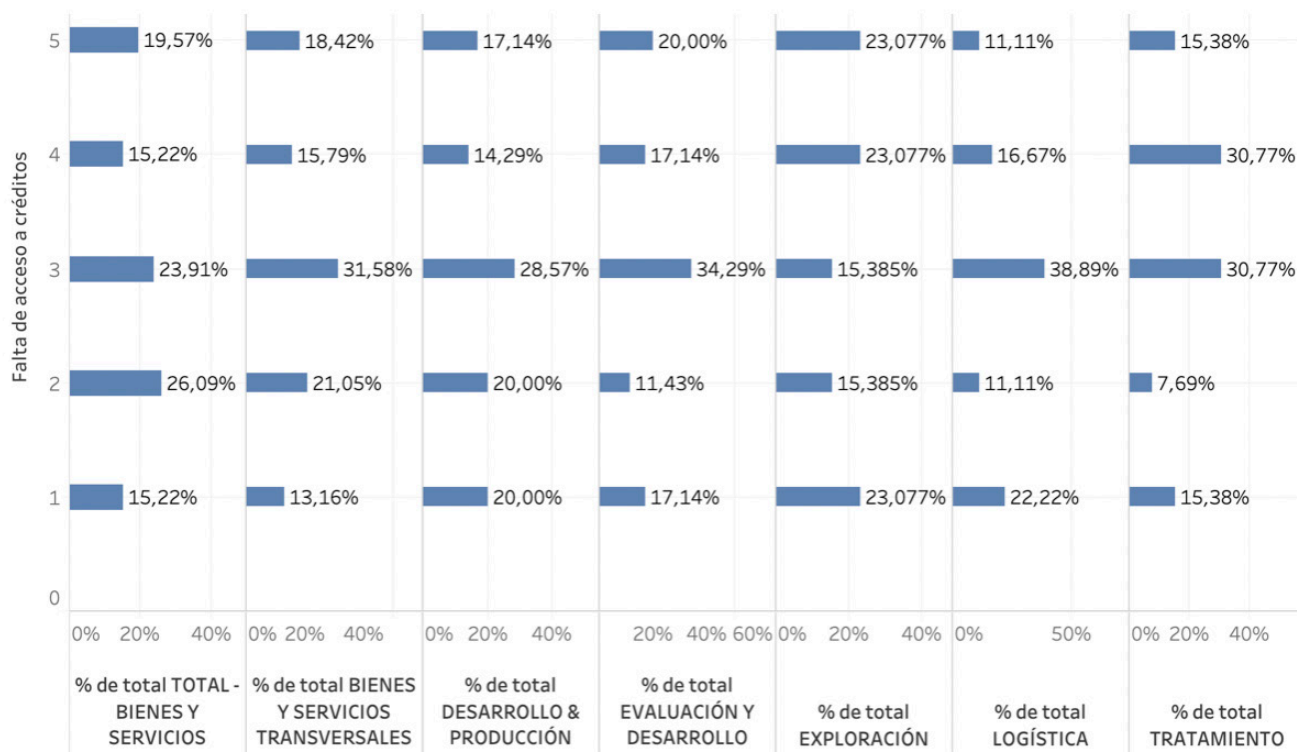
4. Extensión en los plazos de pago y facturación

La extensión en los plazos de pagos y facturación es una problemática que aqueja fuertemente a las compañías de bienes y servicios. En este caso, un total del 43,4% de las compañías aseguran que es un problema muy importante. Quienes más se ven aquejadas por este problema son las compañías que brindan servicios de exploración.



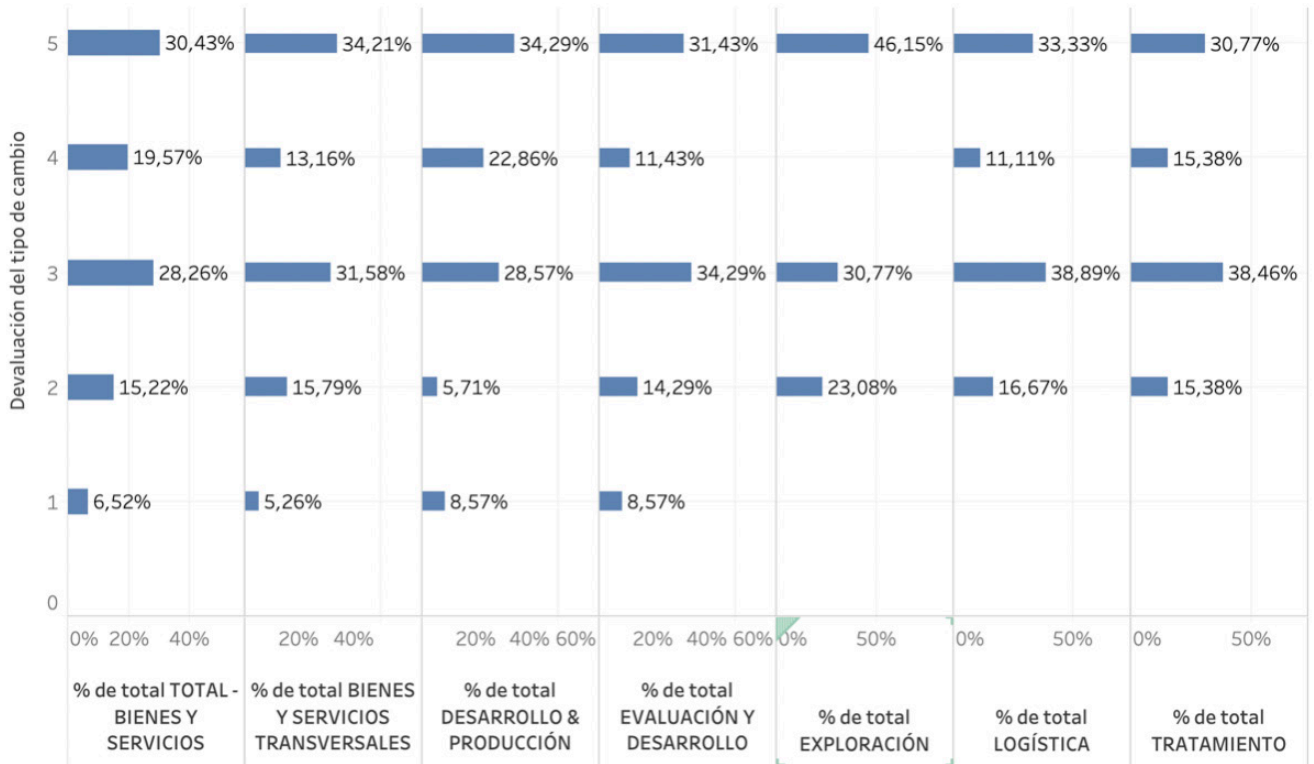
5. Falta de acceso a créditos

Esta problemática se encuentra uniformemente distribuida, con una concentración entre el nivel de poco importante y medianamente importante para el agregado. Quienes lo consideran más importante son las compañías de los segmentos de exploración, y de evaluación y desarrollo.



6. Devaluación del tipo de cambio

La devaluación del tipo de cambio es una problemática que se reparte entre ser muy importante y medianamente importante. Quienes más afectados se ven por ella son las compañías que prestan servicios de exploración, seguidas de las de desarrollo y producción. Para el total de la muestra, el 30,4% de las empresas la consideran como una problemática muy importante.



En conclusión, al analizar las problemáticas a las que se enfrentan las compañías de bienes y servicios petroleros actualmente, se evidencia que, la categoría de “muy importante” la encabeza la volatilidad en los precios del crudo. Lo anterior demuestra la gran relevancia que tuvo, y sigue teniendo, la caída de las cotizaciones durante el primer trimestre del año y la constante incertidumbre que existe en el sector desde entonces. Sin una estabilidad en los precios del crudo se hace prácticamente imposible llevar a cabo las operaciones de manera eficiente, puesto que esta situación se ve asociada con unos altos riesgos en la sostenibilidad de las compañías, lo que los obliga a considerar recortes en las inversiones y actividades planeadas para el año.

En relación con esto último, se encuentra la problemática que ocupó el segundo lugar, la falta de demanda de bienes y servicios. En tercer lugar, figura la problemática del COVID-19, dado que ha puesto en dificultad operativa a un porcentaje muy significativo de compañías.

Por otra parte, se encuentran problemáticas como la extensión en los plazos de pago y facturación, que afectan directamente los flujos de caja de las empresas y les dificultan operar, sobretodo en las actuales circunstancias. Finalmente, la devaluación en el tipo de cambio, que afecta directamente el costo vía importación, la falta de acceso al crédito y el costo de insumos, los cuales afectan directamente los flujos de caja de las empresas.

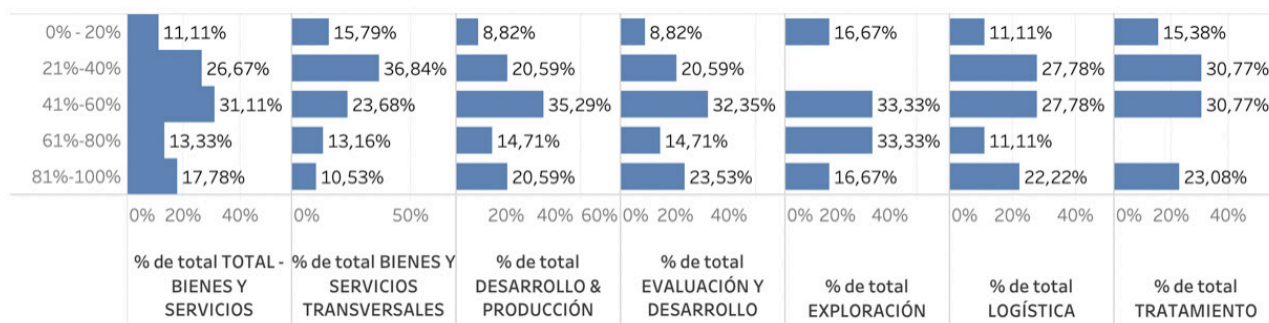
SITUACIÓN ACTUAL

Esta segunda sección de la encuesta tiene por objetivo conocer cuál ha sido el impacto inicial del COVID-19 y de la caída de los precios del crudo sobre las compañías de bienes y servicios, con corte al primer semestre de 2020. Específicamente, se indaga por los impactos respecto al presupuesto y al primer semestre de 2019. En este sentido, las preguntas se responden sobre variaciones, en rangos con límites de 20 puntos porcentuales.

1. Volumen de Actividad

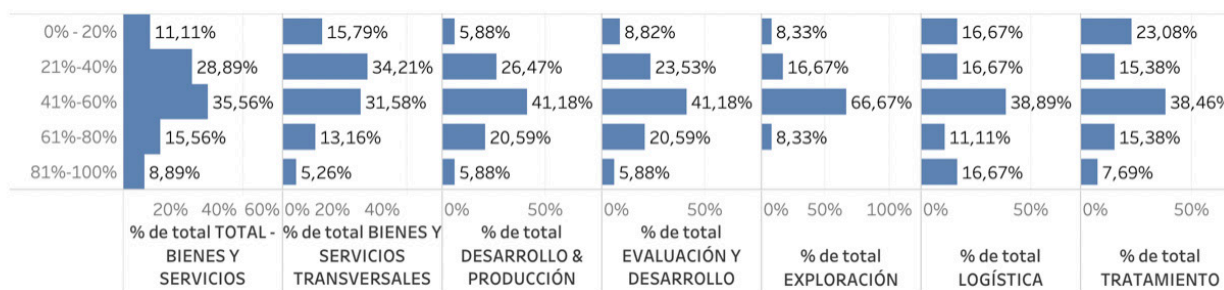
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje ha caído el volumen de actividad en este primer semestre?

Se puede observar que, respecto al presupuesto de 2020, el mayor porcentaje de respuestas (31,1%) asegura que su volumen de actividad ha caído entre un 41%-60% durante este primer semestre, seguido del rango entre 21%-40%. Las caídas más grandes se pueden observar en los segmentos de evaluación y desarrollo y de logística.



b. Respecto al primer semestre de 2019, ¿en qué porcentaje ha caído el volumen de actividad en este primer semestre?

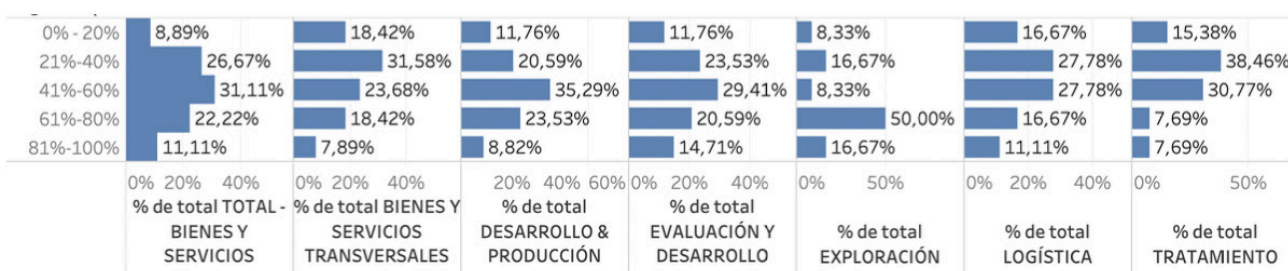
Se puede observar que, respecto al primer semestre de 2019, la caída para el agregado de las compañías de bienes y servicios estuvo entre un 41%-60% para el 35,5% de las empresas, y entre el 21%-40% para el 28,9% de las mismas, mostrando un comportamiento muy similar con respecto a la caída frente al presupuesto de 2020. De nuevo, el segmento más afectado es el de bienes y servicios de logística.



2. Ingresos

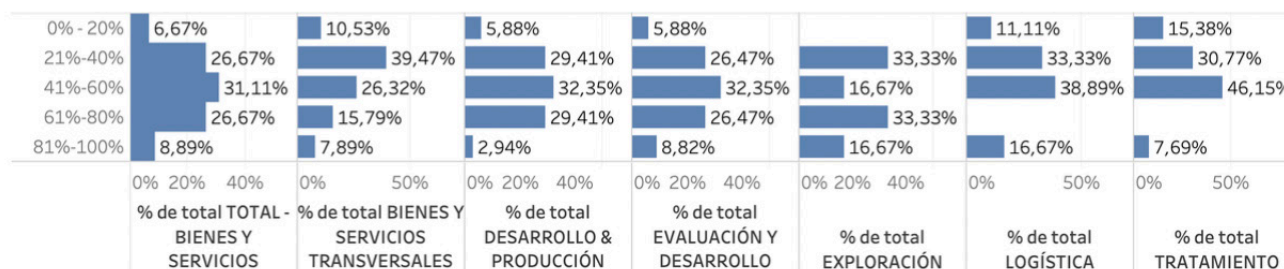
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje han caído sus ingresos en este primer semestre?

Se puede observar que los ingresos han caído, para la mayoría de las compañías como un total (31,1%), en un rango entre 41%-60% en este primer semestre respecto al presupuesto de 2020. Sin embargo, es importante resaltar la caída del rango entre 61%-80% para los bienes y servicios del segmento de exploración.



b. Respecto al primer semestre de 2019, ¿en qué porcentaje han caído sus ingresos en este primer semestre?

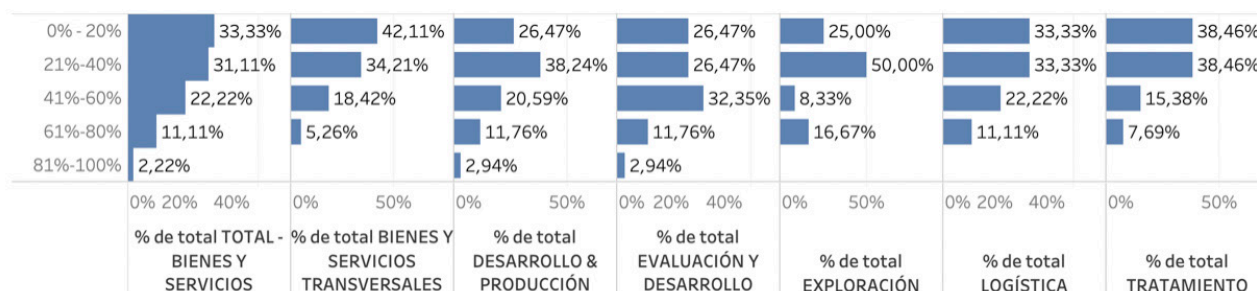
Al observar los egresos del primer semestre y compararlos con el mismo periodo de 2019, se encuentra que el mayor porcentaje de compañías (31,1%) tuvieron una caída entre el 41%-60%. Un comportamiento muy significativo fue el que tuvieron las compañías del segmento de tratamiento y logística, en el mismo rango.



3. Egresos

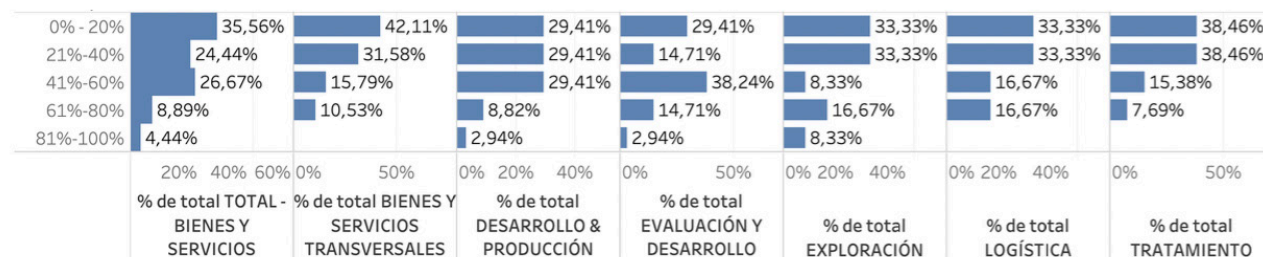
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje han caído sus egresos en este primer semestre?

Los egresos han disminuido respecto al presupuesto de 2020, para la mayoría de las compañías (33,3%), en un rango entre 0%-20%, evidenciando así que han caído mucho menos que lo que lo han hecho los ingresos. En general, la mayoría de los segmentos refleja distribuciones bastante uniformes entre los dos primeros rangos.



b. Respecto al primer semestre de 2019, ¿en qué porcentaje han caído sus egresos en este primer semestre?

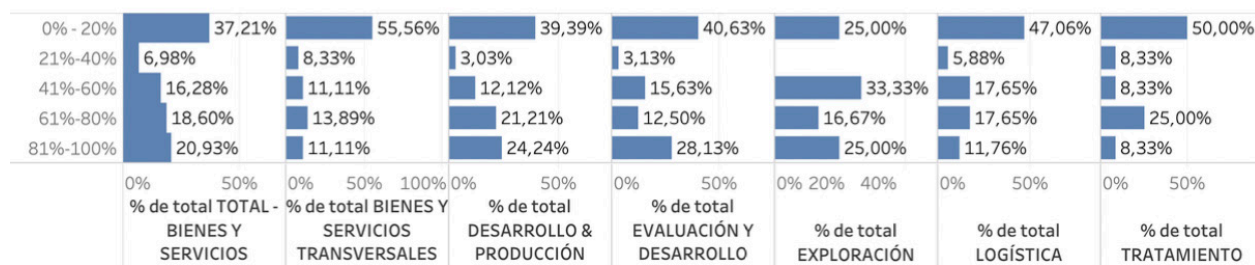
Respecto al primer semestre de 2019, los egresos han caído en su mayoría entre los rangos de 0% a 20%, seguidos de 21% a 40%. Es significativa la cifra de una caída de entre 41%-60% para el 38,2% de las compañías del segmento de evaluación y desarrollo.



4. Inversiones - CAPEX

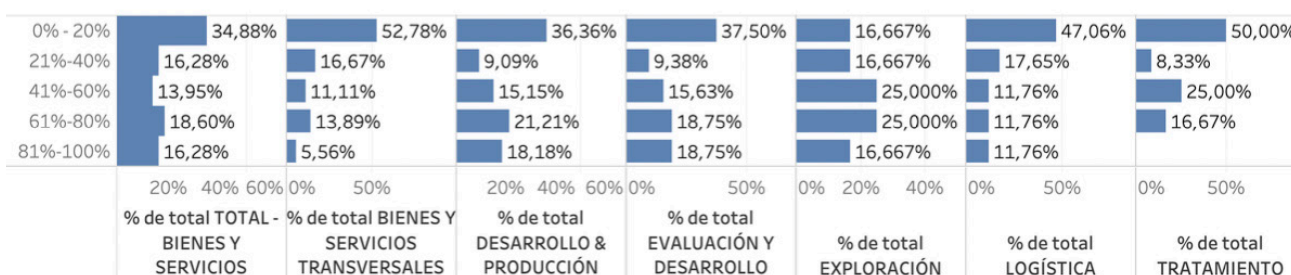
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje han caído sus inversiones (CAPEX) en este primer semestre?

Al analizar las inversiones en CAPEX se comienzan a ver impactos mucho más significativos sobre la operación de las compañías, dada la coyuntura actual. Respecto al presupuesto de 2020, si bien la mayoría de las compañías (37,2%) contestaron una caída entre el 0% y 20%, un porcentaje muy significativo (20,9%) contestó que la disminución se encontraba en un rango entre el 81% y 100%. Donde más se observó esta caída fue en el segmento de evaluación y desarrollo.



b. Respecto al primer semestre de 2019, ¿en qué porcentaje han caído sus inversiones (CAPEX) en este primer semestre?

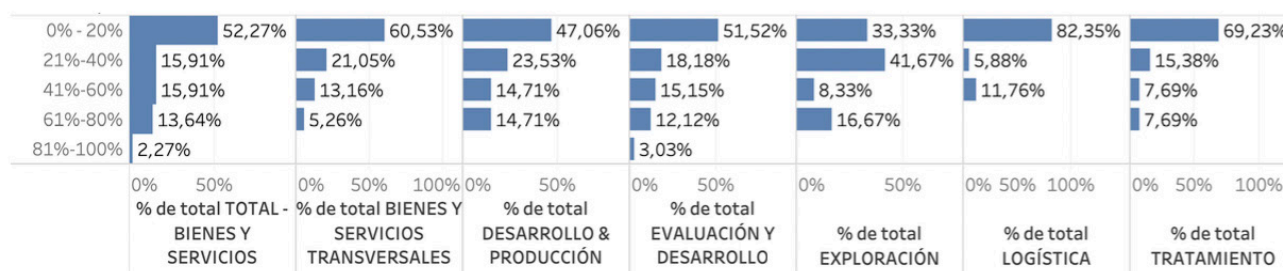
Respecto al primer semestre de 2019 las caídas más significativas para cada segmento se concentran en el rango entre 0% y 20%, sin embargo, el segmento de 81%-100% sigue siendo bastante elevado, en este caso específico, para los segmentos de desarrollo y producción, así como de exploración.



5. Personal

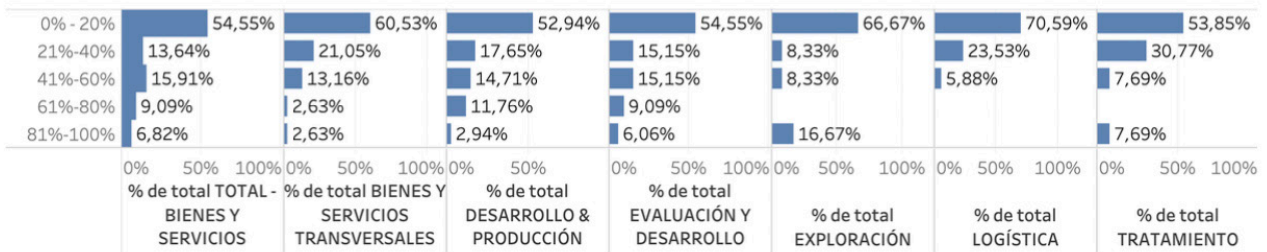
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿Qué porcentaje de su personal fue necesario suspender o terminar su contrato?

Respecto al presupuesto de 2020, cerca del 52,3% de las compañías manifestaron que fue necesario suspender o terminar el contrato de entre un 0% y un 20% de su personal. Los servicios de logística fueron quienes en mayor porcentaje tuvieron este rango.



b. Respecto al primer semestre de 2019, ¿Qué porcentaje de su personal fue necesario suspender o terminar su contrato?

Respecto al primer semestre de 2019, cerca del 54,5% de las compañías manifestaron que fue necesario suspender o terminar el contrato de entre un 0% y un 20% de su personal, mientras un 6,8% lo hizo entre un 81%-100%. Donde se sintió más fuerte la crisis en este primer semestre fue para las compañías de exploración, quienes lo hicieron en un 16,7% entre un 81%-100% de su personal.

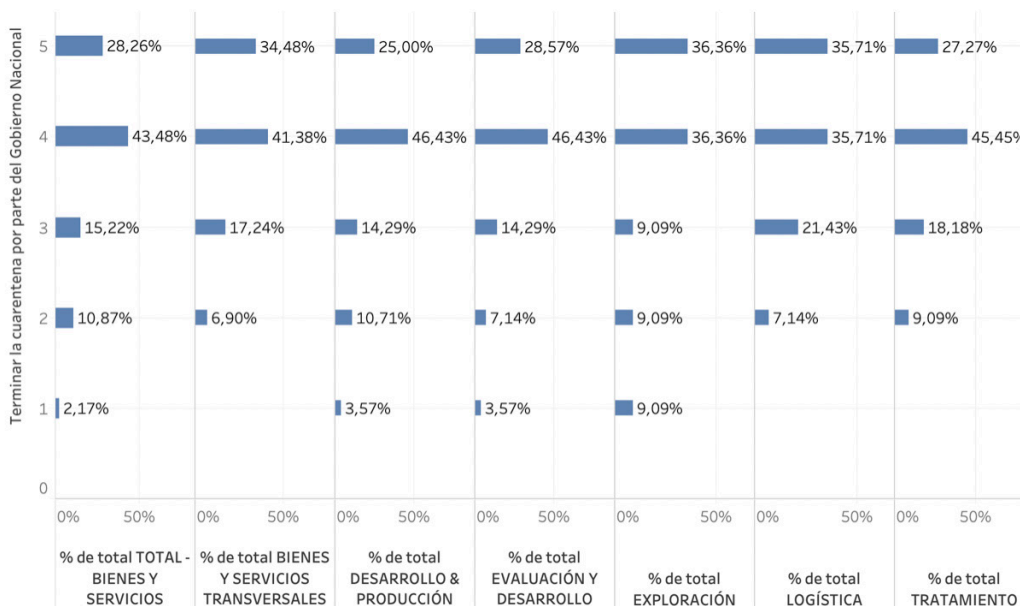


REACTIVACIÓN

Esta sección tiene por objetivo identificar la urgencia de ciertas políticas y/o medidas que son necesarias para poder iniciar un proceso de reactivación del sector de bienes y servicios petroleros. Para ello, se solicitó a las compañías calificar de 1 a 5 los siguientes requerimientos actuales para poder reactivar las operaciones y volver a la normalidad, siendo 1 muy poco urgente, 2 poco urgente, 3 medianamente urgente, 4 urgente y 5 muy urgente.

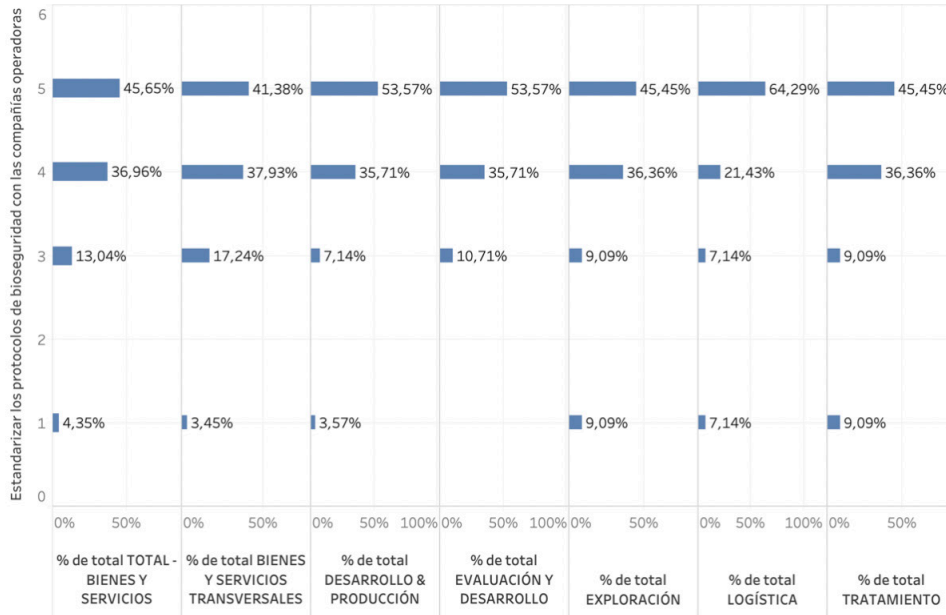
1. Terminar la cuarentena por parte del Gobierno Nacional

Si bien para el sector existen excepciones que le permiten circular durante la cuarentena, el 43,5% de las compañías considera como urgente el hecho de terminar con esta medida, seguido por el 28,3% que lo considera muy urgente. Quienes más solicitan acabar la cuarentena son los segmentos de exploración y logística.



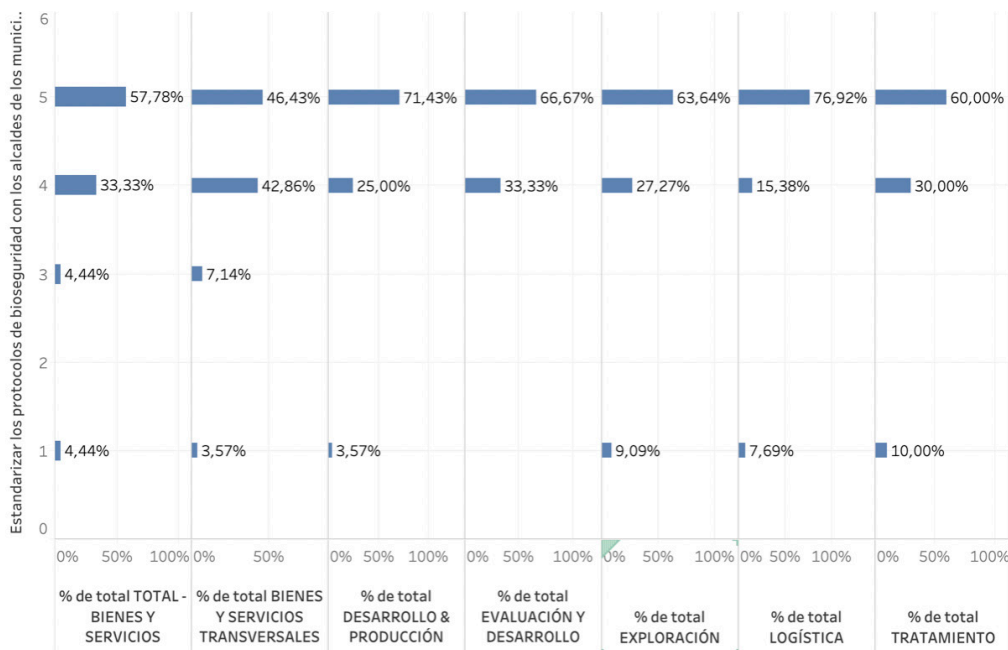
2. Estandarizar los protocolos de bioseguridad con las compañías operadoras

El 45,6% de las compañías consideran como muy urgente estandarizar estos protocolos con las compañías operadoras. En especial, esta solicitud la hace el segmento de logística.



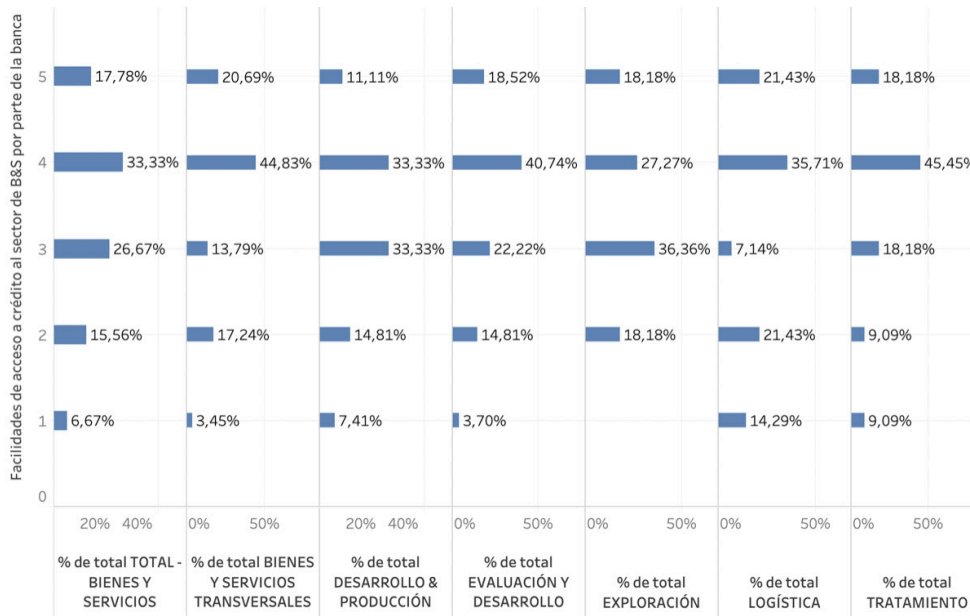
3. Estandarizar los protocolos de bioseguridad con los alcaldes de los municipios

El 57,8% de las compañías consideran como muy urgente estandarizar estos protocolos con los alcaldes de los municipios. En especial, esta solicitud la hace el segmento de logística y el de desarrollo y producción. Claramente se evidencia como la estandarización de los protocolos de bioseguridad se vuelve una tarea urgente para lograr reactivar las operaciones.



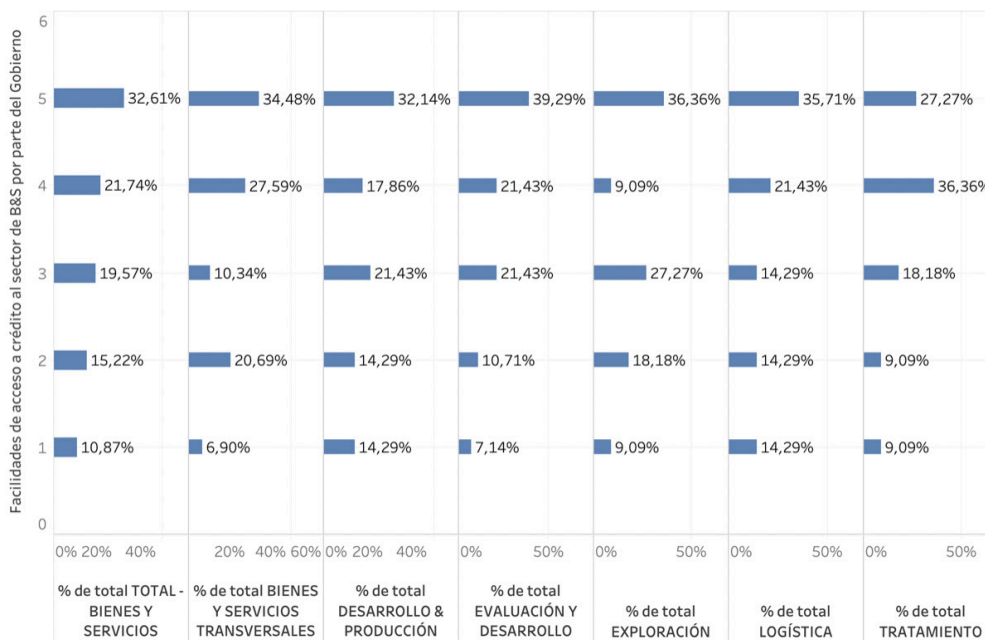
4. Facilidades de acceso a crédito al sector de B&S por parte de la banca

Si bien esta solicitud es importante, no logra los niveles de urgencia de las dos anteriores. Se concentra, para el agregado, en el nivel de urgente, con el 33,3% de quienes respondieron la pregunta, seguido de medianamente urgente. El sector que más urgente encuentra esta política es el de logística, seguido del de bienes y servicios transversales.



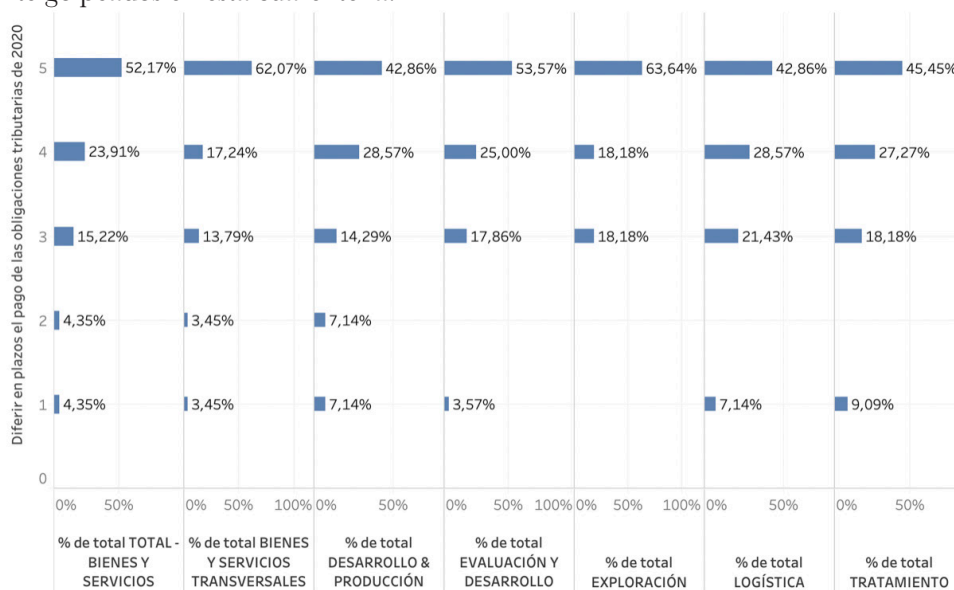
5. Facilidades de acceso a crédito al sector de B&S por parte del Gobierno Nacional

Es importante observar la medida en la que la solicitud de facilidades se hace más urgente al Gobierno Nacional que a la banca privada. En este sentido, el 32,6% de las compañías consideran como muy urgentes facilidades de acceso al crédito. Quienes más reportan estos requerimientos son los segmentos de exploración y logística.



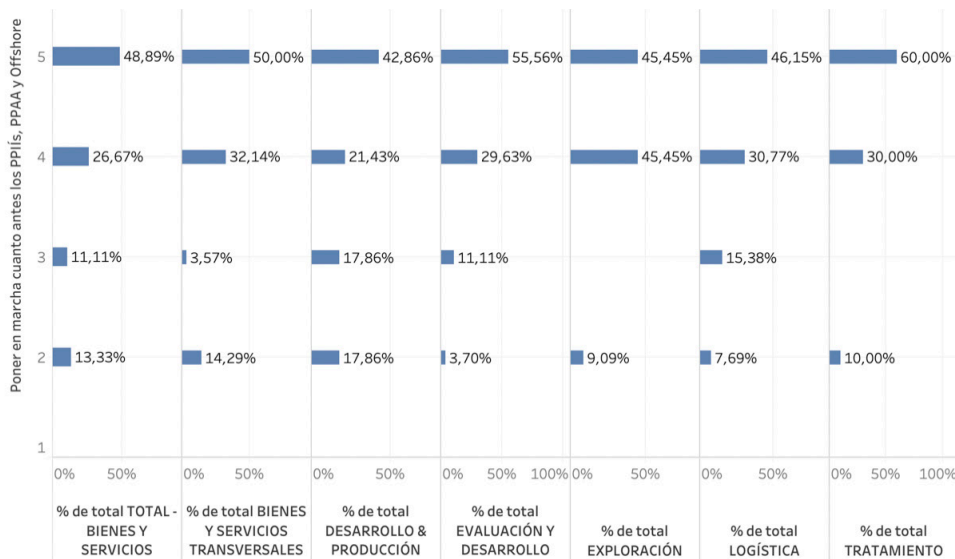
6. Diferir en plazos el pago de las obligaciones tributarias de 2020

Este requerimiento es, junto con el de poner en marcha los protocolos con las compañías operadoras, el más solicitado por parte de las compañías de bienes y servicios. En este sentido, el 52,2% lo consideran como una medida muy urgente. Quienes más calificación le dan a esta medida son las compañías de exploración y las de bienes y servicios transversales. Esto es importante en la medida en que brinda un alivio a los flujos de caja que se han visto bastante golpeados en esta cuarentena.



7. Poner en marcha cuanto antes los PPII'S, PPAA y Offshore

Esta pregunta tiene como objetivo medir qué tanto esperan las compañías de bienes y servicios que la recuperación se dé por la vía de los nuevos anuncios por parte del Gobierno Nacional. Efectivamente se puede observar que un porcentaje muy alto, el 48,9% considera como muy urgente que se impulsen estas actividades. Quienes más lo ven como algo bastante urgente son las empresas de evaluación y desarrollo, así como las de tratamiento.



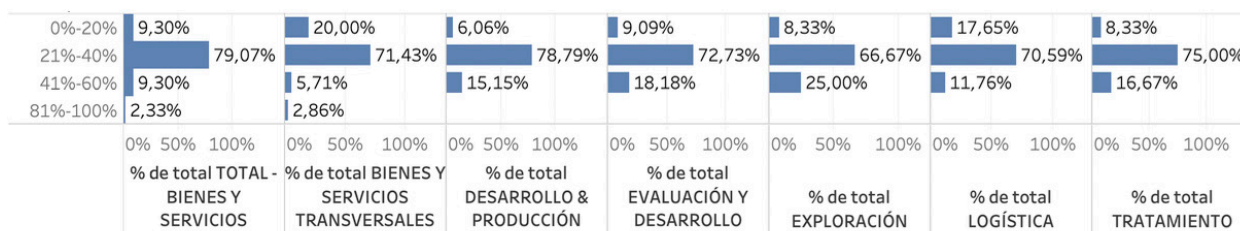
PERSPECTIVAS

Esta sección tiene por objetivo conocer cuáles son las perspectivas a fin de año del impacto del COVID-19 y de la caída de precios del crudo sobre su compañía. En este sentido, se responden sobre variaciones, en rangos con límites de 20 puntos porcentuales.

1. Precio y Producción

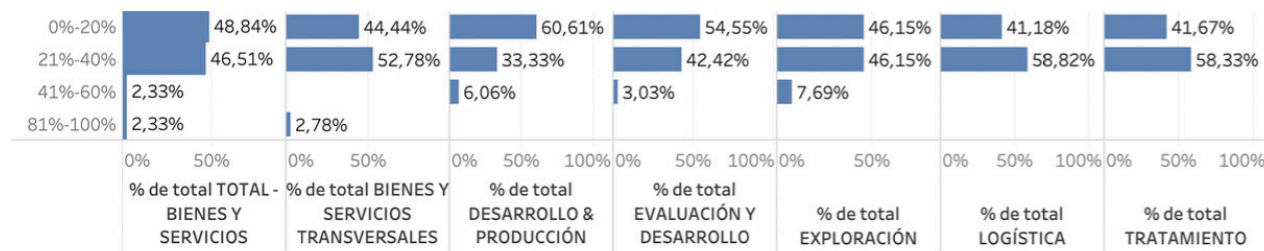
a. El precio promedio Brent de 2019 fue de 64,4 USD/Bl. ¿En cuánto espera usted que disminuya el precio promedio año de 2020 respecto a 2019?

Respecto al total de la muestra, el 79,1% de las compañías esperaría una caída en el nivel de precios Brent entre un 21%-40% para la cifra promedio año, respecto al 2019. Las magnitudes porcentuales se mantienen estables para todos los segmentos, aunque un 25% de las compañías del segmento de exploración esperan una reducción entre un 41% y un 60%.



b. La producción promedio de 2019 fue de 885,85 KBOPD. ¿En cuánto espera usted que disminuya la producción promedio año de 2020 respecto a 2019?

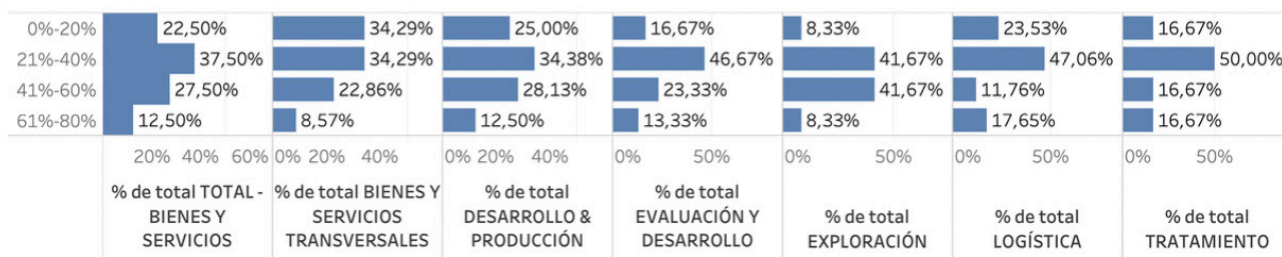
Respecto a la producción, las opiniones están bastante divididas. El 48,8% de las compañías esperan que la disminución se dé entre un 0% y 20%, mientras un 46,5% espera que la producción caiga entre un 21% y 40%. Es importante notar que más del 50% de las compañías de bienes y servicios transversales, de logística y de tratamiento esperan una caída entre el 21% y el 40%.



2. Volumen de Actividad

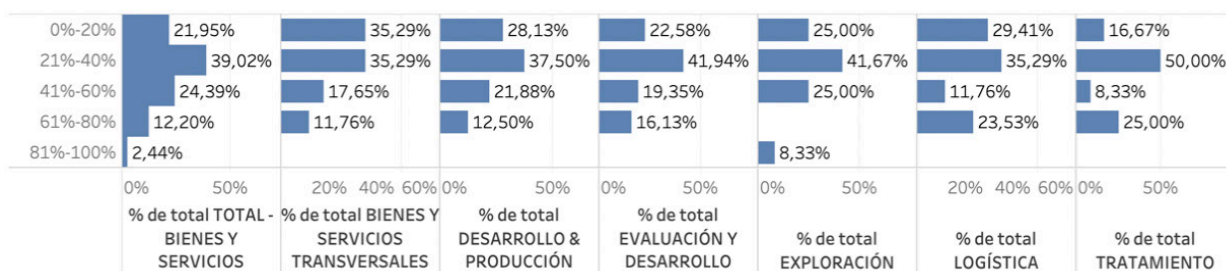
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje espera que caiga el volumen de actividad al final del año?

El 37,5% de las empresas en la encuesta esperan que el volumen de actividad caiga entre un 21% y un 40% en 2020 frente al presupuesto, mientras el 27,5% espera que lo haga entre un 41% y un 60%. Es especialmente importante revisar la cifra de exploración, en la que el 41,7% de las empresas esperan una disminución de entre el 41% y 60%.



b. Respecto a 2019, ¿en qué porcentaje espera que caiga el volumen de actividad al final del año?

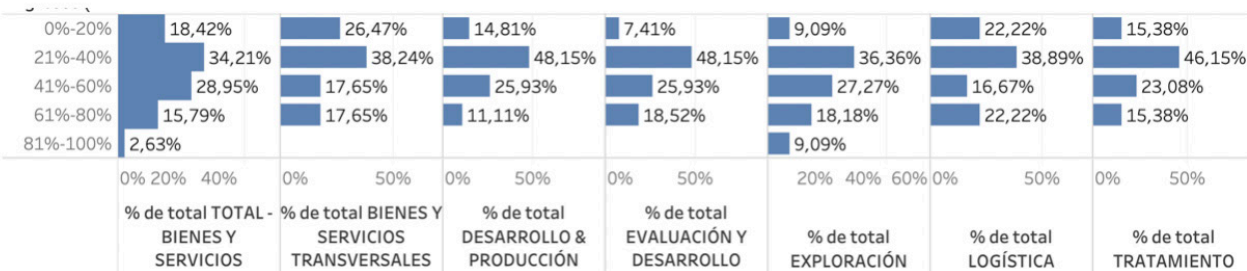
El 39,0% de las compañías encuestadas espera que el volumen de actividad caiga entre un 21% y un 40% en 2020 frente al año 2019, mientras el 24,4% espera que lo haga entre un 0% y un 20%. Es sin embargo bastante significativo ver como la mayor parte se concentra entre un 21% y un 40%, mientras en sectores como logística y tratamiento, cerca de un 24% de los encuestados esperan que caiga entre un 61% y un 80%.



3. Ingresos

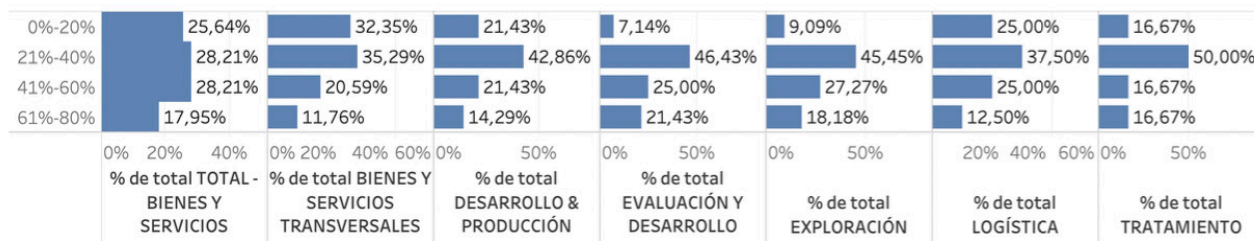
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus ingresos al final del año?

El 34,2% de las compañías encuestadas esperan que sus ingresos, respecto a su presupuesto de 2020, caigan entre un 21% y un 40%, mientras un 29% lo espera entre un 41% y 60%. El segmento que espera las caídas más grandes en ingresos es el de exploración.



b. Respecto a 2019, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus ingresos al final del año?

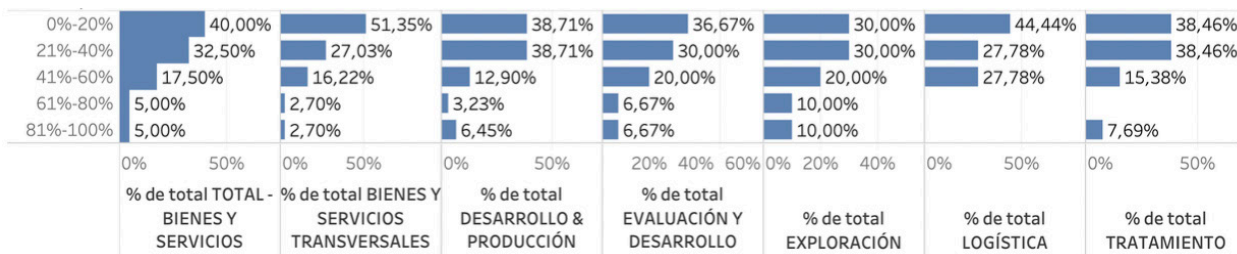
Respecto a 2019, un 28,2% de las compañías en el total de la muestra esperan una reducción tanto entre el 21%-40%, como entre el 41%-60% de sus ingresos a final de año, respecto a 2019. Las caídas más grandes, superiores al 60%, las espera el segmento de evaluación y desarrollo.



4. Egresos

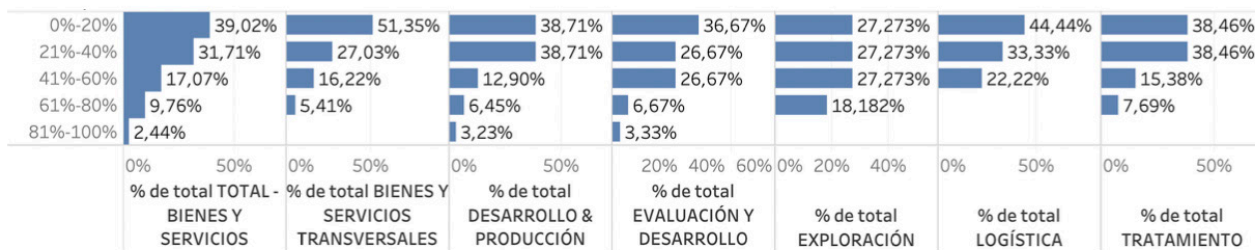
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus egresos al final del año?

Respecto al presupuesto de 2020, el 40% de las compañías esperan que sus egresos se reduzcan entre un 0% y un 20%, mientras un 32,5% espera que lo hagan entre un 21% y un 40%. Es importante observar que cerca de un 10% de las compañías de exploración esperan caídas de sus egresos respecto al presupuesto entre un 81% y un 100%.



b. Respecto a 2019, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus egresos al final del año?

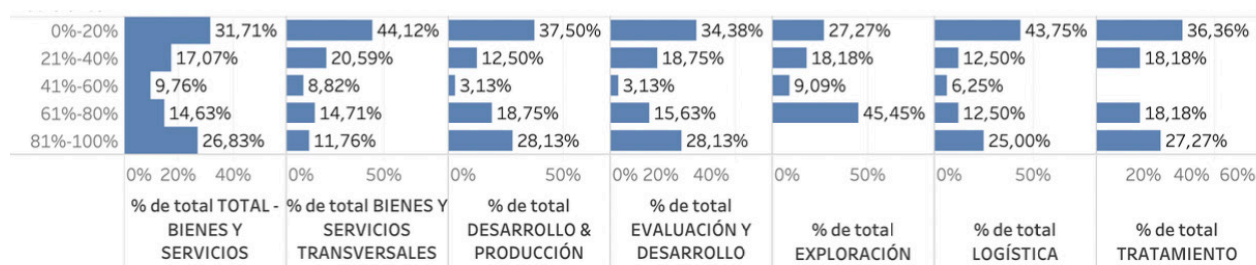
Respecto a 2019, el 39% de las compañías esperan que sus egresos se reduzcan entre un 0% y un 20%, mientras un 31,7% espera que lo hagan entre un 21% y un 40%. Es muy importante observar que cerca de un cuarto de las compañías de los segmentos de evaluación y desarrollo, exploración y logística, esperan caídas de entre el 41% y 60%.



5. Inversiones - CAPEX

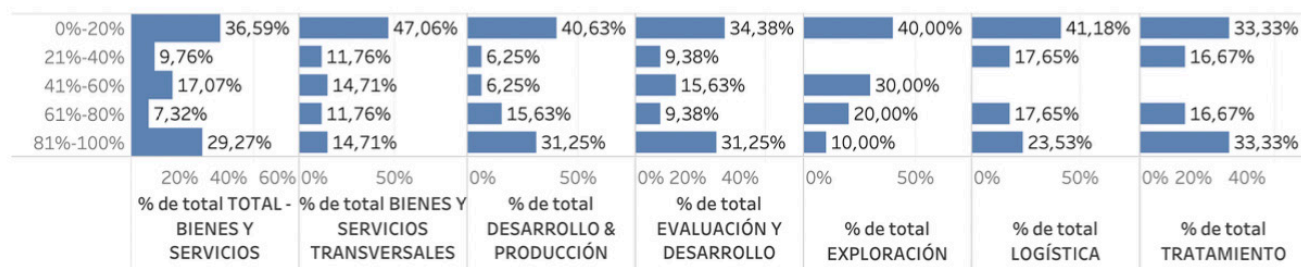
a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus inversiones (CAPEX) al final del año?

Respecto al presupuesto de 2020, el 31,7% de las compañías esperan que sus inversiones (CAPEX) se reduzcan entre un 0% y un 20%, seguido de un porcentaje del 26,8% que espera que lo hagan entre un 81% y un 100%. Los segmentos que más esperan haber reducido sus inversiones respecto al presupuesto son desarrollo y producción, y evaluación y desarrollo, pues cerca de un 28% de las compañías espera haber reducido entre un 81% y 100%.



b. Respecto a 2019, ¿en qué porcentaje espera que caigan sus inversiones (CAPEX) al final del año?

Un 36,6% de las compañías espera que sus inversiones (CAPEX) de 2020 caigan entre un 0% y 20% respecto al 2019. Sin embargo, es importante notar que un 29,3% espera que esta caída sea en el rango de entre un 81% y un 100%. Las mayores reducciones se observan en los segmentos de desarrollo y producción y de tratamiento.



6. Personal

a. Respecto a su presupuesto de 2020, ¿Qué porcentaje de su personal espera haya sido necesario suspender o terminar su contrato?

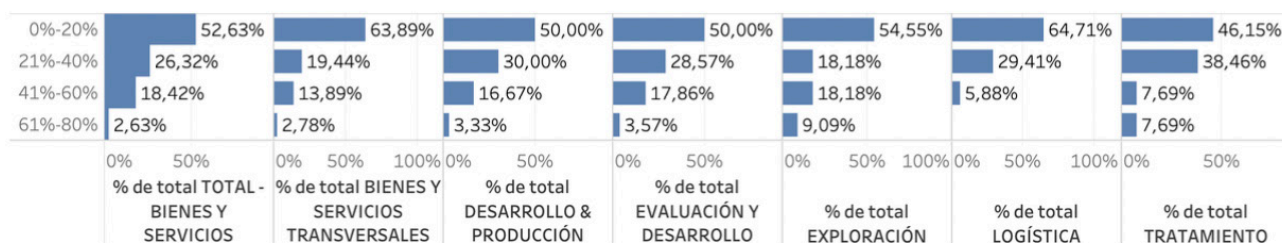
Respecto a lo que se tenía presupuestado a 2020, un 53,8% de las compañías de la encuesta esperan que el porcentaje de su personal que haya sido necesario suspender o terminar su contrato se encuentre entre un 0% y un 20%. Los segmentos que más esperan suspender o terminar contratos son los de exploración y el de evaluación u desarrollo.



b. Respecto a 2019, ¿Qué porcentaje de su personal espera haya sido necesario suspender o terminar su contrato?

Con respecto a 2019, un 52,6% de las compañías consideran que se habrá suspendido o terminado el contrato de entre un 0% y un 20% de los empleados, mientras un 26,3% espera que la cifra se encuentre en un rango entre 21% y 40%. Es relevante observar que, sin embargo, para los segmentos de exploración y de tratamiento, existe un porcentaje importante que considera que esta cifra se encuentre entre el 61% y un 80%.

Respecto a lo que se tenía presupuestado a 2020, un 53,8% de las compañías de la encuesta esperan que el porcentaje de su personal que haya sido necesario suspender o terminar su contrato se encuentre entre un 0% y un 20%. Los segmentos que más esperan suspender o terminar contratos son los de exploración y el de evaluación u desarrollo.

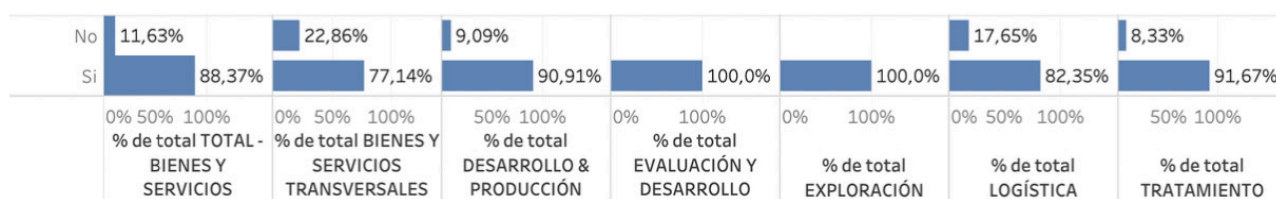


CONFLICTIVIDAD SOCIAL

Se refiere a la forma de conflicto de grupos sociales relevantes y la industria, que se expresa en problemáticas de contratación local e inversión social, que en la mayoría de los casos es un obstáculo para la viabilidad operacional.

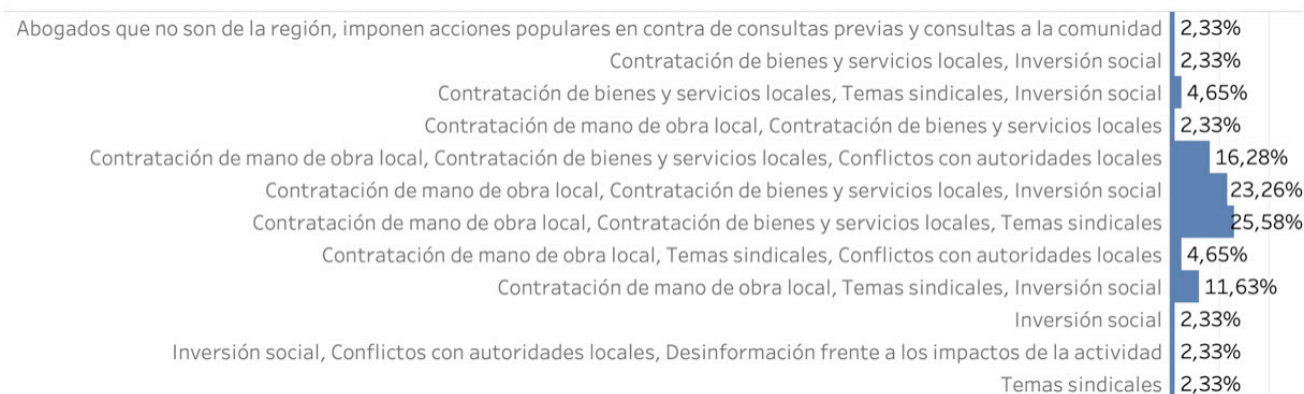
1. ¿Considera usted que la conflictividad social afecta a su compañía de forma directa en sus operaciones o en el desarrollo de su negocio?

El 88,4% de las compañías encuestadas consideran que la conflictividad social efectivamente afecta su compañía de manera directa. Los sectores que se ven más afectados son los de exploración y el de evaluación y desarrollo, donde el 100% de las compañías responden verse afectados directamente, sin embargo, a diferencia del segmento de los transversales, los demás tienen una tasa de respuesta positiva a la pregunta, superior al 90%.



