BOGOTÁ, 7 DE DICIEMBRE DE 2021

CONTRIBUCIONES SECTORIALES Y NACIONALES DEL GRUPO ECOPETROL ENTRE 2010 Y 2020

Presentado a ECOPETROL por FEDESARROLLO

Directora | Astrid Martínez Ortiz
Investigadoras | Astrid Martínez Ortiz, Martha Elena Delgado
Asistentes | Omar A. Martínez, Juan Restrepo R.



Fedesarrollo
Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.
Teléfono: (571) 3259777

@Fedesarrollo

FEDESARROLLO
Centro de Investigación Económica y Social

Contribuciones sectoriales y nacionales del Grupo Ecopetrol entre 2010 y 2020

Presentado a ECOPETROL por FEDESARROLLO

Directora Astrid Martínez

Investigadoras

Astrid Martínez Ortiz
Martha Elena Delgado

Asistentes

Omar A. Martínez
Juan Restrepo R

Bogotá, 7 de diciembre de 2021

Contenido

INTRODUCCIÓN 5
MACROECONOMÍA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS DE LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS 12
1. Contexto internacional 12
2. Contribución macroeconómica del sector de hidrocarburos en Colombia. 15
Conclusiones del impacto macroeconómico 48
ANÁLISIS DE LA CADENA DE VALOR
1. Exploración y producción 50
Exploración 51
Producción de crudo y gas 65
Reservas de petróleo y gas 76
2. Transporte 84
3. Refinación y Petroquímica 89
4. Suministro y comercialización 103
5. Innovación para mejores y nuevos productos 121
ECOPETROL Y SUS GRUPOS DE INTERÉS 2010-2020 129
Accionistas e inversionistas 130
Clientes 130
Empleados, sus familias y pensionados 132
Proveedores, sus empleados y contratistas 132
Sociedad y comunidad 134
Inversión social 134
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 138

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Inversión por segmento Grupo Ecopetrol 7
Gráfico 2. Balance oferta – demanda de petróleo y precio del Brent (2010-2020) 11
Gráfico *3*. Crecimiento valor agregado de hidrocarburos vs. Crecimiento PIB Real 12
Gráfico 4. Participación del valor agregado de los hidrocarburos en el PIB 13
Gráfico 5. Número de pozos exploratorios 2010-2020 14
Gráfico 6. Producción total de petróleo y gas. Ecopetrol y país 2010-2020 15
Gráfico 7. Empleos del sector de explotación de minas y participación *2010-2020* 16
Gráfico 8. Exportaciones petroleras y participación 18
Gráfico 9. Inversión extranjera directa en Colombia (IED) 19
Gráfico 10. Balanza comercial 2010-2020 20
Gráfico 11. Tasa de cambio nominal vs Precio del Brent 21
Gráfico 12. Descomposición de los ingresos totales del GNC 22
Gráfico 13. Aportes del sector hidrocarburos y participación en ingresos corrientes del Gobierno Nacional 23
Gráfico 14. Deuda bruta del GNC y déficit fiscal 24
Gráfico 15. Balance total del GNC y metas del balance estructural de la regla fiscal 25
Gráfico 16. Participación del sector de hidrocarburos en el recaudo de la nación 26
Gráfico 17. Impuestos propios pagados por Ecopetrol a la nación 28
Gráfico 18. Aportes por concepto de regalías 29
Gráfico 19. Regalías por hidrocarburos y minería 2010 – 2020 30
Gráfico 20. Distribución de las regalías 2010 – 2020 32
Gráfico 21. Distribución de Regalías Directas por hidrocarburos de municipios y departamentos acumuladas 2012-2020 34
Gráfico 22. Composición de los ingresos totales en los departamentos del país 2010-2020 35
Gráfico 23. Composición de los ingresos totales en los principales departamentos productores de crudo del país 2010-2020 36
Gráfico 24. Inversiones financiadas con recursos provenientes de regalías 2012 – 2020*(Clasificadas por departamento y fuente de financiación) 38
Gráfico 25. Inversiones financiadas con recursos provenientes de regalías 2012 – 2020* (Clasificadas por departamento y sector de inversión en el que se ejecuta el proyecto) 39
Gráfico 26 Número de pozos exploratorios 2010-2020 54
Gráfico 27 Precio anual del crudo Brent 55
Gráfico 28 Producción equivalente de crudo y gas -Grupo Ecopetrol- 56
Gráfico 29 Producción en producción -Grupo Ecopetrol- 57
Gráfico 30 Gas natural -Demanda total del país estimada- 57
Gráfico 31 Ventas y consumos de gas (Gbtud) Ecopetrol 58
Gráfico 32 Reservas Grupo Ecopetrol 74
Gráfico 33 Volúmenes transportados -Ecopetrol- 81
Gráfico 34 Inversión en transporte Grupo Ecopetrol 82
Gráfico 35 Pérdida total por hurto de hidrocarburos 84
Gráfico 36 Número de atentados 84
Gráfico 37 Inversión en Refinación-Ecopetrol- 92
Gráfico 38 Carga de crudo en las refinerías 93
Gráfico 39 Factor de utilización 96
Gráfico 40 Margen Bruto de Refinación (MBR) 97
Gráfico 41 Ventas de gasolina y turbocombustibles Grupo Ecopetrol 110
Gráfico 42 Exportaciones Ecopetrol S.A. -Volumen- 110
Gráfico 43 Valor de las exportaciones Ecopetrol S.A. 111
Gráfico 44 Importaciones Ecopetrol S.A. -Volumen- 111
Gráfico 45 Ingresos por ventas Grupo Ecopetrol 112
Gráfico 46 Ventas de productos refinados Grupo Ecopetrol 114
Gráfico 47 Ventas de diésel Grupo Ecopetrol 114

Gráfico 48 Ventas de gasolina (Bpd) 115
Gráfico 49 Ventas de diésel (Bpd) 115
Gráfico 50 Contratación total de bienes y servicios Ecopetrol 129
Gráfico 51 Inversión Social Ecopetrol 133

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 INVERSIÓN POR NEGOCIO -GRUPO ECOPETROL- 7
Tabla 2. SÍSMICA (KILÓMETROS EQUIVALENTES) 2010-2020 53
TABLA 3 INVERSIONES EXPLORATORIAS -GRUPO ECOPETROL 53
TABLA 4 INVERSIONES CON SOCIOS PARA LOS AÑOS 2016 A 2020. 71
TABLA 5 PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO 71
TABLA 6. RESERVAS DE ECOPETROL 2010-2014 76
TABLA 7 RESERVAS PROBADAS DE ECOPETROL 2015-2016 77
TABLA 8 RESERVAS PROBADAS DE ECOPETROL 2017-2020 79
TABLA 9. RESERVAS PROBADAS GRUPO ECOPETROL 79
TABLA 10 INVERSIONES EN REFINERÍAS 92
TABLA 11 INVENTARIO DE PROPIEDAD INTELECTUAL 2015-2020 120

INTRODUCCIÓN

Ecopetrol contrató con Fedesarrollo, con ocasión de su aniversario de 70 años un trabajo titulado:
"Estudio y análisis de las contribuciones sectoriales y territoriales, y aporte al cumplimiento de los objetivos de la política energética del país de la gestión del grupo Ecopetrol durante la última década y de su impacto en los potenciales escenarios de crecimiento de la economía colombiana, atendiendo los retos de la transición energética para la siguiente década a 2030"

En este documento se aborda la primera parte que consiste en el análisis de la contribución de Ecopetrol a la economía colombiana entre 2011 y 2020, En este trabajo se muestra el aporte macroeconómico de la empresa en la década pasada y la evolución de los segmentos de negocio de su cadena de valor[1].
La segunda parte del estudio sobre los retos de la próxima década para el Grupo Ecopetrol frente a la transición energética, se publica como un documento aparte en el repositorio de Fedesarrollo.
Las circunstancias que rodearon la operación de los negocios del Grupo Ecopetrol fueron muy diferentes a lo largo de los diez años bajo estudio. En 2011, cuando se celebraron los primeros sesenta años de Ecopetrol (Ecopetrol-Universidad de los Andes, 2011), el presidente de la compañía hizo varias reflexiones sobre la evolución de la empresa y su entorno económico e institucional.
La primera reflexión fue acerca del ocaso del modelo de asociación que, si bien había permitido, desde 1974, el descubrimiento de campos gigantes con socios de talla mundial, disuadió la explotación de campos más pequeños en los años noventa, cuando los precios de crudo fueron bajos. En los treinta años siguientes, hasta 2007, hubo restricciones macroeconómicas al crecimiento de la empresa. Además, Ecopetrol era la administradora del recurso público del subsuelo y reservaba las áreas que no podía explorar por falta de capacidad técnica o limitaciones financieras. El *government take* era alto en la medida en que Ecopetrol participaba en la renta petrolera sin haber incurrido en el riesgo de exploración, con lo cual el país perdía atractivo para los inversionistas petroleros mundiales.
La segunda reflexión consistió en anotar que la evolución de Ecopetrol se dio gracias a la innovación institucional. La empresa había contribuido a las finanzas públicas y al desarrollo de las regiones, pero había asumido tareas propias de las entidades públicas y se había rezagado en su fortalecimiento corporativo. En 2003 se dio una reforma (Decreto Legislativo 1760 de 2003) del contrato petrolero que reemplazó el contrato de asociación por uno de

[1] Este trabajo complementa el análisis hecho por la Universidad de los Andes en 2011, contratado por Ecopetrol para ilustrar los primeros 60 años de la empresa. Para la documentación de los siguientes 10 años, en el aniversario de los 70 años, Fedesarrollo contó con la invaluable colaboración de la vicepresidencia de Estrategia, de la Secretaría General, y de la Gerencia de Comunicaciones Corporativas. De igual forma, los vicepresidentes de los segmentos, el director del ICP y un gran número de funcionarios nos aportaron su perspectiva y profundo conocimiento de la empresa y de su entorno. El análisis macroeconómico estuvo a cargo de Martha Elena Delgado, directora del DAMS (Dirección de Análisis Macroeconómico y Sectorial) de Fedesarrollo y de su equipo. A todos ellos, nuestro agradecimiento.

concesión moderna, y que creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para administrar y regular el recurso del subsuelo, liquidar y pagar las regalías, y responder por el abastecimiento de hidrocarburos y derivados del país.

Liberada de sus responsabilidades administrativas en cuanto a la asignación de áreas exploratorias y el manejo de las regalías, la compañía se pudo concentrar en la consolidación de su crecimiento como empresa petrolera. Sin embargo, Ecopetrol S.A. estaba regida por la ley 489 de 1998 que regula la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional y tenía aún una meta fiscal, al hacer parte de la programación macroeconómica, lo que limitaba sus inversiones y su gestión empresarial.

Fue necesaria, entonces, una reforma adicional que le permitió a Ecopetrol convertirse en una sociedad de economía mixta, mediante la capitalización autorizada por la ley 1118 de 2006. Este proceso de democratización accionaria exigió varios ajustes, entre ellos, una declaración del accionista mayoritario en el sentido de asegurar que los precios administrados de combustibles serían regulados, con criterio de mercado. Adicionalmente, se adelantó una gestión gubernamental frente al Fondo Monetario Internacional (FMI) para no incluir a la empresa en las cuentas públicas.

La transformación fue profunda y coincidió con una fase de crecimiento sostenido de los precios del crudo en el mercado internacional hasta 2014. La empresa se centró en la generación de valor y fortaleció sus relaciones con los grupos de interés. Así mismo, se internacionalizó, ajustó su política salarial para atraer y retener el talento humano, y fortaleció el Instituto Colombiano de Petróleo, ICP. La nueva empresa ajustó su imagen corporativa con la figura de la iguana, símbolo de su compromiso ambiental[2], del proceso de internacionalización, que pronto emprendería, y de la incursión en otras áreas del mundo energético[3]

El acceso a fuentes financieras y los resultados de la operación permitieron 1) ampliar la exploración, invertir en campos descubiertos, emprender un amplio programa de incremento del factor de recobro, reevaluar el tamaño y extender el límite económico de los campos, y aumentar así las reservas probadas netas, 2) incrementar la producción de petróleo, gas natural y combustibles, y 3) adelantar las inversiones en refinación y transporte, así como adquirir algunos activos en el país y en el exterior.

Para contribuir a las necesidades ambientales, en 2011, Ecopetrol afirmó su importancia al ejercer mayores controles para evitar derrames de crudo y mitigar los impactos de la operación en el área de influencia. Además, un hito central en este compromiso con los asuntos ambientales fue el incremento de las inversiones para asegurar la producción y el consumo de combustibles limpios en el país. Las metas en 2011 contemplaban inversiones anuales de USD 8.000 millones hasta 2020, producción limpia[4] de un millón de barriles diarios de petróleo equivalente en 2015 y de 1,3 millones en 2020, aumentar la

---

[2] Esta imagen corporativa representa la capacidad del Grupo Ecopetrol de adaptarse y responder a circunstancias adversas. https://saaeuecpprdpecp.blob.core.windows.net/web/esp/manual-de-identidad/siv.html

[3] Gutierrez, J. en Ecopetrol-Universidad de los Andes, 2011.

[4] Con una interpretación amplia del concepto de limpio: "barriles limpios significa: sin accidentes, sin incidentes ambientales, en armonía con los grupos de interés, con normalidad laboral y de manera sostenible con una rentabilidad sobre el capital invertido (ROCE) del 17%" (Echeverri, F, 2013).

participación en las exportaciones totales del país a 57%, y ser una de las primeras 30 compañías petroleras del mundo.

Con respecto del entorno internacional y el futuro de la demanda de energía y, en particular, de los hidrocarburos, en 2011 ya se anticipaban algunas características del entorno de final del decenio. Según Juan Benavides, investigador de Fedesarrollo:

"El futuro del petróleo en las próximas décadas es incierto y por lo mismo fascinante. Los descubrimientos de gas no convencional en grandes cantidades ampliamente distribuidas, los esfuerzos de innovación tecnológica en transporte, la combustión limpia del carbón, el almacenamiento del dióxido de carbono, la utilización masiva de energías renovables (incluyendo la energía proveniente de las algas y la celulosa), la emergencia de las clases medias en China e India, entre otras fuerzas, cambiarán la geopolítica de la energía, el peso relativo de las diferentes fuentes de energía y obligarán a redefiniciones estratégicas de las empresas de este sector" (Ecopetrol-Universidad de los Andes, p.9).

La segunda década del siglo XXI en el sector petrolero colombiano fue muy dinámica. Después de la capitalización en 2007, en el inicio del siguiente decenio continuaron las acciones mediante las cuales el Grupo Ecopetrol fortaleció su gobierno corporativo: aumentó los pagos a la Nación (incluyendo regalías, dividendos e impuestos) pasando de $12,4 billones en 2007 a $27,3 billones, en 2012; se internacionalizó, con inversiones en Brasil, Perú y Estados Unidos (Golfo de México); llegó a tener 32 compañías en la cadena de valor, 18 de las cuales operativas o comerciales; listó sus acciones en las Bolsas de Valores de Nueva York, NYSE, y Toronto, TMX, y entró al Dow Jones Sustainability Index y, por último, entre 2008 y 2013, aumentó el monto de las inversiones en todos los segmentos de la cadena, el EBITDA, el volumen de las reservas de crudo y los pagos de dividendos (Echeverri, 2013).

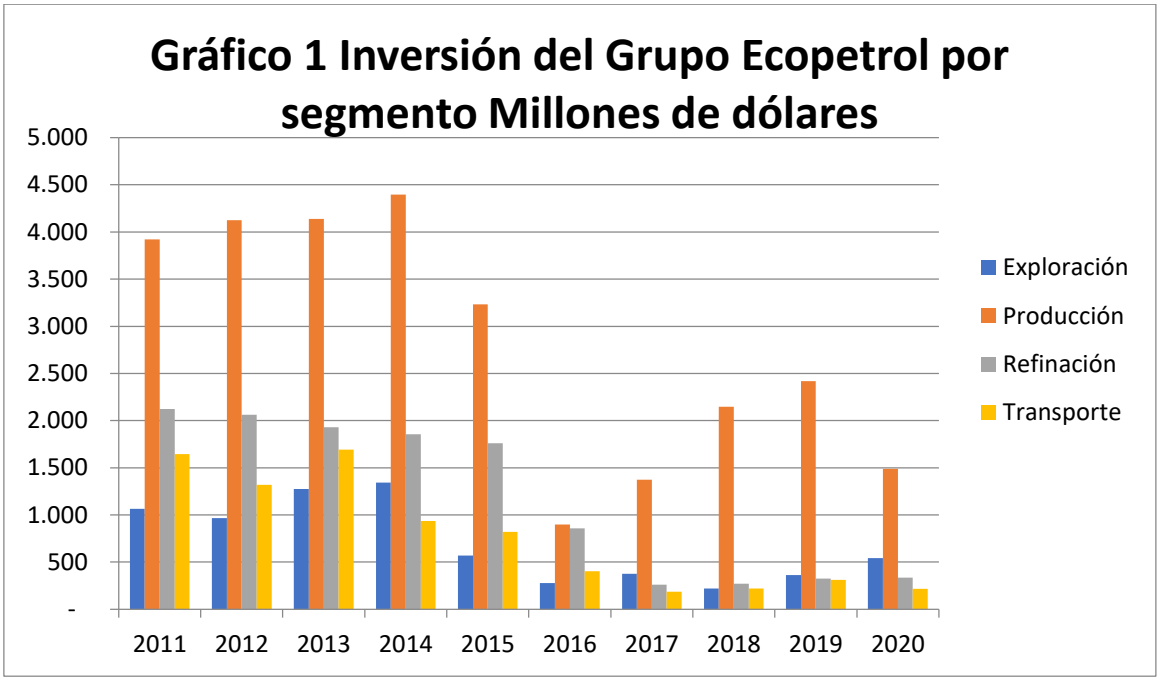


	TABLA 1 INVERSIÓN POR NEGOCIO -GRUPO ECOPETROL- (MILLONES DE DÓLARES)				
Año	**Exploración**	**Producción**	**Refinación**	**Transporte**	**Total**
2011	1.065	3.922	2.122	1.644	8.753
2012	965	4.126	2.062	1.320	8.473
2013	1.275	4.137	1.929	1.694	9.035
2014	1.343	4.395	1.855	935	8.529
2015	571	3.234	1.761	819	6.385
2016	279	899	857	402	2.436
2017	376	1.372	260	187	2.195
2018	219	2.149	271	221	2.860
2019	362	2.420	324	311	3.417
2020	543	1.488	335	218	2.584

Los altos precios del petróleo, en la primera mitad de la década pasada permitieron financiar un plan de inversiones de USD 8000 millones en promedio, entre 2011 y 2015, incrementar la producción de hidrocarburos y derivados, así como las exportaciones y las transferencias al gobierno nacional. De igual forma, las regiones productoras se beneficiaron de los ingresos por regalías, las oportunidades de empleo local y el crecimiento de los proveedores de bienes y servicios[5].

[5] La magnitud de estos impactos se ilustra en la sección de la contribución macroeconómica del sector de hidrocarburos.

En 2015, los precios internacionales del crudo cayeron abruptamente de USD 99 dólares el barril de Brent, promedio, en 2014 a USD 52, el siguiente año. El Grupo Ecopetrol, que ya había emprendido un proceso de cambio cultural de la organización empresarial y de la gestión por resultados desde 2007 (Echeverri, 2013). Pudo reaccionar a la crisis de mitad del decenio con la adopción de un Programa de transformación empresarial en 2015 centrado en la generación de valor, la adopción de una estricta disciplina de capital, la protección de la caja, haciendo gestión del portafolio y de los riesgos financieros, económicos y del entorno, y adoptando cambios en la estructura organizativa y la cultura empresarial[6].

En el segundo quinquenio de la década, los indicadores cambiaron drásticamente y se ajustaron ante las nuevas condiciones del mercado internacional. El portafolio de inversiones, que había sido de $8 billones promedio en el periodo 2011-2015, se redujo a $2,4 billones en 2016 y se recuperó hasta $3,4 billones en 2019. Las utilidades netas, que habían sido de $15,4 billones en 2011, cayeron a $2,4 billones en 2016, y se recuperaron notablemente hasta $14 billones en 2019. En los años críticos para el *core* del negocio de exploración y producción, en 2016 y 2020, el segmento de transporte y logística aportó resultados financieros importantes que compensaron la caída de las utilidades netas de la producción.

Se destaca la estabilidad de la evolución de los indicadores de producción de crudo en el decenio, a pesar de la volatilidad de los precios. La producción de crudo en 2011 fue de 616 mil barriles día, kbd; subió a 651kbd en 2013 y descendió a 591kbd en 2019. Entre 2013 y 2019, la producción cayó apenas un 9,2% mientras que los precios disminuyeron un 40%, entre los dos años. Como se verá en el análisis por segmentos de negocio, este resultado es el fruto de iniciativas como el programa de recobro y de las eficiencias obtenidas en los procesos de producción, así como del programa de transformación empresarial.

A final de la década, se recuperaron los indicadores operacionales y financieros del Grupo Ecopetrol y se asumieron nuevos retos, en particular en lo ambiental y frente a la transición energética [7], como lo afirmó el presidente de Ecopetrol:

"El 2019 lo recordaremos como uno de los años mas relevantes de los 68 años de historia de Ecopetrol por los avances en nuestro compromiso con la transición energética, descarbonización y profundización de la inversión ambiental, así como el fortalecimiento de nuestra Empresa en el frente internacional, además de los sobresalientes resultados operativos y financieros[8]"

Los aportes macroeconómicos del sector petrolero variaron a lo largo de los últimos diez años. La suma de los impuestos más los dividendos representó más del 15% de los ingresos totales del Gobierno Nacional Central (GNC) y un 2,5% del PIB entre 2011 y 2014, mientras que, en 2016, esa suma apenas superó el 0,1% del PIB. En 2019, ese indicador se recuperó hasta el 1,5% del PIB. La contribución fiscal de Ecopetrol, que en 2012 fue de más de 8

[6] Echeverry, J. C. Mensaje del presidente a los accionistas, RIGS, 2015.

[7] La descripción de las estrategias del negocio, para la próxima década, se analizan en segundo documento de Fedesarrollo Los retos del grupo Ecopetrol y del país frente a la transición energética (fedesarrollo.org.co).

[8] Bayón, F. (2019). Mensaje a nuestros grupos de interés. RIGS, 2019, p. 21.

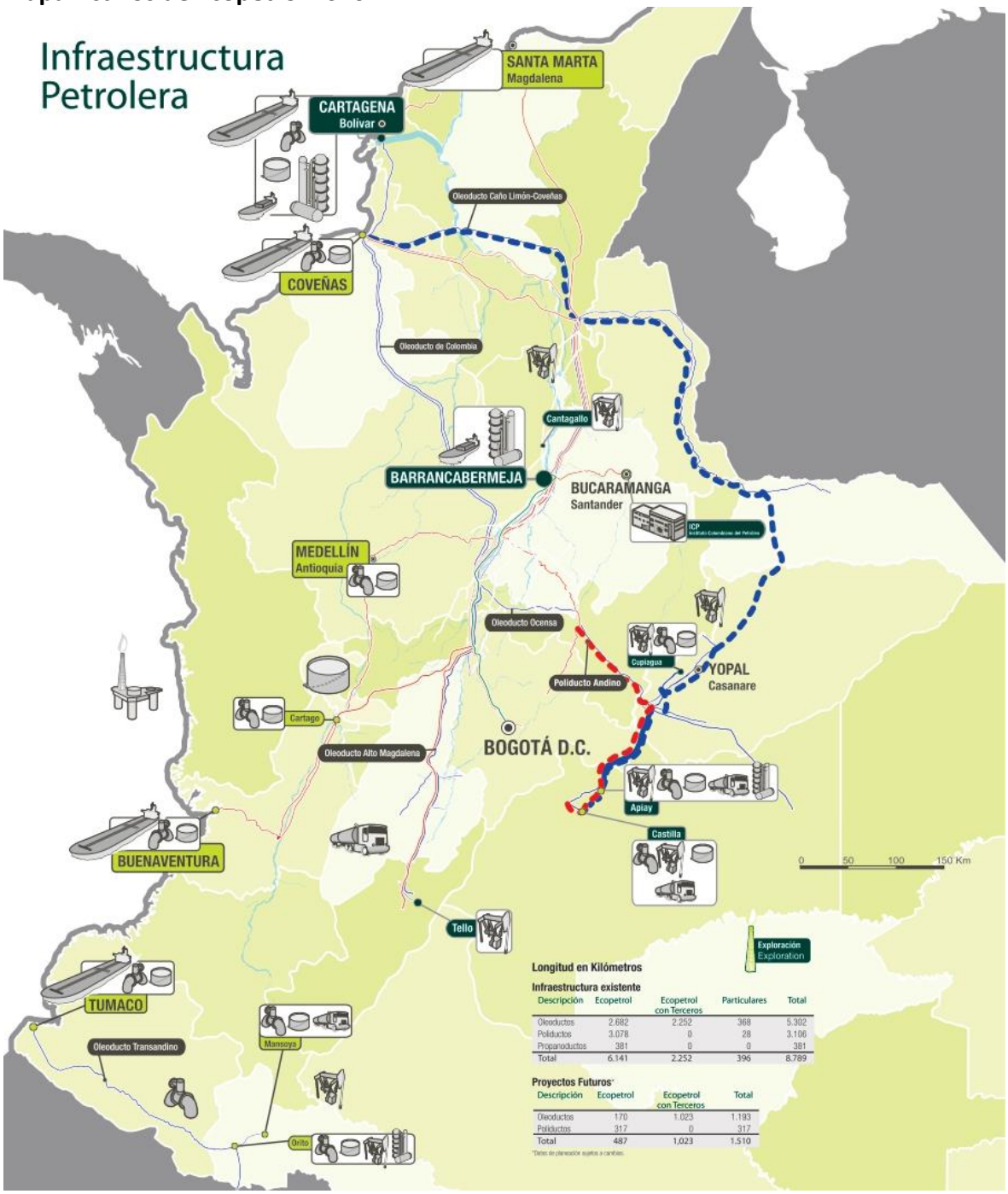
billones de pesos, equivalente al 8,8% de los ingresos del GNC, entre 2014 y 2017 fue de sólo 2,1 billones de pesos, cada año, y, entre 2018 y 2020, fue de $3,2 billones cada año.

La participación del petróleo y sus derivados en el total de las exportaciones colombianas ha sido muy alta en los últimos diez años. Entre 2010 y 2013, las ventas externas de hidrocarburos representaron la mitad del total; entre 2014 y 2016, contribuyeron con el 42,4% y, en 2019, aportaron el 40,4% de las exportaciones totales. Este aporte al balance externo del país se complementa con la capacidad del sector de atraer inversión externa directa, la cual ha sido importante, pero variable en el último decenio. En 2012, el flujo externo de capital al sector petrolero colombiano representó el 36% del total; a partir de ahí, la contribución bajó todos los años hasta 2016, cuando sumó el 17%. Después de una recuperación al 22%, en 2017 y 2018, en 2019 la inversión externa directa petrolera sumó USD 2755 millones, pero la participación bajó a 19%. En el año 2020, al igual que en otros indicadores, debido a la crisis del COVID-19, la inversión externa también fue impactada con una reducción del 50%, llegando a USD 1398 millones.

En el año 2020, la pandemia afectó la demanda internacional de crudo y el exceso de oferta condujo a la caída de las cotizaciones. Por ello, la OPEP y sus aliados acordaron una fuerte reducción de la producción. Los indicadores globales de la industria de 2020 están lejos de lo previsto diez años antes y, en 2021, la reactivación económica mundial llevó a un incremento paulatino y sostenido de la demanda mundial de hidrocarburos. Los precios se recuperaron y la oferta respondió con algún rezago, debido a restricciones técnicas y a la existencia del acuerdo de la OPEP+ que reduce el recorte pactado de manera paulatina, para evitar una caída abrupta de las cotizaciones en el mercado mundial.

El Grupo Ecopetrol ha construido por sí y con sus socios, una cadena de producción, transporte, refinación y procesamiento de hidrocarburos que contribuye a la seguridad energética y el abastecimiento de combustibles líquidos, gas natural, y productos derivados y petroquímicos en todo el país, a lo largo de sus 70 años de existencia (Ver mapa).

Mapa Activos de Ecopetrol 2020



En este documento se analizan, en primer lugar, los aportes del sector petrolero y del Grupo Ecopetrol a la economía colombiana y a las finanzas de las entidades territoriales y, en segundo lugar, la dinámica en el nivel de cada uno de los segmentos del Grupo, y la relación con sus grupos de interés a lo largo de los últimos diez años. Los retos y las proyecciones del Grupo Ecopetrol frente a la transición energética en curso son analizados en el segundo documento de Fedesarrollo ya citado.

MACROECONOMÍA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS DE LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS

1. Contexto internacional

Durante los últimos 10 años el precio del petróleo se caracterizó por tener un comportamiento variable y se situó en un promedio de USD76,7 por barril. Se pueden identificar 4 periodos de su evolución. En un primer periodo (2010-2013), el precio del Brent alcanzó máximos históricos, ubicando el promedio del cuatrienio en USD102,9 por barril en un contexto donde las economías se recuperaban rápidamente de la crisis financiera de 2009 y se intensificaba la tensión geopolítica en el Medio Oriente. El levantamiento del pueblo libio durante 2011, junto con otros levantamientos en la región que incentivaron la acumulación de inventarios, generaron tensiones que afectaron las expectativas de los agentes en el mercado, incrementando así el precio de los futuros de petróleo (Villar et al, 2014).

En el período de expansión de los precios internacionales, se dieron cambios importantes en la industria petrolera en el nivel mundial: de un lado, se favoreció el desarrollo de yacimientos más costosos como los del *shale* en Estados Unidos y con ello, el aumento de la oferta mundial, y de la participación de este país en la producción total de hidrocarburos. Cambió por completo el mapa mundial de la energía (Yergin, 2020)

A finales de 2014, se observó una caída importante de los precios del petróleo ubicando su nivel promedio en $USD63,3 por barril, entre 2014 y 2017. Este suceso fue el resultado de un conjunto de factores dentro de los que se destacan: i) el incremento de la producción en los Estados Unidos desde 2011 como resultado del aumento de la extracción de crudos de los yacimientos no convencionales[9], ii) la estabilidad de la producción en Rusia, Libia e Iraq pese a los conflictos bélicos y políticos, contrario a las expectativas de posibles problemas de suministro que, al no concretarse, llevaron a una corrección de las expectativas de los precios (Garavito et al., 2014) y, iii) la decisión de mantener los niveles de producción por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a pesar de la caída de precios. Esto como una estrategia para mantener su participación en el mercado, afectando la oferta creciente de crudos de esquisto (o yacimientos no convencionales en Estados Unidos) que, debido a sus mayores costos de extracción en aquel momento, podrían dejar de ser rentables (Arezki y Blanchard, 2014).

El sorprendente crecimiento de la producción de petróleo de esquisto en Estados Unidos junto con la decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo de mantener la producción jugaron un papel central en la caída inicial de los precios del petróleo. Sumado a un crecimiento mundial más débil de lo esperado y las preocupaciones sobre la dinámica de la economía china, a fines de 2015, también ayudaron a explicar la persistencia de la caída de los precios.

[9] Este comportamiento estuvo impulsado por los altos precios del petróleo de años anteriores, que permitieron cubrir los mayores costos asociados al uso de tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal (Kemp, 2015).

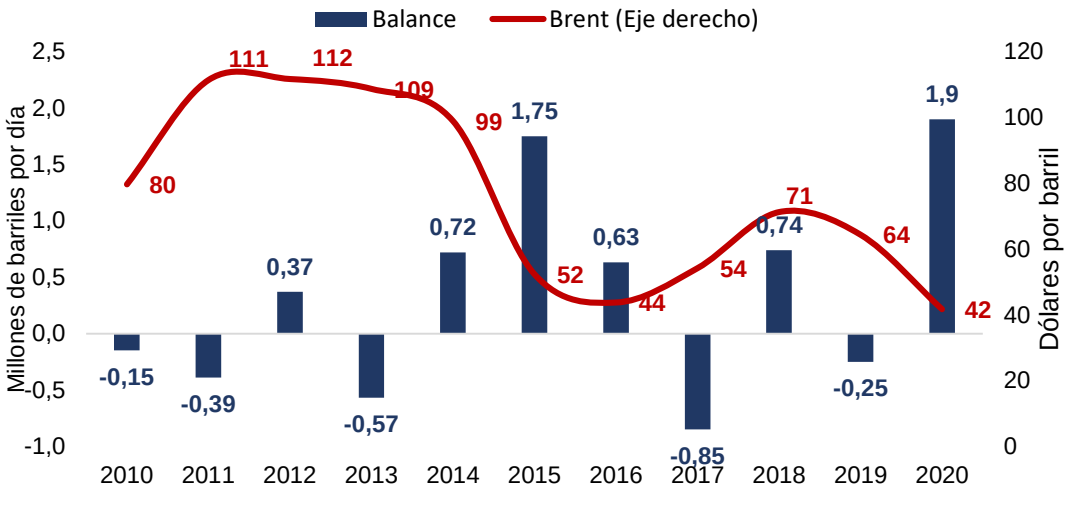
Asimismo, la desaceleración económica global y la reacción del mercado financiero relacionada con este *commodity*, donde los fondos de cobertura y otros agentes del mercado redujeron significativamente sus posiciones netas largas en futuros y opciones de crudo, redundaron en presiones adicionales a la baja sobre el precio del petróleo (Toro et al., 2015). Por el lado de las empresas productoras, la caída en los precios llevó a una reducción de sus inversiones, que en el mediano plazo tuvo como consecuencia una caída de la producción, especialmente en las compañías con mayor sensibilidad al precio del crudo. Además, la caída de los precios del petróleo entre 2014 y 2016 fue una de las más pronunciadas de la historia y puso a prueba la resistencia de los exportadores de petróleo.
Como era de esperar, muchos países sufrieron una desaceleración significativa de la actividad económica que provocó grandes desviaciones del crecimiento del PIB real en 2015 y 2016 en relación con las previsiones realizadas antes del *shock*. Sin embargo, algunos países resistieron el impacto negativo de la oferta inducido por la caída de los precios del petróleo mucho mejor que otros, lo que refleja unas condiciones iniciales más sólidas al inicio de la crisis (Grigoli et al, 2017).
Desde finales de 2017 y hasta 2018, el precio del Brent mostró una tendencia a la recuperación, pero en niveles muy inferiores a los registrados en el inicio de la década. En los últimos meses de 2018, Estados Unidos y China iniciaron una disputa comercial en la que ambos países instauraron medidas para limitar sus importaciones bilaterales llevando a un incremento sustancial de la incertidumbre global ante una posible ralentización del crecimiento económico mundial. Además, el proceso de salida del Reino Unido de la Unión Europea (Brexit) agudizó las tensiones sobre el crecimiento europeo y su impacto en el resto de los países. En este sentido, a pesar de observarse un exceso de demanda de crudo en 2019, el precio se redujo frente al año anterior.
A inicios de marzo de 2020, la OPEP y sus aliados se reunieron para fijar un nuevo recorte con el fin de mantener los precios altos del crudo ante un escenario de sobreoferta y debilitamiento de la demanda. Sin embargo, Rusia no aceptó el recorte, argumentando que perdería mercado y que su economía se podía sostener en términos fiscales, con un precio por encima de los USD42 por barril. Tras la negativa de Rusia, la estatal petrolera de Arabia Saudita, Saudi Aramco, señaló que incrementaría su producción hasta los 12,2 millones de barriles por día mbpd (un incremento de 2 mbpd), con el objetivo de aumentar las presiones a la baja en los precios y obligar así al gobierno ruso a retomar la alianza para incentivar los precios al alza, recortando su producción. No obstante, la estatal rusa Rosneft afirmó que, como respuesta a la amenaza saudí, incrementaría su producción en 500 mil barriles por día. Lo anterior dio comienzo a una guerra de precios entre estas dos naciones jalonando los precios a la baja en un contexto de una sobreoferta de aproximadamente 2,5 mbpd, en medio de una coyuntura de incertidumbre debido a la pandemia del COVID-19.
Posteriormente, la expansión del virus en los países avanzados y emergentes en abril de 2020 implicó una reducción notable de la demanda mundial derivada de los confinamientos que llevaron a una reducción del consumo del sector transporte, y a un cierre global de las actividades industriales y, en general, de buena parte de los procesos productivos durante varios meses. Fue la logística del transporte la que experimentó un mayor choque debido a la reducción tanto de pasajeros como de carga, sumado a las restricciones de ingreso a varios países, lo que se tradujo en una menor demanda por combustibles, en vista de que

los buques, aviones y camiones de carga- con algunas excepciones para bienes esenciales y viajes humanitarios- no podían circular; el costo de los fletes se incrementó. El exceso de oferta global de petróleo de hasta 9 mbd (superior en más de 7 mbd al registro promedio normal de la brecha oferta demanda), llevó a un acuerdo de OPEP+[10] de recortar la producción, lo cual no pudo evitar el desplome de los precios del petróleo, que terminó con un promedio de USD 42 por barril para la referencia Brent, en 2020.

Desde inicios de 2020, el precio del petróleo mantuvo una tendencia decreciente, pasando de un promedio de USD 63,7 por barril en enero a un promedio de USD 26,6 en abril. A partir de mayo de 2020, los precios del crudo entraron en una fase de recuperación generada por el recorte de la oferta acordado por los productores en el mes de abril y por el levantamiento gradual de las medidas de distanciamiento social en varios países, permitiendo así reactivar la demanda global de petróleo. Adicionalmente, en junio, la OPEP acordó con sus países aliados extender el acuerdo de recorte de producción, lo cual permitió mantener el ritmo de recuperación de precios, llegando a una cotización promedio de USD 45 por barril en agosto. Durante el mes de octubre los precios del crudo presentaron una disminución ubicándose en USD41 por barril, como resultado de las menores perspectivas de recuperación de la demanda mundial, producto de las nuevas restricciones por el rebrote del virus en varios países. En contraste, a partir de noviembre, el precio del crudo presentó un repunte, obedeciendo a los beneficios que traería la distribución masiva de la vacuna contra el COVID-19 en los países demandantes de petróleo. A lo anterior se sumó que la OPEP+ decidió hacer más lento el desmonte del recorte de la producción a partir de enero de 2021 que lo acordado previamente. Así pues, la cotización del Brent cerró en un promedio mensual de USD 50,2 por barril en diciembre.

[10] En 1996, se sumaron 10 países a los 13 de la OPEP y formaron la OPEP+. Los nuevos países no hacen parte de la OPEP, pero acuerdan eventualmente acciones puntuales.

Gráfico 2. Balance oferta – demanda de petróleo y precio del Brent (2010-2020)



Fuente: EIA. Cálculos Fedesarrollo.

2. Contribución macroeconómica del sector de hidrocarburos[11] en Colombia.

En esta sección se lleva a cabo un análisis detallado de la importancia del sector de hidrocarburos en la economía colombiana en la última década (2011-2020). El sector petrolero en Colombia cumple un rol importante en materia productiva. Si bien su aporte al total del Producto Interno Bruto se ha reducido durante los últimos años, el valor agregado del sector tuvo una participación promedio del 4,3% en el PIB real. Además, la producción de crudo requiere también bienes y servicios de otros sectores y genera encadenamientos hacia adelante al ser demandados por la actividad de refinación. Por otro lado, el sector es un generador de empleo formal, contribuyendo con 47 mil empleos directos en promedio dentro del sector[12].

El petróleo es el primer producto de exportación con el 42,7% del total de las exportaciones en la última década. En línea con la actividad real y la dinámica exportadora, el sector petrolero atrajo inversión externa directa, cerca de USD 3471 millones anuales entre 2011 y 2020. Todo este impacto del sector petrolero sobre los flujos reales, externos y financieros de la economía colombiana determina en buena parte la tasa de cambio nominal. Por ejemplo, entre 2011 y 2015, los altos niveles de producción de crudo en el país y la buena dinámica tanto en la inversión extranjera como en las exportaciones coincidieron con una alta oferta de divisas que implicó niveles de la tasa de cambio nominal por debajo de $1.900 por dólar. Por otro lado, ante la crisis de los precios a finales de 2014, que llevó a una

[11] El sector de hidrocarburos comprende la extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural.

[12] Las cifras que publica Ecopetrol en sus informes, en 2021, de alrededor de 17.000 empleos directos y de 50.000 indirectos, no contradicen esta cifra. Por metodología, los empleos generados por los encadenamientos en otros sectores se registran por el DANE en los demás sectores.

reducción de la inversión extranjera directa, IED, que derivó en una reducción de la producción de crudo y consecuentemente una reducción de las exportaciones tanto en precio como en cantidades, el tipo de cambio nominal promedió los $3.190 por dólar, entre 2016 y 2020.

Además de su aporte al crecimiento y al balance externo de la economía, el sector es el principal contribuyente en las finanzas del Estado, generando ingresos a través de varias vías. De un lado, a través de los impuestos directos e indirectos, donde las empresas tanto públicas como privadas del sector pagan el impuesto de renta, aranceles e IVA. De otro lado, Ecopetrol, siendo una compañía mixta, genera dividendos para el gobierno nacional al ser el estado colombiano su mayor accionista. En tercer lugar, por tratarse de un recurso natural no renovable, quienes explotan los hidrocarburos deben pagar una contraprestación al Estado, dueño del subsuelo, bajo la forma de regalías.

En promedio, en la última década, los ingresos tributarios petroleros aportaron cerca del 0,7% del PIB a los ingresos totales del Gobierno Central. Por su parte, los ingresos de capital petrolero a través de dividendos contribuyeron en promedio 0,8% del PIB a los ingresos totales del Gobierno Central. En el caso de las regalías, estas representan recursos importantes para las entidades territoriales y, en el transcurso de los últimos 10 años, promediaron el 0,8% del PIB equivalente a $6,3 billones anuales.

Teniendo en cuenta estas particularidades, esta sección describe los aportes de la actividad extractiva al sector real, a las finanzas públicas y a las cuentas externas, en el nivel macroeconómico.

2.1. Sector Real

El sector de hidrocarburos aporta a la producción, la inversión y el empleo en la economía.

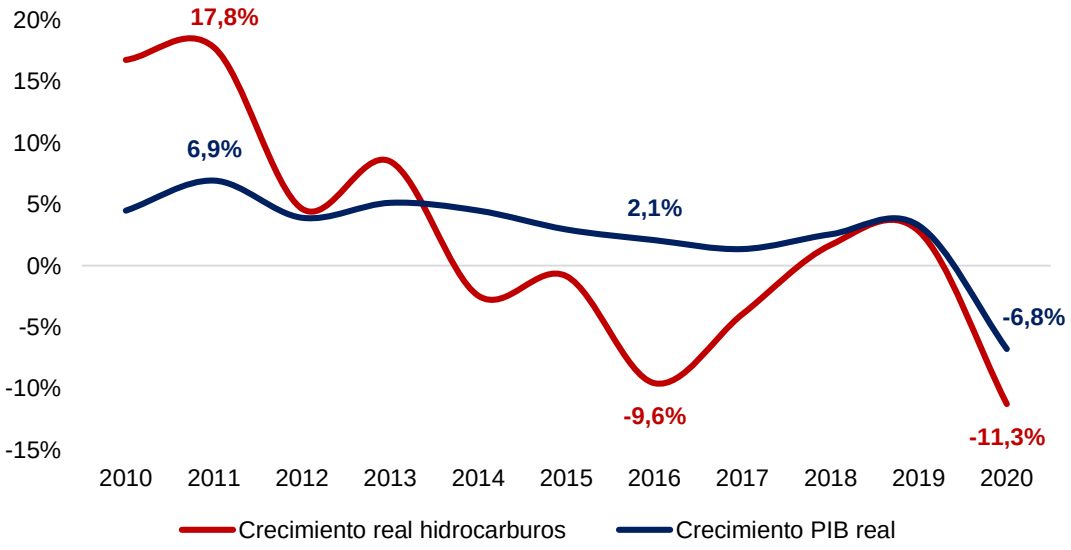
2.1.1. Aporte al valor agregado de la economía.

El primer punto de vista del análisis real es la importancia del valor agregado del sector de hidrocarburos en el PIB nacional. El Gráfico 3 compara el crecimiento anual del sector con el crecimiento total de la economía y se observa que en la última década el ritmo de expansión de la economía ha tenido una tendencia similar a la dinámica del sector petrolero. El sector de hidrocarburos ha experimentado un crecimiento promedio anual de 2,2% en los últimos 10 años, comparado con el 2,8% de la economía colombiana, con comportamientos variables en los últimos años.

Entre 2010 y 2013, el valor agregado del sector de hidrocarburos aumentó a un ritmo promedio de 11,9%, consistente con los altos niveles del precio internacional del petróleo Brent (promedio de USD 102,9 por barril). Consecuentemente, el sector de explotación de minas y canteras fue el cuarto sector más importante en la economía después del comercio, la industria y la administración pública. Específicamente el valor agregado de hidrocarburos tuvo una participación promedio de 7,9% en el PIB nominal y de 4,3% en el PIB real. La economía creció en promedio 5,1% en este mismo periodo donde el sector petrolero contribuyó en promedio con 0,47 puntos porcentuales (pps).

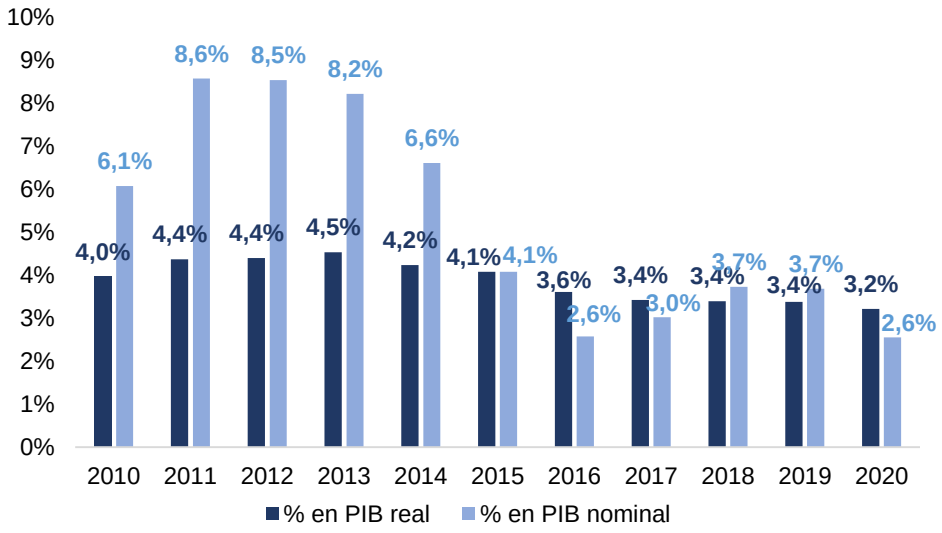
No obstante, durante el periodo 2014-2017, el sector hidrocarburos se contrajo en promedio 4,2% anual como consecuencia de la crisis de los precios del petróleo que inició en 2014. El valor de la producción de petróleo y gas natural se redujo en este periodo e implicó que la participación del PIB nominal disminuyera hasta ubicarse en un 4,1% en promedio y del PIB real en un 3,8%. En este sentido, el PIB real se desaceleró y creció a un ritmo promedio de 2,7%, donde la contracción del sector de hidrocarburos le restó 0,17 pps a la tasa de crecimiento de la economía. Entre 2018 y 2019 se observó una leve recuperación en el sector de petróleo y gas al expandirse en 2,2% en promedio, pero el panorama cambió ante la crisis económica producto de la pandemia del COVID-19 en 2020. En el año en mención, el valor agregado del sector de hidrocarburos disminuyó 11,3% y el PIB total se contrajo en 6,8%. La caída del sector, mayor a la del Producto Interno Bruto, contribuyó en -0,4 pps a la variación del PIB total e implicó que la participación del rubro de hidrocarburos cerrara en los niveles más bajos de la década (3,2% en el PIB nominal y 2,6% en el PIB real).

Gráfico *3*. Crecimiento valor agregado de hidrocarburos vs. Crecimiento PIB Real



Fuente: DANE.

Gráfico 4. Participación del valor agregado de los hidrocarburos en el PIB



Fuente: DANE.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que el PIB de hidrocarburos crece por encima del total de la economía en tiempos de auge y se contrae más que el resto de la economía en tiempos de desaceleración o crisis. Su dinámica se explica por los precios internacionales del petróleo y muestra que, si bien el sector nunca ha alcanzado participaciones significativas en el producto interno, sí es un importante dinamizador de la actividad productiva y se relaciona de manera importante con el ciclo económico. Según Sachs y Larraín (1993), en momentos de altos precios se favorece el aumento del consumo interno, con un sesgo hacia los bienes no transables, y una estructura productiva basada en recursos naturales, servicios, construcción y transporte. En este sentido, un estudio de Fedesarrollo para la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (Villar et al., 2014) encontró que el impacto del boom petrolero sobre el PIB puede llegar a ser significativo. Entre 2006 y 2013, la ocurrencia de esta bonanza implicó que el PIB nacional creciera en promedio 0,9 puntos porcentuales más por año.

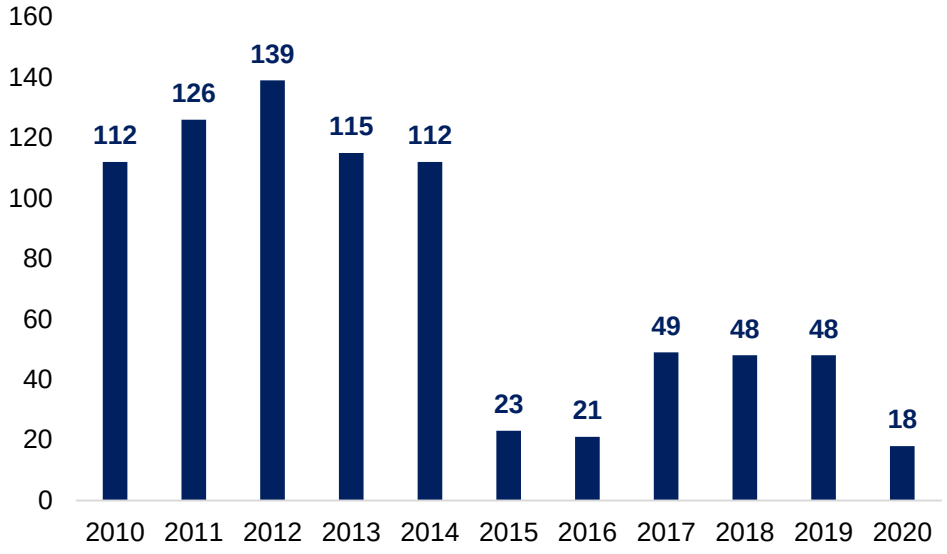
2.1.2. Actividad exploratoria de petróleo

El ciclo petrolero no sólo afecta la producción en los momentos de altos y bajos precios, sino que también impacta las decisiones de inversión, la actividad exploratoria y de desarrollo en los campos. En este sentido, la dirección de la variación del número de pozos exploratorios ha coincidido con la variación del valor agregado del sector de hidrocarburos. Específicamente entre 2010 y 2012 los pozos exploratorios presentaron un aumento considerable, pasando de 112 a 139 y, en los dos años siguientes, continuó la perforación de más de 100 pozos exploratorios por año. Posteriormente, en el bienio 2015-2016 se observó una reducción de 80,6% en el número de pozos perforados frente al bienio inmediatamente anterior, pasando de 227 entre 2013 y 2014 a 44 en el periodo en mención. La menor actividad extractiva se recuperó ligeramente entre 2017 y 2019, alcanzando un

promedio de 48 pozos perforados por año, pero esta situación se revirtió con la crisis de precios de principios de 2020 y la llegada del COVID-19, implicando así una nueva contracción de la actividad hasta cerrar en un nivel de 18 pozos exploratorios perforados, siendo este desempeño el menor de la década.

Las adiciones anuales de reservas probadas de hidrocarburos del país en el decenio han resultado de los nuevos descubrimientos, pero sobre todo de las incorporaciones por revaluaciones de reservas, tal y como lo publica la ANH cada año. Estas son el resultado del ajuste permanente de la valoración a precios de mercado y de las labores de revaluación de las reservas en los campos maduros, con inversiones y con técnicas como la *Near Field Exploration, infill exploration* y profundizaciones[13]

Gráfico 5. Colombia: Número de pozos exploratorios hidrocarburos 2010-2020



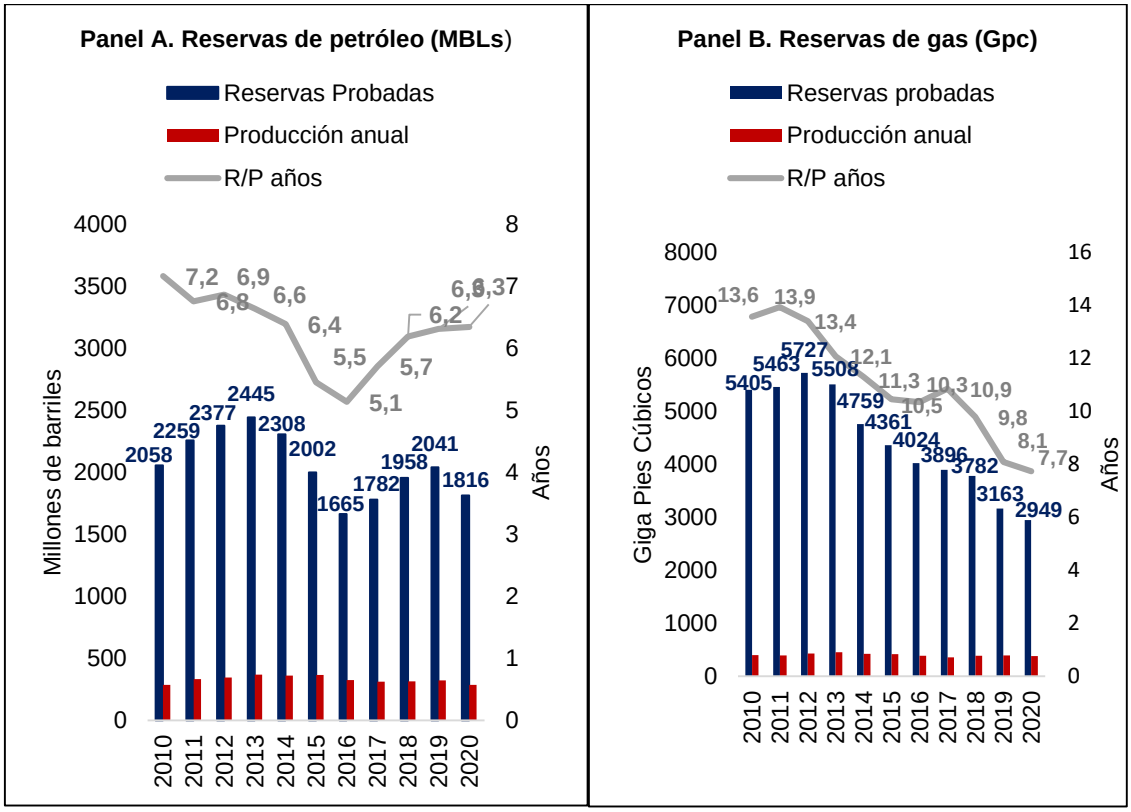
Fuente: ANH.

Las reservas probadas se han mantenido en la última década en 2.065 millones de barriles (mb) promedio. Sin embargo, las reservas pasaron de promediar los 2.282 mb, entre 2011 y 2015, a registrar 1852 mb, en el periodo 2016-2020, esto como consecuencia de la caída de los precios del petróleo en 2014, que llevaron a una caída en la inversión del sector de hidrocarburos. Actualmente la relación reservas/producción de petróleo del país es de 6,3 años[14]. Por otro lado, las reservas de gas natural promediaron los 4363 giga pies cúbicos (gpc); en lo corrido de la década las reservas experimentaron una tendencia decreciente, pasando de los 5.463 gpc en 2010 a los 2.949 gpc en 2020. De igual manera, la relación reservas/producción para este hidrocarburo se ubica en 7,7 años.

[13] En la sección de Exploración de la cadena de valor de Ecopetrol se describe la estrategia exploratoria y los pozos perforados en prospectos nuevos y en campos maduros.

[14] Ese estimativo supone que las reservas actuales permiten mantener la producción observada durante 6,3 años. No es un estimativo de autosuficiencia ya que el cálculo correspondiente se debe hacer comparando las reservas probadas con el consumo anual del país, que corresponde a la carga de las refinerías. La diferencia entre la producción observada y la carga corresponde al volumen de las exportaciones.

Gráfico 6. Reservas Probadas de Petróleo y gas 2010-2020



Fuente: ANH.

2.1.3. La producción de hidrocarburos.

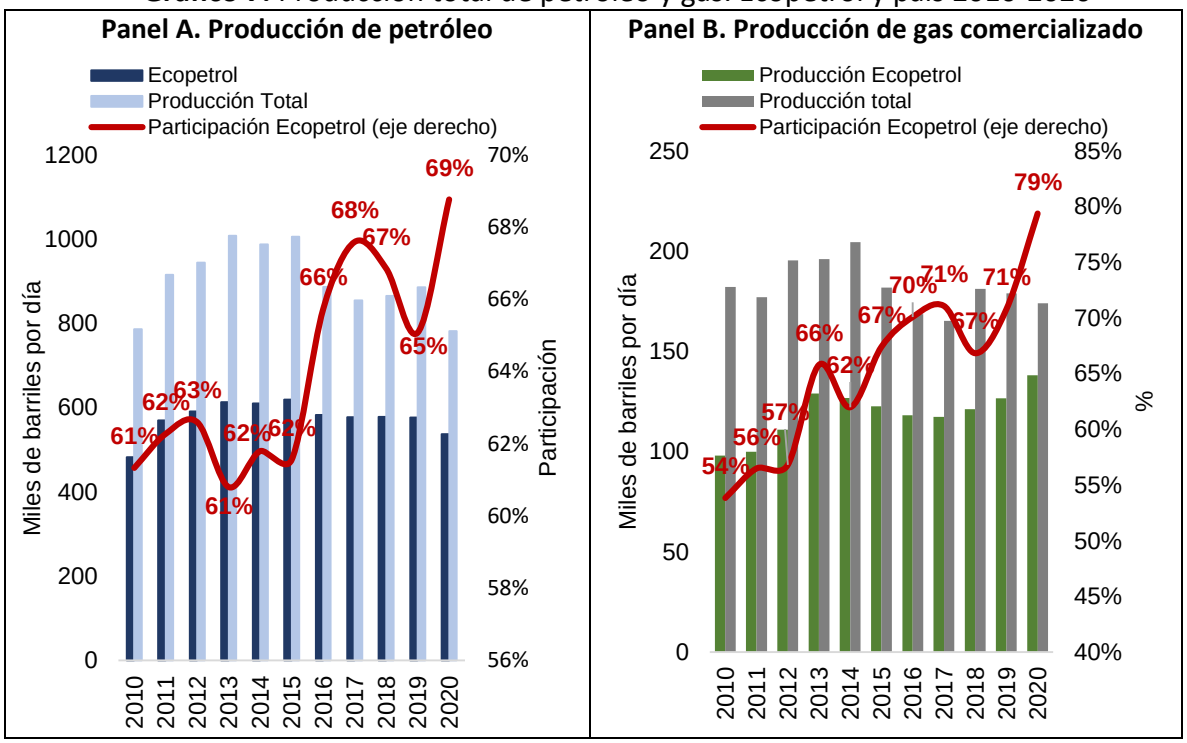
En cuanto a la producción nacional de crudo en Colombia, esta creció hasta mantener registros por encima de un millón de barriles diarios en los primeros años de la década. El productor más importante fue Ecopetrol. Entre 2010 y 2013, la empresa produjo 564 miles de barriles por día (kbpd) en promedio, lo que representó el 62% de la producción total de petróleo en el país. Entre 2014 y 2017, en vista del contexto de bajos precios del *commodity*, la producción de Ecopetrol se redujo, pero a un ritmo inferior frente a la producción total. Mientras que la producción total se contrajo 3,9% en promedio, la producción de Ecopetrol solamente lo hizo a un ritmo de 1,5%. Esto implicó que, a partir de 2015, aumentara su participación de 62% a 69% en 2020. De manera similar a lo que ocurrió durante la crisis de los precios del petróleo a mitad de la década, los perjuicios económicos ocasionados por la crisis del COVID-19 impactaron negativamente la producción de petróleo de Ecopetrol, pero a una tasa inferior frente al total nacional (-6,8% frente a -11,8% total).

El Grupo Ecopetrol ha venido aumentando su participación en la producción, aún en medio de la reducción de los precios debido a las ganancias en eficiencias estructurales y a los programas de reducción de los costos emprendidos a mediados de la década, así como a su carácter de empresa integrada. Los positivos resultados del segmento de transporte en su

filial CENIT, como se ve más adelante han contrarrestado los menores registros de los demás segmentos en tiempos de crisis de precios.

De manera similar, la producción de gas comercializado por parte de Ecopetrol ha venido cobrando mayor relevancia. Mientras que, a inicios de la década, el Grupo contribuía con una participación mayoritaria de 54% en la producción total, entre 2019 y 2020 observó un aporte promedio del 75%. Lo anterior como resultado de un continuo crecimiento en la producción por parte de Ecopetrol desde 2017 y que difiere de la tendencia a la baja que ha registrado la producción nacional de gas comercializado.

Gráfico 7. Producción total de petróleo y gas. Ecopetrol y país 2010-2020



Fuente: ANH y Ecopetrol.

2.1.4. Participación del sector hidrocarburos en la generación de empleo

En términos de empleo, el sector de explotación de minas y canteras es una actividad que dista de los ocupados en el sector comercio, la industria y la agricultura. No obstante, es importante tener en cuenta que mientras que esos sectores son intensivos en mano de obra, el sector de hidrocarburos es intensivo en capital, por lo que es natural esta diferenciación. En los últimos 10 años el sector de petróleo y gas ha contribuido con 47 mil empleos directos[15] en promedio, representando el 0,2% del total de la ocupación en el país (Gráfico 7)[16]. No obstante, las mejores cifras de empleo en este rubro se observaron, de

[15] Los empleos indirectos aparecen registrados en otros sectores como manufactura, transporte y servicios

[16] Esta división comprende la producción de petróleo crudo, la extracción de petróleo de esquistos y arenas bituminosas, la producción de gas natural y la recuperación de hidrocarburos líquidos. Se incluyen las

manera similar al valor agregado de hidrocarburos, entre 2010 y 2014, cuando se generaron 55 mil empleos en esta actividad. A partir de 2015 y hasta 2017, la ocupación se redujo hasta ubicarse en un promedio de 41 mil personas, disminuyendo en 24,3% respecto al trienio anterior. En los últimos tres años el sector mantuvo el nivel promedio de empleo, con cerca de 41 mil ocupados, donde se resalta que, en 2020, en medio de la crisis económica más fuerte en la historia moderna de Colombia, el empleo relacionado con la extracción de petróleo y gas natural se mantuvo en 35 mil.

A pesar de que el empleo directo generado no es alto, en proporción al capital empleado en este subsector de explotación de petróleo y gas, el tipo de empleo que provee se caracteriza por ser principalmente formal[17] y mejor remunerado (Martínez, 2018 y Villar et al., 2014). Además, las particularidades del empleo en el sector dependen de la fase de la cadena de producción. En este sentido, en el segmento de exploración se requieren geólogos de campo, intérpretes de sísmica e ingenieros de petróleos, y se adelantan labores de construcción que ocupan mano de obra local, entre otros. En la producción se emplean ingenieros de todas las especialidades. Aparte de estos empleos calificados, se requieren operarios de máquinas y empleados que proveen trabajo manual y administrativo. El empleo generado en la refinación y la petroquímica o en el transporte y la distribución de combustibles, se registra en los sectores manufacturero y de servicios. En las actividades corporativas como las ambientales, las relaciones con los accionistas y los grupos de interés, en el nivel nacional y territorial se demanda también trabajo calificado.