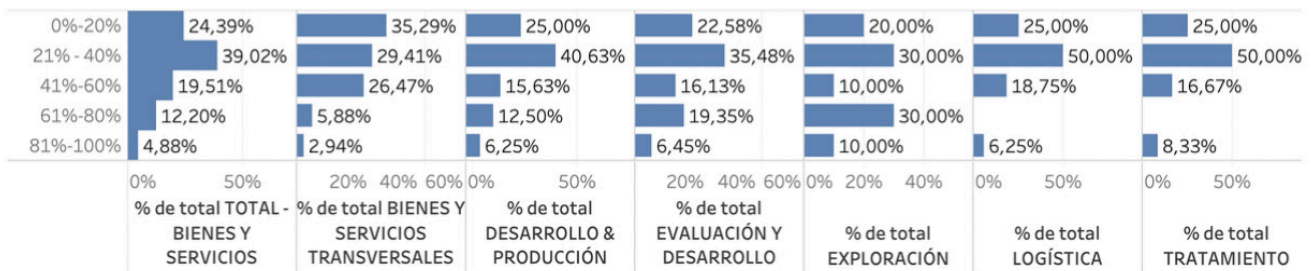
2. ¿Cuáles son las tres causales más comunes de conflictividad social?

En ese sentido, se consultó con las compañías que listarán las principales causas de la conflictividad social. Para el total de la muestra se encontró que el 25,6% argumenta que la mezcla entre contratación de mano de obra local, temas sindicales y conflictos con autoridades locales son las principales causas de esta problemática. Con un 23,3% se encuentra la combinación entre contratación de mano de obra local, contratación de bienes y servicios locales e inversión social. En conclusión, destacan entre las más relevantes la contratación de mano de obra y de bienes y servicios locales, la inversión social y los temas sindicales.



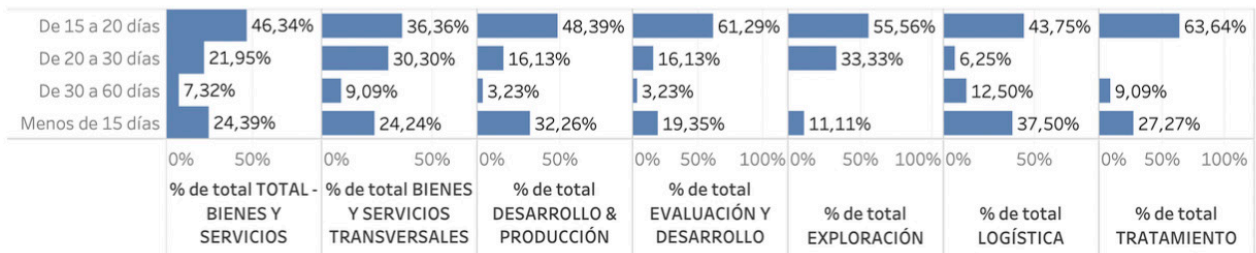
3. ¿En qué porcentaje percibe usted que ha incrementado la conflictividad social con la pandemia?

Al preguntar sobre la percepción del incremento de la conflictividad social con la pandemia, se observa que, para el total de las compañías, un 39,0% percibe un incremento de entre el 21% y 40%. Un 24,4% percibe un incremento de entre 0% y 20%, mientras un 19,5% tiene una percepción de que este incremento ha sido de entre el 41% y el 60%. Sin embargo, es importante observar los datos de las compañías que prestan servicios de exploración, en la medida en que su actividad se realiza en territorio, su percepción del aumento de la conflictividad es muy relevante. En este sentido, un 30% de estas compañías perciben que la conflictividad ha aumentado entre un 61% y un 80%, mientras un 10% percibe un crecimiento de entre el 81% y un 100%.



4. ¿Cuánto tiempo, en promedio, se toman las autoridades locales para aprobar los protocolos de bioseguridad?

Finalmente, al consultar a las compañías sobre el tiempo de aprobación de las autoridades locales sobre los protocolos de bioseguridad, se encuentra que el 46,3% de la muestra responde que éstas se tardan entre 15 y 20 días, mientras el 24,4% considera que son menos de 15 días. En este sentido, todos los segmentos de bienes y servicios consideran que el tiempo que tardan las autoridades es de 15 a 20 días, para la mayoría de las respuestas (por arriba del 50%, en promedio)



CONCLUSIONES

Desde Campetrol nos hemos volcado completamente hacia nuestros afiliados, para estar muy cerca de ellos durante la pandemia, con el objetivo de conocer sus principales necesidades de cara a enfrentar la coyuntura que inició en el primer trimestre del año. En este sentido, el equipo directivo se reunió con las compañías afiliadas de manera individual, y de igual forma, por medio de encuestas, logró recopilar datos para hacer un seguimiento detallado a la situación.

Los resultados del primer trimestre fueron bastante preocupantes, teniendo en cuenta que la afectación hasta ese momento venía en mayor grado de la volatilidad de los precios, y no del COVID-19. En esta línea base que se levantó para el primer trimestre se encontró que el 94% de las empresas no se encontraban mejor que frente al cierre de 2019, al tiempo que el 91% esperaba que en el segundo trimestre su situación fuera negativa. Las perspectivas sobre el sector y la economía nacional marcaban la misma tendencia, el 98% esperaba que la economía del país empeorara y el 90% que el sector petrolero nacional también decayera. Así mismo, desde ese momento, un 100% de las compañías aseguraba contar con todas los protocolos de bioseguridad necesarios para poder volver a retomar la actividad, en un momento en que ya el país se encontraba en cuarentena.

En este sentido, y con el objetivo de conocer los impactos de la coyuntura de manera mucho más profunda, se realizó una segunda encuesta, discriminada por segmentos de bienes y servicios, con el objetivo de medir la competitividad y las necesidades que tienen las compañías para lograr la reactivación.

A nivel general, se encontró que las principales problemáticas que tienen las compañías de bienes y servicios se encuentran la volatilidad en los precios del crudo y la falta de demanda de bienes y servicios.

Así mismo, para lograr una rápida reactivación, las compañías consideran que se deben estandarizar los protocolos de bioseguridad con las compañías operadoras y los alcaldes municipales, brindar acceso al crédito por parte del Gobierno Nacional, diferir en plazos las obligaciones tributarias de 2020 y poner en marcha las políticas de atracción a la inversión petrolera por parte del Gobierno.

Encontramos, así mismo, que la coyuntura ha tenido una afectación muy fuerte sobre las finanzas de las compañías. En el primer semestre, en promedio, el volumen de actividad ha caído entre un 41% y 60% respecto al primer semestre de 2019. Así mismo, para la mayoría de las compañías los ingresos han caído entre un 41% y un 60%, mientras los egresos lo han hecho a un menor ritmo para la mayoría de las compañías, entre un 0% y un 20%. Esto implica que se vean afectadas áreas de las compañías como el CAPEX, que ha caído para la mayoría de las empresas entre un 0% y un 20%, al tiempo que se tuvieron que tomar costosas decisiones como suspender o terminar el contrato de entre un 0% y 20% del personal.

Las perspectivas para lo que resta del año tampoco son positivas, desafortunadamente. Al preguntarle a las compañías que comparen el cierre de 2020 con el 2019, la mayoría espera que su actividad caiga entre un 21% y 40%, que sus ingresos caigan entre un 21% y 40%, mientras sus egresos lo hagan entre un 0% y 20%. Su inversión en CAPEX sufrirá una contracción de entre el 0% y 20% para la mayoría de las compañías, mientras que el porcentaje de personal al que será necesario suspender o terminar su contrato se encuentra, para la mayoría, entre el 0% y el 20%.

La situación actual es muy compleja, y nos genera un cambio en nuestro paradigma operativo. Buscar eficiencias será una actividad predominante en nuestro sector de ahora en adelante. Trabajando de la mano con toda la cadena de valor de O&G, y actuando unidos como gremio, el sector de bienes y servicios estará, sin duda alguna, a la altura de lo que el país espera de nuestra industria, ser el motor de la reactivación de la economía y del desarrollo regional. 🍷



4. GESTIÓN ANTE EL GOBIERNO SOBRE TEMAS CRÍTICOS DE B&S

INTRODUCCIÓN

Desde inicios de la pandemia, Campetrol ha venido realizando diversas actividades de relacionamiento y solicitudes a entidades tanto del Gobierno Nacional, como a entes territoriales y entidades autónomas, con el fin de que las empresas del sector de bienes y servicios tengan la menor afectación posible en su actividad operativa durante este Estado de Excepción.

La primera solicitud se realizó ante la Vicepresidencia de la República el 21 de marzo para dejar exceptuadas de las restricciones las operaciones de bienes y servicios petroleros en el territorio nacional, como parte integrante de la industria petrolera, en su carácter de actividad esencial para la economía nacional. El Gobierno la acogió y en el decreto de excepciones quedó incluida la industria de bienes y servicios petroleros.

Así mismo, el gremio acudió a entidades como la Superintendencia Financiera solicitando apoyos para que los créditos dispuestos por el Gobierno Nacional tuvieran también como destino el sector petrolero; a Bancóldex y el Fondo Nacional de Garantías para

conocer las líneas de crédito disponibles durante la emergencia; a la DIAN para solicitar apoyo en temas agilización de devolución de rentas e IVA y flexibilizar los procesos de importaciones temporales.

Campetrol fue invitado al Congreso de la República en las comisiones V de la Cámara de Representantes y del Senado, así como a la III de este último, a exponer la situación de bienes y servicios petroleros, lo cual se aprovechó para buscar apoyo de los legisladores tanto en región como ante el Gobierno Nacional. En este contexto, se expuso la importancia que el sector tiene para el país y para las finanzas públicas, en razón a lo golpeado que se ha visto durante este año con el precio internacional del crudo y las restricciones a la movilidad en los municipios productores con ocasión de la pandemia del COVID-19.

Es muy importante señalar que las peticiones que se le realizaron a los distintos órganos estatales fueron recogidas con base en reuniones con nuestros afiliados y según sus preocupaciones, Campetrol acudió a estas instituciones para poder aliviar las consecuencias de la pandemia del COVID-19.

1. REUNIONES CON ENTIDADES DE GOBIERNO

En desarrollo de su objeto social y en defensa de los intereses de sus afiliados, el gremio ha estado activo permanentemente buscando acercamientos con entidades de Gobierno con el fin de que algunas de las medidas que se han adoptado durante la emergencia sanitaria que atraviesa el país, tengan en cuenta al sector de bienes y servicios petroleros. Dentro del plan de acción de Campetrol, se enfocaron esfuerzos para acudir a entidades como la DIAN, Superintendencia Financiera de Colombia, Comisión V de Senado y Cámara de Representantes, Comisión III de Senado, Bancóldex, entre otros.

Ante estas entidades Campetrol realizó múltiples peticiones y solicitudes enfocadas a ayudar solventar temas económicos y operativos de las empresas afiliadas al gremio con el fin de dar mayor celeridad a la reactivación económica y de las operaciones, como se puede resumir a continuación:

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN

En el acercamiento con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales para buscar apoyo en temas tributarios y de importaciones, esta institución expresó que actualmente el proceso de cobro coactivo por deudas en impuestos está suspendido por los decretos de la emergencia económica que afronta el país. De otra parte, se informó que los términos de las importaciones aduaneras están suspendidos por las mismas razones anteriores y en razón a esto la DIAN expidió la Resolución 0041 de 2020 con toda la información respectiva para los agentes importadores. Así mismo, se acordó que se impartiría una capacitación sobre importaciones y el Usuario Aduanero Permanente para todos los miembros del sector de bienes y servicios afiliados a Campetrol como compromiso con el Gremio, tal como lo expresó la doctora Claudia Patricia Marín, Subdirectora de Gestión de Comercio Exterior.

Otro de los puntos que se mencionó fue que el calendario tributario, tanto para impuestos de personas naturales y jurídicas fue modificado para postergar el pago de las obligaciones. Adicionalmente, la DIAN expresó que actualmente cuenta con el procedimiento

abreviado de devoluciones automáticas de rentas y ventas con el fin de dar liquidez a las empresas para continuar con sus operaciones y garantizar el empleo de sus colaboradores; en este punto se acordó dar una charla de capacitación a los afiliados del gremio para explicar los pormenores de este método para que las empresas puedan acceder de forma ágil y efectiva.

Superintendencia Financiera de Colombia

El pasado 11 de mayo de 2020, el equipo de Campetrol se reunió con los doctores Juan Carlos Alfaro, Superintendente Delegado Adjunto 22 y Gladys Báez, Superintendente Delegado Adjunto, encuentro en el que el gremio solicitó apoyo al ente de control y vigilancia para gestionar alivios en temas crediticios ante la banca multilateral colombiana, teniendo en cuenta que desde la pasada crisis de 2014 las puertas de los bancos se le han cerrado a las empresas petroleras.

Por su parte la doctora Báez expresó que el 17 de marzo del 2020 se expidieron las circulares 007 y 014 de 2020 en las que se da instrucciones a los bancos para otorgar créditos a las empresas con períodos de gracia y se omite la obligación de reportar en centrales de riesgo a quienes entren dentro de la categoría de deudores con mora en la obligación, debido a la coyuntura sanitaria actual. Adicionalmente, la Superintendencia Financiera aclaró que por su parte imparte orientaciones y directrices que no son de obligatorio cumplimiento para las entidades del sector financiero, ya que dicha función de otorgar créditos no está en la liberalidad de sus juntas directivas, y expresó que su función principal es la de ejercer la inspección, control y vigilancia de todo el sistema financiero.

Campetrol insistió que, sin perjuicio de lo anterior, es responsabilidad de la Superintendencia el garantizar que algunos sectores de la actividad económica no sean discriminados en cuanto al acceso al crédito, tal como se ha evidenciado desde 2014 para el sector petrolero. En este sentido, la Superintendencia solicitó que le sean presentados los casos particulares en los que las entidades crediticias no otorguen razones objetivas para su negativa a considerar las solicitudes de crédito, o al negarlas.

BANCOLDEX

El pasado 14 de mayo de 2020, el doctor Javier Díaz, presidente de Bancoldex, recibió a Campetrol. Durante la reunión, el directivo puso a disposición de nuestros afiliados el programa “*Colombia Responde*”, una línea de créditos para diversos sectores, incluido el petrolero, mediante el cual un asesor comercial brinda acompañamiento a las compañías para acceder a líneas crediticias para superar esta crisis. Así mismo, manifestó que Bancoldex cuenta con una filial denominada ARCO, la cual otorga créditos blandos con garantías diseñadas para las pymes y medianas empresas. En esta coyuntura, hemos visto cómo las diferentes industrias se están reinventando con el fin de ofrecer portafolios más amplios y diversificar sus mercados, y en este propósito, Bancoldex es sin duda un aliado estratégico fundamental.

A partir de dicho encuentro, el pasado 20 de mayo se realizó un webinar en el que la entidad le presentó al gremio los beneficios que tiene hoy día para las empresas del sector.



Fondo Nacional de Garantías

El pasado 13 de mayo de 2020, Campetrol tuvo una reunión con el doctor Iván Ruiz, subdirector del Fondo Nacional de Garantías. En dicho encuentro, el directivo del ente gubernamental señaló que, por el momento, los beneficios a las micro, pequeñas y medianas empresas con ventas de hasta 52 mil millones de pesos al año serán cobijadas con beneficios del programa de garantías “*Unidos por Colombia*”, el cual consiste en:

- **Línea para pago de nómina:**

El Fondo le ofrece una garantía al banco o entidad financiera, con una cobertura del 90% sobre el valor del crédito que otorgue para pago de nómina. Si la empresa no puede atender el crédito, el Gobierno le pagará al banco el 90%. Este producto ha tenido bastante demanda, superior a 10 billones de pesos del total de la línea, y hoy solo hay una disponibilidad de 7 billones de pesos. Tiene como propósito específico pagar nómina. Cada vez que la empresa deba realizar el pago de nómina, se hace un desembolso nuevo. Se debe realizar sobre la base de la planilla Pila del mes inmediatamente anterior, para probar que es congruente con la nómina exclusivamente. Tiene un periodo de gracia de 6 meses y el plazo puede variar entre 12 a 36 meses.

- **Línea para capital de trabajo:**

Más pequeña que la anterior, con 8 billones de pesos. En este momento no hay disponibilidad de capital por su alta demanda. El Gobierno está considerando inyectarle 2 billones más, lo que abriría la posibilidad a nuevas fuentes de financiación. Esta línea de crédito cuenta con periodos de gracia y de plazo similares al del financiamiento de nómina.

2. REUNIONES – CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Durante el mes de abril de 2020 Campetrol participó en citaciones al Congreso de la República para defender los intereses de sus afiliados en tres ocasiones; acudió a la comisión V de Cámara de Representantes, luego a la Comisión V del Senado de la República y por último a la Comisión III de Senado con el fin de exponer la hoja de ruta para enfrentar la doble crisis de la oferta y demanda por parte del sector de hidrocarburos, así como los retos y problemáticas a nivel de producción, transporte, almacenamiento y comercialización a raíz de la Emergencia Económica, Social y Ecológica decretada por el COVID-19.

Campetrol señaló que en la pandemia todas las empresas del sector de bienes y servicios requieren el apoyo del Gobierno Nacional, ya que los principales objetivos son seguir operando y manteniendo la seguridad energética de Colombia y ante la crisis, poder conservar los empleos directos e indirectos que genera el sector. Además, se reiteró que Campetrol agrupa a compañías de todos los tamaños, grandes, medianas y pequeñas, que necesitan contar con el apoyo del ejecutivo y de los legisladores, para que su operación sea cada vez más eficiente y en beneficio del país y con especial atención a los territorios.

Adicionalmente, la Cámara afirmó que el sector se encuentra habilitado y con toda la disposición para

comenzar a retomar trabajos una vez el Gobierno lo autorice, y que las empresas de la industria cuentan con los más altos estándares de calidad y seguridad, con el fin de tener operaciones seguras y evitar que se expanda en las comunidades el COVID-19.

Uno de los aportes textuales de Campetrol se relaciona a continuación: *“Es necesario que la oferta de bienes y servicios petroleros sea sostenible, para que así mismo la industria petrolera en Colombia también sea sostenible y competitiva. Es indispensable que la industria cuente con amplias líneas de crédito y bajas tasas de interés para que las empresas puedan acceder a financiar sus operaciones, ya que, en los últimos años, la banca ha cerrado la puerta de financiación a nuestras empresas, lo que ha frenado la productividad y crecimiento del sector. Por esta razón, es indispensable que desde el Gobierno Nacional se intervenga para que se reactiven los créditos a este sector tan importante para la económica nacional”*.

Finalmente, los diferentes Representantes a la Cámara llegaron al consenso que es necesario apoyar a la industria petrolera para que pueda salir de esta doble crisis y seguir siendo motor de apalancamiento del desarrollo y empleo en las regiones productoras, así como que siga aportando los recursos fiscales para el desarrollo del país.

3. REUNIONES – ECOPEPETROL

Con ECOPEPETROL se han realizado reuniones de trabajo de forma recurrente desde el inicio de la pandemia. El propósito de los primeros encuentros se enfocó en definir las prioridades para preservar la vida y salud de los trabajadores, familias y comunidades (marzo 3, marzo 24 y abril 1). Posteriormente, otra serie de reuniones se orientaron a definir elementos para la reactivación de las operaciones (mayo 19, junio 4, julio 7 y 17). Destacamos la disposición e iniciativa de ECOPEPETROL de conformar un grupo de trabajo conjunto con Campetrol, en aras de trabajar en pro de la reactivación, en particular en perforación de pozos y proyectos.

En tal sentido, Campetrol aportó los siguientes elementos para la construcción del modelo de reactivación:

Premisas Básicas

- Preservar la salud y la vida de los trabajadores y sus familias
- Sostenibilidad operativa en la reactivación con seguridad

Compromisos fundamentales

- Estricta aplicación de los protocolos del COVID-19
- Amplia socialización con autoridades y comunidades locales

Objetivos de la Reactivación

- Retomar las actividades gradualmente
- Garantizar la seguridad de los trabajadores y de las operaciones

Propuesta de Reactivación

- Priorizar los proyectos
- Implementación de procesos claros
- Eficiencia operacional

Enfoque Prioritario

- Preservar la salud y la vida
- Realización de las pruebas COVID-19 por parte de las compañías de servicio
- Reembolso de costos por parte de ECOPETROL cuando:
 - Sean realizadas por laboratorios inscritos en el INS
 - Tengan el aval de las autoridades locales
- Construir un Ramp Up progresivo y seguro, costo efectivo, en función de las necesidades operacionales y mirando hacia adelante

La crisis es una gran oportunidad. Aquí está el futuro de la industria, y es fundamental contar con una visión integrada y con un equipo de trabajo conjunto.

Seguiremos las siguientes etapas:

- Diseño de una nueva estrategia de empleo de mano de obra local. Es necesario revisar en detalle los decretos previos y los expedidos en la pandemia.
- Construir un nuevo modelo de gestión:
 - Implementación de trabajo remoto
 - Aplicación de tecnologías digitales eficientes
 - Privilegiar la innovación
 - Dejar de hacer procesos redundantes y procedimientos poco efectivos
 - Generar relaciones contractuales de largo plazo

Para la reactivación de frentes de trabajo, es importante tener en cuenta que los precios de crudo están mejorando y se estima que se están situando más en el escenario medio de 36 dólares por barril, esto podría reflejarse en una inversión adicional de 185 millones de dólares de 2020

Es importante encontrar e invertir en eficiencias operacionales

- Con las eficiencias operacionales previstas se va a optimizar la utilización de mano de obra

- Se requiere mayor inversión social para mantener el equilibrio regional
- Se requiere capacitación de personal local, en lo posible en proyectos de taladros escuela, en las áreas de operación
- Hay que ver las eficiencias de una manera holística
- Simplificar permisos de trabajo
- Eliminar redundancias, optimizar las actividades de seguimiento e interventorías, en la medida de lo posible
- Construir un modelo de abastecimiento para proyectos y perforación
- Impulsar la conformación un grupo de trabajo conjunto para revisar entre otros temas:
 - Los modelos contractuales
 - Cambio en el de relacionamiento con el territorio
 - Eliminar redundancias
 - Buscar eficiencias para generar valor para las operaciones y valor regional sostenible

Igualmente, se ofrecieron las siguientes consideraciones generales:

1. COVID-19

La pandemia, lejos de remitir está en la curva ascendente y es absolutamente mandatorio el cuidado extremo y meticuloso en la aplicación de los protocolos de bioseguridad, en estrecha colaboración entre Ecopetrol, las compañías de servicios y las autoridades regionales y locales.

Es necesario extremar las medidas de prevención y mantener activos y al día los protocolos, por lo menos hasta final de 2020. Las lecciones aprendidas en las regiones son de mucho valor, de ahí la importancia de compartir estas experiencias.

El comportamiento y la responsabilidad social individual de las personas es determinante para el éxito de la prevención y contención de la pandemia. Es importante mantener igualmente el foco en la seguridad de las operaciones. Dadas las circunstancias, adoptar un frente común de trabajo colaborativo es una buena fórmula para sortear de la mejor forma posible esta coyuntura.

2. Contratación local

En la fase actual del COVID-19 se ha aumentado la presión sobre la contratación de mano de obra y bienes y servicios locales, lo cual pudiera ser un nuevo normal. Con la pandemia todo cambió, por lo que es muy importante cambiar igualmente el modelo de relacionamiento del sector con el territorio, para generar espacios de confianza y poder construir acuerdos con base en el diálogo y la concertación. La crisis es una gran oportunidad en esta materia y en particular para construir un nuevo modelo de desarrollo territorial sostenible.

3. Capacitación del personal local

Para la transformación del territorio es importante subir los estándares de las empresas locales y regionales para empoderarlas y que sean generadoras de empleo y contratación de B&S locales. El primer paso es capacitar a la gente en la región.

Una alternativa que genera importantes dinámicas regionales es la de establecer un centro de formación en región. Se proyectaría en la comunidad y en la región como un centro de formación de talento con énfasis en dos dimensiones, la técnica y la humana.

Un centro de formación regional de líderes con valores y visión social, sostenible en el tiempo, sería un proyecto de ECOPETROL con el apoyo de la industria. Proveería un entrenamiento integral en temas técnicos, operacionales, de O&M y HSE, de formación en liderazgo, comunicación, trabajo en equipo y responsabilidad social individual.

CONCLUSIONES

Dada la compleja situación que enfrenta la industria petrolera, así como los demás sectores de la economía, el Gobierno Nacional ha establecido canales de comunicación, flexibilidad en la normativa y apertura de líneas de financiación con el objetivo de alivianar las cargas y consecuencias que con motivo de la pandemia se han agudizado. Campetrol reconoce los esfuerzos del Gobierno, que con sus programas ha llegado a miles de familias y a compañías de los diferentes segmentos de la economía nacional, por ejemplo la financiación de nóminas, así como capital de trabajo.

RECOMENDACIÓN - MESAS DE TRABAJO:

Integrar dos (2) mesas de trabajo ECOPETROL - CAMPETROL para definir lo referente al COVID-19 y a la contratación local

1. COVID 1

Estricta aplicación de los protocolos de bioseguridad, seguimiento y control

- Alineamiento, articulación y colaboración
- Compartir las experiencias
- Estandarizar protocolos en la nueva normalidad
- Responsabilidad individual en el COVID-19
- Estandarización de los protocolos de bioseguridad
- Mejorar los tiempos de las pruebas

2. Contratación local y Bienes & Servicios locales

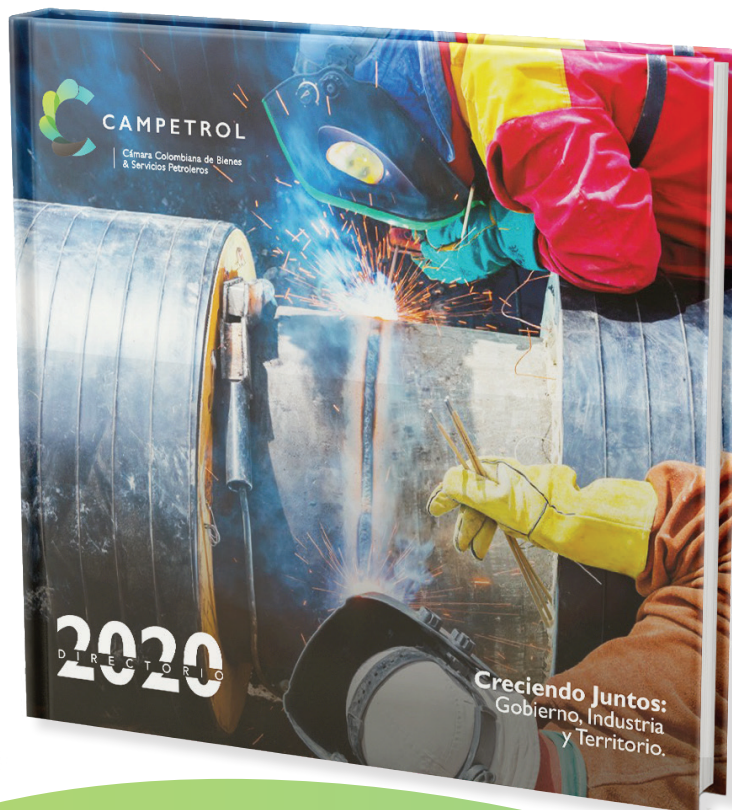
Subir los estándares y empoderar a las compañías regionales y locales

- B&S
 - Reactivar la economía local y regional
 - Desarrollo de proveedores, capacidad financiera
 - Privilegiar la libre competencia
 - Ronda COLOMBIA
 - Cámaras de Comercio, no al cierre de fronteras
- Empleo
 - Cumplimiento de la ley
 - Profesionalizarlos, primer empleo
 - Eficiencias
 - Capacitar a la gente

Durante esta coyuntura, Campetrol ha mantenido constante comunicación con sus afiliados con el fin de conocer sus opiniones y preocupaciones frente a esta nueva situación, y con base en lo anterior, se han estructurado propuestas y peticiones claras en pro de la sostenibilidad de nuestras compañías afiliadas. Desde la Cámara continuaremos reforzando nuestros acercamientos con el Gobierno Nacional para facilitar el acceso a dichos beneficios por parte de empresas afiliadas que así lo requieran. 🍀

DIRECTORIO CAMPETROL 2020

DESCUBRE EL DIRECTORIO EN SU
VERSIÓN DIGITAL



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

¡CONTÁCTANOS!

Clarena Bermúdez - Coordinadora de Eventos
eventos@campetrol.org | (+571) 6170188-6170204 ext 102 | 3102972386

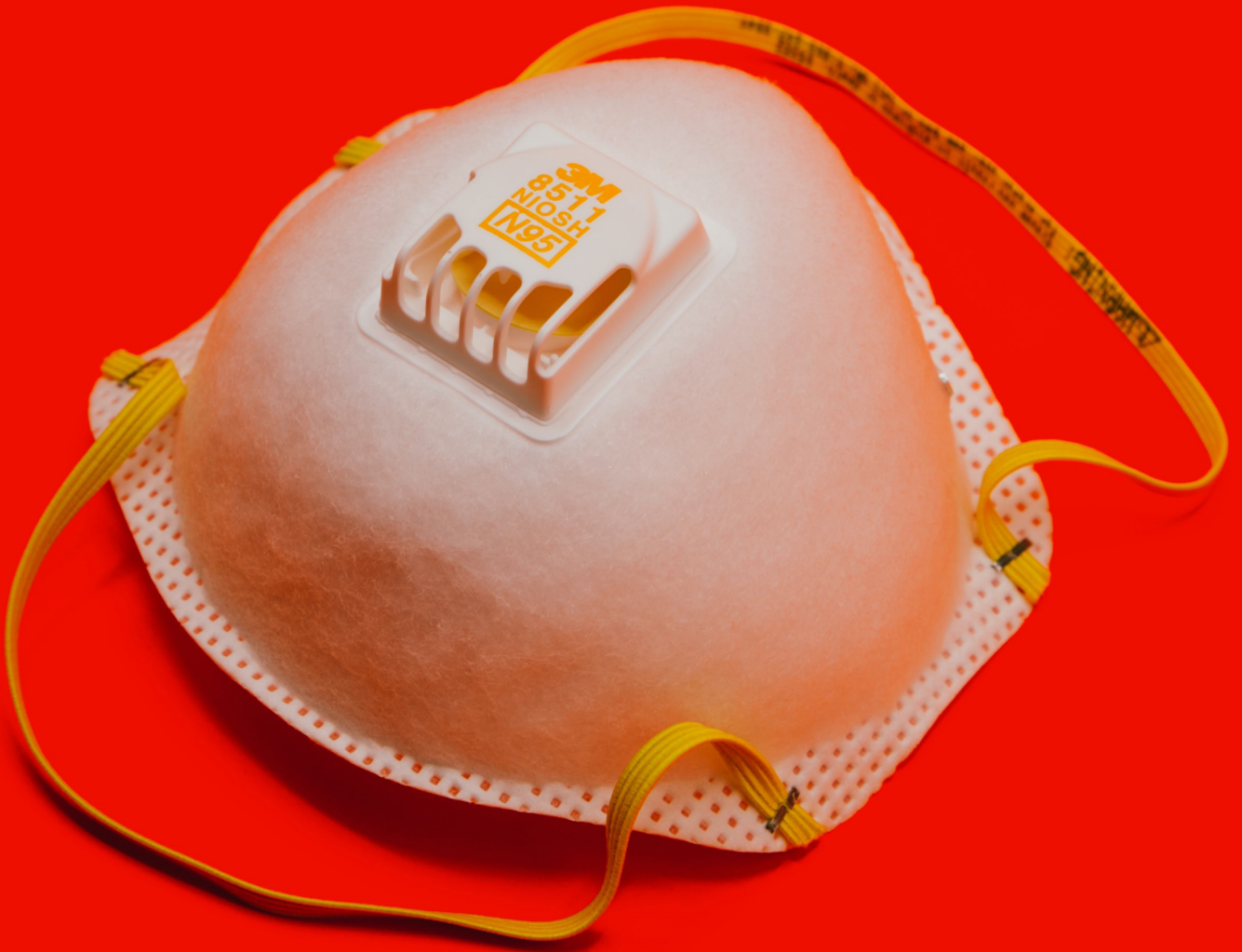
YOUR PURCHASE \$

05.3

GALLONS

005.

REACTIVACIÓN PETROLERA EN LA POS-PANDEMIA



3M
8511
NIOSH
N95

5. PROTOCOLOS DE BIOSEGURIDAD

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia de la humanidad, los dos grandes causantes de pandemias en el mundo han sido los virus y las bacterias. Son cinco las grandes pandemias mundiales a lo largo de la historia: Sarampión, Gripe española de 1918, la peste negra, el VIH y hoy en día el Coronavirus.

El Sarampión ha sido el más letal para la salud humana, se introdujo en 1963 y su brote produjo muertes de 2 millones de personas por año, para un total superior a 200 millones. La Gripe Española se dio en 1918 ha sido una de las crisis de salud pública más grandes de la historia que mató a más o menos 100 millones de personas, acabando con el 6 % de la población mundial. La Peste Negra, que tuvo lugar en Europa en el siglo XIV, se transmitía como un parásito entre mamíferos y a su vez humanos, teniendo su origen en Asia y migrando hacia el viejo continente. Se calcula que de este brote fallecieron alrededor de 50 millones de personas. Por su parte, el VIH mata al 80% de los infectados si no se logra un tratamiento efectivo; hacia finales de 2016, bajo cifras oficiales de la OMS en el planeta había 36.7 millones de infectados.

Finalmente, el COVID-19 está en pleno desarrollo y sus estadísticas aún son cambiantes. Una de las más conocidas es la que publica la Universidad Johns Hopkins de los Estados Unidos (coronavirus.jhu.edu).

En esta sección se presentarán las principales medidas que ha adoptado el Gobierno Nacional, a nivel central y nivel local, así como algunas recomendaciones y pautas generales de bioseguridad, con sus respectivos costos asociados, que desde el gremio consideramos se deben tener en cuenta en el desarrollo de las actividades en campo ante la existencia de la pandemia del COVID-19.

Los protocolos de bioseguridad que deben establecer por obligación legal las diferentes industrias en el territorio nacional están diseñados para reactivar la economía por medio de operaciones seguras. Es muy importante señalar que los gremios, las empresas y los profesionales que componen el sector petrolero colombiano están totalmente capacitados bajo estrictos protocolos de bioseguridad para salvaguardar la integridad y la vida de todos sus colaboradores y de las comunidades donde operan.

1. MEDIDAS DEL GOBIERNO NACIONAL

El Estado de Excepción por Emergencia Económica, Social y Ecológica que está viviendo Colombia a raíz de la pandemia generada por el COVID-19 ha obligado a todas las autoridades del orden nacional, departamental, distrital y municipal a tomar medidas drásticas con el fin de mitigar y evitar la propagación de este virus. Pero no solo los entes del Estado han tomado medidas, las empresas de todos los sectores de la economía también han adoptado sus propios protocolos de bioseguridad con base en los lineamientos generales impartidos por el Ministerio de Salud y de Protección Social.

Es necesario para esto, entender la normativa que desde el nivel central se ha impartido durante este tiempo y que hace referencia a esta materia:

- Decreto 538 de 2020: Decreta el acceso y continuidad en la prestación servicios de salud para la atención los pacientes afectados por la pandemia de Covid-19 (artículo 1. autorización transitoria para la prestación de salud).
- Decreto 539 de 2020: El Ministerio de Salud y Protección Social será la entidad encargada de determinar y expedir los protocolos que sobre bioseguridad se requieran para todas las actividades económicas, sociales y sectores de la administración pública, para mitigar, controlar, evitar la propagación y realizar el adecuado manejo de la pandemia.
- Circular conjunta 0000004 del 9 de abril de 2020: Los Ministros Salud, Transporte y Trabajo, señalan la logística de transporte de carga terrestre y fluvial, empresas y conductores servicio público transporte terrestre automotor de pasajeros por carretera, especial, individual, masivo, colectivo, mixto, transporte por cable, terminales de transporte terrestre, transporte férreo, entes gestores y concesionarios de los sistemas de transporte masivo.
- Circular conjunta 0000001 del 11 de abril de 2020: Dirigidas a todo el personal que labora en proyectos del sector de la construcción de edificaciones (residenciales y no residenciales) que se encuentren en estado de ejecución durante la emergencia sanitaria, dentro de las actividades propias del proyecto, así como en su cadena de suministros y materiales, para prevenir contagios.
- Circular 025 del 16 de abril de 2020: Orientaciones para formular acciones colectivas y procesos de GSPS, en el marco de la emergencia sanitaria por causa del Coronavirus COVID -19.
- Directiva 02 de 20202 de Presidencia de la República: Medidas para atender la contingencia generada por el COVID-19 a partir del uso de las tecnologías de la información y las telecomunicaciones.
- Decreto 637 de 2020: Por el cual se declara un Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional.
- Decreto 636 de 2020: Por el cual se imparten instrucciones en virtud de la emergencia sanitaria generada por la pandemia del coronavirus COVID-19 y el mantenimiento del orden público.
- Resolución 385 del 12 de marzo de 2020 del Ministerio de Salud y la Protección Social: Declaración de la emergencia sanitaria por causa del coronavirus. Decreto 844 de 2020 hasta el 31 de Agosto de 2020.
- Resolución 000380 de 10 de marzo de 2020 del Ministerio de Salud y de la Protección Social: Se adoptan medidas preventivas en el país por causa del coronavirus.
- Resolución N. 407 del Ministerio de Salud y de la Protección Social: Por la cual se modifican los numerales 2.4 y 2.6 del artículo 2 de la Resolución 385 de 2020, por la cual se declaró la emergencia sanitaria en todo el territorio nacional.
- Resolución N. 453 del 18 de marzo de 2020 del Ministerio de Salud y de la Protección Social: Se adoptan medidas sanitarias de control en algunos establecimientos por causa del COVID-19.
- Resolución 470 del 20 de marzo de 2020 del Ministerio de Salud y de la Protección Social: Por la cual se dictan las medidas sanitarias obligatorias de aislamiento preventivo de personas adultas mayores en centros de larga estancia y de cierre parcial de actividades de centros vida y centros de día.

- Resolución N.507 del 25 de marzo de 2020 del Ministerio de Salud y de la Protección Social: Se modifica transitoriamente el parágrafo 1 del Artículo 20 de la resolución 518 de 2015.

2. AUTORIZACIONES ANTE LAS AUTORIDADES REGIONALES Y LOCALES

Uno de los retos más significativos que hemos encontrado en esta nueva realidad es balancear el cuidado de la salud de nuestros trabajadores mientras adelantamos labores que han sido consideradas esenciales para el abastecimiento de bienes de primera necesidad. Adicionalmente, nos hemos encontrado con imposición de normas por parte de las autoridades locales que van en contravía de las normas nacionales. De acuerdo con lo informado por el Ministerio de Salud podemos entender las competencias del nivel central y el nivel local así:



Por otro lado, es necesario señalar aspectos adicionales que la Resolución 666 de 2020 del Ministerio de Salud y la Protección Social ha dispuesto para tener en cuenta frente a las comunidades, como:

- Las alcaldías municipales deben informar los protocolos y medidas implementadas, por medios no físicos ni presenciales para las operaciones de empresas por seguridad de los habitantes.
- Evitar reuniones sociales o que impliquen aglomeración de personas.
- De requerirse el contacto con comunidades por algún motivo especial, se requiere implementar medidas de autocuidado y distanciamiento social.
- Garantizar el cumplimiento de los protocolos a las Administraciones Municipales como es el caso de acceso a la cámaras de video en línea y limitado a personal indicado por la alcaldía municipal.
- Evitar el ingreso a personal ajeno a la operación.

Como lo ha señalado el Ministerio de Salud y la Protección Social, es necesario tener claro que la operación de las empresas debe estar destinada únicamente al objeto del proyecto y que las personas indispensables para su desarrollo deben estar en el campo de producción limitando al máximo la intervención de personal externo no indispensable. Así mismo, debe contarse en todo momento con las medidas básicas de protección de los colaboradores, como lo es el uso de tapabocas y mantener la distancia mínima de 2 metros entre operarios, entre otras medidas que garanticen en todo momento su vida e integridad.

ASPECTOS TÉCNICOS DE LOS PROTOCOLOS DE BIOSEGURIDAD

El Ministerio de Salud y Protección Social ha buscado que durante esta emergencia sanitaria se privilegie que todas las entidades que componen el sistema de salud tengan un fortalecimiento institucional, así como facilitar la implementación y el seguimiento a los objetivos.

Dentro de lo primordial que tiene que tenerse en cuenta del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud

en el Trabajo es la comunicación asertiva y efectiva entre los actores relevantes que lo componen, dentro de los que tenemos a las administraciones municipales, autoridades sanitarias locales, administradoras de riesgos laborales, empresas promotoras de salud, proveedores del sistema y clientes.

Dentro de las medidas generales que la OMS y el Ministerio de Salud y de la Protección Social han emitido para su inclusión en los protocolos, deben tenerse en cuenta las siguientes recomendaciones generales:

- Promover el lavado de manos constantemente
- Uso de tapabocas en todas las áreas de proceso
- Uso de alcohol glicerinado
- Uso de medios de comunicación al interior de la empresa con infografías y demás estrategias no físicas
- Mantener la etiqueta respiratoria
- Disponer de trabajo en casa a personas con síntomas respiratorios
- Procurar el trabajo en casa de personal no indispensable presencial o con grado de vulnerabilidad y riesgo
- Limpieza y desinfección de puestos de trabajo, equipos y elementos de uso comunitario (impresoras o teléfonos)
- Acondicionamiento del puesto de trabajo en casa
- Continuar con el programa de SST en casa
- Medición de la temperatura a la entrada de los campos, proyectos y oficinas

Prohibir el uso de cámaras, túneles o medios de aspersión sobre trabajadores

Encuesta de ingreso sobre síntomas y convivencia con pacientes

Actualización de matriz de peligros

Evaluar al personal en mayor riesgo de contagio

Determinar las actividades de vigilancia de la salud

Promover el distanciamiento en las oficinas y actividades productivas

Evitar los espacios de reuniones y juntas

Mascarillas en zonas de procesos industriales que garanticen retención de partículas

Procurar la ventilación en el lugar del trabajo

Permitir áreas de cambio de ropa o adecuar zonas para tal fin

No es requerido la toma de prueba COVID-19 salvo que desde el programa de SST así se considere

Evitar los encuentros de café o reuniones esporádicas en corredores y senderos peatonales

Promover pausas activas en teletrabajo y condiciones de vida saludable

Aquí es necesario señalar y desmitificar malas prácticas que en otras industrias y en la nueva vida cotidiana de las personas se han evidenciado, como lo es el uso de guantes. Para los órganos de salud no son recomendables, toda vez que esto permite que se

acumulen partículas y virus que luego son transmitidos por contacto a la cara, ojos o boca de las personas al no hacer un uso adecuado de los mismos. Por esto se recomienda no usarlos, y en cambio sí se recomienda adoptar el hábito del lavado constante de manos con abundante agua y jabón que permita combatir cualquier tipo de germen.

MEDIDAS PARA SUMINISTRO DE ALIMENTOS

Así como las operaciones han sido cobijadas por medidas de seguridad y protocolos impartidos por el Ministerio de Salud y de Protección Social, es indispensable hacer alusión a medidas dirigidas al suministro de alimentos, dentro de las cuales deben tenerse en cuenta los siguientes parámetros:

Ajustar los horarios de alimentación reduciendo el tiempo requerido por cada empleado

Mantener constante desinfección de las superficies

Garantizar la distancia mínima de 2 metros permanentemente entre trabajadores (filas y mesas)

No usar celular ni equipo de comunicación en la mesa

Disponer de elementos de higiene y lavado de manos

El personal que se encarga del suministro de alimentos debe cumplir con los lineamientos y buenas prácticas de manipulación de alimentos definidos por la normativa expedida por el Ministerio de Salud y de Protección Social

No hablar sobre la línea caliente, cubiertos y demás elementos y alimentos que se disponen

Una vez se entrega la alimentación a los trabajadores, estos deben ubicarse en el mismo orden, llenando los espacios en las mesas disponibles

Una vez finalizada la alimentación, retirar la bandeja con la loza y colocarla en el lugar designado y posteriormente lavarse las manos siguiendo el protocolo establecido

En caso de que la alimentación no sea suministrada por la empresa y el trabajador se encargue de calentar su comida en hornos microondas: se debe asear el panel de control del artefacto entre cada persona que lo utiliza o designar a una sola persona que se encargue de efectuar la manipulación de los hornos

Siendo este uno de los puntos de más cuidado, ya que la preparación y la ingesta de alimentos debe tener las medidas más extremas de protección, el uso de guantes y tapabocas sí es completamente obligatorio para las personas que elaboran o sirven los alimentos como medidas de salubridad y de protección de dos vías. Así mismo, es obligatoria la adecuación de las instalaciones con el fin de que se respete de forma estricta la distancia mínima de 2 metros entre una y otra persona.

MEDIDAS FRENTE A LOS ALOJAMIENTOS

Usar tapabocas en áreas comunes

Los trabajadores y el personal que prestan otros servicios en esas zonas deben implementar el lavado de manos, según indicaciones anteriormente dadas

Asearse inmediatamente se haga el ingreso al alojamiento, separación de ropas, no ingresar calzado, uso de tapete sanitario

No fumar

Asegurar que se incrementen las actividades de limpieza y desinfección de superficies, paredes y techos

Mantener la ventilación e iluminación natural del alojamiento o aire acondicionado con mantenimiento permanente

En caso de que un trabajador presente síntomas de COVID-19, notificar a los teléfonos establecidos por la autoridad de salud de su municipio, y al supervisor o jefe inmediato y seguir las recomendaciones brindadas por el ministerio de Salud y de Protección social

Como práctica errónea se ha evidenciado tanto en industrias como en hoteles y hospitales el uso de cabinas de dispersión, las cuales según las instrucciones y recomendaciones del Ministerio de Salud y de Protección Social, no son recomendables en ningún sentido, ya que este sistema no garantiza la eliminación de gérmenes ni virus y sí puede ocasionar lesiones a las personas que son sometidas a esta herramienta.

MEDIDAS EN EL TRANSPORTE

Cada una de las actividades que concurren para desarrollar las operaciones normales de una industria son susceptibles de recomendaciones y de protocolos de bioseguridad para mantener a salvo la integridad de los usuarios o personas que disponen de ella. El transporte es una actividad indispensable para cualquier actividad tanto laboral como personal de los ciudadanos, por eso se deben tener en cuenta los siguientes puntos fundamentales de cuidado:

Seguir el código de etiqueta respiratoria

Abstenerse de tocarse la boca, la nariz y los ojos

Publicar imágenes ilustrativas en áreas o lugares de fácil acceso y visualización

En lo posible dejar y recoger a los trabajadores en inmediaciones a la vivienda

Sitios destinados como paraderos permiten una distancia mínima de 2 metros

Evitar realizar paradas en zonas no autorizadas o en lugares que impliquen riesgo de contacto

Coordinar una estrategia que permita que antes de abordar el vehículo, se pueda indagar al respecto de síntomas relacionados con COVID.19 (fiebre mayor a 38° C, tos, dificultad respiratoria, dolor de garganta, fatiga, decaimiento o debilidad). Si la respuesta es afirmativa debe abstenerse de abordar el vehículo e informar a su supervisor

MEDIDAS EN EL TRANSPORTE PARA CONDUCTORES

Si presenta síntomas respiratorios, debe informar a la empresa y preferiblemente, abstenerse de laborar

Debe usar tapabocas siempre que transporte a algún pasajero

Debe disponer de adecuado suministro de alcohol glicerinado (pasajeros antes de abordar)

Indicar la manera de abordar el vehículo

En lo posible, evitar el uso de aire acondicionado

Tener siempre ventilación natural en el vehículo

Hacer limpieza y desinfección de su vehículo después de terminar el recorrido (mínimo dos veces al día)

Al llegar a la casa, evitar contacto con la familia y cohabitantes de vivienda, sin antes haber lavado sus manos, cambiado de ropa y asearse

Asignar una distancia entre el conductor y los pasajeros de mínimo 1 metro y a partir de esa distancia, ubicar a los pasajeros de un puesto por medio de distancia

No saludar de mano y evitar contacto con los pasajeros

No consumir alimentos

Ubicar a una sola persona en cada puesto doble

MEDIDAS EN EL TRANSPORTE DE VEHÍCULOS OPERATIVOS Y MAQUINARIAS

Dentro de la industria de hidrocarburos, además del uso de transporte público para movilizar a los operarios como buses, se incluyen vehículos de servicio especial así como maquinarias en las que también deben tenerse en cuenta protocolos específicos para mantener la integridad de los colaboradores.

- Desinfección de superficies antes del inicio de cada turno
- Uso obligatorio de tapabocas
- Máximo 3 personas por camioneta o vehículos pequeños
- 1 persona en moto y obligatoria la desinfección del casco
- Mantener el código de etiqueta respiratoria
- Los usuarios de transporte deben haberse aseado y cambiado de ropa antes de cualquier contacto

3. COSTOS ASOCIADOS A LA IMPLEMENTACIÓN

La nueva normalidad ha traído cambios en todos los aspectos de desarrollo de la vida de las personas y las operaciones de las compañías, tanto del sector *O&G* como las demás industrias a nivel nacional e internacional.

En este acápite pretendemos dar unas pautas generales, que desde el gremio hemos considerado como los costos que las empresas del sector de hidrocarburos deben tener en cuenta en el desarrollo de las actividades en campo ante la existencia de la pandemia del COVID-19.

Así mismo, propendemos desde Campetrol porque el cuidado de la vida, acatamiento de los protocolos de bioseguridad y cumplimiento de la normatividad legal actual, sea una responsabilidad de todos: empleadores, colaboradores, niveles del gobierno y miembros de la comunidad, en pro del bienestar general de la ciudadanía colombiana en estos momentos de crisis.

Es necesario advertir que los puntos y costos esbozados corresponden a unos estimativos que han implementado empresas afiliadas al gremio, sin que estos se consideren reglas taxativas a seguir, o que sean los mínimos, ni topes a tener en cuenta, ya que cada empresa dentro de sus protocolos de bioseguridad y sus modelos de contratación podrá generar menores costos o aumento en los mismos, de acuerdo a sus políticas.

Costos no cuantificados, indirectos o potenciales

1. Costos logísticos por restricción en cantidad de pasajeros en camionetas
2. Costo en alojamiento en hoteles del personal en espera de resultado de pruebas COVID-19 o aislamiento preventivo
3. Pruebas COVID-19 o moleculares rápidas (siempre y cuando la empresa operadora no las asume)
4. Desarrollo de aplicaciones *online* para el cargue de evidencia y el seguimiento al cumplimiento de las medidas de protección de cada empresa
5. Los EPP (equipos de protección personal) varían en costo de acuerdo a la necesidad de cada empresa y a la actividad específica a desarrollar

Dentro de los gastos no cuantificados, indirectos o potenciales, estas cinco medidas básicas establecidas por empresas del sector de bienes y servicios pueden

ser una pauta para la implementación de los protocolos de bioseguridad internos de cada compañía.

Costos cuantificados

Cada empresa del sector de bienes y servicios tiene una operación y una actividad diferente a la de las demás; sin embargo, a continuación presentamos tres tipos de Equipos de Protección Personal que pueden ser tomados como base:

- **Kit COVID cuadrilla móvil de cuatro personas con turno de 24 horas x 14 días:** contiene 24 elementos de protección personal con un costo aproximado de \$2.600.000 de pesos.
- **Kit COVID cuadrilla fija de diez personas con turno de 24 horas por 14 días:** contiene 24 elementos de protección personal con un costo aproximado de \$4.400.000 de pesos.
- **Kit COVID para base operativa de diez personas en horario de oficina:** compuesto por 24 elementos de protección personal con un costo aproximado de \$ 3.700.000 de pesos.

Para este punto, hemos tomado como referencia tres tipos de *Kit COVID* establecidos por algunas empresas afiliadas al gremio, los cuales permiten establecer costos según el tipo de cuadrilla que se maneja con su respectivo horario de trabajo, así como de la base de operarios del campo. Lo anterior es un costo estimado para que las empresas puedan avanzar con su planeación financiera para la contratación de los servicios que van a prestar a las empresas operadoras, dependiendo su actividad.

Vale la pena resaltar que estos costos asociados a la operación son un aproximado y pueden ser tomados como una base para que las compañías puedan implementar dentro de sus nuevas propuestas comerciales, sin que sean una camisa de fuerza, pues cada caso dependerá de la actividad específica y el personal necesario que determinen para las operaciones.

También es indispensable expresar que hay otros costos que las empresas deben tener en cuenta con esta nueva situación causada por la pandemia para tener operaciones seguras, como serían los valores a asumir por el manejo de residuos y la señalización, equipos y

elementos para desinfección de manos de los operarios y los equipos, para la aspersión en el ingreso del personal, equipos y vehículos al campo y termómetros para la toma de temperatura corporal, entre otros.

CONCLUSIONES

Los protocolos de bioseguridad, más allá de una medida obligatoria del Gobierno Nacional, son una protección a la salud, integridad y la vida, de los trabajadores, comunidades y ciudadanía en general, con el fin de que atendiendo a la situación que se está atravesando a razón del COVID-19 se pueda dar continuidad a las operaciones y trabajos en campo de la industria petrolera, así como de las demás economías que mueven al país. Estas medidas son de obligatorio cumplimiento y deben ser apropiadas por cada una de las personas que componen el conglomerado social, para que así el país pueda ir retomando poco a poco su economía productiva.

Es necesario tener en cuenta que esta situación ha generado pérdidas económicas históricas y con ello las nuevas actividades tendrán un costo más elevado en sus presupuestos de ejecución que debe preverse en todo momento, pero siempre con la convicción de que se actúa por el bienestar y el cuidado de la vida. 🐼



¿YA CONOCES NUESTRAS INFOGRAFÍAS?

Descubre la perspectiva de Campetrol frente a los temas más relevantes de la industria Oil & Gas.



6. CONFLICTIVIDAD SOCIAL

INTRODUCCIÓN

Desde Campetrol, hoy más que nunca sentimos la necesidad de realizar un trabajo interinstitucional articulado, en equipo, para lograr una pronta reactivación en pro de las regiones, de la industria y por supuesto del país. Estamos experimentando una situación muy compleja y sin precedentes en distintas zonas, en donde vemos que la normativa local que se está expidiendo en territorio contradice a la normativa nacional y particularmente a los decretos ley que rigen al sector de hidrocarburos.

Algunas autoridades locales han expedido actos administrativos, decretos o resoluciones en los cuales se asumen funciones de otras competencias, o incluso se faculta a la sociedad civil, para intervenir en el proceso de verificación y control de la correcta aplicación de los protocolos de bioseguridad y/o sobre el manejo de las diferentes situaciones que se presentan a raíz del COVID-19. Reconocemos su facultad de hacer seguimiento de la situación, sin embargo, la falta de claridad y entendimiento frente a la realidad de la pandemia en regiones como el Meta, Arauca, Magdalena Medio, Casanare, Santander y Putumayo está dado origen a nuevas formas de conflictividad

social que afectan en gran medida a la industria.

Todos debemos contribuir en la lucha contra la desinformación. Sabemos que los gobiernos locales tienen gran interés en reactivar las operaciones y retomar la actividad económica en sus municipios, al igual que la industria petrolera. Como segmento de bienes y servicios, tenemos la voluntad de generar un trabajo articulado para la estructuración de estrategias que logren sensibilizar la normativa nacional en lo local. En este sentido, hemos propuesto el apoyo en la gestión de escenarios y espacios de trabajo conjunto en los cuales logremos obtener ese entendimiento tan necesario en estos momentos, siempre bajo el estricto cumplimiento de los protocolos y cuidando la vida y la salud de nuestros trabajadores y sus familias, siempre la prioridad.

Entendemos que hoy la operación no es viable si no se realiza con el más estricto cuidado y aplicación de los protocolos de bioseguridad. Sin embargo, esto debe ser absolutamente claro para la industria, la región, las comunidades y por supuesto los gobiernos locales y regionales.



1. RESTRICCIONES A LA MOVILIDAD

El COVID-19 nos tomó a todos por sorpresa. Nunca imaginamos el alcance y las consecuencias que iba a tener y cómo iba a cambiar nuestras vidas. Si bien el contexto de la afectación de las operaciones por vías de hecho o bloqueos ha sido un reto importante, actualmente la situación en territorio se ha tornado cada vez más compleja. Apoyados en el pretexto de las dificultades económicas y sociales que ha traído esta pandemia, desde la comunidad se le están exigiendo a la industria condiciones de contratación local que en la mayoría de los casos son inviables.

No debemos olvidar que actualmente contamos con una normativa laboral robusta como lo es el Decreto 1668 de 2016 del Ministerio del Trabajo, que está funcionando en cabeza del Servicio Público de Empleo con todos sus elementos, recursos y capacidades. Lo anterior debe prevalecer en términos del empleo en el sector de hidrocarburos frente a las normas locales que puedan surgir de manera transitoria por el Estado de Emergencia.

RETENES

La industria no creó el COVID-19, ni lo lleva a las regiones. La sensación de ciertas comunidades es que el sector de hidrocarburos es una amenaza y un promotor de contagios en lugar de un aliado para la reactivación de la economía local y nacional. El temor al contagio no debe ser un impedimento para trabajar juntos, industria y territorio, para contener y prevenir la expansión del virus en las regiones de nuestro país.

Las autoridades locales han estado a la cabeza de la reactivación de cada uno de los sectores económicos de su territorio y son ellos los llamados a ejercer el control en estos momentos. Sin embargo, en las zonas de influencia se han evidenciado retenes y vías de hecho en medio del aislamiento obligatorio, sin ninguna medida de protección o de bioseguridad. Más allá de los bloqueos que nos afectan como industria, el hecho está en que los protocolos de bioseguridad no son solo de cumplimiento para las compañías que contribuyen al proceso de reactivación, sino también para las comunidades que deben cuidarse y ayudarnos a cuidar su territorio.

Hemos observado con preocupación la legitimación de algunas alcaldías sobre los puestos de control

que se han ubicado dentro de los municipios. Estos retenes informales han significado una problemática para los mismos trabajadores locales, al momento de su desplazamiento entre esas zonas de control, y en donde se les ha negado el ingreso, situaciones que no deberían darse para evitar el conflicto con sus propias comunidades. Así mismo, la industria se ha visto enfrentada a escenarios de solicitud de necesidades particulares que están fuera de lo estipulado en la reglamentación nacional, acerca de la participación de mano de obra local y la contratación de bienes y servicios locales.

En este momento coyuntural de alta complejidad, estos puntos de control generan un riesgo importante, ya que cada vez que se transita por dichas zonas, existe concentración de población y constreñimiento para los trabajadores y la industria en general.

En este sentido, es de gran importancia que el Gobierno Nacional realice la revisión de las normas impuestas por las alcaldías locales y puntualice en la clarificación de las competencias necesarias en relación con la Inspección, Vigilancia y Control (IVC) para la continuidad operativa. La IVC no puede quedar en manos de los ciudadanos, cuando existen entidades encargadas de dicho proceso.

SOLICITUD DE DOCUMENTOS

La industria petrolera es muy cuidadosa en mantener al día toda la documentación que exige la Resolución 666 de 2020, para la radicación y aprobación de protocolos, en donde se incluye la información personal del empleado (nombre y cédula). Sin embargo, en algunos municipios, en los retenes mencionados anteriormente, los particulares a cargo de éstos exigen información adicional (cargo, lugar de procedencia), quedando estos datos en manos de las autoridades locales y en ocasiones de personas que no tienen el rol ni la competencia para tener acceso a esta información.

Desafortunadamente, estamos evidenciando información confidencial de empresas y de sus empleados en redes sociales y otros medios, que está siendo utilizada para hacerle veeduría de contratación local a las compañías, desvirtuando así completamente el proceso de radicación de protocolos que debe estar enfocado en temas de bioseguridad y prevención de

riesgos asociados a la coyuntura del COVID-19. Este panorama genera mayor desinformación y acentúa la conflictividad social poniendo aún más en riesgo la continuidad operativa de la industria.

Debemos recordar que el *Habeas Data*, o el derecho a la privacidad de la información, es un derecho fundamental regulado, no sólo por la ley 1266 de 2008, sino por múltiples pronunciamientos de la Corte Constitucional. La información personal, como datos médicos, nombre, cédula, dirección de residencia entre otros, debe ser tratada con la mayor confidencialidad y de acuerdo con la política de protección de datos de cada entidad que los reciba. En el presente caso encontramos que las alcaldías no están cumpliendo con esto, no sólo porque no cuentan con políticas de protección de datos, sino porque le están permitiendo a particulares obtener la información y hacer seguimientos que no les corresponden.

En este sentido, es urgente que las autoridades locales generen mayor claridad en los procesos que requieren de utilización de datos personales y el Gobierno Nacional debe ser muy enfático con la ciudadanía, en que el foco y uso de esta información está únicamente orientado a fines exclusivos de los protocolos de bioseguridad, y, asimismo, dejar claras las posibles sanciones que conlleve un mal uso de ésta, conforme a lo establecido en la ley.

2. LEY DE REGALÍAS. DECRETO REGLAMENTARIO

El pasado 26 de diciembre de 2019 entró en vigor el Acto Legislativo 5 mediante el cual se reformó el artículo 361 de la Constitución Política, modificando la distribución de los recursos generados por las regalías. Esta reforma no sólo era necesaria para el país, sino que también era de suma importancia para la estabilidad económica, social y ambiental de las regiones colombianas, especialmente para aquellos municipios productores en los que se realiza la explotación de recursos naturales no renovables.

Dicha modificación tiene como objeto aumentar los recursos para los municipios más pobres y las asignaciones directas para las zonas productoras, permitiendo a la vez, destinar recursos para la protección del medio ambiente y mantener la inversión regional. Este nuevo Sistema General de Regalías (el “**SRG**”) pretende romper con las dinámicas del antiguo sistema, donde existía una fragmentación de los recursos, una proliferación de obras de bajo impacto, oportunidades para el asentamiento de la corrupción, el derroche de los recursos y la falta de control de los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (el “**OCAD**”). El cambio introducido con el nuevo SGR es muy positivo y beneficia sin duda en primer lugar a los municipios y departamentos productores.

De acuerdo con el nuevo texto, se destinará un 20% para los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelante la explotación de recursos naturales no renovables, así como para los municipios con puertos

marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos. Los municipios donde se exploten recursos naturales no renovables tendrán además una participación adicional del 5% que podrán ser anticipados.

En concreto, las regiones productoras pasarán de recibir un 11% a un 25% del total del presupuesto de regalías, el 15% irá para los municipios y distritos priorizados y el 34% para los proyectos de inversión regional de los departamentos y municipios con criterios de necesidades básicas insatisfechas y desempleo. De otra parte, se destina el 1% para la conservación de las áreas ambientales estratégicas y la lucha nacional contra la deforestación, un 10% para la inversión en ciencia, tecnología e innovación y un 2% para el funcionamiento, la operatividad y administración del Sistema. Por su parte, el remanente se destina al ahorro para el pasivo pensional y a la estabilización de la inversión.

Por otro lado, en enero de 2020 el Ministerio de Minas y Energía junto con el Departamento de Planeación Nacional (el “**DNP**”) expidió el Decreto 098, mediante el cual se modificó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Planeación Nacional y de Minas y Energía en lo relativo a los proyectos de inversión financiados mediante la modalidad de obras por regalías para el desarrollo de entidades territoriales. Lo anterior, con el propósito de garantizar que las regalías sean destinadas a obras con un impacto social,

económico y ambiental alto, especialmente en aquellos territorios donde se adelantan proyectos de explotación de recursos naturales no renovables. Asimismo, bajo la modalidad de obras por regalías se intenta fomentar la responsabilidad social empresarial de las personas jurídicas que desarrollan actividades de explotación, con la participación de las comunidades beneficiarias de la inversión en infraestructura de servicios públicos, proyectos agrícolas y productivos, entre otros.

Sin embargo, con el fin de que los recursos de regalías se utilicen de la mejor forma posible, el decreto reglamentario impone una limitación en los montos y varios requisitos para las personas jurídicas que podrán acceder a esta modalidad de financiación, ya que serán aquellas que hayan obtenido ingresos brutos superiores a 33.610 UVT durante la vigencia fiscal anterior, lo cual, para la vigencia de 2019 representa un valor aproximado de COP 1.143.000.000. Adicionalmente, los proyectos deberán estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo vigente, deberán ser registrados ante el Banco de Programas y Proyectos de Inversión del SGR y posteriormente, deberán ser aprobados por el OCAD que corresponda. De igual modo, los recursos privados utilizados para el proyecto de inversión deberán canalizarse a través de una fiducia autónoma que, a su vez, requerirá la expedición de pólizas de cumplimiento de cada uno de los posibles riesgos derivados. A su vez, estas personas jurídicas deberán acreditar su entrega a satisfacción, mediante la certificación de completa ejecución y recibo por parte de la entidad territorial beneficiaria, para que la Agencia Nacional de Minería o la Agencia Nacional de Hidrocarburos, según corresponda, realice el reconocimiento del pago de regalías.

Ahora bien, dentro del marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica decretado el pasado 09 de abril de 2020, se expidió el Decreto

Legislativo 517 mediante el cual se estableció que los únicos proyectos de inversión susceptibles a ser financiados por medio del SGR serán aquellos que estén encaminados a la ejecución de inversión prioritaria y oportuna para la atención de la emergencia actual. Por lo tanto, sólo serán autorizados proyectos dirigidos a brindar atención en salud y protección social, agricultura y desarrollo rural, suministro de alimentos, recursos hídricos y asistencia alimentaria a la población más afectada. En concordancia con lo anterior, las entidades territoriales deberán priorizar al menos el 30% de los recursos de asignaciones directas en actividades relacionadas con la atención primaria en salud y sólo podrán aprobar proyectos hasta el monto del recaudo efectivo de las regalías, lo cual reduce el presupuesto para la aprobación de los proyectos de inversión.

Si bien en los últimos meses las diferentes entidades administrativas han tomado medidas y han logrado la modificación de ciertas normas que reglamentan y regulan el Sistema General de Regalías, la distribución de éstas y los proyectos de inversión, la declaración del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica le pone un alto a muchas de esas modificaciones, pues las acciones de las entidades territoriales y de todo el país, están volcadas a atender la emergencia. No obstante, mientras se sigan adelantando proyectos de explotación de recursos naturales no renovables, los departamentos y municipios productores seguirán recibiendo un 25% de las regalías, lo cual será un gran apoyo a la sostenibilidad de aquellos territorios donde se adelantan este tipo de actividades. Por último, se espera que esta reforma promueva la inversión consciente de todos los actores que intervienen en la cadena productiva de explotación de recursos naturales no renovables, especialmente en las regiones productoras las cuales irónicamente son muchas veces las que tienen más necesidades básicas insatisfechas.

3. UN NUEVO ENFOQUE EN EL RELACIONAMIENTO

Se avecinan unos meses de reactivación bajo una nueva realidad de operación post COVID-19. Ahora más que nunca, el acompañamiento institucional a la industria es clave para enfocarnos en esos retos

de relacionamiento que tenemos juntamente con las comunidades y gobiernos locales. Por desinformación y desconocimiento del virus, la efectividad de las pruebas realizadas, por falta de pedagogía o socialización

de esta nueva realidad, se ve afectado el reinicio de las actividades operacionales, necesarias para la generación de valor.

Es importante actuar en este momento para capitalizar y controlar las situaciones que se puedan dar a nivel social en los territorios, pues las comunidades con las que la industria tiene contacto permanente estaban acostumbradas a una forma de relacionamiento diferente, un relacionamiento en vivo, en donde sólo se podían solicitar revisiones y reuniones para verificar situaciones en campo. Ahora, la comunidad deberá otorgar nuevamente a las empresas esa confianza y esa libertad de transitar por el territorio, la cual se ha visto altamente afectada por el aislamiento obligatorio, el distanciamiento social y las demás limitaciones a la movilidad. Las comunidades tendrán que confiar en que las compañías pondrán de su parte para cumplir con los protocolos de bioseguridad, y entender que para la industria la salud de todos los trabajadores y los habitantes del territorio siempre estará primero.

Desde Campetrol estamos convencidos de que juntos, Gobierno, Industria y Territorio, tenemos la mejor disposición para reactivar el sector de forma segura y así continuar siendo el motor de la economía del país. Para esto, debemos llegar al territorio como equipo, con nuevas reglas de convivencia, de bioseguridad, nuevas formas de trabajar, nuevas estrategias de comunicación que involucren herramientas virtuales, sin olvidar la importancia de los espacios para compartir y empoderar a las comunidades sobre ese nuevo actuar y esa nueva forma de relacionarnos para mantenernos en permanente comunicación. Todo esto, teniendo en cuenta los elementos que nos brindan los protocolos de bioseguridad para que el personal de la industria y los ciudadanos estén cubiertos de la mejor manera posible para prevenir y evitar el contagio.

CONCLUSIONES

A pesar de lo que conlleva esta nueva coyuntura, las razones por las cuales se presenta la conflictividad social en las regiones no son nuevas. Las comunidades piden más participación en la mano de obra local y en la contratación de bienes y servicios locales. Sin embargo, en la pandemia estos temas se han visto exacerbados por el miedo de las comunidades a contraer el COVID-19. Esto hay que entenderlo en sentido constructivo.

La crisis es una gran oportunidad para enfocar nuestras prioridades en cuanto a inversión social y a contratación de mano de obra y bienes y servicios locales. Pero para esto necesitamos reglas claras, los municipios y el Gobierno Nacional deben trabajar con mayor coordinación para permitir que se realice una actividad que beneficie a todos los colombianos, especialmente en la pandemia, cuando subproductos del petróleo son tan importantes para la movilización y comercialización de todo lo que producen y exportan las regiones al mercado. 🍷



7. ESTABILIDAD JURÍDICA

INTRODUCCIÓN

Colombia es un país cuyo marco legal se ha caracterizado por ser robusto en cuanto a las leyes, decretos y resoluciones que lo conforman. No obstante, en algunos casos el objetivo de la norma no coincide con las dinámicas económicas y sociales del territorio colombiano.

Debido a lo anterior, en la mayoría de los municipios, especialmente en aquellos que se encuentran situados lejos de las ciudades principales y donde la actividad de hidrocarburos está fuertemente presente, las normas no son aplicadas como se debiera. Al no tener un marco legal claramente entendido, los distintos actores que intervienen en el desarrollo económico y social de estos municipios se enfrentan diariamente con la inestabilidad jurídica, lo que hace que disminuya el desarrollo en las regiones, la eficiencia operacional y la competitividad de las empresas de bienes y servicios.

Colombia se ha caracterizado por ser un país rico en recursos naturales no renovables y aunque resulta bastante atractivo para los inversionistas, la falta de claridad sobre las normas que rigen la actividad empresarial hace que éstos pierdan confianza en el país. De la mano de la falta de claridad, se encuentra la

ineficiencia y la mala calidad en el acceso a la justicia y a la celeridad en los procedimientos administrativos, lo cual hace que los permisos y licencias ambientales que deban ser solicitados por las empresas tomen meses e incluso años en ser expedidos.

Así pues, es menester que la legislación tenga en cuenta la realidad de las regiones productoras, donde existe una gran desconexión entre lo central y lo territorial, como en el caso del uso del suelo y del subsuelo. Al respecto es evidente la necesidad de una ley de coordinación y concurrencia, muy importante tanto para dirimir el conflicto de competencias que se presenta en esta materia como para que los inversionistas reafirmen su confianza en los instrumentos de concertación. Por ejemplo, el de la consulta previa, para que las diferentes comunidades étnicas que se encuentran presentes en las regiones productoras, vean amparados sus derechos, en armonía con el desarrollo de proyectos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, para la integración de los mismos al desarrollo territorial sostenible que demanda la sociedad colombiana.

1. LICENCIAMIENTO AMBIENTAL

En Campetrol estamos convencidos de que el cuidado del medio ambiente es compatible con las actividades industriales, en general y específicamente con el sector energético. En esta nueva realidad es cada vez más evidente la necesidad de impulsar un verdadero desarrollo sostenible, coyuntura que representa una oportunidad para el sector energético, que debe adaptar sus operaciones a un modelo cada vez más sostenible y que involucre también las energías renovables. En línea con lo anterior, este año Campetrol le apostó a ser una Cámara de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía.

La normatividad en el tema de licenciamiento ambiental puede parecer un poco confusa, sin embargo, para entender los fundamentos es sólo necesario tener en cuenta lo siguiente: en primer lugar, el derecho a un medio ambiente sano fue consagrado por la Constitución Política en su artículo 79. Como desarrollo de éste, y en cumplimiento del compromiso adquirido en la Cumbre de Río (1992), el Congreso expidió la Ley 99 de 1993, la cual es considerada como el estatuto ambiental y dicta cómo se deben organizar las diferentes entidades (nacionales y regionales) que hacen parte del Sistema Nacional Ambiental o SINA. Finalmente, el Decreto 1076 de 2015 compila todos los decretos del nivel nacional en una sola norma.

Es importante resaltar que, el sector de petróleo y gas cuenta con una particularidad con la que no cuentan otros sectores: las licencias ambientales (las cuales deben siempre incluir la totalidad de los permisos de aprovechamiento y uso de recursos naturales) sólo son otorgadas por la autoridad nacional encargada del licenciamiento ambiental, función que es ejercida hoy por la ANLA, lo cual permite que se tengan criterios unificados en todo el territorio.

En nuestro sector, se requerirá licencia ambiental en los siguientes casos:

- Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías y las actividades de exploración sísmica en áreas con profundidades inferiores a 200 metros
- Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes

- La explotación de hidrocarburos, que incluye la construcción de instalaciones, las obras complementarias, incluidos el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociadas y conexas
- El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación con diámetros iguales o superiores a seis (6) pulgadas (15.24 centímetros)
- La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación

Pese a que la ANLA tiene la autoridad en materia ambiental, esto no quiere decir que las autoridades ambientales locales no tengan facultades regulatorias en los proyectos de hidrocarburos. Las CARs no sólo deben hacer parte del trámite de licenciamiento ambiental, dando su concepto sobre la viabilidad del proyecto, sino que son las encargadas de decidir en temas relacionados con la sísmica, la inversión de no menos del 1% y en cualquier trámite que no requiera de licencia ambiental (por ejemplo, en la perforación de pozos estratigráficos).

El rol de las corporaciones autónomas regionales en la protección del medio ambiente se hace fundamental especialmente en la fase de la sísmica, la cual no requiere de licencia ambiental y por lo tanto es regulada completamente por las mismas. Es por esto que es necesario contar con una institucionalidad fortalecida y capacitada para la expedición de licencias ambientales, así como para el control posterior, que garantice el cuidado y preservación del medio ambiente y de los recursos naturales renovables.

En cuanto a las energías renovables, el panorama es un poco diferente, en virtud con lo establecido en los artículos 2.2.2.3.2.2. y 2.2.2.3.2.3, las energías “potencialmente contaminantes” deberán contar con licencia ambiental. Lo que hace que sea diferente al sector de hidrocarburos es precisamente la entidad competente, ya que si es una planta con capacidad instalada de más de 100 MW es competente la ANLA, si es menos, será la corporación autónoma regional (los

proyectos con capacidad instalada menor a 10 MW quedarán exceptuados de requerir licencia ambiental).

En Campetrol consideramos que las entidades ambientales se fortalecerán en la medida que sus profesionales estén altamente capacitados, y cuenten con suficiente independencia respecto de las decisiones políticas que se puedan dar dentro de los gobiernos locales y nacionales.

Entendemos que el seguimiento a las obligaciones de licenciamiento ambiental es un desafío que debemos superar con el desarrollo de nuevas tecnologías. Por ejemplo, apoyamos la iniciativa de la ANLA de hacer seguimiento geoespacial a los proyectos licenciados, ya

que esto permite una reacción más efectiva y rápida ante cualquier violación ambiental. Pese a que la tecnología puede ser un aliado importante para la transparencia, debemos propender para que nuestras operaciones sean tan transparentes que podamos recobrar la confianza en las comunidades.

La industria de hidrocarburos busca ejecutar sus actividades de acuerdo con los mejores estándares ambientales, y es por esto que creemos que el seguimiento ambiental no es enemigo de la industria, todo lo contrario, pues genera mayor empoderamiento de las comunidades y mayor confianza en la industria.

2. LEY DE COORDINACIÓN Y CONCURRENCIA

El artículo 40 de la Constitución Política de Colombia le otorga el derecho a todo nacional de participar en la conformación, ejercicio y control del poder político a través de distintos mecanismos como lo son el plebiscito, las elecciones, los referendos, las consultas populares, entre otros. Dichos mecanismos tienen como objetivo ser una herramienta para los ciudadanos quienes, al ser parte de un Estado democrático, deben ejercer su derecho a participar en la toma de decisiones políticas, especialmente en aquellas que los involucran directamente.

La consulta popular, es el mecanismo de participación ciudadana que más ha sido empleado por los habitantes de ciertos departamentos de Colombia para defender sus intereses, especialmente en aquellos donde su actividad económica principal es la exploración y explotación de recursos naturales no renovables. En el 2016, los habitantes del municipio de Cumaral, Meta iniciaron el trámite para realizar una consulta popular mediante la cual se decidiera sobre la realización de las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos dentro del territorio. Dando cumplimiento a la ley, se procedió a realizar el trámite de control previo de constitucionalidad de la consulta popular y, a principios de 2017, el Tribunal Contencioso Administrativo del Meta declaró constitucional el texto de la pregunta base del mecanismo de participación. El resultado de la consulta fue no permitir la realización

de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Cumaral, lo cual generó la salida del territorio de la operadora titular del contrato que el Estado colombiano le había otorgado para realizar las labores de exploración y producción de hidrocarburos. No obstante, la sentencia mediante la cual el Tribunal declaró la constitucionalidad del mecanismo de participación fue demanda por la operadora a través de una acción de tutela que advertía la violación de la ley, al abordar temas de competencia nacional que no le correspondía tratar a las entidades territoriales.

A raíz de la presentación de esta acción de tutela y de los distintos conflictos derivados de algunas consultas previas que se llevaron a cabo en el pasado, la Corte Constitucional se pronunció mediante sentencia de revisión, por medio de la sentencia SU-095 de 2018, acerca de la competencia de los entes territoriales para tomar decisiones acerca de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables en los municipios. La Alta Corte recordó que la Constitución Política prevé que el subsuelo es propiedad del Estado y que, bajo el principio de autonomía territorial, las entidades locales tienen amplias competencias respecto al uso del suelo.

De igual modo, concluyó que, si bien el gobierno nacional central tiene el poder de decisión respecto al subsuelo, en la práctica, no es posible extraer recursos naturales no renovables sin afectar la superficie y, por

consiguiente, tanto las competencias del gobierno central como de las entidades territoriales se ven encontradas. Así, la Corte Constitucional, en aras de resolver la tensión entre ambas competencias, recuerda el artículo 288 de la Constitución Política, mediante el cual se define el principio de coordinación y concurrencia. Concluye que los mecanismos actuales de participación ciudadana, incluyendo la consulta previa, no son suficientes para garantizar los postulados constitucionales mencionados y, por lo tanto, exhorta al Congreso para que en el menor tiempo posible defina uno o varios instrumentos de coordinación y concurrencia nación territorio.

Teniendo en cuenta lo anterior, el pasado 29 de julio de 2019, la senadora Angélica Lozano llevó al Congreso el proyecto de ley mediante el cual se definen los mecanismos de participación ciudadana e instrumentos de coordinación y concurrencia entre la nación y los municipios para la concertación de proyectos de exploración y explotación del subsuelo y de recursos naturales no renovables. Si bien la ponencia del proyecto de ley aún se encuentra pendiente de discusión en el primer debate del Senado, se espera que tan pronto termine el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica, se reanude el trámite de este proyecto de ley por el Congreso y sea sancionado por Presidencia tan pronto sea posible.

3. PROYECTO DE LEY DE CONSULTA PREVIA

La Consulta Previa, como lo define la Constitución Política de Colombia de 1991, es un derecho fundamental de las comunidades étnicas, dentro de las que se destacan los pueblos indígenas, afrocolombianos, tribales palanqueros, roms y raizales, para que se les consulte y se decida sobre cualquier tipo de proyecto que se lleve a cabo en sus territorios, lo cual va encaminado a la protección de la integridad cultural, económica, social y con principal énfasis en la participación.

Ante las más de 8.000 solicitudes de consultas previas que actualmente tiene la nueva Autoridad Nacional de Consulta Previa sin resolver, el partido político Cambio Radical radicó en el año 2019 un proyecto de ley que busca regular este derecho fundamental de las comunidades étnicas.

Con esta ley, se espera acatar las órdenes de la Corte Constitucional, generar una mayor participación ciudadana y lograr una planeación estratégica que articule las políticas públicas de la nación y las de la industria, con las decisiones de territorio. No obstante, existe una gran preocupación frente a si verdaderamente la ley de coordinación y concurrencia va a tener un impacto real en las entidades territoriales. Con esta iniciativa legislativa y de acuerdo con las órdenes de la Corte Constitucional, no sólo se está buscando que haya una real coordinación entre nación y municipios, sino también buscar la tan anhelada seguridad jurídica, especialmente para aquellos inversionistas que si bien ven un potencial muy grande en Colombia, también observan la desconexión entre lo local y lo central.

En casos como el de Cumaral y Cajamarca, donde se había invertido grandes recursos en la exploración de recursos naturales no renovables para definir su potencial y viabilidad, se ven frustradas las oportunidades de desarrollo territorial sostenible, por conflictos de competencias que generan inestabilidad jurídica. Por lo tanto, se espera que junto con esta ley venga un decreto reglamentario que realmente tenga incidencia en las dinámicas sociales y económicas de los territorios productores y las compañías que invierten en los mismos.

Son diversas las opiniones de los distintos sectores políticos frente a esta propuesta. Por un lado, están los partidos políticos tradicionales que apoyan la reglamentación y el ponerle un orden a esta figura y, por otro lado, los partidos de la oposición, que se han pronunciado negativamente al señalar que se está coartando la participación de las comunidades étnicas colombianas para darle más relevancia a la realización de proyectos de infraestructura, viales, entre otros.

Para poder entender un poco más esta propuesta, se presentan a continuación los puntos relevantes del proyecto de ley presentado al Congreso para regular la Consulta Previa:

- El derecho de Consulta Previa no es absoluto, por lo cual no puede vetar las medidas legislativas, administrativas, proyectos, obras o actividades consultadas

- De no llegarse a un acuerdo con las comunidades, no impide que el Estado continúe con el trámite de los proyectos
- El Estado está obligado a consultar a los pueblos étnicos interesados cuando se pretenda ejecutar una medida legislativa, con fuerza de ley o administrativa, proyecto, obras o actividad susceptibles de afectación directa
- No es necesaria la Consulta Previa para actividades de la Fuerza Pública (militares o de salud) o actividades de mantenimiento de infraestructura de los proyectos ya aprobados
- Si bien es un proceso que consta de múltiples etapas, pretende ser regulado para que no supere el lapso de un año con prórroga adicional a 6 meses

Para Campetrol, el proyecto de ley de Consulta Previa es una gran iniciativa que puede llegar a agilizar solicitudes y proyectos que están estancados por el represamiento ante la cantidad de peticiones, pero llama la atención para que no sea una limitante al derecho fundamental de los pueblos minoritarios, por lo que hay que concertar un acuerdo que le dé balance y permita armonizar estos dos elementos fundamentales para el desarrollo territorial sostenible.

CONCLUSIONES

La estabilidad jurídica es fundamental para garantizar la competitividad del país, respecto de nuestros vecinos en la región, como Ecuador y Perú. Las empresas no pueden tomar el riesgo de realizar importantes inversiones sin antes conocer las reglas de juego, al menos en el mediano plazo.

En nuestro sector hay dos leyes que se requieren para garantizar esa seguridad jurídica: (i) la Ley de Consulta Previa y (ii) la Ley de Coordinación y Concurrencia. Sin la expedición de estas normas no podremos garantizar que las reglas del juego sean las mismas al momento de invertir y al momento de ejecutar el proyecto. 🍷

Es muy importante que en esta iniciativa se mantenga el espíritu que busca asegurar que aquellos proyectos que generen un impacto social y ambiental dentro de los territorios étnicos, contemplan medidas que eviten generar un perjuicio e impacto en la cultura de las minorías, más aún en los casos que impliquen un traslado de las comunidades debido al desarrollo del proyecto; estén relacionados con almacenamiento o vertimiento de desechos tóxicos en sus tierras y representen un impacto ambiental, social y cultural significativo sobre la comunidad étnica. No se debe limitar a la protección que tradicionalmente se le ha dado a estos derechos, pero igualmente, éstos se deben armonizar con los del desarrollo nacional de proyectos que busquen generar oportunidades de desarrollo territorial sostenible.

Así las cosas, de momento es necesario esperar los trámites legislativos que cursan actualmente en el Congreso colombiano, que esperamos sean para bien de la sociedad colombiana en su conjunto y que armonicen tanto el desarrollo económico, como la conservación de la identidad cultural de las minorías étnicas colombianas participantes.

¿YA CONOCES NUESTRA NUEVA PUBLICACIÓN?



Léelo en nuestra página web
www.campetrol.org

CONTÁCTANOS PARA MÁS INFORMACIÓN

Catalina Soto | comunicaciones@campetrol.org | (+571) 6170188-6170204 ext 105

CONOCE NUESTRA NUEVA PÁGINA WEB



CONTÁCTANOS PARA MÁS INFORMACIÓN

Catalina Soto | comunicaciones@campetrol.org | (+571) 6170188-6170204 ext 105



COMPETITIVIDAD PARA LA REACTIVACIÓN PETROLERA





8. COMPETITIVIDAD

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos 10 años el sector petrolero en Colombia ha venido perdiendo competitividad, incluso teniendo en cuenta que los precios del petróleo de referencia estuvieron por encima de los 100 dólares por barril de 2010 a 2014 (promedio de \$101.97/BBL). Lo anterior indica que, además del determinante de precios, existen otras variables operacionales y de entorno que hacen que, como país receptor de inversión, seamos más o menos competitivos en la región para atraer la inversión de riesgo que demanda el desarrollo de la actividad de petróleo y gas.

Los precios internacionales del petróleo sin duda son factores determinantes para la inversión. En efecto, con la crisis de 2014, que inició en octubre de 2014 y tocó fondo en febrero de 2016 (Brent de \$26 dólares por barril), después de 17 meses de caída en los precios se evidenció un efecto negativo en la inversión en la región. Posteriormente, desde febrero de 2016 a febrero de 2020, vino un período de cuatro años de recuperación lenta, pero no completa, a pesar de que se tuvieron precios promedio año en ascenso, desde 43, a 54, 71 y 64 USD por barril en 2016, 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

Luego de la crisis de precios de 2014, el sector petrolero colombiano venía avanzando en su recuperación, con un crecimiento económico de 1,4% anual en 2019, un incremento anual de 2,4% en la producción y de 26% en la IED petrolera, sumado a una ampliación en el horizonte de autosuficiencia de 5,7 a 6,2 años.

El 2019 fue positivo y las perspectivas para 2020 eran muy prometedoras, pues se consolidaría la fase de reactivación en la industria liderada por el Gobierno Nacional, uniendo esfuerzos de todos los actores en pro de la seguridad energética del país. Esta tendencia cambió radicalmente a partir del 9 de marzo de 2020, cuando se presentó el choque de precios, que con la expansión del COVID-19, se convirtió en un doble choque inédito, con unas repercusiones negativas de magnitudes sin precedentes.

Lo anterior generó impactos significativos para los países receptores de inversión, que en unos casos comprometen, o favorecen su competitividad. Colombia no es ajena a estos impactos, como se verá en el desarrollo de los siguientes aspectos.

NOTA: Para llevar a cabo el análisis y por condiciones de privacidad, se decidió anonimizar los nombres de las cinco principales compañías de E&P en Colombia, de las cuales se utilizaron sus Estados Financieros públicos, consultados de sus respectivas páginas web con corte al 2019 o 2020 Q1.



1. ELEMENTOS DE LA COMPETITIVIDAD

De conformidad con los diferentes estudios y reportes sobre la competitividad del país en las actividades de explotación y desarrollo de proyectos de petróleo y gas, los cuales han sido realizados por compañías de consultoría de reconocido renombre a nivel internacional, desde 2014 hasta 2019, consideramos desde Campetrol que abordar esta temática es una materia compleja, que depende de diversas variables, y que a su vez tiene muchas aristas.

En efecto, las consultoras coinciden en que hay por lo menos tres dimensiones que gobiernan la competitividad de un país como receptor de inversión petrolera, las cuales están directamente relacionados con las siguientes temáticas:

- Actividad de E&P
- Riesgos políticos y sociales
- Régimen Fiscal

Es importante reconocer que en cada país las diferentes cuencas sedimentarias tienen características que las diferencian unas de otras, por lo que los elementos de las tres dimensiones antes mencionadas tienen su propia dinámica y alcance, bien se trate de exploración y desarrollo de recursos petroleros y/o gasíferos.

En el caso colombiano habría que distinguir entre cuencas *Onshore*: maduras, emergentes y de frontera; cuencas *Offshore* y proyectos de E&P en yacimientos descubiertos, y definir sus características de forma segmentada.

La competitividad correspondiente a cada dimensión está asociada a la percepción de los inversionistas sobre la presencia y mayor o menor grado de desarrollo de los elementos que la caracterizan, para el país en general y para las diferentes cuencas en particular.

Las tres dimensiones antes señaladas agrupan una serie de elementos que presentamos a continuación de forma global y que no pretende ser exhaustiva.

2. ACTIVIDAD DE E&P

En esta dimensión se recogen los elementos que, en la percepción de los inversionistas, califican al país como un buen destino de inversión o no, por su potencial geológico y prospectividad; dinámica, oportunidades y limitaciones de la actividad de E&P; experiencia, grado de desarrollo y sostenibilidad operacional de la industria, estructura de costos, jugadores de E&P activos en el país, sostenibilidad de la oferta de bienes y servicios, entre otros.

En esta perspectiva, encontramos elementos específicos que, en su conjunto, determinan el atractivo del país en esta dimensión, como los siguientes:

- Potencial geológico y prospectividad
- Información prospectiva disponible
- Atractivo de proyectos de E&P: relación de éxito, tamaño de campo
- Tipo de yacimientos: características, régimen de presiones
- Tipo de fluidos: petróleo (liviano, medio, pesado), gas, condensados, contenido de H₂S, azufre y metales
- Oportunidades de inversión: sistemas permanentes de asignación de áreas

- Tiempos de licenciamiento ambiental y ejecución
- Tiempos de exploración y desarrollo
- Adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios
- Producción histórica y actual de petróleo y gas
- Disponibilidad de infraestructura de transporte y exportación
- Mercado de gas
- Estructura de costos: finding cost, development cost (capex), lifting cost (opex), costos de transporte por oleoductos y gasoductos

3. RIESGOS POLÍTICOS Y SOCIALES

En esta dimensión se recogen los elementos que, en la percepción de los inversionistas, califican al país como un buen destino de inversión o no, por la estimación del riesgo país, la solidez de su estructura jurídica en materia de hidrocarburos, tradición de respeto y cumplimiento de los contratos, estabilidad política y económica, seguridad y/o estabilidad jurídica, conflictividad social, entre otros:

- Riesgo país
- Seguridad jurídica
- Estabilidad política: capacidad del estado, legitimidad política, violencia política, riesgo geopolítico
- Estabilidad económica: sostenibilidad económica, solidez de la política macroeconómica, resiliencia, repatriación de utilidades
- Conflictividad social

- Viabilidad operacional
- Aspectos reputaciones
- Seguridad personal
- Solidez de la legislación ambiental
- Aspectos laborales
- Fortalecimiento institucional
- Acceso al sector de HC: Apertura internacional, agilidad en la firma de contratos, rol del estado y las compañías estatales
- Operacionalidad del sector de HC: Seguridad contractual, solidez regulatoria, riesgo sociedad civil, apego a la ley
- Retos del sector de hidrocarburos: riesgo de exportación, violencia sobre facilidades y personal operativo, volatilidad política de los entes gubernamentales sectoriales, conflictividad laboral

4. RÉGIMEN FISCAL

En esta dimensión se recogen los elementos que en la percepción de los inversionistas califican al país como un buen destino de inversión o no, por los términos fiscales y lo atractivo del modelo de contrato de E&P, entre otros:

- Términos fiscales
- Atractivo del modelo contractual de E&P
- Competitividad del GT
- Tasa IRR media de los proyectos
- NPV/boe

En términos simples, la competitividad podría resumirse como la percepción de los inversionistas sobre si es atractivo o no, hacer inversiones de E&P de petróleo y gas en un determinado país, por su potencial geológico, estabilidad para desarrollar negocios de largo plazo, con rentabilidad y sostenibilidad económica.

La competitividad es una medida de la eficiencia de la política pública para generar condiciones para la inversión de riesgo en proyectos de exploración y producción de petróleo y gas en un país, por parte de inversionistas nacionales y extranjeros que asumen los riesgos que el Estado receptor no puede asumir.

Un determinado país será más competitivo en la medida en que pueda atraer esos flujos de capital,

para garantizar la seguridad energética y el desarrollo territorial sostenible, frente a las oportunidades que los otros países de la región les ofrecen a los inversionistas.

Para determinar si es atractivo invertir o no, en un país, cuenca o *play*, es necesario completar el análisis de los diferentes elementos mencionados anteriormente, que definen la competitividad, a los ojos del inversionista, que califica los riesgos y oportunidades de la inversión, según su conocimiento, experiencia y grado de aversión al riesgo, que depende de su capital de riesgo. Es decir, que una misma oportunidad de inversión, tendrá diferente atractivo para uno u otro inversionista. Lo importante es que éste pueda tener acceso a información confiable y suficiente para tomar su decisión.

5. DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN

Para la definición de la Competitividad de Colombia como país receptor de inversión de riesgo para la exploración y producción de petróleo y gas, se requiere de una amplia y confiable red de bases de datos que cubra los aspectos de: 1) Actividad de E&P, 2) Riesgos políticos y sociales y 3) Régimen Fiscal; por cuencas: 1) *Onshore* convencional, 2) *Onshore* no convencional y 3) *Offshore*; y por tipos de recursos a prospectar: 1) Crudo liviano & medio, 2) Crudo pesado y 3) Gas

Lamentablemente, no se dispone de esta información en la forma que se requiere. Esto debe ser objeto de una profunda revisión del manejo de la data, seguramente con el apoyo de una consultoría internacional, con entidades de reconocida experiencia y conocimiento.

6. PROSPECTIVIDAD

La prospectividad es una medida de la efectividad de la actividad exploratoria en busca de hidrocarburos, que representa la percepción de qué tan prolífica es una cuenca o *play*, con base en los resultados históricos, lo que permite caracterizar la probabilidad *ex-ante* de encontrar hidrocarburos.

La caracterización y medida de la prospectividad es compleja, por cuanto depende de muchas variables, operacionales unas y otras íntimamente relacionadas con la formación, o *play* prospectado. A continuación, se describen algunas de estas variables o parámetros.

ACTIVIDAD

La actividad es determinante en la consolidación de la tendencia de la prospectividad. Está relacionada con la probabilidad, puesto que en la medida en que más ensayos o jugadas se repitan, más oportunidades de acertar se tienen, dado que el espacio donde se hace la búsqueda es limitado. De modo que una alta actividad en una cuenca o *play*, aumenta la probabilidad de éxito. Por supuesto, también depende de las características de la formación o *play* prospectado y de qué tan probado está el sistema petrolífero.

Este parámetro se ha visto ampliamente impactado por las actuales condiciones del mercado, obligando a las compañías de E&P a revisar sus planes y programas

Por tal razón, en este documento solo se analizarán en detalle dos de los principales parámetros, con las limitaciones de información que se tiene y lo que eso comporta, y son:

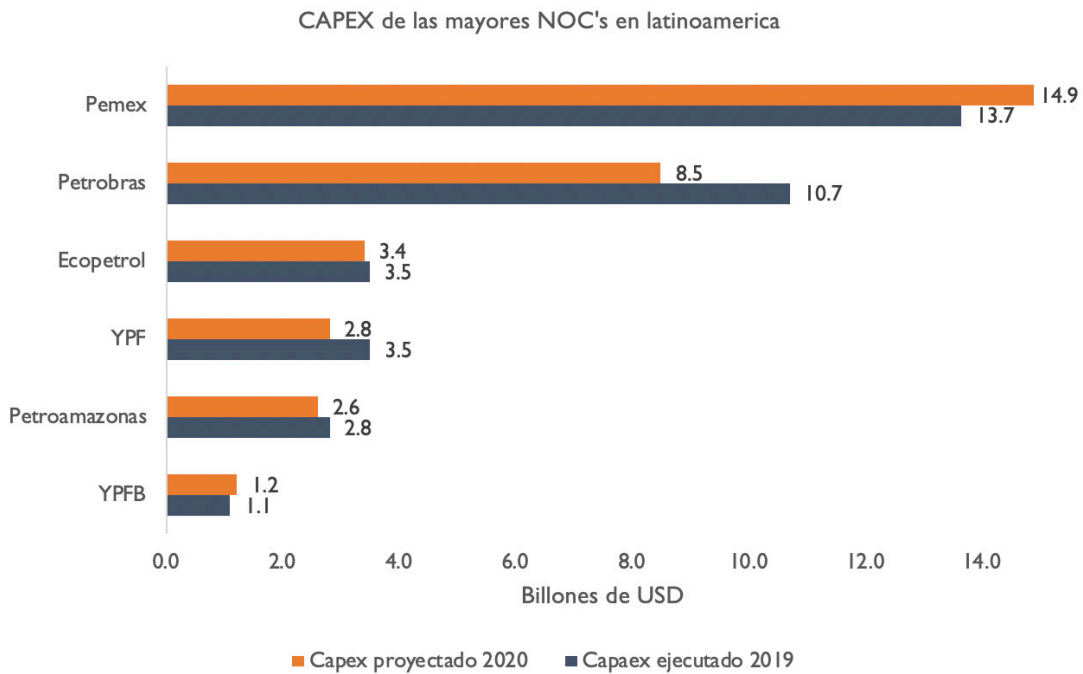
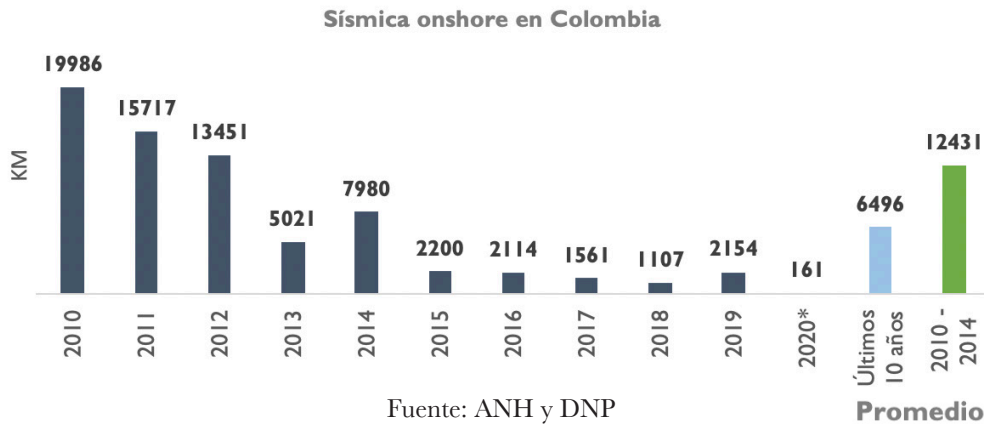
- Prospectividad
- Estructura de costos

de inversión, lo cual afecta las metas de producción, exploración, flujos de caja y resultados financieros. También se verían afectados los gobiernos nacionales al no poder cumplir sus metas fiscales, de exportación y actividad económica.

Para el caso de Latinoamérica, se espera que las inversiones de 2020 sean considerablemente inferiores a las de 2019. Es una situación general para las principales compañías petroleras nacionales (*NOC's*) de la región, con excepción de Pemex, cuyas directivas tienen como plan contrarrestar la declinación natural de sus yacimientos, que se ha acelerado por diferentes razones, e YPF, que tiene una gran parte de su presupuesto destinado a la exploración de nuevas fuentes de gas natural.

Por su parte, en julio 17, Ecopetrol actualizó su plan de inversiones, con el que se ajusta a las nuevas condiciones del mercado. El nuevo nivel de inversiones se encuentra en un rango entre 3.000 y 3.400 millones de USD, cifras que se acercan al valor ejecutado en 2019, de 3.521 millones de USD, y superan la primera revisión realizada a las inversiones, cuando se ubicaron entre 2.500 y 3.000 millones de USD.

Se espera que, del total estimado a invertir, 583 millones de USD se destinen a exploración, una cifra que ciertamente mejoraría las condiciones de este segmento, puesto que en Colombia la actividad exploratoria en los últimos años ha estado a mínimos. En el período comprendido entre 2015 y 2019 se ha adquirido un promedio anual de 1.827 km de sísmica *onshore*, muy por debajo de los 12.431 km que como promedio anual fueron adquiridos en el periodo de 2010-2014, y de los 8.000 a 10.000 km que estimamos son necesarios para poder cumplir las metas de autosuficiencia y producción para los próximos veinte años.



En términos de pozos exploratorios perforados, la situación no mejora. En los últimos cinco años el promedio fue de 38 pozos perforados, mientras que en el periodo de mayor actividad (2010 – 2014), el promedio fue de 119 pozos anuales. Adicionalmente, en la primera mitad de 2020 se perforaron solo siete pozos exploratorios, siendo uno de los indicadores más afectados por la actual coyuntura. Se estima que para mantener la autosuficiencia en el mediano y largo plazo se requiere perforar de 80 a 100 pozos exploratorios por año en los próximos 20 años.



Fuente: ANH y DNP

CUBRIMIENTO EXPLORATORIO

El cubrimiento es una medida de la actividad exploratoria en una determinada cuenca o *play* prospectado. Se presenta como el número pozos exploratorios perforados por un millón de hectáreas. El actual cubrimiento de Colombia es de 60 pozos por un millón de hectáreas, que es bajo, si se le compara con los 140 pozos por millón de hectáreas de Canadá y los 280 pozos por millón de hectáreas de Estados Unidos. Con los niveles exploratorios de Colombia en los últimos 10 años, ciertamente no ha mejorado el cubrimiento exploratorio.

DESCUBRIMIENTOS

Este parámetro da la medida del éxito exploratorio, ya que no solo confirma la madurez del sistema petrolífero de la cuenca o *play*, sino que incide en la percepción sobre el efecto psicológico de la prospectividad. El número y tamaño de los descubrimientos es muy importante.

Los descubrimientos en Colombia en los últimos diez años han sido escasos. En el período comprendido entre 2010 y 2014 fueron publicados, en promedio, 35 avisos de descubrimientos anuales, mientras que entre 2015 y 2019 el número de avisos descendió a 14 por año, que aportaron en promedio 4 MMBO por descubrimiento a las reservas del país. Se trata de reportes muy bajos en comparación con los descubrimientos realizados entre 1984 y 1994. Estas cifras corresponden a nuevas incorporaciones de reservas, de conformidad con el reporte anual oficial del MME.



Fuente: ANH

PROBABILIDAD DE ÉXITO

Este parámetro está relacionado con la percepción de la probabilidad *ex-ante* de encontrar hidrocarburos, vale decir, en un escenario previo a la perforación de los pozos exploratorios. Las probabilidades de éxito pueden ser bajas si son menores de 10%, o están en un rango de 10-15%; medias entre 15-20% y altas superiores a 20%. Normalmente no exceden el 30%. De modo que la probabilidad de fracaso que es $1 - (\text{probabilidad de éxito})$, *a priori*, es relativamente alta. Por eso el negocio de E&P es de alto riesgo.

En general, en los negocios, los inversionistas tienen alta aversión al riesgo, la cual, en el negocio de E&P, es inversamente proporcional al capital de riesgo. Es así como un banquero tiene un gran capital, pero no necesariamente capital de riesgo, porque no presta dinero para negocios con probabilidades de éxito del 20%. Solo presta para negocios con alta probabilidad de éxito y con la exigencia de garantías y contragarantías reales. Es decir, si el capital de riesgo de una compañía es grande (*oil and gas majors*), su aversión al riesgo es baja y la probabilidad de estar dispuesta a asumir riesgos como los asociados con la actividad exploratoria de O&G es alta. Es inherente al giro ordinario del negocio. La clave es tener diversas oportunidades o proyectos de inversión, para así diversificar el riesgo.

La probabilidad de éxito en *plays* exploratorios convencionales depende de la percepción sobre la ocurrencia simultánea de al menos nueve factores, que deben estar presentes en el global de la estimación y que caracterizan el sistema petrolífero, como son:

1. Generación
2. Madurez
3. Expulsión
4. Migración
5. Sincronismo
6. Entrampamiento
7. Sello
8. Fluidos
9. Movilidad

RELACIÓN DE ÉXITO

La relación de éxito es un parámetro que mide el número de pozos exploratorios descubridores sobre el total de pozos exploratorios perforados. En Colombia el promedio en los últimos diez años ha sido de uno a tres, específicamente un 31,1% (Reportes anuales del MME). Esta es una buena media, a pesar de que debido a la propia falta de pozos perforados la relación de éxito ha ido descendiendo con el tiempo.



Fuente: ANH

TAMAÑO DE CAMPO

El tamaño de campo es una medida de qué tan prolífica es una cuenca o *play*. En los últimos diez años en Colombia el tamaño promedio de campos descubiertos es de 10 millones de barriles equivalentes, lo cual se considera bajo. Otras cifras dan cuenta de un promedio de campo de 20 millones de barriles equivalentes. Si bien las cifras de incorporación de reservas anuales son de cuatro millones por aviso de descubrimiento, de conformidad con los reportes del MME, es necesario aclarar que una vez se da un descubrimiento, sigue la etapa de *appraisal*, o dimensionamiento del campo mediante la perforación de pozos de avanzada y/o desarrollo, para así comprobar la extensión del yacimiento *down deep*, en otros horizontes, o en otros compartimentos de la estructura. Según diferentes cifras, el tamaño promedio de campo pudiera estar entre 10 y 20 MMBOE.

En Colombia se han descubierto Campos gigantes en diferentes épocas de la historia petrolera del país. En 1928 el campo La Cira-Infantas en el VMM, que supera los 1.000 millones de barriles. En 1983, el campo Caño Limón en Arauca, que supera los 1.500 millones de barriles. En 1989 los campos de Cusiana y Cupiagua en el pie de monte llanero de Casanare, que en su conjunto superan los 1.500 millones de barriles.

Los campos gigantes se descubren normalmente en las etapas tempranas de la exploración de las cuencas. La probabilidad de descubrir campos grandes en cuencas maduras es relativamente baja, si se insiste en los *plays* tradicionales. De ahí la importancia de formular nuevas ideas y conceptos exploratorios y probar dichos modelos. Colombia es un país subexplorado, si se tiene en cuenta el cubrimiento exploratorio; la extensión de las cuencas es muy grande, por lo que todavía hay mucho potencial exploratorio por definir en el *Onshore* y en el *Offshore*.

Parke Dickey (1909-1995), geólogo de la TropicalOil Company Colombia (1932-1938). En 1958, Dickey acuñó este pensamiento:

- “Usualmente encontramos petróleo en áreas nuevas con ideas viejas”
- “Algunas veces también encontramos petróleo en un área vieja con una idea nueva”
- “Pero raras veces encontramos mucho petróleo en un área vieja con una idea vieja”
- “Muchas veces en el pasado pensábamos que nos estábamos quedando sin petróleo, pero realmente nos estábamos quedando sin ideas”

POTENCIAL

El potencial es la medida de la estimación de reservas por descubrir en una cuenca. El *Yêt to Find* en las cuencas tradicionales en Colombia es muy grande. Se estima que el volumen total de crudo comercialmente extraíble que aún queda por descubrir es de más de 14 mil millones de barriles, aproximadamente el doble de lo que se ha descubierto a lo largo de la historia. Vale indicar que los estudios de *Yêt To Find* que se basan en los recursos ya descubiertos y en las reservas totales de las cuencas, serán más precisos en las cuencas más exploradas, porque contrario a lo que se piensa, en la medida que se explore más, el YTF puede aumentar.

En Colombia se tienen casos específicos de alto potencial en cuencas

Mapa de contratos asignados en el VMM



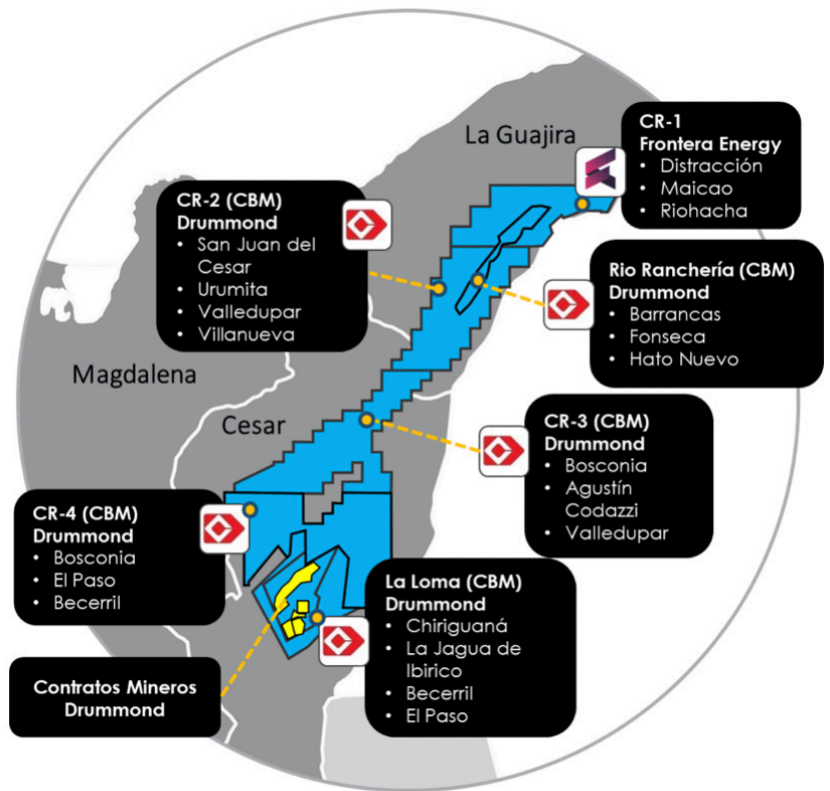
Fuente: ANH y Ecopetrol

como el VMM, donde se tiene un gran potencial en el cretáceo, en particular para YNC, del orden de 2.000 a 7.000 millones de barriles de petróleo y gas. A esto habría que adicionarle el potencial de la cuenca Cesar-Ranchería, que tiene diferentes tipos de yacimientos convencionales, no convencionales (YNC y yacimientos naturalmente fracturados) y gas metano del carbón, *CBM*. Igualmente, el potencial de gas de la cuenca del VIM. En la cuenca de Los llanos existe un gran potencial en el paleozoico.

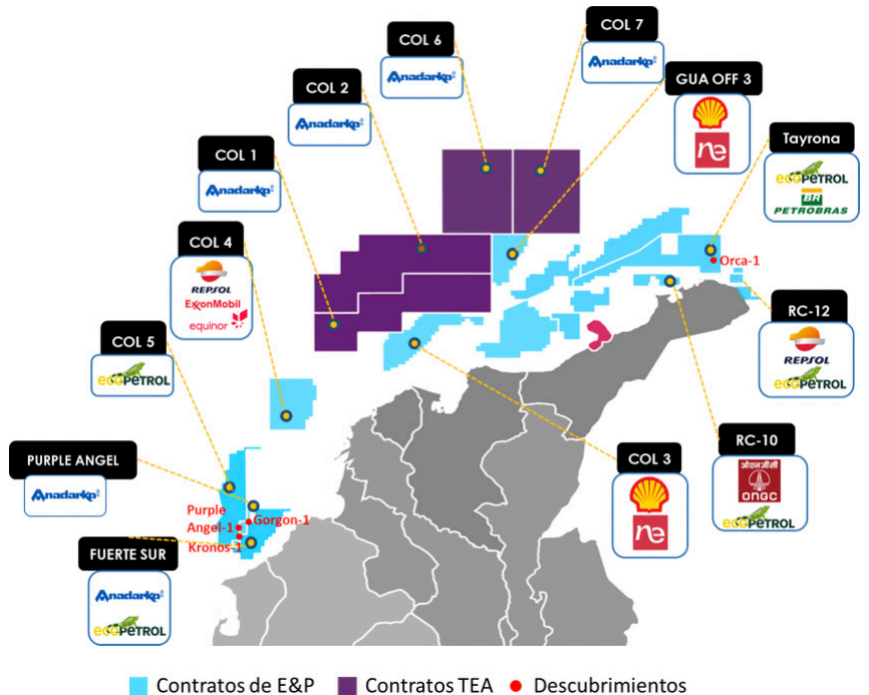
En el *Offshore* del Caribe, el potencial se estima entre 2.100 y 4.300 millones de barriles equivalentes, un volumen mucho mayor a los 1.114 millones de barriles equivalentes que se han descubierto en total en esta área. El potencial del *Offshore* es mayormente de gas, aunque también hay potencial de líquidos, tanto en horizontes someros como profundos y ultra profundos. La cuenca Caribe Offshore es muy extensa, con más de 83 MMHas y tiene por lo menos cuatro cuencas o provincias: Colombia, Sinú San Jacinto (extensión del *Onshore*), el abanico del Magdalena y la Guajira.

Las estimaciones de la UPME (Reporte “Evaluación de las cuencas y estructuración de los escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales” con fecha del 13 de diciembre de 2018) del YTF en términos de POES confirman el potencial del VMM & Cesar Ranchería de 6.000 MMBOE, el de las cuencas *Onshore* tradicionales (PPAA) de alrededor de 6.000 MMBOE y uno muy alto para las cuencas *Offshore*.

Mapa de contratos asignados en la cuenca Cesar-Ranchería y tipo de recurso prospectado



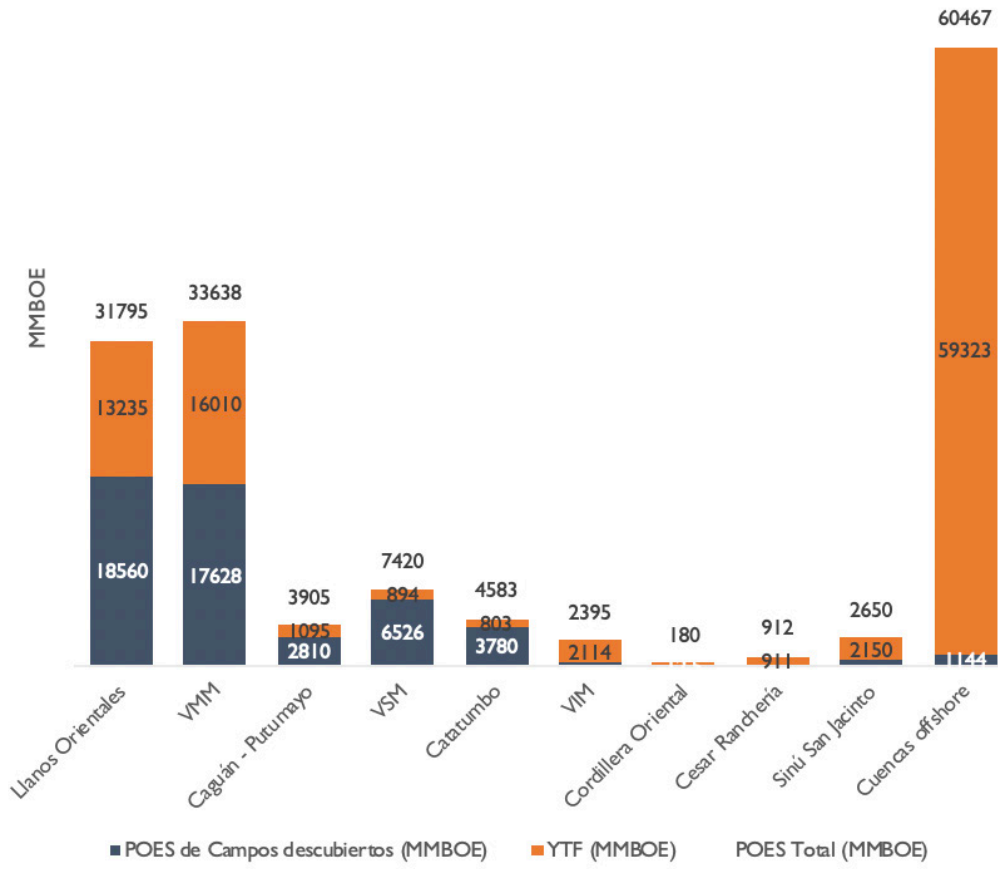
Mapa de contratos asignados en el Caribe colombiano



■ Contratos de E&P ■ Contratos TEA ● Descubrimientos

Fuente: ANH

**Recursos de petróleo por descubrir en las diferentes cuencas del país
(datos corresponden a POES)**



Fuente: UPME

ENCUESTA CON EXPERTOS

Percepción de la prospectividad en recursos de hidrocarburos en Latinoamérica



La prospectividad es el resultado de un conjunto de factores como los que explicamos anteriormente. Puede determinarse cuantitativamente con base en la construcción de un índice, como resultado del promedio ponderado de las diferentes variables por cuencas, o tipos de *plays* geológicos, a partir de la determinación de funciones de distribución de probabilidad de descubrimiento de reservas por cuenca.

Sin importar la metodología y la escala que se adopte, su cálculo resulta siendo subjetivo, por lo que es importante realizar el *benchmarking* en la zona de influencia, o región geopolítica donde compite con otros países para así capturar el capital de riesgo para la exploración y producción de O&G. Esta opción requiere de una amplia base de datos a través de los años y para las diferentes cuencas o *plays*, dependiendo de los recursos prospectados, lo cual muchas veces se dificulta por la baja disponibilidad de la información. Tal es la situación que se tiene en Colombia a la fecha.

Los recursos prospectados considerados en este documento son:

- Onshore convencional (crudo medio y liviano)
- Onshore crudo pesado
- Onshore gas
- Onshore no convencional
- Offshore

La prospectividad también puede determinarse cualitativamente mediante una encuesta con exploradores expertos, siguiendo básicamente los mismos lineamientos antes mencionados. En muchos casos, esta metodología resulta muy práctica e informada, y si bien es subjetiva, si los expertos en cuestión tienen el conocimiento y la experiencia práctica, resulta muy útil. Se hace una evaluación subjetiva de 1 a 3, siendo 1 bajo, 2 medio y 3 alto.

En este caso, decidimos adoptar esta opción, ante la falta de información. Se consultaron varios expertos del más alto nivel, con experiencia superior a 30 años en el segmento de exploración y producción, tanto en Colombia como en Latinoamérica, región en la que nuestro país compite por el capital de riesgo en actividades de E&P para proyectos de O&G.

Los países de referencia elegidos fueron: Argentina, Brasil, Ecuador, México y Perú. Los resultados promedio de la encuesta se presentan a continuación.

Colombia

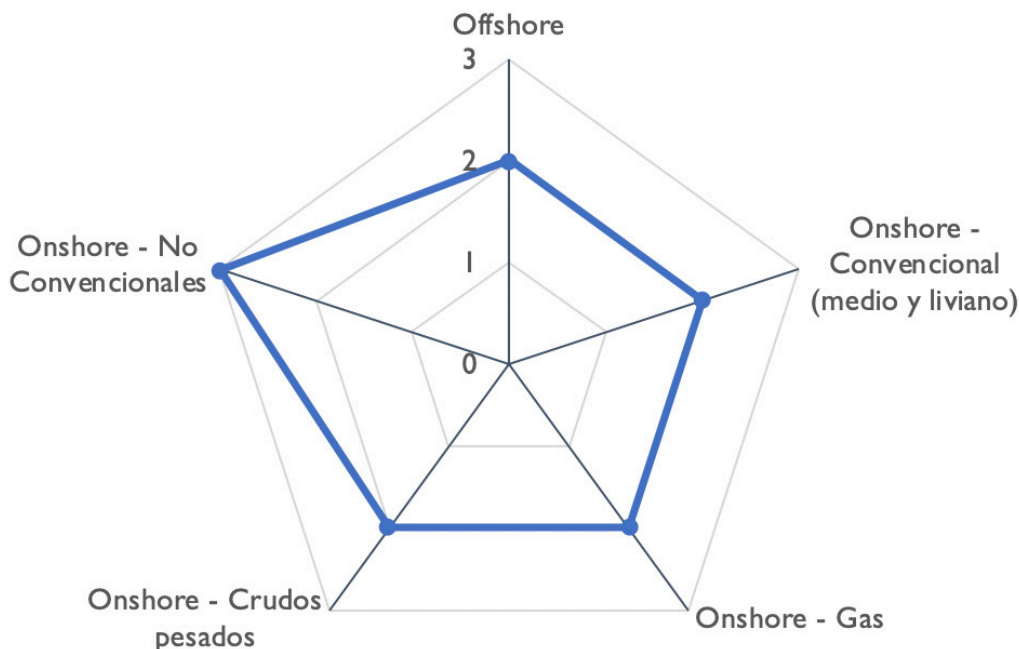
De acuerdo con los resultados de la encuesta realizada con los expertos, el país se ubica en una prospectividad media, siendo los yacimientos no convencionales los recursos que más se destacan en este indicador, a pesar de que aún no se han prospectado sistemáticamente. Sin embargo, su alto potencial de 2.000 a 7.000 MMBOE en el VMM y el Cesar Ranchería, le otorga un peso relativo muy importante a su prospectividad, por la continuidad y presencia regional de las formaciones o rocas generadoras. Por otra parte, a los recursos gasíferos, tanto en *Offshore*, como en *Onshore*, se les asigna una prospectividad media, debido principalmente a los recientes descubrimientos que se han realizado tanto en la plataforma continental del Caribe, como en el VIM.

Entre los principales descubrimientos de recursos en el *Offshore* se encuentran Kronos, Gorgón, Purple Angel y Orca, siendo este último *play* el que posiblemente pueda iniciar su producción comercial de gas entre 2024 y 2025 con un potencial muy importante y con reservas probadas. Para los demás descubrimientos, se espera el *first gas* para el año 2026, una vez finalice la evaluación técnico-económica que hoy se adelanta (Ecopetrol, 2019).

De igual forma, los recursos de petróleo convencional, tanto liviano y medio, como pesado, tienen una prospectividad media, resultado basado en el número y tamaño de los recursos descubiertos en los últimos años, y la rentabilidad que podrían tener estos volúmenes durante la producción comercial, que pudiera ser mejor en la medida que se optimice la estructura de costos.

Colombia se ha destacado por el desarrollo y alto aprovechamiento de las reservas en campos grandes de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales, con la aplicación de tecnologías de *EOR*, entre los que se destacan Rubiales, Castilla y Chichimene, con reservas remanentes muy importantes. De igual forma, es posible encontrar descubrimientos más recientes como Tigana y Jacana, campos que juntos suman más de 160 MMBO en reservas probadas (ANH, 2019) y gran potencial en el Paleozoico (Campo Capachos, Tame, Depto. del Meta).

Percepción de la prospectividad en Colombia



Fuente: Campetrol

México

En términos generales, en opinión de los expertos, México cuenta con una prospectividad media, con principal enfoque en los recursos *Offshore* y gas convencional. Los demás recursos convencionales se encuentran en un nivel de prospectividad media, producto de la actual declinación acelerada que sufren los yacimientos en ese país.

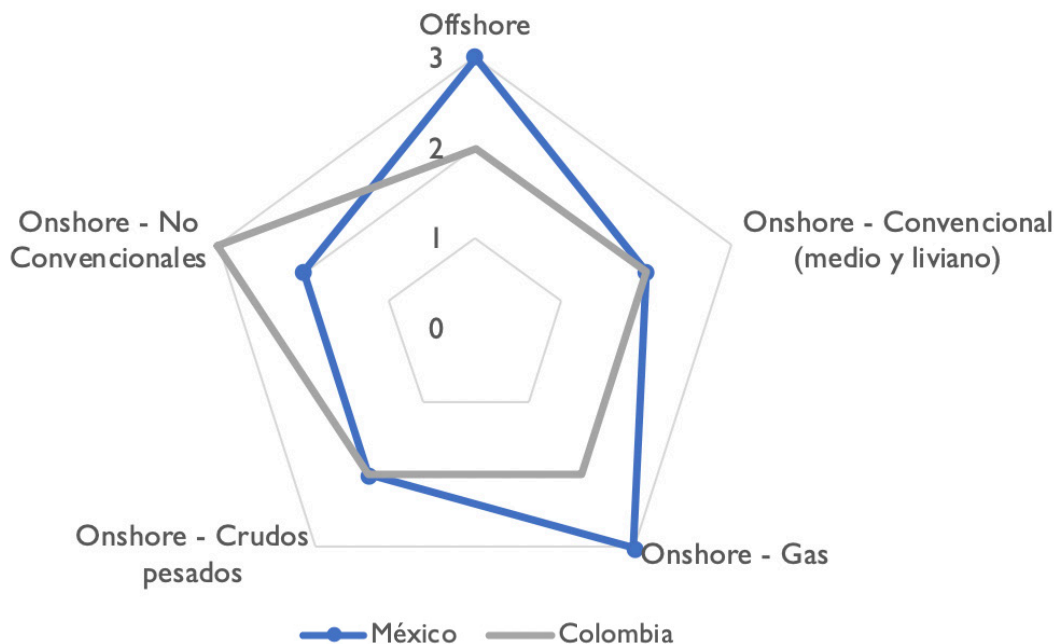
México cuenta con gran parte del Golfo de México, una de las principales cuencas *Offshore* del mundo, que va desde la plataforma continental de EE.UU. hasta la cuenca de Yucatán. En esta área se destacan descubrimientos de campos de clase mundial como Cantarell, que llegó a producir más de 2,2 MBOPD y a representar el 60% del total de la producción mexicana (Romo, 2015). Hoy en día, Cantarell produce cerca 0,2 MBOPD y tiene reservas remanentes que ascienden a 1.900 Mbbls (CNH, 2020).