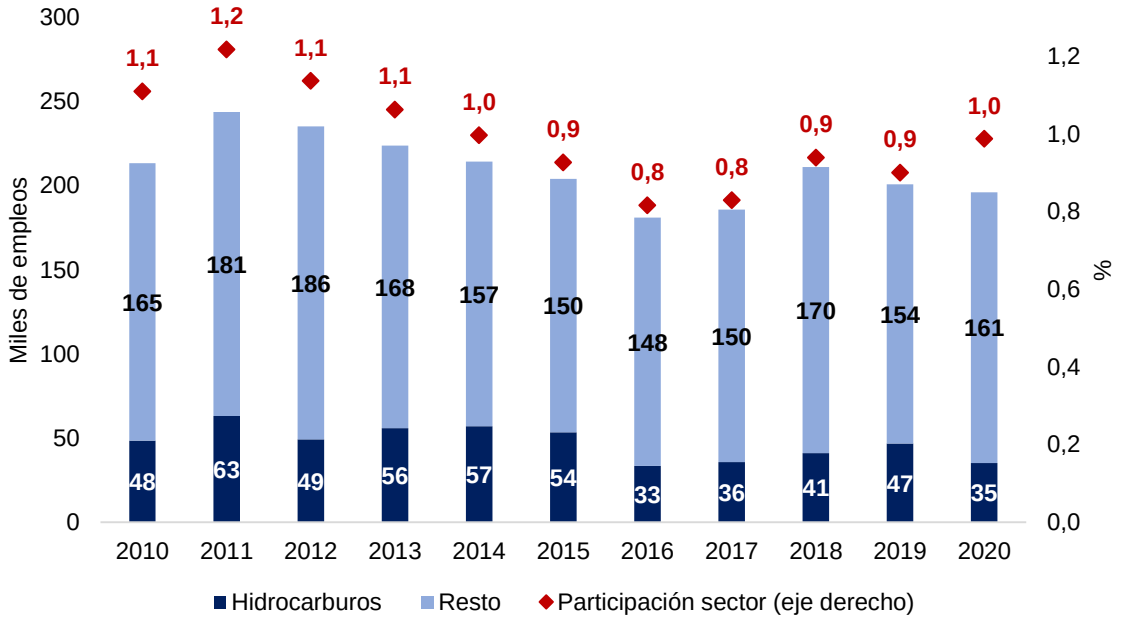
Entretanto, el sector de explotación de minas y canteras impulsa la dinámica laboral en otros sectores. Esto como resultado de los encadenamientos productivos con actividades como la construcción de obras civiles, los servicios de mantenimiento y el comercio en zonas cercanas al área de explotación. En relación con lo anterior, según Villamil et al. (2019), por un incremento en la demanda de 1.000 millones de pesos en el sector de explotación de minas y canteras se generan 9 empleos, de los cuales 2 son para la producción del sector, y los restantes 7 están en el resto de los sectores para producir bienes de consumo intermedio para el sector de explotación de minas y canteras.

Es importante resaltar que el DANE solo muestra los empleos desempeñados en el sector de hidrocarburos, por lo cual se registran en otros sectores los empleos indirectos que genera el sector, como por ejemplo en las áreas administrativa y de área de transporte. En el caso del grupo Ecopetrol para el año 2020 se reportan 9,774 trabajadores directos y 34.284 empleados contratistas, resaltando la importancia de la compañía en la generación del empleo. (Ecopetrol, 2020).

actividades de operación y desarrollo de yacimientos de petróleo y de gas, incluidas las operaciones de perforación, acondicionamiento y equipamiento de pozos; operación de separadores, disgregación de emulsiones y destilación, la operación de las tuberías colectoras del petróleo crudo de los yacimientos; y todas las demás actividades desde la preparación del petróleo y del gas hasta su embarque desde el lugar de producción.

[17] Según los datos de la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH), el 95% de los ocupados del subsector entre 2011 y 2020 cotizaba a pensión.

Gráfico 8. Empleos del sector de explotación de minas y participación 2010-2020



Fuente: GEIH – DANE.

La contribución del gas natural a la economía colombiana está incluida en la descripción anterior de los indicadores del sector de hidrocarburos, que se complementa con el análisis del desempeño de la oferta en el capítulo de producción y con la dinámica comercial en el capítulo de suministro de este documento. Cabe mencionar, adicionalmente, que gracias al plan de masificación del gas natural que se implantó desde la década de los años noventa, bajo la dirección de Ecopetrol, este energético cuenta hoy con un mercado maduro de más de 10 millones de usuarios que cubre el 70% de la población y 757 municipios en 27 departamentos, y un crecimiento interanual, entre 2016 y 2020, del 4%.

El gas natural es demandado por los sectores residencial, industrial, comercial y vehicular. Las reservas han venido descendiendo hasta 2,9 tera pies cúbicos, tpc, que aseguran el abastecimiento por 7,7 años, pero el potencial supera los 50 tpc provenientes de los yacimientos no convencionales (24 tpc) y la costa afuera caribe colombiano (30 tpc). La confirmación de este potencial es central, no solamente para atender de manera sostenida la demanda existente, sino para hacer viable la contribución de este hidrocarburo a la transición energética del país. (Promigas, 2021).

2.2. Balanza externa y tasa de cambio

De manera similar a la producción real, el ciclo de los precios internacionales del petróleo ha determinado también la evolución del comercio internacional del país. El Gráfico 8 muestra la evolución de las exportaciones de petróleo con respecto de las exportaciones totales. Si bien es cierto que la participación de los hidrocarburos ha disminuido en el transcurrir de la última década, como consecuencia de la caída del precio del petróleo durante los años 2014, 2015 y 2020, la contribución sectorial a las ventas externas totales

alcanzó a superar el 50%, a comienzos de la década, y en 2019 fue de 40 %. Como efecto de la pandemia en 2020, esa participación cayó a 28%. (DANE).

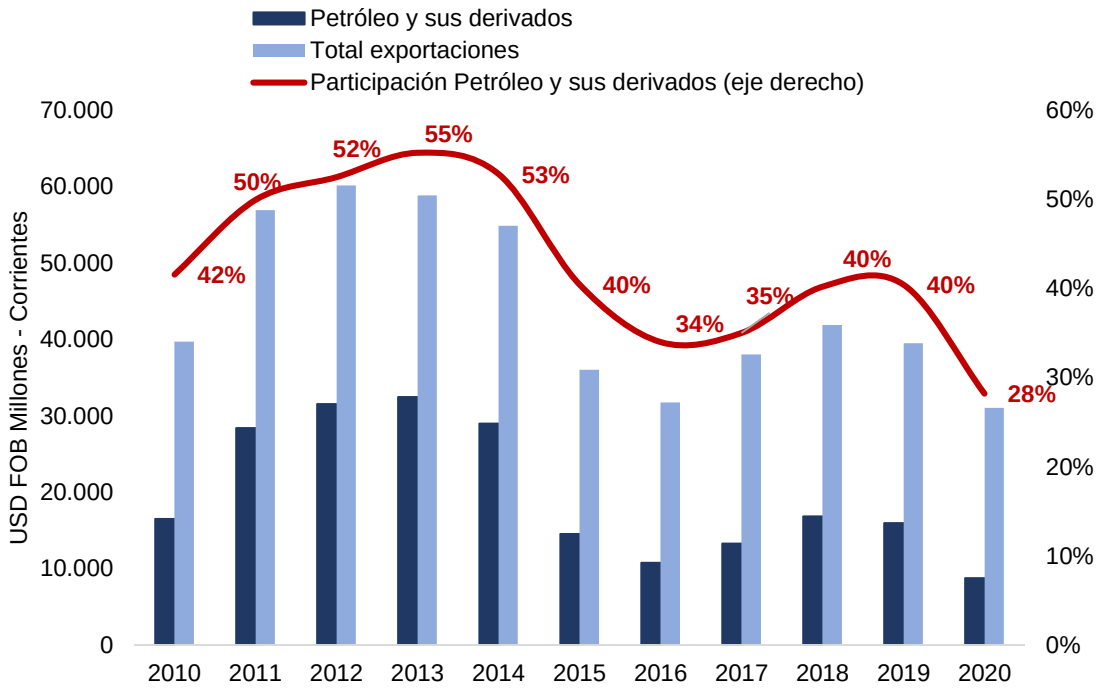
La dependencia del país de las exportaciones de *commodities* no ha terminado, al igual que no lo hizo en la mayoría de los países latinoamericanos. La primera mitad de la década se caracterizó por un aumento notable de las ventas externas de bienes primarios y hubo reexamen de las teorías de la industrialización y del comercio internacional. Se trajo al debate el enfoque clásico de la especialización de las economías en la producción de bienes que usen intensivamente el factor relativamente más abundante en cada economía (recursos naturales, por ejemplo), como base de su competitividad internacional. Hubo argumentos en favor de la reprimarización de las economías de la región contra el esfuerzo que habían hecho los países desde los años cincuenta en favor del crecimiento de la manufactura y la reducción de la dependencia de bienes primarios cuyos precios volátiles sometían a inestabilidad a las economías. (Red Mercosur-Fedesarrollo-BID-CIID-IDRR, 2012)

En Colombia las exportaciones petroleras tuvieron una participación promedio de 49,8% entre 2010 y 2013, periodo en el cual las ventas externas crecieron a un ritmo promedio de 36,7%. No obstante, con la caída de los precios del petróleo a mitad de la década, el crecimiento y la participación en las exportaciones totales disminuyeron en promedio 28,8% y 7,4 pps respectivamente entre 2014 y 2016. En 2017 y 2018 se había empezado a recuperar la dinámica exportadora, pero en 2019 el panorama de incertidumbre global relacionado con las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, junto con el impacto del Brexit, afectaron el comercio exterior mundial. En este contexto, las exportaciones petroleras se contrajeron en 5,2% hasta alcanzar un nivel de FOB USD 16 mil millones, representando aún el 40% de las exportaciones totales US39.489 millones.

Finalmente, la crisis ocasionada por el COVID-19 también afectó el comercio de hidrocarburos. En 2020, las exportaciones de petróleo y sus derivados se redujeron en 45,2% (similar a la peor contracción de la década, la cual fue de -49,8% en 2015), llegando USD 8,8 mil millones. El cierre operacional de las industrias en el mundo y la incertidumbre frente a este escenario que implicó una importante reducción en los precios de varios *commodities* llevaron inicialmente a que las ventas externas de petróleo disminuyeran a un ritmo mayor que el de la variación de los otros grupos de bienes tradicionales. Así pues, las exportaciones petroleras pasaron de crecer un 5,0% anual en enero de 2020 (FOB USD1,2 miles de millones) a registrar una contracción anual de 77,4% en abril (FOB USD 384 millones). Posteriormente, las ventas externas presentaron una tendencia al alza hasta cerrar el año con un nivel de exportación de FOB USD 797 millones en el mes de diciembre, representando una variación anual de -40,5%. Las exportaciones petroleras pasaron de tener una participación de 40,4% en 2019 a 28,2% en 2020[18].

[18] Este trabajo analiza el período hasta 2020, pero cabe mencionar que en 2021 comenzó la recuperación de las ventas externas de petróleo hasta USD 13.336 millones, con una participación de 32,4%.

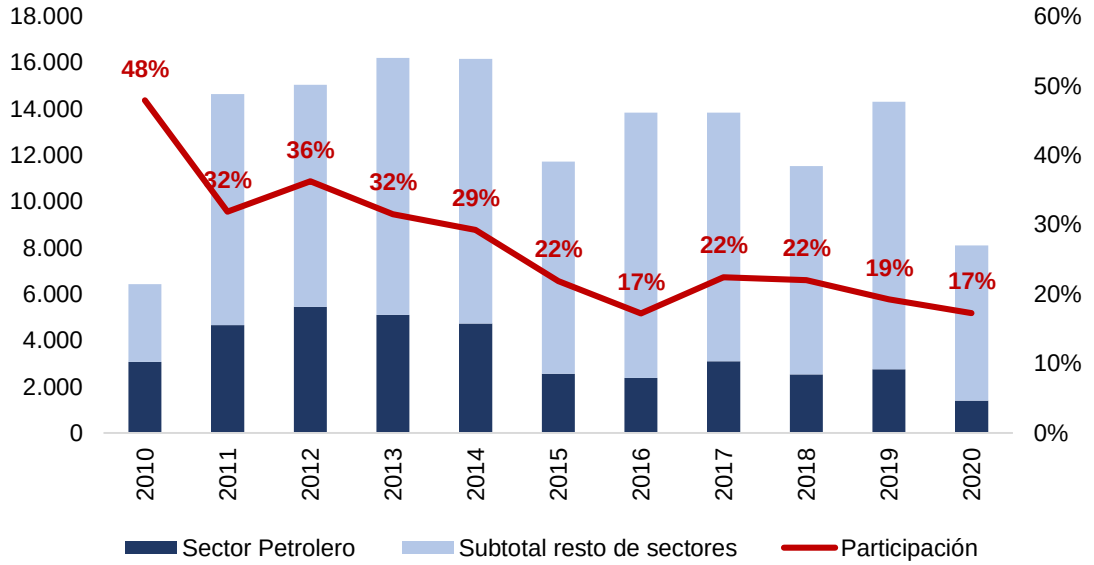
Gráfico 9. Exportaciones petroleras y participación



Fuente: DANE.

En línea con la actividad real y la dinámica exportadora, el sector petrolero atrajo inversión externa directa, IED. Como se observa en el Gráfico 9, la mayor participación del sector petrolero sobre la IED se presentó entre 2010 y 2013, con un promedio de 36,9% (USD 4.577 millones en promedio). De hecho, hasta 2014 este sector concentraba la mayor parte de la inversión extranjera en Colombia. Luego de la caída de los precios del petróleo, la IED del sector se redujo y dejó de ser el sector más importante en la inversión externa. Así pues, en 2015 la inversión petrolera fue la segunda más importante después del sector industrial, y en 2016 cayó al tercer sector más importante luego del sector de electricidad, gas y agua, y servicios financieros y empresariales. En 2017, la IED petrolera volvió a repuntar hasta ubicarse nuevamente como el segundo sector más importante, con USD 3.106 millones y en 2018 tuvo la mayor participación de la inversión con USD 2.540 millones. En 2019 continuó en ascenso el monto de inversión extranjera hasta ubicarse en USD 2.755 millones. Como todas las variables analizadas anteriormente, el COVID-19 implicó una reducción en la IED, cerrando en USD 1.398 millones. De esta manera, el monto invertido por los extranjeros en el sector petrolero se redujo 50,7% en 2020, llevando a una disminución de su participación, que pasó de 19,3% en 2019 a 17,3% en el año en mención.

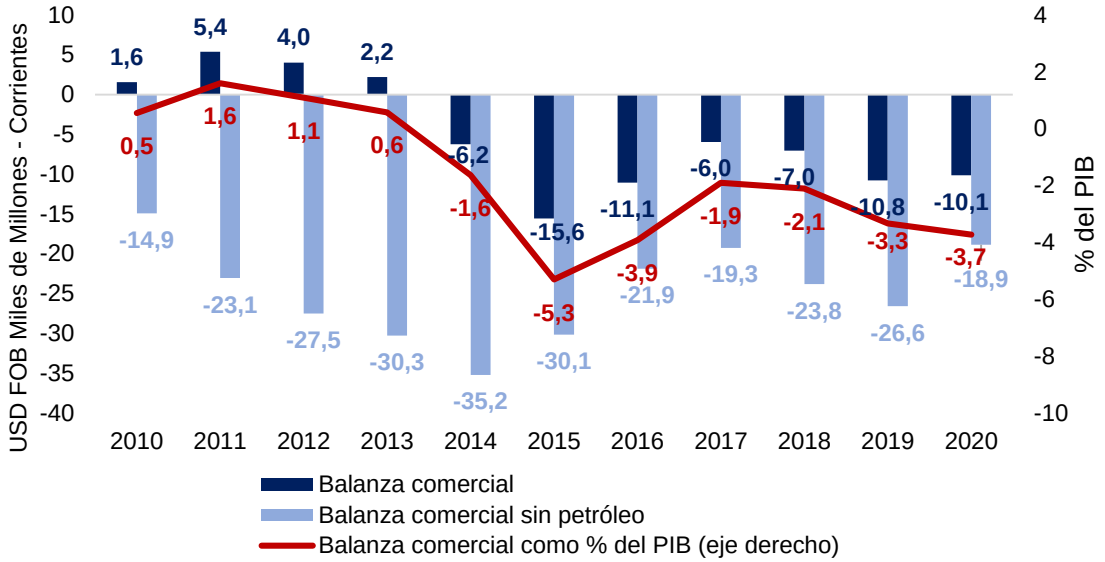
Gráfico 10. Inversión extranjera directa en Colombia (IED)
(Millones de dólares corrientes y participación)



Fuente: Banco de la República.

El sector hidrocarburos ha sido determinante en la reducción del déficit comercial externo de Colombia durante los primeros años de la década pasada. La balanza comercial petrolera ha sido superavitaria en los últimos 10 años, con los mayores niveles de exportación a inicios del periodo (Gráfico 10). Así, en ausencia de este sector, el déficit de balanza habría alcanzado los USD 30,3 mil millones en 2013 (frente al superávit observado de USD 2,2 mil millones de la balanza comercial total). Sin embargo, la caída de los precios del petróleo impactó el rol que el sector tuvo en el balance de la cuenta comercial de compensar el déficit del resto de la economía, antes de 2014. Entre 2014 y 2020, el superávit comercial del sector petrolero no fue suficiente para generar un superávit en la balanza comercial; de hecho, el déficit comercial se ubicó en un promedio de USD 9,5 mil millones.

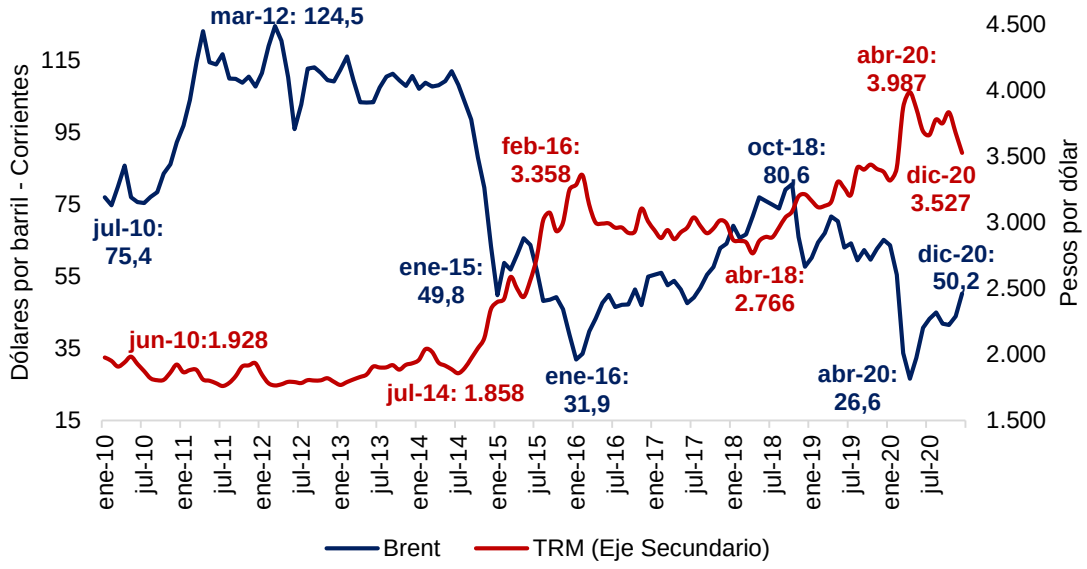
Gráfico 11. Balanza comercial 2010-2020
(Miles de Millones de dólares FOB)



Fuente: DANE y Fondo Monetario Internacional.

Este impacto del sector petrolero sobre los flujos reales, externos y financieros de la economía colombiana determina en buena parte la tasa de cambio nominal. En este contexto, los altos precios del petróleo Brent, entre final de 2010 y parte de 2014, el crecimiento en la producción de crudo en el país, la inversión extranjera y la positiva dinámica exportadora coincidieron con una alta oferta de divisas que implicó niveles de la tasa de cambio nominal por debajo de $1.900 por dólar, específicamente, entre enero de 2010 y agosto de 2014 la tasa de cambio promedio fue $1.865 por dólar. Asimismo, desde la caída de los precios del petróleo a finales de 2014, la reducción en el valor agregado petrolero, la caída en la IED y en las exportaciones petroleras afectaron negativamente la entrada de divisas al país. La tasa de cambio superó entonces la barrera de los $3.000 por dólar, por primera vez en su historia, en 2015. Entre 2017 y mitad de 2018, la tasa de cambio tuvo una ligera tendencia decreciente, pasando de $3.009 por dólar en diciembre de 2016 a $2.858 por dólar en mayo de 2018. De enero de 2016 a octubre de 2018 hubo incremento en los precios del Brent y se redujo la depreciación del peso excepto entre abril y octubre de 2018, único lapso en que no se constató la relación entre incremento del precio del petróleo y apreciación del peso (Gráfico 12). El entorno sociopolítico global de 2019 implicó un retroceso en el proceso de apreciación del peso, promediando los $3.282 por dólar, y de volatilidad del precio del petróleo. Finalmente, la crisis derivada del COVID-19 implicó en 2020 una depreciación del peso, en medio de bajos precios del Brent, menores exportaciones y reducción de la producción petrolera. Así pues, luego de iniciar el año con una tasa de cambio promedio de $3.362 por dólar entre enero y febrero, la situación de incertidumbre global implicó que en marzo y abril el tipo de cambio promediara $3.925 por dólar. En línea con el comportamiento del precio del petróleo y las mejores perspectivas de confianza a nivel global, la tasa de cambio siguió una tendencia creciente hasta diciembre, cerrando en $3.527 por dólar.

Gráfico 12. Tasa de cambio nominal vs Precio del Brent



Fuente: Bloomberg.

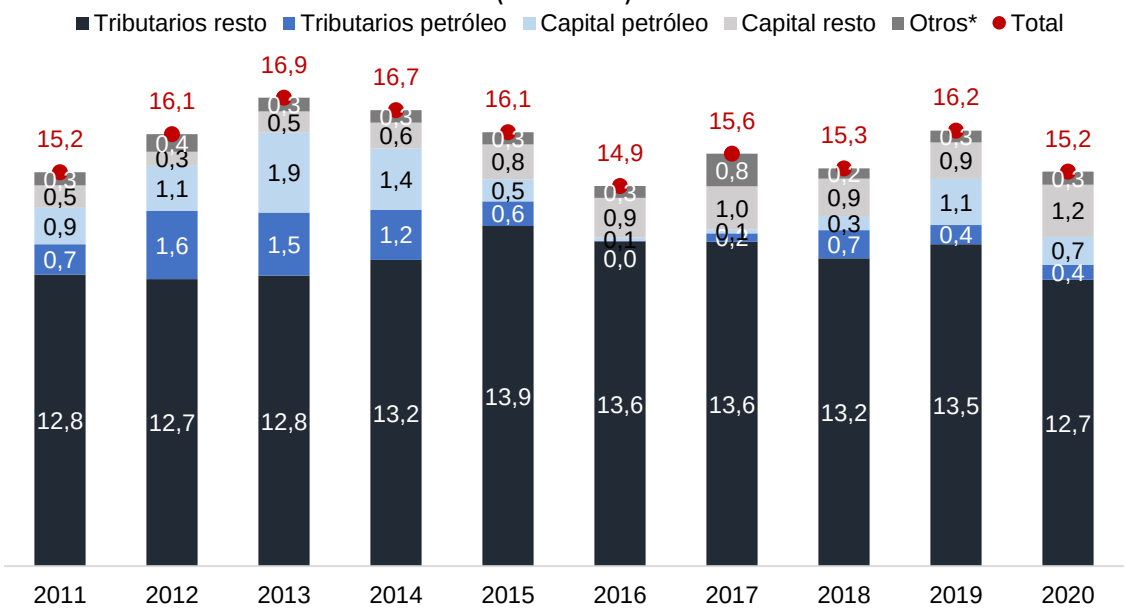
2.3. Sector petrolero y finanzas públicas

Además de su contribución a la balanza de pagos y la generación de divisas, uno de los mayores aportes que realiza el sector petrolero al país radica en su aporte a las finanzas públicas. Diversos estudios han expuesto la relación entre los ciclos petroleros y el sector fiscal. Según Melo-Becerra et al. (2016), la bonanza petrolera que se dio hasta el 2014 produjo un flujo de recursos al Gobierno Nacional Central y a las regiones muy superior al observado en los años noventa. Por su parte, Toro et al. (2015) afirman que una reducción de los ingresos petroleros del Gobierno Nacional como resultado de la caída de los precios del crudo, aumenta el déficit fiscal de manera significativa. En materia tributaria, el sector de hidrocarburos hace aportes al gobierno a través de varias vías. De un lado, a través de los impuestos directos e indirectos, donde las empresas tanto públicas como privadas del sector pagan el impuesto de renta, aranceles e IVA. De otro lado, Ecopetrol, siendo una compañía mixta, genera dividendos importantes para el gobierno nacional al ser el estado colombiano su mayor accionista. En tercer lugar, por tratarse de un recurso natural no renovable, quienes explotan los hidrocarburos deben pagar una contraprestación al Estado, dueño del subsuelo, bajo la forma de regalías. En el caso de Colombia, las regalías las reciben las entidades territoriales, a través de las reglas establecidas en el sistema general de regalías, las cuales definen cuáles son asignaciones directas a las regiones y cuáles no lo son. Se destaca que el Gobierno Nacional no es receptor de regalías.

Los ingresos del Gobierno Nacional Central, GNC, han tenido una tendencia similar al comportamiento de los ciclos del petróleo, como resultado del importante aporte de los ingresos petroleros a la Nación a lo largo de la década. Dentro de los ingresos totales del Gobierno Central, los ingresos tributarios aportan cerca del 88%; los ingresos tributarios petroleros han contribuido con 5,2%, es decir 0,7% del PIB en promedio. Cabe resaltar que

este aporte equivale al promedio histórico de lo que las reformas fiscales han recaudado como adición a los ingresos en Colombia de cada una de ellas. Por su parte, los ingresos de capital han tenido una participación promedio de 9,9% entre 2011 y 2020, dentro de los cuales los ingresos por capital petroleros (dividendos) contribuyeron en promedio 50,9%, es decir, 0,8% del PIB.

Gráfico 13. Descomposición de los ingresos totales del GNC
(% del PIB)

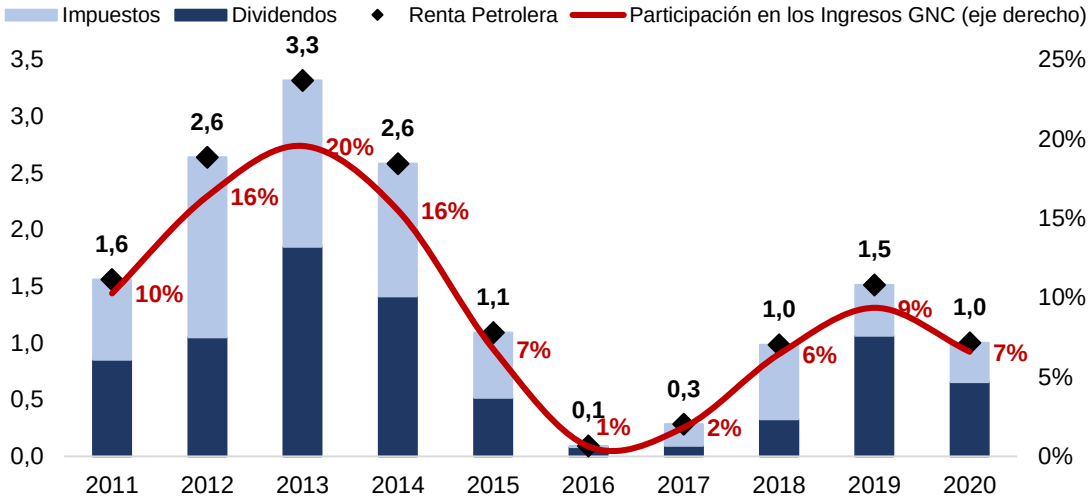


*Ingresos no tributarios + Fondos especiales
Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

El pago de los impuestos de renta de las empresas petroleras y de los dividendos de Ecopetrol se constituyeron como una parte sustancial de los ingresos de la Nación. Sin embargo, en vista de la volatilidad del precio del petróleo y la evolución de las variables reales y externas relacionadas con la explotación petrolera, los ingresos fiscales han variado considerablemente en la última década (Gráfico 14). Entre 2011 y 2014, los recursos provenientes del sector petrolero representaron en promedio el 15,6% de los ingresos totales (2,5% del PIB) del Gobierno Nacional Central (GNC), por cuenta de impuestos y dividendos con aportes del 48,9% y 51,1%, respectivamente, cada uno contribuyendo con 1,3% del PIB ($9,1 billones nominales) y 1,2% del PIB ($8,6 billones), respectivamente. No obstante, la reducción de los precios del petróleo a finales de 2014 y las consecuencias en la actividad productiva del sector implicaron que los ingresos fiscales se redujeran y la participación del sector de hidrocarburos por concepto de impuestos y dividendos fueran en promedio 1,7% y 1,5% de los ingresos corrientes del GNC entre 2015 y 2017, respectivamente, equivalentes a 0,3% del PIB y 0,2% del PIB. Específicamente, los dividendos como porcentaje del PIB se redujeron en un 84,1% frente al trienio anterior, pasando de un promedio $10,3 billones entre 2012 y 2014 a $1,9 billones, y los impuestos disminuyeron en 81,5%, pasando de $10 billones a $2,2 billones.

A partir de 2018, se observó una importante recuperación en los ingresos fiscales provenientes del sector, pero distaron bastante de los niveles observados a inicios de la década, a la par que el mercado internacional del petróleo exhibía mayores precios. Así, entre 2018 y 2020, el giro de dividendos y el pago de impuestos relacionados con el sector petrolero representaron en promedio un 7,5% de los ingresos totales del GNC, pasando de un aporte de $9,7 billones en 2018 (1,0% del PIB) a $10,1 billones, equivalentes también a 1,0% del PIB en 2020. No obstante, en este último año se presentó una reducción en los ingresos por impuestos, pasando de $4,8 billones en 2019 a $3,5 billones en 2020, en un año impactado por la crisis del COVID-19.

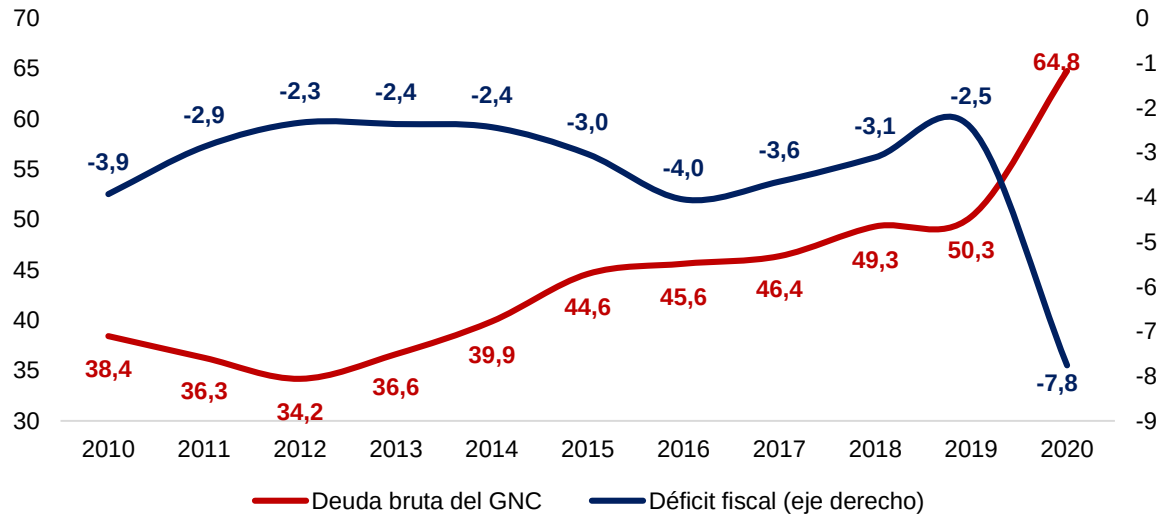
Gráfico 14. Aportes del sector hidrocarburos y participación en ingresos corrientes del Gobierno Nacional
(%PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Las necesidades de endeudamiento del Gobierno variaron de acuerdo con el comportamiento de los ingresos; la deuda bruta del GNC disminuyó de 38,4% del PIB a 34,2% del PIB entre 2010 y 2012 y el balance del GNC fue menos deficitario, pasando de -3,9% del PIB a -2,3% del PIB. Asimismo, con los menores ingresos percibidos por la Nación a partir de 2014, ambas series presentaron un deterioro importante hasta 2016, donde el déficit llegó a niveles de -4,0% del PIB y la deuda bruta aumentó hasta equivaler al 45,6% del PIB. Desde 2017, el déficit fiscal se empezó a corregir hasta alcanzar un balance de -2,5% del PIB en 2019; sin embargo, la deuda bruta del GNC siguió un comportamiento creciente, alcanzando el 50,3% del PIB en el mismo año. Finalmente, la llegada del COVID-19 implicó no solo menores ingresos petroleros, sino también altas necesidades de gasto para atender la crisis económica, social y sanitaria. En este sentido, el déficit alcanzó un nivel de -7,8% del PIB y la deuda bruta se incrementó hasta un 64,8% del PIB en 2020.