De igual manera, se destacan los últimos grandes descubrimientos en las cuencas de Veracruz y del Sureste, específicamente Ixachi (2,9 TPC de reservas 2P), junto a Xikin y Esah (360 Mbbls equivalentes). Se espera que en los próximos 10 años, estos campos concentren el 70% de la inversión y el 91% de la producción de gas en México (Mariano, 2019).

En recursos no convencionales, la prospectividad es igualmente media, dado que no han existido descubrimientos en ese tipo de yacimientos, como tampoco existen indicios de poseer una gran cantidad de volúmenes potenciales, a pesar de compartir algunas de las formaciones más importantes con EE.UU.

La principal formación no convencional en México es *Eagle Ford Shale*, perteneciente a la cuenca de Burgos, en la que se estiman recursos prospectivos de 230 TPC de gas seco, 116 TPC de gas húmedo y más de 5.000 Mbbls de condensados (EIA, 2015). A pesar de aún no comprobarse su productividad en el lado mexicano, su contraparte estadounidense hoy produce más de 1.200 KBOPD de crudo y 6.000 MPCD de gas.

Percepción de la prospectividad en México



Fuente: Campetrol

Argentina

En el país austral la prospectividad promedio fue calificada por los expertos como media, siendo los recursos no convencionales, gas y crudo convencional los mejor calificados. A pesar de tener una cantidad importante de este tipo de recursos, los altos costos asociados y la situación actual del país disminuyen la atracción de inversiones en exploración y desarrollo.

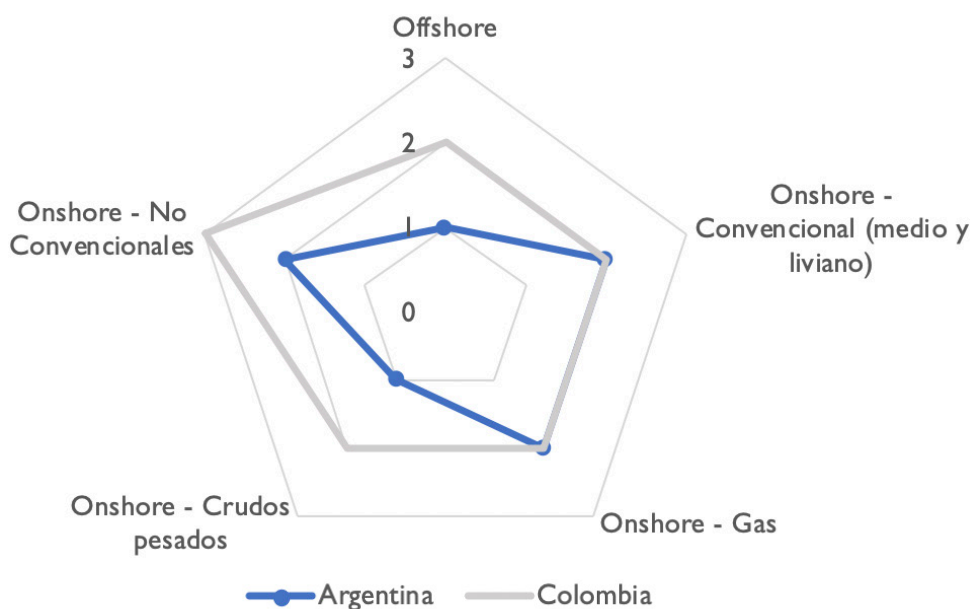
El desarrollo de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina ha significado un acierto para el sector petrolero argentino. Actualmente tal desarrollo constituye más del 60% de la producción de gas del país, y le permitió pasar de ser un importador de gas natural, a ser un exportador neto de este hidrocarburo, una situación parecida a la experimentada por EE.UU.

Cálculos del Ministerio de Energía argentino y de las compañías operadoras presentes en la zona indican que para el 2023 la producción de petróleo de Vaca Muerta se ubique en un millón de barriles, y más de 2.000 MPCD, duplicando así su producción actual. Con estas proyecciones, Argentina piensa iniciar su exportación de gas a otros países de la región en 2023, adicional a los volúmenes que vende actualmente a Chile y Brasil.

En términos de recursos *Offshore*, este país posee cuatro desarrollos en producción actualmente: Aries, Hidra, Car-1 y Vega Pléyade, que producen actualmente alrededor de 780 MPCD, 7% de la producción de Argentina, y pertenecen a la cuenca Austral. Sin embargo, en los últimos años no se han encontrado grandes volúmenes adicionales en las otras cuencas *Offshore* (Malvinas, Malvinas Norte, Malvinas Oriental y Argentina), considerándose como poco productivas, lo cual ubica a este país en una baja prospectividad para este recurso.

Finalmente, a pesar de la existencia comprobada de reservas de crudos extrapesados en la cuenca Cuyana, la producción promedio de estos *plays* es de alrededor de 5,4 KBOPD, principalmente en los yacimientos de Cerro Fortunoso, Llancaleo y Cajón de los Caballos. En los últimos años no se han incorporado volúmenes de reservas de este tipo de recursos, por lo que su prospectividad es igualmente baja.

Percepción de la prospectividad en Argentina



Fuente: Campetrol

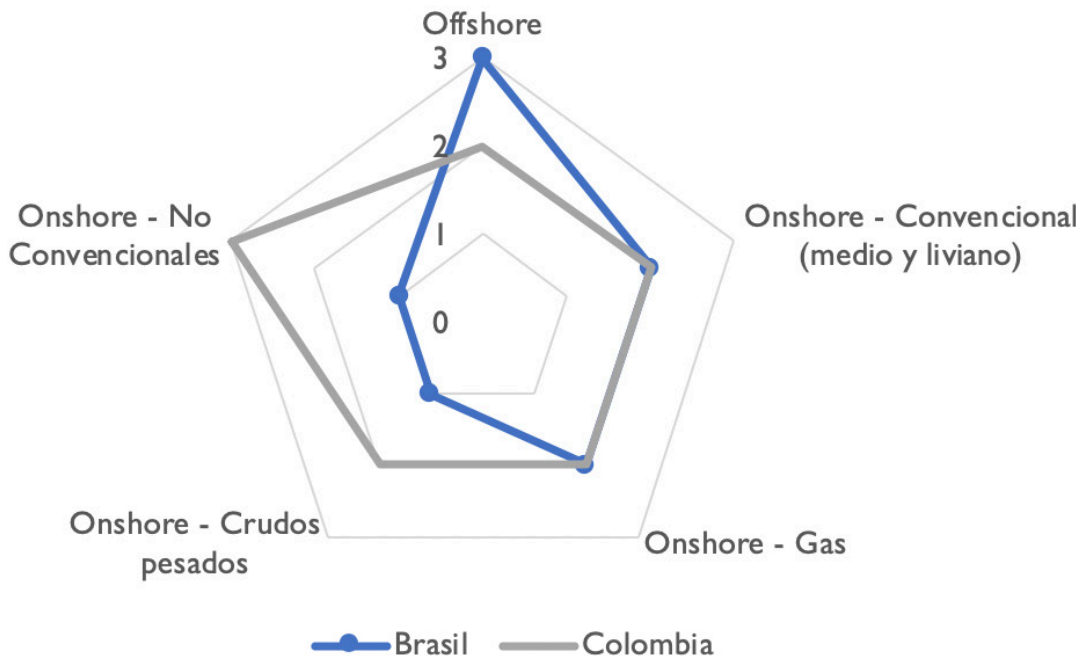
Brasil

Brasil posee en opinión de los expertos una prospectividad media, en términos generales. El recurso mejor calificado es el *Offshore*, lo cual va en línea con los desarrollos más recientes en el *pre-sal*, área en la cual este país se ha alzado como pionero tecnológico al tener más de siete plataformas y 77 pozos, que hoy día producen más de 1.500 KBOPD en la cuenca de Santos (Petrobras, 2019). De acuerdo con el último informe de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP), las reservas probadas de esta cuenca superan los 7.800 Mbbls de crudo y 7,5 TPC de gas (ANP, 2020).

Por otra parte, los recursos convencionales, tanto crudo como gas, fueron calificados con una prospectividad media, en mayor medida por los descubrimientos realizados en los últimos años en las cuencas de Sergipe, Recôncavo, Patiguar, Solimões y Parnaíba (World Energy Trade, 2019). Gracias a tales incorporaciones, estas áreas cuentan con reservas probadas de más de 420 Mbbls de crudo y 2 TPC de gas.

Los recursos *Onshore* – crudos pesados, fueron clasificados con prospectividad baja debido a que no han existido descubrimientos, a pesar de los intentos realizados en la cuenca de Amazonía. De igual forma, en recursos *Onshore* - no convencionales, no han existido descubrimientos que confirmen el potencial en este tipo de yacimientos, además de que las cuencas evaluadas para éstos se encuentran en zonas con poca infraestructura, teniendo en cuenta que en las últimas décadas la mayoría de la producción de petróleo ha sido por cuenta del *Offshore*.

Percepción de la prospectividad en Brasil



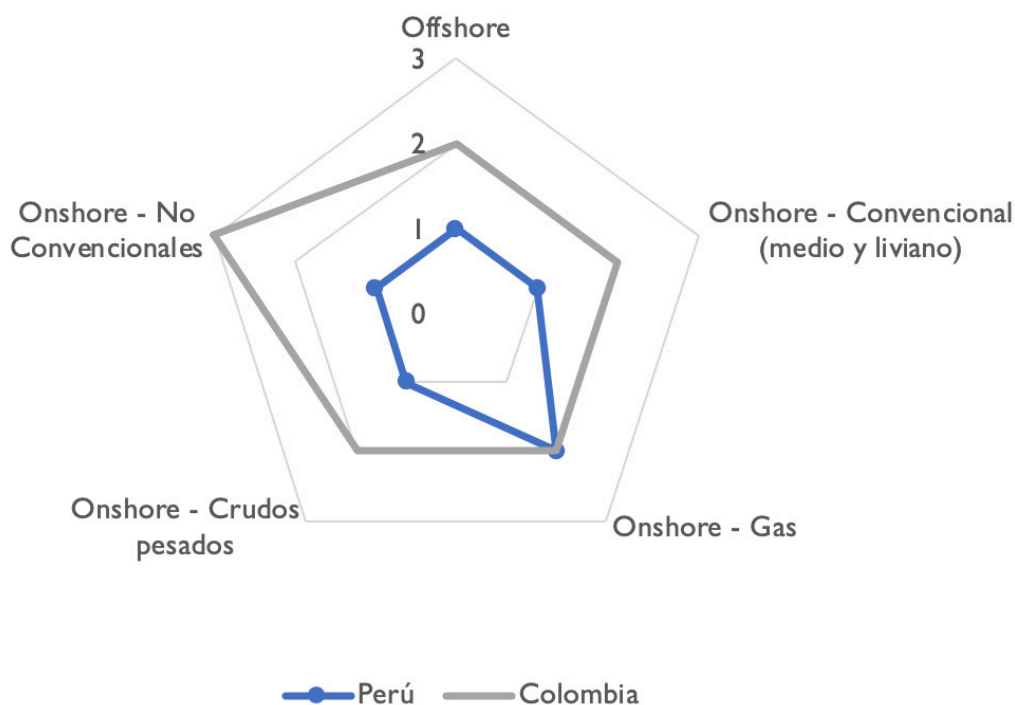
Fuente: Campetrol

Perú

En el vecino país la prospectividad fue calificada por los expertos como baja para todos los recursos, con excepción del gas. En el caso de este último, la prospectividad es en su mayoría media, promovida por una industria bien establecida y por tener importantes descubrimientos de gas en la zona de Camisea, convirtiéndola en uno de los complejos más importantes del continente. Actualmente este campo posee más de 15 TPC en reservas remanentes de gas, alrededor del 80% de las reservas probadas de gas en Perú (Promigas, 2018).

El resto de los recursos son calificados con baja prospectividad. En el caso de los *Onshore* convencional y crudos pesados, no han existido grandes descubrimientos. Actualmente el desarrollo con mayores reservas remanentes en el vecino país es el Bloque 192 con 135 Mbbls de crudo medio, muy por debajo de los mayores campos de la región. Este campo se ubica en la cuenca Selva, que a pesar de ser la más prospectiva, también tiene problemas logísticos importantes en el transporte de hidrocarburos, que dificultan la actividad.

Percepción de la prospectividad en Perú



Fuente: Campetrol

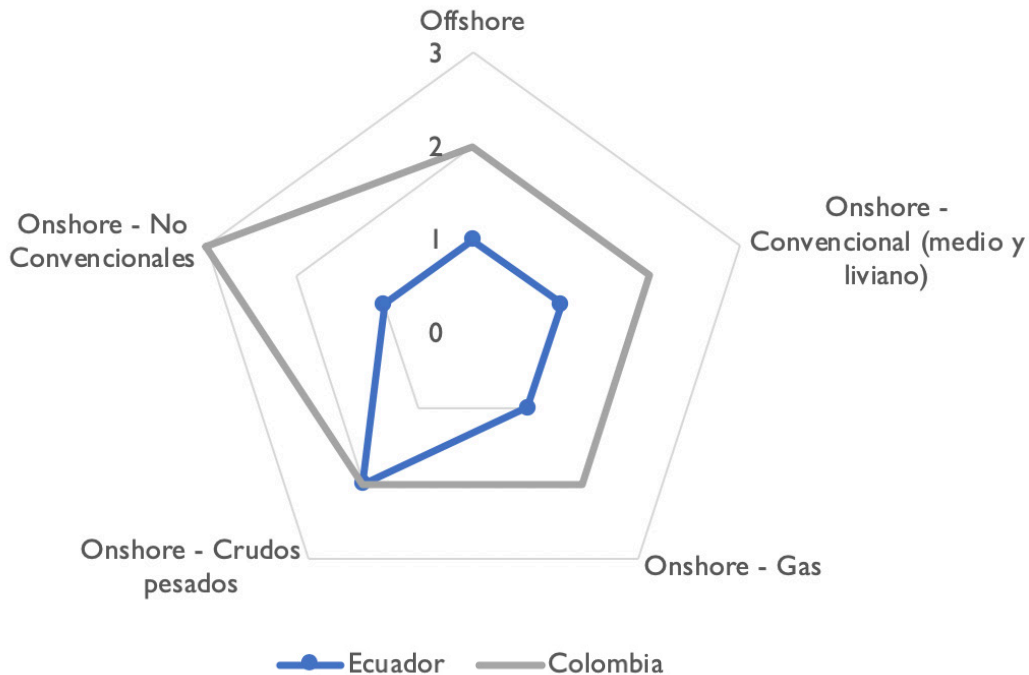
Ecuador

De igual forma, la prospectividad en Ecuador es calificada por los expertos como baja para todos los recursos con excepción de los crudos pesados, que constituyen la gran mayoría de la producción del vecino país. Adicionalmente, la puesta en marcha del bloque ITT (Ishpingo, Tambococha y Tiputini) luego de años de controversias, junto a otros descubrimientos de los últimos años, le dan una prospectividad media.

En otros recursos *Onshore*, no han existido importantes descubrimientos adicionales a los campos Sacha, Sushufindi y Libertador, que actualmente representan el 21% de las reservas remanentes de Ecuador con más de 290 Mbbls (Ministerio de Energía y Recursos No Renovables, 2019).

En términos de recursos *Offshore*, Ecuador cuenta con dos bloques produciendo: Bloque 2 “Gustavo Galindo”, que ya ha consumido alrededor del 97% de sus reservas probadas totales, y el Bloque 6 “Amistad”, que produce más de 25 MPCD (el total de la producción de gas ecuatoriana) y aún cuenta con aproximadamente el 70% de sus recursos disponibles. Sin embargo, no se han realizado más descubrimientos, a pesar de los intentos del Gobierno ecuatoriano en ofertar bloques para exploración en el Golfo de Guayaquil.

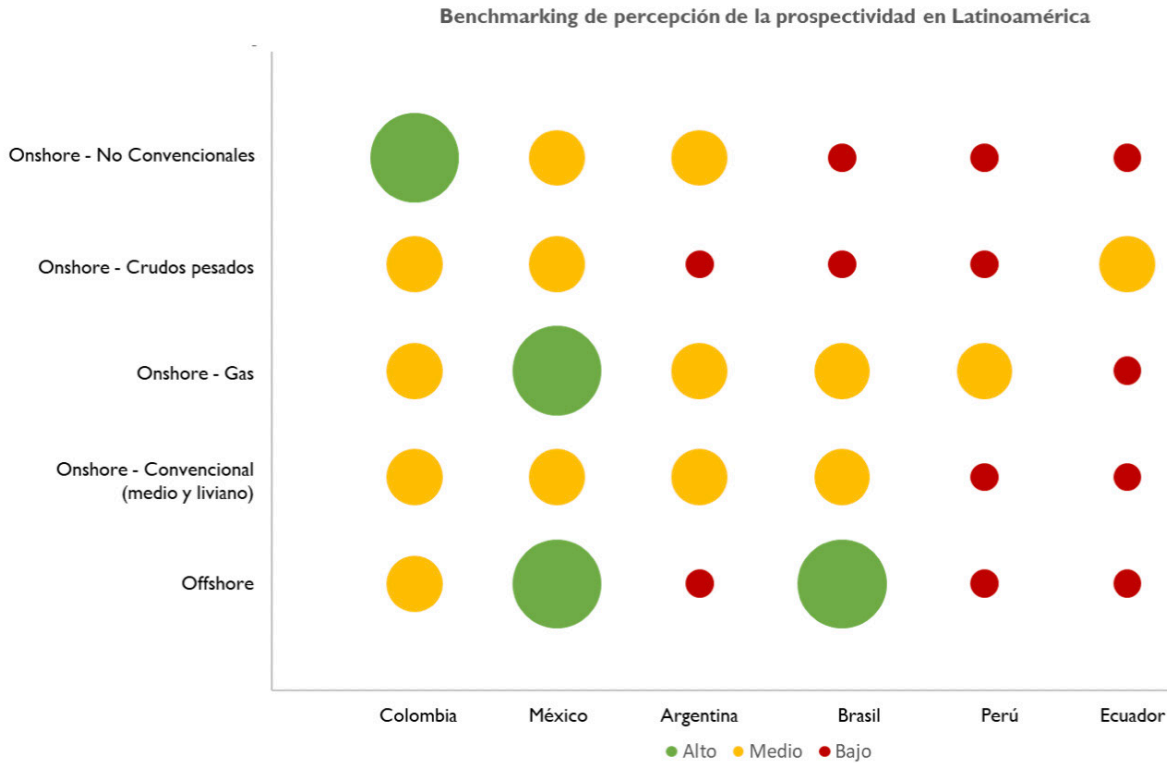
Percepción de la prospectividad en Ecuador



Fuente: Campetrol

Benchmarking prospectividad

A modo de resumen, es importante realizar el *benchmarking* con los países con los que se compite por inversión en la región. En el gráfico, presentamos para cada uno de los recursos a prospectar, el *benchmarking* de la percepción de los expertos sobre la prospectividad para los países seleccionados.



Fuente: Campetrol

En conclusión, los expertos califican con alta prospectividad el *Offshore* de México y Brasil, el *Onshore* – gas de México, y el *Onshore* no convencional de Colombia. Los demás recursos en los países de la muestra son de prospectividad media, con excepción de Perú y Ecuador, que solo tienen prospectividad media en el *Onshore*-gas y en el *Onshore*-crudos pesados, respectivamente. Igualmente, los recursos de *Onshore*-no convencional y *Onshore*-crudos pesados de Brasil tienen baja prospectividad, así como los de *Onshore*-crudos pesados y *Offshore* de Argentina.

En resumen, en opinión de los expertos, México tiene altas prospectividades en el *Offshore* y en el *Onshore*-gas, las demás están en el rango medio. Brasil tiene alta prospectividad en el *Offshore*, y solo dos recursos en el rango medio, las demás son bajas. Colombia, por su parte, tiene alta prospectividad en el *Onshore*-no convencional y prospectividad en el rango medio para todos los demás recursos.

Este análisis corresponde únicamente a las variables geológicas y técnicas de la prospectividad, en opinión de los expertos consultados. Otro tema distinto es el de la competitividad, en el cual hay que considerar los otros dos aspectos de la ecuación, que son los riesgos políticos y sociales, así como el régimen fiscal.

7. ESTRUCTURA DE COSTOS

Las ventajas relativas que pueda ofrecer cada país para el aprovechamiento de sus recursos, en particular, su estructura de costos, es uno de los principales factores a la hora de evaluar y comparar la competitividad de éstos como receptores de inversión. Sin perjuicio de que los atributos geológicos, los riesgos políticos y sociales, y el régimen fiscal propiamente dicho, sean favorables, si los componentes de costos son altos o muy altos, pueden incidir negativamente en la competitividad de un país por su impacto en la magnitud de las inversiones y costos.

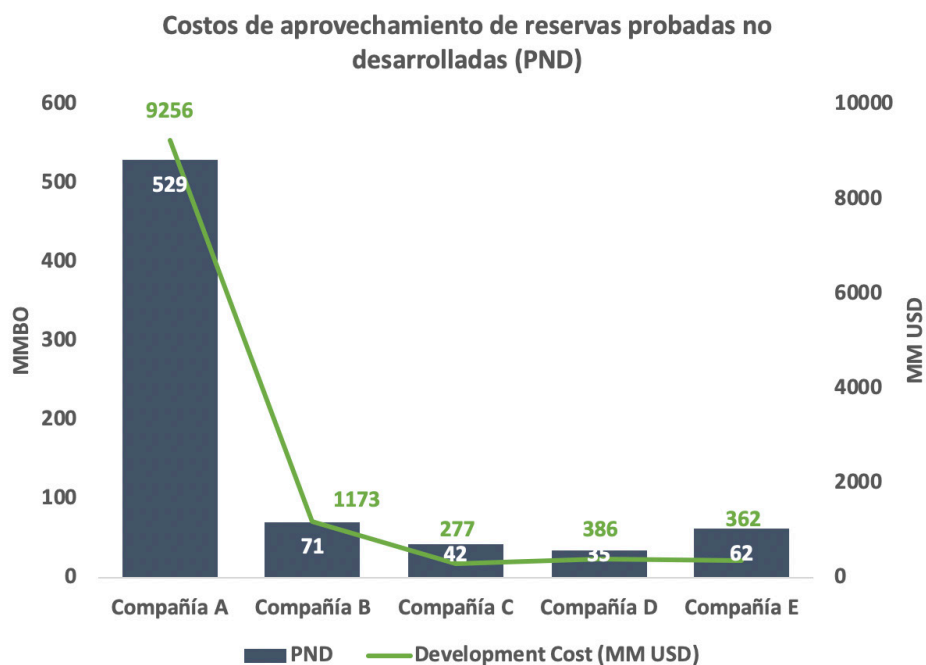
Para una evaluación completa de la competitividad es necesario contar con una buena información de los costos de hallazgo, desarrollo, producción y transporte del crudo. Sin embargo, no siempre esta información se encuentra disponible. Normalmente se cuenta con información de tipo general sobre los costos de operación, y en detalle acerca de las tarifas de transporte por tratarse de una actividad regulada, en Colombia por el Ministerio de Minas y Energía.

Una de las principales fuentes que permitirían el análisis de la totalidad de los costos son los estados financieros que publican las compañías de E&P trimestralmente para informar a sus accionistas. Teniendo en cuenta las actuales circunstancias, para el objeto de este análisis se tomó la información publicada correspondiente al primer trimestre de 2020 (Q1), que de alguna manera muestra la situación actual, impactada por la doble coyuntura de la pandemia y los precios bajos. Una buena referencia para el análisis y estructuración de estos componentes de costo es la establecida por la consultora Evaluate Energy, 2013.

La muestra tomada para la realización de este ejercicio en el contexto colombiano estuvo conformada por

cinco de las principales compañías de E&P del sector, que en su conjunto alcanzan una representación de aproximadamente el 80% de la producción de petróleo en el país (ANH, 2020). La información para cada empresa fue extraída de los últimos estados financieros trimestrales publicados, que corresponden al Q1 de 2020, y que de cierta forma recogen los efectos tempranos del COVID-19. Sin embargo, los datos de reservas y costos de desarrollo solo se encuentran disponibles en los reportes anuales más recientes.

Basado en los reportes financieros, fueron definidos dos indicadores principales: i) el costo total por barril equivalente, que incluye costos operativos y tributarios, y ii) el *cash net back* por barril equivalente, siendo esta una medida del retorno operativo promedio en cada empresa. Debido a que existen diferentes metodologías para reportar los rubros contables en compañías de O&G, especialmente en la forma de tratar los costos operativos (i.e. esfuerzos exitosos vs contabilidad de costo total), se hace importante verificar y definir cada uno de los costos asociados al desarrollo de petróleo y gas (AICPA, 2018).



*Para llevar a cabo el análisis y por condiciones de privacidad, se decidió anonimizar los nombres de las cinco principales compañías de E&P en Colombia, de las cuales se utilizaron sus Estados Financieros públicos, consultados de sus respectivas páginas web con corte al Q1 de 2020. Fuente: Estados financieros públicos de las compañías, cálculos Campetrol

De conformidad con esta práctica contable (AICPA, 2018), para efectos de calcular el CAPEX de desarrollo unitario por barril, se debe tomar en consideración las reservas probadas no desarrolladas (PND) por compañía, y los costos en que se incurrirán para su desarrollo. En la siguiente gráfica se encuentran los niveles de PND y las inversiones necesarias para su aprovechamiento, que nos da una medida de CAPEX de desarrollo.

Los siguientes son los componentes de costos reportados en los estados financieros, cuyos valores unitarios aparecen en la gráfica siguiente.

- Diferencial con Brent
- Regalías
- Impuestos
- OPEX
- CAPEX
- G&A
- Transporte

Todos los costos que representamos en la siguiente gráfica fueron tomados de los estados financieros de Q1 2020, correspondientes a la producción de petróleo obtenida en dicho período. Se aclara que la estimación de CAPEX de las reservas probadas no desarrolladas se toma en dichos

estados financieros como indicador o referencia del costo unitario de desarrollo futuro de dichas reservas, asociada a los costos unitarios de las reservas que se están produciendo actualmente.

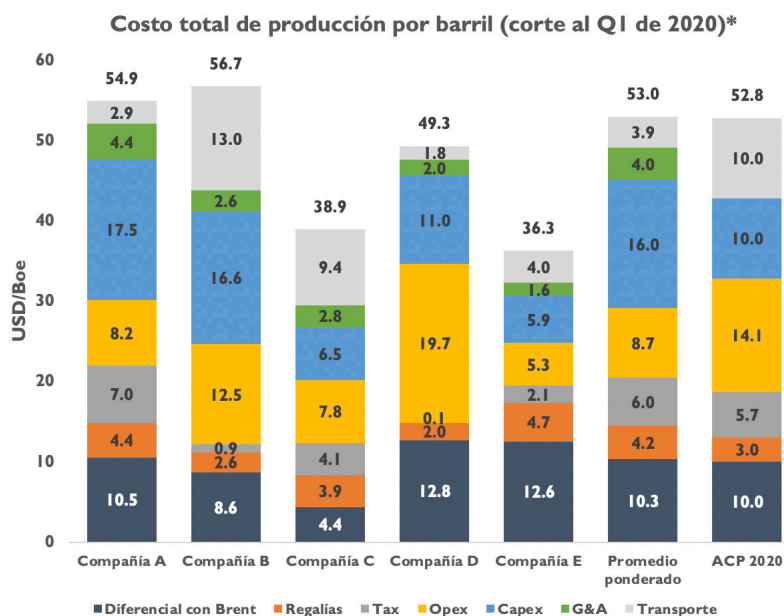
La sumatoria de costos presentada en la gráfica se muestra con propósitos comparativos únicamente. Es un agregado lineal, siguiendo el ejercicio presentado por la ACP en el estudio “Doble Crisis COVID-19 y Guerra de Precios del Petróleo: Impacto para Colombia y el Sector de Hidrocarburos” de abril de 2020.

De hecho, el promedio ponderado presentado en la gráfica corresponde a la valoración de la sumatoria de costos antes señalada, ajustada por los niveles de producción de las cinco compañías de la muestra, correspondientes al primer trimestre de 2020 (Q1).

El segundo indicador de costos según la metodología de la (AICIPA, 2018) es el *cash net back*, que incluye los siguientes costos:

- *Cash net back*
- Diferencial con Brent
- Regalías
- Impuestos
- OPEX
- G&A
- Transporte

Es importante resaltar que en esta metodología no se incluye el CAPEX. Adicionalmente, se incluye el *cash net back* tomado directamente de los estados financieros de las compañías, que corresponde al registro contable



*Para llevar a cabo el análisis y por condiciones de privacidad, se decidió anonimizar los nombres de las cinco principales compañías de E&P en Colombia, de las cuales se utilizaron sus Estados Financieros públicos, consultados de sus respectivas páginas web con corte al Q1 de 2020. El promedio ponderado se realiza a partir de las participaciones en la producción total
Fuente: Estados financieros públicos de las compañías, cálculos Campetrol

de la utilidad operativa por barril producido, calculado en este ejercicio tomando como referencia el precio Brent del mercado en el primer trimestre de 2020 (Q1), que fue de 51 USD/Bl.

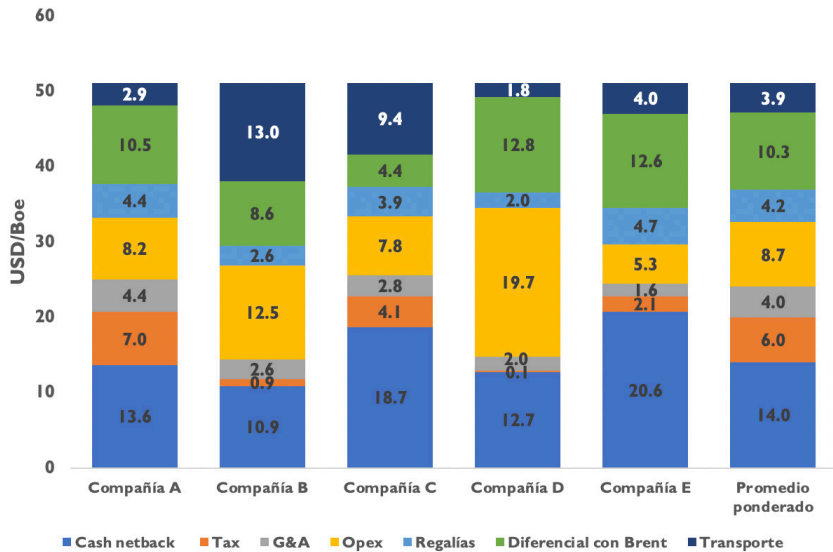
Como se puede ver, existen diferencias apreciables en los costos de transporte, que se explican principalmente por las ubicaciones geográficas de los centros de producción.

Adicionalmente, se presentan los resultados de un ejercicio teórico asociado a diferentes escenarios de precios de crudo promedio año 2020, tal como lo hemos presentado en otras investigaciones de Campetrol, como sigue:

- Muy crítico (25 USD/Bl)
- Crítico (35 USD/Bl)
- Moderado (43 USD/Bl)

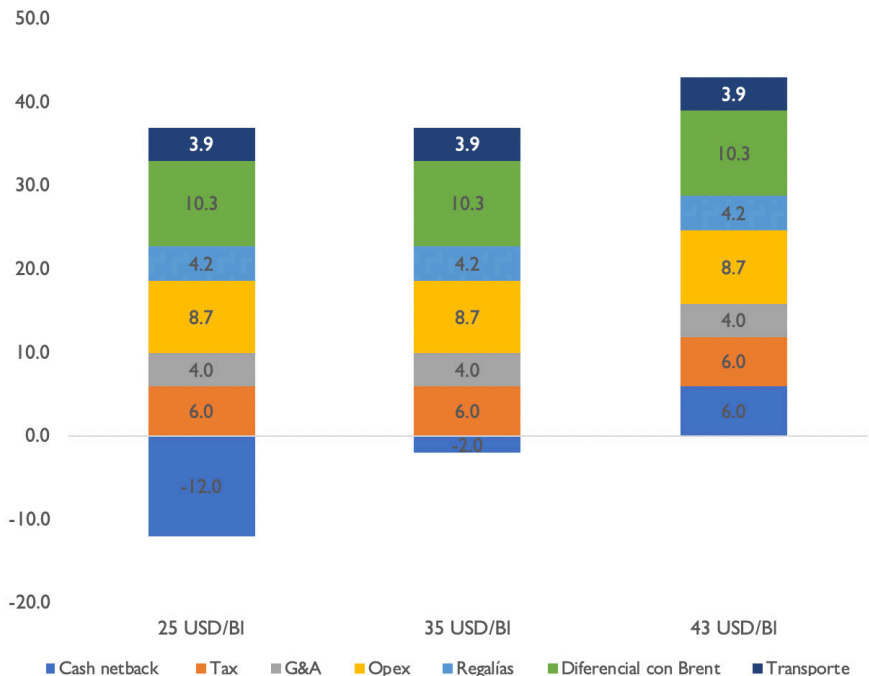
Con base en el análisis de *cash net back* presentado anteriormente, se calcula la diferencia de la sumatoria de costos para cada uno de los escenarios de precio, resultando que para el caso muy crítico se tendría una diferencia negativa de 12 USD/Bl, para el crítico una diferencia negativa de 2 USD/Bl, y para el moderado, una diferencia positiva de 6 USD/Bl. Como referencia, es importante señalar que el promedio histórico del Brent del primero de enero al 17 de julio de 2020 es de 42,4 USD/Bl.

Cash netback por compañía*



*Para llevar a cabo el análisis y por condiciones de privacidad, se decidió anonimizar los nombres de las cinco principales compañías de E&P en Colombia, de las cuales se utilizaron sus Estados Financieros públicos, consultados de sus respectivas páginas web con corte al Q1 de 2020. El promedio ponderado se realiza a partir de las participaciones en la producción total. Fuente: Estados financieros públicos de las compañías, cálculos Campetrol

Cash netback promedio en diferentes escenarios de precios



Fuente: Estados financieros públicos de las compañías. Cálculos Campetrol

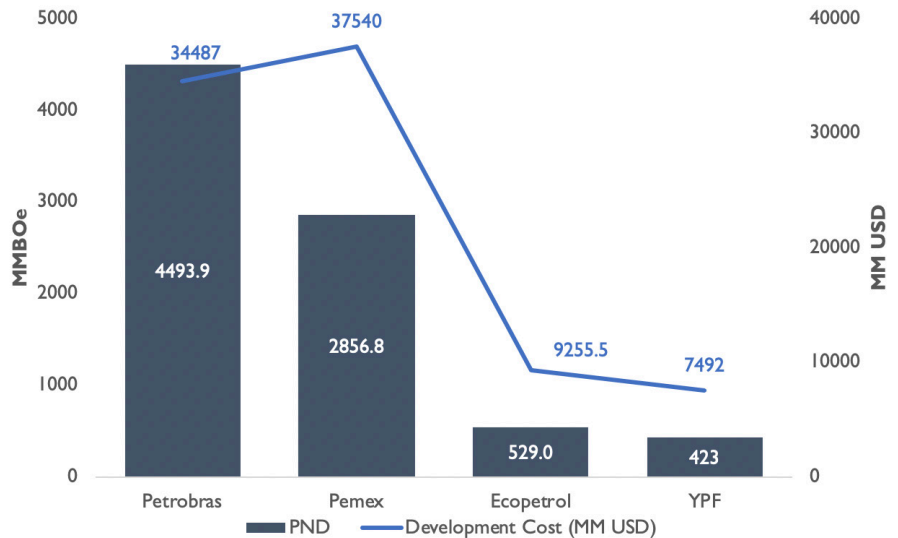
Con base en la metodología presentada, fueron analizados a modo de *benchmarking* los costos de producción de las principales compañías de E&P en Latinoamérica. Bajo este ejercicio, el primer elemento a calcular es el costo de desarrollo (CAPEX) necesario en promedio para los recursos que disponen las compañías. El cálculo se hizo con base en el nivel de reservas no desarrolladas (PND) y el *future cash flow* que presentan las compañías en sus estados financieros.

A modo de comparación, fueron establecidos el total de costos en los cuales pueden incurrir las compañías de E&P de cada país para poder desarrollar su actividad. Cabe resaltar que el crudo de referencia con el cual se indexa el petróleo de cada país es diferente, siendo el WTI para México y Argentina, y Brent para Brasil y Colombia. De manera adicional, el resto de los costos que reportan estas compañías en sus estados financieros son:

- Regalías y obligaciones
- Tax
- Costos de operación (OPEX)
- Transporte
- G&A

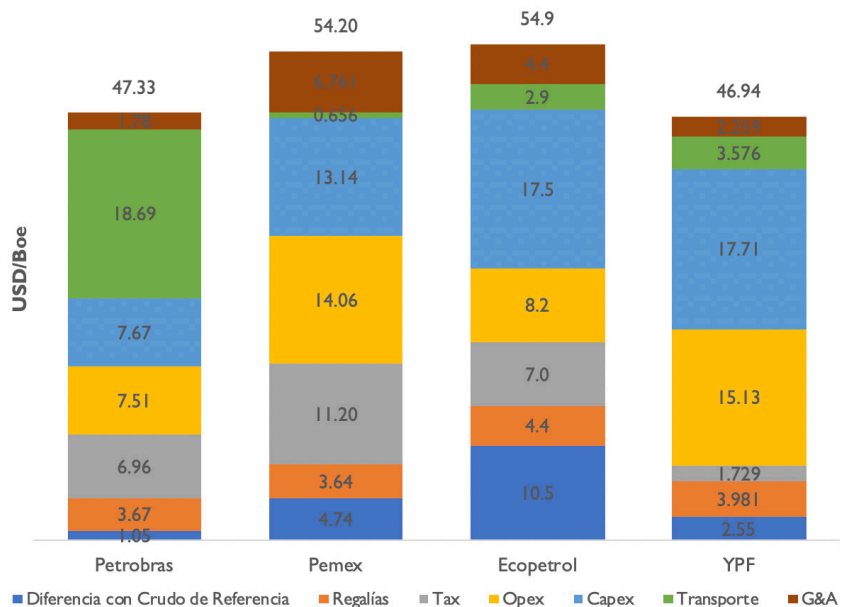
Como medida de la utilidad unitaria producto de la actividad operativa de las compañías, fue extraído el *cash netback* que obtuvo cada empresa durante el año, una metodología que no incluye el CAPEX. La variación entre los diferentes *cash netbacks* corresponde principalmente a las diferencias existentes en los costos de operación y transporte, los cuales a su vez serán dependientes del tipo de recurso y los contrastes en las ubicaciones geográficas de los campos y los terminales de exportación o refinерías en cada país.

Costo de aprovechamiento de reservas no desarrolladas (PND) en Latinoamérica



Fuente: Estados financieros públicos de las compañías. Cálculos Campetrol

Costo total de producción por compañías en Latinoamérica

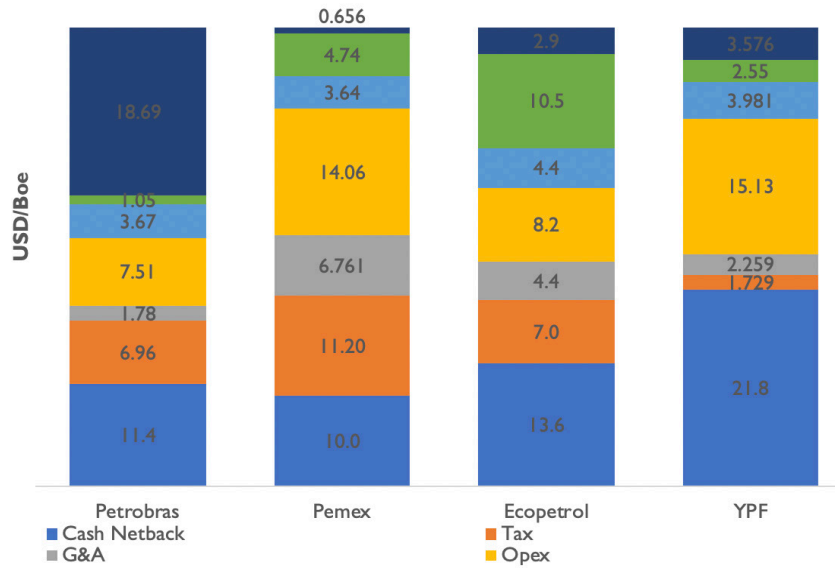


Fuente: Estados financieros públicos de las compañías. Cálculos Campetrol

Finalmente, con el fin de ilustrar de manera general la situación por la cual podrían pasar las compañías a final del año, como resultado de la actual coyuntura de precios y COVID-19, fue calculado el *cash netback* promedio que podrían obtener las *NOC's* en Latinoamérica, bajo los escenarios de precio promedio año planteados por Campetrol anteriormente.

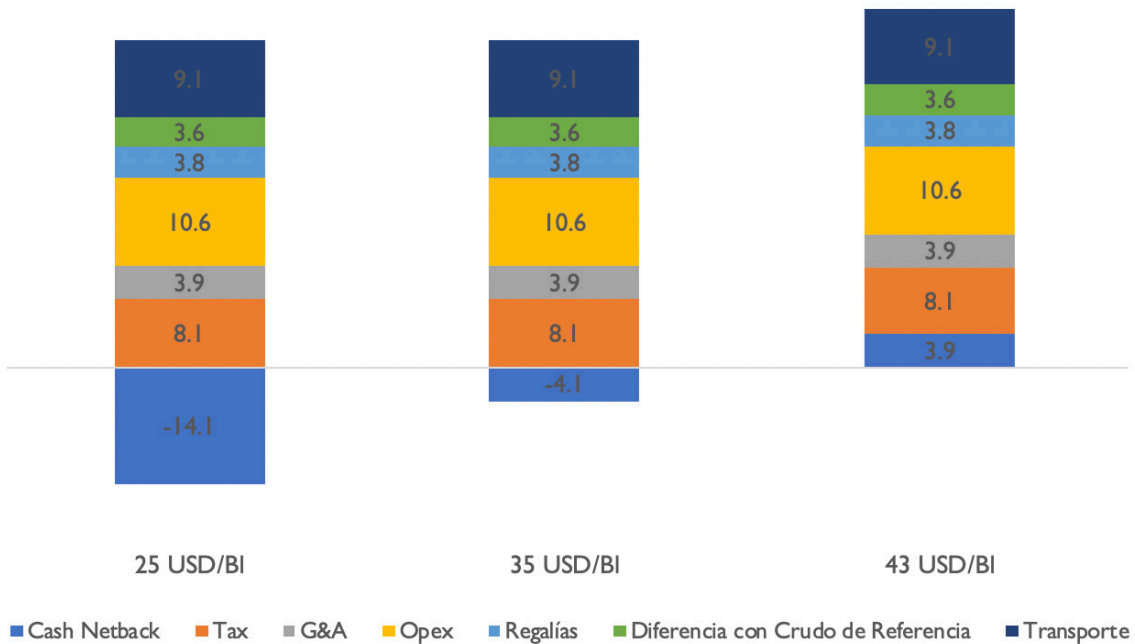
Como resultado, en un escenario muy crítico (25 USD/Bl) se esperaría una diferencia negativa de 14 USD por cada barril con el Brent, mientras que bajo un escenario crítico (35 USD/Bl) la diferencia negativa sería de 4 USD/Bl. Cabe resaltar que, dentro de los escenarios considerados, solo en el escenario moderado de 43 USD/Bl existiría un *cash netback* positivo.

Cash netback por compañía durante el Q1 de 2020



Fuente: Estados financieros públicos de las compañías. Cálculos Campetrol

Cash netback bajo diferentes escenarios para las NOC en Latinoamérica



Fuente: Estados financieros públicos de las compañías. Cálculos Campetrol

8. GOVERNMENT TAKE

Los países cuentan con una diversidad de recursos naturales y a pesar de que, en muchas ocasiones, el Estado tiene las herramientas y el conocimiento para llevar a cabo los proyectos que se requieren para la exploración y su posterior desarrollo y producción, no cuentan con capital de riesgo para asumir en particular la aventura exploratoria. Por eso los Estados diseñan políticas públicas para atraer a inversionistas nacionales y extranjeros, que cuentan con la experticia y el músculo financiero para realizar dichas operaciones. Sin embargo, dado que los recursos son propiedad del Estado, se ejecutan diferentes tipos de contratos para otorgar los permisos correspondientes y permitir la prospección y el aprovechamiento de dichos recursos por parte de la empresa privada (Universidad Nacional de Colombia, 2005).

Con la extracción y comercialización del petróleo y gas se genera una ganancia, la cual es denominada como renta (petrolera) y se define como *“la diferencia entre el valor de la producción y el costo de extraer el recurso natural”* (Universidad Nacional de Colombia, 2005). Ahora bien, jurídicamente el Estado es el propietario de la renta, por ser el dueño de los recursos. En este sentido, el gobierno podría apropiarse en su totalidad de ésta, sin embargo, dado que la aplicación de este concepto eliminaría cualquier incentivo económico para las empresas que llevan a cabo las actividades de exploración, extracción y comercialización, se recurre a una apropiación parcial, mediante impuestos, regalías, participación en la producción y demás mecanismos fiscales. A la fracción de la cual le corresponde al Gobierno se le denomina *Government take* (GT).

En este sentido, el GT se define como *“la participación del gobierno en el flujo de recursos asociado a un proyecto específico”* y suele ser diferenciado del *State Take* (ST) dado que este último *“incluye cualquier participación directa del Estado en la producción, mientras que el GT incluye únicamente lo que toma el gobierno como resultado de impuestos y regalías”*. Con esto se entiende que, para los países con empresas petroleras estatales o mixtas, el porcentaje de utilidades que le corresponde al Estado también hace parte del ST (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012).

Cabe aclarar que, en teoría, al considerar que la renta representa un excedente o una ganancia, la

apropiación mediante gravámenes no genera ningún efecto sobre la producción (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012).

El GT ha sido interpretado de varias maneras por distintos autores, como se expone en (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012), *“Van Meurs (2008) aclara que el GT corresponde al ‘precio’ que los inversionistas están dispuestos a ofrecer para obtener acceso exclusivo a los contratos de áreas de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas. Dicho ‘precio’ es determinado por las fuerzas del mercado a través de: i) la oferta de concesiones y áreas de contrato por los gobiernos y ii) la demanda por concesiones y áreas de contrato por parte de las empresas”*.

Como consecuencia de esto, la relación entre las compañías y el gobierno se traduce en una constante negociación de los niveles de GT. Ahora bien, bajo esta relación, el principal objetivo del gobierno debe ser maximizar la riqueza de sus recursos naturales estimulando niveles apropiados de exploración y producción. Por su parte, las empresas petroleras buscan maximizar sus utilidades, mediante el descubrimiento de reservas y producción de hidrocarburos, mientras se minimizan los costos (Universidad Nacional de Colombia, 2005).

Dentro de la relación de mercado, las compañías petroleras a la hora de evaluar las inversiones y optimizar sus portafolios, realizan comparativos entre los portafolios actuales y los potenciales. Lo anterior se puede llevar a cabo tanto por proyectos individuales, al analizar la rentabilidad, costos y riesgos asociados a nivel local, o a nivel país, incorporando las condiciones macroeconómicas, fiscales, jurídicas y sociales (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012).

Así, para alcanzar el nivel óptimo de GT, se deben tener en cuenta las características geológicas, sociales, económicas y políticas del país, las cuales, dependiendo de su estabilidad, brindan mayor o menor poder de negociación al gobierno para fijar su mecanismo tributario petrolero y maximizar su participación en la renta. Otro factor que se debe atender a la hora de fijar el GT es el nivel regional y de los países pares. Lo anterior debido a que, si otro país de la región cuenta con condiciones y riesgos similares, pero evidencia un GT menor, las compañías tendrán una preferencia por este país a la hora de fijar sus inversiones.

De esta manera, específicamente para el GT, con el fin de atraer inversiones, un país deberá buscar el equilibrio entre capturar el mayor monto de renta posible e incentivar a las compañías a que mantengan sus inversiones, evitando que busquen nuevos destinos para sus capitales.

EL CASO COLOMBIANO

El GT se compone de diversos gravámenes y participaciones dependiendo de la estructura fiscal de cada país. Para Colombia, el Gobierno se hace partícipe de la renta petrolera mediante:

- Regalías
- Impuesto de renta
- Contraprestaciones por precios altos
- Participación en la producción
- Derecho por el uso del subsuelo
- Derechos por explotación
- Aranceles
- Porcentaje de aporte para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología
- IVA
- Insumos

La metodología más común para calcular el GT es mediante la estimación del porcentaje que gana el gobierno sobre el flujo de caja, a partir de los factores enunciados anteriormente. Dado que se analiza individualmente cada proyecto, el GT dependerá del tamaño de yacimiento, la calidad del petróleo, el tamaño del área contratado y el precio del crudo (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012). De esta manera, el GT irá variando en el tiempo, dependiendo de las condiciones internas y externas.

Mediante esta metodología, “*el estimativo es un promedio ponderado del GT para diferentes precios en dólares por barril (US\$18, US\$20, US\$25 y US\$30) y para diferentes tamaños de campo (10Mb, 30Mb, 100 Mb y 300 Mb), los cuales también son ponderados de manera diferente*” (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2012).

El cálculo del GT, a partir de esta metodología, nos muestra una estimación teórica con unos resultados *a priori*. Por esta razón, desde Campetrol realizamos un ejercicio empírico que concluyera con un cálculo *a posteriori*.

Si bien, el cálculo es el mismo (participación del Gobierno en el flujo de caja), la estimación se realizó por compañía y no por proyecto, a partir de los estados financieros reportados de las principales empresas operadoras del país para el consolidado de 2019. De esta manera, ponderando cada compañía por su participación en la producción total, podemos conocer cuál fue el nivel de GT efectivo durante 2019 para dicha muestra. Para la estimación se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{Government Take} = \left(1 - \frac{\text{Flujo de Caja Neto}}{\text{Ingresos Brutos} - (\text{CAPEX} + \text{OPEX})} \right) \times 100\%$$

Al utilizar el concepto de renta formulado previamente y aplicando la fórmula anterior de GT, obtenemos la siguiente metodología:

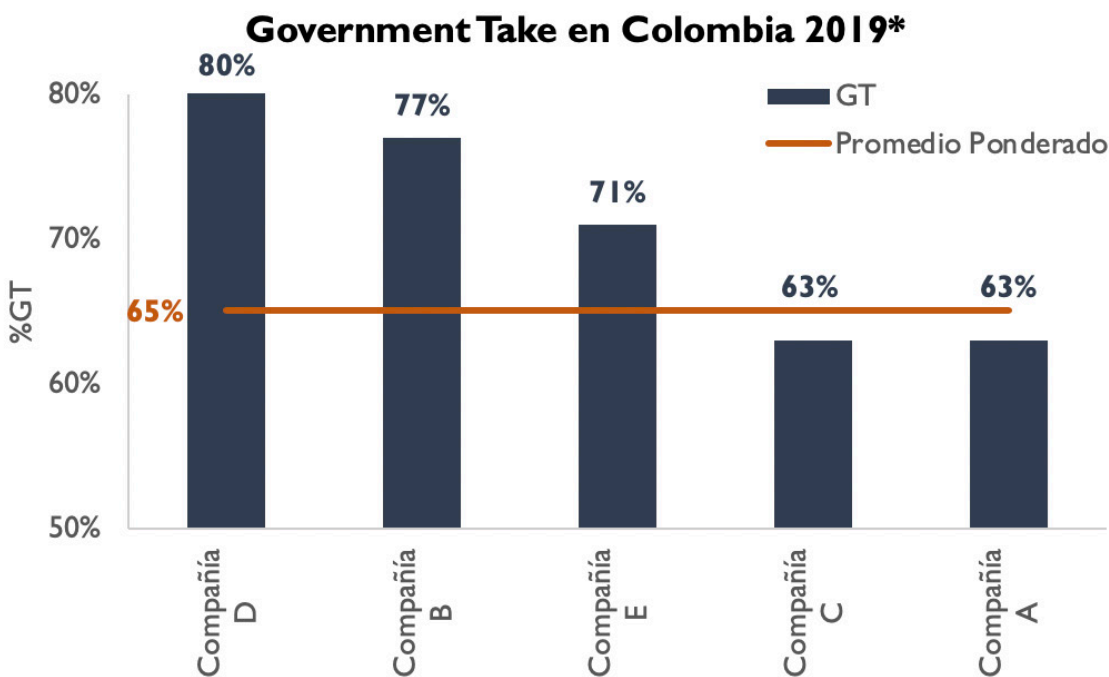
$$\text{Renta} = \text{Ingresos Brutos} - (\text{CAPEX} + \text{OPEX})$$

$$\text{Participación del Gobierno (GT)} = \frac{\text{Pagos de Regalías} + \text{Pagos de Impuestos}}{\text{Renta}} \times 100\%$$

$$\text{Participación de la Compañía} = \frac{\text{Renta} - (\text{Pagos de Regalías} + \text{Pagos de Impuestos})}{\text{Renta}} \times 100\%$$

Cabe resaltar que, para el cálculo de Ecopetrol se utilizaron los resultados financieros específicamente de la actividad *Upstream*. Lo anterior, para no generar un sesgo por los impuestos del transporte y refinación, que no competen en la actividad de exploración y producción, a la cual se le aplica el concepto de GT descrito al inicio de la sección. Adicionalmente, para el cálculo de 2019 de la estatal colombiana se le retiró el gasto por *impairment*, el cual altera los resultados y no es una representación real de los flujos de caja, sino la posible variación del valor contable de los activos en el largo plazo por la coyuntura actual.

Como resultado de la ponderación por participación en la producción, se obtuvo un GT promedio en 2019 de 65% para Colombia. Esto nos indica que, del total de renta que se genera por la producción de petróleo en Colombia, un 65% de la misma se destina al Gobierno, mientras el 35% restante corresponde a las empresas petroleras.



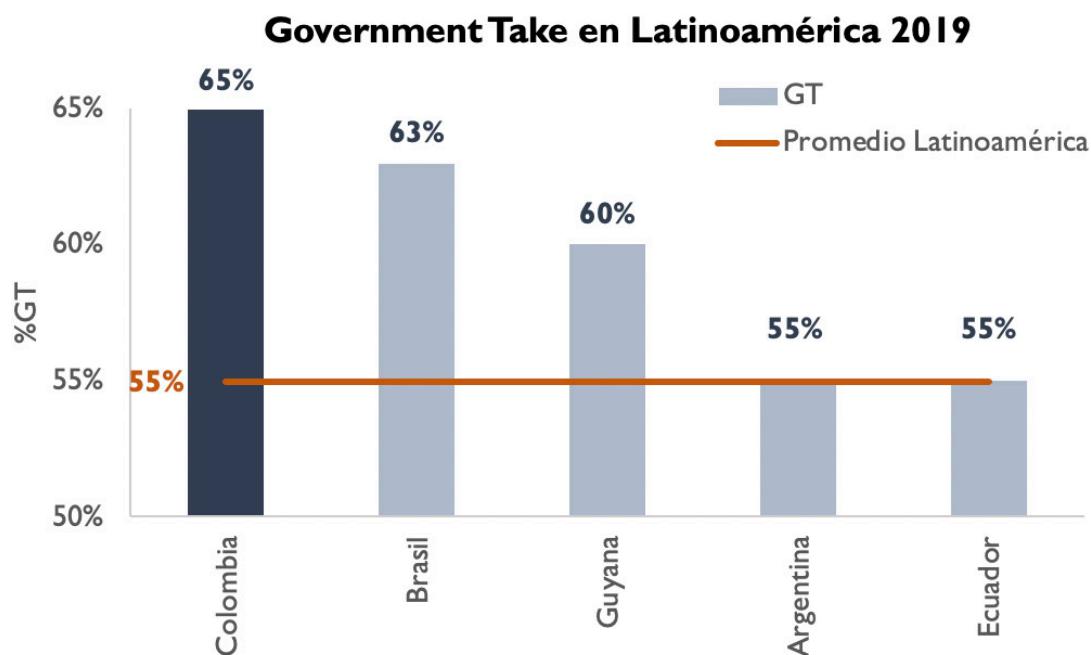
*Para llevar a cabo el análisis y por condiciones de privacidad, se decidió anonimizar los nombres de las cinco principales compañías de E&P en Colombia, de las cuales se utilizaron sus Estados Financieros públicos, consultados de sus respectivas páginas web con corte al 2019. El promedio ponderado se realiza a partir de las participaciones en la producción total. Fuente: Estados financieros públicos de las compañías, cálculos Campetrol

COMPARATIVO CON ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA

Dado que las empresas multinacionales realizan una evaluación para fijar los portafolios de inversión de las regiones, para así contrastar los resultados de los países potenciales, resulta de gran importancia conocer y entender la estructura de la competitividad en los países pares. De esta manera, se puede evaluar qué tan competitivo es el país frente a los competidores geográficamente cercanos.

Para llevar a cabo este análisis, el porcentaje de GT para Brasil y Guyana se obtuvo a través de Rystad Energy (Rystad Energy, 2020). Para calcular el nivel de GT de Argentina y Ecuador se utilizó la misma metodología que para el caso colombiano.

Se puede observar que el promedio ponderado de GT de esta muestra de países es de 55%. De los países seleccionados para el análisis, tanto Argentina como Ecuador se encuentran en el promedio de GT. Por su parte, Guyana, Brasil y Colombia se encuentran por encima de dicho promedio, con 60%, 63% y 65%, respectivamente, siendo Colombia el de mayor tasa dentro de los países seleccionados.



Fuente: Rystad, estados financieros públicos de las compañías, cálculos Campetrol

Si bien, la competitividad se mide como conjunto de diversos indicadores, para el caso del GT, Colombia resulta ser uno de los menos atractivos y competitivos de la muestra de países de la región, puesto que tiene el mayor precio que las empresas deben pagar al gobierno para acceder a la exploración, explotación y comercialización del crudo.

CONCLUSIONES

PROSPECTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD

El país se enfrenta al desafío de reactivar en el inmediato corto plazo toda la cadena de valor del sector de hidrocarburos de forma segura, sin perder de vista en el largo plazo su autosuficiencia. Esta es una tarea que solo será posible completar aunando esfuerzos entre el Gobierno y la Industria con el Territorio.

Colombia es un país subexplorado que tiene cuencas con gran potencial. Sin embargo, para confirmar y aprovechar ese potencial se requiere de una exploración sistemática, con una visión de largo plazo y muy bien planificada. Esto requiere, en primer lugar, un excelente manejo de la información, que en esta materia es lo más valioso. Información del comportamiento histórico de la actividad y sus resultados, que permita formular modelos por cuenca y tipo de *plays* prospectados, para así tener confiabilidad en las estimaciones de probabilidad de éxito, tamaño

de campos, potencial de reservas y producción de éstos.

Y más que eso, se requiere una asertiva gestión del conocimiento para darle valor agregado a esa información y poder generar planes y programas en cuencas maduras, emergentes y de frontera; *Onshore* y *Offshore*; para diferentes tipos de *plays*, incluyendo nuevas apuestas exploratorias por tipo de recursos a prospectar, convencionales y no convencionales; petróleo liviano y medio, pesado y gas. Es decir, dado el precario horizonte de autosuficiencia, el país no puede dejar de lado ningún recurso sin antes haber probado su prospectividad y potencial.

Los principales elementos de la competitividad son los relacionados con: 1) la actividad de E&P, 2) los riesgos sociales y políticos y 3) el régimen fiscal. Un estudio de competitividad debe abarcar no solo estos aspectos, sino poder ponerlos en la perspectiva de un

benchmarking con los principales países competidores por los recursos de inversión, capital de riesgo, en E&P en la región. Lo ideal sería ofrecerle al mercado proyectos bien estructurados, con licenciamiento ambiental, listos para iniciar las actividades exploratorias. Sin embargo, mientras se llega a ese nivel, es importante fortalecer el PPAA en sus dos vías: la oferta de bloques y la solicitud de incorporación de áreas. El éxito va a depender de la calidad de las áreas en términos de prospectividad y potencial. La valoración de estos parámetros, como de los demás elementos de la competitividad, debe ser en extremo rigurosa, para lo cual es clave contar con una red de bases de datos robusta, con información segmentada tanto por cuenca, como por tipo de recursos hidrocarburíferos a prospectar.

En las actuales circunstancias, a pesar de las complejas problemáticas que enfrentamos, Colombia tiene una gran oportunidad de marcar distancia con sus competidores en la región, con el aprovechamiento de tres recursos principales: el *Offshore*, los YNC y las oportunidades de exploración que genera el PPAA, tanto en cuencas maduras, como en cuencas emergentes.

Los recursos disponibles en el *Offshore*, gas natural en su mayoría, pero también líquidos, con prospectividad en horizontes someros, profundos y ultra profundos, son una apuesta con diversas ventajas comparativas frente a los competidores en la región. De materializarse su potencial, serán una de las bases para el abastecimiento de los próximos años y la transición ordenada hacia una nueva matriz energética. Así mismo, el desarrollo de estos recursos será una gran oportunidad para convertir al Caribe colombiano en un importante proveedor de bienes y servicios petroleros, y generador de encadenamientos productivos para el desarrollo de una región tan importante y estratégica.

Gracias al esfuerzo del Gobierno Nacional en esta materia, hoy día se cuenta con un total de 15 contratos vigentes y firmados en las aguas de la costa Caribe colombiana. El área cubierta por estos bloques es de alrededor de 96.000 km² y representa 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.

Ahora bien, tanto el *Offshore* como las cuencas emergentes cuentan con ciclos exploratorios de alta duración, por lo que, será fundamental impulsar en paralelo los proyectos *EOR* sobre recursos descubiertos y el aprovechamiento de los YNC, con alta probabilidad de éxito exploratorio, y ambos recursos con tiempos mucho más cortos.

Paso previo a la exploración y confirmación del potencial presente en los YNC, será primordial la correcta ejecución de los PPII's como proyectos de carácter experimental y de investigación, para determinar el manejo de los riesgos ambientales y sociales de un posible desarrollo comercial, además de la capacidad de la Industria, el Gobierno y las regiones productoras para mitigar tales riesgos.

De igual forma, los PPII's serán una gran oportunidad para permitir que la industria de petróleo y gas sea percibida positivamente y como un segmento incluyente de la sociedad colombiana. De modo que, como lo ha planteado Campetrol, los PPII's son herramientas para una decisión acertada. Para el éxito de los PPII's se requiere de total transparencia en los procesos y de una amplia participación ciudadana, con directo involucramiento de las comunidades y el establecimiento de canales para ejercer veeduría ciudadana y mucha pedagogía.

Sin embargo, la incorporación de reservas es totalmente dependiente de la actividad exploratoria en el país, un segmento que en los últimos años se ha encontrado a mínimos históricos. Para escapar del fantasma del desabastecimiento será fundamental realizar adquisición sísmica, la cual a su vez nos permitirá identificar los prospectos para la perforación de pozos exploratorios. Hoy, esa es todavía la única manera de encontrar petróleo.

En este sentido, desde Campetrol celebramos la iniciativa del Gobierno, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de estructurar un plan a 2040, que nos permitirá dimensionar el esfuerzo exploratorio que necesita el país para mantener los horizontes de autosuficiencia de petróleo y gas en los próximos 20 años.

ESTRUCTURA DE COSTOS

Los costos asociados al desarrollo de la actividad petrolera no son elementos aislados, sino que van de la mano de los otros elementos de la competitividad y de igual forma, influyen directamente en la viabilidad económica de los proyectos de O&G.

Con el ejercicio presentado en este capítulo se hicieron evidentes los costos en los cuales deben incurrir las compañías para poder encontrar y desarrollar los diferentes recursos del país, y la diferencia existente entre el precio actual del barril y tales costos. En la situación actual, para 2020, se podría esperar que, bajo un escenario muy crítico se tuviera una diferencia negativa de 12 USD/Bl, para el crítico una diferencia negativa de 2 USD/Bl, y para el moderado, una diferencia positiva de 6 USD/Bl. Como referencia, es importante señalar que el promedio histórico del Brent del 1 de enero al 17 de julio de 2020 es de 42,4 USD/Bl.

La situación presentada refleja la necesidad de tomar acciones para darle viabilidad y sostenibilidad a los proyectos, y el camino correcto será la mitigación de los riesgos sociales y políticos en los territorios. En este sentido, tanto el Gobierno como la industria tienen identificadas claramente las acciones que deben tomarse para disminuir y mitigar esos riesgos: el cambio del modelo de relacionamiento del sector con el territorio, la reglamentación de la nueva ley de regalías, la generación de encadenamientos productivos para el desarrollo regional sostenible, la ley de coordinación y concurrencia para solventar el conflicto de competencias por el uso del subsuelo, y la ley de Consulta Previa.

GOVERNMENT TAKE

Los inversionistas evalúan diferentes aspectos de los potenciales destinos de inversión y toman sus decisiones en búsqueda de maximizar sus ingresos y de minimizar los costos y los riesgos. En este sentido, el nivel de GT es determinante para la competitividad de un país como receptor de inversiones de riesgo, puesto que representa el precio que fija el gobierno por acceder a los contratos de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, y que debe asumir el contratista.

Al igual que en otros mercados, la calidad y las características del producto determinarán el precio

de éste. Si un determinado país tiene inestabilidad jurídica, económica y fiscal, conflictividad social, baja prospectividad y una estructura de costos elevada, el precio que está dispuesto a pagar el inversionista frente al GT será mucho menor. En este sentido, con un nivel de GT excesivo o incompatible con las condiciones del país, los inversionistas no tendrán incentivos para invertir en dicho país y generar empleos, contratación de bienes y servicios locales y regionales, e ingresos fiscales para el gobierno y todos sus habitantes.

Por esta razón es indispensable mantener un equilibrio entre las condiciones internas, los niveles de tributación de los países pares y el GT nacional. Adicionalmente, se debe entender que los precios del crudo y las condiciones de los mercados internacionales son determinantes para la toma de decisiones de los inversionistas, y dado que estos factores no se pueden controlar, la política fiscal debe ser flexible para acomodarse a la coyuntura internacional del momento.

Ahora bien, a pesar de que Colombia ha perdido competitividad y persiste la preocupación por el desempeño de diversos indicadores como la prospectividad, en comparación con la región, es el país que posee la mayor solidez económica, lo cual lo mantiene como un destino atractivo para las inversiones.

Lo anterior no significa que tengamos asegurada la actividad de la industria, el interés de las compañías y sus flujos de capital. En los últimos años, la región ha experimentado una fuerte inestabilidad económica, política y social, problemáticas que también han afectado el sector de petróleo y gas. Con todo lo anterior, el buen manejo de la política económica en Colombia ha sobresalido, ubicándonos como un jugador importante en el sector hidrocarburífero de la región, a pesar de que su GT sigue por encima del promedio latinoamericano.

Ahora bien, ante las preocupaciones en los distintos rubros de la competitividad del país, las cuales se han profundizado con la pandemia, y con el incremento en los riesgos asociados a la crisis sanitaria y económica, se hace necesario generar condiciones e incentivos claros desde el Gobierno Nacional para asegurar y mejorar la inversión de capital de riesgo para proyectos de E&P, comenzando con la reducción

del GT (65% actual en Colombia) hacia niveles más cercanos al promedio de América Latina de 55%.

Sin embargo, pensar que la inversión se moverá solamente si logramos hacer más competitivo el GT es erróneo. Si queremos marcar una diferencia positiva en la región debemos disminuir la conflictividad social en las regiones, reducir sustancialmente los costos de la actividad y reactivar el sector, realizando un trabajo conjunto, Gobierno, Industria y Territorio. Este conjunto de acciones será el que nos lleve a tener un sector dinámico, generador de ingresos para la nación, con un repunte en la adquisición sísmica y la perforación exploratoria, un incremento en la producción y un impulso a todo el proceso de la cadena de valor del sector de O&G.

Con una buena combinación de estos esfuerzos, se podría pensar en retomar una senda de incremento en la competitividad del país, la cual actualmente es de vital importancia para materializar y consolidar la reactivación del sector de hidrocarburos y de la economía colombiana, asegurando la contratación directa e indirecta de mano de obra local y regional, compra de bienes y servicios en el territorio, encadenamientos productivos, estabilidad macroeconómica y seguridad en el abastecimiento de energía confiable para la sociedad colombiana. 🌟



CAMPETROL

| Petróleo • Gas • Energía



**EVOLUCIONAMOS
CON LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**



9. RETOS DEL GAS NATURAL

INTRODUCCIÓN

El gas natural representa un recurso fundamental para el desarrollo de las actividades básicas de los colombianos, para la realización de grandes proyectos de la industria del país, y es además el combustible alternativo a la gasolina. Es una fuente energética fundamental, y la tercera más consumida después del petróleo y la electricidad.

En este sentido, y teniendo en cuenta el potencial del recurso en el país, representa una oportunidad para la transformación de la matriz energética nacional, y para llevar a cabo los planes del Gobierno Nacional, en línea con lo Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). En cuanto a política pública, se habla no solamente del gas natural como sustituto de otras fuentes de energía no renovables, sino como un servicio fundamental para la población y para la autosuficiencia energética del país, que requiere ampliaciones en cobertura, calidad y atención diaria del servicio, además de incentivos en cuanto a competitividad e implementación de tecnología para potenciar el mercado.

Ahora bien, la razón fundamental que permite conservar al gas natural como fuente de energía limpia para un desarrollo sostenible, es que la evidencia empírica denota una estrecha relación entre la utilización de este recurso y la reducción en las emisiones de gas de efecto invernadero. De este modo, el Gobierno Nacional ha hecho un esfuerzo muy grande para llevar al gas natural a ser el líder de este proceso de transición energética, proceso que acompañamos desde Campetrol.

Los principales retos del hidrocarburo en Colombia se encuentran alrededor de la capacidad de ejecutar proyectos y acciones que incentiven la inversión privada hacia la exploración y explotación, incluyendo la infraestructura en plantas de gas y gasoductos, de modo que se garantice el abastecimiento del servicio y la autosuficiencia energética de país, siempre en el camino hacia una matriz energética más limpia.

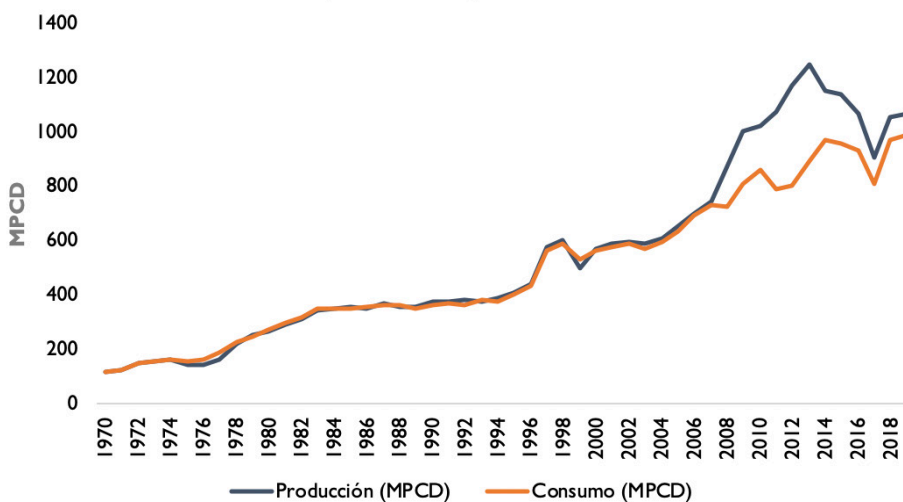
1. PANORAMA ACTUAL DEL GAS NATURAL

A partir del descubrimiento y puesta en marcha del campo Chuchupa en 1977, Colombia ha mantenido un suministro abundante, barato y confiable de gas natural. El consumo de este hidrocarburo se ha duplicado en las últimas dos décadas y actualmente cuenta con más de 10 millones de usuarios en todo el país, lo cual representa una tasa efectiva de cobertura de más del 80% hogares, consolidándose como una fuente de energía importante para el desarrollo de las actividades de la sociedad (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

La industria gasífera ha contado con importantes avances en su historia para poder cumplir con el objetivo de abastecer las necesidades energéticas del país. Es tal el caso de los desarrollos en el Piedemonte Llanero entre mediados de los años 90 y principios de los 2000, proyectos que no solo mantuvieron la autosuficiencia del país ante el creciente consumo de gas, sino que además permitieron contar con el volumen suficiente para convertir a Colombia en exportador durante una breve etapa.

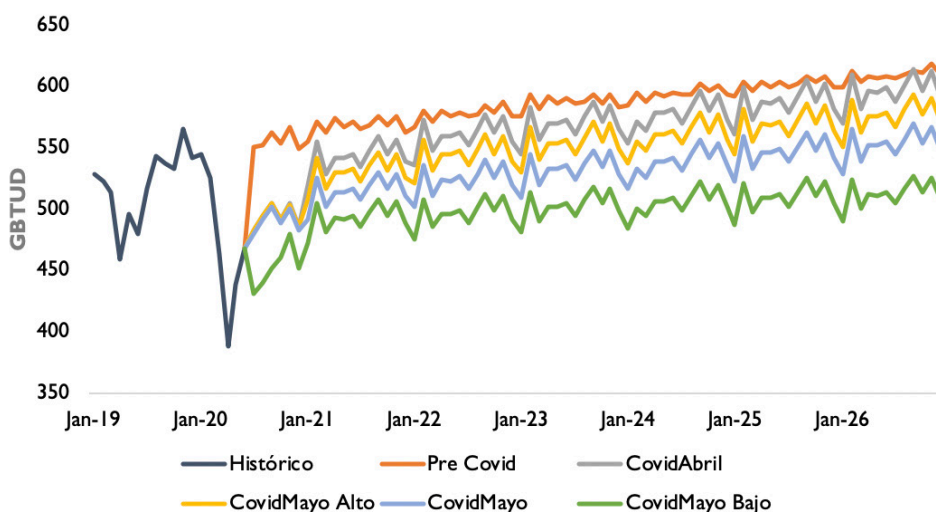
Adicionalmente, al ser un energético con menores emisiones de GEI que el petróleo o el carbón, será una de las fuentes de energía de mayor crecimiento para los próximos años en Colombia, política que viene impulsando fuertemente el Gobierno Nacional. Lo anterior es un escenario promisorio, aún cuando

Producción y consumo de gas natural en Colombia



Fuente: ANH, UPME y BP

Proyecciones de demanda de gas natural para los sectores agregados



Fuente: UPME

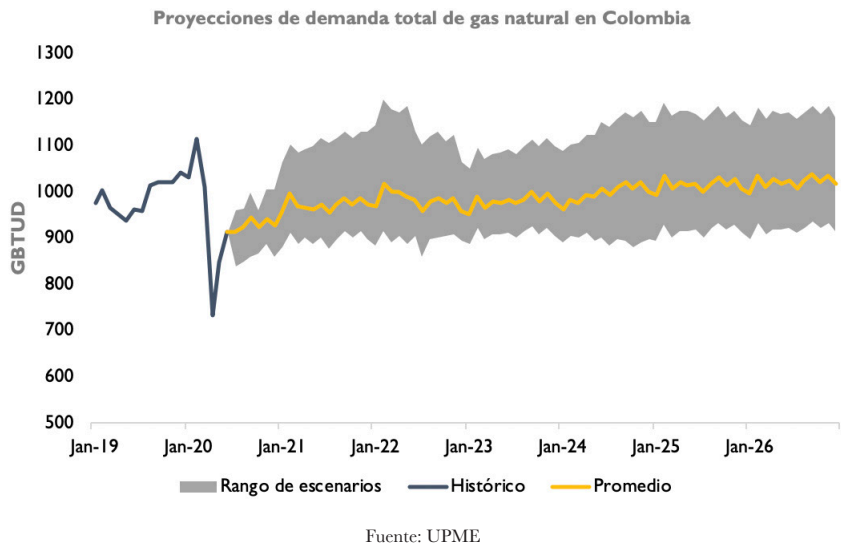
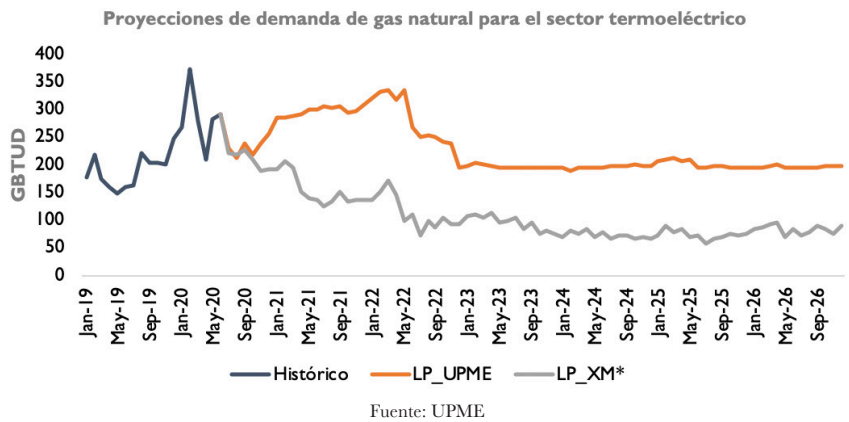
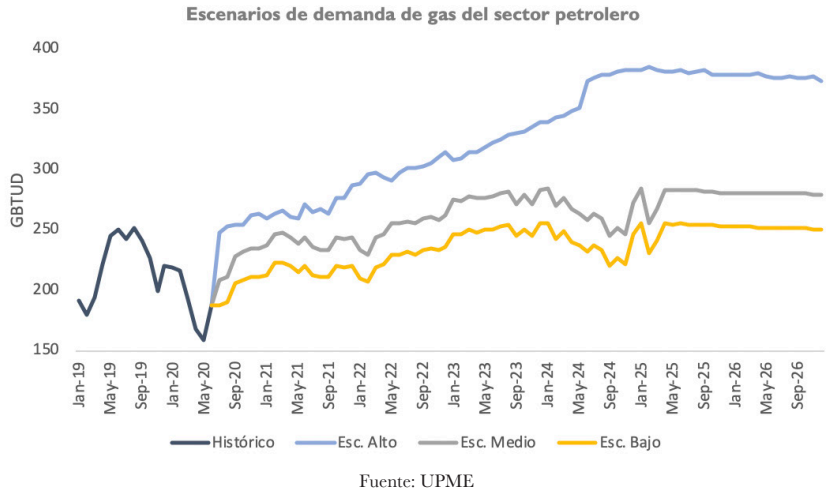
la actual coyuntura del COVID-19 podría tener un efecto en la demanda energética en el corto plazo. En este tema es enfática la UPME en la última revisión de las proyecciones de demanda de gas natural, al indicar que el agregado de los sectores residencial, comercial, transporte e industrial podría aumentar su consumo de gas hasta en un 14% en los próximos seis años, con respecto a los niveles de demanda obtenidos en promedio durante 2019. Cabe resaltar que en

estas proyecciones fueron tomados tres escenarios, dos bajo los cuales la actual coyuntura deja impactos duraderos en la demanda energética (recuperación en “L”), y uno donde se considera una recuperación rápida de la economía (recuperación en “V”).

Así mismo, la UPME plantea para los próximos años un incremento de entre 13% y 68% del consumo de gas natural para el sector petrolero, frente al nivel del consumo del sector en 2019. El aumento se justifica debido a una variación esperada de 26% en la actividad de refinación, y los proyectos de eficiencia energética y sustitución de fuentes que consideran realizar las compañías de E&P para los próximos años. Al igual que en la proyección anterior, los escenarios considerados fueron dos de recuperación en “L” y uno de recuperación en “V”.

El sector termoeléctrico es el único en el cual la UPME contempla una disminución del consumo de gas en el largo plazo. Tal disminución obedece a la ampliación de la interconexión Cerromatoso-Chinú-Copey, con la cual se espera que se alivie el consumo de energía proveniente de las termoeléctricas en la costa Caribe.

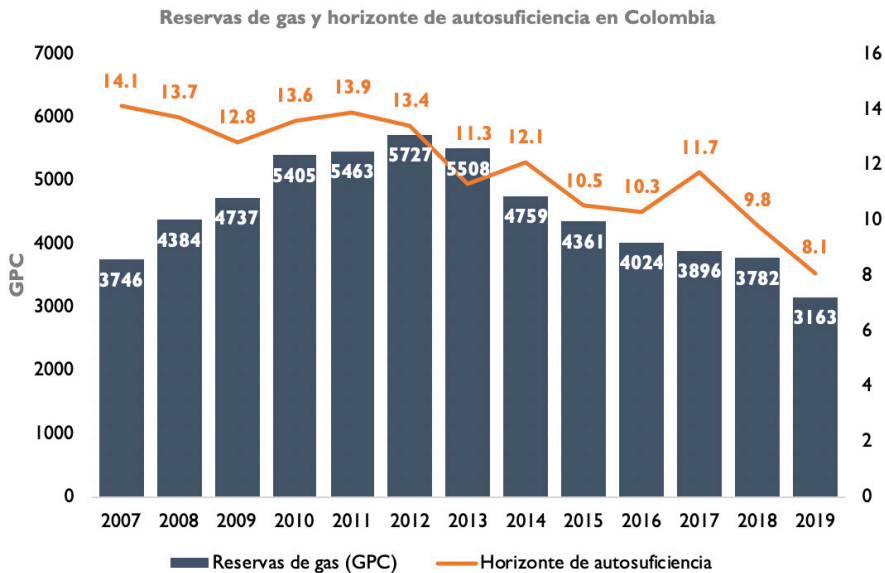
Al analizar el conjunto de posibles escenarios derivados del estudio de la UPME, se puede concluir que la demanda de gas en el país crecería entre 3% y 17% hacia el 2026. Tal aumento se vería impulsado principalmente por los sectores petrolero, residencial e industrial, por lo que, bajo estos escenarios, se pueden visualizar los posibles resultados de los proyectos de eficiencia y sustitución energética.



EL FUTURO SIGUE SIENDO INCIERTO

Luego de analizar los escenarios de demanda y el papel en el corto y mediano plazo del gas en la transición energética, las dudas que surgen son respecto a la oferta. La situación del suministro de gas es crítica, por lo que se hace imprescindible impulsar la búsqueda de nuevos yacimientos que puedan abastecer la demanda; de lo contrario, la única vía existente hacia el mediano plazo será la importación, aumentando los costos asociados con la transición y el cumplimiento de las metas ambientales del país.

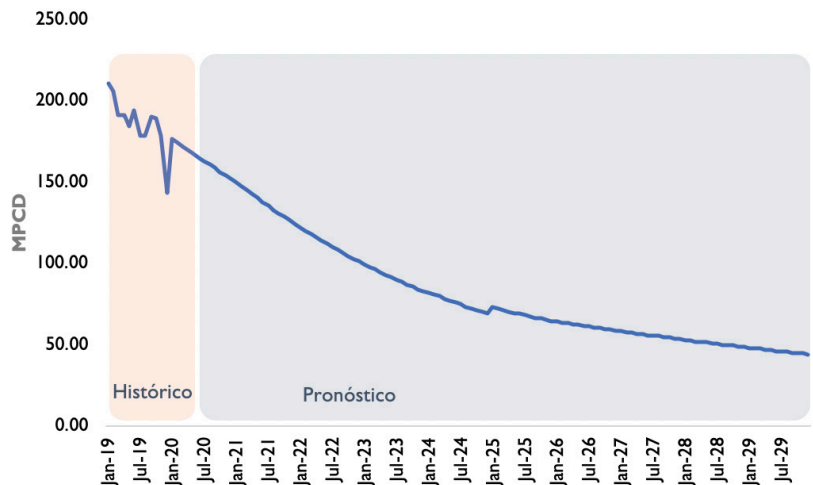
En los últimos años no han existido descubrimientos de gas importantes que puedan reemplazar la cantidad de reservas consumidas por el país. Esta es la razón por la cual, desde 2013, las reservas de gas del país han ido decreciendo continuamente, y en los últimos dos años el consumo ha sido el equivalente al de cuatro años, llevando el horizonte de autosuficiencia de gas a 8,1 años, su nivel más bajo desde el inicio de la industria gasífera en el país.



Fuente: ANH

A la compleja situación de las reservas de gas en el país se suma la caída en la producción de los principales campos que históricamente han abastecido al país. Al observar los pronósticos de presentes en las declaraciones de producción que periódicamente le entregan las compañías operadoras al Ministerio de Minas y Energía, se puede evidenciar la etapa de declinación en campos como Chuchupa y Ballena, que llegaron a producir juntos más de 600 MPCD, dándole al país, incluso, un corto periodo como exportador.

Declaración de producción de los campos Chuchupa y Ballena

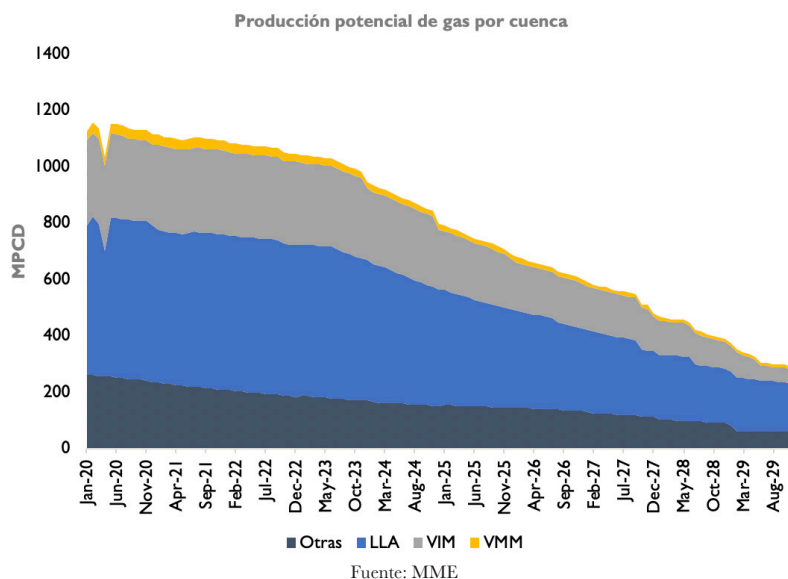
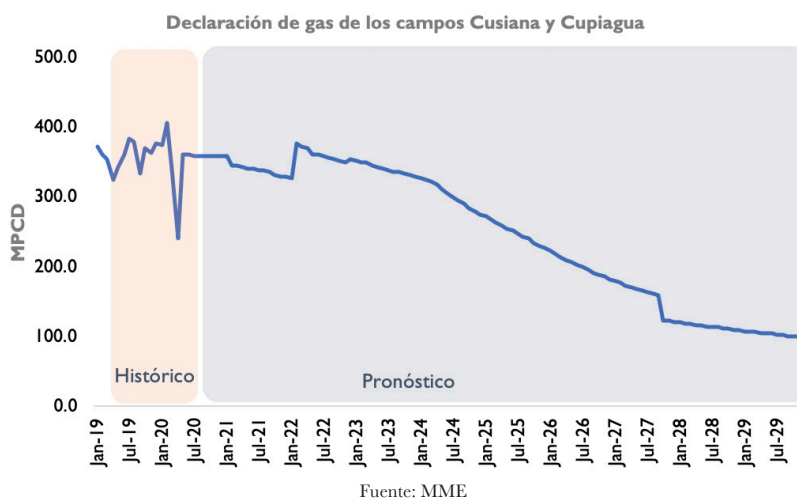


Fuente: MME

En el mismo documento establecen que la declinación de los campos Cusiana y Cupiagua, que hoy en día producen alrededor del 40% del total nacional, podría iniciar en 2022, lo cual pone en riesgo directamente nuestra autosuficiencia. A pesar de lo anterior, estos campos aún cuentan con reservas probadas de más de 1.600 GPC, aproximadamente el 51% del total de reservas del país.

Teniendo en cuenta los anteriores datos, los informes de producción potencial, los cuales se encuentran dentro de la declaración de gas, indican que, en el 2029 el 60% de la producción de gas aún vendría de la cuenca de Llanos Orientales. Sin embargo, con los actuales campos y reservas, el país en ese momento solo produciría alrededor de 286 MPCD.

Bajo el actual escenario, se hace imprescindible analizar en el largo plazo las posibles fuentes de incorporación de producción y reservas de gas para poder cumplir con las metas de balance del hidrocarburo en el país. Tal como se verá a continuación, algunas de las fuentes incluyen: exploración continental, los YNC y el *Offshore*.



Suministro de gas natural (MPCD)						
Campo/Zona	1995	2000	2005	2010	2015	2020*
Chuchupa & Ballena - Consumo Nacional	308	468	467	524	389	136
Chuchupa - Exportación	0	0	0	155	37	0
Piedemonte	5	14	114	232	437	673
Magdalena Medio	76	70	52	31	60	30
Valle inferior del Magdalena	2	11	4	65	71	65
Otros campos	16	10	15	18	148	131
Total Producción	408	573	652	1025	1142	1035

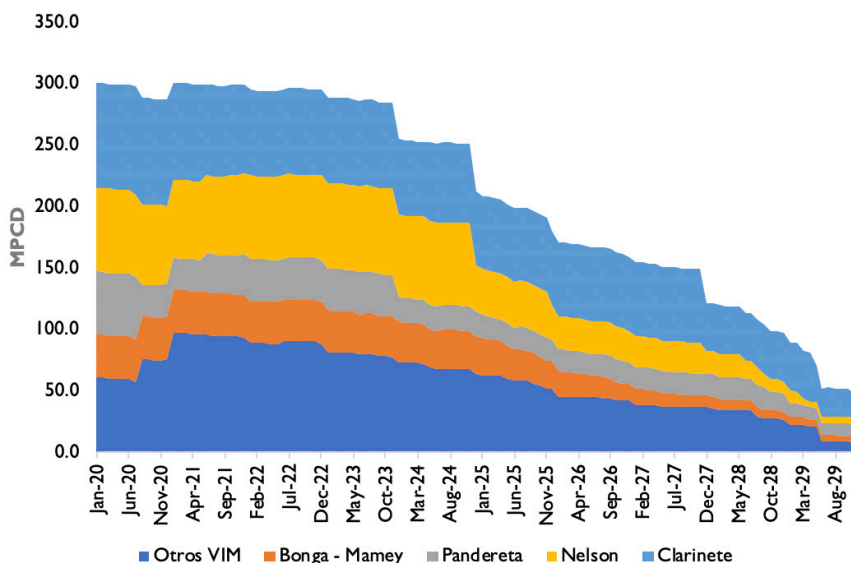
Fuente: ANH y UPME

EXPLORACIÓN CONTINENTAL

Colombia tiene cuencas con gran potencial gasífero, el cual debe confirmarse y poder aprovecharse. En la última década han sido exitosas las campañas exploratorias en cuencas como el Valle Inferior del Magdalena, donde se han descubierto campos como Clarinete, Nelson y Pandereta, con reservas probadas de 144 GPC, 127 GPC y 63 GPC de gas seco, y una potencial producción de más de 300 MPCD.

El impulso que recibió esta cuenca debe extenderse a otras con alto potencial de generación de gas, como Sinú San Jacinto y Cesar-Ranchería, una tarea que solo podría realizarse a través de las oportunidades que brinda el PPAA, e incentivos para la realización de exploración, que mejoren la competitividad del país en términos de actividad.

Producción potencial de los campos actuales del VIM



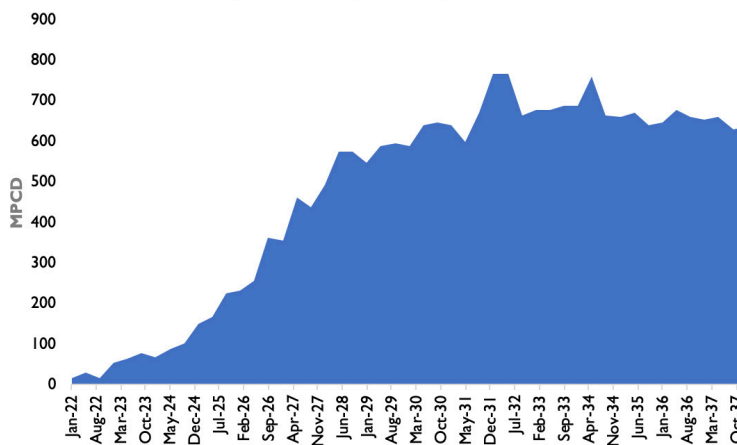
Fuente: MME

APROVECHAMIENTO DE YNC

Los YNC se podrían convertir en una fuente importante de gas natural para el país. De acuerdo con los últimos cálculos por parte de Ecopetrol, el potencial de reservas de los YNC en Colombia, teniendo en cuenta las formaciones del VMM, CR y Llanos Orientales, sería de entre 8 y 100 TPC, lo cual representaría ampliar entre 2,5 y 31 veces nuestras actuales reservas probadas.

Teniendo en mente lo anterior, Ecopetrol estima que la producción de gas natural proveniente de los YNC podría tener un *plateau* de 600 MPCD, por lo que, podría aportar alrededor del 50% de la demanda de gas natural planteada dentro de los escenarios de la UPME.

Pronóstico de producción de gas natural proveniente de los YNC



Fuente: Ecopetrol

Sin embargo, el paso previo para el aprovechamiento de estos recursos será la correcta realización de los PPII's, tal como lo ha planteado la Comisión Interdisciplinaria Independiente. Esta es una oportunidad para determinar las formas de mitigación de los posibles impactos que resulten del aprovechamiento de los YNC, además de la preparación y pedagogía de las regiones productoras. Es también una oportunidad para permitirle a la industria ser percibida como incluyente y jalonadora del desarrollo de los territorios.

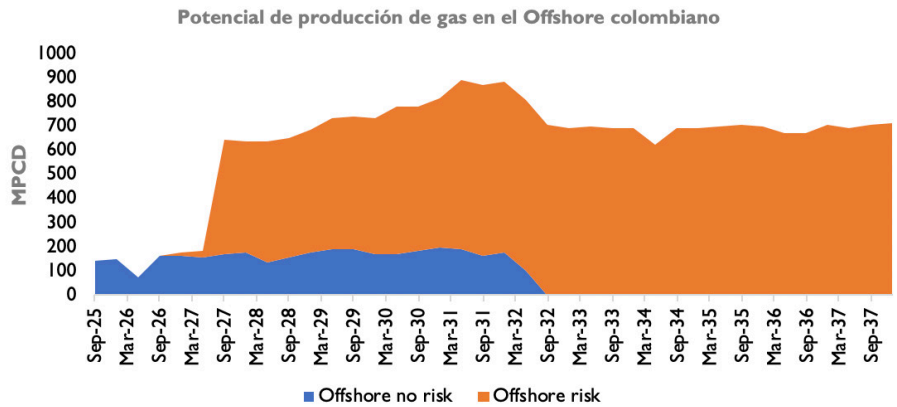
RECURSOS OFFSHORE

El *Offshore* también se podría convertir en una de las principales fuentes de incorporación de reservas de gas para los próximos años. Aunque es posible encontrar líquidos, la mayor parte de las reservas contenidas en estas áreas son de gas natural. Además, puede ser una oportunidad para convertir a la costa Caribe en un proveedor importante de bienes y servicios petroleros, y generar encadenamientos productivos en toda la región.

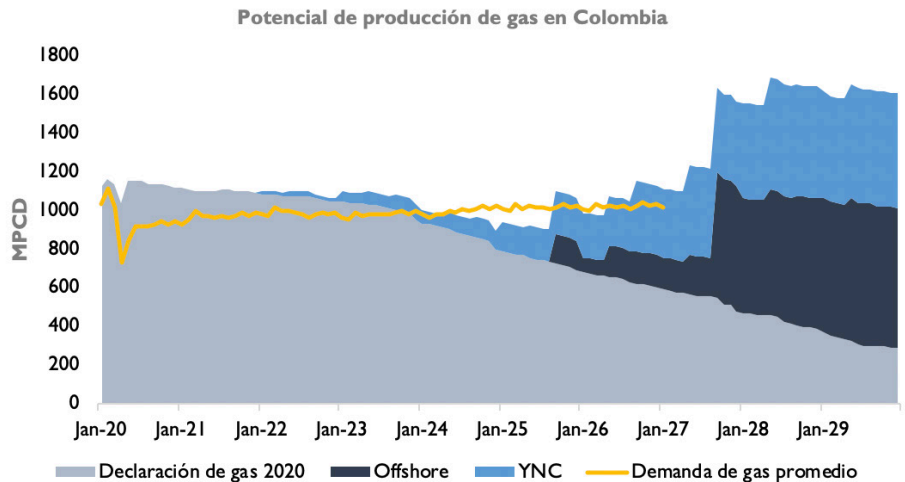
Actualmente se han realizado un total de cuatro descubrimientos en la plataforma continental del Caribe: Orca, Kronos, Purple Angel y Gorgón, siendo Orca el primero que entrará en producción entre 2024 y 2025, con un potencial de más de 180 MPCD. Los demás descubrimientos se encuentran en evaluación, pero podrían adicionar más de 600 MPCD a la producción nacional en los próximos años.

ESCENARIO DE OFERTA DE GAS NATURAL

Al analizar el conjunto de escenarios, tanto de oferta como demanda, se encuentra que la única manera de poder cumplir con el abastecimiento de los escenarios de demanda será impulsar la exploración y aprovechamiento de todas las fuentes de incorporación de reservas disponibles en el país. Recursos como los YNC y el *Offshore* podrían generar para el final de la década más del 70% de la producción total del país, sin dejar de lado los nuevos *plays* que se encuentren como resultado de la exploración continental, que nos podrían alejar cada vez más del fantasma del desabastecimiento.



Fuente: Ecopetrol



Fuente: MME, UPME y Ecopetrol

2.IMPULSOS DE POLÍTICA AL GAS NATURAL

El Gobierno Nacional contempla dentro del Plan Nacional de Desarrollo, la base de la política pública del gobierno actual, metas anuales y para el final de cuatrienio sobre abastecimiento de gas y su utilización como fuente de energía alternativa.

Bajo este escenario, y teniendo en cuenta que las reservas de gas cayeron significativamente entre 2017 y 2019, pasando de 11,7 años de autosuficiencia a 8,1 años, el país se puede enfrentar en el muy corto plazo a un escenario de desabastecimiento de gas, de modo que se dejaría de contar con el hidrocarburo de la transición energética y deberíamos comenzar a importar el hidrocarburo a un precio de más del doble del precio interno, ocasionando así un incremento en las tarifas de gas y energía. Por lo tanto, ante un posible escenario de desabastecimiento, en donde la demanda supere a la oferta, el Ministerio de Minas y Energía confirma que se tiene aprobada la construcción de un nuevo terminal de importación en el Pacífico para el año 2023.

Para ampliar la autosuficiencia de gas se debe actuar de manera urgente y en paralelo sobre tres ejes estratégicos, los cuales se encuentran enfocados en la promoción de la exploración de Yacimientos Continentales, posibilidad de explorar y producir Yacimientos No Convencionales (YNC) y finalmente, el desarrollo de la exploración y producción *Offshore*. Así mismo, el Gobierno introdujo en la Ley de Financiamiento una serie de incentivos tributarios para impulsar las industrias intensivas en uso de capital, entre otros, el descuento de la totalidad del IVA pagado en la adquisición o formación de activos fijos reales productivos (bienes de capital) del impuesto sobre la renta.

Estas medidas las aplaudimos y acompañamos al Gobierno Nacional en su ejecución. Desde Campetrol vemos dos grandes oportunidades en estos retos. Primero, respecto a los proyectos *Offshore*, cuyo mayor potencial de explotación tardaría entre 10 y 12 años, y sobre la cual el Gobierno tiene la tarea de desarrollar un marco regulatorio para la etapa de desarrollo y producción. La segunda oportunidad es el aprovechamiento de los Yacimientos No Convencionales (YNC), con alto potencial también para la producción de gas, y cuya realización tarda entre dos y tres años, por lo que se

hace fundamental la realización de Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII's). Así mismo, estamos convencidos de que con la puesta en marcha del actual Proceso Permanente de Asignación de Áreas - PPAA el país reactivará la senda de la exploración en la pos-pandemia, en la medida en que no solo involucra las áreas ofertadas, sino las propuestas de las compañías. De esta forma, en el ámbito de producción y reservas de gas, según el DNP, el Gobierno Nacional, encabezado por el Ministerio de Minas y Energía y la ANH, se enfocó en promocionar, entre otros aspectos, las áreas *Offshore*, con la adjudicación de 14 bloques en el Caribe y la perforación de 9 pozos exploratorios, con hallazgos en 4 pozos con prospectividad de gas (Kronos, Orca, Gorgón y Purple Angel), con un potencial estimado de 3,0 TPC.

Así mismo, dada la preocupación sobre el deterioro en el nivel de reservas que se ha visto año tras año, el Gobierno adoptó en 2017 el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, cuyo objetivo es aumentar la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento del sistema frente a un posible déficit de gas, donde se garantice atender la demanda nacional proyectada por la UPME. Además, el Gobierno aprobó el CONPES 3943 de 2018, de mejoramiento de la calidad del aire, en el que se plantean acciones para garantizar el abastecimiento y calidad de los combustibles, de tal manera que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, y se garantice el cubrimiento de la demanda de combustibles. Por tanto, en el PND se plantea como metas que las reservas probadas de gas deberán finalizar el cuatrienio en 3,8 TPC, y la producción promedio diaria de gas en 1.070 MPCD.

Así mismo, en el marco del Pacto por la Sostenibilidad, el Ministerio de Minas y Energía promoverá la participación del gas natural, el gas natural licuado (GNL), GLP, biogás, entre otros, que permita sustituir la dependencia de las fuentes de energía actuales que resultan más contaminantes, y que permita incentivar un mercado competitivo y sostenible en términos medioambientales. En este sentido, la UPME adelantará análisis para determinar las necesidades de infraestructura para incorporar recursos *Offshore* e importados para abastecer la demanda.

En el ámbito de abastecimiento del servicio a la población y dinamización del mercado de gas, se busca avanzar sobre todo en tres temas que resultan prioritarios: (i) Precios de los energéticos y competitividad, (ii) Cobertura y calidad en la prestación del servicio, (iii) Rezago en la innovación tecnológica.

En cuanto a cobertura, según el (DNP, 2019), para 2017, el servicio llegó a 9,29 millones de usuarios conectados por redes de gas natural, 2,12 millones de usuarios de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por cilindro y 90.000 usuarios conectados a GLP por red. Cabe destacar que actualmente alrededor de 982.000 hogares aún cocinan con leña y carbón, por lo que se hace indispensable aumentar la cobertura, focalizando los esfuerzos en la búsqueda de recursos de inversión orientados en función de las necesidades de los territorios y la población.

En este sentido, la meta del Gobierno para al final del cuatrienio es alcanzar una cobertura de 10,4 millones de usuarios, y 100.000 beneficiarios por programas de sustitución de leña. Sin embargo, la problemática no se reduce únicamente a la cobertura del servicio, sino a la calidad y duración diaria del mismo como parte imprescindible de la política de acceso a implementar.

3. EL GAS NATURAL Y UNA MATRIZ BAJA EN CARBONO

Afrontar el constante aumento de la demanda energética para los próximos años por parte de la población colombiana, en conjunto con una infraestructura establecida para el aprovechamiento de energías renovables no convencionales que se encuentra en fase temprana de desarrollo, suponen los principales retos para el cumplimiento de las metas del Acuerdo de París. Bajo este escenario, el gas natural presenta diferentes ventajas que lo convierten en el combustible candidato a liderar la transformación hacia la nueva matriz energética colombiana, la cual disminuya las emisiones de gases contaminantes hacia el ambiente.

La principal ventaja del gas natural, con respecto a otras fuentes de generación de energía, consiste en las bajas emisiones de gases de efecto invernadero que genera su combustión. Esto es alrededor de 30%

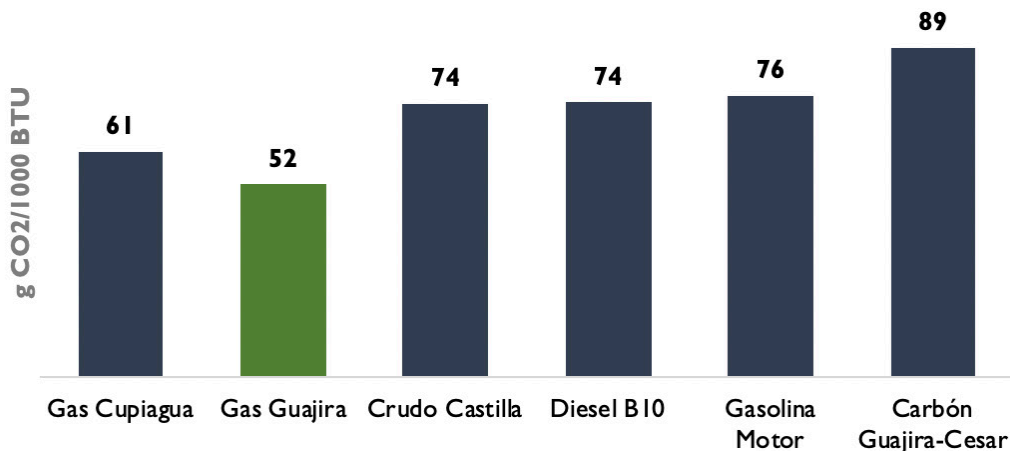
Es por ello, que entre los objetivos del PND, se encuentran: 1) La modernización de los mercados actuales y promoción de la innovación, que busca incentivar el potencial del mercado de gas; 2) La promoción de la competencia y del desarrollo de negocios descentralizados, donde se promoverán herramientas y mecanismos que mejoren la flexibilidad de contratación del servicio en el corto plazo, la cobertura a fluctuaciones de precios y la coordinación de los momentos de contratación de suministro y transporte del mismo; 3) Mejora de la regulación y vigilancia en los mercados energéticos, donde se busca modernizar y fortalecer las instituciones, como el Consejo Nacional del Sector Gas (CNO-Gas); y 4) Cerrar brechas en cobertura de energéticos, donde se busca ampliar la cobertura del servicio ajustando los aportes al Fondo Especial de Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN).

Desde Campetrol seguiremos apoyando y acompañando estrechamente al Gobierno Nacional en su objetivo de cumplir con estas metas retadoras a lo largo del cuatrienio, incluso, frente a los retos que nos depara la pandemia y su respectiva fase de salida de la crisis.

inferiores a las producidas por el petróleo y 42% menores si se compara con el carbón.

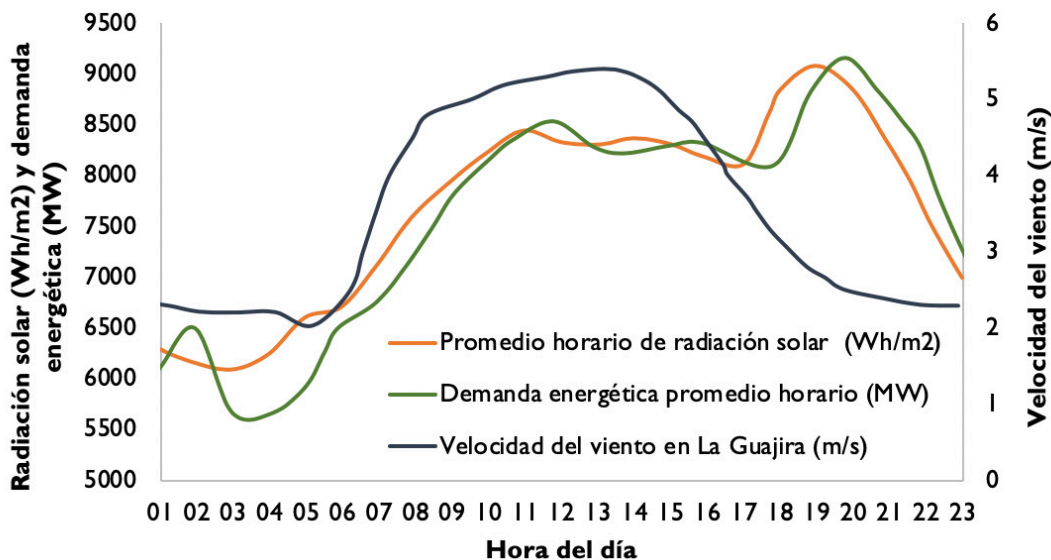
Lo anterior se complementa gracias a que Colombia cuenta con una infraestructura bien establecida y flexible para su producción, transporte, comercialización y distribución, por lo que impulsar el gas natural puede disminuir los costos de la transición energética. Así mismo, una de las grandes ventajas se basa en que el suministro de gas natural no depende de los fenómenos climáticos, estableciéndose entonces como el complemento para las energías alternativas, cuyo potencial de generación energética se encuentra influenciado por factores como la velocidad del viento o la radiación solar, valores que pueden no coincidir con los ciclos diarios de demanda energética.

Emisiones de CO2 por fuente de energía



Fuente: Ecopetrol, Concentra y cálculos Campetrol

Demanda energética vs radiación solar y velocidad del viento (promedio horario)



Fuente: IDEAM y XM

En este sentido, las inversiones en el desarrollo de fuentes energéticas como el gas natural deben seguir impulsándose, al tiempo que se deben considerar como desarrollos en conjunto con las energías renovables no convencionales, debido no solo a la interrelación entre ambas fuentes como complementos, sino, además del papel de combustible de transición que posee el gas natural, mitigando así, de forma controlada, las emisiones de gases contaminantes al ambiente mientras las energías renovables no convencionales continúan construyendo su camino en la matriz energética colombiana.

CONCLUSIONES

En el marco del PND existen importantes iniciativas de política para promover el uso del gas como fuente de energía alternativa, y como garantía de la autosuficiencia energética del país. Así mismo, existen numerosas estrategias para garantizar la ampliación de la cobertura del servicio de gas, y la reducción de la cantidad de personas que aún utilizan leña y carbón. De esta manera, se promueve la utilización de un recurso más limpio y que incentiva la transformación de la matriz energética.

El gas natural es una oportunidad para realizar una transformación de la matriz energética controlada en términos de emisiones de gases de efecto invernadero sin poner en riesgo la seguridad energética del país. Lo anterior, debido a que la generación de energía, a partir de este hidrocarburo, representa una disminución de hasta el 42% de las emisiones, al compararse con fuentes como el carbón o el petróleo.

Por último, teniendo en cuenta la proyección de demanda de la UPME, se hace indispensable continuar impulsando políticas cuyo objetivo sea promover un horizonte productivo estable y sostenible, dado que se requiere más disponibilidad de gas, tanto para el consumo de la población, como para la generación de energía limpia. El reemplazo de los volúmenes de producción anual debe ser una prioridad para poder extender y mantener la autosuficiencia de gas para la sociedad colombiana en los próximos 20 años. 🍷



10. O&G, CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

INTRODUCCIÓN

La nueva concepción a nivel global sobre el desarrollo, en la cual no solamente se mide su dimensión económica y social, ha traído un nuevo actor a la conversación, la dimensión ambiental. La creciente preocupación sobre la contaminación causada por los Gases Efecto Invernadero (GEI) y sus efectos sobre el cambio climático, han llevado a plantear la necesidad de que, como humanidad, lleguemos a acuerdos sobre el desarrollo sostenible.

Hoy, sería impensable concebir un modelo de desarrollo desligado de lo económico y lo social. Por un lado, el crecimiento económico, por sí solo, genera un aumento de la demanda de energía. Así mismo, el crecimiento vegetativo de la población conlleva a una presión sobre el consumo mundial. Más personas están accediendo a recursos con los que adquieren bienes y servicios, por lo que requieren cada vez más energía. Ahora bien, aunque el ritmo de crecimiento de la demanda global de energía ha ido disminuyendo en los últimos años, éste no dejará de ser positivo. Por lo anterior, se inició la discusión por la transformación de la matriz energética global, en la cual el gas natural y las energías renovables no convencionales comenzarán a ganar terreno en las próximas décadas. En este ámbito, el papel que juegue toda la cadena de valor de O&G se vuelve fundamental.

Las cifras revelan que es el momento de iniciar el proceso de dicha transformación en Colombia. En el país, el consumo de energía experimentó un crecimiento promedio de 4,5% anual entre 2010 y 2018, y se proyecta que siga creciendo. La generación de electricidad se compone en un 72% por fuentes

hídricas, mientras que el reto está en ampliar el 0,1% que aporta la energía eólica. Al tiempo, Colombia produce el 0,46% de las emisiones globales de GEI, encontrándose entre los primeros 40 productores. Así mismo, si bien la cobertura eléctrica del país es del 97%, aún son 431 mil viviendas que no cuentan con el servicio de energía.

Este proceso de transformación energética no se dará de la noche a la mañana. Hoy más que nunca cobran importancia las energías renovables no convencionales, dado su enorme potencial y prospectividad, junto con el gas, como líder de este proceso de transición. Impulsando estos dos sectores, Colombia puede convertirse en un ejemplo de éxito a nivel mundial en su contribución a la mitigación del cambio climático.

En este sentido, desde Campetrol hemos entendido que debemos evolucionar como cámara para hacer frente a estos retos. El futuro energético de Colombia dependerá de la interrelación entre O&G y las energías renovables no convencionales, y el segmento de bienes y servicios se vuelve crucial en este objetivo. Por lo anterior, la asamblea general de miembros de Campetrol aprobó un cambio de estatutos, para convertirnos en la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía. Con ello, en la cámara convivirán las compañías prestadoras de bienes y servicios de O&G, así como las de energías renovables. Con ello, esperamos dar un primer paso en este proceso de transformación energética que vivirá el país en los próximos años, siendo Campetrol uno de los líderes de este cambio.

1. CALENTAMIENTO GLOBAL

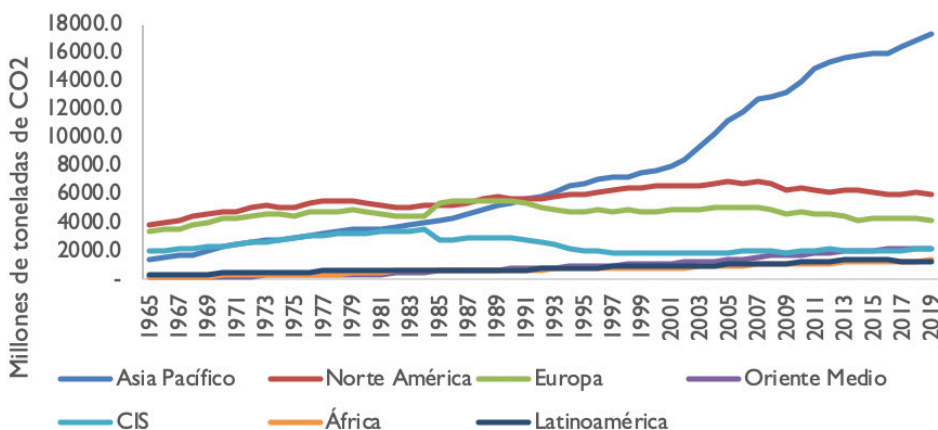
La economía mundial enfrenta un nuevo y desafiante reto en la era moderna. La revolución industrial y la acelerada modernización de las industrias permitieron que la cotidianidad cambiara frente al siglo pasado, facilitando cientos de tareas, posibilitando la movilidad de capitales y factores a través de todo el mundo y conectando digitalmente el globo. Sin embargo, la vida moderna ha traído un alto costo ambiental que amenaza la estabilidad mundial. En este sentido, los hábitos de consumo de la población deben reformularse para lograr un desarrollo sostenible y amigable con el medio ambiente.

Según la Organización de Naciones Unidas (ONU), la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI) está directamente relacionada con la temperatura media de la Tierra, por lo que el aumento progresivo de la emisión de estos gases desde la Revolución Industrial ha incrementado la temperatura media en 0,85° C desde 1880. Dado que la población mundial sigue creciendo, y con ello su actividad industrial, consumo e impacto ambiental, se estima que a 2050 la temperatura incremente hasta 2°C, si no se toman acciones al respecto. (ONU, 2019)

Como parte de la estrategia para frenar este fenómeno, la ONU creó el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés). Según este grupo, a la fecha ya se pueden observar los efectos adversos del incremento en la temperatura de la Tierra, como el calentamiento de los océanos, la reducción en las cantidades de nieve y hielo, los cambios de temperatura entre estaciones y las cambiantes pautas meteorológicas. Si no se logra frenar el calentamiento de la Tierra, estos hechos se agravarían, y pondrían en riesgo la vida en las zonas costeras. (ONU, 2019)

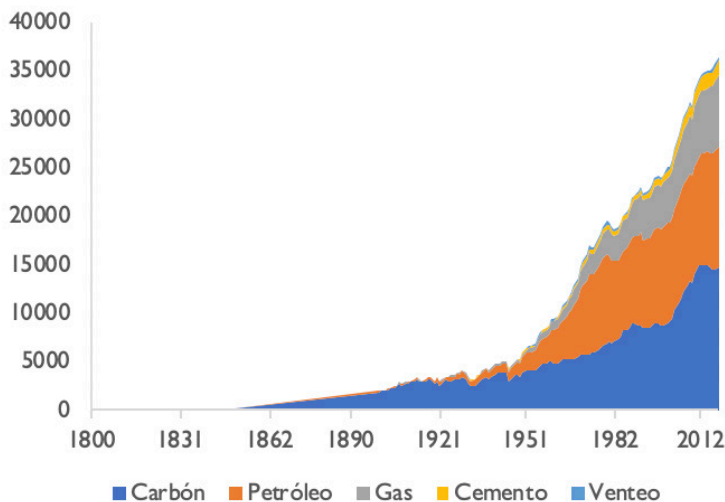
De esta forma, el cambio climático se convirtió en una preocupación para todas las naciones, e impone un importante desafío a la generación de energía tradicional de fuentes no renovables, puesto que éstas son fuente de altas emisiones de dióxido de carbono. En este sentido, varios países en el mundo se han comprometido a tomar acción para reducir sus emisiones de CO2 y evitar que la temperatura de la tierra incremente 2°C a 2050.

Emisiones de Dióxido de Carbono por Región



Fuente: BP Statistics

Emisiones de CO2 por tipo de combustible



Fuente: Global Carbon Project (GCP), CDIAC

En el marco de este compromiso, desde los años 80 empezó un largo camino para reestructurar el modelo económico y volverlo sostenible y amigable con el medio ambiente. En este sentido, se han dado conferencias como la de 1992 en Río de Janeiro, Brasil, y la de 1995, en Kioto, Japón, en donde se fijaron metas por países para la reducción de emisiones. En 2015 se llevó a cabo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en París, Francia, donde 122 naciones participantes firmaron el Acuerdo de París, el más importante hasta ahora en la lucha para frenar el cambio climático. Este acuerdo establece un marco para evitar un cambio climático peligroso, de tal manera que el incremento de la temperatura de la Tierra permanezca muy por debajo de los 2°C, y es el primero universal y jurídicamente vinculante para todas las naciones. (ONU, 2016)

En el marco de este acuerdo y en línea con la Agenda 2030 establecida en la Convención, se desarrollaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Los ODS constan de 17 objetivos para abordar las principales problemáticas del mundo, con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental.

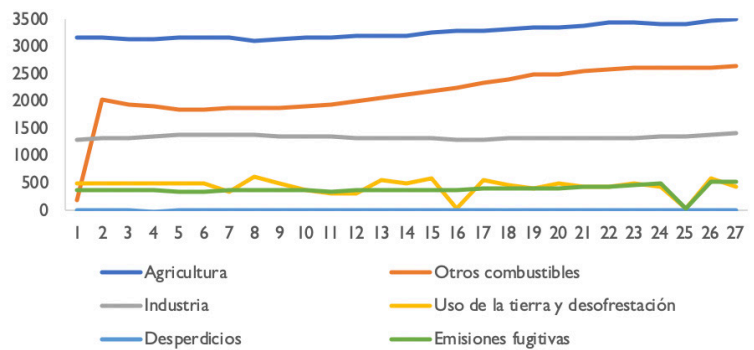
Cada país establece sus políticas públicas, en línea con los ODS y orientadas a un desarrollo sostenible y de largo plazo. Entre estos objetivos, cabe destacar el número siete, relacionado con la generación de energía limpia. El mundo se mueve poco a poco hacia una matriz energética descarbonizada, y donde las energías renovables cobran un papel más significativo, al tiempo que amplían su capacidad instalada. Cabe resaltar el papel de los diferentes sectores en la emisión de GEI, pues las metas de cada sector varían según su impacto, de tal manera que sectores como el O&G se convierten en aliados fundamentales para combatir el cambio climático.

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



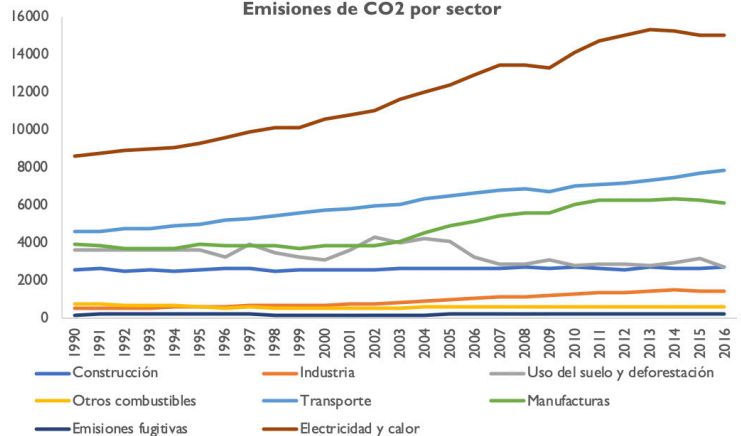
Fuente: ONU

Emisiones de gas metano por sector



Fuente: CAIT Climate Data Explorer via. Climate Watch

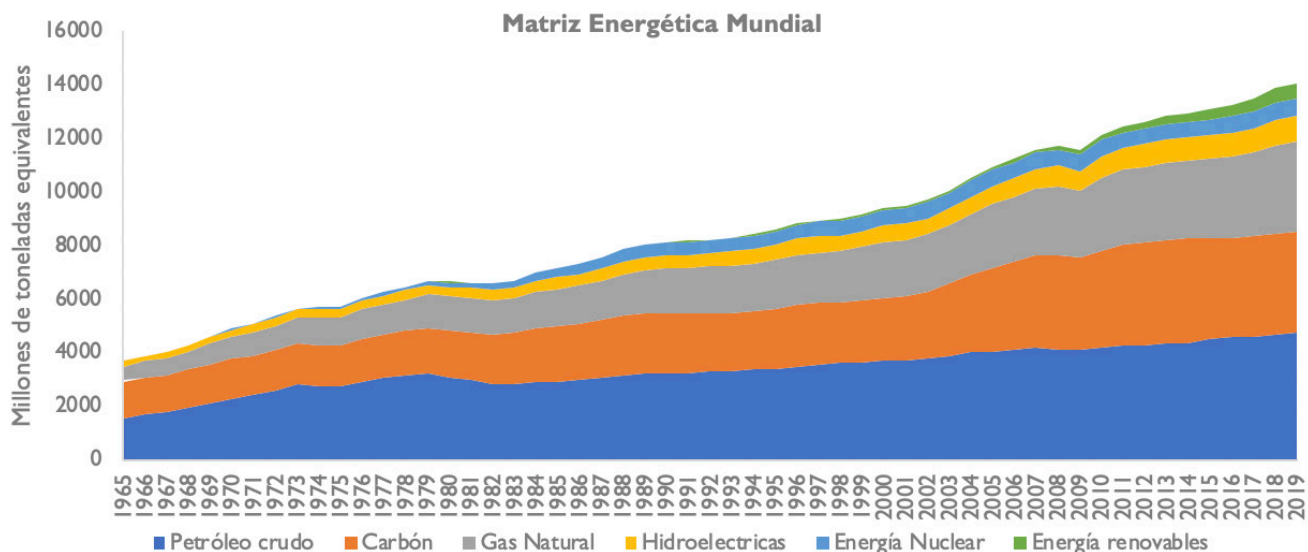
Emisiones de CO2 por sector



Fuente: CAIT Climate Data Explorer via. Climate Watch

2. CONTEXTO GLOBAL ENERGÍAS RENOVABLES

En el marco del Acuerdo de París de 2015, los países miembros de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se comprometieron a promover el uso de energías renovables para suplir la demanda de energía interna, y a imponer sanciones a las empresas que no modernicen sus procesos productivos para emitir menos gases de efecto invernadero. En efecto, a 2019 la matriz de energía mundial muestra incrementos en la capacidad instalada de energías renovables, una menor dependencia del carbón, y un incremento en el uso del gas. Sin embargo, a pesar de estas políticas, la emisión de CO2 incrementó 1% en el mismo año, según la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA. (IRENA, 2020)



Esta agencia busca proponer estrategias para promover el uso eficiente de energías renovables. De esta manera, anualmente IRENA realiza revisiones sobre el panorama energético mundial, y traza una hoja de ruta para cumplir con las metas a 2050. En su informe anual de abril de 2020, plantea un escenario de transformación energética con una base sostenible, que busca disminuir las emisiones de carbono y establecer un camino hacia un desarrollo económico sostenible. (IRENA, 2020)

En el informe, hace una reflexión sobre la necesidad de utilizar fuentes de energía alternativa en una coyuntura como la actual, pues la alta dependencia de los hidrocarburos y el carbón de la matriz energética mundial, hacen que el suministro de energía en crisis sea vulnerable. Según el IRENA, para cumplir los objetivos de reducción de emisiones, será esencial elevar las ambiciones mundiales, para alcanzar cuotas entre 70 y 80% de utilización de fuentes de energía renovable.