Gráfico 15. Deuda bruta del GNC y déficit fiscal
(% del PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

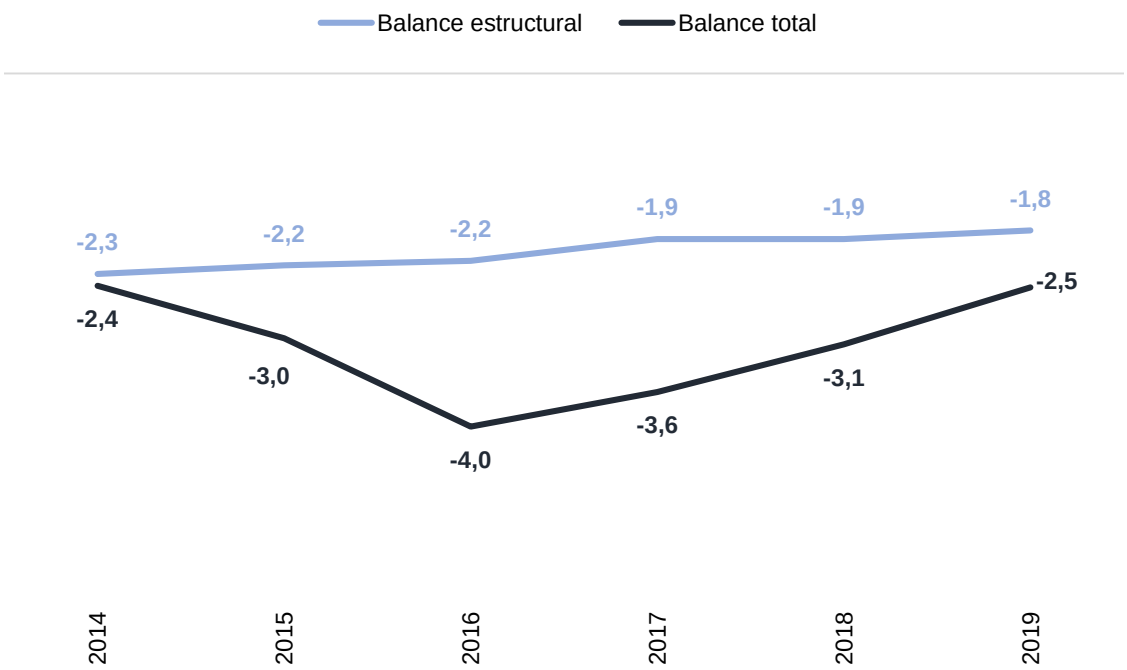
El ciclo petrolero incide en el manejo fiscal. La regla fiscal vigente en el país se aplica sobre las cuentas fiscales del Gobierno Nacional Central, de acuerdo con la metodología definida por el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS), y su ancla se encuentra en el balance fiscal estructural[19]. En general, definir como ancla de la meta fiscal el balance estructural garantiza que, cuando los ingresos totales del gobierno son inferiores a los ingresos estructurales, exista espacio para aumentar el endeudamiento público, con lo cual no es necesario realizar un recorte sobre el gasto. Mientras que, si los ingresos totales superan los estructurales, la regla obliga al gobierno a ahorrar, haciendo de esta forma la política fiscal más contra cíclica (Becerra, et al., 2018). La definición del déficit estructural del gobierno implica que para su cálculo debe aislarse el efecto del ciclo económico y el ciclo petrolero, para lo cual es necesario realizar la estimación de variables como el PIB potencial y el precio del petróleo. En particular, para calcular el ciclo petrolero se necesita la proyección del precio del crudo de largo plazo, el cual se estima a través de un promedio móvil del precio observado en los cuatro años anteriores, la proyección para el año de estimación y la proyección para las próximas cuatro vigencias.

Así, aunque la vigencia de la regla fiscal se dio a partir de 2012, en 2014 se estableció la primera meta puntual, cumpliéndose a cabalidad (el balance estructural fue de -2,3%, siendo este el mismo establecido en la meta). A partir de este año, los precios del petróleo empezaron a caer, pero la diferencia entre el balance estructural (corregido por ingresos cíclicos) y el balance total fue similar (Gráfico 16). A partir de 2015, los efectos de los precios del petróleo se hicieron evidentes en la dinámica de la regla fiscal que, a pesar de haber

[19] La ley 1473 de 2011 define el balance fiscal estructural como el Balance Fiscal Total ajustado por el efecto del ciclo económico, por los efectos extraordinarios y transitorios de la actividad minero-energética y por otros efectos de naturaleza similar. Equivale a la diferencia entre ingresos y gastos estructurales del Gobierno Nacional Central. En abril de 2020 se anunció el relajamiento de los compromisos de déficit fiscal y se suspendió la regla fiscal hasta cuando la ley 2155 de 2021, en su Título V modificó la ley 1473 de 2011, fijando el límite de deuda en 71% del PIB y atando el balance primario neto estructural al nivel de la deuda.

cumplido con la meta, el ajuste por ingresos cíclicos petroleros fue más grande, de ahí que la brecha entre el balance estructural y el balance total se amplió. Finalmente, desde 2017, con la recuperación gradual de los precios del petróleo, la brecha entre el balance estructural y el balance total se fue cerrando ante un ajuste cíclico menor. Por su parte, el CONFIS y el Comité Consultivo para la Regla Fiscal determinaron la suspensión de la regla fiscal para 2020 y 2021 ante el impacto económico de la pandemia del COVID-19.

Gráfico 16. Balance total del GNC y metas del balance estructural de la regla fiscal (% del PIB)



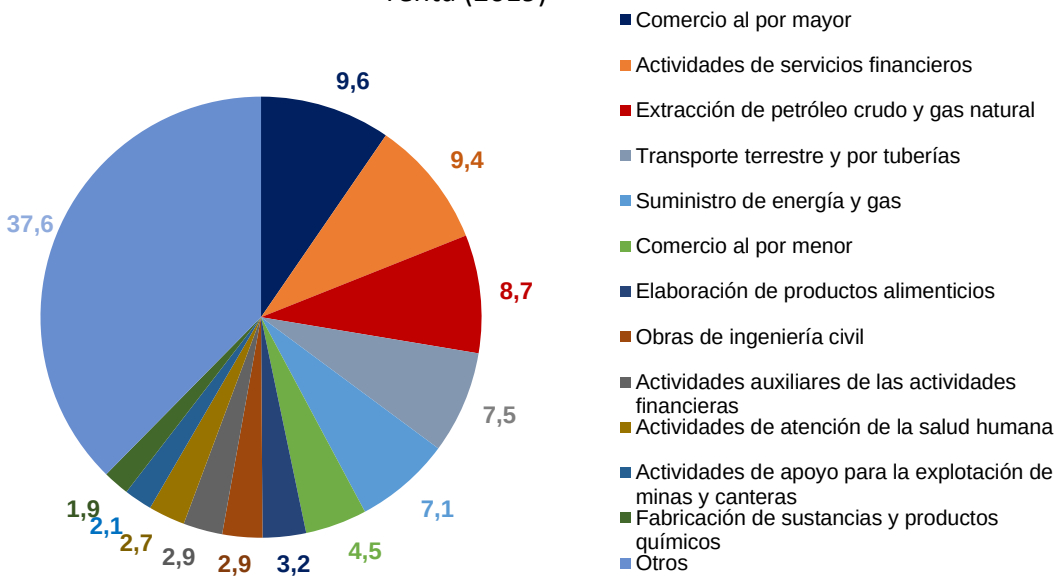
Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

2.2. Contribución fiscal del Grupo Ecopetrol

Ecopetrol es uno de los más importantes contribuyentes de impuestos nacionales y territoriales en Colombia. Según información de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), la división de extracción de petróleo crudo y gas natural es la tercera con la mayor participación en el recaudo del impuesto de renta a personas jurídicas. Además, el sector de explotación de minas y canteras es uno de los sectores que, con relación a su tamaño en el PIB, aporta en mayor medida al recaudo. En este sentido, la empresa más grande del sector ha cumplido un rol fundamental en la dinámica de recaudo de impuestos en el país (Gráfico 17).

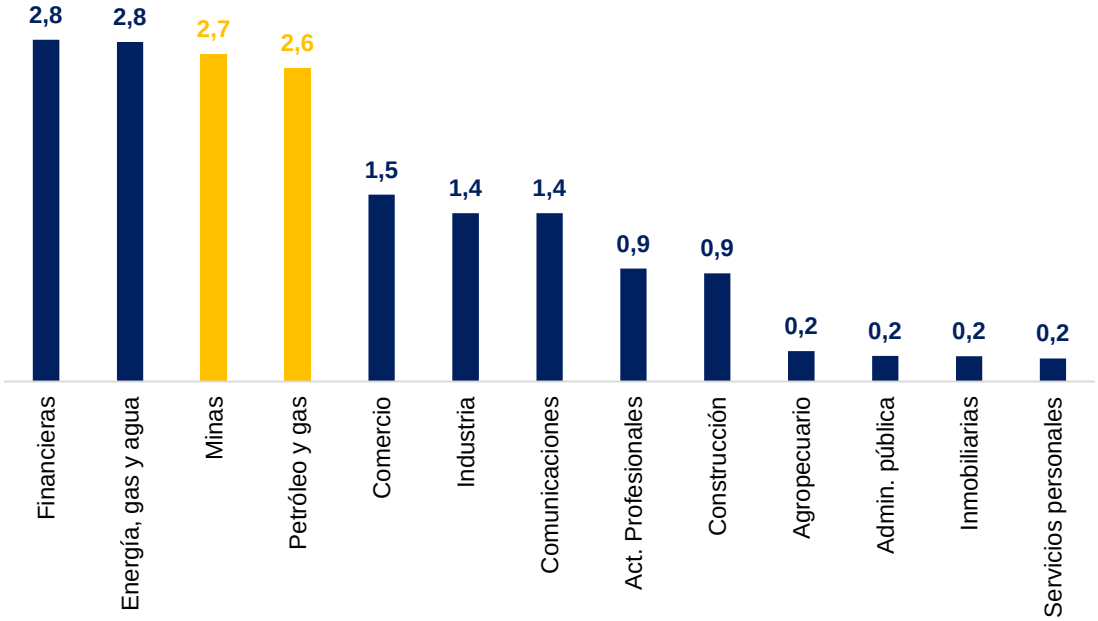
Gráfico 17. Participación del sector de hidrocarburos en el recaudo de la nación

Panel A. Participación según divisiones del CIIU rev. 4 A.C. en el recaudo del impuesto de renta (2019)



Fuente: DIAN.

Panel B. Recaudo con relación al tamaño del sector
(Participación recaudo/Participación PIB real)



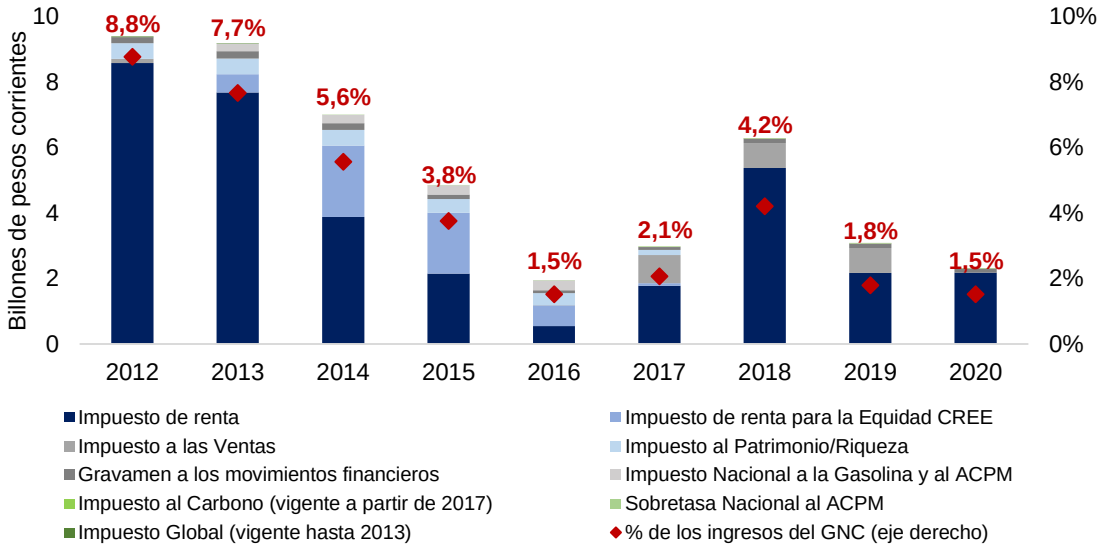
Fuente: DIAN y DANE.

En la última década, la actividad de hidrocarburos ha aportado a la Nación aproximadamente 4,4% de los ingresos totales del GNC. Al igual que los impuestos del

sector, los impuestos pagados por Ecopetrol disminuyeron desde 2014, en línea con la menor actividad petrolera (Gráfico 18). No obstante, estos recursos siguen siendo una fuente importante de financiación para el Gobierno nacional. Al descomponer estos ingresos por tipo de impuesto pagado, se encuentra que el impuesto de renta es aquel con la mayor contribución por parte de Ecopetrol con una participación promedio de 68,2% en la última década, contribuyendo en promedio con $3,8 billones por año. No obstante, la dinámica fue variable a través del tiempo, debido al ciclo de los precios del petróleo. Entre 2012 y 2013, los impuestos por concepto de renta fueron en promedio $8,1 billones, un 18% del recaudo total por este concepto, mientras que entre 2014 y 2017, estos recursos promediaron los $2,1 billones, un 5,4% del pago total por renta en el país. Aquí cabe resaltar que, aunque el impuesto de renta fue menor, el pago impuesto de renta para la Equidad CREE fue en promedio $1,2 billones desde 2014 hasta su eliminación en 2017. Aunque entre 2018 y 2020 se incrementaron los impuestos de renta pagados por Ecopetrol a $3,2 billones en promedio, un 4,5% del total recaudado, el monto no se acercó a las cifras registradas a inicio de la década.

Por su parte, el pago por impuesto a las ventas, eliminado en 2013 y vigente nuevamente a partir de 2017, tuvo una participación promedio de 22% del total de los impuestos pagados por la empresa, entre 2017 y 2019, equivalente a aportes de $796 mil millones por año. De otro lado, el impuesto sobre el patrimonio, vigente hasta 2017, tuvo una participación promedio de 8,3% en el total de impuestos pagados por la empresa, entre 2012 y el año en mención, aportando en promedio $394 mil millones. Entre 2012 y 2014, este pago fue de $476 mil millones en promedio, mientras que, entre 2015 y 2017, el aporte a la nación por impuesto al patrimonio promedió $311 mil millones. Entre tanto, el pago por el gravamen a los movimientos financieros ha contribuido con el 3,4% de los impuestos pagados por Ecopetrol a la Nación entre 2012 y 2020, equivalentes a $150 mil millones en promedio. Al igual que los impuestos mencionados anteriormente, los mayores recursos pagados se hicieron entre 2012 y 2014, con un promedio de $206 mil millones, mientras que, entre 2015 y 2017, el monto promedió los $107 mil millones, y luego se ubicaron en $136 mil millones, entre 2018 y 2020.

Gráfico 18. Impuestos propios pagados por Ecopetrol a la Nación
(Billones de pesos)



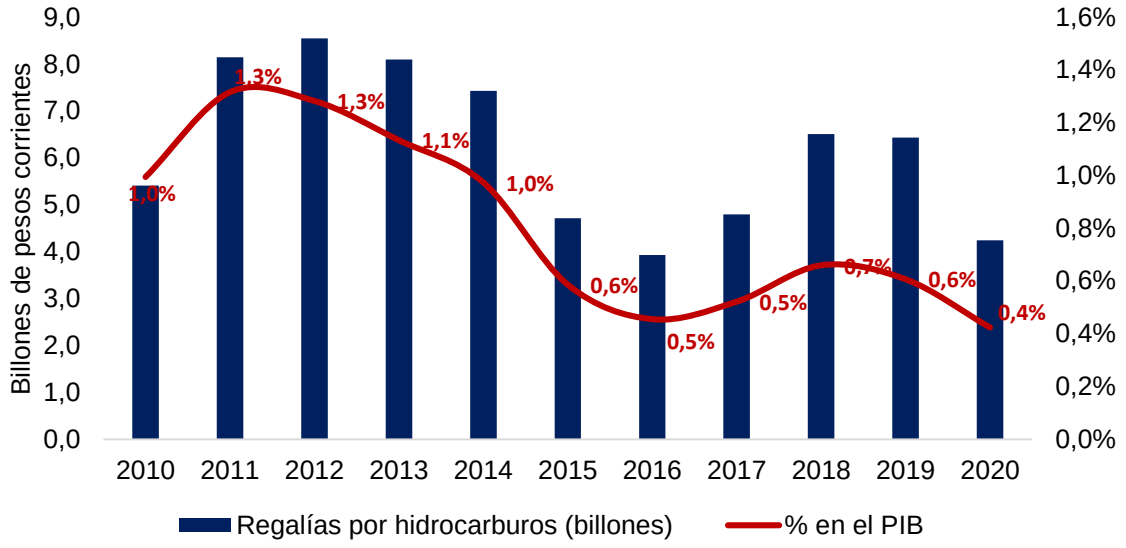
Fuente: Ecopetrol, Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

2.3. Regalías y finanzas municipales

La Constitución Política de Colombia en su artículo 360 define el concepto de la regalía como una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable, como petróleo y gas, que se distribuye entre distintos fondos, asignaciones directas y administración. El hecho generador de las regalías es la producción de los recursos naturales no renovables; la etapa de exploración no paga regalías, por definición; en esa etapa se paga un derecho económico ya sea en un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, E&P, o en un contrato TEA, de evaluación técnica del potencial de reservas en un área determinada.

Las regalías representan recursos importantes para las entidades territoriales y, en el transcurso de estos últimos 10 años, promediaron el 0,8% del PIB o el equivalente a $6,3 billones anuales entre 2011 y 2013, aportaron más de 8 billones de pesos cada año, el doble de lo que contribuyeron en 2020 (Gráfico 19).

Gráfico 19. Aportes por concepto de regalías



Fuente: DANE, ANH y SICODIS-DNP.

2.3.1. Determinación del valor de las regalías de hidrocarburos

Los pagos por regalías para hidrocarburos se pueden hacer de dos maneras, en especie y en dinero; ambas modalidades se liquidan de forma mensual y la ANH elabora una liquidación definitiva dentro de los 45 días hábiles siguientes a la terminación del último mes de cada uno de los trimestres del año. En el caso de las regalías pagadas en especie, la ANH suscribe un contrato de compraventa de crudo de regalías con Ecopetrol, quien recibe del productor de cada campo el crudo como pago de regalías, lo comercializa y entrega el valor a la Agencia (Resolución 164 del 6 de marzo de 2015 de la ANH).
El porcentaje que se tiene que pagar por concepto de regalías de hidrocarburos varía entre el 8% y el 25% de la producción según una escala definida en la Ley 756 de 2002. La liquidación depende del precio promedio por trimestre definido por la ANH, la cantidad producida y la tasa de cambio.

2.3.2. Evolución de las regalías entre 2010 y 2020

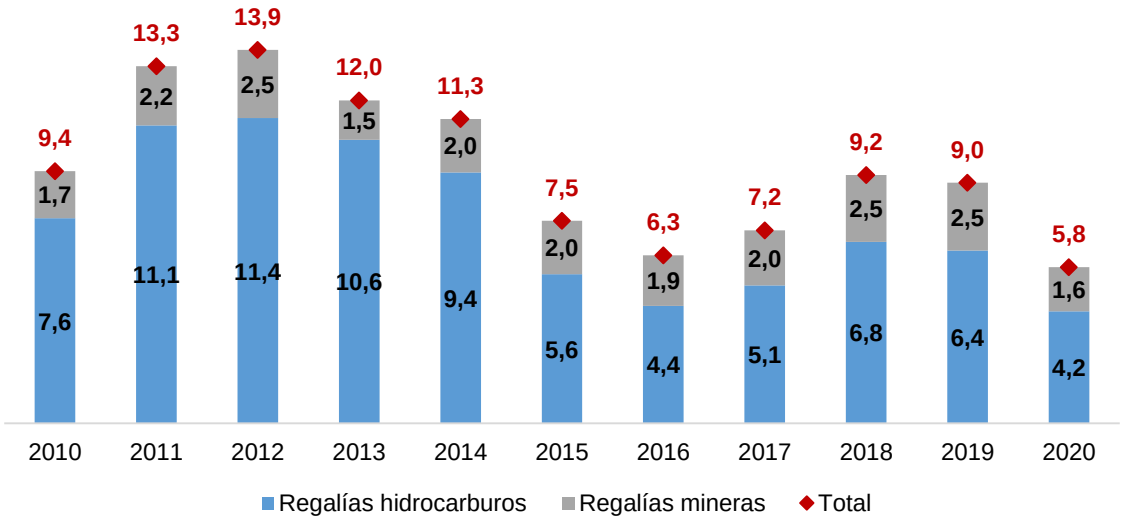
En la última década, las regalías han presentado un comportamiento volátil en función de la evolución del precio y la cantidad producida. Entre 2010 y 2012 se observaron los mayores recursos provenientes de regalías en línea con los altos precios del Brent, cuyo valor alcanzó un promedio de 101 dólares por barril en el trienio en mención. En este periodo, las regalías por explotación de hidrocarburos tuvieron una participación superior al 82% del total y se recaudaron recursos por $30,1 billones (a precios constantes de 2019). Posteriormente, las regalías presentaron una tendencia decreciente obedeciendo principalmente a los menores recursos provenientes de la explotación de hidrocarburos (Gráfico 20). Aunque entre 2013 y 2014 se observaron menores ingresos por regalías relativo al bienio inmediatamente anterior, los recursos continuaron en niveles superiores

a los $10 billones por año y la participación de las regalías por hidrocarburos en el total fue cercana al 85%.

A partir de 2015, estos recursos se redujeron considerablemente ante la reducción en los precios internacionales del petróleo Brent que pasaron de 99,5 dólares por barril (USD/b) en 2014 a 53,6 USD/b en el siguiente año. Las regalías totales se redujeron 33,5%, bajando a $7,5 billones frente a los $11,3 billones de 2014. Las regalías mineras aportaron $2,0 billones anuales en 2014 y 2015. La tendencia a la baja llegó a su fin en 2016 junto con el valle en los precios del Brent. En dicho año las regalías totales disminuyeron 17%, obedeciendo a la contracción en el monto proveniente de la explotación de hidrocarburos que contribuyó en -15,6 pps a la variación. En los siguientes años se recuperaron lentamente los recursos por regalías por un incremento tanto de los recursos mineros como los de hidrocarburos. La participación de las regalías de hidrocarburos en el total disminuyó hasta un promedio de 72% entre 2017 y 2019, explicado por el incremento en el monto de regalías mineras, que pasó de un promedio de $2,0 billones entre 2014 y 2016 a $2,4 billones entre 2017 y 2019, en un contexto donde los precios del carbón australiano, del carbón sudafricano y del oro aumentaron 40,1%, 32%, y 6,6%, respectivamente, frente al trienio anterior.

Finalmente, la disminución de los precios del petróleo y la menor producción, en el marco de la pandemia del COVID-19, llevaron al valor más bajo de las regalías en la última década. En 2020 las regalías cayeron de $9,1 billones el año anterior a $5,5 billones. La participación de los hidrocarburos en el total de las regalías cayó de 72,5% a 69,9%, entre los dos años (Gráfico 20).

Gráfico 20. Regalías por hidrocarburos y minería 2010 – 2020
(Billones de pesos constantes de 2019)



Fuente: ANH, ACM y SICODIS.

2.3.3. Distribución de las regalías

La distribución de las regalías en los distintos fondos existentes cambió sustancialmente con la creación del Sistema General de Regalías (SGR), a través del Acto Legislativo 05 de 2011 y la Ley 1530 de 2012. Anteriormente, la Ley 141 de 1994 establecía que el 60% del total de las regalías debía ser girado a los entes territoriales productores, el 32% se dirigía al Fondo Nacional de Regalías (FNR) y el 8% se destinaba a los puertos asociados con la explotación de recursos naturales no renovables. Con el SGR se implementaron tres componentes para la destinación de los recursos: i) administración del SGR, ii) ahorro y iii) inversión.

El componente de administración del SGR estaba constituido por los fondos de funcionamiento, fiscalización, monitoreo y recursos para los municipios del Río Grande de la Magdalena que, en conjunto, recibían el 5,5% del total de las regalías. Por su parte, el componente de ahorro estaba asignado al Fondo Pensional Territorial (FONPET), que contaba con el 10% de los recursos totales, y al Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) con recursos hasta un 30% del SGR. Este componente tenía como finalidad la generación de mecanismos de ahorro y desahorro para estabilizar la inversión regional financiada con estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria.

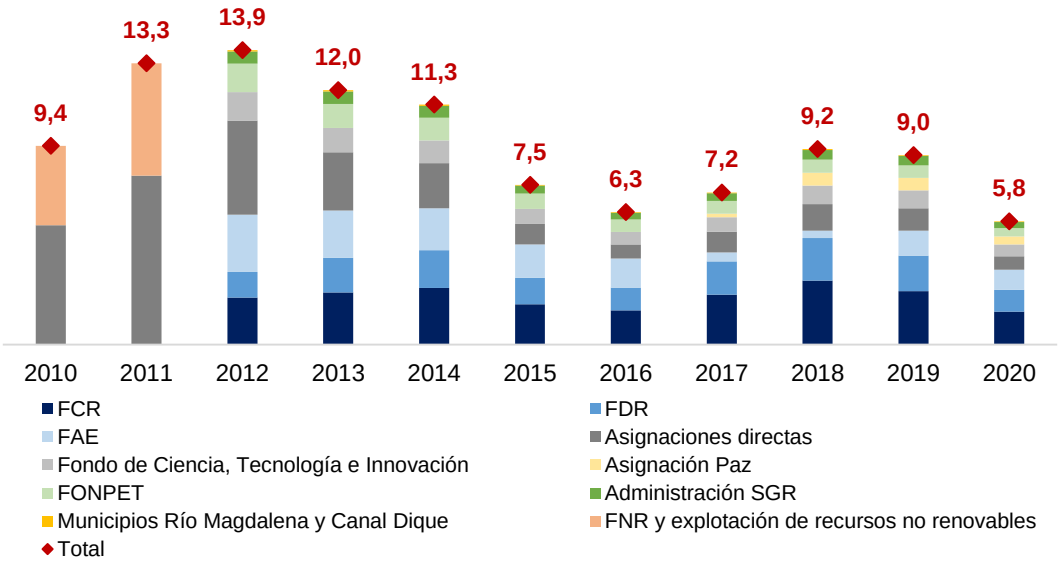
El componente de inversión estaba compuesto por el Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación (FCTEI) con una asignación del 10% y, con los recursos restantes del SGR se conformaba el fondo de Asignación Directa[20] a departamentos y municipios productores, junto con el Fondo de Desarrollo Regional (FDR), el Fondo de Compensación Regional (FCR), que en conjunto recibían el 50% restante. En 2017, el Acto Legislativo 04 ordenó destinar un 7% de los recursos del SGR por 20 años a proyectos que permitan implementar el Acuerdo Final para la terminación del conflicto y la consolidación de la paz. Esta asignación implicó una redistribución en el componente de ahorro, en donde se disminuyó la participación del FONPET a 7%. Los recursos destinados al FAE pasaron a ser determinados por medio de la diferencia entre los ingresos del SGR y los recursos destinados al FONPET, al FCTEI, al FCR, a las asignaciones directas y a la Asignación para la Paz.

Con todo lo anterior, en el Gráfico 21 se observan las variaciones en la distribución de las regalías. Entre 2010 y 2011 se destinaron $13,6 billones (constantes de 2019) a los departamentos y municipios productores por medio de asignación directa, mientras que al FNR se giraron recursos por $9,1 billones. La alta participación de las asignaciones directas se vio modificada con la implementación del SGR en 2011. La proporción de las regalías directas disminuyó gradualmente, pasando de 32% en 2012 a 11,1% en 2020. En contraparte, los recursos destinados al FDR y FCR se incrementaron, cuyas asignaciones pasaron del 8,7% y 16% en 2012 a 17,8% y 26,6% en 2020, respectivamente. Por su parte, las regalías para el FCTEI (9,5%) y para municipios del Río Magdalena (0,5%) se mantuvieron constantes desde la implementación del SGR hasta el Acuerdo Legislativo 005 de 2019 que elevó el porcentaje para el fondo de ciencia tecnología e innovación al 10%. Entre tanto, la Asignación para la Paz, que empezó a regir en 2017, mantuvo constante su participación desde 2018 (6,6%). Por otro lado, los recursos girados al FAE y FONPET, entre 2012 y 2016

[20] La participación de las asignaciones directas se reducía desde 50% en 2012 hasta 20% de 2015 en adelante, mientras que la participación de los no productores por medio de los otros fondos era creciente.

se mantuvieron en un 29%, pero posteriormente han tenido un comportamiento volátil con un promedio cercano a 17% entre 2017 y 2020.

Gráfico 21. Distribución de las regalías 2010 – 2020
(Billones de pesos constantes de 2019)



Fuente: ANH, ACM y SICODIS - DNP. Cálculos Fedesarrollo.

El 30 de septiembre de 2020 se reguló la organización y el funcionamiento del SGR. Por medio de la Ley 2056 de 2020, en desarrollo del Acto Legislativo 005 de 2019, que entró en vigor a partir del 1 de enero de 2021, se reglamentó la distribución de los recursos en el sistema, dándole prioridad a los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables. De esta manera, las Asignaciones Directas corresponderán al 20% de los recursos totales de regalías. Además, los municipios donde se exploten recursos naturales no renovables tendrán una participación adicional del 5% que podrá ser anticipado.

Por otro lado, se destinará el 15% de los recursos a la denominada Asignación para la Inversión Social para los municipios más pobres del país, mientras que un 34% se girará para los proyectos de inversión regional de los departamentos, municipios y distritos por medio de la Asignación para la Inversión Regional. Además, la inversión en ciencia, tecnología e innovación tendrá una participación del 10% de los recursos totales y se mantendrá la asignación del 7% de los ingresos a la Asignación para la Paz.

Por su parte, se otorgará el 1% de las regalías a la conservación de las áreas ambientales estratégicas y la lucha nacional contra la deforestación por medio de la Asignación Ambiental, mientras que los recursos de funcionamiento y operatividad del sistema, y recursos para proyectos de inversión de los municipios ribereños del Río Grande de la Magdalena contemplarían en conjunto una asignación del 3,5%. Finalmente, los recursos restantes se destinarán al FONPET y al FAE[21].

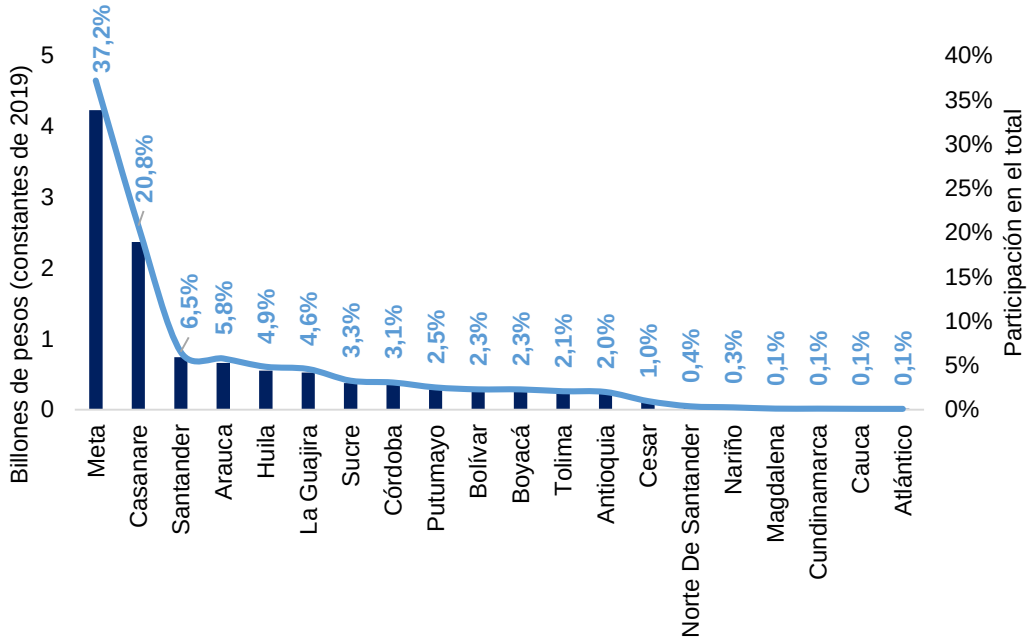
[21] La distribución de estos recursos será como mínimo el 50% para el FAE y el restante para el FONPET.