Por ejemplo, países como Estados Unidos han incrementado en la última década la capacidad instalada de energía eólica y solar, al tiempo que limitan el uso del carbón. Según la revisión mensual de energía que realiza la EIA, en 2019 el consumo de energías renovables de este país superó el consumo de carbón por primera vez desde 1885 (tomó 135 años). Comparado con el 2018, el consumo de carbón cayó 15%, alcanzando el nivel más bajo desde 1964, mientras el de energías renovables creció 1%. La mayor parte de la energía producida con carbón ha sido reemplazada por gas natural. Aunque este producto era utilizado en el sector industrial, de transporte, residencial y comercial, hoy en día solo se utiliza para generar electricidad, facilitando que su consumo disminuya rápidamente.

Estados Unidos es uno de los países que ha utilizado fuentes de energía renovable desde antes de la revolución industrial. La biomasa es históricamente la fuente de energía limpia que más utilizaba este país, hasta que se

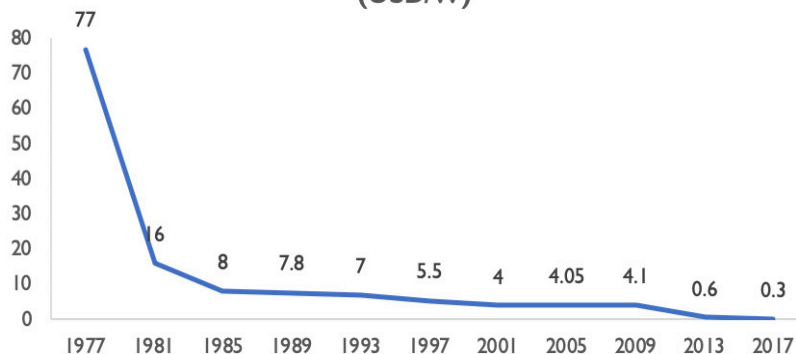
instalaron las primeras plantas de energía hidroeléctrica en 1880. La generación de energía por fuentes eólicas superó en 2019 a la de las plantas hidroeléctricas, y se convirtió en la fuente de energía limpia más utilizada en todo el territorio.

Según IRENA, cada nación deberá evolucionar y buscar fuentes de energía alternativa, como es el caso estadounidense, que disminuyan la dependencia del carbón y de combustibles fósiles, y que permitan el adecuado cumplimiento de las metas del Acuerdo de París. Así mismo, la descarbonización requiere un compromiso de los gobiernos, puesto que se requieren iniciativas políticas e inversiones sin precedentes. Sin embargo, para el cumplimiento de dichas metas, la agencia señala que existe una brecha importante entre la retórica y la acción, pues el proceso de descarbonización y reducción de emisiones de CO₂ ha sido muy lento. En 2019 las emisiones de dióxido de carbono subieron 1%, y si bien la crisis sanitaria y el desplome del mercado petrolero pueden contener las emisiones en 2020, un rebrote restablecería la tendencia a largo plazo.

A pesar del incremento en las emisiones de CO₂, es importante resaltar que hay avances a nivel mundial en cuanto al uso de energías renovables no convencionales. De esta manera, los costos de generación de energía por fuente limpias continúan bajando, permitiendo que este tipo de energías alternativas sean más competitivas, e incluso, en varios países, estas fuentes resultan ser las menos costosas de la matriz. La perspectiva de IRENA es que el costo de la energía solar de concentración caerá 35% a 2030, mientras el costo de la generación por paneles solares caerá 58%, el de la energía eólica *Onshore* un 55% y *Offshore* un 25%, en el mismo horizonte temporal. De esta manera, ampliar la capacidad instalada de energías limpias será cada vez más sencillo y eficiente en todo el mundo.

Algunas razones que la agencia explica para la reducción de los costos asociados a las energías renovables son: mejora de las tecnologías, economías

Costo de generación de energía por paneles solares (USD/W)



Fuente: Singularity University

de escala, cadenas de suministro más competitivas y creciente experiencia de los desarrolladores de proyectos. Esto ha permitido que se adelanten reemplazos de centrales eléctricas de carbón, menos competitivas, por energía solar de paneles y eólica *Onshore*.

Teniendo estos factores en cuenta, IRENA presenta una estrategia para descarbonizar las economías mundiales a 2050, explicando sus beneficios económicos y ambientales. Señalan que “se crearían más de 42 millones de empleos en el sector en todo el globo, el PIB mundial incrementaría en 98 billones de dólares adicionales, un 2,4% más de crecimiento que lo que se lograría con los planes de energía actuales, se ahorrarían millones en costos de salud por la mejora en la calidad del aire, y se lograría mitigar el cambio climático con reducciones del 70% en las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de energía. Este último beneficio ayudaría a ampliar la cobertura de energía hasta en un 100%, y permitiría mantener el incremento de la temperatura de la Tierra por debajo de los 2°C”.

Ahora bien, aunque esta estrategia implica elevados montos de inversión, se amortizaría de manera efectiva, pues cada dólar gastado produciría entre 3 y 8 dólares. El escenario de transformación energética costaría 19 billones de USD más que el escenario actual previsto, pero también generaría beneficios por un valor mínimo de 50 billones de USD para 2050.

El futuro energético sostenible no es el único beneficio de este escenario, pues además promete nuevos modelos de desarrollo socioeconómico, más amigables con el medio ambiente y preservando el bienestar de la población. De hecho, según la proyección de la agencia, el indicador de bienestar poblacional incrementaría un 13,5% en el mismo horizonte temporal.

A pesar de la coyuntura actual y el impacto del COVID-19 en todo el mundo, el escenario de transformación energética de IRENA no se ve afectado en gran medida, puesto que se trata de un panorama a largo plazo. Sin embargo, en junio la agencia publicó una serie de recomendaciones para el sector energético y su recuperación en la pos-pandemia. El 2020 pudo ser el año de consolidación de las energías renovables como fuentes de energía para el futuro, pero, ante la llegada del COVID-19 y su acelerada propagación por todo el mundo, gran cantidad de proyectos se detuvieron, y muchas empresas del sector se enfrentan a dificultades económicas para continuar con su actividad.

Aún así, el papel de la industria energética para el manejo de la emergencia sanitaria ha sido fundamental, pues el servicio de energía resulta indispensable para la población, incluso llevando a cabo cientos de actividades desde casa. En este sentido, las energías renovables han demostrado ser más resilientes a la crisis, puesto que no resultan tan vulnerables a choques de precios, y los sistemas eléctricos con gran utilización de energías renovables continuaron su

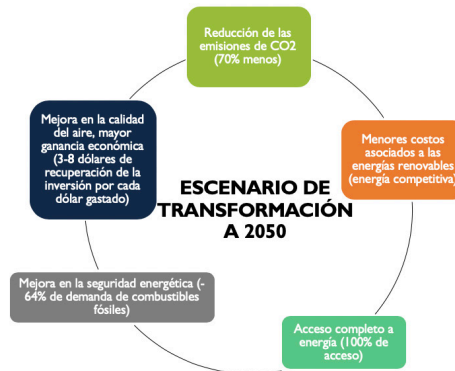
operación de forma eficiente. (IRENA, Junio, 2020)

La agencia plantea que la crisis puede verse como una oportunidad para la transformación energética, pues en este momento representa una inversión con visión a futuro, que puede ayudar a superar la depresión económica por su eficiencia y la baja en los costos asociados a su generación, y además, ayudaría a crear empleos tanto a corto como a largo plazo. Además, IRENA sostiene que políticas e inversiones para estimular las energías renovables, pueden impulsar un cambio estructural, fomentando estrategias nacionales y regionales de transición energética.

Nada más en 2019, las tecnologías relacionadas a la generación de energía por fuente renovables atrajeron inversiones por 824 billones de dólares, y en la fase de recuperación, la cual se espera entre 2021 y 2023, estas inversiones podrían ser de más del doble, alcanzando hasta dos trillones de dólares, y seguirían creciendo hasta los 4,5 trillones a 2030. Por el momento, parece que el interés de los inversionistas por activos más sostenibles y resilientes ha crecido, por lo que la inversión en energías renovables se convierte en un atractivo para la recuperación pos-pandemia.

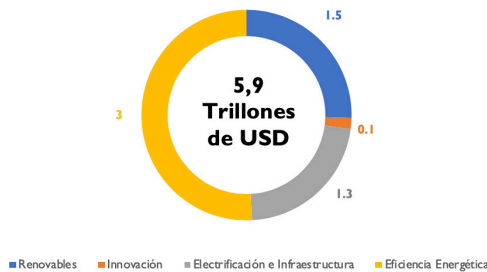
Sin embargo, las políticas que se adopten de ahora en adelante, en especial en la etapa de recuperación, podrían, o enmarcar un nuevo camino

hacia sistemas energéticos resilientes y bajos en carbón, o bloquear esta posibilidad y darles más peso a prácticas poco sostenibles. El rumbo que tome la generación de energía dependerá de las políticas post pandemia. De

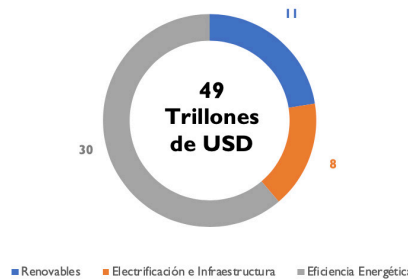


Fuente: IRENA

Inversiones acumuladas en energía limpia 2019 (Trillones de USD)



Inversiones acumuladas en energía limpia en el escenario 2019-2030 (Trillones de USD)



Fuente: IRENA

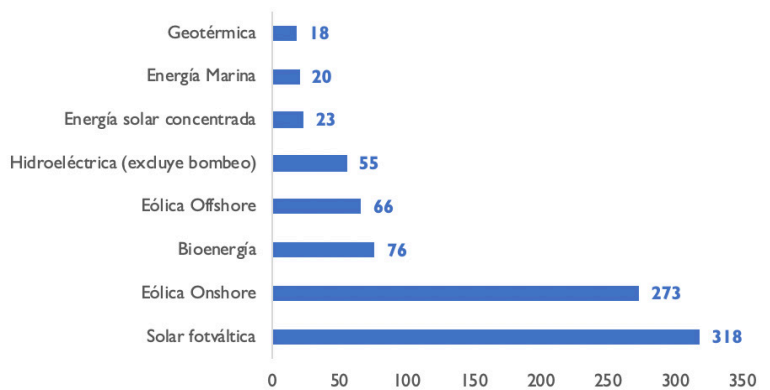
esta manera, IRENA propone que las medidas de recuperación industrial vayan de la mano con objetivos de transición energética, que permitan recuperar los encadenamientos productivos perdidos con la pandemia, y expandir la demanda de empleo para mano de obra calificada.

Ahora bien, dicha recuperación deberá tomar en cuenta las condiciones laborales y sociales de cada país, puesto que los incentivos a la inversión para el sector energético deben encaminarse de forma distinta para cada gobierno, según sus limitaciones, potencial energético, matriz energética, entre otros. Este tipo de política pública no debe olvidar la Agenda 2030 del Acuerdo de París de 2015, pues es el plan más robusto en cuanto a cambio climático y describe acciones sobre financiamiento para el desarrollo, un aspecto fundamental en la recuperación post pandemia.

Según la AIE, es fundamental generar incentivos a las inversiones en energías renovables, pero también es importante solicitar a los gobiernos que los paquetes de estímulos que preparan para la post pandemia impulsen un mayor desarrollo y despliegue de tecnologías de energía limpia. La agencia de energía destaca la resiliencia de las energías renovables durante la crisis, pero advierte que el apoyo gubernamental es fundamental para continuar ampliando la capacidad instalada de este tipo de energías. Gracias a los incentivos a esta industria, que han logrado diferentes gobiernos en todo el mundo, durante el primer trimestre de 2020 se alcanzó casi un 28% de participación de energías renovables dentro de la matriz energética mundial, 2% más que la capacidad observada en el mismo periodo de 2019. Este indicador se verá afectado durante el resto de 2020 debido a la coyuntura, de tal manera que en todo el mundo se reduzca la capacidad de generación eléctrica por energías renovables. A partir de 2021 se podrá ver una recuperación, únicamente si los gobiernos toman decisiones para acelerar las transiciones de energía limpia al hacer que la inversión en energías renovables sea una parte clave de los paquetes de estímulo para revitalizar sus economías.

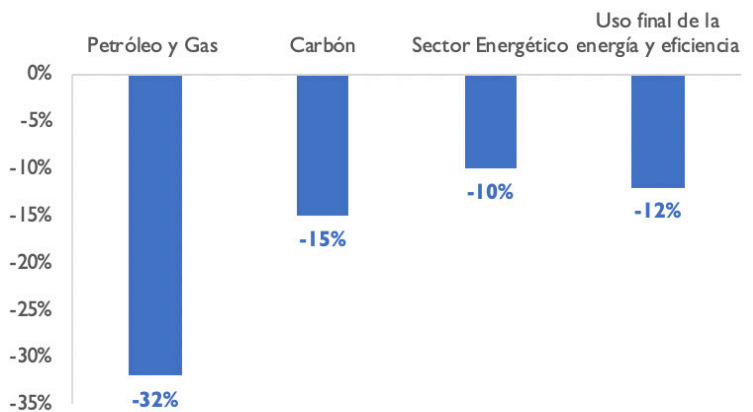
La AIE señala que la generación de energía baja en carbono ha crecido, pero aún necesita aumentar en gran proporción para estar en línea con los ODS y las metas de la Agenda 2030. La crisis por el COVID-19 impactaría el crecimiento de estas energías, de tal manera que la agencia espera que la inversión en nueva capacidad renovable caiga un 10% este año.

Nuevas inversiones necesarias para incrementar capacidad instalada según el escenario de transformación 2030 (Billones de USD)



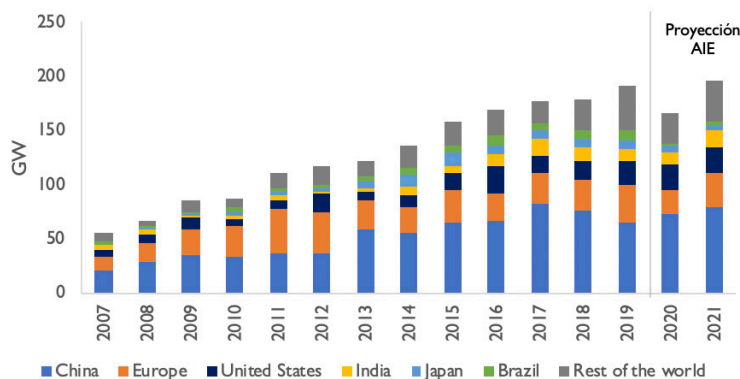
Fuente: IRENA

Cambio en la inversión estimada 2020 versus 2019, por sector

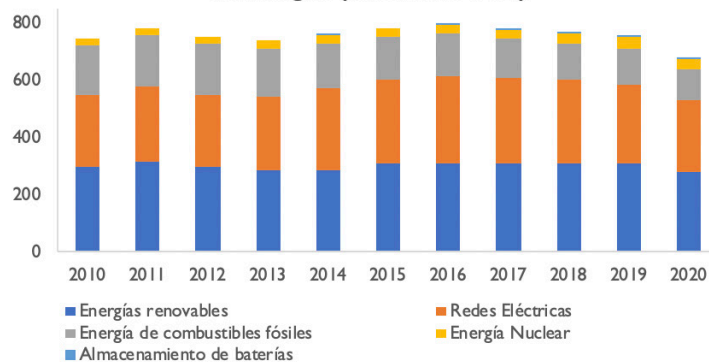


Fuente: EIA

Adiciones de capacidad de generación eléctrica por energías renovables

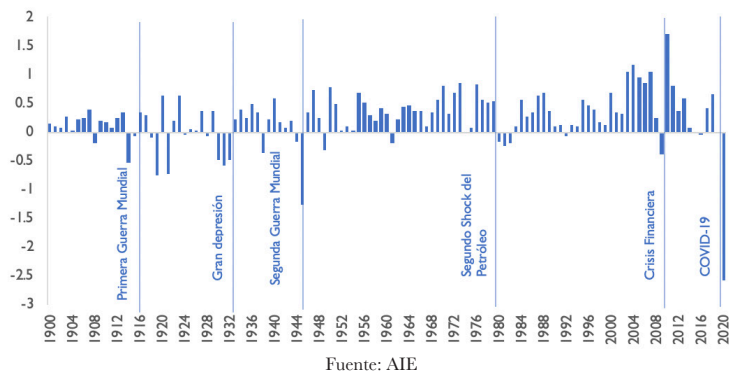


Inversión global en el sector energético por tecnologías (Billones de USD)



Fuente: AIE

Variación anual en emisiones de CO2 relacionadas al consumo de energía (Gt)



Fuente: AIE

Similar a la posición de IRENA, la AIE advierte que, aunque la pandemia impulsó una importante reducción en la emisión de GEI, no se trata de una disminución sostenible, sino que, por el contrario, las emisiones podrían aumentar dramáticamente cuando se recupere al 100% la actividad económica en todo el mundo. Para evitar que esto suceda, la AIE asegura que se necesitarán políticas gubernamentales inteligentes y ambiciosas para lograr el tipo de ajustes estructurales sostenidos necesarios en una amplia gama de sectores para lograr objetivos climáticos a largo plazo. Además, esta caída en la generación de GEI fue producto de una crisis de salud mundial, grandes aumentos en el desempleo y enormes dificultades económicas, que afectaron a la industria energética. La agencia prevé, que a 2020 la demanda de energía caiga un 6%, junto con una disminución del 8% en las emisiones de CO₂. (AIE, 2020)

El panorama mundial en cuanto a transición energética ha mejorado y cada vez más atractivo realizar inversiones en estas áreas. La crisis del COVID-19, aunque detuvo una gran cantidad de proyectos para el sector, refleja la necesidad de un esquema energético más sostenible y resiliente, enmarcado principalmente en los cambios de demanda. Sin embargo, según la Organización Mundial de la Salud, a pesar de los esfuerzos y avances para frenar el cambio climático, el mundo no logrará garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna antes de 2030, a menos que los esfuerzos se amplíen de manera significativa.

Los aspectos por mejorar, según el organismo, van desde ampliar la cobertura y el acceso a la electricidad en todo el mundo, permitir que familias que aún cocinan con insumos contaminantes puedan acceder a combustibles y tecnologías no contaminantes, y ampliar la capacidad instalada de energías renovables, hasta

mejorar la eficiencia energética incentivando la inversión. La OMS sostiene que es fundamental que se trabajen estas problemáticas como prioridad, puesto que la pandemia ha puesto en relieve profundas desigualdades a nivel mundial en cuanto al acceso de energía moderna, asequible y sostenible. Todas estas metas se enmarcan en el cumplimiento de los ODS, donde las empresas del sector energético, en especial las de O&G, cobran un papel decisivo y fundamental para lograr su cumplimiento. (OMS, 2020)

3. EL ROL DEL SECTOR O&G EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El rol y la visión de las compañías de energía sobre este panorama resulta de gran relevancia, puesto que las empresas entienden las necesidades, falencias y fortalezas del sector. Este es el caso de Beyond Petroleum (BP, la antigua British Petroleum), una de las compañías de energía más grandes en el mundo y pionera en transición energética. Desde el año 2000, la compañía hizo un llamado a la industria petrolera para tomar un rol significativo en las iniciativas para frenar el cambio climático, y se dirigió hacia las energías renovables. Iniciando el año, la compañía anunció

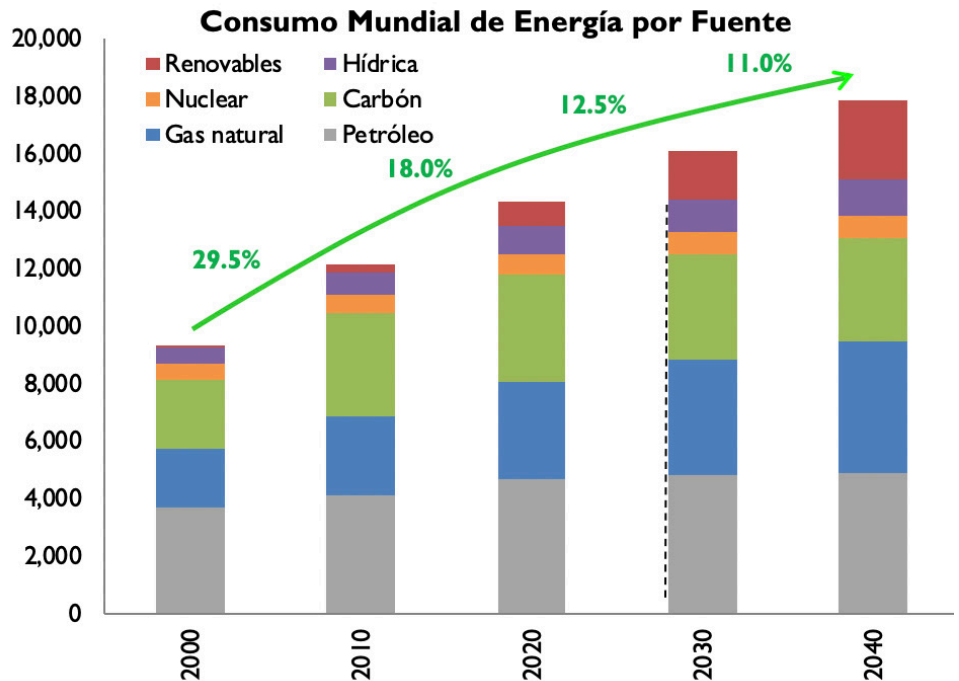
que dentro de sus objetivos empresariales incorporará uno sobre cambio climático, prometiendo que la emisión en sus operaciones se reducirá a cero y que a 2050 llevará a cero las emisiones liberadas al quemar el petróleo y el gas que extrae en campo. Con esta estrategia BP se suma a otras grandes empresas del sector como Shell, Total y Equinor. (Columbia University, 2020)

BP ya es una compañía referente en cuanto a energías renovables e información relacionada sobre el sector. La empresa sostiene en su Informe de Perspectivas Energéticas de 2019, que el crecimiento del consumo iría decayendo en los próximos 20 años. En línea con esto, de 2020 a 2030, se evidenciaría un crecimiento promedio de 1,3% anual, mientras que de 2030 a 2040 disminuiría hasta el 1,1% anual. Según esta misma entidad, el suavizamiento del consumo de energía vendría dado por un aumento en la eficiencia, al aplicar innovaciones tecnológicas en materia de generación y uso de la energía. (BP, 2020)

También se resalta que, mientras que el carbón ha perdido participación en la matriz energética, el gas natural y las energías renovables han ido ganando terreno. Con esto, se espera que, en los próximos años, se abra paso a una nueva ola de fuentes de energía más amigables con el medio ambiente, encabezadas por la mayor generación a partir del gas natural. Es así como la participación de éste dentro de la matriz energética mundial incrementaría desde 23,6% en 2020 hasta 26% en 2040. De manera similar, las fuentes renovables incrementarían desde 5,6% en 2020 hasta 15,5% en 2040.

Sin embargo, estas estimaciones se alterarán en el próximo informe dada la crisis por el COVID-19 y su impacto en el desarrollo de proyectos de energías renovables que debieron frenarse. Aún así, a largo plazo el escenario se mantiene, por perspectivas positivas de crecimiento a 2040.

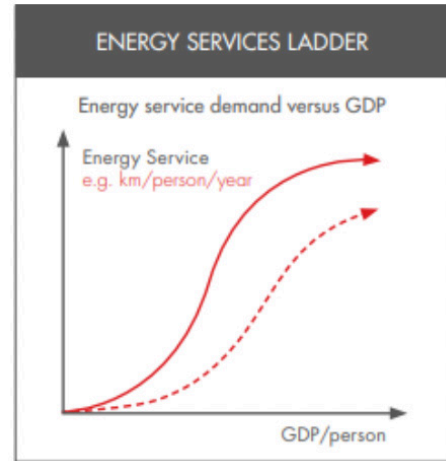
Mientras tanto, Shell, otra de las *majors*, plantea un modelo de energía mundial, donde explora cómo está evolucionando la demanda de energía en diferentes países y sectores, con un horizonte temporal hasta 2100. Los seis *drivers* más importantes para el modelo son: el crecimiento poblacional, el crecimiento económico, las presiones



Fuente: BP

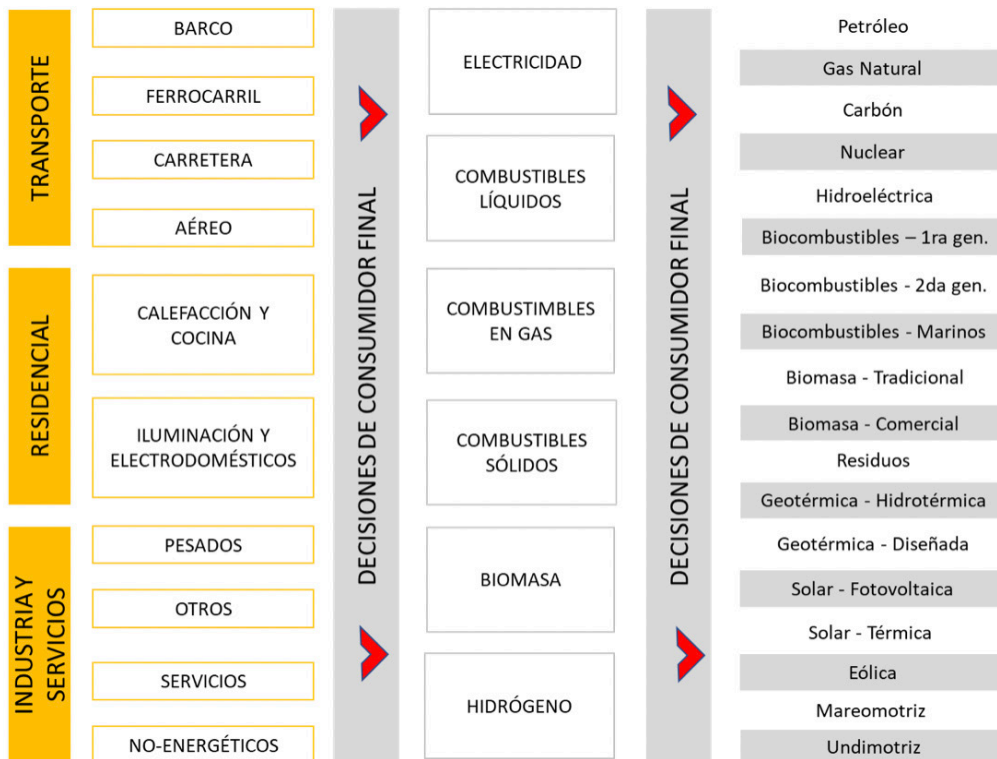
ambientales, la tecnología, los recursos disponibles y la decisión de consumo de la población. Los componentes esenciales del modelo son la demanda energética, la preferencia de consumo de energía y la oferta energética. De esta manera, establecen que a largo plazo mientras crece el PIB per cápita de la población, crece su demanda del servicio de energía, pero con una tendencia marginal decreciente, es decir, por cada dólar que incrementa el ingreso per cápita, la demanda de energía aumentará, pero este aumento por dólar será cada vez menor, conforme sea más alto el ingreso per cápita total, hasta que se mantenga estable sin importar cuánto crezca el ingreso per cápita.

Sin embargo, advierten que a 2050 el consumo energético se duplicará, por lo que se deben empezar a tomar acciones para proveer energía limpia y baja en carbono. Shell se prepara para un futuro con menos carbono mediante la planificación de escenarios, llamados *New Lens*, que describen futuros plausibles, en los que fuentes de energías renovables, como la solar y la eólica, podrían suministrar hasta un 40 % de energía al planeta para 2060, y el sol se convertiría en la principal fuente de energía del mundo una década después. Destacan que a medida que evoluciona el sistema energético, los hidrocarburos seguirán desempeñando una función vital en las próximas décadas, proporcionando la energía tan necesaria para el transporte, concretamente para la aviación, y para fabricar productos cotidianos, desde plásticos hasta acero.



Fuente: Shell

Escenario de transformación de demanda de energía según las decisiones del consumidor final



Fuente: Shell

Estas dos empresas son apenas unos ejemplos del gran grupo de compañías del sector que no solo invierten en energías renovables, sino que se proyectan a largo plazo como empresas energéticas que van más allá de la exploración y producción de petróleo y gas, o de la prestación de bienes y servicios para el sector petrolero.

Ejemplo de esto es la *Oil and Gas Climate Initiative*, compuesta por grandes compañías de exploración y producción como Repsol, BP, Saudi Aramco, Total, Shell, Eni, Reliance, Statoil, Pemex y CNP. Esta iniciativa se encuentra comprometida con la dirección trazada en los acuerdos de París y planea realizar una inversión de USD 1.000 millones para luchar en contra del cambio climático y desarrollar tecnologías que reduzcan las emisiones y mitiguen su impacto ambiental. Como evidencia de esta iniciativa, BP se perfila como uno de los mayores promotores de la energía eólica en EE.UU. Por su parte, Total promueve abiertamente la generación de energía a partir de la luz solar con los paneles de SunPower. Así mismo, Repsol mantiene participaciones en parques eólicos marinos y en innovaciones tecnológicas.

Si bien Exxon Mobil no hace parte de esta iniciativa, por varios años y de forma individual se ha constituido como uno de los mayores entusiastas ambientales dentro del sector petrolero, al promover investigaciones tecnológicas amigables ambientalmente. Actualmente, la compañía se encuentra realizando proyectos de biocombustible a partir de algas marinas, biodiesel compuesto por desechos orgánicos y celdas de combustible de carbonato.

Cabe mencionar que, aunque estos proyectos aún se encuentran a 10 años de distancia, podrían ser

implementados en soluciones tecnológicas aún más grandes en un futuro y podrían representar un nuevo cambio estructural en la matriz energética global. Incluso, es probable que puedan desarrollarse en un menor tiempo en la medida en que los cambios en los patrones de consumo se vean acelerados por las consecuencias del COVID-19.

Otro ejemplo reciente de la popularidad en la implementación de las fuentes de energía renovables es el proyecto de vinculación de fuentes solares y eólicas a la estructura productiva energética de Arabia Saudita y su estatal petrolera Saudi Aramco. Con el anuncio de la licitación del proyecto solar Sakaka por 300 megavatios, por parte del ministro de energía Khalid Al-Falih en el Foro de Inversión en Energías Renovables de Arabia Saudita (SAREIF por sus siglas en inglés), se dio el primer paso hacia el cumplimiento de la meta de que el porcentaje de energía renovable para 2023 sea del 10% de la capacidad instalada total de este país.

Lo anterior evidencia que, incluso en un país en donde los hidrocarburos representan cerca del 50% del PIB y alrededor del 85% de los ingresos de exportación, los costos de implementación y generación de tecnologías renovables son relativamente menores, de modo que resultan rentables y económicamente viables como alternativas para los combustibles fósiles y para la diversificación de la matriz energética. Que este país, tradicionalmente petróleo-dependiente, decida iniciar un proyecto alrededor de las fuentes renovables, brinda un mensaje importante a la comunidad internacional alrededor de la necesidad de el impulso a estas fuentes de generación eléctrica.

4. CONTEXTO NACIONAL ENERGÍAS RENOVABLES

Colombia no es ajeno al panorama mundial, y aunque genera apenas 0,46% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el globo, también es un país comprometido con el Acuerdo de París de 2015. En este sentido, el Gobierno Nacional ha hecho un gran esfuerzo de política pública por diversificar la matriz energética con el objetivo de ampliar la capacidad instalada de energías renovables no convencionales en el país. Esto es, ampliar la capacidad de generación

de energía proveniente de fuentes como la eólica y la solar, con el objetivo de reducir un 20% las emisiones de GEI a 2030 y seguir siendo un líder global en el cumplimiento de los ODS.

Aunque la matriz energética colombiana es más limpia que otras de la región, es bastante vulnerable al cambio climático por su alta dependencia de las plantas hidroeléctricas. La ubicación geográfica de nuestro país hace que los fenómenos climáticos de temporadas

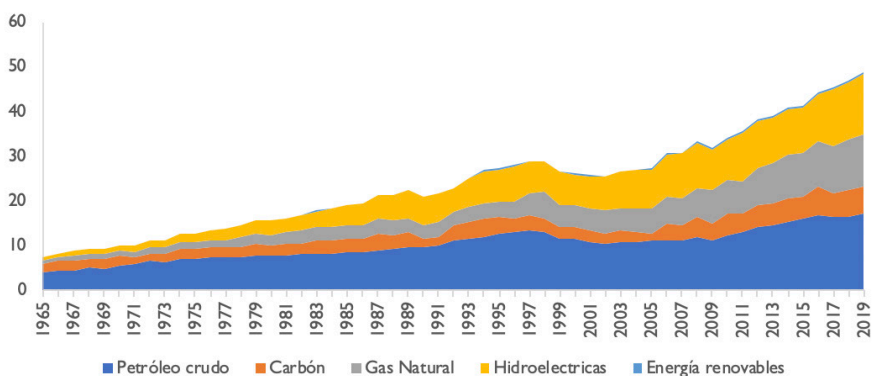
de lluvias y otras de sequía, afecten directamente la generación de energía de estas fuentes, y, teniendo en cuenta las probables afectaciones en el corto y mediano plazo que las consecuencias de éste traigan sobre Colombia, es necesario iniciar cuanto antes un proceso ordenado de incorporación de energías renovables no convencionales a la matriz energética del país.

Ahora bien, la importancia de ampliar la capacidad instalada de energías renovables no se limita únicamente a reducir las emisiones de GEI de Colombia, sino que tiene un componente importante que busca disminuir la pobreza energética en el país. Ante la emergencia sanitaria que ha obligado a miles de familias colombianas a permanecer en casa, el servicio de energía se ha vuelto fundamental y ha puesto sobre la mesa la necesidad de conectar al 100% de la población. El Ministerio de Minas y Energía ha señalado que esta emergencia no es un impedimento para que las familias que habitan en zonas no interconectadas tengan acceso al servicio de energía, por el contrario, esta debe ser una prioridad de política. De esta manera, en lo corrido del año, se han aprobado recursos de regalías por \$84.718 millones de pesos para llevar el servicio a 4.294 familias que viven en 11 municipios no interconectados.

Año a año, el Ministerio de Minas y Energía, de la mano de la UPME, hacen una revisión sobre la cobertura de servicio en el país, analizando el estado de las plantas eléctricas y de las redes de transmisión. A mediados de 2019 se presentó el Plan de Expansión y Generación – Transmisión 2013-2033, con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. El planteamiento de esta estrategia se realiza tomando en cuenta tanto la infraestructura actual como los proyectos en construcción y las proyecciones de crecimiento en demanda. (UPME, 2019)

Actualmente, según el Ministerio de Minas, la cobertura del servicio de energía eléctrica alcanza un 97,02% de la población, y aún faltan 431.137 viviendas sin servicio, de las cuales 223.688 se

Matriz Energética Colombiana (MTOE)



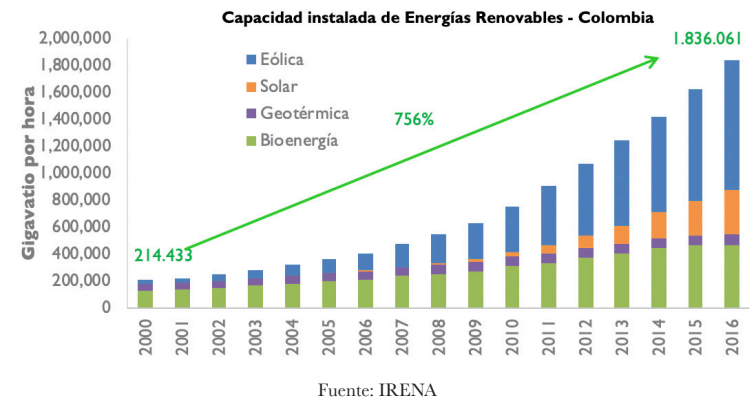
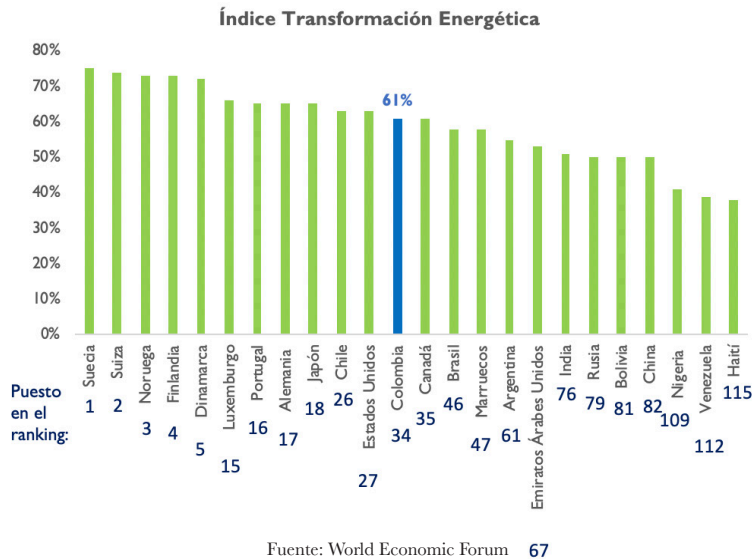
Fuente: BP Statistics

encuentran en zonas interconectables y 207.449 en zonas no interconectables. La meta es llevar el servicio a 100.000 familias antes de agosto de 2022. En la revisión del 2020, el plan deberá tener actualizaciones por el incremento en la capacidad instalada de energías renovables, y por el retraso en todos los proyectos que la pandemia ha obligado. Es importante destacar que, el último informe publicado es el primero donde se observa un incremento considerable en la participación de las energías renovables, que muestra los importantes avances en esta materia en nuestro país.

Estos avances se observan incluso en indicadores internacionales de transición energética. Según el Índice de Transición Energética del World Economic Forum, Colombia ocupa el puesto número 34 en el ranking de países con un desempeño favorable en transición energética. Este índice evalúa a los países en el desempeño de su sistema energético, así como su preparación para un futuro energético seguro, sostenible, asequible y confiable. Aún con una posición favorable, hay muchos retos por superar, y un gran potencial para energías limpias aún no explorado.

En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía ha desarrollado seis pilares fundamentales bajo los cuales se trabajará para permitir y avanzar con la transición energética. Los pilares son: 1. Estructura del sistema energético, 2. Capital e inversión, 3. Regulación y política pública, 4. Participación de la demanda, 5. Infraestructura y entorno empresarial y 6. Gobernanza. (Ministerio de Minas y Energía, 2019)

Como un primer paso importante para mejorar los



pilares 1, 2, 4 y 5, el Ministerio de Minas y Energía convocó la Misión de Transformación Energética, una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio, que facilite la incorporación de agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado energético. Esta estrategia promoverá cambios que garanticen el suministro de energía a precios eficientes, con mayor calidad y cobertura, y fomentando las energías renovables no convencionales. La Misión en su primera etapa consistió en establecer una hoja de ruta, en un periodo de seis meses, para implementar dichos ajustes al esquema de energía eléctrica.

Tomando en cuenta el panorama energético de nuestro país, la Misión convocó a un grupo de expertos nacionales e internacionales que elaboraron el mapa de acuerdo con cinco focos de interés. Cada experto elaboró un artículo que resume la situación actual, plantea una visión y propone las acciones que deberán cumplirse. Los resultados de la Misión se socializaron y discutieron en seminarios con la participación de la industria e instituciones gubernamentales. En estos seminarios se evaluaron las acciones de política, planeación, regulación, y los roles de los entes involucrados.

Cabe resaltar que uno de los pilares fundamentales de esta misión es el papel del gas, pues éste representa no solo un servicio

fundamental para todos los colombianos, sino una fuente limpia de energía con alto potencial en nuestro país. El Ministerio de Minas y Energía estima que para 2021 la demanda de gas sea mayor que la oferta, lo cual nos obligaría a importar gas e implicaría mayores costos para todos los usuarios. Por tanto, es necesario que el país cuente con un plan de abastecimiento de gas sostenible y de largo plazo que asegure una generación termoeléctrica confiable, dada la complementariedad que la misma otorga en los períodos de sequía.

El objetivo de la Misión para este foco fue establecer un esquema de abastecimiento junto con uno de comercialización para la producción de gas. En efecto, los resultados de la Misión en este ámbito mostraron un nuevo esquema de planteamiento que garantice una oferta de gas plena con horizontes móviles de 10 años. Esta oferta se formará por declaraciones de producción acordes a las metas y el horizonte propuestos, y coherente con la capacidad de las plantas de regasificación. En cuanto a la comercialización del gas, se estandarizarán los contratos de negociación tanto para gas doméstico, como para gas natural licuado importado. Dado que una de las fallas más importantes en el sistema es la falta de información y transparencia, se buscará implementar un sistema de información robusto que facilite las transacciones, y que permita que éstas sean libres.

Para los demás focos, el objetivo será facilitar la entrada de las energías renovables como proveedores energéticos en todo el país. De esta manera, para el primer foco, de competencia, participación y estructura del mercado eléctrico, los expertos aseguraron que se debe diseñar un mercado a corto plazo, con un esquema de precios

nodales que considere pagos eficientes de energía y cobros por congestión y pérdidas. Además, sugieren que se mantengan las estrategias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que busca que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos, se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión. Para este objeto, los expertos recomendaron que la CREG preste más atención a la seguridad crediticia de las transacciones en los mercados de energía, para así evitar eventos sistémicos, y propusieron considerar mejores requisitos para el nivel de confianza con el cual se exigen garantías financieras.

En el foco de descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía, los expertos propusieron como resultado de la investigación, que a largo plazo se instaure una red eléctrica de distribución con un esquema descentralizado en el que se tendrían controles locales o regionales, garantizando que el servicio se preste ininterrumpidamente en todo el territorio. A este aspecto se suma la necesidad de un esquema de precios estandarizados para el usuario final, pues se suelen presentar grandes diferencias tarifarias entre algunas zonas del país. Con una estructura tarifaria robusta y estandarizada, también se busca incentivar a los usuarios a reducir su consumo de energía, y contribuir a disminuir las emisiones de GEI. El informe de este foco de la Misión, estipula que: “La nueva estructura tarifaria tendría para todos los clientes finales, cinco componentes: (i) energía; (ii) garantía de suministro; (iii) uso de la red (\$/kW); (iv) costes residuales; (v) comercialización (solo para usuarios acogidos a la tarifa regulada)” (Misión de Transformación Energética, 2020).

En cuanto a la cobertura, aunque se han visto importantes avances en la reducción de la pobreza energética, y esta se ha convertido en una de las prioridades en medio de la emergencia sanitaria, aún hay miles de hogares que no cuentan con el servicio de energía y gas, y cuya conexión envuelve varias complicaciones y altos costos por ser zonas no interconectadas. En este aspecto, los expertos aseguran que uno de los puntos más importantes a trabajar son

los subsidios, puesto que los subsidios para electricidad carecen de verdadera focalización y el fondo con los recursos para prestar ayudas resulta ampliamente deficitario. Por ejemplo, los recursos destinados a subsidiar electricidad registraron una variación del déficit mensual desde \$30.000 millones hasta \$150.000 millones en el periodo comprendido entre el 2011 - 2018. Es por ello por lo que se recomienda reformar el esquema subsidiario, y obligar al usuario que recibiría la ayuda, a demostrar su necesidad mediante la información contenida en el Sisbén y su estrato socioeconómico.

Finalmente, el análisis del foco cinco sobre revisión del marco institucional y regulatorio, se centró en la manera en la cual el Estado interviene en una economía de mercado, y la forma en la que está organizado el sector. Los resultados de la investigación arrojaron que debe implementarse un cambio en el paradigma del sector, que involucre nuevos criterios de intervención, definición clara y transparente de las actividades y servicios asociados, y modelos alternativos de regulación. En este sentido, los expertos aseguraron que el papel del Estado debe redefinirse, para permitir que el mercado funcione de forma eficiente y el servicio llegue al usuario final con tarifas competitivas.

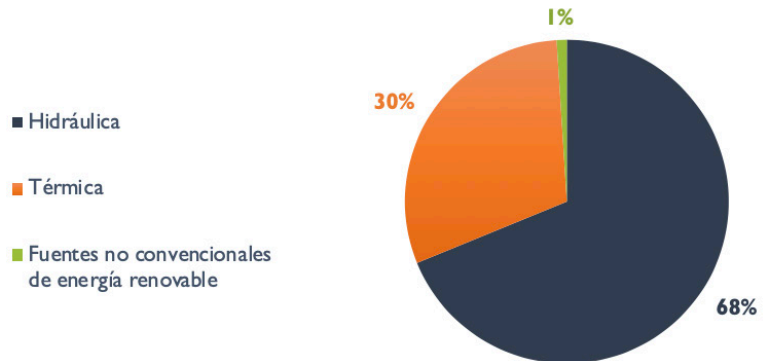
En suma, se espera que los nuevos modelos de mercado y regulación de energía y gas que resulten de las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética permitan que sea más sencillo el ingreso al mercado de energías renovables no convencionales, y, así, se logre contar con una matriz energética baja en carbono, disminuir las emisiones de GEI, y contribuir a que la cobertura de estos dos servicios fundamentales sea en un 100% del territorio colombiano. (Consulte más información en **Misión de Transformación Energética: Construyendo la Hoja de Ruta para el Futuro**)

Ahora bien, ampliar la capacidad instalada de este tipo de energías también requiere que existan más proyectos adjudicados a empresas operadoras de energía eólica y solar. Es por ello que el Ministerio de Minas y Energía llevó a cabo dos jornadas de subastas de proyectos dirigidos a empresas de energías renovables no convencionales en 2019. El 26 de febrero de 2019 se dio la primera tanda de subastas para la adjudicación de proyectos de generación y comercialización de

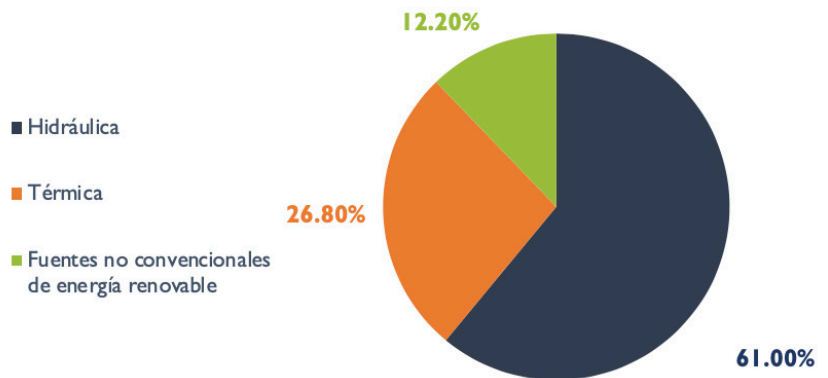
energías renovables. Se buscaba adjudicar 23 contratos nuevos, mas no se cumplieron los requisitos de la convocatoria pese a que se recibieron 27 propuestas de empresas locales y multinacionales, pues entre estas se presentó un oferente que representaba un exceso de concentración en la subasta, es decir, si bien hubo una oferta suficiente de proyectos de energía renovable, se presentó una baja demanda por parte de los compradores en términos de cantidad y precios, con lo cual al hacer las asignaciones la oferta habría quedado concentrada en unos pocos jugadores. (Ministerio de Minas y Energía, 2019) Sin embargo, el Ministerio de Minas y Energía continuó incentivando la estrategia, y desarrolló una nueva ronda de subastas el pasado 22 de octubre, donde se adjudicaron ocho proyectos de generación, cinco de ellos de energía eólica y tres de energía solar. Con estos proyectos se logrará la incorporación de 2.250 MW de capacidad instalada, por encima de la meta de 1.500 MW, establecida por el Gobierno Nacional, con una inversión total esperada de más de 2.000 millones de dólares al 2022. En total se adjudicaron 10.186 mwh, por un precio \$95 Kwh/ hora, un precio cerca de \$50 pesos por debajo del promedio actual del costo de generación en contratos bilaterales, según señaló el Ministerio de Minas y Energía.

La nueva tanda de subastas resultó exitosa y superó las expectativas del Ministerio de Minas y Energía, con lo cual se marcó un hito importante en el cumplimiento de las metas del Gobierno Nacional, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y su propósito de disminuir los impactos ambientales negativos. En la subasta participaron 53 empresas, de las cuales 22 comercializadoras aseguraron la compra de energía a largo plazo y siete empresas lograron contratos de generación energética. Los proyectos iniciarían la generación el 1° de enero de 2022, de tal manera que

Matriz de generación eléctrica actual



Matriz de generación eléctrica estimada en 14 meses



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

cuentan con un poco más de dos años para el proceso de construcción y adaptación de la infraestructura necesaria. Si las empresas no alcanzan a entrar en operación en dicho plazo, podrán acudir al mercado como compradores para cumplir la obligación contractual, y se les ampliaría el plazo en dos años adicionales. Sin embargo, deberemos estar atentos a lo que pueda suceder en el corto plazo con estos contratos y con la dinámica que puedan adquirir alrededor de la pandemia.

Sin embargo, a pesar de la coyuntura actual, los proyectos de incorporación de energía solar y eólica no se frenaron. Estas iniciativas ya tienen prácticamente asegurada su entrada al sistema entre 2022 y 2023, como estaba presupuestado, pues en días pasados se les asignó su conexión. A pesar de que son grandes

los retos asociados a la entrega de equipos por toda la emergencia que se está viviendo, los proyectos ya han avanzado en licenciamiento ambiental, y cuentan con el apoyo del Gobierno Nacional que garantizará la conexión. Hasta este momento hay 21 proyectos en desarrollo, que representan 3.374 MW adicionales para

2023 un incremento de 20% en la capacidad instalada actual del país a partir de fuentes limpias. Se espera que la emergencia sanitaria no traiga grandes retrasos a la construcción de dichos proyectos. (Ministerio de Minas y Energía, 2020)

5. CAMPETROL - CÁMARA DE PETRÓLEO, GAS Y ENERGÍA

La llegada de las energías renovables no convencionales a Colombia es una gran oportunidad para el sector de O&G, pues el futuro de la matriz energética en el país estará marcado por la interrelación entre estos dos segmentos.

La transición requiere del músculo financiero de compañías del sector de O&G que han venido trabajando desde hace décadas en nuevas formas de producir energía más económica y amigable con el medio ambiente. Solo con el conocimiento de estas empresas, tanto de producción como de servicios, Colombia podrá apalancar una verdadera transición energética. El gas en este punto se vuelve fundamental, puesto que es el combustible llamado a liderar, en Colombia y el mundo, este proceso. En este sentido, la transición se completará con la llegada y puesta en marcha de importantes proyectos en energía eólica y solar que el Gobierno Nacional ha venido impulsando, y que traerán inversión y oportunidades de empleo directo e indirecto a regiones como el caribe colombiano.

En este sentido, desde Campetrol, y bajo el liderazgo de la Junta Directiva, hemos querido dar un paso al frente. Ser visionarios implica reconocer todo lo que la industria de O&G ha hecho, hace y seguirá haciendo por el desarrollo de Colombia, y pensar en cómo sería esta interrelación y el papel que nuestro sector jugaría en esta transición energética. En este sentido, y teniendo en cuenta que actualmente el 40% de nuestras compañías afiliadas cuentan con al



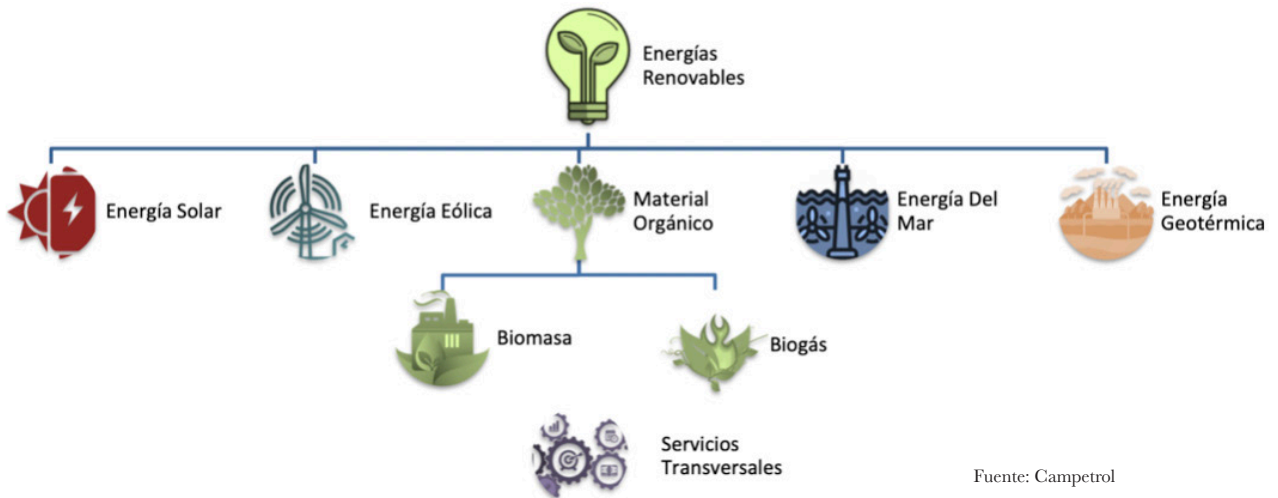
CAMPETROL

Petróleo • Gas • Energía

menos una línea de servicio enfocada en las energías renovables no convencionales, y que el 81% de todas las empresas del gremio considera abrir nuevas líneas de negocio enfocadas en estas nuevas energías, por una decisión de toda nuestra asamblea general de miembros el pasado 28 de mayo se aprobó un cambio en nuestros estatutos, de manera que Campetrol hoy es la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía.

En este sentido, Campetrol asumirá el reto de unificar las visiones del sector de bienes y servicios de O&G con el de bienes y servicios de las energías renovables no convencionales. Compartir visiones, experiencias y buenas prácticas será muy valioso para ambos lados, de modo que buscaremos ser un gremio líder y protagonista en la transición energética. Con la llegada de compañías de energías renovables no convencionales ampliamos entonces nuestra oferta y campo de acción, nuestro equipo se ha estado preparando para este nuevo reto, y estamos seguros de que de la mano de nuestra Junta Directiva y de nuestros afiliados no seremos inferiores a este desafío que implica abrir las puertas de Campetrol a estos nuevos segmentos.

ENERGÍAS RENOVABLES



Fuente: Campetrol

IRINA

En Campetrol entendemos que, como organizaciones tenemos una gran responsabilidad con nuestras comunidades, empleados y especialmente con el medio ambiente. Sin embargo, no es cierto que sólo las empresas tengan que propender por el cuidado del medio ambiente, sino que las personas, en su vida diaria tenemos una responsabilidad individual con el mismo.

Es por esto que, en conjunto con la Universidad del Externado, Campetrol está desarrollando la Iniciativa de Responsabilidad Individual Ambiental - IRINA. Con esta iniciativa queremos llevar, inicialmente a los empleados de nuestras empresas y luego a las comunidades y otras audiencias, una serie de cursos prácticos para que entendamos mejor nuestro rol individual en el cuidado del medio ambiente.

El objetivo es dar a conocer a nuestros grupos de interés los conceptos generales relacionados con el sector, haciendo énfasis en temas que permitan construir las bases de un diálogo sincero a partir del intercambio de conocimientos.

Los contenidos temáticos serán:



CONCLUSIONES

La creciente preocupación a nivel global por la contaminación ambiental y el cambio climático ha estado acompañada por un fortalecimiento en las fuentes de energía renovables no convencionales. Adicionalmente, el ciclo de precios del crudo ha profundizado este cambio, mediante el incremento del interés en realizar proyectos en fuentes más limpias ambientalmente. De esta manera, se ha observado un incremento en los flujos de capital destinados como nuevas inversiones en proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables. Lo anterior, se ha evidenciado con el constante incremento en la participación de estas fuentes dentro de la matriz energética mundial.

Aunque la coyuntura actual ha impuesto grandes dificultades económicas, sociales y de salud pública que también han impactado el sector energético, las iniciativas en la post pandemia deben priorizar las metas para frenar el cambio climático y fortalecer las fuentes de energía limpia. Esto no solo se limita a disminuir las emisiones de GEI, sino que trasciende a cubrir la demanda de energía de la población y cubrir aquellos hogares que aún no cuentan con el servicio y que utilizan fuentes contaminantes para cocinar.

Particularmente en Colombia, las energías renovables han tomado un papel importante en la agenda energética, y se ha reconocido la vulnerabilidad de la matriz energética actual por su dependencia de fuentes hídricas, y el potencial del

país para la generación de energía por otras fuentes no convencionales, como la solar y eólica. La disminución de costos de estas energías en todo el mundo beneficia su desarrollo en nuestro país, y permitiría contribuir a disminuir la pobreza energética en todo el territorio.

Cabe destacar que, las compañías del sector O&G resultan ser aliados fundamentales en el proceso de transición energética. Evidencia de ello es el compromiso y labor de las empresas petroleras más grandes del mundo, como BP, Shell, ARAMCO, entre otras, que se proyectan como empresas para la energía del futuro y se preparan para escenarios donde prime la demanda de energías por fuentes renovables y bajas en carbono.

Desde Campetrol vemos como una gran oportunidad para el desarrollo del sector energético en Colombia el integrar las ideas del sector de bienes y servicios petroleros con el de las energías renovables no convencionales. Es por ello que, con el respaldo de la Junta Directiva y la asamblea general de miembros de 2020, se aprobó el cambio de los estatutos del gremio a Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía. Esto nos implica un gran reto con el que ampliaremos nuestra oferta y campo de acción, nuestro equipo se ha estado preparando para este nuevo reto, y estamos seguros de que no seremos inferiores a este desafío que implica abrir las puertas de Campetrol a estos nuevos segmentos para caminar juntos hacia la transición energética. 🍀

CONVENIOS PARA AFILIADOS

AEROLÍNEAS • CERTIFICACIONES • CONSULTORÍA •
HEAD HUNTERS • HOTELES • IDIOMAS • PAUTA EDITORIAL •
SERVICIOS DE AUTOS • SERVICIOS LEGALES • UNIVERSIDADES



DTC CONSULTING

EMIS

IIS INVERSIONES S.A.S

GRUPO EDITORIAL GBS



Michael Page



**ABOGADOS
JORGE ALBERTO
ARBELÁEZ BERNAL**



PARA MÁS INFORMACIÓN VISITA

WWW.CAMPETROL.ORG



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA



II. ANÁLISIS DE TENDENCIAS EN LA POS PANDEMIA

INTRODUCCIÓN

El doble choque de precios y la pandemia es inédito y es sin duda la crisis más profunda que ha visto el mundo desde la gran depresión de 1929. Crisis que por la conectividad global tiene dimensiones nunca antes vistas y gracias a la tecnología se vive y se sufre en tiempo real. De ahí que las medidas que deben tomar los gobiernos son más exigentes y deben comprometer los mejores valores y atributos de la sociedad como un todo. Colombia y su industria petrolera no son la excepción.

Ante la coyuntura y la importancia de entender el comportamiento de las principales variables de interés para el sector, en Campetrol decidimos plantear un ejercicio de análisis de tendencias de la industria y la economía colombiana, con unos escenarios de cotización Brent y de producción nacional de petróleo. Es importante resaltar que, las estimaciones de este documento no representan proyecciones o predicciones a futuro, sino un análisis de tendencias, de cómo se

comportarían algunas variables bajo los escenarios hipotéticos propuestos.

Dentro de estos escenarios, decidimos adoptar unos precios bajos, teniendo en cuenta la debilidad en la demanda mundial por causa del COVID-19 y la posición expectante del mercado frente al cumplimiento del acuerdo de recortes a la producción de la OPEP+, que podría no ser suficiente para compensar la caída en la demanda en el consolidado del año. De manera similar, asumimos una producción a la baja, por debajo del promedio de 2019, como consecuencia de los bajos precios y de las medidas de contención y restricciones a la movilidad por el COVID-19.

Con este análisis, se podrá cuantificar preliminarmente y de manera aproximada los posibles efectos de la crisis sobre el sector petrolero y la economía colombiana. Lo anterior bajo los tres escenarios propuestos, los cuales creemos que engloban las principales perspectivas del mercado.



1. ESCENARIOS DE PRECIOS – DOBLE CHOQUE

Teniendo en cuenta las estimaciones de entidades internacionales, desde Campetrol analizamos tres posibles escenarios de precios, tomando en cuenta diferentes variables económicas y políticas.