2.3.4. Regalías directas de hidrocarburos

Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de las regalías provienen de la explotación de hidrocarburos y, aunque la asignación directa ha disminuido desde la creación del SGR, estos siguen siendo determinantes para la sostenibilidad de las finanzas públicas territoriales y las decisiones de gasto de los productores. Entre 2012 y 2020, se destinaron recursos por $11,4 billones (constantes de 2019) como asignación directa a los departamentos productores, de los cuales cuatro departamentos concentran el 70% del total de las regalías directas giradas. Meta ha recibido recursos por $4,2 billones (37,2%), Casanare por $2,4 billones (20,9%), Santander por $742 mil millones (6,5%) y Arauca por $658 mil millones (5,8%).

Los giros de estos recursos directos se concentraron en la primera mitad de la década pasada. En el Meta, se recibieron regalías directas por $2,6 billones entre 2012 y 2014 ($0,9 billones anuales en promedio), mientras que los recursos entre 2015 y 2020 descendieron a $1,6 billones ($0,3 billones anuales en promedio). Por su parte, Casanare, Arauca y Santander en conjunto recibieron $2,2 billones entre 2012 y 2014 (promedio anual de $0,7 billones), pero a partir de 2015 se les han girado $1,5 billones (promedio anual de $0,3 billones). Así pues, la disminución en la explotación de hidrocarburos desde 2015 ante la reducción de los precios del petróleo y el menor reparto a los departamentos por concepto de asignaciones directas con la creación del SGR impactaron negativamente el espacio de las entidades territoriales productoras para definir los proyectos financiados con las regalías. Sin embargo, las reformas de la distribución de las regalías han permitido que: 1) otras entidades territoriales no productoras accedan a recursos que provienen del capital natural de la Nación 2) se financien actividades de ciencia, tecnología e innovación, centrales en la elevación de la competitividad de la economía, 3) se apoye la política para la reducción de la brechas sociales y regionales, 4) se destinen recursos al ambiente y la sostenibilidad y 5) se consolide el acuerdo por la paz en Colombia. Queda por asegurar el ahorro en las fases de precios altos del petróleo y los minerales para enfrentar los momentos de reducción de las cotizaciones internacionales, de manera que se reduzca la vulnerabilidad de las finanzas territoriales ante la volatilidad de los ingresos por concepto de las regalías.

Gráfico 22. Distribución de Regalías Directas por hidrocarburos de municipios y departamentos acumuladas 2012-2020



Fuente: SICODIS - DNP. Cálculos Fedesarrollo.

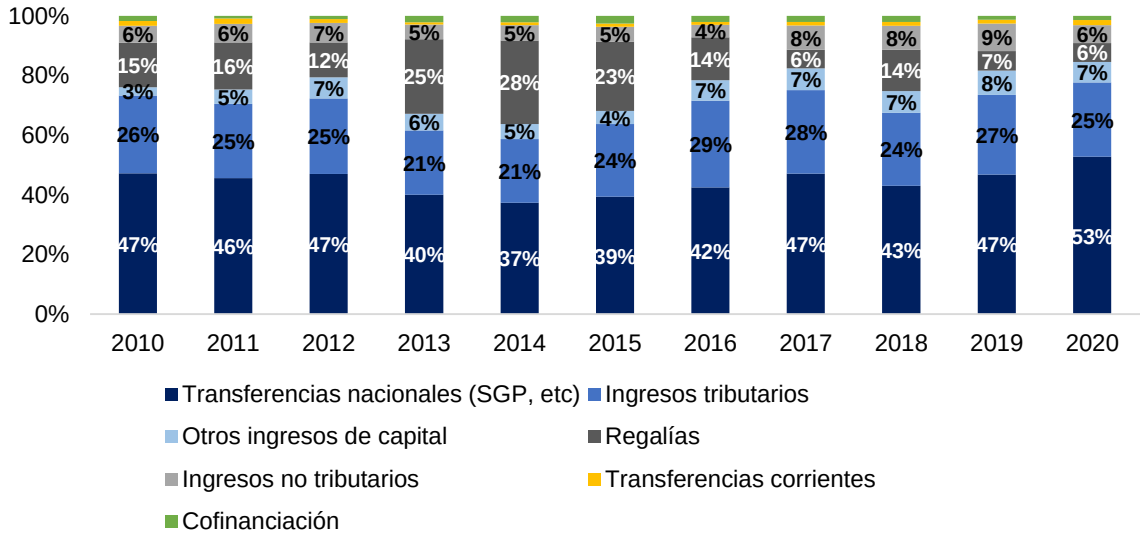
2.3.5. La participación de las regalías en las finanzas departamentales

Las regalías han sido una importante fuente de ingresos en los departamentos del país. Después de las transferencias nacionales, con una participación de 44,4% ($11,8 billones por año en promedio) y los ingresos tributarios, que han aportado el 25,1% de los ingresos totales ($6,7 billones por año en promedio), los recursos por este concepto son el rubro más importante en los ingresos totales de las regiones. Entre 2010 y 2015, las regalías representaron el 20% del total de ingresos departamentales y, posteriormente, representaron aproximadamente el 9% entre 2016 y 2020 (Gráfico 22). No obstante, estas participaciones varían entre los departamentos productores y no productores de recursos naturales no renovables. En este sentido, los ingresos por regalías en Meta, Casanare, Santander y Arauca, que concentran 80% de la producción de crudo del país, representan una mayor proporción frente a los ingresos totales. Al realizar la misma comparación para los principales productores de crudo se encuentra que, entre 2010 y 2015, las regalías representaron el 46% de los ingresos, mientras que la participación entre 2016 y 2020 fue del 24% (Gráfico 23).

Mientras que, en el promedio nacional, las regalías tuvieron una participación de 15% en los ingresos totales de los departamentos entre 2010 y 2018, en Meta fue de 56%, en Casanare de 50,3% y Arauca de 48%. Santander es la excepción en el grupo de productores ya que, a pesar de ser el tercer principal productor de crudo del país, las regalías representan el 13,5% de los ingresos totales, inclusive menor que el promedio nacional, mientras que los recursos tributarios han tenido una participación promedio de 33,5%, superior al promedio nacional. Esta diferencia se debe a que Santander tiene una economía

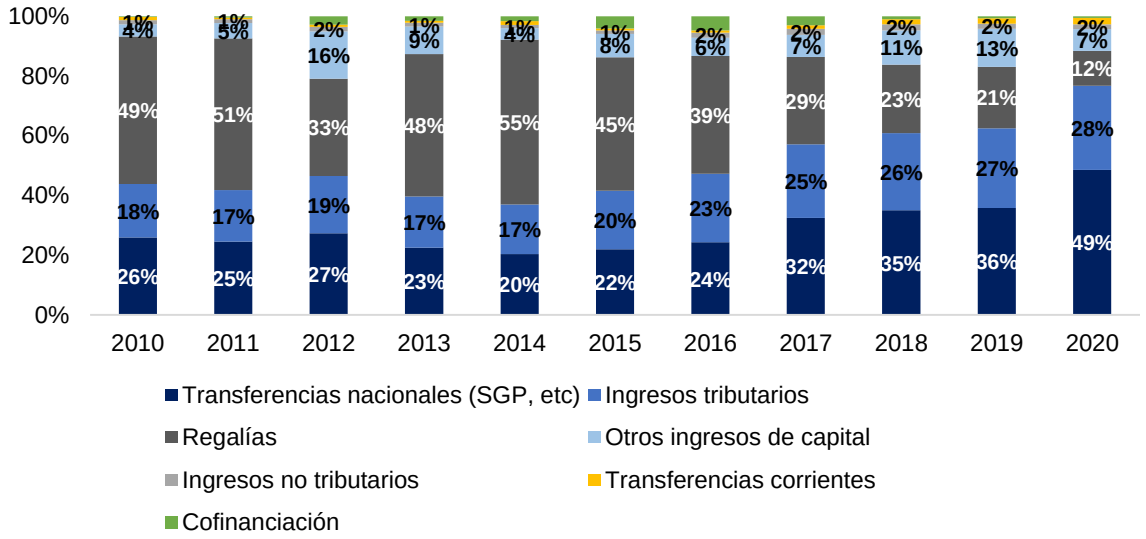
más diversificada y menos especializada en la exploración y producción, E&P, de hidrocarburos. El peso de la manufactura y del clúster de refinación y petroquímica es alto en esta entidad territorial. (Martínez y Delgado, 2018). En contraste, departamentos como Nariño, con una participación de 0,03% en la producción nacional de crudo, Caldas y Quindío, que no producen dicho bien, han recibido recursos por regalías en los mismos años que representan el 8,4%, 7,3% y 5,6% del total de sus ingresos, respectivamente.

Gráfico 23. Composición de los ingresos totales en los departamentos del país 2010-2020



Fuente: SISFUT - DNP. Cálculos Fedesarrollo.

Gráfico 24. Composición de los ingresos totales en los principales departamentos productores de crudo del país 2010-2020*



*Los departamentos productores corresponden a aquellos que concentran más del 80% de la producción nacional de crudo (Meta, Casanare, Santander y Arauca)

Fuente: SISFUT - DNP. Cálculos Fedesarrollo.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, las regalías siguen siendo una fuente importante de ingresos a pesar de haber reducido su participación desde 2015. Por un lado, los departamentos productores se ven beneficiados por los recursos provenientes de asignaciones directas, mientras que las regiones no productoras reciben recursos por medio de los fondos de desarrollo y compensación regionales. Dentro de los municipios productores, la dependencia de los ingresos por regalías es alta en varios de ellos. Municipios como San Luis de Palenque, Puerto Gaitán, Chiriguaná y el Molino, los ingresos por concepto de regalías siguen aportando más del 60% de los ingresos totales, permitiendo así una mayor disponibilidad de recursos para destinar a proyectos de inversión.

2.3.6. Usos de los recursos del Sistema General de Regalías

Los ingresos del Sistema General de Regalías, provenientes tanto de hidrocarburos como de minerales, se han destinado al financiamiento de proyectos para el desarrollo social, económico y ambiental de las entidades territoriales, no sólo en los departamentos productores, sino también en los demás territorios del país entre 2012 y 2020. En este sentido, las actividades de explotación minero-energética han permitido apalancar inversiones regionales, retribuyendo a los territorios los beneficios de su actividad, con un componente redistributivo hacia los departamentos y municipios con poca o nula vocación minera. Así, la financiación de proyectos con estos recursos ha permitido el avance en la implementación de inversión pública regional, representando así un complemento importante de la inversión pública financiada desde el Gobierno nacional (Nuñez y Parra, 2017).

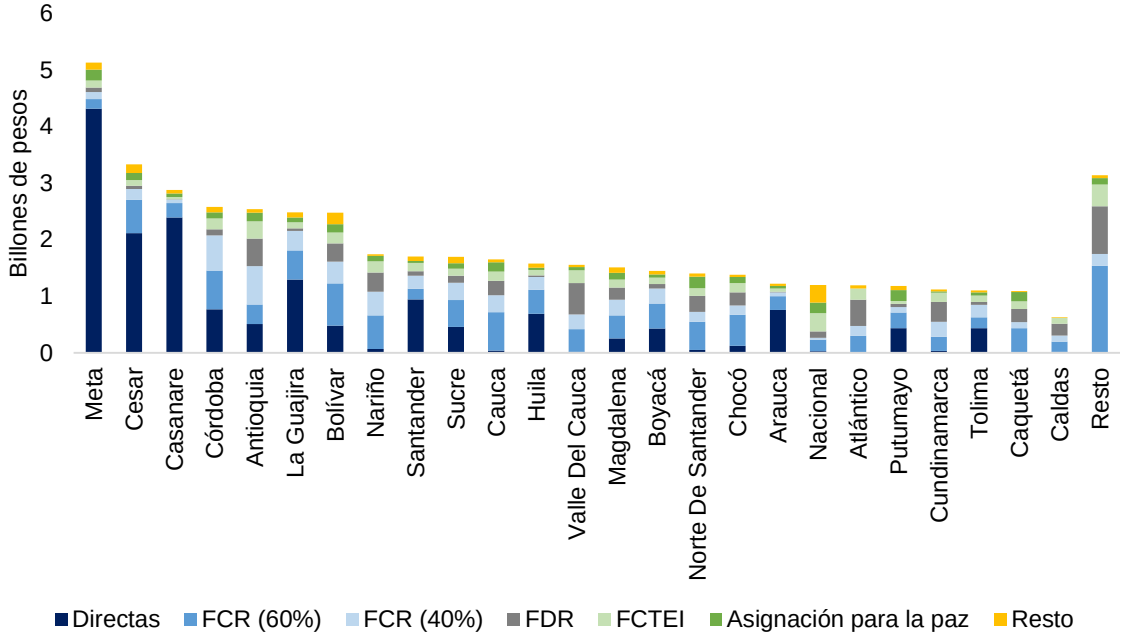
En los principales departamentos productores de hidrocarburos y recursos mineros como Meta, Cesar y Casanare se han financiado la mayor parte de los proyectos, principalmente con recursos de asignación directa, realizándose así el 23,2% del total de las inversiones con recursos del SGR.

Al sumar a estos departamentos los de Santander, Arauca y La Guajira[22], se observa que el 67% de los proyectos financiados con recursos del SGR se han realizado por medio de las asignaciones directas (Gráfico 25). Entre tanto, los ingresos por asignaciones directas en los demás departamentos financian las inversiones en 15% en promedio. Así, los departamentos que no son principales productores han logrado ejecutar proyectos con recursos principalmente del Fondo de Compensación Regional (FCR) y del Fondo de Desarrollo Regional (FDR), que han financiado el 47% y 18% de las inversiones, respectivamente.

El Fondo para la Ciencia, Tecnología e Innovación ha financiado el 11% de los proyectos con recursos del SGR. Con este fondo se financian principalmente cuatro programas: i) Investigación con calidad e impacto (26,2%) en educación superior y en investigación gubernamental y del sector agropecuario; ii) Investigación básica, aplicada y estudios (23,5%), con inversiones en producción y aprovechamiento agrícola; iii) Formación de capital humano para la investigación y desarrollo (21,6%), con recursos para la educación preescolar, básica, media y secundaria; y iv) Desarrollo tecnológico e innovación para crecimiento empresarial (11,1%), con inversiones en desarrollo territorial y de los sectores de industria y comercio.

[22] Meta, Casanare, Santander y Arauca concentran más del 80% de la producción de crudo, mientras que Cesar y La Guajira concentran más del 90% de la producción de carbón térmico para la exportación.

Gráfico 25. Inversiones financiadas con recursos provenientes de regalías 2012 – 2020*
(Clasificadas por departamento y fuente de financiación)



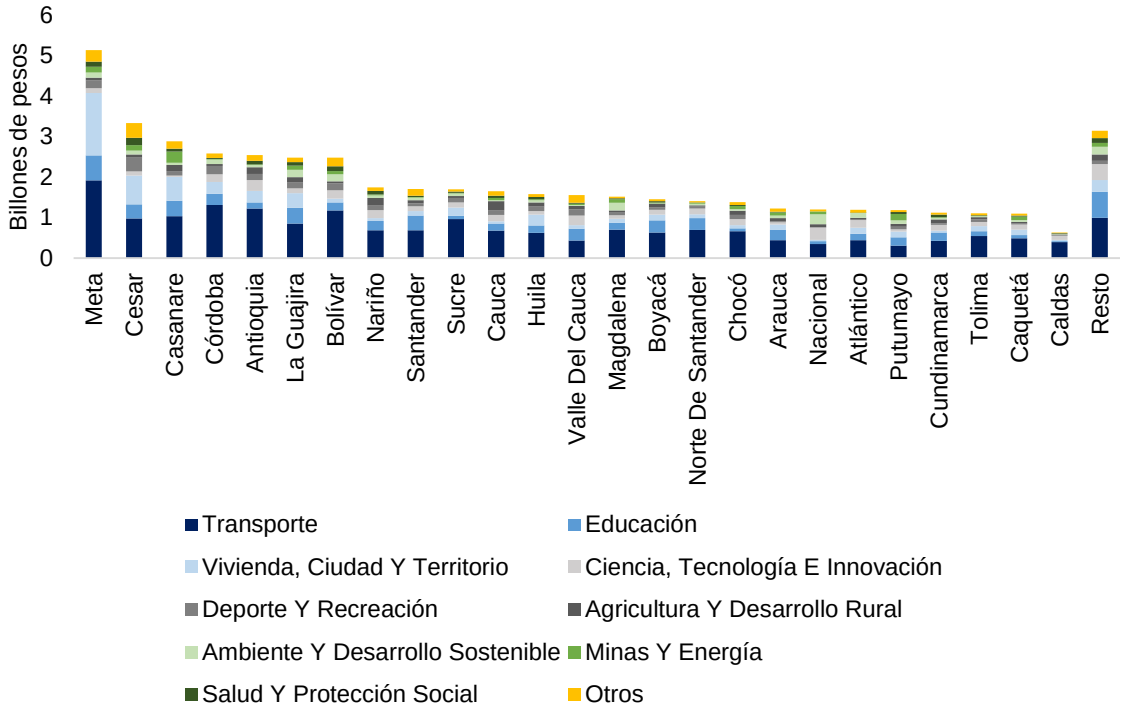
*Proyectos en estado de ejecución o culminados

Fuente: DNP. Cálculos Fedesarrollo.

Las inversiones con recursos del SGR se han concentrado principalmente en tres sectores, que en conjunto representan el 65,4% del total (Gráfico 22). En primer lugar, al sector de transporte se le han destinado la mayor parte de las regalías (40%). En este sector se destacan los proyectos de ampliación de la red vial terciaria (30,4% de los recursos para el sector), red vial secundaria (26%) y red urbana (22,8%). La red marítima también se ha visto beneficiada, donde uno de los proyectos con mayor despliegue de recursos del SGR es el *mantenimiento y recuperación de la navegabilidad del rio Magdalena*, con un costo total de $3,6 billones, financiados en un 3,3% con recursos de regalías, cuya finalidad es garantizar la estabilidad en la actividad portuaria, manteniendo navegable la principal arteria fluvial del país. En segundo lugar, el sector de educación concentra el 12,8% de los recursos, en donde la inversión en calidad, cobertura y fortalecimiento de la educación inicial, preescolar, básica y media ha sido la más alta (41,3%), seguida por la construcción en infraestructura propia en educación (14,5%). Dentro de este sector se destacan los programas de *construcción y dotación de 21 Centros de Desarrollo Infantil (CDI) en 13 municipios del departamento del Atlántico* y el *apoyo de los programas de alimentación y transporte escolar en La Guajira*. En tercer lugar, al sector de vivienda se le ha destinado el 12,6% del total de inversiones con recursos del SGR. Allí, los rubros de saneamiento básico (27,4%), soluciones de vivienda urbana (18,3%) y agua potable (11,7%) han tenido el mayor despliegue de recursos. En este sector, el programa de *construcción de Viviendas de interés Prioritario (VIP) en los municipios de San Alberto, Aguachica, Curumaní, Astrea, Becerril, San Diego Gamarra en el departamento del Cesar*, ha contado con recursos del SGR como una de sus fuentes más importantes.

Los impactos socioeconómicos de las inversiones con recursos del SGR han sido estudiados por Gallego & Trujillo (2017). En la evaluación de impacto, los autores encontraron que tras la reforma del SGR de 2012, el efecto marginal de COP$10.000 adicionales de regalías per cápita: i) incrementa la probabilidad de tener servicio de acueducto en 0,8 puntos porcentuales, pps, y la probabilidad de tener servicio de agua, en 3 pps; ii) reduce el tiempo de desplazamiento para ir a estudiar en 0,15 minutos y para ir a trabajar en 0,31 minutos; iii) aumenta la probabilidad de que los hijos en el hogar asistan a una institución educativa en 1,2 pps; y iv) reduce la probabilidad de padecer alguna enfermedad en 1,1 pps.

Gráfico 26. Inversiones financiadas con recursos provenientes de regalías 2012 – 2020*
(Clasificadas por departamento y sector de inversión en el que se ejecuta el proyecto)



*Proyectos en estado de ejecución o culminados

Fuente: DNP. Cálculos Fedesarrollo.

En conclusión, durante los últimos 10 años se ha evidenciado la importancia de los recursos de regalías, no sólo como porcentaje del ingreso de las entidades territoriales, sino también como una herramienta de apalancamiento de proyectos de inversión para el mejoramiento de las condiciones socioeconómicas de las regiones. Además, el SGR ha permitido que los departamentos no productores se beneficien de estos recursos, implicando así que los proyectos de inversión no se concentren solamente en los territorios donde se realizan las actividades extractivas. De cara al futuro, *caeteris paribus* la participación de los recursos en los departamentos productores por asignaciones directas cobrará una mayor relevancia

en la siguiente década, en la medida que la nueva reforma al SGR les otorgará una participación superior. De otro lado, el componente redistributivo de las regalías a las demás regiones del país seguirá impulsando la inversión local por medio de la asignación para la inversión regional, mientras que los municipios más pobres del país se verían beneficiados por la nueva asignación para la inversión social. La última reforma, de 2019, definió también recursos para los propósitos ambientales y de sostenibilidad. Como se ve en el documento de los retos de Ecopetrol[23], hay incertidumbre sobre la evolución de las actividades de petróleo y minería en cuanto al periodo en el que podrán crecer y el monto de las regalías. Los mecanismos del ahorro y la inversión en construcción de capacidades productivas alternativas deben garantizar la mitigación de los riesgos fiscales y económicos de las regiones productoras, en medio de la transición energética mundial y nacional.

Conclusiones del impacto macroeconómico

La dinámica del sector petrolero en los últimos 10 años ha tenido una relación estrecha con la evolución de la economía total del país. Por un lado, a pesar de no tener un aporte tan alto al PIB (3,9% en el PIB real y 5,2% en el PIB nominal entre 2010 y 2020), el ciclo de la economía ha sido similar al ciclo petrolero. En este sentido, el sector de hidrocarburos registró un crecimiento promedio anual de 2,2% en los últimos 10 años, comparado con el 2,8% de la economía colombiana. En términos de mercado laboral, el sector ha contribuido con cerca de 47 mil empleos anuales promedio en los últimos 10 años. El aporte al empleo ha sido inferior al aporte al PIB, al tratarse de un sector intensivo en el uso del capital, pero la ocupación ofrecida ha sido de trabajo más calificado y mejor remunerado que en otros sectores.

Aunque la participación de los hidrocarburos en el PIB nacional es relativamente baja-Colombia no es un país petrolero-, el país si es dependiente de las exportaciones petroleras. En la década pasada, las exportaciones de petróleo y sus derivados tuvieron un aporte promedio del 42,8% de las ventas externas totales, mientras que la participación de la IED en el sector fue de 27% en promedio.

Por el lado de las cuentas fiscales, el sector ha aportado cerca del 9,4% de los ingresos totales del GNC por medio de los rubros de impuestos y dividendos a la nación. Asimismo, las finanzas territoriales han sido participes de los ingresos por regalías. Así pues, estos recursos aportaron el 15,1% de los ingresos fiscales de todos los departamentos del país, mientras que las regalías contribuyeron con el 35,7% de los ingresos totales de los departamentos productores de hidrocarburos. En las principales regiones productoras, la dependencia fiscal de los pagos del sector petrolero es aún mayor.

El país debe continuar su proceso de diversificar las exportaciones y de la estructura productiva de las regiones productoras para mitigar los riesgos de la volatilidad de los ingresos provenientes de las ventas externas de hidrocarburos y minerales, así como los

[23] Fedesarrollo hizo dos trabajos para Ecopetrol para el aniversario 70 años de la compañía. Este documento, que se concentra en los años 2010-2020 y otro que trata de los retos del Grupo Ecopetrol en los próximos diez años. Ver en www.fedesarrollo.org.co repositorio.

riesgos de las entidades territoriales especializadas en la producción de combustibles fósiles, ante las tendencias a la baja de la demanda mundial.

En el segundo documento, se presentan las proyecciones macroeconómicas del país, para los próximos diez años, en diferentes escenarios de la demanda de hidrocarburos en el nivel mundial.

ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN E IMPACTO DE LA CADENA DE VALOR

1. Exploración y producción

La actividad petrolera en el mundo tuvo dos grandes choques durante los últimos diez años. El primero, marcado por el fin del boom de los *commodities* (desde el segundo semestre de 2014 hasta 2016) y el segundo, por la crisis de precios y la recesión causada por la pandemia del COVID-19. En primer lugar, entre 2014 y 2016, la mayor oferta internacional de crudo, impulsada principalmente por Estados Unidos y el Medio Oriente, junto con la desaceleración de la demanda en economías emergentes afectaron el precio del petróleo. De esta manera, el precio internacional del Brent, referencia principal de las exportaciones de la compañía, pasó de 108,5 dólares el barril promedio anual en 2013 a 43,5 dólares el barril en 2016. Finalmente, en 2020, la pandemia redujo drásticamente la demanda global de crudos y combustibles a tal punto que fue necesario un acuerdo de productores para ajustar la oferta, retirando temporalmente del mercado 9,7 millones de barriles diarios (cerca del 10% de la oferta total) (Deutsche Welle, 2020). A pesar de los recortes, el precio cayó abruptamente a mediados del año y se recuperó lentamente, lo que produjo la cotización promedio anual más baja del Brent en los últimos 15 años (precio promedio de 42,2 USD/bl). Según Platts, para 2020, la demanda global de crudo se redujo en 8,7 millones de barriles diarios, mbd.

En Colombia, la historia del petróleo que comenzó hace cien años tuvo varias etapas después de la época de las primeras concesiones. Una de ellas fue la que comenzó con la creación de Ecopetrol en 1951 para recibir la reversión de los activos de la Concesión de Mares y que construyó poco a poco capacidades propias para explorar y producir hidrocarburos, así como para refinarlos y transportarlos. La segunda etapa nació en 1969 con la ley 20 que afirmó la propiedad del subsuelo en cabeza de la Nación y el rol de administrador del recurso en Ecopetrol. El Decreto 2310 de 1974 consagró la figura del contrato de asociación como la forma principal del contrato petrolero, lo cual permitió que Ecopetrol participara en la producción sin incurrir en riesgo exploratorio. La Resolución 50 de 1976 determinó que el precio internacional del petróleo sería reconocido en las transacciones con los socios de Ecopetrol.

Hasta 2003, la empresa tuvo simultáneamente funciones públicas y corporativas. Hacía parte de las cuentas públicas y se le imponía una meta fiscal que limitaba tanto la asunción de riesgos exploratorios como su presupuesto de inversiones. La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, en ese año liberó a Ecopetrol de su rol de administrador del recurso y liquidador de regalías, y sembró las condiciones para que, a partir de su capitalización en 2007, la compañía operara como cualquier empresa petrolera.

Como compañía integrada, Ecopetrol S.A tiene activos en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos hasta la comercialización mayorista. Los dos primeros segmentos consisten en la exploración y la producción de hidrocarburos y constituyen el corazón de sus actividades. De la misma forma, las inversiones en exploración y producción de la empresa, si bien incluyen proyectos en otros países, están concentradas en un 80% en Colombia.

Exploración

La exploración de nuevos yacimientos es el primer eslabón en la cadena de hidrocarburos que se realiza mediante actividades como el análisis sísmico de las áreas, su interpretación y la perforación de pozos exploratorios, que permitan incorporar nuevos campos de producción e incrementar las reservas probadas netas de hidrocarburos. En la década de 2010 a 2020, el Grupo Ecopetrol consolidó su rol como compañía petrolera integrada, en especial al asumir riesgo exploratorio. Entre 2006 y 2010, Ecopetrol participó en las distintas rondas nacionales e internacionales de la ANH, solo o en asocio con terceros, en medio de un cambio en el contrato petrolero colombiano y un ascenso sostenido de los precios internacionales del crudo, lo que le significó un incremento de 12 a 40 pozos exploratorios por año, la mayor parte de ellos en territorio colombiano.

En el decenio pasado, se perforaron 236 pozos exploratorios, 117 delimitadores y 93 estratigráficos, que permitieron incorporar recursos descubiertos, con tasas geológicas de éxito de entre 23% (2014) y 67% (2017), y tasas económicas de éxito de entre 6% (2014) y 50% (2016). Su actividad se concentró en Colombia, pero no se limitó a las fronteras nacionales. El Grupo incursionó con éxito en el Golfo de México y en Brasil y ha abierto una nueva provincia gasífera *offshore* del Caribe Colombiano de la mano de empresas petroleras de talla mundial.

La participación del Grupo Ecopetrol en la actividad exploratoria del país fue variable durante el período de análisis. Tomando los pozos exploratorios (Gráfico 27) del Grupo Ecopetrol, GE, y la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, los pozos del GE explicaron en un 27%, en promedio anual, la actividad de perforación del país. Los valores mínimo y máximo de dicha participación, entre 2010 y 2020, fueron del 12,2% (2013) y el 55.6% (2020), respectivamente[24].

Tabla 2 Pozos exploratorios País y Grupo Ecopetrol 2010 2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
País	112	126	130	115	112	25	21	54	48	48	18
GE	39	51	28	14	35	6	6	18	12	16	11
GE Colombia	33	40	20	14	27	5	5	16	12	15	10
% 3/1	29,5	31,7	15,4	12,2	24,1	20,0	23,8	29,6	25,0	31,2	55,6

Fuente: ANH y Ecopetrol

La estrategia exportadora durante el período analizado, en especial la adoptada a mediados del decenio como respuesta a la crisis causada por la caída de los precios internacionales, que consistió en seleccionar las cuencas con mayor potencial en plataforma continental, asociarse con firmas de talla mundial en el *offshore* en el país y en el exterior, y en revaluar el potencial de los campos maduros contribuyó al reemplazo de las reservas consumidas

[24] En 2015, la caída del número de pozos del GE en Colombia fue de 81,5% mientras que la del total del país fue de 77,7%. La recuperación en 2017 fue mayor en el GE, con un 220% de crecimiento del número de pozos exploratorios, comparado con 2016, mientras que la del país fue algo menor: 157%.

del país. La incorporación por revaluaciones de reservas en el país superó ampliamente las adiciones por nuevos descubrimientos, y contribuyeron a la recuperación de la relación reservas producción tanto de petróleo como de gas, a partir de 2016.

Tabla 3 Relación reservas/producción crudo y gas (años) 2010-2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Crudo	7,2	6,8	6,9	6,6	6,4	5,5	5,1	5,7	6,2	6,3	
Gas	13,3	13,9	13,4	12,1	11,3	10,5	10,3	10,9	9,8	8,1	7,7

Fuente: IEP-ACP y Promigas.

El período 2010-2020 estuvo marcado por una primera fase de expansión en el nivel nacional (2010-2014); seguido de un periodo de reducción de la actividad exploratoria (2015-2017) producto de la crisis internacional de los precios del crudo y, más recientemente, la etapa de recuperación de los precios y con ella la reactivación de la exploración, truncada por la crisis del COVID (2018-2020).
La actividad exploratoria en el decenio, en términos de pozos exploratorios e inversión, en el país y en exterior, se puede examinar en tres períodos, como sigue:

Periodo 2010-2014

Entre 2010 y 2014 se continuó la maduración y generación de prospectos técnica y económicamente viables que adicionaron y fortalecieron el portafolio exploratorio de Ecopetrol y la participación en las diferentes rondas para la adquisición de nuevos bloques y el incremento de las reservas probadas.
En este período hubo incorporación de nuevas reservas y entrada en nuevos bloques de exploración en Colombia, México, Perú y Brasil, como se observa a continuación:

PRINCIPALES LOGROS 2010-2014

2010	2011	2012	2013	2014
Incorporación de nuevas reservas correspondientes a Quifa, Rubiales, Casabe Sur Incorporación de nuevos bloques en el Golfo de México, Perú y Brasil. Nuevo descubrimiento del bloque Quifa Nuevo Descubrimiento en el bloque Uribante en Catatumbo	Incorporación de nuevos bloques como resultado de la Ronda Colombia 2010. Incorporación de nuevos bloques internacionales Descubrimientos en el Bloque Caño Sur, CPO-9, Playón, Tinkhana, Cuisinde y Quifa	Incorporación de nuevos bloques en la Ronda Colombia 2012 (12 bloques en las cuencas Llanos, Valle Medio del Magdalena, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cordillera y el o*ffshore* del Caribe colombiano). Descubrimientos en los bloques Caño Sur, Quifa, Playón, Tisquirama y RC 5	Descubrimientos en los Bloques CPO 10 y CPO 11, incorporando recursos contingentes del orden de 73 millones de barriles de petróleo equivalente, Mbpe.	Descubrimientos en los bloques Tayrona, CPO9, Cuisinde y De Mares, incorporando recursos contingentes de 93 Mbpe. En la ronda 2014 se adquirió el bloque Sin Off-7.