Los factores bajo los cuales se definieron los escenarios se analizaron a partir del informe de la EIA sobre las variables que afectan el precio del crudo, oferta y demanda global. De esta manera, por el lado de la demanda, el crecimiento de la economía mundial es un determinante del consumo agregado de crudo, así como los cambios en sus expectativas (EIA, 2020).

Por el lado de la oferta, la producción de algunos países, como Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos, es tan representativa en el mercado que por sí sola puede impactar los precios ante variaciones inesperadas, en especial cuando se forman coaliciones como la OPEP+ y se decide conjuntamente controlar el suministro global, ya sea al alza o a la baja. Otros hechos aislados, como el conflicto en el Golfo Pérsico, la guerra civil en Libia y la crisis política y social venezolana, impactan el suministro de crudo agregado, dado que generan interrupciones inesperadas, bien sea en la producción o en el transporte.

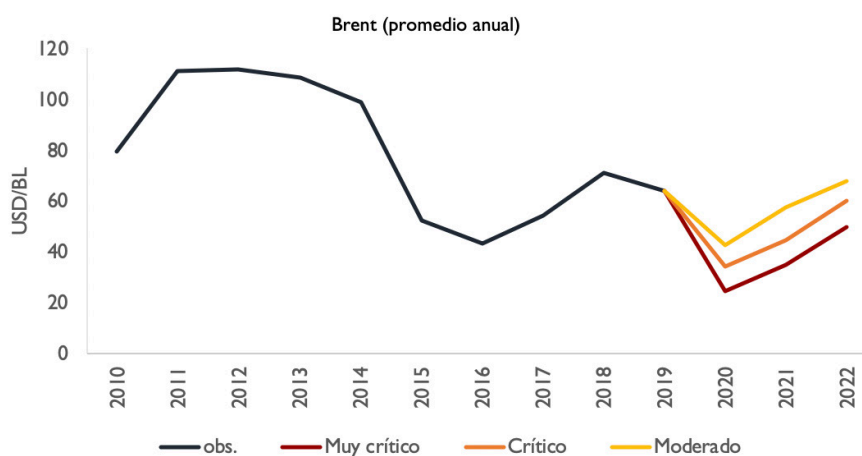
En cuanto a los inventarios de petróleo, estos determinan qué tanta disponibilidad de crudo tiene un país y, por tanto, cuánto necesitará demandar en el corto y mediano plazo. Si los inventarios crecen, se tiene más disponibilidad de petróleo para producción y se necesitará comprar menos para abastecer determinado país. Desde 2014, cuando Estados Unidos duplicó su suministro, los inventarios de este país se convirtieron en un *driver* importante de los precios.

Por último, el balance entre oferta y demanda muestra el apetito del mercado por comprar o vender crudo, y determina qué tan cerca se está del equilibrio de mercado. Desde 2014, por el crecimiento de la producción estadounidense, han predominado los excesos de oferta, por lo que fue necesario un acuerdo de reducción en el suministro de la OPEP+ para incrementar y estabilizar los precios. A partir de 2017, la cotización del crudo se mueve en un equilibrio inestable, donde los principales actores se esfuerzan por reducir la brecha entre oferta y demanda.

Dada la coyuntura actual, se tomaron en cuenta las variables descritas por la EIA, sumadas al crecimiento de la curva de contagios por COVID-19 en el mundo, y la movilidad de factores que se ha limitado por la cuarentena y el cierre en las fronteras de la mayoría de los países.

El primer escenario es uno muy crítico, donde el Brent cierre el año en promedio en 25 USD/BL, debido a que el mundo enfrentaría la peor recesión en décadas, el tráfico de factores de producción sería casi nulo, la curva de crecimiento del COVID-19 seguiría creciendo exponencialmente y sobrarían más de 10 millones de barriles de crudo en el mercado.

El segundo escenario es uno crítico donde el Brent termine en



	MFMP 2020	USD/BL (Promedio anual)		
		Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	64	64	64	64
2020	36,8	25	35	43
2021	50,2	35	45	58
2022	59	50	60	68

Fuente: EIA, Ministerio de Hacienda, Proyecciones Campetrol

promedio en 35 USD/BL por la recesión mundial (menos grave que en el escenario muy crítico), un tránsito de factores de producción permitido pero limitado, crecimiento polinomial de la curva de COVID-19 y menos de 10 millones de barriles al día que sobran en el mercado.

El tercer y último escenario es uno moderado donde el Brent cierre en promedio en 43 USD/BL, donde el crecimiento global sea bajo, o de 0%, haya apertura progresiva del tránsito de factores, se aplane la curva de contagios y el exceso de oferta sea de apenas dos millones de barriles al día.

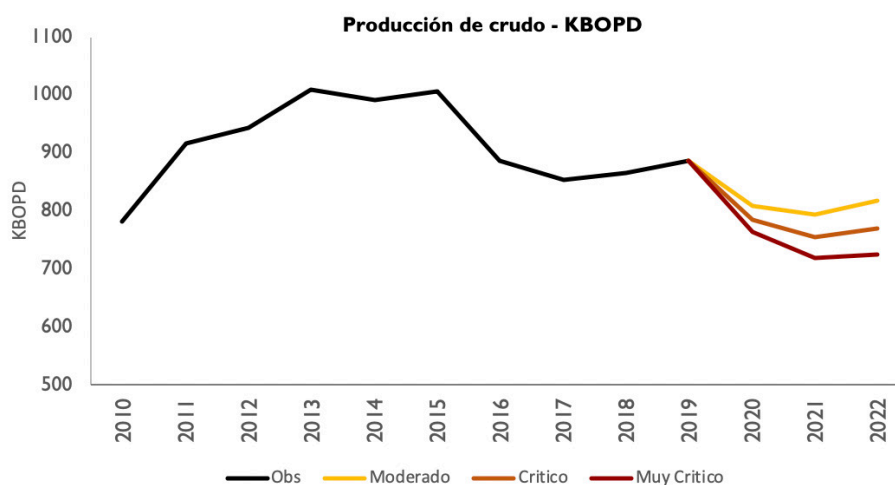
2. PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR

Producción de petróleo en Colombia

Como resultado del modelo, se puede observar que bajo un escenario muy crítico la producción se ubicaría en promedio en 763 KBOPD, una reducción de 16% frente a los 886 KBOPD producidos durante 2019. Así como en un escenario crítico la producción se podría ubicar en 786 KBOPD, un valor 11% menor al de 2019, y en un escenario moderado podríamos llegar a producir 810 KBOPD, lo que representaría una disminución de 9% con respecto al año pasado.

Se estima que el mayor impacto en la producción se de en 2021, debido principalmente al efecto causado por los recortes en las inversiones diferidas por parte de las compañías de E&P. En este año la producción se encontraría entre 718 y 794 KBOPD, lo que significaría una disminución de 10,3% y 19% frente a los niveles de producción de 2019.

Finalmente, para el año 2022 esperamos que la producción de petróleo en Colombia experimente un aumento de 1% al 2,9% con respecto a 2021, ubicando su producción entre 725 y 818 KBOPD. Iniciando de esta manera el ciclo de recuperación e incremento en la actividad del sector, de manera similar a lo ocurrido en las crisis de 2014 y 2008.



	KBOPD		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	886	886	886
2020	763	786	810
2021	718	755	794
2022	725	770	818

Fuente: ANH, Cálculos Campetrol

Actividad de taladros

La actividad de taladros representa un indicador clave del sector petrolero, puesto que mide el nivel de actividad de la industria tanto a nivel exploratorio como de desarrollo. En este sentido, el conteo de taladros activos termina siendo un *proxy* adelantado de la producción de petróleo.

Desde Campetrol realizamos una estimación por escenarios, bajo los cuales se observaría una nueva tendencia de recuperación a partir de agosto de 2020. Lo anterior, gracias a los mejores precios del Brent

y la aplicación del protocolo de bioseguridad frente al COVID-19, que permitirían a la industria retomar las operaciones entre agosto y septiembre.

Como resultado del modelo, se puede observar que para 2020, bajo un escenario muy crítico la actividad de taladros se ubicaría en promedio en 56 equipos, una reducción de 60% frente a los 139 promedio de 2019. En un escenario crítico se podría ubicar en 68 equipos, 51% menos al de 2019, y en un escenario moderado podríamos llegar a un promedio de 77 equipos, lo que representaría una disminución de 45% con respecto al año pasado.

Se estima que en adelante la actividad de taladros experimente una tendencia al alza, con lo cual, para 2021 el conteo de taladros activos se ubicaría en 47 equipos en el escenario muy crítico (66% menos al registro de 2019), 81 equipos en el crítico (42% menos al registro de 2019) y 104 equipos en el moderado (25% menos al registro de 2019).

Finalmente, para el año 2022 esperamos que el conteo de taladros activos se ubique en 75 equipos en el escenario muy crítico (46% menos al registro de 2019), 107 equipos en el crítico (23% menos al registro de 2019) y 132 equipos en el moderado (5% menos al registro de 2019).

Adquisición Sísmica

La adquisición sísmica es un indicador importante de la actividad exploratoria realizada en el país. Si bien en el comportamiento histórico de la adquisición sísmica es evidente el esfuerzo por reactivar la exploración en el país, y recientemente llevábamos una curva de ascenso, aún nos encontramos muy distantes a los niveles obtenidos entre 2010 y 2012, cuando se alcanzó el máximo de actividad exploratoria, llegando a un promedio de 16.300 km adquiridos.

Cabe destacar la importancia que tiene esta variable en el sostenimiento de la autosuficiencia energética, permitiendo encontrar nuevos posibles yacimientos, que permitirán a su vez la incorporación de nuevas reservas de petróleo y gas. Debido a lo anterior, la adquisición sísmica será una pieza clave para que el sector se mantenga a flote en el mediano plazo.

Debido a la naturaleza propia de los proyectos de exploración, es evidente el rezago existente entre la planeación y la ejecución de las campañas sísmicas, que para el caso del país es de alrededor de dos años. Como consecuencia, la coyuntura actual se verá reflejada en el 2022, permitiendo de esta manera que la adquisición sísmica tienda a mantenerse estable, o incluso a crecer entre 2020 y 2021.



	Taladros activos en Colombia		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	139	139	139
2020	56	68	77
2021	47	81	104
2022	75	107	132

Fuente: ANH, Cálculos Campetrol

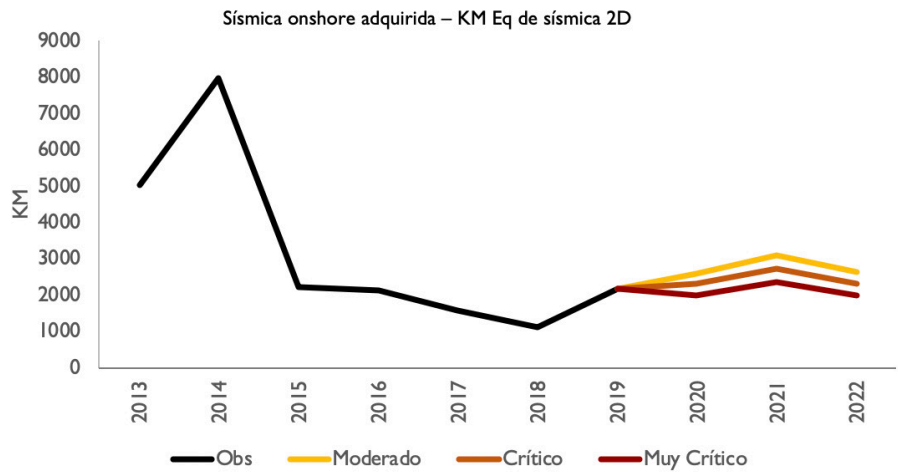
En términos de sísmica *Onshore*, estimamos que para 2020 bajo un escenario crítico, se reduzca la actividad alrededor de 7,6% frente a los niveles obtenidos en 2019. De igual forma esperamos para el escenario crítico un aumento de 5,6% y en el escenario moderado un incremento de 16,3%. Los estimados van en concordancia con el rezago entre planeación y ejecución de la actividad exploratoria.

De manera similar, para 2021 se espera que se ejecuten los proyectos planeados en 2019, cuando el precio del barril rondaba los 64 USD/Bl en promedio. Estimamos para 2021 un incremento del 14,7% con respecto a los niveles de 2020 en el escenario muy crítico, 15,9% en el escenario crítico y 16,8% para el escenario moderado. Esperamos que los impactos de la coyuntura actual se visualicen en 2022, año en el que la tendencia indica que podría haber una disminución en todos los escenarios frente a los valores de 2021. Los escenarios consideran una disminución de alrededor de 17,6%, mientras que se volverían a los niveles experimentados entre 2019 y 2020. Sin embargo, estas cifras están lejos de los estimados de 8.000-10.000 Kms de sísmica 2D por año, que se requerirían para mantener la autosuficiencia en los próximos 20 años.

Para el caso de la sísmica total, que incluye tanto la actividad continental como marina, los escenarios varían levemente debido al gran volumen que aportan las campañas sísmicas *Offshore*. Pero el análisis actual muestra que las tendencias son iguales debido a que, de igual forma, se presenta el fenómeno de rezago entre la planificación y la ejecución de los proyectos de exploración.

En 2019 la adquisición sísmica total fue de 5.354 km, de los cuales 3.200 km correspondieron netamente a sísmica *Offshore*, lo que representa alrededor del 60% de la actividad. En este sentido, estimamos que la actividad sísmica en 2020 podría aumentar entre 37% y 66%, debido principalmente a la ejecución de campañas costa afuera planeadas hace por lo menos dos años, cuando los precios del petróleo eran muy superiores a los actuales. De igual forma, en 2021 esperamos que, debido al rezago de dos años existente entre la planeación y ejecución de las campañas sísmicas, se pueda dar una disminución de entre 16% y 30% en el total de sísmica adquirida con respecto a 2020. Bajo esta tendencia, aún nos encontraríamos por encima de la meta planteada por el Gobierno Nacional, de 3.100 km para ese año.

Por último, estimamos que para 2022 los niveles de adquisición (también aplica para la sísmica terrestre), se encuentren cercanos a los experimentados durante 2019, además de que muestren los efectos de la coyuntura experimentada hoy en día. En el escenario muy crítico consideramos una disminución del 66% con respecto a los niveles obtenidos en 2021, mientras que, en los escenarios críticos y moderados esperamos una disminución de 75% y 60%, respectivamente.



	Km Eq. De sísmica 2D - Onshore		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	2.154	2.154	2.154
2020	1.990	2.282	2.575
2021	2.333	2.713	3.094
2022	1.983	2.306	2.630

Fuente: ANH, Cálculos Campetrol

Ciertamente la coyuntura actual pone en riesgo nuestra autosuficiencia energética, pero debemos trabajar unidos, Gobierno, Industria y Territorio, para así reactivar la actividad lo más pronto posible en cuanto las condiciones de mercado lo permitan. Definitivamente, sin la adquisición sísmica la industria y el sector petrolero se marchitan.

Pozos exploratorios

Al igual que la adquisición sísmica, el número de pozos exploratorios perforados en el año es un importante indicador de la actividad exploratoria en el país. A pesar de los esfuerzos realizados por el Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía y la ANH, por poner en marcha la reactivación del sector, aún nos encontramos en niveles mucho menores a los experimentados entre 2012 y 2014, cuando se perforaron en promedio 120 pozos anualmente.

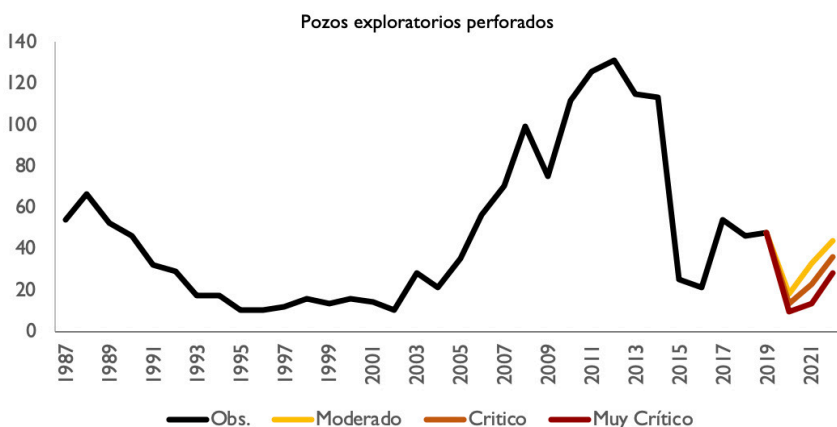
En este sentido, la cantidad de pozos exploratorios perforados es muy sensible a los cambios en el precio del barril. En consecuencia, se deben realizar importantes esfuerzos para mitigar estos efectos, debido al papel que tienen estos pozos en el descubrimiento e incorporación de nuevas reservas.

De acuerdo con nuestros estimados, la perforación de pozos exploratorios se podría ver fuertemente impactada por la actual coyuntura. De continuar con esta situación de precios bajos, podría haber una disminución de 39 pozos en el escenario muy crítico con respecto a los perforados en 2019, así como una caída de 35 pozos en el escenario crítico y 30 pozos bajo un escenario moderado.

Así mismo, se espera para 2021 un aumento de cuatro pozos en el escenario muy crítico, frente a los pozos perforados en 2020, de 10 pozos en el escenario crítico y 15 pozos en el escenario moderado. Este comportamiento se explica debido principalmente a un posible aumento en el precio del barril para ese año.

Posteriormente, para 2022 se estima un aumento en el número de pozos perforados en todos los escenarios, e inclusive se espera que bajo el escenario moderado regresemos a los niveles de pozos perforados en 2019. Los niveles de aumento para cada escenario serían: 15 en el muy crítico, 13 en el crítico y 11 en el moderado, lo que concuerda con los niveles de aumento en el precio del barril acordados para cada escenario. Sin embargo, estas cifras están lejos de los estimados de 80-1000 pozos exploratorios por año, que se requerirían para mantener la autosuficiencia en los próximos 20 años.

En definitiva, la actividad petrolera, y en especial la exploración podría verse fuertemente impactada por la actual coyuntura. La clave para las compañías estará en mantener una austeridad en el gasto, favoreciendo el flujo de caja, así como disciplina de capital y eficiencia de capital, estrategias que permitan conducir a operaciones costo efectivas. Estar preparados para cuando el mercado inicie su ciclo de recuperación y seguir trabajando fuertemente de la mano: Gobierno, Industria y Territorio, para iniciar las operaciones lo antes posible cuando ese momento llegue.



Acumulado de pozos exploratorios perforados			
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	48	48	48
2020	9	13	18
2021	13	23	33
2022	28	36	44

Fuente: ANH, Cálculos Campetrol

3. INDICADORES MACROECONÓMICOS DEL PAÍS

A partir de la serie histórica trimestral desde 2001 de las variables de interés (exportaciones petroleras, IED petrolera, TRM, crecimiento anual del PIB petrolero) y mediante un modelo estadístico de vectores autorregresivos (VAR), con los escenarios de precios y producción descritos anteriormente, como variables exógenas del modelo, se calcularon las tendencias para cada uno de los escenarios establecidos.

Para el caso de la renta petrolera, dado que su periodicidad es anual y que la serie histórica es corta, se utilizó la metodología de regresión lineal múltiple. Utilizando como variables exógenas la cotización Brent, la producción de crudo en Colombia y la TRM, los tres como promedio anual.

Exportaciones petroleras

Las exportaciones de petróleo iniciaron positivamente el 2020 gracias al buen nivel de precios, que entre enero y febrero tuvo un promedio cercano a los 60 USD/BL para el Brent. Sin embargo, la nueva coyuntura mundial cambió el panorama y las perspectivas para lo que resta de 2020. Bajo nuestros escenarios de precios y producción establecidos, vemos una fuerte tendencia a la baja en las exportaciones petroleras, la cual ha sido confirmada en los últimos meses con los nuevos registros de ventas externas del DANE.

La caída en las exportaciones petroleras se daría por causa de dos choques. Por un lado, la caída en los precios del crudo, por puro efecto contable, generaría un menor valor de las ventas externas de petróleo. El segundo choque, que refuerza el efecto a la baja, es la menor capacidad exportadora del país por cuenta de una menor producción de crudo en los tres escenarios.

En este sentido, en 2020 se evidenciaría un primer impacto de la coyuntura negativa. Dado que la producción aún no se vería afectada en su mayoría, el impacto en 2020 sería liderado por el bajo nivel de precios. Frente al total de 2019, nuestras estimaciones indican que las exportaciones petroleras en 2020 caerían en un 27% para el escenario moderado, 41% para el crítico y 53% en el muy crítico.

En 2021 se tocaría fondo y sería el año con menores registros para los escenarios crítico y muy crítico. Si bien, los precios en este año empezarían una senda de recuperación, la producción llegaría a sus niveles mínimos, dado que los planes de inversión y actividad estarían basados en los precios bajos de 2020. La fuerte caída en la producción generaría una menor capacidad de exportación, con lo que el volumen de las ventas caería drásticamente. En cuanto al escenario moderado, los niveles de precios cercanos a los 60 USD/BL elevarían considerablemente el valor de las exportaciones, lo que permitiría que en 2021 se iniciara la recuperación de las exportaciones. En este sentido, frente a 2020, se observaría un incremento anual de 14% para el escenario moderado y una caída anual de 9% para el crítico y de 27% en el muy crítico. Ahora bien, frente al total observado de 2019, nuestras estimaciones indican que las exportaciones petroleras en 2021 caerían en un 17% para el escenario moderado, 47% para el crítico y 66% en el muy crítico.



	Miles USD (Total anual)		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	15.961.551	15.961.551	15.961.551
2020	7.431.085	9.376.802	11.713.381
2021	5.411.804	8.496.084	13.316.003
2022	10.302.503	12.606.326	15.675.898

Fuente: DANE, Cálculos Campetrol

El 2022 sería el año de la recuperación y reactivación de la actividad petrolera. Con un Brent ya recuperado y la producción al alza, las exportaciones petroleras tendrían la oportunidad de consolidar una tendencia positiva. Lo anterior, sumado a que la demanda mundial, se normalizaría luego de superar la crisis sanitaria del COVID-19. En este sentido, frente a 2021, se observaría un incremento anual de 18% para el escenario moderado, de 48% para el crítico y de 90% en el muy crítico. Ahora bien, frente al total observado de 2019, nuestras estimaciones indican que las exportaciones petroleras en 2022 caerían en un 2% para el escenario moderado, 21% para el crítico y 35% en el muy crítico.

Con este análisis podemos observar que únicamente en el escenario moderado, en 2022, las exportaciones petroleras se acercarían a los niveles registrados en 2019. En los escenarios crítico y muy crítico, la recuperación de 2022 no sería suficiente y se requeriría un mayor tiempo para volver a los niveles observados en 2019.

Finalmente, si bien, no estamos incluyendo en el análisis el total de exportaciones que realiza el país, dado que las exportaciones petroleras representan un 40% del total, la tendencia para cada uno de los escenarios se vería reflejada directamente en el comportamiento de las exportaciones totales. Incluso, la caída podría ahondarse con la coyuntura económica global que esperamos se mantenga durante el año, que condicionaría la demanda mundial a la baja, afectando al 60% de las exportaciones restantes, especialmente durante 2020 y 2021.

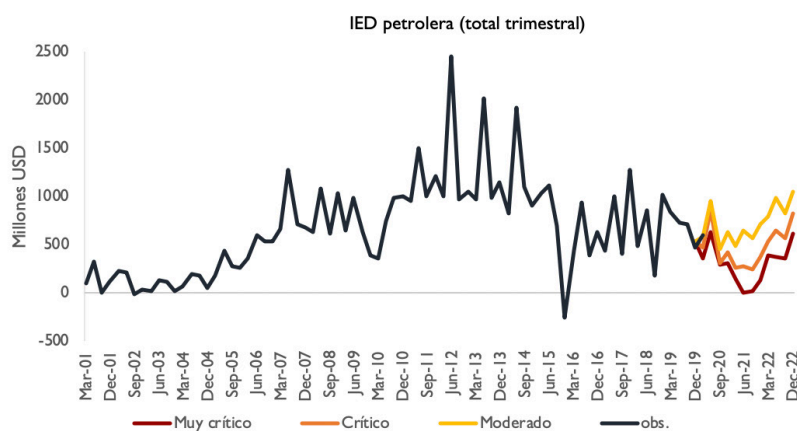
IED petrolera

Las condiciones externas desfavorables que se evidencian con la coyuntura actual y que generan una gran aversión al riesgo podrían resultar en una especie de *sudden stop* de los capitales dirigidos al país, lo que incluye a la Inversión Extranjera Directa (IED). Es importante recordar que, ante crisis globales e incertidumbre, los mercados de los países en desarrollo son los que se ven afectados en primer lugar.

La IED destinada al sector petrolero colombiano enfrentaría dos grandes riesgos a la baja. En primera instancia, los menores precios del crudo harían que muchos proyectos dejen de ser atractivos para los inversionistas al no contar con ganancias suficientes o al no ser sostenibles económicamente, lo que reduciría de primera mano los flujos de capital destinados al sector. Por otra parte, la incertidumbre de los mercados y la fuerte crisis económica que pronostican los principales agentes, condicionarían las inversiones hacia activos refugio, en búsqueda de menor riesgo.

En 2020 se evidenciaría un primer impacto de la coyuntura negativa. Dado que la producción aún no se vería afectada en su mayoría, el impacto en 2020 se explicaría por la reacción adversa de los mercados ante la inminente crisis económica global. Frente al total de 2019, nuestras estimaciones indican que la IED destinada al sector petrolero en 2020 caería en un 7% para el escenario moderado, 27% para el crítico y 44% en el muy crítico.

En 2021 se llegaría al mínimo valor de los estimados por el modelo para los tres escenarios. Si bien, los precios



Millones USD (total anual)

	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	2.755	2.755	2.755
2020	1.576	2.058	2.613
2021	286	1.137	2.398
2022	1.716	2.549	3.642

Fuente: Banco de la República, cálculos Campetrol

en este año empezarían una senda de recuperación, se espera que la IED destinada al sector sea determinada principalmente por los programas de inversión de las compañías E&P, los cuales se basarían los precios de 2020 y demostrarían un recorte importante de las inversiones y de la actividad en general. En este sentido, frente a 2020, se observaría una reducción anual de 8% para el escenario moderado, de 45% para el crítico y de 82% en el muy crítico. Ahora bien, frente al total observado de 2019, nuestras estimaciones indican que la IED petrolera en 2022 caería en un 15% para el escenario moderado, 60% para el crítico y 90% en el muy crítico.

Como hemos mencionado anteriormente, el 2022 sería el año de la recuperación y reactivación de la actividad petrolera. Con un Brent ya recuperado, la producción al alza y las condiciones económicas y de mercados mundiales normalizados, la IED petrolera registraría nuevamente un buen comportamiento. En este sentido, frente a 2021, se observaría un incremento anual de 52% para el escenario moderado, de 124% para el crítico y de 500% en el muy crítico. De esta manera, en el escenario moderado se superarían los niveles observados en 2019 y en el escenario crítico se registrarían niveles ligeramente inferiores a los 2019. Efectivamente, frente al total observado de 2019, nuestras estimaciones indican que la IED petrolera en 2022 crecería en un 29% para el escenario moderado, por su parte, caerían un 10% para el crítico y 39% en el muy crítico, con respecto a 2019.

De estos resultados podemos concluir que la Inversión Extranjera Directa destinada al sector petrolero colombiano posee una mayor dependencia de las condiciones económicas globales y de los planes y programas de inversión de las compañías E&P, es decir, del precio Brent del año anterior.

Ahora bien, la IED total ha mostrado una menor dependencia del sector petrolero, sin embargo, la participación del 20% generaría presiones a la baja. Lo anterior, sumado a que las condiciones sanitarias y económicas globales son muy desfavorables para todo tipo de inversiones, la IED total también se vería afectada negativamente en 2020 y 2021.

TRM

El tipo de cambio inició 2020 en 3.260, la propagación del COVID-19 lo llevó hasta 3.500 en febrero y esto sumado al choque de precios del crudo en marzo, llevó a la TRM a superar los 4.100, la máxima histórica. En adelante, la normalización de los mercados internacionales y del precio del crudo permitieron que el tipo de cambio se ubicara cerca a los 3.600 pesos por dólar.

Dado que los altos niveles de la TRM no son de largo plazo, puesto que reflejan la inestabilidad e incertidumbre de los mercados mundiales, se espera, en todos los escenarios de Campetrol, que la TRM vuelva a sus niveles de equilibrio en 2021 y 2022.

En 2020 se evidenciaría el mayor impacto de la coyuntura negativa del COVID-19 y de precios del petróleo sobre la TRM. La inestabilidad, incertidumbre y la crisis económica global y nacional, generarían una fuerte depreciación del peso colombiano frente al dólar. Con respecto al promedio de 2019, nuestras estimaciones indican que la TRM en 2020 se depreciaría en un 16% para el escenario moderado, 19% para el crítico y 24% en el muy crítico.



	Pesos por dólar (Promedio anual)		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	3.280	3.280	3.280
2020	4.061	3.908	3.795
2021	3.871	3.668	3.475
2022	3.786	3.605	3.474

Fuente: Banco de la República, cálculos Campetrol

En 2021, la recuperación en el precio del petróleo por cuenta de un equilibrio de mercado (oferta y demanda) y en las condiciones mundiales, una vez superadas las cuarentenas y las restricciones de movilidad, generarían que el peso ganara valor frente al dólar y empezaría la senda de la TRM hacia sus niveles de largo plazo. En efecto, consideramos que, en el escenario moderado la TRM volvería a su nuevo normal de largo plazo en 2021, ligeramente inferior a los 3.500 pesos por dólar. En este sentido, frente a 2020, se observaría una apreciación anual promedio de 8% para el escenario moderado, de 6% para el crítico y de 5% en el muy crítico. Ahora bien, frente al promedio observado de 2019, nuestras estimaciones indican que la TRM en 2022 se depreciaría en promedio un 6% para el escenario moderado, 12% para el crítico y 18% en el muy crítico.

Dado que, en 2022, bajo nuestros escenarios, se normalizarían las condiciones internas y externas en términos de mercados, de flujos de divisas y de precios del crudo, esperamos que el peso colombiano continúe ganando terreno frente al dólar, para el caso del escenario moderado, y dado que en 2021 alcanzaría su nuevo normal, no presentaría variaciones considerables en 2022. En este sentido, frente al promedio de 2021, se observaría una apreciación anual de 0,04% para el escenario moderado, de 1,7% para el crítico y de 2,2% en el muy crítico. Ahora bien, frente al promedio observado de 2019, nuestras estimaciones indican que la TRM en 2022 se depreciaría un 6% para el escenario moderado, 10% para el crítico y 15% en el muy crítico.

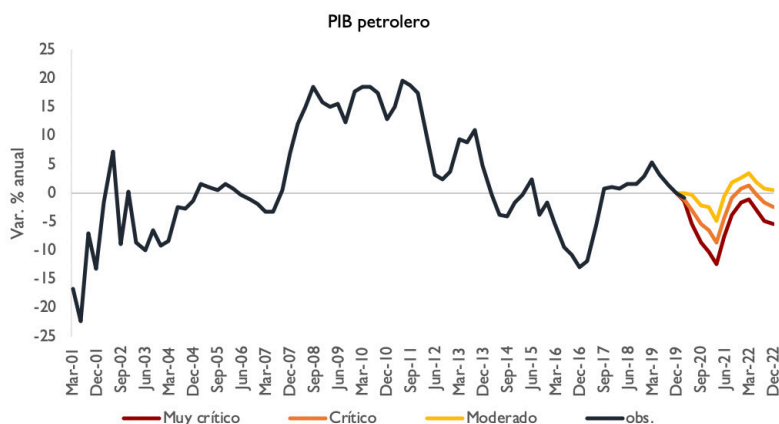
Como se puede observar, de acuerdo con nuestros escenarios de precios y producción, la depreciación acelerada del tipo de cambió sería un fenómeno constante en 2020, sin embargo, en los años posteriores, la TRM tendría una senda a la baja en búsqueda de su nuevo nivel de equilibrio, que se ubicaría entre los 3.000 y los 3.500 pesos por dólar.

PIB petrolero

La situación negativa mundial se trasladaría fácilmente al interior del país. En primera instancia, el efecto precio se traduciría en recortes y ajustes en los planes de inversión, lo que implica menor contratación y actividad. Por otra parte, el aislamiento preventivo obligatorio y las restricciones a la movilidad de personal afectarían el desempeño de las operaciones en toda la cadena de valor del sector.

Con lo anterior, y aplicando nuestros escenarios de precios y producción, el PIB petrolero se vería fuertemente afectado, en especial en 2020 y mitad de 2021. Se esperaría un comportamiento tipo W, en el cual, luego de la caída de 2020, a partir de la segunda mitad de 2021 se experimentaría una senda de recuperación que llegaría a su pico más alto a mediados de 2022, en adelante, el crecimiento del PIB petrolero rebotaría a la baja, para terminar su recuperación en 2023, con una producción de crudo al alza y unos precios estables.

En este sentido, en 2020 se evidenciaría el mayor impacto de la coyuntura actual. Frente al crecimiento promedio anual de 2019, nuestras estimaciones indican que el PIB petrolero en 2020 caería en 3,7 puntos porcentuales (pps)



	Var. % anual		
	Muy crítico	Crítico	Moderado
2019	2,5	2,5	2,5
2020	-6,4	-3,9	-1,3
2021	-6,3	-3,3	-0,2
2022	-3,5	-0,7	1,7

Fuente: DANE, cálculos Campetrol

para el escenario moderado, 6,4 pps para el crítico y 8,9 en el muy crítico.

En 2021, los mejores precios del petróleo y las menores restricciones para combatir el COVID-19 permitirían, en la segunda mitad del año, iniciar una senda de recuperación. Sin embargo, los bajos niveles de producción continuarían siendo un reto importante para la reactivación del sector. En este sentido, frente a 2020, se observaría un incremento anual de 1 pp para el escenario moderado, 0,7 pps para el crítico y 0,1 pps en el muy crítico. Ahora bien, frente al crecimiento promedio anual de 2019, nuestras estimaciones indican que el crecimiento PIB petrolero en 2021 caería en 2,7 pps para el escenario moderado, 5,7 pps para el crítico y 8,8 en el muy crítico.

En 2022, según nuestros escenarios, se observaría un mejor comportamiento en el PIB petrolero,

sin embargo, solo para el escenario moderado se observaría nuevamente una expansión anual. La recuperación del Brent y de la producción de petróleo permitiría que la actividad empezara a normalizarse, a pesar de esto, dada la profundidad de la crisis, las mejores condiciones de 2022 no serían suficientes para consolidar la recuperación del sector, la cual llegaría en 2023.

En este sentido, frente a 2021, se observaría un incremento anual en el crecimiento del PIB petrolero de 1,9 pp para el escenario moderado, 2,5 pps para el crítico y 2,8 pps en el muy crítico. Ahora bien, frente al crecimiento promedio anual de 2019, nuestras estimaciones indican que el crecimiento PIB petrolero en 2021 caería en 0,7 pps para el escenario moderado, 3,2 pps para el crítico y 6 pps en el muy crítico.

CONCLUSIONES

El sector petrolero colombiano es resiliente y ha sabido salir adelante de las grandes crisis que han afectado a la industria y al país, en sus más de 100 años de existencia. Ahora bien, en medio de la pandemia del COVID-19 y el choque de precios, la industria O&G debe ser mucho más estratégica. En este sentido, si bien aún nos encontramos en un margen seguro de operación a comparación de muchos otros lugares, la clave para superar esta situación de la mejor forma será mantener una estricta disciplina de capital y buscar operaciones costo efectivas, teniendo como base la innovación en tecnología y procesos.

Con la actualización del panorama mundial, hoy en día podemos descartar parcialmente el escenario Muy Crítico planteado anteriormente. La aparente recuperación de la demanda mundial y el compromiso de la OPEP+ en el cumplimiento de las cuotas de recorte al suministro, han permitido que en la actualidad nos encontremos situados entre el escenario

Crítico y el Moderado. A pesar de esto, aunque aún no se pueden cuantificar los efectos de manera confiable, la crisis de 2020 traerá consigo impactos profundos tanto en la economía colombiana como en el sector de O&G, generando un retroceso muy importante en términos industriales, de empleo, pobreza, desarrollo económico y desigualdad.

De cara a la crisis, se nos presenta una gran oportunidad como sector para reinventarnos, hacer lo que en circunstancias normales no hemos podido hacer. Lo primero, cambiar de una vez por todas el modelo de relacionamiento del sector con el territorio, abandonando los aspectos transaccionales que lo han caracterizado; y adoptando un modelo basado en la generación de confianza, en el diálogo, en los acuerdos, en los compromisos y en el cumplimiento, con el propósito superior de generar bienestar y mejorar las condiciones de vida para toda la sociedad colombiana. 🍀



12. CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

INTRODUCCIÓN

Si bien por la naturaleza del negocio existen diferencias estructurales entre los segmentos de E&P y de B&S, también es cierto que el sector de O&G en Colombia solo será sostenible en el largo plazo, si su columna vertebral, el sector de B&S, también lo es. Sin embargo, existe una gran brecha entre los ingresos y las utilidades netas entre ambos segmentos, que se hace mayor cada vez que la industria petrolera sufre una crisis, tal como la de 2014, y como la que acaba de ocurrir con la pandemia del COVID-19.

En este sentido, debemos ver esta situación como una oportunidad y pensar en un nuevo paradigma de relacionamiento entre ambos segmentos, pues en la fase de la reactivación y en la de la pos-pandemia se requiere de una relación muy estrecha entre los mismos. Lo anterior implica revisar los modelos de relación contractual que generan desbalances entre un segmento y otro, bajo los principios de corresponsabilidad y proporcionalidad en las operaciones, y pensando, siempre, en relaciones de largo plazo, generadoras de

valor agregado y que permitan que se edifique un sector sostenible, productivo y competitivo, capaz de ser el motor de la economía colombiana, sobretodo en momentos como el actual.

Solo mediante este cambio de enfoque en los contratos, el sector de bienes y servicios petroleros será sostenible en Colombia. Sin ello, no podremos llevar a la acción planes integrales que generen desarrollo regional sostenible e impactos reales en los municipios productores, y seguiremos luchando a diario con la conflictividad social en nuestras operaciones.

Desde Campetrol, esperamos que esta crisis sea la oportunidad para cambiar el paradigma, y que ello conlleve a un rebalanceo de las relaciones y condiciones contractuales entre las compañías de E&P y las de B&S, con el fin de generar mejores condiciones a largo plazo. En la pos-pandemia tendremos que manejar la llegada de nuevas inversiones al sector de O&G, por lo que se requiere un cambio urgente en nuestros modelos contractuales y de relacionamiento.

1. DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS: COMPAÑÍAS DE E&P Y DE B&S

A partir de la información financiera de las mil empresas más grandes de Colombia por ingresos operacionales, publicado anualmente por la Superintendencia de Sociedades, se recopilaron los datos desde el año 2015 hasta el 2018, siendo este el último corte de información disponible.

En este sentido, es importante recalcar que, para la fecha de culminación de este documento, julio de 2020, aún no se encuentran disponibles los datos de la Superintendencia de Sociedades con corte a 2019, con la cual se podría haber tenido una información más actualizada de los datos que se van a mostrar a continuación. Una vez se disponga de los mismos en el segundo semestre del año, el equipo de Campetrol publicará un documento especial con el análisis de éstos.

Con esta información histórica, que ha puesto a disposición la Superintendencia de Sociedades, se puede analizar la evolución en los ingresos y utilidades de las principales empresas de exploración y producción -E&P- (30 para 2015, 26 para 2016, 24 para 2017 y 30 para 2018) y las de mayores ingresos operacionales de las proveedoras de bienes y servicios petroleros -B&S- (42 para 2015, 27 para 2016, 24 para 2017 y 26 para 2018).

Ingresos Operacionales

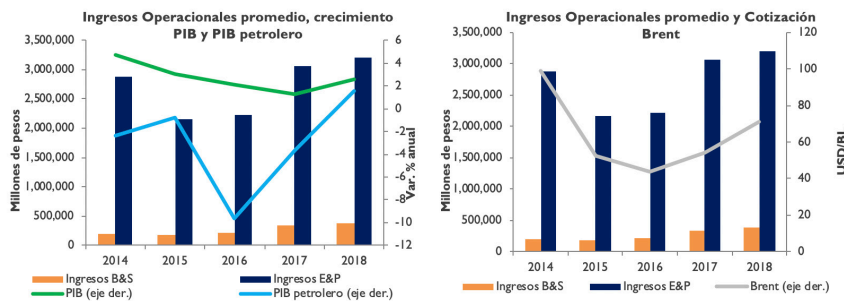
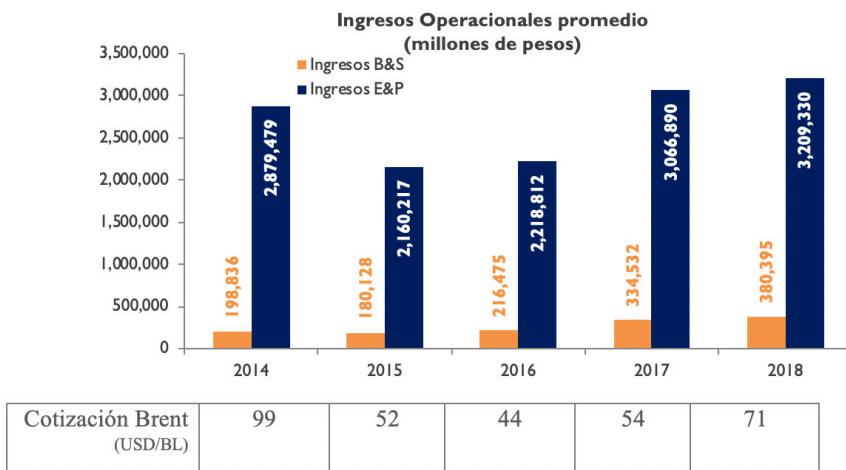
Para 2015, se puede observar que los ingresos promedio de las compañías de E&P eran 12 veces los ingresos promedio de las empresas de B&S, mismo resultado que para el año 2016. De modo similar, para 2017 los ingresos promedio de las de E&P fueron 10,2 veces los ingresos promedio de las empresas de B&S y para 2018, con el último reporte, la brecha pasó a 8,4 veces. En conclusión, aunque entre 2015 y 2018 se ha reducido la brecha entre ingresos promedio operacionales entre ambos grupos de compañías del sector petrolero, la diferencia sigue siendo considerablemente alta

Utilidades Netas

Al analizar las utilidades netas totales de ambos grupos, se puede observar que en 2015 (con un precio Brent promedio de US\$ 52 por barril) la descolgada de los precios generó grandes pérdidas, tanto para las empresas E&P como para las de B&S (1.600 millones en promedio para las B&S y 450 mil millones en promedio para las E&P).

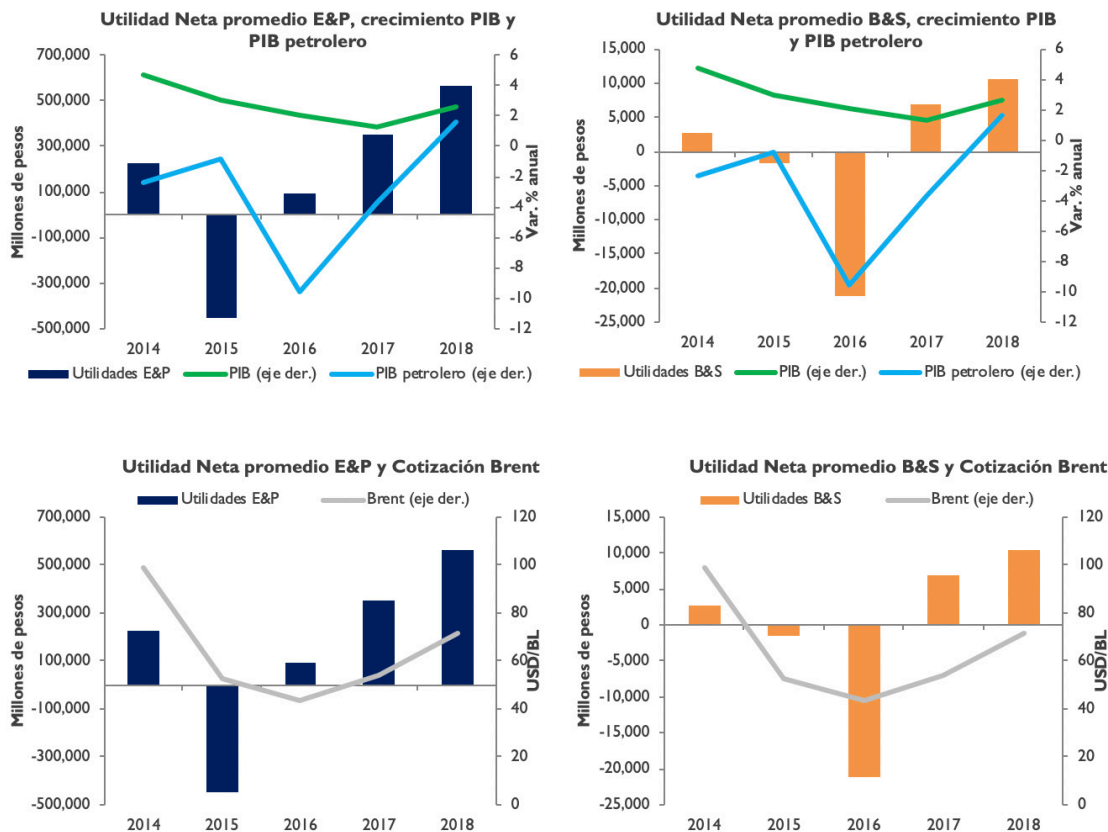
En 2016 la reingeniería y reestructuración de costos que se llevó a cabo en las empresas E&P, permitió que aún con un precio promedio de US\$ 43 por barril (inferior a 2015) las empresas de E&P generaran utilidades netas positivas, con un promedio de 89 mil millones de pesos. Sin embargo, con la reestructuración de costos de

Análisis de Ingresos Operacionales



Fuente: Superintendencia de Sociedades, Cálculos Campetrol

Análisis de Utilidades Netas



Fuente: Superintendencia de Sociedades, EIA, DANE, Cálculos Campetrol

las empresas E&P, las empresas de B&S se vieron fuertemente afectadas en sus ganancias y para 2016 presentaron utilidades aún más negativas que en 2015, con pérdidas promedio de 21 mil millones de pesos.

Ahora bien, en 2017 con un precio promedio de US\$ 54 por barril, ligeramente superior al de 2015, las empresas de E&P registraron nuevamente importantes utilidades netas, con ganancias promedio de 349 mil millones de pesos, lo cual obedece a dos factores: el comportamiento de los precios internacionales del crudo y la mejora continua en la reingeniería de costos. Por su parte, las empresas de B&S no lograron consolidar su recuperación, al generar utilidades casi nulas, o incluso negativas, con ganancias promedio de 6.800 millones de pesos.

La anterior situación se volvió a presentar para el 2018, último corte de información disponible, año en el cual se observó un crecimiento en la utilidad neta de las empresas E&P, las cuales presentaron ganancias promedio de 564 mil millones de pesos, en contraste con una ligera mejora en la de las empresas de B&S, con ganancias promedio de 10.5 mil millones de pesos, sin embargo, algunas de las cuales todavía siguen percibiendo pérdidas importantes.

Análisis de resultados

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, con efectos negativos directos sobre 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, con lo que se ha afectado fuertemente la sostenibilidad de estas compañías.

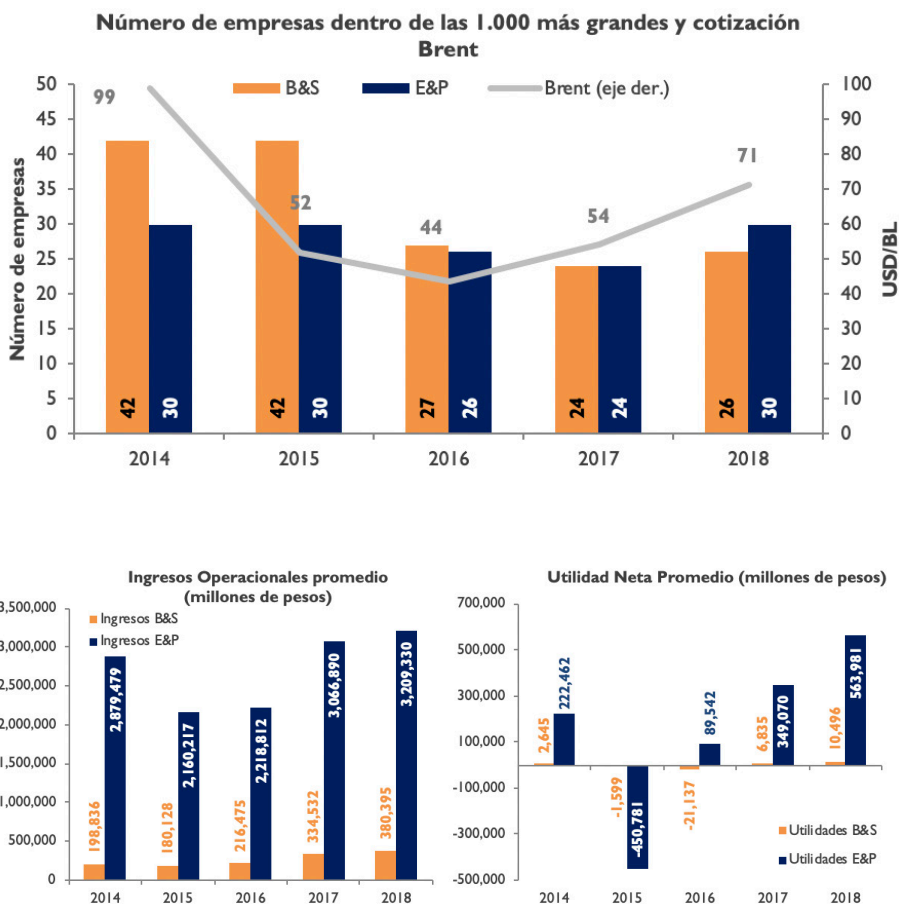
Evidencia de esto es que para 2018, año que marcó el máximo repunte del nivel promedio de precios en los últimos cinco años, las empresas de E&P generaron nuevamente grandes utilidades, mientras que las empresas de B&S no han logrado regresar al mismo ritmo de ganancias antes de la crisis, al generar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

Después de la crisis de precios de 2014 las empresas de E&P asumieron nuevas estrategias para optimizar sus actividades, sin embargo, el segmento de B&S ha perdido margen de ganancia y el atractivo del negocio se ha reducido considerablemente. Esta crisis, que tomó a todo el sector por sorpresa, quebró en ese entonces a cerca del 57% de las compañías de B&S petroleros.

Luego de tocar fondo a mediados de 2016 con unos precios mínimos, en 2017 se inició una senda positiva de la actividad. En 2018 los precios repuntaron y permitieron que se consolidara la recuperación de la industria y, aunque en 2019 los precios no fueron igual de altos, la actividad llegó a máximos no vistos desde antes de la crisis de 2014. Este repunte de las operaciones en 2019 fue incentivado por unos precios suficientemente altos y un buen clima de negocios propiciado por la estrategia de reactivación del sector, liderada por el Ministerio de Minas y Energía y la ANH.

Aun así, con precios históricamente altos en 2018 y nuevos picos en la actividad en 2019, se ha mantenido el desequilibrio entre las compañías de E&P y las de B&S. Bajo esta situación adversa y ante la nueva coyuntura de la pandemia y el nuevo normal de precios, la sostenibilidad del segmento de B&S se encuentra en riesgo. En este sentido, es importante resaltar que, la sostenibilidad del sector de petróleo y gas pasa necesariamente por la sostenibilidad de la oferta de B&S, puesto que esta industria es la columna vertebral del sector petrolero. Hoy nos enfrentamos a una situación sin precedentes, la pandemia causada por el COVID-19 y la caída dramática de los precios del petróleo que tuvo a lugar en el primer trimestre de este año. Solamente actuando juntos, segmento de E&P y de B&S de la mano, lograremos crear un sector petrolero competitivo, sostenible y de talla mundial, capaz de hacer frente a los desafíos que enfrentará Colombia en los años venideros. Estamos seguros de que el sector de O&G está llamado a ser uno de los motores para lograr la reactivación de la economía.

Análisis de comparación Empresas de E&P y B&S



Fuente: Superintendencia de Sociedades, Cálculos Capetrol

2. CONTRATACIÓN ACTUAL

No es ajeno que luego de la crisis del 2014, las condiciones contractuales entre empresas operadoras y de bienes y servicios sufrieron cambios que han ido en detrimento, particularmente de éstas últimas. Luego de superar esta retadora coyuntura, se esperaba un nuevo sistema contractual entre ambos segmentos, sin embargo, el *status quo* se mantuvo, llevando a que las empresas de bienes y servicios no se hayan podido recuperar de la misma forma que las compañías operadoras.

Más de seis años después de esta crisis, aún no se han logrado establecer puntos contractuales que mejoren las expectativas de la operación misma de las empresas de bienes y servicios. El tipo de contratos vigentes en el país no tiene en cuenta las metodologías de contratación internacional por las cuales se regulan todas las industrias petroleras a nivel global. Dentro de los puntos críticos que se han logrado identificar están: Tarifa nacional y costos regionales; Factor de ajuste tarifario; Costo de oportunidad, de la disponibilidad de los equipos hacia la garantía de disponibilidad de los equipos; Costos de Stand By y; Facturación y pagos. A continuación se explican con su respectiva propuesta de mejora.

Tarifa nacional y costos regionales

Actualmente se está manejando una tarifa nacional para los contratos, sin tener en cuenta que cada región tiene sus particularidades y que esto conlleva a que se presenten costos diferentes dentro de la operación. No es igual operar en Santander que el Putumayo, ya que a cada región petrolera del país vienen asociadas particularidades propias territoriales, de la comunidad o un cambio de estructura de costos, lo cual genera incertidumbre operativa.

Es muy importante que dentro de cada contrato se establezca un análisis tarifario, teniendo en cuenta la particularidad de operar en cada uno de los departamentos petroleros. Lo anterior, con el fin de tener un acuerdo completamente equilibrado para las partes que los suscriben, y así, se garantice el *service quality* y los estándares de seguridad en cada operación.

Factor de ajuste tarifario

Se ha logrado establecer que, dentro de los contratos suscritos con las operadoras, las tarifas no se encuentren establecidas en función de las variables económicas del mercado o de la operación petrolera como tal, y que, a su vez, no se tienen en cuenta los ajustes que se presentan por el cambio de la normatividad o por aspectos tributarios.

Es necesario que se incorpore un ajuste relativo a los cambios por nuevas normas jurídicas que se expidan durante la ejecución contractual y que puedan afectar los costos de operación.

Costo de oportunidad. Hacia la garantía de disponibilidad de los equipos

La condición de disponibilidad de los equipos sin una contraprestación efectiva afecta directamente la estructura de costos de las empresas prestadoras de este servicio, toda vez que el costo de oportunidad, como cualquier otro componente de costos, genera flujos de caja que hay que atender.

En este punto, para garantizar la disponibilidad de equipos, debería establecerse una remuneración específica. Con una adecuada planeación se puede anticipar la necesidad del servicio y darle oportunidad al contratista de movilizar el equipo en un término razonable, que se puede establecer de mutuo acuerdo previamente, con su correspondiente remuneración. La estrategia comercial debe incluir una remuneración para garantizar la disponibilidad de equipos, dentro de un esquema contractual competitivo.

Costos de stand-by

Las empresas que configuran la oferta de bienes y servicios petroleros han experimentado impactos en su estructura de ingresos toda vez que no se les reconoce una tarifa de *stand-by*, siendo ésta una práctica habitual de la industria.

Desde el gremio, se propone incluir el mismo esquema de escalonamiento de tarifas de los contratos de perforación y workover. El *stand-by* está regulado en el contrato y solo se activa en la medida que se cumplan las condiciones establecidas en el mismo y debería tener una duración hasta tanto se normalice la situación. Otra situación es la de la fuerza mayor, una condición

eximente de responsabilidad para la que, sin perjuicio de la misma, la industria ha aceptado la definición y aplicación de tarifas de fuerza mayor.

Facturación y pagos

La falta de claridad y tiempos del proceso de prefacturación y los procedimientos para los pagos por parte de las operadoras, repercute en el flujo de pagos hasta el proveedor local, generando así un impacto en toda la cadena de abastecimiento y malestares, tanto en empresas como en las comunidades.

Se sugiere que se reduzcan los términos en la etapa previa a la facturación con tiempos perentorios que tengan efectos jurídicos, de tal manera que se aseguren flujos de caja para los contratistas en todos los niveles.



3. LA PANDEMIA

Cambiar el modelo de relacionamiento del sector con el territorio

Una coyuntura como la actual implica reflexionar sobre el modo de actuar como sociedad. Es muy importante alinear el trabajo de todos los segmentos de la industria en pro de lograr el buen relacionamiento con el territorio y así buscar que la actividad del sector prevalezca en este tiempo de emergencia.

En la medida en que se garantice un nivel de continuidad operacional, se deben construir estrategias de relacionamiento con un lenguaje claro, transparente, basado en un enfoque social para el manejo de la realidad y la construcción de confianza con nuestros grupos de interés. Esta interacción debe ser cercana a pesar del distanciamiento social y las limitaciones físicas con las que nos hemos enfrentado debido al COVID-19.

El modelo más estratégico, más rápido e inmediato para responder a las situaciones que se han venido

presentando en los territorios frente a conflictos sociales ha sido desarrollado con el apoyo de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales del Ministerio de Minas y Energía, un actor clave para trabajar de manera directa y cercana con los territorios, así como para responder a las situaciones que puedan afectar la continuidad de la industria y en especial del sector de bienes y servicios.

Hoy, más que nunca, el trabajo conjunto será una diferencia muy grande para el diseño de estrategias que apoyen la continuidad de la operación del sector en territorio y así mismo, enfrentar todos los retos que se están presentando con esta coyuntura. Tenemos claro que el relacionamiento es crucial para vencer estos nuevos retos y prioridades, por esto, reconocemos la gran oportunidad que hoy nos brinda la tecnología y la implementación de nuevos canales de comunicación con los cuales podremos dialogar con diferentes voces provenientes de los territorios.

4. POS-PANDEMIA

Nos toca reinventarnos

En este momento la industria de O&G en Colombia debe pensar en cómo será el futuro pos-pandemia. Los analistas y expertos hablan de un cambio en la manera en la que nos relacionamos como sociedad, lo cual implica ajustes en nuestros modos personales, sociales

y laborales. Nadie sabe cuándo el mundo podrá volver a la normalidad que existía antes del COVID-19, sin embargo, lo que es cierto es que estamos frente a un cambio de paradigma que el mundo no vivía desde la época de las guerras mundiales.

Esto tiene grandes implicaciones para la industria petrolera a nivel global, pues probablemente los patrones de consumo de las sociedades se ajusten hacia ambientes con un menor consumo de energía, esto por la caída en las necesidades de transporte de la población, con un impacto directo sobre el modo en el que las personas trabajan. Colombia, y su sector de O&G no serán ajenas a estos cambios. En este sentido, empresas de E&P, de B&S y el territorio debemos, de manera conjunta, pensar en la manera en la que operará toda la cadena de valor del sector en la pos-pandemia y en los años venideros.

Pensar en ello será disruptivo. Implicará pensar en nuevos problemas con los que probablemente nunca nos hemos enfrentado, o preguntas que no nos hemos hecho, pero que, sin duda, nos obligarán a pensar en nuevas estrategias. Este escenario pos-pandemia nos obligará a ser una industria más resiliente, y ello solamente se logrará dejando de lado las ineficiencias y redundancias en los procesos. Muy probablemente implicará que cada compañía haga una evaluación interna y se concentre únicamente en aquellas áreas o procesos que generen verdadero valor agregado, tanto técnico como financiero.

Estamos frente a un período que, al menos en el corto plazo, se percibe bastante difícil en materia económica. En este sentido, la industria demanda líderes verdaderamente visionarios, capaces de identificar, priorizar y desarrollar eficiencias operacionales al interior de sus compañías. Reinventarse también implica tomar las mejores prácticas de aquellas compañías que queremos emular para generar empresas y sectores mucho más competitivos.

Nuevos modelos de contratación

El modelo de contratación actual no es sostenible para las empresas de B&S y en esa medida se afecta igualmente la viabilidad del sector en su conjunto. La sostenibilidad del sector de hidrocarburos pasa necesariamente, por la ‘viabilidad’ del segmento de B&S. De manera que, si el segmento de B&S no es viable, el sector de hidrocarburos tampoco lo es.

No debemos perder de vista que la industria petrolera es un negocio de manejo de riesgos y su horizonte de planeación es de largo plazo. Lo importante es generar confianza y relaciones positivas

de cooperación y de crecimiento conjunto, más allá de los ciclos y la volatilidad del mercado.

En este sentido, el relacionamiento entre compañías de E&P y de B&S es vital para lograr tener un sector competitivo y estable a largo plazo. Ambos segmentos debemos trabajar de la mano puesto que el país nos necesita fortalecidos y competitivos para ser uno de los motores que lo ayuden a salir delante de esta coyuntura. Esta relación debe ser pensada en el largo plazo, siempre teniendo en cuenta que la estabilidad del segmento de B&S, como columna vertebral de la industria petrolera, es vital para su sostenibilidad. Esta relación “gana-gana” es también indispensable para garantizar la seguridad energética y el desarrollo regional sostenible.

Ahora bien, con el propósito de contribuir positivamente en la construcción de ese nuevo modelo, es necesario formular enunciados contractuales que permitan una estimación más certera de los distintos riesgos a los que están sujetos los contratistas. Esto permitirá gestionar mejor el negocio, no sólo a los contratistas, sino a las operadoras, para beneficio del sector y del país.