Para 2014, Ecopetrol cubría un área de exploración cercana a los 15 millones de hectáreas con una participación en 60 bloques, las cuales se distribuían principalmente en las dos

zonas con mayor potencial prospectivo del país: *offshore* Caribe y Llanos Orientales (Ecopetrol, reporte de sostenibilidad 2014, pág 100).
Para realizar su actividad exploratoria, la empresa tenía cuatro modalidades:
• Como operador directo en bloques al 100% (esto es sin participación de terceros).
• Como operador en bloques, donde participa en riesgo con terceros.
• Con participación en riesgo, en bloques que son totalmente operados por un tercero.
• A través de contratos de asociación.

Sísmica. Entre 2010 y 2014 se registraron más de 160 mil km equivalentes de sísmica, de los cuales la mayor parte fueron adquiridos en Colombia, *onshore*, particularmente en la región de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Caribe *offshore* y en Perú.

Inversión exploratoria. Las inversiones en exploración de Ecopetrol directa y participación de riesgo en el año 2010 fueron de USD258 millones y alcanzaron un máximo de USD674 millones en 2014. Las inversiones en exploración del Grupo Ecopetrol fueron de USD1.065 millones en 2011 y aumentaron hasta USD1.343 millones en 2014.

ACTIVIDAD EXPLORATORIA 2010-2014

AÑO	RESULTADOS
2010	El Grupo Ecopetrol perforó 39 pozos A3, 16 delimitadores y 10 pozos estratigráficos. A través de Ecopetrol S.A se perforaron 13 pozos A3 nacionales de los cuales 4 fueron clasificados como productores. y 2 más estaban pendientes de culminar su evaluación para establecer presencia de hidrocarburos. La estrategia de crudos pesados se focalizó en la adquisición de información sísmica en los bloques CPO–8, CPO –9, CPO–10 y CPO–11, para un total de 2.365 kilómetros equivalentes de información, y en la perforación de 15 pozos (5 exploratorios y 10 estratigráficos). Así mismo en el área se perforaron 6 pozos delimitadores o A1 bajo la figura de sólo riesgo. En el área de producción como actividad exploratoria de *Near Field Exploration* (NFE) se perforaron 13 pozos A3 y 10 pozos delimitadores. En la actividad de Hocol se perforaron 7 pozos A3. En el plano internacional, se perforaron 6 pozos exploratorios. Sin contar los pozos en evaluación, la tasa de éxito geológica del G.E para el año fue de 44% y comercial del 38%.
2011	El Grupo Ecopetrol perforó 83 pozos: 51 pozos A3, 10 delimitadores y 22 estratigráficos. Ecopetrol S.A perforó en Colombia 40 pozos distribuidos así: 21 pozos exploratorios A3/ A2, 10 pozos de delimitación A1 y 9 pozos estratigráficos. Se evidenció presencia de hidrocarburos en 10 pozos exploratorios A3 y en 1 de los estratigráficos. A través del área del área de producción como actividad exploratoria de Near Field Exploration (NFE) se perforaron 9 pozos A3. A través de la filial Hocol, se perforaron 23 pozos de los cuales 10 fueron A3, 1 delimitador y 13 estratigráficos. En 2 de los 10 pozos A3 se encontró presencia de hidrocarburos. A nivel internacional se perforaron 11 pozos exploratorios A3 y A2, distribuidos así: 7 en la costa peruana por parte de Savia Perú, 2 en la Costa del Golfo de los Estados Unidos y 2 pozos en Brasil. En términos de éxito exploratorio, el Grupo tuvo una tasa de éxito geológico del 41% y del 39% tomando los pozos comerciales.
2012	El Grupo Ecopetrol perforó 89 pozos: 28 pozos A3/A2, 30 pozos A1 y 31 estratigráficos. Ecopetrol S.A y sus socios perforaron 55 pozos: 5 pozos A3, 26 pozos A1 y 24 estratigráficos. La estrategia de crudos pesados dentro de la actividad exploratoria realizada durante el 2012 se focalizó en la perforación de pozos A3 y A1 y la búsqueda de información estratigráfica en los bloques de los Llanos Orientales (Caño Sur, Quifa, CPE-2, CPE -8, CPO-9 y CPO-11). Además, se ejecutó un programa sísmico que registró un total de 365,5 kilómetros equivalentes de información en el CPO9. Hocol S.A. perforó 9 pozos A3/A2, 1 pozo A1 y 7 estratigráficos. Resultaron exitosos 3 pozos A3/A2. Por su parte, Equión S.A. perforó el pozo exploratorio Mapalé y los análisis revelaron la presencia de gas en el pozo que posteriormente fue declarado no comercial. A nivel internacional, Ecopetrol America Inc. perforó 3 pozos exploratorios (A3) en el Golfo de México (Estados Unidos). Savia Perú perforó 2 pozos exploratorios: Colan-1 y Pelusa-1, los cuales revelaron presencia de hidrocarburos, pero no fueron considerados éxitos comerciales. Finalmente, Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil, perforó un pozo delimitador: Ituna 2 y se perforaron 3 pozos exploratorios. La tasa de éxito geológica del G.E para el año fue del 50% y del 39% la comercial.
2013	El Grupo Ecopetrol perforó 56 pozos: 14 pozos exploratorios A3, 26 pozos A1 o delimitadores y 16 estratigráficos. Se perforaron y terminaron 48 pozos nacionales por parte de Ecopetrol S.A y sus socios, de los cuales 11 fueron A3; 22 A1 (delimitadores), y 15 estratigráficos. De los 11 pozos A3, 6 correspondieron a la operación directa de Ecopetrol y 5 fueron operados por terceros en la modalidad de participación en riesgo. Los 22 pozos delimitadores A1 fueron operados directamente por Ecopetrol. De los 15 pozos estratigráficos perforados, 13 fueron operados directamente por Ecopetrol y 2 fueron operados por terceros (). En términos de éxito exploratorio, de los 11 pozos nacionales perforados A3, ocho son pozos exitosos. En lo correspondiente a Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales HYCN, se perforó 1 pozo estratigráfico que quedó en evaluación). La estrategia de crudos pesados concentró la actividad exploratoria en Colombia con 45 pozos: 10 del tipo A3, 20 pozos A1 y 15 estratigráficos. En los bloques de los Llanos Orientales se ejecutó un programa sísmico de 926,8 kilómetros equivalentes de información en el bloque CPE 4. En la estrategia de inversión para los proyectos de gas natural, se destacó la perforación del pozo delimitador Oripaya-2, que incorporó recursos contingentes adicionales de 5,4 Mbpe.

	En la actividad de las filiales, dentro de Hocol se perforaron 3 pozos A3 y 3 pozos A1. En Ecopetrol América el pozo delimitador. Como resultado de esta actividad la tasa de éxito geológica y comercial del G.E para el año fue del 50% y el 21% respectivamente.
2014	El Grupo Ecopetrol perforó 57 pozos, de los cuales 35 fueron A3, 11 delimitadores y 11 estratigráficos. Ecopetrol S.A perforó 33 pozos nacionales, de los cuales 17 se clasificaron como A3, 10 se clasificaron como A1 (delimitadores) y 6 como estratigráficos. De los 17 pozos exploratorios A3, 13 correspondieron a la operación directa de Ecopetrol y 4 fueron operados por terceros. De los 10 pozos delimitadores A1, 9 fueron operados directamente por Ecopetrol y 1 fue operado por terceros bajo la modalidad de participación en riesgo. A su vez, de los 6 pozos estratigráficos perforados, 5 fueron operados directamente por Ecopetrol y 1 fue operado por terceros. La estrategia de crudos pesados se focalizó en los bloques de los Llanos Orientales y se perforaron 26 pozos: 12 del tipo A3/A2, 8 pozos A1 y 6 estratigráficos. En la estrategia de inversión para los proyectos de gas natural se destacó la perforación del pozo Orca, en el bloque Tayrona, que incorporó 65,3 mbpe en ese año. En actividad de *Near Field Exploration* se perforaron 3 pozos A3 y 1 pozo A1 (Caronte-2) y en lo correspondiente a Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales HYCN se perforaron 3 pozos estratigráficos. En Hocol se perforaron 6 pozos A3 y 2 pozos estratigráficos. A nivel internacional se perforaron ese año 9 pozos, de los cuales 8 fueron A3 y 1 delimitador. Esta actividad tuvo como resultado una tasa de éxito geológica del 23% y comercial del 6%.

Fuente: Vicepresidencia de Exploración, Ecopetrol.

Periodo 2015-2017

En 2015, la actividad exploratoria se redujo sustancialmente, tanto en la perforación de pozos como en la adquisición sísmica y en la inversión del segmento. En los siguientes años, en el marco de un nuevo programa de transformación empresarial, Ecopetrol logró avanzar en la actividad exploratoria nacional, ajustando sus actividades y recursos frente a las condiciones del sector petrolero nacional e internacional, en sus operaciones.
En un incierto panorama de precios, de sobreoferta de petróleo, entre 2015 y 2017, el GE continuó su labor exploratoria en los diferentes bloques en los que participaba, fortaleciendo su presencia internacional.

DESCUBRIMIENTOS Y ADQUISICIONES 2015-2017

- Descubrimientos en el Offshore Caribe, en el Bloque Fuerte Sur (Pozo Kronos-1B). De esta manera, se incorporaron recursos contingentes del Grupo correspondientes a 289,48 mbpe en la vigencia 2015.
- Descubrimiento en *onshore*, en el Bloque Quifa (pozo QFNCS-1), y en el Bloque SSJN-1 (Pozo Bullerengue).
- Se incrementaron los recursos contingentes del descubrimiento Nueva Esperanza-1, del Bloque CPO09 con los delimitadores Nueva Esperanza 2 y 3.
- Adquisición de 10 nuevos bloques como fruto de las negociaciones en las rondas de licitación de 2015 en el Golfo de México de Estados Unidos.
- Se concretaron ofertas de cuatro compañías para ser socias de Ecopetrol en bloques de exploración, tres en Colombia y una en Brasil en 2015.
- Termina la perforación del pozo delimitador León 2, ubicado en el Golfo de México y operado por Repsol, cuyos resultados fueron la adición de 23 millones de barriles de petróleo equivalentes (mbpe) de recursos contingentes en 2016.
- A través de Ecopetrol America Inc. se logró la adjudicación de los bloques Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México (USA) en 2017.

En este período continuó la maduración y generación de prospectos técnica y económicamente viables que cumplieron con el proceso exploratorio que contempla revisiones técnicas con el grupo de aseguramiento de control y calidad (*Quality Control/ Quality Assurance*), fortaleciendo el portafolio exploratorio con el fin de generar valor y sostenibilidad.
Ecopetrol definió en 2015 una Guía para la gestión del proceso para administrar las actividades de exploración que integró a todas las filiales del grupo, y definió los requisitos e instancias de decisión a lo largo del ciclo de vida de un proyecto exploratorio, con el objetivo de promover la disciplina operativa y la planeación de las oportunidades exploratorias. Adicionalmente, buscó optimizar la gestión del portafolio exploratorio, mantener altos estándares de aseguramiento técnico, orientar los esfuerzos hacia el cumplimiento de la estrategia exploratoria y agilizar el proceso de maduración de las oportunidades y su conversión a recursos descubiertos, contingentes y reservas.
Entre 2015 y 2017, la estrategia exploratoria se apalancó en tres frentes de trabajo: *onshore, offshore* y exploración en campos maduros. En el *onshore*, Ecopetrol, junto con su filial Hocol, concentró el trabajo en la perforación de pozos en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Llanos y Piedemonte. En el *offshore*, en el Caribe y el Golfo de México, la labor exploratoria permitió la adición de recursos contingentes a las reservas existentes. Para el tercer frente y “debido al contexto de precios bajos, se hizo un retorno hacia la actividad en el *onshore* y para esto, la iniciativa más importante fue la evaluación

de campos maduros" (ECP, 2016, p. 141). En desarrollo de esta labor, se comenzó con el examen del potencial de los Llanos, Putumayo Occidental y Piedemonte, a través de técnicas como *near field exploration, infill exploration* y profundización. Esta estrategia permitió explorar en zonas más profundas, en los campos y yacimientos que ya estaban en producción. Adicional a estas acciones, en 2016 Hocol *Petroleum Limited*, filial 100% de Ecopetrol, constituyó, la sociedad Ecopetrol Offshore (Ecopetrol Costa Afuera – ECAS), con el objetivo de fortalecer la operación *offshore* y desarrollar actividades de petróleo y gas a través de Zonas Francas Offshore.

En 2017 el Grupo Ecopetrol (GE) cubría un área de exploración de 10.200.000 hectáreas (Ha) con una participación en 189 bloques en Colombia y en el exterior.

La exploración se realizaba en áreas nacionales (95%), Hocol S.A. y las subsidiarias Ecopetrol Costa Afuera Colombia (ECAS) y, en áreas internacionales (5%), a través de las subsidiarias Ecopetrol America Inc. (Estados Unidos – Golfo de México), Ecopetrol Brasil y Ecopetrol Hidrocarburos México S.A.

En 2017, con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio y lograr la consolidación como una compañía panamericana, se creó la subsidiaria Ecopetrol Hidrocarburos México S.A., que estaba a cargo de los bloques 6 y 8 adjudicados en asociación con Petronas y Pemex en este país. Así mismo, a través de Ecopetrol America Inc. se logró la adjudicación de los bloques Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México (USA) donde se encuentran prospectos como el denominado "Blacktail", cercanos a plataformas de producción.

Sísmica. Entre 2015 y 2017, la adquisición sísmica del Grupo se redujo a 6.419 km equivalentes, mientras la compra de sísmica alcanzó más de 95 mil km equivalentes.

Inversión exploratoria. La inversión del GE en este período cayó de USD571 millones en 2015 a USD376 millones en 2017, en medio de un escenario internacional de precios bajos y en el marco de la política de disciplina en el gasto del GE en este período.

ACTIVIDAD EXPLORATORIA. Pozos. Grupo Ecopetrol y socios 2015-2017

AÑO	RESULTADOS
2015	El Grupo Ecopetrol perforó 14 pozos de los cuales, 6 se clasificaron como exploratorios A3, 6 se clasificaron como delimitadores A1-A2 y 2 se clasificaron como estratigráficos. De los 6 pozos exploratorios A3 en 2015, 4 correspondieron a Ecopetrol S.A., 1 a Hocol y otro a Ecopetrol America Inc. De los 6 pozos delimitadores A1 y A2, cinco correspondieron a Ecopetrol S.A. y 1 a Hocol. De los 5 de Ecopetrol, 3 fueron de operación directa y 1 en participación en riesgo, operado por Metapetroleum. De los 2 pozos estratigráficos, 1 correspondió a Hocol y el otro a Ecopetrol, este último en participación en riesgo y perforado por Emerald. La estrategia de crudos pesados se focalizó en la perforación de pozos A3 y A1 y la búsqueda de información estratigráfica, en los bloques Llanos 9, CPO-9, CPO-10, Quifa, CPO-16 y Nogal. En los bloques mencionados se perforaron siete pozos (un pozo A3, cuatro pozos A1-A2 y dos estratigráficos). En la estrategia de inversión para los proyectos exploratorios de gas, se destacó la perforación del pozo Kronos 1B, en el bloque Fuerte Sur, que incorpora 251,39 mbpe y el pozo Bullerengue en el bloque SSJN-1, el cual incorpora 4,72 mbpe. Esta actividad tuvo como resultado una tasa de éxito geológica del 50% y comercial del 33%.
2016	El Grupo Ecopetrol perforó 7 pozos de los cuales, 6 se clasificaron como exploratorios A3 y 1 como delimitador A1. De los 6 pozos exploratorios A3 perforados, 2 correspondieron a Ecopetrol, 3 a la filial Hocol y 1 más a Ecopetrol America Inc. Ecopetrol America Inc perforó el pozo Warrior, localizado en el área de Green Canyon en el Golfo de México (Estados Unidos); ese pozo comprobó presencia de hidrocarburos, y si bien es considerado como exitoso, el pozo fue taponado y abandonado temporalmente hasta que se desarrollen las facilidades. Ecopetrol America Inc, perforó en asocio el pozo delimitador León 2 BP4, el primero en la estrategia de delimitación de León 1 (A3). Para este año la tasa de éxito tanto geológica como comercial se situó en 50%.
2017	El Grupo Ecopetrol perforó 20 pozos: 18 se clasificaron como exploratorios A3 y 2 como delimitadores A1. De los 18 pozos A3 perforados en el año, 12 correspondieron a Ecopetrol (directo o en asocio), 4 a Hocol S.A., 2 a Ecopetrol America Inc. y otro más a ECAS. Hocol perforó en asocio con Lewis Energy como operador el pozo delimitador Bullerengue Sur-3, dentro del campo Bullerengue. Por su parte, Ecopetrol perforó en asocio con Parex el pozo delimitador Capachos-2ST Central, en el campo Capachos. Los resultados de la actividad arrojaron una tasa de éxito geológica del 67% y comercial del 22% para el año.

Fuente: Vicepresidencia de Exploración, Ecopetrol.

Periodo 2018-2020

En 2018 con el mejoramiento del entorno internacional, se avanzó en la internacionalización de la exploración *offshore* al ingresar al pre-sal brasileño, una de las zonas de mayor potencial del mundo, con compañías de primer nivel como BP, CNOOC, Shell y Chevron. El GE continuó su trabajo focalizado en proyectos de alto volumen y valor en Colombia costa afuera, identificando nuevas oportunidades en Colombia continental, y consolidando un portafolio exploratorio en Estados Unidos (Golfo de México), México y Brasil.

PRINCIPALES LOGROS 2018-2020

2018	2019	2020
Ecopetrol participó en la Ronda GOM - Lease Sale 251, incorporando 4 bloques (Green Canyon 404, 405, 448, 492)	Le fueron asignados a Ecopetrol el bloque LLA-121, en donde tiene participación de 100%, y el bloque LLA-122 en asocio con Parex, cuya participación es del 50% en el Piedemonte Llanero	se incorporó un nuevo descubrimiento de gas, ubicado en el bloque SSJN1 (Merecumbé)
En Brasil, Ecopetrol en consorcio con las empresas BP y CNOOC ganó en la ronda de licitación el bloque Pau-Brasil, localizado en la región central de la Cuenca de Santos, una de las de mayor potencial del Pre-sal brasileño.	A Hocol le fueron asignados en los Llanos Orientales los bloques LLA86, LLA-87, LLA-109, LLA-123 y LLA-124 en asocio con la empresa Geopark, y el bloque LLA-100, donde contará con una participación de 100%, mientras que en la zona de Cordillera le fue asignado el bloque COR-9 con una participación de 100%.	
	A Ecopetrol le fue asignado el bloque GUAOFF-10 con un porcentaje de participación de 100%	
	Asignado a la filial Ecopetrol América el bloque MC-904 ubicado en el área de Mississippi Canyon	

En los últimos años de la década pasada, continuó la ejecución de la estrategia exploratoria centrada en 1) la exploración en cuencas maduras como Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos, donde el foco ha sido la búsqueda de hidrocarburos en prospectos cercanos a campos existentes, 2) la maduración de proyectos que apalancaran la estrategia de gas de Ecopetrol y lograran incorporar más gas al mercado colombiano a partir del 2025, 3) en el *offshore* Caribe colombiano, en la delimitación de los descubrimientos Kronos y Gorgón, 4) el diseño de programas de adquisición sísmica *offshore* y la revaluación de los conceptos exploratorios del Caribe Norte, donde se han identificado oportunidades con potencial para hidrocarburos líquidos.
En Colombia se adquirió sísmica 2D y 3D en Putumayo, los Llanos, el Valle Superior del Magdalena y el Golfo de Morrosquillo, principalmente. En Brasil se realizó la compra de programas sísmicos marinos 3D y en México se compraron programas sísmicos de sísmica regional 2D perteneciente al programa Gigante 2D y de sísmica 3D fusionada (*merged*).

En 2018 el Grupo Ecopetrol (GE) cubría un área de exploración de 10,2 millones de hectáreas (Ha) distribuidas en las diferentes filiales y zonas de interés exploratorio.
Para 2019, el Grupo Ecopetrol contaba con acceso a 8,79 millones de hectáreas distribuidas en las diferentes filiales y zonas de interés exploratorio en varios países donde opera.
En el *onshore* se avanzó en la maduración y perforación de oportunidades en el Valle Superior del Magdalena (VSM) y en la parte central de la cuenca de los Llanos, Arauca, donde se buscan crudos livianos en yacimientos de alta productividad asociados al tren Arauca-Caño Limón; se avanzó en la exploración y delimitación de oportunidades de crudos pesados en cercanía a los trenes productores de Chichimene-Acacias-Lorito y Castilla (cuyo desarrollo se apalanca en la infraestructura existente y en la experiencia de Ecopetrol en este tipo de yacimientos); continuó la evaluación de los *plays* del Paleozoico en los Llanos Orientales y profundos en el VMM así como la exploración en la costa norte y el Valle Inferior del Magdalena (VIM).
En el *offshore* Colombia, se avanzó en la evaluación de los descubrimientos Orca y Santa Ana, con la intención de acelerar su delimitación y desarrollo y se incorporaron socios con experiencia en exploración de aguas profundas.
Con respecto al portafolio internacional, en Brasil, la estrategia tuvo como foco la incorporación de activos a través de compras, *farm-in* y participación en rondas exploratorias. Se logró el ingreso a las oportunidades exploratorias Pau Brasil y Saturno, así como la adquisición del 30% del descubrimiento Gato do Mato ubicado en los bloques BM-S-54 y el Contrato de Producción Compartida Sul de Gato do Mato.
La estrategia en aguas profundas del Golfo de México de Estados Unidos se enfocó en la búsqueda y desarrollo de oportunidades en los reservorios del Mioceno y Jurásico, priorizando oportunidades de bajo riesgo exploratorio y con cercanía a infraestructura existente.
En el último año de la década, en 2020, la estrategia exploratoria del Grupo Ecopetrol se definió como “alineada con los retos impuestos por la transición energética y las condiciones del mercado global”, con actividades enfocadas en áreas con alto potencial de incorporación de recursos y generación de valor. Además, la estrategia se apalancó en la implementación de iniciativas digitales y tecnológicas, en las metas de la estrategia de SosTECnibilidad, y en el plan de competitividad operativa. Este último tuvo como objetivo acelerar la actividad exploratoria y adelantar la entrada en producción de los activos.
En términos de la inversión exploratoria del GE, esta aumentó al pasar de USD$219 millones en 2018 a USD543 millones en 2020. La actividad *onshore* en Colombia tiene relevancia dentro del portafolio de inversión, pero nuevas inversiones acompañadas de alianzas estratégicas han permitido establecer operaciones en el *offshore*, particularmente en países como Brasil, Estados Unidos y México. La mayor parte de los recursos se destinó a la perforación de pozos exploratorios y delimitadores, compra de sísmica y la adquisición de nuevas oportunidades exploratorias, principalmente en Brasil.

ACTIVIDAD EXPLORATORIA Pozos. Grupo Ecopetrol y socios 2018-2020

AÑO	RESULTADOS
2018	El Grupo Ecopetrol perforó 17 pozos *onshore* todos ellos en Colombia: 12 se clasificaron como exploratorios y 5 como delimitadores. De los 17 pozos exploratorios perforados en el año, 13 correspondieron a Ecopetrol (directo o en asocio) y 4 a Hocol. También se avanzó en la perforación del pozo exploratorio Cira 7000, operado por Oxy dentro del convenio de explotación La Cira (Ecopetrol 52%, Oxy 48%). La tasa de éxito para el año fue del 42% a nivel geológico y del 33% a nivel comercial.
2019	El Grupo Ecopetrol perforó 20 pozos exploratorios, de los cuales 12 fueron A3, 4 fueron A2, para un total de 16 pozos exploratorios, y 4 estratigráficos. De los cuales Ecopetrol perforó 12 pozos A3 y Hocol, 4. Se inició la perforación de los pozos exploratorios Nafta-1 ubicado en el bloque VMM, operado 100 % por Ecopetrol y Lorito Este-1 operado por Ecopetrol (55%) en asocio con Repsol (45%). A su vez, Hocol inició la perforación del pozo Olini Oeste-1, operado 100% por la filial. La tasa de éxito geológica se ubicó para este año en 44%. Siendo todos los pozos comerciales.
2020	El GE y sus socios finalizaron la perforación de 18 pozos, 11 A3 y 7 A1, de los cuales 4 fueron declarados exitosos, 6 fueron secos, 6 en evaluación y 3 están suspendidos temporalmente. Se encontraban en perforación los pozos exploratorios Liria YW-12, ubicado en el Piedemonte Llanero y operado 100% por Ecopetrol, el pozo Boranda Sur-1 operado por Parex (50%), y el pozo estratigráfico SN-8, operado 100% por Hocol. A nivel internacional, Ecopetrol Hidrocarburos México inició la perforación del pozo Moyote-1, operado por el socio Petronas (50%). El pozo Merecumbé-1 fue probado y declarado exitoso al mostrar producción de gas en la Formación Chengue y se encuentra en producción comercial. Para el año la tasa de éxito geológica fue del 45% y del 18% la comercial.

Fuente: Vicepresidencia de Exploración, Ecopetrol.

En síntesis, en el período 2010-2020, el Grupo Ecopetrol mantuvo dinámica la actividad de exploración, a pesar del ciclo de los precios internacionales del petróleo. Esto se refleja en la continuidad en el proceso de perforación en diferentes bloques y condiciones (Gráfico 27), la permanente adquisición de sísmica para identificación de áreas potenciales (Tabla 4), el mantener inversiones en estas actividades (Tabla 5), el fortalecimiento de la estrategia exploratoria, la proyección internacional y la realización de alianzas estratégicas con empresas de talla mundial. La crisis de mediados de la década reorientó la actividad exploratoria concentrando la actividad en el *onshore* en las cuencas con mayor potencial geológico, adelantando las labores en el *offshore* con empresas socias de talla mundial y revaluando los campos maduros a través de técnicas como el *Near Field Exploration*, NFE, la *infill exploration* y la profundización. (Ecopetrol, 2016, p. 41). El programa de exploración cerca de los campos, NFE, ha sido central en los últimos años al permitir la aceleración de la maduración de los campos, "la ejecución de proyectos integrados con énfasis en sinergias, alta probabilidad de éxito y capacidad de generación de valor en el corto plazo" (Ecopetrol, 2020, p.86).

Tabla 4. SÍSMICA (KILÓMETROS EQUIVALENTES) 2010-2020

Año	ADQUISICIÓN	COMPRA	RENTA	Total
2010	26.286			26.286
2011	12.435	28.077		40.512
2012	4.405	10.000		14.405
2013	18.197	7.026		25.224
2014	12.551	56.993		69.544
2015	2.890	35.128		38.018
2016	2.253			2.253
2017	1.276	59.828		61.104
2018	397	89.412		89.809
2019	3.700	40.309	149.626	193.634
2020		2.287		2.287

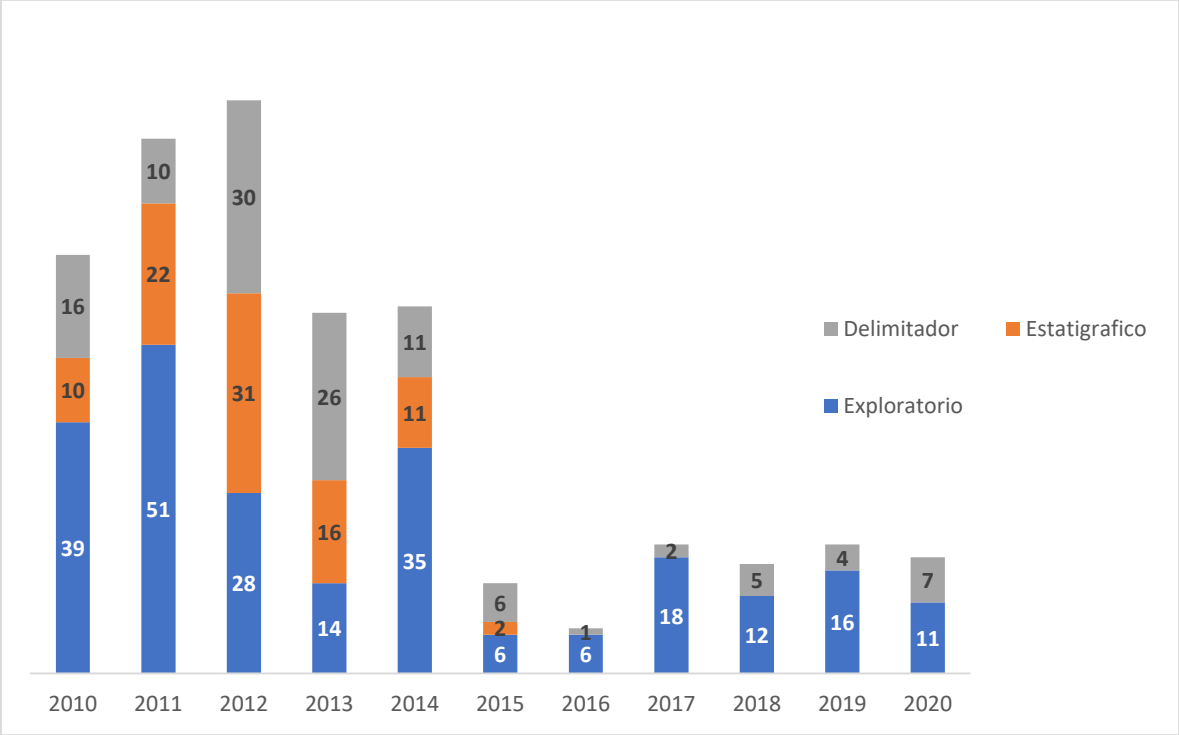
Fuente: Vicepresidencia de Exploración, Ecopetrol

TABLA 5 INVERSIONES EXPLORATORIAS -GRUPO ECOPETROL-
(MILLONES DE DÓLARES)

2011	1.065
2012	965
2013	1.275
2014	1.343
2015	571
2016	279
2017	376
2018	219
2019	362
2020	543

Fuente: Ecopetrol.

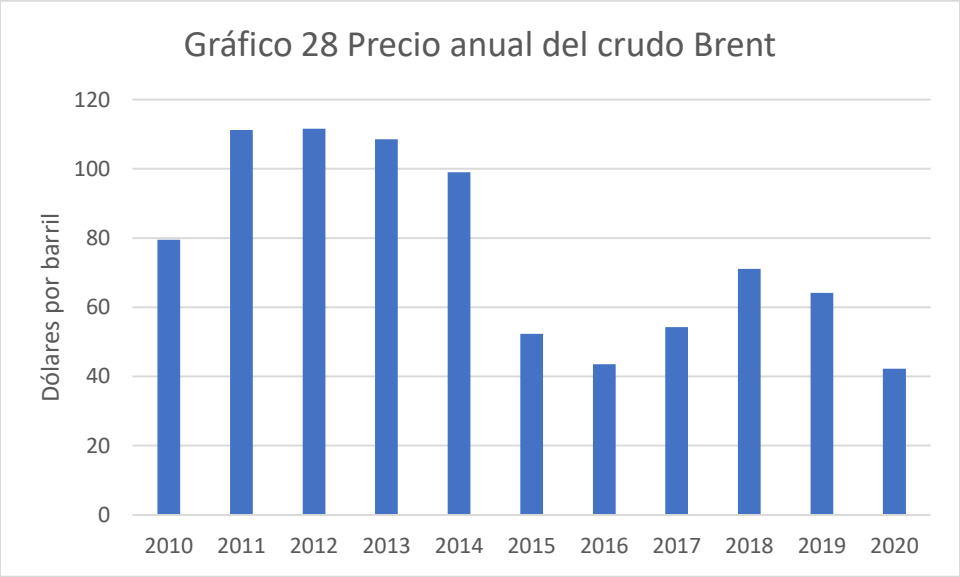
Gráfico 27 Grupo Ecopetrol Número de pozos exploratorios 2010-2020



Producción de crudo y gas

La década de los años 2010-2020 comenzó en medio de la fase creciente de los precios del petróleo, que había iniciado en la segunda mitad de la década anterior, y que había impulsado el aumento de la producción de hidrocarburos en ese período. Los precios continuaron creciendo; estuvieron alrededor de los 100 dólares el barril entre 2011 y 2014 y cayeron abruptamente en 2015 hasta llegar a la mitad de ese valor. Ello representó un gran reto para la industria petrolera mundial. El Grupo Ecopetrol reaccionó con una férrea estrategia de disciplina de capital que, como se ve enseguida, le permitió mantener su producción y mejorar su desempeño financiero desde 2017.