Se plantean a continuación algunas opciones que mejorarían el relacionamiento contractual y la sostenibilidad del segmento:

Recomendaciones para minimizar la incertidumbre y los riesgos sociales y ambientales asociados:

- Establecer el principio de corresponsabilidad entre los operadores y los contratistas, principalmente en función de la vocación de permanencia regional
- Delimitar el alcance explícito de las responsabilidades del contratista en función de su participación, sus propias responsabilidades y en proporción del valor monetario del servicio contratado
- Contemplar una cláusula de indemnidad bilateral que establezca que cada parte responda por los potenciales daños de su propiedad y personal.
- Exonerar a los contratistas de la responsabilidad de hechos preexistentes a su intervención y de los causados por terceros.
- Las operadoras deben estipular de manera clara

las reglas y políticas de relacionamiento con el entorno

- Las oficinas de atención de entorno deben estar dirigidas por las operadoras, dada su vocación de permanencia regional

Recomendaciones para minimizar la incertidumbre en riesgos operativos:

- Reconocer que el costo de oportunidad de garantizar la disponibilidad de equipo genera incrementos en la estructura de costos agregada del contratista. Lo anterior especialmente para el Stand-by y el Non Productive Time (NPT)
- Establecer metodologías, procedimientos y tiempos claros en los procesos de prefacturación, así como en los procesos de retención en garantías y pagos
- Permitir la diferenciación de la remuneración por el servicio en función de las regiones en las cuales se ejecuta el contrato, en el marco de contratos con parámetros estándares a nivel nacional
- Establecer que la fórmula de ajuste a la remuneración por el servicio prestado esté en función de parámetros del mercado petrolero, su estructura de costos y contemplando la posibilidad de modificación ante cambios normativos e institucionales que impacten el caso de negocio de los contratistas
- Liberar el mercado de aseguramiento para acceder a pólizas con costos más competitivos, y limitar su requerimiento a salarios, cumplimiento y responsabilidad civil extracontractual
- Permitir subsanar el incumplimiento, con tiempos de remediación establecidos, en los casos a los que diera lugar

Recomendaciones para la mejora en el relacionamiento:

- Permitir el acuerdo mutuo del uso de opciones contractuales
- Establecer un sistema gradual de migración a cláusulas de contratación internacional (contrato IADC), en toda la cadena de abastecimiento, incluyendo criterios de selección y adjudicación, para mejorar la

eficiencia y el resultado de los procesos, con un sistema de información oportuno

- Establecer la confianza como pilar fundamental del relacionamiento de las operadoras y las compañías de servicio
- Iniciar un proceso que nos permita la construcción conjunta de acuerdos tendientes a una relación balanceada de largo plazo
- Garantizar el debido proceso en la gestión de las controversias, con peritajes objetivos y multas proporcionales

Es importante hacer un cambio en el modelo de relacionamiento contractual, tal como se justificó anteriormente, y enfocarlo en un modo de contrato incentivado, que recoja las mejores prácticas en contratación de la industria de O&G a nivel mundial, y que dé cuenta de la volatilidad en las condiciones exógenas a las partes interesadas, tales como las fluctuaciones en el precio del petróleo. Así mismo, como compañías de B&S, debemos trabajar en una eficiencia operacional muy alta enfocada en el cumplimiento de logros e hitos en los contratos, con base en la incorporación de innovación y tecnología.

Este relacionamiento entre los dos segmentos es vital para el desarrollo, no solo de la industria, sino de las comunidades que dependen del sector petrolero, y en últimas, del país. Trabajar a largo plazo pensando en un esquema de alianzas, donde E&P y B&S trabajen en pro de objetivos comunes de largo plazo permitirá un tipo de contrato que genere valor y sostenibilidad a toda la cadena de valor del sector de O&G.

CONCLUSIONES

Los segmentos de E&P y de B&S debemos afrontar esta crisis trabajando unidos en pro de lograr una industria más competitiva y eficiente, tanto para la fase de reactivación, como para lo que se viene en la pos-pandemia. Ahora, si bien por la naturaleza misma del negocio existe una diferencia entre los ingresos y los resultados netos entre ambos segmentos, las compañías de B&S no se han podido terminar de recuperar de la crisis de 2014, a diferencia del segmento de las operadoras. Esto, desafortunadamente, tiene grandes consecuencias, sobretodo viendo a futuro y pensando en la manera en la que ambos segmentos enfrentarán la crisis y deberán diseñar un sector competitivo.

Ahora bien, como industria debemos revisar, de manera prioritaria, el modelo de relación contractual entre ambos segmentos. Las relaciones de corto plazo, tal como se dan hoy en día, no permiten la planeación, la capacitación y el desarrollo de la mano de obra. Sin los principios de corresponsabilidad y proporcionalidad en las operaciones, los parámetros contractuales para las empresas de B&S son, hoy por hoy, de alta incertidumbre en temáticas ambientales, sociales y de responsabilidad operativa en general, poniendo en riesgo la sostenibilidad de largo plazo del negocio.

Ambos segmentos deben migrar a esquemas de contratación en donde se apliquen estándares internacionales, los cuales se encuentren encaminados en construir relaciones de largo plazo. Sin esto, será muy difícil para un gran porcentaje de las compañías de B&S poder planear sus operaciones y buscar las eficiencias requeridas en estos momentos, con un capital humano preparado y de primer nivel para prestar los mejores servicios con altos estándares en materia de bienes y servicios petroleros. En este sentido, la sostenibilidad de la oferta de B&S, columna vertebral de toda la cadena de valor de la industria de O&G en Colombia, requiere importantes mejoras en la relación contractual entre ambos segmentos, y sobretodo, pensarla como un “ganadora” en el largo plazo. 🍀



13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

I. CONTEXTO INTERNACIONAL

1.1 CONCLUSIONES

El mundo se enfrenta hoy a una de las peores crisis en la era moderna por cuenta de la pandemia del COVID-19. Todo cambió con la llegada del virus, el cual nos tomó por sorpresa. Nunca habíamos visto una transformación tan profunda y disruptiva, y en tan corto tiempo, sobre las dinámicas globales y nuestra vida cotidiana. Su llegada cambió los hábitos de la gran mayoría de la población mundial, y las diferentes medidas tomadas por los gobiernos para evitar su propagación han significado en el cierre de un altísimo porcentaje de la actividad económica global.

Al respecto, las principales organizaciones internacionales como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional afirman que las consecuencias de esta caída en la actividad productiva son la antesala de la peor recesión económica de la historia, superando la Gran Depresión de 1929. Más aún, el trascurso de los hechos parece indicar que, sin una vacuna o un tratamiento efectivo, la humanidad seguirá expuesta a este virus, que ya deja más de 600 mil muertes en todo el globo, enfrentando el enorme reto de aprender a convivir con él.

Mientras algunos países en Europa y Asia retoman su actividad económica, relajando paulatinamente sus medidas de contención, el virus no da tregua en América Latina. Nuestro continente cuenta con el agravante de tener actualmente una problemática socioeconómica latente y una gran vulnerabilidad frente a los choques económicos internacionales, dada la alta dependencia a los *commodities*. Para aquellas economías que además son petróleo-dependientes, como la colombiana, este choque ha sido aún más fuerte.

En paralelo a la pandemia, el sector de O&G

a nivel global ha sufrido una caída en los precios internacionales del petróleo, causada inicialmente por el aumento en la producción durante el primer trimestre del año, especialmente de Rusia y Arabia Saudita, llevando al mercado a tener excesos de oferta y una incapacidad de almacenamiento sin precedentes en la historia.

Otra causa del desplome de los precios fue la caída en la demanda, como consecuencia de las medidas de restricción a la movilidad impulsadas por las cuarentenas en la mayoría de los países. En este sentido, las proyecciones de demanda de las principales agencias de energía como la AIE, la EIA y la OPEP, estiman que solo hasta 2022 se recuperen los niveles de consumo previos a la crisis. Y aunque las estimaciones han mejorado frente a lo que se esperaba en abril, aún se prevé una caída entre 8 y 8,4 millones de barriles al día en demanda en 2020.

Así las cosas, el pacto de la OPEP+ para disminuir la oferta, que hasta el momento se ha cumplido en un 116%, ha contribuido a reducir su exceso en el mercado, permitiendo, además, liberar presiones sobre la capacidad de almacenamiento de crudo en el mundo. De esta forma, en junio se produjeron aproximadamente 86,29 millones de barriles al día en el planeta, un 14,5% menos que el promedio de 2019. Lo anterior ha permitido estabilizar los precios en las últimas semanas, llevando así al Brent a asentarse alrededor de los 40-43 USD/Bl. Sin embargo, cabe mencionar que la cotización del barril sigue siendo vulnerable a la evolución del virus y a sus impactos sobre la economía global. El giro que trajo la pandemia al sector de O&G nos ha llevado a un nuevo normal de precios bajos, donde la variable que decidirá sobre el balance de mercado en los próximos años será la demanda global de crudo.



1.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Ante la pandemia, las principales organizaciones internacionales especializadas en asuntos económicos y de la salud han recomendado a los gobiernos enfocar sus prioridades en asegurar que los sistemas de salud puedan recibir y atender nuevos contagiados, con suficiente personal, camas hospitalarias y Unidades de Cuidado Intensivo (UCI). En paralelo, el enfoque debe ser el de reactivar progresivamente la economía, iniciando por aquellos sectores prioritarios y/o con bajas probabilidades de contagio.

Se hace fundamental incrementar la aplicación de pruebas de COVID-19 a la mayor cantidad de la población posible, al tiempo que se debe ampliar la capacidad para procesarlas, obtener resultados más rápidamente y así identificar los casos, aislarlos, y evitar nuevos focos de contagio.

Para poder reactivar la economía, es muy importante fortalecer políticas de autocuidado, protocolos de bioseguridad, campañas educativas y la implementación de sanciones a quienes violen las restricciones. La reapertura económica deberá hacerse de manera paulatina, iniciando primero con los sectores menos expuestos, y luego, progresivamente, hacia los demás rubros y actividades, siempre y cuando éstos garanticen la idoneidad de sus protocolos de bioseguridad y el estricto cumplimiento de estos.

2. CONTEXTO NACIONAL

2.1 CONCLUSIONES

Este año nos enfrentamos a la peor crisis económica en la historia de Colombia. La doble coyuntura de precios bajos del petróleo y la pandemia ha impactado profundamente la sostenibilidad de millones de hogares y empresas en nuestro país. En especial, el segundo trimestre del año será recordado por tratarse de la peor caída en la actividad económica en los últimos años, con impactos pronunciados sobre la actividad empresarial, la estructura económica nacional y regional, y los agregados macroeconómicos.

Ante la crisis y la incertidumbre que ésta conlleva, es urgente que como sociedad nos preparemos para iniciar una reactivación sostenible y escalonada. Este proceso se verá acompañado de ajustes fiscales, y en el camino, de un menor poder adquisitivo en los hogares,

así como ritmos de actividad empresarial más bajos.

A pesar de los esfuerzos del Gobierno Nacional en búsqueda de minimizar el impacto social, un porcentaje muy alto del tejido empresarial colombiano se ha visto enfrentado a la necesidad de reducir su personal, o se ha visto obligado a declararse en reorganización, lo cual ha incrementado el desempleo y la inactividad laboral. Adicionalmente, los altos niveles de informalidad se han profundizado por efecto de la cuarentena, puesto que estos hogares son los más vulnerables ante las restricciones y son incapaces de mantener sus ingresos bajo estas condiciones.

Con las restricciones a la movilidad y los nuevos protocolos de bioseguridad, durante abril y mayo se observaron los niveles más bajos en la actividad del sector O&G, lo que repercutió gravemente en la empleabilidad tanto directa como indirecta que genera la industria, la contratación de bienes y servicios locales y regionales, los encadenamientos productivos en el territorio y los aportes fiscales del sector. Según el Marco Fiscal de Mediano Plazo, en 2020 se espera una caída de 0,3% del PIB a causa de los menores ingresos petroleros. En ese sentido, esperamos una recuperación lenta durante el tercer y cuarto trimestres de 2020 y todo el año 2021, para volver a retomar los niveles de actividad previos a la crisis solo hasta 2022.

Nos encontramos frente a una nueva normalidad en la economía global. Si bien Colombia, dado su buen manejo macroeconómico, se ha destacado en la región por estar mejor preparada que otros países para enfrentar esta crisis, hoy más que nunca se hacen urgentes políticas que incrementen la competitividad de la economía colombiana.

Sin embargo, estas condiciones de competitividad no serán suficientes si no contamos con un sector minero-energético fortalecido. La reactivación del sector de hidrocarburos no da espera, dada su relevancia y capacidad única para generar rentas para el Gobierno Nacional en esta coyuntura.

Para que se dé un verdadero cambio y el sector de O&G logre retomar sus niveles operativos, se requieren mejoras estructurales que nos permitan ser más competitivos y así emprender el camino de una sólida reactivación.

2.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

El país se enfrentará en el corto plazo a una caída significativa de sus ingresos por cuenta de la afectación que la cuarentena ha tenido sobre la actividad económica. En este sentido, es prioritario todo el apoyo y respaldo que desde el sector privado se pueda brindar al Gobierno Nacional. La reactivación económica estará enmarcada en un proceso paulatino de apertura económica en aquellos sectores que demuestren tener protocolos de bioseguridad atados a los más altos estándares normativos, y por el establecimiento de políticas enfocadas en cierres y aperturas de la vida económica y social en función de la dinámica de la propagación del virus y los nuevos contagios.

El 2020 será muy costoso en materia económica. El Marco Fiscal de Mediano Plazo espera una caída del 8,2% en los ingresos del Gobierno Nacional Central como porcentaje del PIB para 2020, y de ellos, 2,7 puntos porcentuales serán por una mayor necesidad de gasto público para atender la pandemia. Recuperar en el corto plazo la actividad productiva para así fortalecer la demanda interna es una necesidad urgente en la que acompañaremos al Gobierno Nacional desde el sector privado.

Ante la urgencia de contar con recursos públicos para atender el gasto social, consecuencia de la pandemia, se requiere que aquellos sectores generadores de importantes rentas para el Gobierno Nacional logren recuperar su dinámica productiva. Dado que en Colombia no existe otro sector que pueda aportar la cuantía de recursos a las rentas públicas en el inmediato corto plazo como el sector petrolero, es urgente e importante tomar todas las medidas posibles para reactivarlo y hacerlo más competitivo. Como país, debemos aprovechar esta coyuntura que vive la región para realizar ajustes estructurales que hagan del sector de O&G una actividad sostenible y más competitiva en el largo plazo. La vuelta a la operación, por sí sola, no generará lo que se requiere para que la cadena de valor del sector petrolero sea sostenible.

Es importante hacer ajustes estructurales en el sector de O&G en dos frentes. Por un lado, cambiar el modelo de relacionamiento en el territorio, el cual impacta directamente la viabilidad operacional. Por otro lado, ajustar el modelo contractual entre compañías operadoras y las de bienes y servicios, dado

que el relacionamiento actual afecta la eficiencia de las operaciones. Solamente mediante la superación de estas problemáticas estructurales podremos contar con un sector petrolero más competitivo, el cual permita el ingreso de mayor inversión en exploración y producción.

Estos ajustes son fundamentales, pues nos permitirán ser un sector más dinámico, capaz de reemplazar los volúmenes producidos anualmente por nuevas reservas que garanticen la autosuficiencia petrolera, para una economía que, por la dinámica de su propio crecimiento y el incremento poblacional, demanda más energía año tras año. Como se mencionó anteriormente, esta coyuntura brinda una gran oportunidad para que Colombia haga una diferencia con sus pares regionales respecto al atractivo de su sector de O&G.

Respecto a otros frentes de política pública, apoyamos desde Campetrol programas como el de Ingreso Solidario, los giros extraordinarios a los programas sociales estatales, el adelanto de la devolución del IVA, y demás transferencias económicas y de financiamiento en el pago de los servicios públicos a la población más vulnerable.

En el frente macroeconómico, una de las principales acciones que ha tomado el Gobierno Nacional es la de suspender la Regla Fiscal por dos años. Los choques sobre el balance fiscal del Gobierno Nacional Central en 2020 superarán el espacio cíclico que la regla permite, en la medida en que se requerirá un importante espacio fiscal para atender las necesidades, esto, acompañado de grandes expectativas de reducción en el recaudo. En este sentido, celebramos la decisión de suspender temporalmente la regla y que ese espacio adicional se destine exclusivamente a la atención de los impactos de la pandemia.

Hoy, todos los países de América Latina estamos compitiendo por atraer una gran cantidad de inversión a nuestras economías. Con este fin, las ramas del Ejecutivo y el Legislativo deberán proponer e implementar una serie de reformas cuyo objetivo sea hacer de la economía colombiana la más competitiva de la región. En especial, debemos ser capaces de brindar un marco jurídico y tributario estable, que sirva de base para que el país vuelva cuanto antes a niveles de crecimiento potencial superiores al 4%. Estas reformas se deberán presentar inmediatamente

en el próximo proyecto de Presupuesto General de la Nación para 2021 y la reforma tributaria que se espera para dicho año.

En este frente fiscal, la incertidumbre de tener una nueva reforma tributaria cada año es muy alta para los inversionistas que buscan en Colombia, y en especial en el sector de O&G, un destino atractivo para sus inversiones. En este sentido, la discusión que se inicia sobre una reforma tributaria debe tener un enfoque pro-empresa, pro-empleo y pro-inversión, que brinde facilidades a procesos como la importación y circulación de bienes de capital con alto contenido tecnológico.

En el frente del desarrollo regional, las regalías provenientes del sector petrolero juegan un papel hoy más relevante que nunca en la historia. Apoyamos como gremio la utilización de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización (FOE) del Sistema General de Regalías (SGR), de más de \$11,6 billones de pesos, para promover la estabilidad macroeconómica del país. Esta acción ahorrará hasta un 50% del costo en el que incurriría el Gobierno Nacional recurriendo a los mercados para solicitar endeudamiento.

Apoyamos así mismo la reforma al SGR con el objetivo de incrementar directamente la inversión para las entidades territoriales y municipios productores. Creemos firmemente que debemos retribuir los esfuerzos de estos municipios, y como sector de O&G queremos y solicitamos jugar un papel más directo en la estructuración y puesta en marcha de estos proyectos. Así mismo, dada la coyuntura, consideramos que un porcentaje de la asignación de inversión en regalías deberá destinarse puntualmente a la mitigación de los efectos de la pandemia, hacia la atención en salud y apoyo a la población en condición de vulnerabilidad. Por otro lado, el país debe entrar cuanto antes en una discusión sobre revolución tecnológica, que nos fortalezca frente a los pares de la región en cuanto a adopción de las últimas tecnologías y llevarlas, en el menor tiempo posible, a todas las regiones. Lo anterior, deberá estar acompañado de campañas educativas, pues la vida en el pos-COVID-19 tendrá un componente virtual muy significativo, tanto a nivel personal y social, como en el laboral y educativo.

Finalmente, sabemos y somos conscientes del peso y la importancia del sector de O&G en la economía

colombiana. Sin embargo, tenemos claro que para salir fortalecidos de esta coyuntura debemos impulsar otros sectores y hacer a Colombia cada vez menos petróleo dependiente, en lo que a rentas y economía externa se refiere. Desde Campetrol apoyamos al Gobierno Nacional en su nuevo Plan de Internacionalización de la economía colombiana para diversificar la producción nacional, pues estamos convencidos de que un país más competitivo requiere de una canasta productiva y exportadora más diversificada.

3. IMPACTOS EN LAS COMPAÑÍAS DE B&S

3.1 CONCLUSIONES

En general, el impacto económico que han sufrido las compañías de B&S petroleros por cuenta de esta coyuntura es inclusive superior al de la crisis iniciada en 2014. Lo anterior se evidenció en dos encuestas realizadas por Campetrol, aplicadas a más del 80% de las compañías afiliadas al gremio, con el objetivo de conocer cuantitativamente la manera en la que el segmento de B&S ha sido impactado por la coyuntura, así como entender la forma en la que ha reaccionado. Adicionalmente, se realizó una ronda virtual de reuniones uno a uno con todos y cada uno de los representantes de las 117 compañías afiliadas a la Cámara, dinámica que complementó el ejercicio.

Desde Campetrol no nos restan más que palabras de admiración por el impresionante esfuerzo, determinación, coraje y resiliencia que están teniendo nuestras compañías afiliadas en estos momentos. Gracias a esta determinación, los impactos sobre la terminación de contratos o caída en el volumen de actividad han sido menores a los esperados inicialmente. Una primera encuesta tuvo como objetivo entender los impactos de la crisis con corte al primer trimestre. En ella, se halló que, para este año, el 98% de las compañías espera que la economía del país empeore y el 90% espera que el sector petrolero nacional también lo haga.

Posteriormente, se levantó otra encuesta, enfocada en los impactos de la crisis y sus perspectivas para el resto del año. Se encontró que, en el primer semestre de 2020, en comparación con el mismo semestre de 2019, en promedio, el volumen de actividad cayó entre

un 41% y 60%, de modo que la afectación más grande se dio en Q2. Por otro lado, en promedio, los ingresos han caído entre un 41% y un 60%, mientras los egresos lo han hecho entre un 0% y un 20%. Áreas vitales para el desarrollo del negocio como el CAPEX ha caído en este primer semestre entre en forma sustancial. Al solicitar a las compañías que comparen lo que esperan de cierre de 2020 vs 2019 las cifras son prácticamente similares. Las perspectivas entonces para el cierre de 2020 no son positivas.

Dentro de las principales problemáticas que tienen las compañías de B&S se encuentran la volatilidad en los precios del crudo y la falta de demanda de bienes y servicios. Así mismo, para lograr una rápida reactivación, las compañías consideran que se deben estandarizar los protocolos de bioseguridad con las compañías operadoras y las alcaldías municipales, brindar acceso al crédito por parte del Gobierno Nacional, diferir en plazos las obligaciones tributarias de 2020 y poner en marcha las políticas de atracción a la inversión petrolera por parte del Gobierno.

A pesar de toda la determinación y esfuerzos de estas compañías, un porcentaje significativo de las empresas pequeñas y medianas del sector de bienes y servicios petroleros están *ad-portas* de entrar en condiciones de quiebra o reestructuración. Respecto a las compañías más grandes, muchas están viendo como desde su casa matriz les ordenan sacar los equipos de Colombia para llevarlos a otros países con mejores condiciones para la actividad petrolera en estas circunstancias. Es por ello que es urgente trabajar en las reformas estructurales del relacionamiento en territorio y de la contratación B&S-E&P puesto que, de no actuar en el inmediato corto plazo, sufriremos una quiebra de gran magnitud en el segmento de los bienes y servicios petroleros en Colombia.

3.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Para lograr una reactivación segura en el sector petrolero, cobran enorme importancia los protocolos de bioseguridad. Para el cumplimiento estricto de éstos, se debe establecer un frente común entre el Gobierno, la Industria y el Territorio, con el objetivo de implementar las disposiciones que sean necesarias, de manera conjunta y coordinada. El consenso es fundamental hoy más que nunca. Solos,

no podemos decretar la reactivación desde la industria.

Se requiere en este sentido una intervención directa y coordinada por parte del Gobierno Nacional y de los entes de control, de la mano de las autoridades regionales y sus comunidades, para así solventar los problemas de conflictividad social que se han exacerbado a raíz de la pandemia.

En cuanto al flujo de caja de las compañías, el cual ha ido cayendo día tras día y es fundamental para atender los costos de nómina y capital de trabajo, desde Campetrol hemos venido liderando un diálogo con las compañías de E&P donde enfatizamos en la importancia del cumplimiento en los plazos de facturación y pagos. Lo que debe predominar de cara a la crisis actual es la búsqueda de eficiencias y de relaciones de largo plazo.

Atado a esto, hemos impulsado con el Gobierno Nacional la necesidad de diseñar mecanismos de política que permitan generar alivios por la vía del crédito público y/o privado, así como el poder diferir en plazos más amplios el pago de las obligaciones tributarias. Aplaudimos sin duda las medidas como la ampliación de plazos para el pago tributario; sin embargo, consideramos que estos plazos deben ser prolongados ante la actual coyuntura.

En este sentido, el papel que tengan la banca privada y los apoyos del Gobierno Nacional para permitir que las compañías de bienes y servicios tengan acceso al crédito es primordial. Mientras dure esta crisis, se deben seguir impulsando las políticas de líneas de crédito garantizadas por la nación y los apoyos al pago de nómina para el empleo formal. Esto sería un alivio importante ante la caída en el volumen de la actividad y la necesidad de disponer de flujo de caja para reactivar las operaciones. Así mismo, apoyamos las medidas de liquidez a través de la banca de segundo piso, por medio de instituciones como Bancóldex y Findeter. En este punto, en la medida en que la coyuntura se prolongue, consideramos relevante el disponer de una línea de crédito especial dirigida al sector de O&G y líneas de crédito regionales con especial foco en los municipios productores.

Así mismo, desde Campetrol hemos realizado acercamientos con la banca privada en pro de buscar soluciones ante la dificultad para el acceso al crédito que tienen las compañías de O&G. Es muy paradójico

ver que, cuando los precios del barril se encuentran altos, el crédito abunda para el sector, y en la crisis, la situación es totalmente contraria. Apoyamos las medidas del Gobierno Nacional enfocadas en la reestructuración de créditos de empresas afectadas por la pandemia, pero también solicitamos que la banca privada apoye financieramente la reactivación de la industria petrolera en toda su cadena de valor. Una industria que aporta tanto al crecimiento de la economía y al desarrollo regional, debe ser un foco de atención de primer nivel por parte de las autoridades económicas.

En la medida en que este sector tiene un gran impacto derivado de la volatilidad en la tasa de cambio, acompañamos las medidas del Banco de la República, enfocadas en la protección y estabilidad de los mercados financieros y crediticios al proveer liquidez en pesos y dólares. Esto deberá disminuir el riesgo cambiario, otra de las problemáticas que enfrentan las empresas del sector. También apoyamos la continua reducción en la tasa de intervención, sin embargo, la economía real necesita ver esta tasa reflejada en los créditos a personas naturales y jurídicas.

Solamente impulsando toda esta agenda de reformas, y trabajando unidos como gremio y de la mano con toda la cadena de valor de O&G, el Gobierno y el Territorio, el sector petrolero colombiano será el motor principal de la reactivación económica del país en el corto plazo.

4. GESTIÓN ANTE EL GOBIERNO SOBRE TEMAS CRÍTICOS DE B&S

4.1 CONCLUSIONES

El impacto de la coyuntura ha sido bastante apremiante para las compañías de bienes y servicios petroleros. Si bien un porcentaje muy importante de la reactivación deberá venir directamente de los ajustes internos por parte de las compañías, el papel que tiene el Gobierno Nacional hoy en día para impulsar toda la economía colombiana es muy relevante.

En este sentido, las solicitudes más urgentes por parte de las compañías del sector al Gobierno Nacional se han enfocado en acceso a capital y créditos financieros son el objetivo de hacer frente a sus necesidades de nómina y capital de trabajo. Lo

anterior, con un enfoque especial sobre las necesidades de las compañías medianas y pequeñas.

Por lo anterior, desde Campetrol hemos adelantado una importante gestión ante las autoridades del orden nacional enfocadas en política económica y cuyas disposiciones impactan directamente el segmento de los bienes y servicios petroleros. Lo más urgente que se ha buscado es el acceso a líneas de crédito establecidas por el Gobierno Nacional para que los empresarios colombianos hagan frente a la pandemia. Otra línea de acción que se ha impulsado desde Campetrol es evidenciar frente a la banca privada la importancia y relevancia de este sector para la economía nacional, de modo que nuestra industria no sufra de ser calificada como de alto riesgo, cerrando así las puertas para su acceso a financiamiento. Desafortunadamente no todas las políticas tienen el nivel o impacto de comunicación deseado, por lo que desde el gremio hemos hecho un importante esfuerzo por llevar por medio de nuestros documentos y comunicaciones estas medidas a cada uno de nuestros afiliados.

En este sentido, desde Campetrol nos hemos acercado a la DIAN con el objetivo de que se aceleren las devoluciones de impuestos de renta e IVA, y con la Superintendencia Financiera hemos tenido acercamientos para revisar las reiterativas respuestas negativas de la banca a las solicitudes de financiamiento del sector. Además, con el Fondo Nacional de Garantías revisamos las políticas que ha decretado el Gobierno y que hacen que este funja como garantía ante la solicitud de crédito. Finalmente, de la mano de Bancóldex revisamos todas las líneas de crédito que ha puesto a disposición el Gobierno Nacional. Estas medidas han generado importantes alivios, así como las de auxilios para los pagos de nóminas y primas o los pagos diferidos de obligaciones tributarias en este año. Aunque nuestros esfuerzos han dado frutos, visto que muchos de nuestros afiliados han logrado acceder y verse beneficiados por estas medidas, sabemos que no es suficiente. Es necesario ampliar la difusión de estas iniciativas por parte del Gobierno Nacional, pues acceder a estos beneficios puede llegar a ser confuso y complicado. En este sentido, seguiremos en una comunicación permanente con las entidades de Gobierno para mantener actualizados a nuestros afiliados con estas políticas.

4.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Es necesario que las políticas que está promulgando el Gobierno Nacional respecto a alivios o auxilios en la cuarentena tengan una mejor difusión y alcance. La avalancha de decretos y reglamentaciones no permite realizar un seguimiento preciso y ordenado a estas disposiciones, de modo que un porcentaje muy significativo de compañías, de todos los renglones de la economía colombiana, probablemente no han podido acceder a muchos de estos beneficios.

Es necesario que las líneas de auxilios y alivios del Gobierno Nacional sean más flexibles. Se requiere que estas políticas tengan muchos más recursos financieros, pues una queja recurrente es que cuando se busca acceder a ellas, la respuesta más común es que el cupo de la política ya fue copado. Todas estas medidas se deberían centralizar en una sola entidad, que actúe como un Banco de Fomento Industrial ante la coyuntura, y que apoye financieramente a los segmentos de la economía colombiana para hacer frente a sus necesidades urgentes y a iniciativas de innovación y tecnología.

En este sentido, y con el objetivo de que el sector de B&S pueda acceder a estos recursos, se requieren líneas específicas por renglón de la economía nacional y/o por regiones.

Ante la necesidad de una reactivación en el inmediato corto plazo, la banca privada deberá entender que el sector petrolero es el único capaz de proveer los recursos financieros que requiere el Gobierno Nacional para hacer frente a los estragos del COVID-19.

5. PROTOCOLOS DE BIOSEGURIDAD

5.1 CONCLUSIONES

Los protocolos de bioseguridad, más allá de una medida obligatoria del Gobierno Nacional, son una protección a la salud, integridad y la vida de los trabajadores, comunidades y ciudadanía en general, con el fin de que, atendiendo a la situación que se está atravesando a razón del COVID-19, se pueda dar continuidad a las operaciones y trabajos de la industria petrolera en campo, así como de las demás economías que mueven al país.

Estos protocolos son estrictamente mandatorios, de obligatorio cumplimiento. En este sentido, la tarea de perfeccionarlos, acordarlos y estandarizarlos debe tratarse de un trabajo conjunto con las compañías operadoras, así como con las alcaldías y las comunidades.

Solamente por medio de su estricta aplicación el país podrá ir retomando poco a poco su actividad productiva. Sin embargo, esto solo se hará con un seguimiento y control efectivo, acompañado de un aumento en el número de pruebas en los lugares de operación, esto, como mecanismo de protección.

Si bien esta situación ha generado pérdidas económicas y las nuevas actividades tendrán un costo más elevado en sus presupuestos de ejecución, los protocolos se hacen hoy en día con la convicción de propender por el bienestar y el cuidado de la vida.

5.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Acompañamos al Gobierno Nacional en la expedición de todas las normativas enfocadas en combatir el COVID-19, las cuales son de obligatorio cumplimiento. En este sentido, los respectivos ministerios deben expedir dentro de este marco los protocolos que debe seguir cada sector, acordando con la industria y con los gobiernos regionales lo que es y lo que no es obligatorio en estos protocolos. Así mismo, cada compañía debe acoger estos protocolos y tener sus propias disposiciones que minimicen la posibilidad de riesgo para los trabajadores.

Consideramos que en la fase de la reactivación es importante la creación de un Comité Sectorial de Bioseguridad, que haga seguimiento, control y recomendaciones sobre la aplicación de los protocolos para los diferentes renglones de la economía, y que rinda cuentas sobre la efectividad de éstos.

Se debe así mismo capacitar a las autoridades locales para que cuenten con las herramientas que permitan revisar y aprobar los protocolos. Es importante aumentar el estándar de calidad de los laboratorios y disminuir los respectivos tiempos de respuesta.

Por otro lado, es necesario revisar si los sobrecostos incurridos en los contratos vigentes corresponden a un costo sobreveniente, o a una situación que pueda dar lugar a un desequilibrio contractual.

6. CONFLICTIVIDAD SOCIAL

6.1 CONCLUSIONES

La problemática de la conflictividad social sigue siendo la misma, pero más exacerbada en la coyuntura actual que vive el sector petrolero.

En la pandemia se han desdibujado las aspiraciones y reclamaciones locales y regionales por el miedo al contagio, limitando la normatividad vigente que busca hacer más eficiente la contratación de mano de obra local, e imponiendo restricciones a la libre competencia para la contratación de bienes y servicios locales. Lo anterior también ha puesto en riesgo las mismas comunidades y a los empleados de las compañías.

Como consecuencia de lo anterior, se ha ampliado la desconexión entre la normativa nacional y la normativa que están imponiendo las autoridades locales y regionales, las cuales están rebasando las funciones de sus cargos y delegando competencias en particulares, en clara violación de principios constitucionales.

6.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Hoy, más que nunca, se hace urgente cambiar el modelo de relacionamiento. La crisis actual es una oportunidad para llevar a cabo esta decisión, y el trabajo conjunto entre Gobierno, Industria y Territorio es la única forma que existe para disminuir la conflictividad social.

Debe existir coherencia en la normatividad, que permita conciliar los intereses de lo nacional con lo regional. Es necesario denunciar siempre que la industria, las autoridades o los miembros de las comunidades cometan actos ilegales, incurran en violación a la libre competencia, en la aplicación de malas prácticas empresariales, o se incurran faltas disciplinarias por parte de funcionarios públicos.

Sin un cambio verdadero en el modelo de relacionamiento se afecta fuertemente la viabilidad operacional, impactando directamente la actividad. Sin la superación de esta problemática estructural no será viable la reactivación, ni seremos un sector competitivo.

7. ESTABILIDAD JURÍDICA

7.1 CONCLUSIONES

Como país tenemos la oportunidad de aprovechar la coyuntura que ha generado esta pandemia para impulsar las reformas más importantes que nos puedan llevar a ser una economía competitiva. En este sentido, encontramos que hoy hay vacíos muy grandes en la normatividad, lo cual genera conflictos de competencias entre las autoridades centrales y regionales, y que conlleva a una dificultad operacional muy grande para el sector petrolero.

Se necesita legislar en estas materias con prontitud, en particular con respecto al uso del suelo y del subsuelo, la protección de los derechos de las comunidades étnicas y poder armonizarlos con el desarrollo regional sostenible, así como respecto al acceso a mayores recursos directos para las regiones en el Sistema General de Regalías. Así mismo, a pesar de los avances en materia de regulación y normatividad del Sistema Nacional Ambiental, se necesita fortalecer su aplicación.

Ante la llegada de proyectos tan importantes para el desarrollo de la industria petrolera en Colombia, tales como el *Offshore*, los YNC y el PPAA, se hace hoy, más urgente que nunca, avanzar en una agenda que aclare estos vacíos y permita a las compañías de toda la cadena de valor del sector operar en un ambiente jurídicamente estable.

7.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

El sector privado no puede evaluar los riesgos de sus actividades si las reglas del juego están cambiando constantemente. Así mismo, no podemos negar que las dificultades que afronta el Congreso de la República para sesionar de manera virtual (incluso con las dificultades que esto conllevaba) generan una incertidumbre jurídica muy grande, en un momento en el que el país, las regiones y la industria necesitan de la expedición de leyes bandera, tal como lo es la Ley de Consulta Previa y la Ley de Coordinación y Concurrencia. Así mismo, es importante la reglamentación de la reforma al Sistema General de Regalías (SGR), la cual debe ir de la mano con las nuevas necesidades a las que se ve enfrentado el país por la pandemia del COVID-19. Por otro lado, es clave trazar un plan de fortalecimiento

institucional de las autoridades regionales y locales en materia ambiental, para que acompañen y vigilen la ejecución de todos los proyectos que vendrán en el corto plazo.

8. COMPETITIVIDAD

8.1 CONCLUSIONES

El horizonte de autosuficiencia de petróleo y gas en Colombia es precario. Por lo tanto, con el objetivo de hacerle frente a un potencial desabastecimiento, se necesita con urgencia incorporar nuevas reservas que garanticen el reemplazo de los volúmenes producidos anualmente y que extiendan nuestra autosuficiencia en los próximos 20 años.

El sector petrolero en Colombia ha perdido competitividad en los últimos 10 años frente a sus pares en la región. Si bien somos un país con un potencial de más de 6.000 MMBOE en reservas recuperables de petróleo y gas, la disminución en actividad de E&P, principalmente en exploración, ha dado como resultado un cubrimiento exploratorio de 60 pozos por millón de hectárea y descubrimientos de cuatro MMBOE en promedio en los últimos diez años, resultados bajos en comparación con otros países de la región y el mundo. Los anteriores datos son preocupantes a pesar de que, en el mismo periodo analizado, la relación de éxito en pozos exploratorios es de 31,1%, por lo que, tres de cada diez pozos exploratorios perforados resultan exitosos. Somos un país sub-explorado, con un gran potencial, en especial en los recursos de *Offshore* y yacimientos no convencionales, y esa debe ser la apuesta en los próximos años para poder aumentar nuestro nivel de reservas.

En este sentido, desde Campetrol realizamos un análisis de la prospectividad de Colombia en comparación con los otros países de América Latina. Este estudio que se dio a partir de encuestas aplicadas a expertos en exploración petrolera, y dio como resultado una percepción de prospectividad de Colombia media, al igual que para países como México, Brasil y Argentina, en contraposición a Perú y Ecuador, donde el resultado general fue una percepción de prospectividad baja. Dentro de los tipos de recursos evaluados en estas encuestas, se destacaron el *Offshore* de México y Brasil, el gas *Onshore* en México y los no

convencionales *Onshore* en Colombia (YNC), recursos que fueron calificados con alta prospectividad.

Al estudiar la estructura de costos del sector en el país, se establecieron dos indicadores principales, siendo el primero el costo total que acarrean las compañías de E&P al realizar su actividad. En términos generales, los rubros de CAPEX, OPEX y regalías cubren alrededor 55% del total de costos por cada barril para las compañías de E&P en Colombia, mientras que, al realizar un análisis similar para las principales NOC's (*National Oil Companies*) de Latinoamérica, estos mismos rubros llegan a ser de alrededor del 50% del total de costos. Las diferencias encontradas se explican tanto por el tipo de recurso, como por la ubicación geográfica de los yacimientos en cada país.

El segundo indicador fue el *cash netback* por cada barril producido, una medida de la utilidad operativa que posee cada compañía. Este indicador se ubicó entre 10,9 y 20,6 USD/Bl para la muestra de compañías tomada en Colombia, mientras que el rango correspondiente a las principales NOC's de América Latina, que se ubicó entre 10,0 y 21,8 USD/Bl.

De igual forma, al evaluar el *cash netback* de las compañías bajo los diferentes escenarios de precios promedios anuales planteados por Campetrol, bajo un escenario muy crítico de 25 USD/Bl, las compañías de E&P en Colombia tendrían una utilidad negativa de 12 USD/Bl, mientras que, en el escenario crítico, de 35 USD/Bl, la utilidad negativa sería de 2 USD/Bl. Finalmente, en un escenario moderado de 43 USD/Bl, habría una utilidad positiva de 6 USD/Bl.

Hoy, a pesar del doble choque que ha vivido la industria petrolera, Colombia es tal vez el país que se encuentra en mejores condiciones de atraer inversión al sector para salir de la crisis, en la medida en que sus condiciones macroeconómicas y políticas son mejores y más estables que las de sus competidores directos. La prospectividad de Colombia es media, al igual que otros pares de la región como México y Brasil, pero cuenta con instituciones más estables.

Si bien el *Government Take* de Colombia es superior, en comparación con sus pares de la región (65% vs 55%), la mejora de este indicador no será suficiente para liderar el ranking de atracción de inversión petrolera. Esto solo se hará por medio de la superación de dos

problemas estructurales que aquejan al sector de O&G en Colombia: la conflictividad social y la sostenibilidad de la oferta de bienes y servicios, que pasa por un mejor balance entre las empresas de bienes y servicios y las compañías operadoras.

8.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Ante la urgencia de ampliar el horizonte de autosuficiencia en petróleo y gas, es importante plantear entre Gobierno, Industria y Territorio, una visión de largo plazo enfocada en definir las principales necesidades del país en exploración y producción, con el objetivo de garantizar la autosuficiencia en los próximos 20 años.

Por lo anterior, celebramos la decisión del Ministerio de Minas y Energía y particularmente de la ANH, de estructurar el Plan 2040, el cual señalará la hoja de ruta del sector para los próximos 20 años. En este plan se deberá diseñar la manera en la que, como país, apuntaremos a todas las posibles fuentes de reservas, y no descartar ninguna sin haber probado previamente su potencial.

Se deberá seguir reforzando el PPAA en cuencas *Onshore* y *Offshore*, maduras y emergentes, con nuevos modelos geológicos para la prospección de petróleo y gas. En este mismo sentido, se deberán realizar en el corto plazo los PPII's, cuyo objetivo es el de definir los posibles impactos sociales y ambientales de la aplicación de la tecnología de fracturamiento hidráulico multi-etapa, con perforación horizontal (FHPH) para el aprovechamiento del potencial de los yacimientos no convencionales (YNC) en petróleo y gas.

Así mismo, serán muy importantes los incentivos que se diseñen para seguir aplicando innovación y tecnología en la exploración y en el aprovechamiento de los yacimientos ya descubiertos, mediante técnicas como el Recobro Mejorado (IOR-EOR).

El país debe apuntarle a ofrecer proyectos sostenibles con mayores retornos, basándose en una mejor estructura de costos, y el camino correcto para esta tarea será la mitigación de los riesgos sociales y políticos en los Territorios. En este sentido, las acciones que se deben tomar por parte del Gobierno y la Industria deben estar enfocadas en: el cambio del modelo de relacionamiento del sector con el territorio, la reglamentación de la nueva Ley de Regalías, la

generación de encadenamientos productivos para el desarrollo regional sostenible, la Ley de Coordinación y Concurrencia para solventar el conflicto de competencias por el uso del subsuelo y la Ley de Consulta Previa.

La competitividad del sector de O&G pasa transversalmente también por la de todo el tejido empresarial colombiano. El sector, si bien es más intensivo en capital que en mano de obra, requiere de una cantidad muy importante de profesionales preparados al más alto nivel. En este sentido, se debe trabajar de la mano del Gobierno Nacional para tener un Marco Nacional de Cualificaciones del sector de O&G y lograr así identificar las necesidades de capital humano en las diferentes regiones productoras, con el objetivo de prepararlas ante los desafíos futuros de proyectos como el *Offshore* y los yacimientos no convencionales.

Apoyamos al Gobierno Nacional en la definición de los pactos transversales para impulsar el crecimiento económico y el empleo en el país. En este sentido, y entendiendo la importancia de garantizar la seguridad energética para el desarrollo productivo, y que ésta solamente se dará dinamizando la exploración y la producción petrolera, acompañamos la reforma al Sistema General de Regalías que permita promover los incentivos al crecimiento del sector desde la mayor asignación de recursos a las regiones productoras.

Dicha reforma debe alinear los incentivos en las regiones y así poder impulsar proyectos de infraestructura que las hagan más competitivas. El rol que el sector de O&G tome en el diseño, estructuración y ejecución de estos proyectos, será vital para su desarrollo económico.

Es vital impulsar desde el Gobierno Nacional un CONPES que inicie la planeación del desarrollo de los encadenamientos y los clústeres que se darán en el país una vez entren en operación los proyectos del *Offshore*, los yacimientos no convencionales, el desarrollo de las energías renovables no convencionales y las subastas de áreas de E&P del PPAA, tanto de las ofrecidas por la ANH como las de las solicitudes de incorporación de los potenciales inversionistas. Articular intereses con las autoridades locales para encontrar sinergias de desarrollo productivo ante la llegada de estos proyectos con una visión integral regional, incorporando zonas y

corredores francos alrededor del desarrollo energético, toma hoy más relevancia que nunca. Lo anterior no será suficiente si no se emprenden reformas para disminuir el *Government Take* a niveles promedio de la región, y si no se logra una reducción de la estructura de costos de hallazgo, desarrollo, operación y transporte por oleoductos y gasoductos. Estos son elementos esenciales de la competitividad.

Desde Campetrol, hemos acompañado al Gobierno Nacional en la definición de los pactos por el crecimiento y el empleo. En especial, dimos un impulso para que el Gobierno Nacional abordara la ejecución de éstos desde la perspectiva del desarrollo de los encadenamientos productivos del sector petrolero.

La competitividad pasará también por un diseño de incentivos fiscales acorde a la coyuntura de la economía mundial, en la que los países competirán por las inversiones. Entendemos la necesidad de recursos por parte del Gobierno Nacional en el inmediato corto plazo, pero esta urgencia no debe pasar por encima de la viabilidad del sector privado, de modo que se debe ser muy cuidadoso en lo que se proponga respecto a los ajustes en materia fiscal. En este sentido, si bien la última reforma tributaria redujo el impuesto de renta a las personas jurídicas del 33% al 30%, la próxima reforma deberá contemplar la necesidad de una mayor reducción para ser competitivos con los pares de América Latina. Se deberá mantener la posibilidad de descontar el 100% del IVA en la adquisición de bienes de capital, tal como lo hacen la mayoría de las economías de la región. No mantener estas políticas con el objetivo de aumentar el recaudo sería un golpe muy grande a toda la industria nacional que usa bienes de capital con alto contenido tecnológico.

En este sentido, apoyaremos al Gobierno en la estructuración de políticas públicas enfocadas en promover incentivos fiscales para la operación petrolera en Colombia, impulsar una infraestructura competitiva para el transporte de gas, generar incentivos para la entrada en operación, cuanto antes, de los proyectos enfocados en el *Offshore*, los Yacimientos No Convencionales y las áreas del PPPAA. Así mismo, apoyaremos el diseño de políticas que sean necesarias respecto a la revisión de incentivos para el traslado de inversiones y el trabajo articulado con las herramientas de planeación territorial para estructurar proyectos de

inversión en las regiones. Todos estos son elementos que permitirán impulsar una agenda de competitividad y de atracción de inversión al sector de O&G.

9. RETOS DEL GAS NATURAL

9.1 CONCLUSIONES

El horizonte de autosuficiencia en gas es muy precario en Colombia. Con la declinación de los principales campos de gas que han abastecido al país, el futuro del sector aún es incierto, puesto que en los últimos dos años el consumo de reservas de gas natural ha sido el equivalente a cuatro años. Esto ha se ha dado en la media en que no se han reemplazado las reservas, llevando así al país a un horizonte de autosuficiencia de 8,1 años, su menor nivel desde el inicio de la industria gasífera. Por lo tanto, es urgente incorporar nuevas reservas que garanticen el reemplazo de los volúmenes producidos anualmente y que extiendan el horizonte de autosuficiencia en los próximos 20 años.

Lo anterior, teniendo en cuenta las necesidades actuales de la demanda y el prometedor futuro del gas como combustible líder de la transición energética. Las emisiones de CO₂ provenientes de la quema del gas natural son de alrededor de 42% inferiores a las del carbón y 30% menores si se comparan a las del petróleo, por lo que el costo ambiental para producir energía vía este hidrocarburo es ampliamente menor, siendo clave para cumplir con las metas del Acuerdo de París y el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Adicionalmente, el hecho de que Colombia pueda contar con una infraestructura para la producción, tratamiento, transporte y distribución de gas natural puede abaratar los costos que supone la transición energética.

En este sentido, teniendo en cuenta que el gas natural será el combustible de la transición, su impulso llevará a un aumento en su demanda durante los próximos años. Las proyecciones indican que el incremento podría ser de hasta 17% en los próximos seis años, un comportamiento que se verá beneficiado tanto por el número de nuevos usuarios que tendría el sistema de distribución nacional, como por los proyectos de eficiencia energética y reemplazo de fuente que se llevarían por parte de la industria. Hay una gran oportunidad para el desarrollo del gas en el país si se

logran ejecutar todos los proyectos que va a requerir la demanda. En este sentido, es primordial invertir en infraestructura de transporte y conectividad.

9.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

La situación que experimenta el gas natural en Colombia es precaria. Por un lado, campos como Chuchupa y Ballena, que históricamente abastecieron al país, se encuentran en una etapa de declinación, y actualmente producen alrededor de la mitad del volumen que producían hace menos de dos años.

Adicionalmente, el hecho de que el horizonte de autosuficiencia de gas natural haya llegado a su mínimo histórico en tiempos donde se da inicio al plan de transición energética, podría dejar al país una situación bajo la cual deberá importar el hidrocarburo para abastecer al consumo interno, incrementando así los costos para el usuario final.

Para lograr superar esta problemática, y teniendo en cuenta lo que el gas representa, y representará en el corto y mediano plazo para el país, es urgente impulsar la exploración para la incorporación de nuevas reservas de gas. Al mismo tiempo, se debe impulsar una infraestructura competitiva de transporte.

Es menester aprovechar todas las fuentes de incorporación de reservas disponibles, como los YNC, en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y Cesar Ranchería; CBM (Coal-Bed Methane) y el potencial del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y el *Offshore* en las cuencas Colombia, Sinú-San Jacinto, Magdalena Fan y La Guajira. También se deberán eliminar los cuellos de botella con el objetivo de facilitar la producción en campos menores con gas atrapado que permitan, de igual manera, sustituir la producción de aquellos campos que se encuentran en declinación.

10. CAMBIO CLIMÁTICO, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SECTOR O&G

10.1 CONCLUSIONES

Una de las tendencias en la actual coyuntura es que se ha generado mayor conciencia en la población acerca del cambio climático, así como la urgencia de tomar medidas al respecto. En este sentido, la pandemia ha impactado los sistemas de salud, la economía y

la sociedad en general, afectando también el sector energético. Las nuevas demandas globales por energías más limpias, las iniciativas en pro de frenar el cambio climático y la búsqueda del logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible ponen sobre la mesa la necesidad de darle un mayor peso a las energías renovables no convencionales dentro de la matriz energética.

Esta necesidad ya la han entendido las principales compañías petroleras a nivel global, o *majors*, que en la última década han ido migrando de compañías netamente petroleras hacia empresas energéticas integradas, donde las energías renovables no convencionales toman un papel muy relevante. Lo anterior se ha traducido en grandes inversiones a nivel global en búsqueda de la transformación de la matriz energética. Esta transición se hará de manera conjunta entre la industria petrolera y las energías renovables. Colombia no ha sido ajena a este proceso. Gracias al impulso del Gobierno Nacional, las energías renovables han tomado un rol de primer nivel en el futuro de la matriz energética, en parte gracias a los resultados de la Misión de Transformación Energética. Respecto a la matriz, se ha reconocido tanto su vulnerabilidad por la dependencia de fuentes hídricas, como el potencial con el que cuentan algunas regiones en Colombia para la generación de energía por otras fuentes no convencionales, como la solar y eólica, sin dejar de lado la importancia del gas natural como líder de la transición.

La disminución de costos de las energías renovables no convencionales en los últimos años ha beneficiado su entrada a nuestro país, y permitiría llevar proyectos de gran escala a las regiones, generando así desarrollo económico y contribuyendo a la disminución de la pobreza energética en el territorio nacional. En este sentido, acompañaremos todas las subastas de energías renovables que el Gobierno impulse, así como la entrada en ejecución de sus proyectos.

Desde Campetrol comprendemos la importancia de estas fuentes limpias, y reconocemos que el sector petrolero es un aliado fundamental que se ha venido preparando y realizando grandes inversiones para que las energías renovables no convencionales trabajen en paralelo con las líneas de petróleo y gas.

La coyuntura impuesta por la pandemia ha reforzado el hecho de que esta transición ya inició y

que debemos prepararnos y ser lo suficientemente visionarios para ser parte activa de ese proceso. En línea con lo anterior, con la iniciativa de la Junta Directiva, la asamblea general de miembros de 2020 aprobó el cambio de los estatutos de nuestro gremio a *Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía*. Esto nos implica un gran reto con el que ampliaremos nuestra oferta y campo de acción, nuestro equipo se ha estado preparando, y estamos seguros de que no seremos inferiores a este desafío.

10.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Ante la pandemia, los proyectos e inversiones destinadas al desarrollo de energías renovables se han visto afectados. Frente a esto, los incentivos a los proyectos e inversiones destinadas a las energías renovables deben mantenerse, priorizarse y fortalecerse. Desde Campetrol, acompañaremos al Gobierno Nacional en la expedición de políticas que incentiven la inversión en energías renovables no convencionales, así como su uso.

Así mismo, aplaudimos la importancia que le dio el Gobierno a los Objetivos de Desarrollo Sostenible al incluirlos en las metas del Plan Nacional de Desarrollo. Se debe pensar en un CONPES de encadenamientos productivos para potenciar el aprovechamiento de todas las fuentes de energía y medir así su impacto regional a futuro.

Utilizando como herramienta los resultados de la Misión de Transformación Energética, se debe facilitar la entrada de las compañías de bienes y servicios al mercado. En este sentido, haremos un seguimiento a las implicaciones que tenga la pandemia para el desarrollo y puesta en marcha de estas energías.

Apoyamos el aumento en los plazos de cinco a 15 años en la sobre deducción del 50% de las inversiones en generación con energías renovables no convencionales y eficiencia energética, así como en la exclusión del IVA en la compra de paneles solares. Esperamos estas medidas se puedan mantener ante la inminente necesidad de una reforma tributaria en 2021.

Así mismo, las jornadas de adjudicación de contratos para energía solar y eólica deben seguirse impulsando. Promover el ingreso de más competidores al país permitirá desarrollar un ambiente competitivo, al tiempo que se deben ejecutar obras de interconexión

que permitan abaratar los costos de la generación, permitiendo así disponer de energía limpia con bajas emisiones, que contribuya a conectar municipios en zonas no interconectadas.

II. ANÁLISIS DE TENDENCIAS EN LA POST PANDEMIA

11.1 CONCLUSIONES

La coyuntura ha impactado todos los indicadores tanto fiscales, como macroeconómicos y del sector de O&G en Colombia. En este sentido, durante 2020 se registrarían los niveles mínimos de actividad y de aportes del sector a la economía colombiana, específicamente en el segundo trimestre del año, incluso por debajo de los registrados en 2015 y 2016, con la anterior crisis de precios.

Considerando la fortaleza del sector petrolero colombiano y el buen manejo macroeconómico histórico, junto con la esperada reapertura de las principales economías desarrolladas, entre el tercer y cuarto trimestre de 2020, se iniciaría una lenta fase de recuperación para el sector de O&G en Colombia.

Bajo el análisis de tendencias, y esperando que la situación del COVID-19 a nivel mundial se comience a superar paulatinamente a finales de 2020, este será el año del choque, con los menores niveles en los indicadores del sector. Sin embargo, en 2021 se dará una fase de transición; y en 2022 se iniciará la recuperación de la senda de crecimiento que traía la industria antes de la pandemia.

En este sentido, respecto al precio del barril de referencia Brent, el cierre promedio de 2020 estimamos que se encontrará aproximadamente entre 35-45 USD/BI; en 2021 entre 50-60 USD y en 2022 entre 60-70 USD, siendo así el precio la principal variable de la recuperación. Así mismo, la producción promedio de crudo nacional se encontrará entre 780-810 KBPD en 2020, entre 755-794 KBPD en 2021 y entre 770 y 818 KBPD en 2022. Por su parte, la actividad de taladros se encontrará en promedio anual entre 68 y 77 en 2020, entre 81 y 104 en 2022, en 2022 entre 107 y 132.

11.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Para que se lleve a cabo una exitosa reactivación del sector petrolero en toda su cadena de valor y lograr alejarnos cada vez más de los escenarios que planteamos como Crítico y Muy Crítico para los años 2020-2022, se deberán generar las condiciones adecuadas para incentivar las inversiones y las operaciones de la industria. En este sentido, resulta de vital importancia la estabilidad jurídica y económica, la apertura de líneas de crédito, un régimen fiscal competitivo y finalmente, la viabilidad operacional a partir de una mayor seguridad en las regiones y la reducción en la conflictividad social.

Estos aspectos representan los principales cuellos de botella que impiden la exitosa reactivación del sector y deben ser los pilares fundamentales para mejorar la competitividad y llevar a cabo la política de reactivación sostenible liderada por el Gobierno Nacional.

12. CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

12.1 CONCLUSIONES

Si bien, por la naturaleza misma del negocio y los riesgos asociados existe una diferencia entre los ingresos y los resultados netos entre el segmento de E&P y el de B&S, las compañías de B&S no se han podido terminar de recuperarse de la crisis de 2014, a diferencia del segmento de las operadoras.

Esta disparidad tiene grandes consecuencias, en especial pensando a futuro y en la manera en la que ambos segmentos enfrentarán la crisis en el inmediato corto plazo.

En la actualidad se maneja una relación contractual de corto plazo, la cual no permite una adecuada planeación, capacitación y desarrollo de la mano de obra en las regiones. Por otro lado, sin los principios de corresponsabilidad y proporcionalidad en las operaciones, los parámetros contractuales para las empresas de B&S son, hoy por hoy, de alta incertidumbre en temáticas ambientales, sociales y de responsabilidad operativa en general, poniendo en riesgo la sostenibilidad y la competitividad de largo plazo del negocio.

12.2 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Si bien, las conversaciones con las empresas E&P han permitido una mejor relación contractual, se debe reevaluar el modelo de contratación entre las empresas E&P y las de B&S, dado que es insostenible, no permite llevar desarrollo a las regiones y bajo estas condiciones, la viabilidad del segmento de B&S se encuentra en peligro. Debemos pensar en alianzas hacia el largo plazo que permitan compartir ponderadamente los riesgos de las operaciones.

Esta coyuntura debe ser la oportunidad de hacer este cambio en el paradigma de relacionamiento. Sin un sector de B&S sostenible, no habrá una industria de O&G sostenible en Colombia, y esto será costoso en el corto y mediano plazo en términos de competitividad para el país.

Desde el gremio hemos impulsado la necesidad de aplicar estándares internacionales para la contratación de bienes y servicios petroleros. Lo anterior debe ir acompañado de una reingeniería total del sistema de pagos y de un cambio en el modelo de relacionamiento contractual, que privilegie las relaciones de largo plazo y la generación de valor agregado.

La reactivación pasa por la necesidad de lograr planear y capitalizar las eficiencias operacionales, tener operaciones incentivadas, operaciones con riesgos y un modelo de alianzas que nos permitan ser más efectivos y eficientes, así como preparar y especializar la mano de obra local, para así brindarle sostenibilidad a la oferta de B&S petroleros y, por tanto, al sector O&G en su conjunto. 🍷



CAMPETROL

| Petróleo • Gas • Energía

14. BIBLIOGRAFÍA

- AICPA. (2018). *Audit and Accounting Guide: Entities With Oil and Gas Producing Activities*. New York: Wiley.
- ANH. (2019). *Informe de gestión 2019*. Bogotá D.C.: ANH.
- ANH. (2020). *Producción fiscalizada de Colombia*. Bogotá: ANH.
- ANP. (31 de Marzo de 2020). *Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019*. Obtenido de ANP: <http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>
- Banco Mundial. (Junio de 2020). *Perspectivas económicas mundiales: América Latina y el Caribe*. Obtenido de <http://pubdocs.worldbank.org/en/657071588788309322/Global-Economic-Prospects-June-2020-Regional-Overview-LAC-SP.pdf>
- CNH. (Junio de 2020). *Reporte de reservas de hidrocarburos*. Obtenido de Datos abiertos México: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos>
- DNP. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022*.
- Ecopetrol. (Octubre de 2019). *Situación del mercado del gas en Colombia*. Obtenido de Asoenergía: <https://www.asoenergia.com/sites/default/files/2020-05/17.10.2019-El-futuro-de-la-oferta-de-gas-en-Colombia-campos-on-shore-y-offshore-convencionales-fracking-e-importacio%CC%81n-Pedro-Manrique.pdf>
- EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico*. EIA.
- EIA. (2020). *What drives crude oil prices*. Washigton.
- Evaluate Energy. (2013). *How to calculate the break even cost of oil & gas production*. Calgary.
- FMI. (26 de Junio de 2020). *Blog Diálogo a Fondo*. Obtenido de Perspectivas para América Latina y el Caribe: La pandemia se intensifica: <https://blog-dialogoafondo.imf.org/?p=13682>
- John Hopkins University. (2020). *COVID-19 Information*. Baltimore.
- López, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. M. (2012). La economía petrolera en Colombia (Parte I). Marco legal - contractual y principales eslabones de la cadena de producción (1920-2010). *Borradores de Economía No. 692*.
- Mariano, E. (2019). Campos Ixachi, Xikin y Esah, apuestas de Pemex. *Energy & Commerce*.
- Ministerio de Energía y Recursos No Renovables. (2019). *Informe anual de potencial hidrocarburiífero del Ecuador*. Quito: MERNR.
- Petrobras. (2019). *Our activities: Pre-Salt*. Obtenido de Petrobras: <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/pre-sal-novo.htm>
- Promigas. (2018). *Informe del sector gas natural en Perú 2018*. Lima: Promigas.
- Romo, D. (2015). El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana. *Problemas del desarrollo*, 141-164. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.rpd.2015.10.007>
- Stocker , M., Baffes, J., & Vorisek, D. (2018). *What triggered the oil price plunge of 2014-2016 and why it failed to deliver an economic impetus in eight charts*. Washigton D.C.: Banco Mundial.
- Universidad Nacional de Colombia. (2005). *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?* Centro de Investigaciones para el Desarrollo.
- World Energy Trade. (18 de junio de 2019). Petrobrás realiza el mayor descubrimiento de gas en la cuenca de Sergipe desde 2006. *World Energy Trade*.

¡CONOCE NUESTRA NUEVA REVISTA DIGITAL!



MAGAZINE

JULIO 2020 - Ed. #5

Resiliencia y solidaridad
en tiempos del

COVID-19

CON LA PARTICIPACIÓN DE:

GIP · Independence · Masa y Stork · Tenaris
• Geoambiental · Global Has · SGS · Soluxionar

EVOLUCIONAMOS CON LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA



CAMPETROL

| Petróleo • Gas • Energía