La contribución del grupo Ecopetrol a la producción anual del país de petróleo equivalente[25] pasó del 52,2% en 2013 a 62,2% en 2020. Y la participación del GE en la producción de crudo en Colombia pasó de 64,6% en 2013 a 71,1% en 2020, convirtiéndose entonces en elemento central del suministro de petróleo y gas en el país y de la contribución del sector al balance externo y a las finanzas públicas.



[25] Un barril equivalente de petróleo mide la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo (42 galones estadounidenses). Ese barril equivale aproximadamente a 6000 pies cúbicos de gas natural. La medida petróleo equivalente combina las reservas o la producción de petróleo crudo y gas natural bajo un único parámetro.

La producción de crudo y gas del Grupo Ecopetrol pasó de 724 mil barriles día de petróleo equivalente, kbped, en 2011[26] a 725 kbped en 2019. En 2020, la producción de crudo cayó 3,9%, como resultado de la crisis sanitaria del COVID-19, pero no tanto como cayó el precio internacional (34%), repitiendo un logro que había tenido en 2016 cuando la producción cayó solo un 4% con respecto de 2014, a pesar de la caída del precio entre esos dos años de 56,5%. La empresa adoptó medidas para imponer la disciplina de capital, controlar los gastos y lograr eficiencias en todas sus operaciones[27].

El choque en precios del petróleo que se dio a mediados de la década no se tradujo en una caída tan severa en la producción de hidrocarburos debido al conjunto de acciones emprendidas en 2015 y 2016 el cual incluyó las siguientes iniciativas: 1) la optimización y reducción de los costos, mediante la implementación de un programa para mejorar la eficiencia en varios aspectos de la operación: dilución, transporte, mantenimiento de subsuelo, mantenimiento de superficie, energía, tratamiento de fluidos, facilidades, y perforación y completamiento, 2) la renegociación de los contratos y tarifas con ajuste de los planes de desarrollo de los activos a las nuevas condiciones de mercado, 3) la concentración del foco en las inversiones más rentables, 4) la protección de la caja con acciones para reducir los precios de equilibrio de los campos, 5) los ajustes de la estructura organizativa y los procesos de la compañía, en toda la cadena de valor, 6) un análisis del portafolio enfocado en los activos estratégicos de la empresa y desinversión en los no estratégicos, así como la incorporación de socios para viabilizar técnica y financieramente algunos activos, cuando se requiriera y 7) la gestión de los riesgos operacionales y financieros de los activos, así como los de todos los grupos de interés para mitigarlos y reducir las afectaciones a los proyectos, principalmente los realizados con comunidades, gobierno y autoridades locales.[28]
En 2016, en línea con estas orientaciones estratégicas y la actualización del plan de negocio 2017-2020, el segmento de desarrollo y producción continuó las acciones de: 1) protección de la caja: el costo de levantamiento se redujo en 12%, ubicándose en USD6,49 por barril y se suspendieron temporalmente proyectos equivalentes a apenas el 2% de la producción, después de un análisis de viabilidad económica a los nuevos precios; 2) disciplina de capital: aplicando cada vez criterios más estrictos para la aprobación de nuevas inversiones; se hicieron desinversiones a través de la Ronda Campos Ecopetrol 2016; se realizó la subasta electrónica en la que se recibieron ofertas vinculantes por USD53,4 millones por seis campos que no estaban en producción: tres de ellos tenían suspendida su actividad desde hacía más de diez años y los otros tres producían 1.800 barriles día, que equivalían al 0,25% de la producción total del Grupo Ecopetrol; 3) crecimiento rentable: flexibilidad en las inversiones, recibo exitoso de los campos Rubiales y Cusiana, optimización de costos de desarrollo especialmente en perforación, inversiones en proyectos piloto de tecnologías de

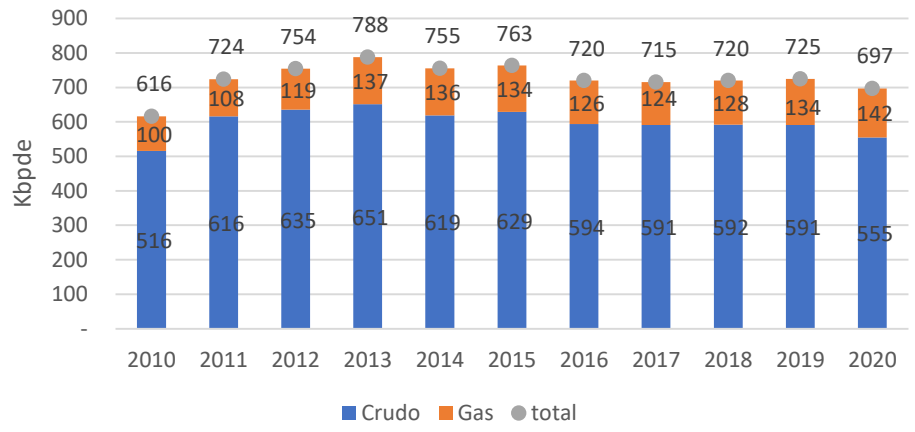
[26] En 2011, la producción tuvo un incremento de 18% con respecto de 2010. Después creció hasta 2013 y cayó los años siguientes hasta llegar en 2019 a un nivel muy similar al de 2011. (Gráfico 29).
[27]. Ecopetrol Reportes integrados de Gestión sostenible, RIGS, 2015 y 2016. Mensaje del presidente de la empresa, Juan Carlos Echeverry.
[28] RIGS 2015, pág 133.

recobro mejorado, gestión proactiva con los grupos de interés;[29] se ejecutaron inversiones por USD200 millones en Castilla, dirigidos a la perforación de 42 pozos y la construcción de facilidades de producción. Operativamente se lograron eficiencias significativas en materia de perforación, pasando de 34 días en 2014 a 20 días en promedio en 2016. El activo logró una producción de 121,3 kbpd; Ecopetrol comenzó a operar de manera directa el 100% del campo Rubiales, luego de la terminación de los contratos Rubiales y Pirirí. Las inversiones fueron USD90 millones en 36 pozos para contrarrestar la declinación natural del campo y mantener los niveles de producción. El campo tuvo una producción promedio de 133 kbpd por día durante 2016; se asumió la operación del campo Cusiana, activo clave para el suministro de gas al centro del país.[30]

Cuando el precio del crudo comenzó su recuperación, se aprobó en 2016 el proyecto 25K con inversiones de USD100 millones para ejecutar más de 50 pozos y 200 *workovers* los campos de la Cira Infantas, Castilla, Chichimene, Quifa y algunos campos de Huila y Putumayo.

En 2017, crecieron las inversiones 53% hasta llegar a USD 1372 millones, de los cuales USD280 millones en Castilla y USD 208 millones en Rubiales.

Gráfico 29 Producción equivalente de crudo y gas
-Grupo Ecopetrol-



En 2018, la campaña de perforación de la empresa se concentró en los campos Castilla en sus Etapas 1 y 2, La Cira Infantas y en el Módulo B3 del campo Rubiales. Se destacó la continuación de la construcción de la planta de estabilización de condensados del campo Cupiagua, la cual buscaba maximizar el valor del gas rico producido en el Piedemonte Llanero, así como la campaña de perforación *in fill* en Chichimene. En las filiales, la inversión se concentró principalmente en Ecopetrol America Inc. y Hocol. En 2018, se perforaron 579 pozos de desarrollo y se realizaron más de 560 *workovers* capitalizables. (Ecopetrol, RIGS, 2018).

[29] RIGS 2016, pág 149.

[30] Cusiana se encontraba en operación desde su comercialidad en 1993.

Durante 2019 continuó la labor de desarrollo y explotación (se perforaron 606 pozos productores y se realizaron 468 trabajos de *workover*), entró en operación la Planta de GLP de Cupiagua y se ampliación las instalaciones para manejo de agua en Rubiales.
En marzo de 2020, Ecopetrol recibió la operación de los campos Pauto y Floreña, que venían siendo operados por Equión.
Los pozos de desarrollo cayeron, en número, en un 60% debido a los efectos de la pandemia del COVID 19, en 2020 con respecto de 2019. Donde más se redujo el número de pozos fue en la perforación realizada por las empresas asociadas, con una caída del 83,5%. En la operación directa de Ecopetrol la disminución fue de 47% y en el caso de las filiales, el rubro creció un 27,3%. Del total de los 244 pozos perforados y completados en 2020, 157 eran operados 100% por Ecopetrol, 45 se ejecutaron en conjunto con asociados, 24 por Hocol y 18 por el *joint venture*[31]con Occidental Petroleum corp, Oxy, en la cuenca del Permian en Texas, Estados Unidos (Tabla 6).

TABLA 6 PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO

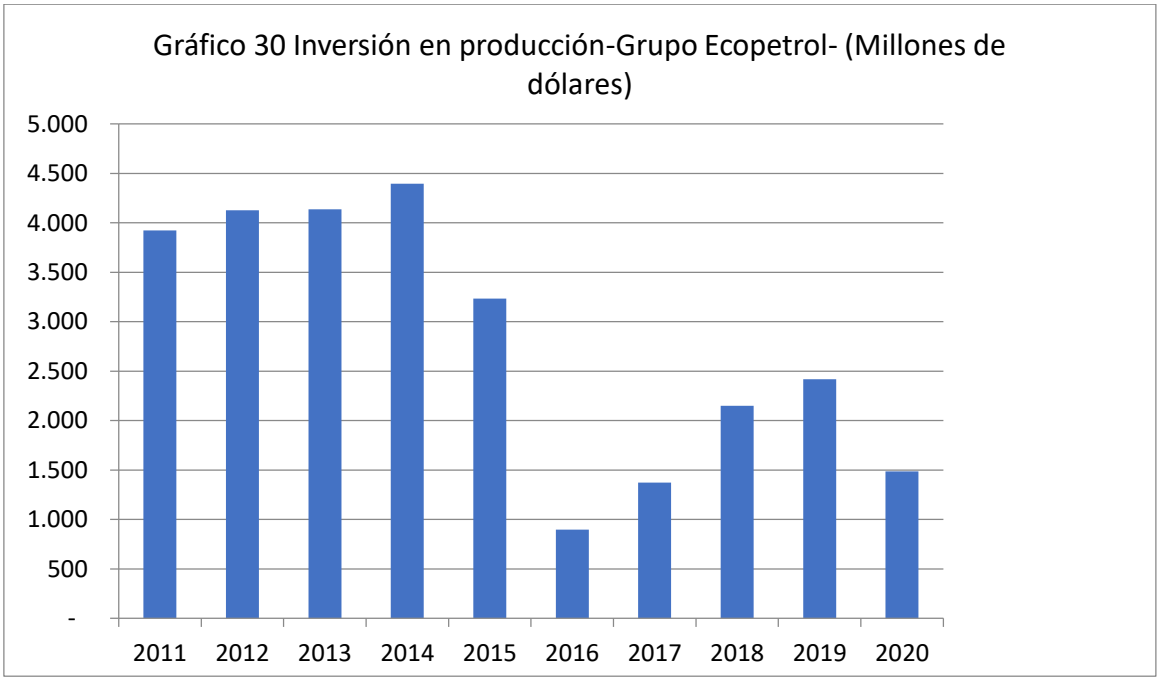
	2019	2020
ECOPETROL OPERACIÓN DIRECTA	298	157
ASOCIADAS	273	45
FILIALES	33	42
TOTAL GRUPO EMPRESARIAL DESARROLLO	604	244

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo de Producción.

Dentro de todas las acciones que se adelantaron durante la segunda mitad de la década para mantener la producción, cabe destacar un programa muy importante para elevar el factor de recobro (secundario y terciario) con tecnologías no térmicas y de inyección de aire y vapor. En particular, se destacan los proyectos para aumentar el factor de recobro de crudos pesados en el campo Castilla y Chichimene y la ejecución de inversiones de crecimiento para contener la declinación natural de algunos campos, como Rubiales y la Cira Infantas. De igual forma, técnicas como la inyección de agua en varios campos (Chichimene, Castilla, Yariguí, La Cira Infantas, entre otros) han contribuido en gran parte a la adición de barriles a la producción en los últimos años. La campaña de perforación *infill* en Chichimene ilustra también los esfuerzos para elevar la productividad de los campos en el período (Ecopetrol, 2015 y 2019).
En la década pasada, de otro lado, el Grupo adquirió nuevos activos de producción y de participaciones en contratos de asociación en explotaciones de crudo y también de gas. La contribución del Grupo Ecopetrol, GE, a la producción anual del país de petróleo y gas pasó del 52,2% en 2013 a 62,2% en 2020. Y, en cuanto al crudo, la participación del GE en la

[3131] Firmado en 2019 entre Ecopetrol y Oxy para explotar el área de Oxy en Texas, como un plan conjunto de yacimientos no convencionales, que permitiría incorporar a las reservas de Ecopetrol 160 millones de barriles de petróleo equivalente, un 10% de las reservas del grupo Ecopetrol a 2018 y llegar a una producción adicional de Ecopetrol de 95kbpe en 2027. Ecopetrol aporta USD1500 millones y gana además experiencia en YNC, con un socio que tiene el conocimiento técnico para adelantar un programa de ciclo corto, con un periodo menor entre las labores de exploración y de producción. Este camino reduce el riesgo de la transición energética, que se espera llevará a una reducción de la demanda de hidrocarburos a partir de 2040. (Boletín de prensa de Ecopetrol, 31 de julio de 2019).

producción en Colombia pasó de 64,6% en 2013 a 71,1% en 2020, confirmando su importancia en el suministro de hidrocarburos en el país y de la contribución macroeconómica del sector, como se ilustró antes en este informe.
Estos logros se dieron a pesar de que los recursos de inversión disponibles para el Grupo y el segmento sufrieron importantes recortes. En todo momento, se mantuvo el centro del esfuerzo financiero en viabilizar la exploración y la producción, *core* del negocio de la empresa. El segmento de producción del Grupo fue el que recibió la mayor parte de los recursos durante todo el decenio; en el primer quinquenio, cuando aumentó de manera notable el presupuesto total de inversiones del grupo empresarial, con un promedio de USD 8 mil millones entre 2011 y 2015, la inversión en producción fue cercana a 50%, superando las asignaciones a refinación y transporte, en un periodo en el que estos dos segmentos emprendieron proyectos de gran magnitud. Durante los últimos años, después de 2016, el año más crítico, cuando las inversiones en producción cayeron a USD899 millones (y las inversiones totales del GE se redujeron a USD 2436 millones), la participación del segmento de producción en las inversiones del Grupo aumentó sustancialmente. En 2018, representó el 75,1% del total y en 2020, el 57,6%. Al sumar en este año las inversiones en exploración y producción, contabilizaron el 78,6% de las inversiones del Grupo Ecopetrol. (Ver Gráficos 1 y 30).



Fuente: Ecopetrol

Crudos pesados

En 2003, Ecopetrol tomó la decisión de invertir en el desarrollo de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados (por ejemplo, en el departamento del Meta, en los campos de Castilla y Chichimene), ante la pérdida de dinámica tanto de los descubrimientos como de

la producción de crudos livianos. En la década pasada el país se consolidó como productor de crudos pesados y emprendió proyectos de investigación para enfrentar los desafíos técnicos y económicos de transportarlos y comercializarlos en el mundo, consolidando su ventaja competitiva. La producción de estos crudos alcanzó 210,4 kbpd en 2010, y fue el 43,7% de la producción total de crudos de la empresa.

En 2011 la producción de este tipo de crudo alcanzó los 278,3 Kbpd, un 32% más que en 2010, representó el 48,8% de la producción de crudo de Ecopetrol. Los campos de producción que se encontraban dentro del programa de crudos pesados de la compañía mediante la operación directa, eran: Castilla y Chichimene, en los yacimientos K1 y K2; los campos Castilla, Chichimene, Apiay y Suria en el yacimiento T2, el cual contenía crudo extra-pesado (menor a 10° API). En asociación con otras empresas, se explotaban los campos Rubiales, Quifa, CPO9 y Camoa, en el departamento del Meta, y en el Valle del Magdalena Medio: Chicalá, Jazmín, Moriche, Girasol, Under River, Nare Sur, Teca, Cocorná y Abarco. [32]

La participación del crudo pesado continuó aumentando en 2012 al llegar al 51%. En 2013, la estrategia de crecimiento en crudos pesados tenía como principales proyectos de operación directa los campos Castilla y Chichimene, en el Meta, con una producción promedio en 2014 de 104 kbpd y 56 kbpd, respectivamente. En la misma región estaban los descubrimientos Caño Sur y Akacias, y que en conjunto con Castilla y Chichimene, se constituían en las fuentes potenciales de crecimiento de Ecopetrol en producción de crudos pesados. Además, había dos programas de incorporación de tecnologías para el incremento del factor de recobro. El primero, que correspondía a tecnologías no térmicas, contaba con 52 pilotos en 44 campos; el segundo, se desarrollaba con tecnologías de inyección de vapor y de aire y estaba enfocado en activos de crudo pesado.

Para 2014, los campos de producción que se encontraban dentro del Programa de Crudos Pesados de la compañía eran:

Operación directa de Ecopetrol: Castilla, Caño Sur, Chichimene, Apiay, Suria y Teca – Cocorná, que contienen crudos pesado y extra-pesados.

Operación asociada: Rubiales, Quifa, CPO9 y Camoa, en el departamento del Meta, y Chicalá, Jazmín, Moriche, Girasol, Under River, Nare Sur y Abarco, en el Valle del Magdalena Medio.[33]

A final de la década, el desarrollo de los activos de crudos pesados de Ecopetrol continuó siendo parte fundamental de la estrategia de producción. Los principales campos están en la región de la Orinoquía. Se destacan los activos Castilla, Chichimene, Apiay y Suria, que tienen un potencial de crecimiento, por lo que la empresa centra sus actividades de perforación en ellos. En el programa de recobro, continúa la exploración de la viabilidad de tecnologías de recobro secundario y terciario en yacimientos que contienen este tipo de hidrocarburos.

Estrategia de producción y operación de los campos

[32] RIGS 2011, pág 73.

[33] RIGS 2014, pág 112.

Durante el pasado decenio, el GE expandió su actividad de E&P mediante diferentes estrategias: participando en las Rondas de la ANH; obteniendo comercialidades de sus descubrimientos individuales y con socios y aprobaciones de extensiones de áreas comerciales; y, por último y muy importante, introduciendo innovaciones técnicas y tecnológicas para aumentar el factor de recobro.

Desde 2010, Ecopetrol asumió la ejecución 100% del proyecto Tibú. El plan de desarrollo estimó una producción de 20.000 bpd en el 2015. De igual forma, Ecopetrol entró a operar directamente el campo Teca del Contrato de Asociación Cocorná.

Se declaró la comercialidad del campo Casabe Sur, cuya producción es de 1.900 bpd. También se otorgó la comercialidad de la parte norte del contrato de participación de riesgos Rubiales, con lo cual la producción pasó de 102kKbpd a 170 kbpd.

Se aprobó la comercialidad de la parte suroeste del contrato de asociación Quifa con producción esperada de 30 kbpd. Ecopetrol S.A. asumió la operación directa de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, ubicados en el municipio de Aguazul (Casanare), con una producción inicial promedio de 25.816 bpd.

En 2011, en la Ronda 'Oil & Gas Lease Sale 218' Ecopetrol presentó las mejores propuestas para 7 bloques en los cuales la participación de Ecopetrol es 100%. En 2012 se otorgaron cuatro nuevas comercialidades y 11 extensiones de áreas comerciales. Las nuevas comercialidades fueron: Cajua (departamento del Meta); Querubín y Serafín (Valle del Magdalena Medio), y Chipirón T (Catatumbo). Asimismo, fue firmado un otrosí del contrato de producción incremental de Palagua, con lo cual Ecopetrol incrementó su actividad y reservas en esta área.

Entre los principales hechos de producción en 2013 estuvieron la aprobación de la modificación de la licencia ambiental en el Campo Rubiales, para disponer de 1.000 bpd adicionales, y la desinversión en los campos Entrerríos y Guarimena en el río Meta y El Difícil, ubicado en la cuenca del valle inferior del Magdalena. Adicional a lo anterior, un hito importante fue la declaración de la comercialidad del campo Akacías, del Bloque CPO9. También se declaró la comercialidad de Caño Sur Este y se inició la etapa de explotación. Por otro lado, se inició la ejecución del piloto de inyección de aire a Chichimene, que permitiría adquirir información para futuros desarrollos secundarios y terciarios en campos de crudos pesados. También se inauguró la planta piloto de inyección de alcalino, surfactante y polímero (ASP), cuyo objetivo era incrementar la tasa de recobro de petróleo en la formación Caballos, del campo San Francisco (Huila).

En el proyecto de combustión *in situ*, en Chichimene, se realizó la perforación de los pozos, y comenzaron las obras civiles. Con este piloto se estimaba incorporar alrededor de 2,5 millones de barriles de reservas y con la implementación de esta tecnología llevar el campo de un factor de recobro del 10% al 30%, lo que equivaldría a 560 millones adicionales de reservas. Durante el año se afectaron las ventas entre marzo y mayo debido a la parálisis del oleoducto Caño Limón – Coveñas, el cual sufrió un atentado y no fue posible su reparación durante este tiempo.

En 2015 se destacaron las asociaciones logradas en La Cira Infantas y en Aguas Blancas. El acuerdo de La Cira Infantas, el campo más antiguo de Colombia, se firmó como otrosí del convenio de cooperación que se había firmado en 2005 con Occidental Andina, cuando la producción había llegado a 5kbd (la producción más alta de estos dos yacimientos

descubiertos en 1918, el de Infantas, y, en 1924, el de la Cira, por la Tropical Oil Company, en el marco de la Concesión de Mares, fue de más de 60kbd en los años treinta). Este acuerdo se hizo para financiar un proyecto piloto de inyección de agua que buscaba incorporar 200 millones de reservas en el campo (situado a 22 km de Barrancabermeja, Santander) y aumentar su producción por encima de los 50 kbped (Ecopetrol, 2015). La Cira Infantas es uno de los casos más exitosos de recuperación secundaria en el país por medio de la cual ha logrado aumentar su producción desde los 5 kbped, hasta más de 45 kbped en 2018, cuando el campo cumplió 100 años.

En los últimos años, las dificultades operacionales de la inyección de agua y las creadas por la pandemia, han llevado la producción de Cira Infantas a algo más de 30kbd, lo cual, de todas formas, es seis veces superior al registro de 2005, cuando se dijo que el campo había llegado a su fin, debido al agotamiento natural de los yacimientos petroleros. La producción acumulada de este campo en 2018 fue de 858 millones de barriles, lo cual lo convierte en el tercero de los mega descubrimientos del país, después de Cusiana- Cupiagua y Caño Limón, en Casanare y Arauca, con más de 1000 millones de reservas cada uno.

En cuanto a Aguas Blancas, en el Magdalena Medio, al sur del campo La Cira Infantas, Ecopetrol logró un acuerdo con la compañía canadiense Parex Resources con el propósito de elevar las reservas en aproximadamente 55 millones de barriles de crudo liviano y aumentar la producción del campo hasta llegar a 10 mil barriles por día, en el año 2020.

En 2017, con el objetivo de aumentar la producción rentable mediante inversiones de rápida ejecución y alto impacto en activos como Chichimene, Castilla y Apiay en los Llanos Orientales y la Cira Infantas, en el Magdalena Medio, y San Francisco y Boquerón, en la región sur del país, se formuló el proyecto 30k. Para la primera fase se destinaron recursos por más de USD20 millones y se logró ejecutar 7 pozos y 37 *workovers*. A 31 de diciembre de 2017 Ecopetrol contaba con 59 contratos de desarrollo y producción de distinto tipo y tenía 36 socios de producción.

La década terminó con una producción del Grupo Ecopetrol de 697 mil barriles de petróleo equivalente por día (kbped) en 2020. La reducción de la producción, efecto de la contracción de la demanda, al aumento de los inventarios y a la reducción de los precios del crudo, fue de apenas el 4%.

<u>Yacimientos no Convencionales (YNC)</u>

Mención especial merece, el proceso de identificación del potencial de Colombia en yacimientos no convencionales. YNC. Desde 2017, el Grupo Ecopetrol definió una estrategia para evaluar el potencial de estos yacimientos en activos que poseía Ecopetrol (*legacy assets*), en especial en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La proyección en superficie de los potenciales yacimientos no convencionales de edad cretácica del Valle Medio del Magdalena corresponde a un área con epicentro en Barrancabermeja.

Estimaciones preliminares indicaron que los recursos recuperables para el área de evaluación, sin riesgo, podrían estar en el orden de 2,4 a 7,4 mil millones de barriles de petróleo equivalentes.

Para los YNC, en 2018 se avanzó en la gestión del entorno y el marco regulatorio. Ecopetrol participó en los foros convocados por el Congreso de la República en Bogotá, Villavicencio, Valledupar y Barrancabermeja, para dar elementos de juicio a los legisladores sobre la

importancia de los YNC para la economía colombiana. De igual forma, suministró información a la Comisión de Expertos designada por el Gobierno Nacional con el propósito de evaluar el desarrollo de los proyectos de YNC.
En 2019, Ecopetrol se preparó para la ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), atendiendo las recomendaciones dadas por la Comisión de Expertos, asegurando la transparencia y excelencia operacional, en atención a lo decidido por el Consejo de Estado y la regulación que para el efecto se expidiera. En desarrollo de lo anterior, Ecopetrol avanzó en la identificación de las áreas que serían objeto de los PPII; la conceptualización y caracterización de las líneas bases que se requieren para adquirir la información necesaria que permitiera medir los impactos reales que tendría la operación de YNC en Colombia; la búsqueda de alianzas con socios estratégicos con experiencia en operaciones de yacimientos no convencionales a nivel mundial, para la implementación de las mejores tecnologías disponibles para las actividades de fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales; la capacitación y especialización a empleados Ecopetrol en YNC y en el fortalecimiento de sistemas de información que garanticen la trasparencia y el acceso de grupos de interés.
En 2020, Ecopetrol obtuvo la adjudicación y firmó el primer Contrato Especial de Proyectos de Investigación (CEPI), con la ANH, sobre el área denominada Kalé, en el municipio de Puerto Wilches (Santander). El objeto del CEPI es ejecutar actividades científicas de investigación en el área del proyecto, inherentes a la caracterización de las formaciones de interés y su potencial de producción de hidrocarburos, mediante la perforación de pozos y la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH). Con esto, se esperaba obtener información científica que permita al Estado colombiano la formulación de una política pública en materia de desarrollo de YNC.
En el frente internacional, Ecopetrol firmó, en 2019, un *Joint Venture* con la compañía Occidental, para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales fuera de Colombia, con una expectativa de producción de 95 mil barriles de petróleo equivalentes por día al 2027 y una incorporación de Reservas Probadas (1P) de 164 millones de barriles en el primer año (Ecopetrol, 2019).

Gas natural

En 2010, las ventas de gas natural registraron un crecimiento del 5% en comparación con 2009, alcanzando 97.6 kbped. Esto fue apalancado por los campos Chuchupa y Ballena los cuales alcanzaron unas ventas promedio de 67.945 barriles equivalentes. En 2011, la producción de gas de participación de Ecopetrol llegó a los 100 kbped, con un crecimiento del 2%.
En 2012, entraron tres proyectos que apalancaron la estrategia de crecimiento en la producción de gas natural:

- Planta de Gas Cupiagua: con capacidad para entregar 210 millones de pies cúbicos diarios, mpcd, de gas en condiciones RUT al mercado. Adicionalmente, este sistema está conformado por una línea de transferencia entre el campo Cupiagua y Cusiana que asegura la entrada del gas de Cupiagua al Sistema Nacional de Transporte en Cusiana. Desde allí se tiene una capacidad de evacuar 140 mpcd de Gas Cupiagua y

en el mediano plazo se ampliará hasta 210 mpcd. Las entregas máximas de gas hacia ventas son de 110 mpcd.

- Planta de Gas Sardinata: La planta de gas Sardinata, localizada en Norte de Santander, con una capacidad de entrega de 1,5 mpcd de gas para ventas.
- Planta de Gas Gibraltar: en 2012 se vendieron en promedio entre 28 a 30 mpcd.

En 2013, varios hechos apalancaron la estrategia de crecimiento de gas natural:

- Acuerdo de inversión variable Cusiana: se firmó un acuerdo con Equión para viabilizar el desarrollo incremental de Cusiana mediante la perforación de seis pozos con 15 millones de barriles en reservas.
- Ventas planta de gas Cupiagua: generó ventas promedio por 114 mpcd. Se realizaron pruebas de capacidad de 210 mpcd con resultados satisfactorios.
- Planta de gas Gibraltar: en el año se obtuvieron ventas de 29 mpcd, con una disponibilidad de 35 mpcd, salvo en los meses de febrero y junio, cuando la planta fue impactada por los atentados contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas.
- Estrategia plan de desarrollo Piedemonte: se estableció el plan de desarrollo del Piedemonte, manteniendo la perforación de nueve pozos con un estimado de 34 millones de barriles en reservas.
- Acuerdo de venta de gas fuera de especificaciones del Bloque CPR Espinal, para generación de energía eléctrica. Asimismo, se realizó la negociación del proceso de comercialización de gas natural y que puso a disposición el gas de los campos Cusiana y Cupiagua (en el Casanare), y los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha (en La Guajira).[34]

Los siguientes hechos apalancaron la estrategia de crecimiento de gas natural en 2014:

- Ventas planta de gas Cupiagua: Aumentaron las ventas de gas en promedio mes 114.9 millones de pies cúbicos día, mpcd. Se instaló la derivación en el kilómetro 8 de la línea de transferencia de Cupiagua a Cusiana, la cual se esperaba se convirtiera en 2015 en el nuevo punto de venta de gas comercial.
- Planta de gas de Gibraltar: Se obtuvieron ventas de 28,2 mpcpd, comparadas a las 29 mpcpd del 2013.
- Proyecto GACE IV (Gas Association Contract Extension): Realizado entre Ecopetrol y Chevron Petroleum Company bajo el contrato de Asociación Guajira, permitió elevar el factor de recobro del campo Chuchupa a niveles superiores del 90%. La inversión total fue USD106 millones entre los años 2012 y 2014.[35]

En 2015 este hidrocarburo se mantuvo cerca al 15% del total de la producción (sin incluir Blancos). Dentro de este volumen, los principales activos eran los campos de la Guajira, Cusiana y Cupiagua, los dos primeros en operación asociada con Chevron y Equión, respectivamente, y el último operado por Ecopetrol. En la planta de gas Cupiagua durante el 2014 las ventas de gas aumentaron en promedio mes 114,9 mpcd; en 2015, esta cifra alcanzó 137,3 mpcd, lo que representó un incremento del 19,5%. En diciembre se obtuvo un récord en ventas que alcanzó los 179,4 mpcd por el Fenómeno del Niño que redujo la

[34] RIGS 2013, pág 94.
[35] RIGS 2014, pág 113.

producción de energía de las hidroeléctricas, lo que obligó a las termoeléctricas a demandar más gas para suplir la oferta faltante. En la Planta de Gas Gibraltar en el 2014 se obtuvieron ventas de 28,2 mpcd y para el 2015, se mantuvieron en 28 mpcd. Durante 2015 se presentaron atentados que afectaron las ventas durante el tercer trimestre. En este año se inauguró la planta de gas Oripaya, la cual entró en funcionamiento en abril, con ventas mensuales promedio de 2 mpcd, para complementar la atención de la demanda de Cúcuta. La estrategia de gas de Ecopetrol, alineada con el Plan de negocios 2017-2020 de la compañía, tuvo los siguientes objetivos:

- Sostener las curvas básicas de gas y la producción correspondiente a las declaraciones de gas ya comprometidas.
- Ampliar la oferta de gas a través del análisis de nuevas oportunidades en sus activos existentes.
- Analizar las necesidades propias de gas para buscar opciones eficientes de abastecimiento.

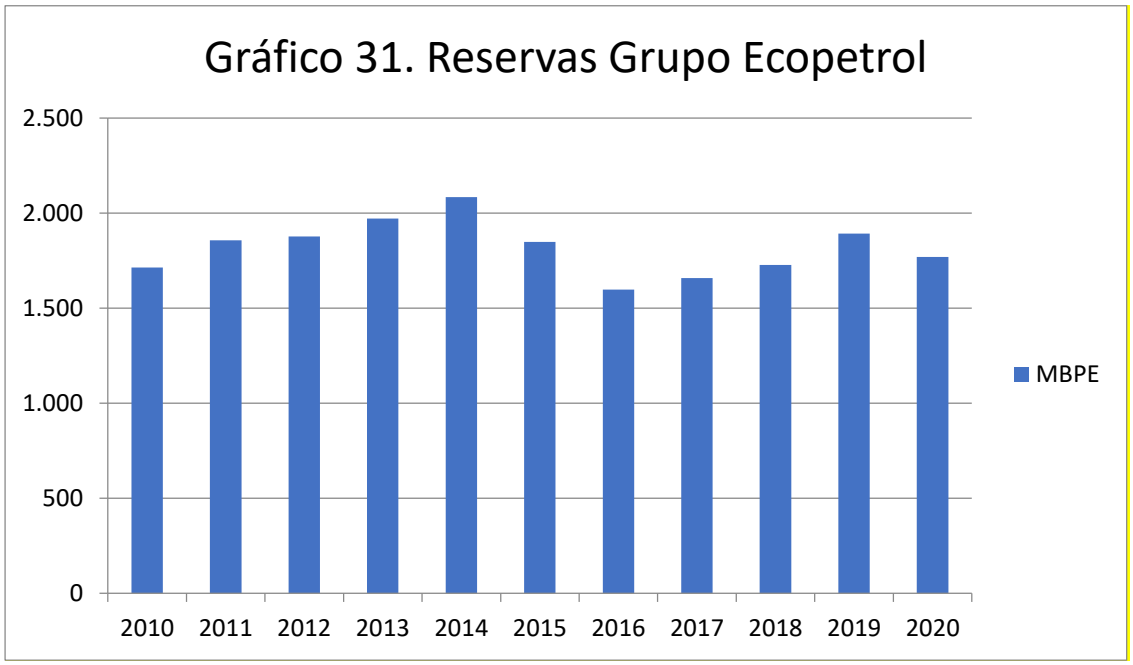
Al final del decenio, los hechos destacados fueron: 1) la puesta en operación la planta de Gas Licuado del Petróleo (GLP) de Cupiagua (2019), y 2) la asunción de la operación de los campos Pauto y Floreña (2020), centrales en la estrategia de gas en el Piedemonte llanero, y la consolidación de la operación en el Permian en EEUU, junto con Oxy (2020).

En síntesis, en la década bajo examen, la producción creció inicialmente al ritmo de los descubrimientos y el aumento de los precios internacionales. Cuando la cotización internacional cayó verticalmente a partir de 2015, la producción cayó muy poco y mucho menos que el derrumbe de los precios, gracias a una estrategia de disciplina de capital, con desinversiones en activos poco rentables, adquisiciones, inversiones en tecnologías en el marco del programa de recobro y asunciones de operación en varios campos como Cusiana, Cupiagua y Tibú, entre otros, así como inversiones para aumentar la producción de gas natural. Inclusive durante el año más afectado por la pandemia del COVID 19, la producción cayó en un porcentaje que fue 10 veces menor que la caída de los precios internacionales.

Reservas de petróleo y gas[36]

El comportamiento de las reservas probadas de petróleo, gas natural y condensado (1P, de acuerdo con su denominación internacional estándar) de propiedad del Grupo Ecopetrol, entre 2010 y 2020, mostró tres momentos:

- Un incremento, entre 2010 y 2014, de 1.714 millones de barriles de petróleo equivalente, mbpe, a 2.084 mbpe.
- Un descenso, como consecuencia de la caída en los precios internacionales, entre 2014 y 2016, de 2.084 mbpe a 1.659 mbpe.
- Una recuperación de 2016 a 2019, pasando de 1.659 mbpe a 1893 mbpe, entre los dos años. En 2020, hubo una reducción a 1.770 mbpe, levemente por encima del registro de 2018 de 1.727 mbpe.



Las reservas de Ecopetrol han representado un aporte importante y constante a las reservas del país. Sin contemplar las filiales, las reservas de Ecopetrol han contribuido a las reservas del país durante todo el periodo y en particular a la recuperación desde 2016.

[36] La medición de las reservas se realiza según los estándares y metodología de la SEC (Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos) y son auditadas por diferentes compañías especializadas independientes. La información de este acápite proviene de los Reportes integrados de gestión y sostenibilidad de Ecopetrol 2010 a 2020, y de ANH. Sin embargo, no es posible calcular el porcentaje de participación de las reservas de Ecopetrol en las reservas netas probadas del país debido a diferencias de las metodologías de ANH y la empresa, según observación de Ecopetrol.

Tabla 7 Reservas crudo país y Ecopetrol petróleo equivalente 2010-2020 [37]

AÑO	RESERVAS PAIS CRUDO MB	RESERVAS en Colombia de ECOPETROL S.A MBPE
2010	2.058	1.624,7
2011	2.259	1.753,5
2012	2.377	1.786,3
2013	2.445	1.861,9
2014	2.308	1.969,6
2015	2.002	1.753,0
2016	1.665	1.516,0
2017	1.782	1.584,0
2018	1.958	1.625,0
2019	2.041	1.626,0
2020	1.816	1.501,0

Fuente ANH y Ecopetrol

2010-2014

Las reservas probadas netas de hidrocarburos de propiedad del Grupo Ecopetrol al cierre de 2010 fueron 1.714 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), lo que representó un incremento de 11,4% frente a los 1.538 mbpe que registró en 2009.
Durante el año 2010 se adicionaron 365 mbpe a las reservas probadas mientras que la producción neta fue de 189 mbpe, con lo cual, por cada barril de petróleo equivalente producido, se incorporaron 1,93 barriles a la categoría de reservas probadas. La relación reservas/producción, suponiendo que los niveles de producción permanecen constantes, fue de 9,1 años. El 72% de las reservas probadas correspondía a crudo y el 28% restante a gas natural.

[37] No se calcula porcentaje de participación de las reservas de Ecopetrol sobre el total del país porque las metodologías y la certificación de las reservas son diferentes de las de la ANH. Se enumeran las reservas de crudo del país y las Ecopetrol en Colombia en petróleo equivalente.

El aumento de las reservas probadas se debe principalmente a revisiones y extensiones en campos existentes, incluyendo el aporte de proyectos de recobro mejorado y resultados exploratorios. Las principales adiciones provinieron de los campos Rubiales, Casabe, Cusiana, Chuchupa, Pauto, Cupiagua y los descubrimientos de Quifa Suroeste y Casabe Sur. De los 1.714 mbpe de reservas probadas del Grupo Ecopetrol, Ecopetrol S.A. representó el 95%, Hocol el 3% y la participación de Ecopetrol en Savia (Perú) el 2%.[38]

Las reservas probadas (1P, según la denominación internacional) de crudo, condensado y gas natural de propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol en 2011 fueron 1.857 mbpe, lo que representó un incremento de 8,3%, frente a 2010. Durante el 2011 se adicionaron 364 mbpe a las reservas probadas y la producción neta fue de 221 mbpe. El aumento de las reservas probadas fue de 364 mbpe y provino principalmente de extensiones de área probada, revisiones de estimados previos en algunos campos y adquisiciones. Las principales adiciones las aportaron los campos de Castilla, Cupiagua y Chichimene, operados directamente por Ecopetrol, así como los campos Rubiales y Quifa en asociación Pacific Rubiales.

El índice de reposición de reservas del año 2011 fue de 164%, lo que significa que, por cada barril de petróleo equivalente producido, se incorporaron 1,64 barriles a la categoría de reservas probadas. La relación reservas/producción, suponiendo que se mantuviera el mismo nivel de extracción de 2011 (221mbpe), fue de 8,4 años.

De los 1.857 mbpe de reservas probadas, Ecopetrol S.A. representó el 94%, mientras que el resto fue aportado por Hocol, Ecopetrol América y las participaciones de la empresa en Equión y Savia Perú.

Las reservas probadas netas de hidrocarburos de propiedad de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, al cierre de 2012 ascendieron a 1.877 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), lo que representaba un incremento de 1,1% frente a los 1.857 mbpe de 2011.

Durante el año 2012 se adicionaron 252 mbpe a las reservas probadas y la producción neta fue de 232 mbpe. El índice de reposición de reservas del año 2012 fue de 109%. La relación reservas/producción, asumiendo que se mantuviera el mismo nivel de producción de 2012, fue de 8,1 años. El aumento de las reservas probadas provino principalmente de extensiones de área probada, recobro mejorado y revisiones de estimados previos en algunos campos.

Las reservas probadas netas de hidrocarburos de propiedad de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, ascendieron, al cierre de 2013, a 1.972 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), lo que representó un incremento de 5,1% frente a los 1.877 mbpe de 2012. De los 1.972 mbpe de reservas probadas, el 94% fue aportado por Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol América y las participaciones de la empresa en Equión y Savia Perú, representaron el restante 6%. En 2013, el grupo incorporó 340 millones de barriles a las reservas probadas, cifra superior a la registrada en 2012, cuando había incorporado 252 mbpe. Por su parte, la producción de 2013 fue de 245 mbpe.

[38] En 2011, en términos de nuevos descubrimientos se incorporaron 205,6 mbpe como recursos contingentes: en Colombia se incorporaron 130,2 mbpe e internacionalmente se adicionaron 75 mbpe.

El índice de reposición de reservas de 2013 fue de 139%. Es decir, por cada barril de petróleo equivalente producido en 2013, el Grupo Ecopetrol incorporó 1,39 barriles a sus reservas probadas. La relación reservas/ producción (vida media de las reservas) se mantuvo en 8,1 años. El aumento de las reservas probadas se debe principalmente a revisiones en campos existentes, incluyendo el aporte de proyectos de recobro mejorado y resultados exploratorios. Las principales reservas adicionales fueron aportadas por los campos de Castilla, Cupiagua y Yariguí, operados directamente por Ecopetrol, así como las nuevas comercialidades de los campos Akacías y Caño Sur. Entre los campos de asociación se destacaron los campos Rubiales y Quifa. Durante 2013 se efectuó la venta de los campos Entrerríos y El Difícil, lo cual implicó sustraer 3 mbpe por este concepto, así como la adquisición de una participación en el campo Gunflint a través de Ecopetrol América, con lo que se adicionaron 9 mbpe.

A diciembre 31 de 2014 las reservas probadas netas de hidrocarburos de propiedad de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, ascendieron a 2.084 millones de barriles de petróleo equivalente (mbpe), lo que representa un incremento de 5,7% frente a los 1.972 mbpe de 2013 y el valor más alto alcanzado en su historia. En 2014, el Grupo Ecopetrol incorporó 355 mbpe de reservas probadas, cifra superior a la registrada en 2013, cuando se incorporaron 340 mbpe. Entre tanto, la producción total acumulada del año 2014 fue de 243 mbpe. El índice de reposición de reservas en 2014 fue de 146%, superior al registro de 139% del 2013. Lo anterior significa que, por cada barril de petróleo equivalente producido en 2013, el grupo incorporó 1,46 barriles a sus reservas probadas. La relación reservas/producción (vida media de las reservas) se incrementó de 8,1 años a 8,6 años. El aumento de las reservas probadas se debe principalmente a revisiones y extensiones, así como a la incorporación de barriles equivalentes de gas.

En síntesis, entre 2010 y 2014, el Grupo Ecopetrol aumentó sus reservas netas en un 22%, al pasar de 1.714 mbpe al cierre de 2010, a 2.084 mbpe a diciembre 31 de 2014. Las reservas de la empresa Ecopetrol S.A, sin filiales en el país y el exterior contabilizaron el 78,9% en 2010 y el 85,3% en 2014.

TABLA 8. RESERVAS DE GRUPO ECOPETROL 2010-2014 MBPE

CONCEPTO/ AÑO	2010	2011	2012	2013	2014
RESERVA INICIAL	1.538	1.714	1.857	1.877	1.972
ADICIÓN	365	364	252	340	355
PRODUCCIÓN	189	221	232	245	243
RESERVAS A 31 DE DICIEMBRE Grupo	1.714	1.857	1.877	1.972	2.084
Reservas solo Ecopetrol S.A.	1.625	1.753	1.786	1.862	1.969

Fuente: Ecopetrol y ANH.

2015-2016

Como consecuencia de la caída en los precios internacionales, las reservas probadas de petróleo, gas natural y condensado (1P, de acuerdo con su denominación internacional

estándar) de propiedad de Ecopetrol durante 2015, totalizaron 1.849 mbpe, lo que significó una reducción de 11% en comparación con 2014 cuando habían sido de 2.084 mbpe.
La reducción de las reservas probadas se dio principalmente como consecuencia de la pronunciada caída de los precios de los hidrocarburos. En 2015, el precio SEC utilizado para la valoración fue de USD55,57 por barril Brent, frente a USD101,80 por barril en 2014. Ecopetrol estimó que el efecto en la reducción de los precios implicó una disminución de las reservas probadas de 404 mbpe, frente a las que se tenían a finales de 2014. Este efecto fue contrarrestado en gran parte por una adición de 275 mbpe, atribuibles a las optimizaciones de costos y mayores eficiencias alcanzadas por la compañía, así como por 67 Mbpe correspondientes a las nuevas campañas de perforación en los campos Castilla y Rubiales, y las revisiones positivas en algunos campos, como Chichimene, debido al buen desempeño en producción.
Las mayores contribuciones al balance de reservas provinieron de los campos Castilla y Chichimene, ambos operados directamente por Ecopetrol, y del campo Rubiales. El 95% de las reservas probadas eran propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol America y la participación en Equión y Savia Perú, contribuían con el 5%.
Como consecuencia de la caída en los precios internacionales, las reservas probadas de petróleo, gas natural y condensado (1P, de acuerdo con su denominación internacional estándar) de propiedad del Grupo Ecopetrol durante 2016, totalizaron 1.598 mbpe, lo que significó una reducción de 14% en comparación con 2015, cuando habían sido de 1.849 mbpe. Durante la crisis, la participación de la empresa Ecopetrol dentro del Grupo aumentó a 87,6% y 91,1% en 2015 y 2016, respectivamente.

TABLA 9 RESERVAS PROBADAS DE ECOPETROL 2015-2016 (MBPE)

CONCEPTO	2015	2016
Probadas Iniciales	2,084	1.849
Revisiones	-25	-54
Recobro Mejorado	16	11
Compras de minerales	0	0
Extensiones y descubrimientos	24	27
Ventas	0	0
Producción	-251	-235
RESERVAS NETAS PROBADAS A DICIEMBRE 31 Grupo	1,849	1,598
Reservas Ecopetrol S.A.	1.753	1516

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas y ANH.

2017-2020

Al cierre de 2017, las reservas probadas de petróleo, condensado y gas natural (reservas 1P) de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, comenzaron su recuperación y llegaron a 1.659 millones de barriles de petróleo equivalentes. El índice de reemplazo de reservas fue de 126%, y la vida media de reservas equivalía a 7,1 años.

A diciembre 31 de 2018, las reservas probadas de petróleo, condensado y gas natural (reservas 1P) de Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, fue de 1.727 millones de barriles de petróleo equivalentes. El índice de reemplazo de reservas fue de 129%, y la vida media de reservas equivalía a 7,2 años.

El Grupo Ecopetrol incrementó sus reservas probadas (1P) de hidrocarburos a 1.893 millones de barriles equivalentes al cierre de 2019. El índice de reemplazo de reservas fue del 169% y la vida media de reservas equivalía a 7.8 años (crudo 7.2 años y gas 10.4 años).

Ecopetrol, incluida su participación en filiales y subsidiarias, incorporó 408 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas (1P) en 2019, de los cuales, 164 millones de barriles de petróleo equivalentes correspondieron a Yacimientos No Convencionales a desarrollar en asociación con Occidental en Estados Unidos (Permian), y 224 millones de barriles de petróleo equivalente fueron por reposición de los campos.

El 86% de las reservas del grupo eran de Ecopetrol, con una vida media de 7,3 años. Las subsidiarias como Hocol, Equión, Savia, Ecopetrol America Inc. aportaron el 5% y Ecopetrol Permian, el 9%.

El precio de referencia utilizado para la estimación de las reservas fue el de referencia de la Securities and Exchange Commission (SEC), que para el año 2019 fue de 63 USD/bl, disminuyendo las reservas en 20 millones de barriles de crudo equivalente frente a 2018, cuyo precio de referencia fue de 72,20 USD/bl. Es importante destacar que gran parte de la incorporación de reservas en los campos se debió a los resultados del programa de recobro, donde se destacó el desempeño de los campos Chichimene, Castilla, Yariguí, La Cira Infantas, Cohembí y Apiay-Suria y la implementación de inyección por agua en el campo Akacias.

El aporte de las revisiones correspondió principalmente a los proyectos en los campos Rubiales y Caño Sur, y las extensiones y descubrimientos aumentaron con la incorporación de 67 millones de barriles equivalentes de petróleo, como reservas probadas adicionales.

Las reservas probadas (1P) de hidrocarburos propiedad del Grupo Empresarial al cierre del 2020 eran de 1.770 mbpe, lo que representó una disminución del 6,5% frente al cierre de 2019 de 1.893 mbpe con una producción de 236 mbpe. El índice de reposición de reservas (IRR) fue inferior al 100% (48%): por cada barril producido solo se reemplazaron las reservas en algo menos de medio barril y la vida media de las reservas equivalía a 7.5 años (crudo 6.8 años y gas 10.1 años).

La incorporación total de reservas fue de 114 mbpe, el componente más relevante de crecimiento fue el de recobro mejorado con 41 mbpe, el cual está asociado principalmente a la inyección de agua de los campos Chichimene, Castilla, La Cira-Infantas, Apiay-Suria y Yarigui – Cantagallo, también incluye la Inyección de gas de Cupiagua y Cusiana. Otro componente de crecimiento en reservas probadas está dado por las Extensiones y descubrimientos con 43 mbpe, donde las reclasificaciones aportan +39 mbpe (El campo con mayor Impacto fue Rubiales) y el componente exploratorio 4 mbpe. También hubo un crecimiento de 30 mbpe, correspondientes a la compra de la participación de Chevron en el activo Guajira por parte de Hocol. Con respecto de las reservas de gas durante el 2020, se logró el reemplazo del 105% de las reservas. La contribución del gas proveniente de la adquisición de la Guajira representó el 56% (30 mbpe), mientras que el activo Piedemonte (17 mbpe) representó el 32% del resultado. El 85% de las reservas fueron de Ecopetrol S.A.,

con una vida media de 7 años. Las subsidiarias como Hocol, Ecopetrol América Inc y Ecopetrol Permian aportaban el 15% restante.

El precio de referencia utilizado para la estimación de las reservas fue de 43.41 USD/BL frente al del 2019 que fue de 63.03 USD/BL (31% menor). Es de destacar que la reducción de reservas de la compañía fue mitigada por la contribución del programa de recobro, la toma de decisiones ágiles para la implementación de optimizaciones en el plan de negocio y los esfuerzos realizados en la comercialización de crudos pesados.

La participación de Ecopetrol en las reservas remanentes del país entre 2017 y 2020 se redujo del nivel de 88,9% en 2017 al 79,7% en 2019. Durante el año de crisis de 2020, se repitió un incremento de dicha contribución, hasta llegar al 82,7%.

En síntesis, las reservas de petróleo, tanto del país como las de Ecopetrol S.A evolucionaron en la misma dirección que los precios del crudo alcanzando valores máximos en 2014, cayendo enseguida hasta recuperarse desde 2017, con una disminución pequeña en 2020 debido a la disminución de los precios internacionales en el año de la pandemia. Si se comparan los años 2020 y 2010, las reservas de petróleo equivalente del GE crecen apenas 3,26%; la comparación entre 2019, para eliminar el efecto de la pandemia, arroja un aumento de 1,9%. El Grupo Ecopetrol incrementó su relación reservas de petróleo equivalente/ producción, salvo tres años, gracias al recobro mejorado, las compras, las revisiones, las reclasificaciones (extensiones) y el aporte de las filiales en el exterior y en menor medida con el aporte de los descubrimientos.

TABLA 10 RESERVAS PROBADAS DE ECOPETROL 2017-2020 (MBPE)

CONCEPTO	2017	2018	2019	2020
Probadas	1,598	1.659	1.727	1.893
Revisiones	175	121	83	
Recobro Mejorado	73	129	94	41
Compras de minerales	4	0	164	30
Extensiones y descubrimientos	44	57	67	43
Ventas	0			
Producción	-234	-239	-242	-236
RESERVAS NETAS PROBADAS A DICIEMBRE 31 Grupo	1,659	1727	1.893	1.770
Reservas Ecopetrol S.A.*	1.584	1.625	1.626	1.501

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Reservas y ANH.

*Reservas probadas netas propiedad de ECP, sin filiales. RIGS, varios años, estados financieros no consolidados

TABLA 11. RESERVAS PROBADAS GRUPO ECOPETROL
(MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE)

AÑO	MBPE
2010	1.714
2011	1.857
2012	1.877
2013	1.972
2014	2.084

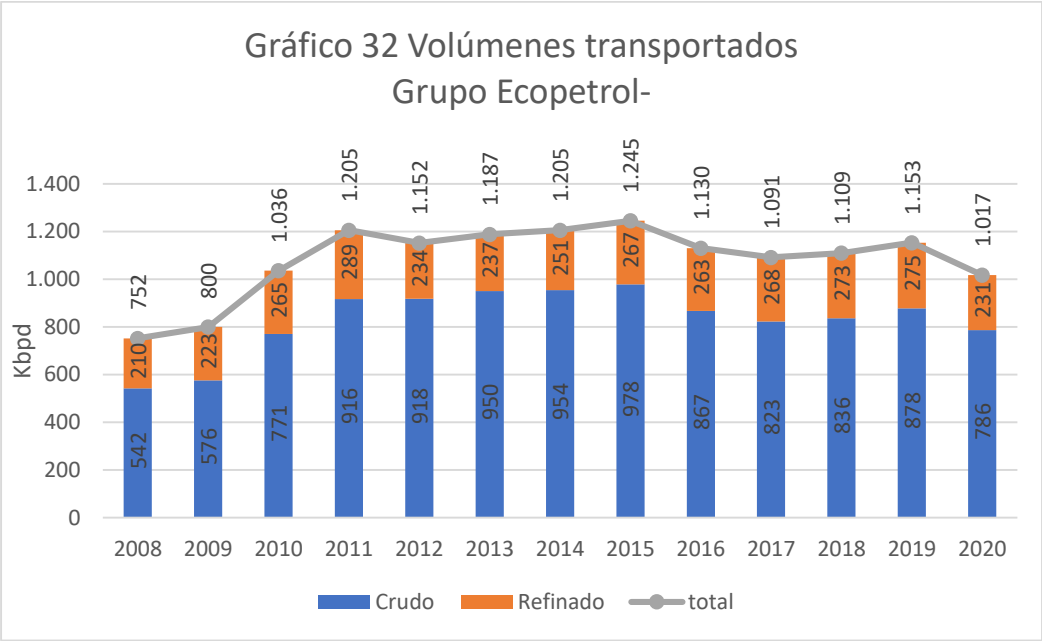
2015	1.849
2016	1.598
2017	1.659
2018	1.727
2019	1.893
2020	1.770

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Finanzas

2. Transporte

El segmento de transporte de hidrocarburos y derivados mediante ductos y la infraestructura asociada tuvo un desarrollo notable en el Grupo Ecopetrol durante la década pasada. Hubo dos hechos destacados: Por una parte, el alto crecimiento de la producción de la primera mitad del decenio en el país requirió la ampliación de la capacidad de los oleoductos, que se dio principalmente a través de la ampliación de capacidad del oleoducto central – Ocensa S.A – y la construcción del Oleoducto Bicentenario por parte de Ecopetrol y socios. Por otra parte, se tomó la decisión de Ecopetrol de crear la filial Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, escindiendo los activos de transporte de propiedad de Ecopetrol e incluyendo las participaciones accionarias en empresas mixtas de oleoductos. Entre las razones para su creación, se destacaron: la división de roles en la cadena de valor de petróleo y sus derivados, el refuerzo del tratamiento integral a los productores de crudo y la participación de inversionistas en sociedades estratégicas. Mientras se evaluaba el plan de transición y la preparación de los nuevos modelos de mantenimiento y de operación, se conservó el *know how* de Ecopetrol a través de contratos para la prestación de los servicios de operación y mantenimiento, O&M. (Ecopetrol, 2013).
La década comenzó con la ampliación de la infraestructura de transporte (oleoductos, poliductos, almacenamiento y descargaderos) y el aumento de las facilidades de almacenamiento, estaciones y descargaderos de oleoductos. Así, los desarrollos fueron acompañados de un alto presupuesto de inversiones (2011-2013) e incrementos en los volúmenes transportados y en la capacidad de evacuación para responder al crecimiento de la producción, en nuevos campos. En 2011, esta capacidad se incrementó en 16.3% para poder movilizar casi 1,2 millones de barriles por día, entre crudo y refinados. A estos desarrollos, se sumaron las ampliaciones de la capacidad de transporte de Ocensa, que llegó a 560 mil barriles; el Oleoducto de los Llanos, con más de 260 mil barriles por día; y el Oleoducto de Colombia, que marcó récord en volumen con 216 mil barriles por día transportados. Se adelantaron también acciones de optimización del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, cuyo control se asumió en 2011.
La red de transporte en 2011 era de 9.160 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional. Además, se llevó a cabo la primera fase[39] de la construcción del Oleoducto Bicentenario (2011-2013), planeado para facilitar el transporte de crudos producidos en las cuencas de los Llanos orientales (desde el departamento de Casanare hasta el puerto de exportación en Coveñas, departamento de Sucre) y preparar también la infraestructura que permitiera la exportación de estos desde Coveñas (Terminal Marítimo).

[39] Esta primera fase de 230 km conecta Araguaney con Banadía, requirió inversiones de USD 1031 millones y puede transportar hasta 150 kbd de crudo. Tiene facilidades de almacenamiento en las dos estaciones de Araguaney y Banadía con capacidad de 150k y 300kb, respectivamente y de 1.200kb en el terminal de Coveñas. Las dos fases restantes construirían los tramos Banadía-Ayacucho y Ayacucho Coveñas para totalizar 960.000 km de extensión y una capacidad total de diseño de 600kbd.

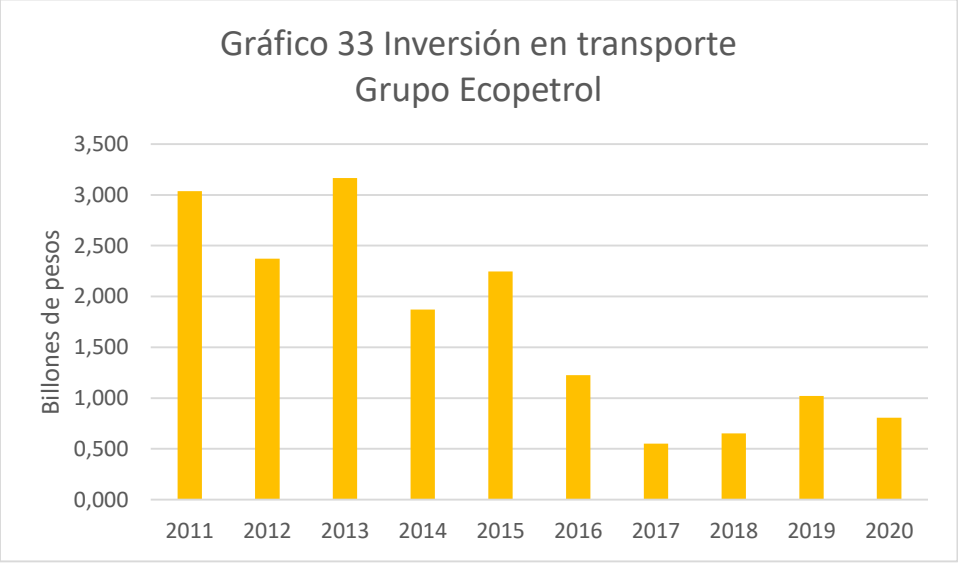


Cenit, filial 100% de Ecopetrol, encargada de prestar servicios de transporte de refinados e hidrocarburos en todo el país y de liderar como matriz el negocio de transporte y logística de hidrocarburos, entró en funcionamiento el primero de abril de 2013, contando con activos de $14,2 billones de pesos. El manejo de los proyectos, el mantenimiento de la infraestructura y la operación de Cenit fueron contratados con la vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol. Esta dependencia reorientó su estrategia para ofrecer servicios en gerencia de riesgo, mantenimiento y operación, y soluciones integrales de transporte y logística.

Desde su creación, Cenit ha llevado a cabo proyectos de ampliación de la red de poliductos, oleoductos y oleoductos aferentes, junto con sus filiales[40]. Hasta mediados de la década pasada, se destacaron múltiples avances de los proyectos. En términos de oleoductos, se destacaron los proyectos San Fernando – Monterrey (para crear una línea que permitiera llevar los crudos de Castilla, Apiay, Chichimene y alrededores, desde la estación San Fernando hasta Monterrey), Magdalena Medio, y el aumento en la capacidad Santiago – Porvenir, entre otros. Por otro lado, en los poliductos, se destacó el proyecto Pozos Colorados – Galán (para mejorar la importación de refinados mediante la ampliación de la capacidad de transporte de productos entre Pozos Colorados y la refinería Barrancabermeja), la evacuación Galán – Sebastopol y la ampliación del proyecto Diluyente 120 (para mejorar el transporte de nafta diluyente a la estación Apiay), entre otros. Asimismo, en las filiales se destacó el proyecto Potencia 135, operado por Ocensa, cuyo propósito fue incrementar el transporte de crudos en 134 Kbd entre El Porvenir y Coveñas.

[40] En el momento de la creación de Cenit en 2013, las filiales eran Ocensa, con 72,65% de participación accionaria; Oleoducto de Colombia, 43,85%; Oleoducto Bicentenario, 55% del proyecto fase 1; Oleoducto de los Llanos, 65% y Serviport, 49%. En 2020, las participaciones fueron las mismas, con la excepción de la de OC (Oleoducto de Colombia), que subió a 51,28%. Cenit pasó a ser una compañía SAS. (Cenit. Informe anual de sostenibilidad, 2013, 2014 y 2020).

Finalmente, otros logros fueron el aumento de la capacidad de los descargaderos Aranguaney y Vasconia y la construcción de tanques para almacenamiento.
Los desarrollos en transporte permitieron mantener volúmenes anuales transportados por encima de los 1.150 kbpd, entre 2011-2015.
Ante la drástica disminución de los precios del petróleo, la dinámica de las inversiones en el segmento cambió considerablemente. Así, desde 2015, Cenit focalizó los recursos hacia la optimización y la disciplina de capital, reduciendo drásticamente las inversiones totales en transporte. Las inversiones, en millones de dólares, del midstream fueron: en 2013, USD908; en 2014, USD754; y en 2015 USD 761. Desde la caída de las inversiones, en 2016, a USD343 millones de dólares, nunca se recuperó el nivel de los años anteriores; en 2019, hubo un pequeño aumento con respecto de 2017-2018, hasta USD 311 millones. En 2020, en medio de la segunda crisis de precios de la década y las restricciones de la pandemia, las inversiones de CENIT y sus filiales cayeron a USD 218 millones (Gráficos 1 y 33). La caída en los volúmenes de crudo transportados (-11,8%, con respecto de 2019) fue menor que la caída de los volúmenes transportados de refinados (-16%, con respecto de 2019) (CENIT, 2020, p. 126).
A pesar de las dificultades y de las restricciones de inversiones y gracias a las iniciativas para ganar eficiencias, el EBITDA de CENIT aumentó de manera sustancial desde USD830 millones en 2014 a USD1813 millones en 2015; USD 2313 en 2016, hasta USD 3024 en 2019 y USD 3091 millones en 2020. (CENIT, 2020, p. 126).
Además, la estrategia técnica y tecnológica se centró en mayor medida en los sistemas de crudos pesados, para transportar crudos de mayor viscosidad y reducir los costos de dilución[41]. Por tal motivo, se avanzó en 2016 en el proyecto “Transporte de Crudos Pesados”, para optimizar los costos de transporte de crudos de viscosidad de 600 centistokes, cSt, desde Castilla hasta Coveñas.

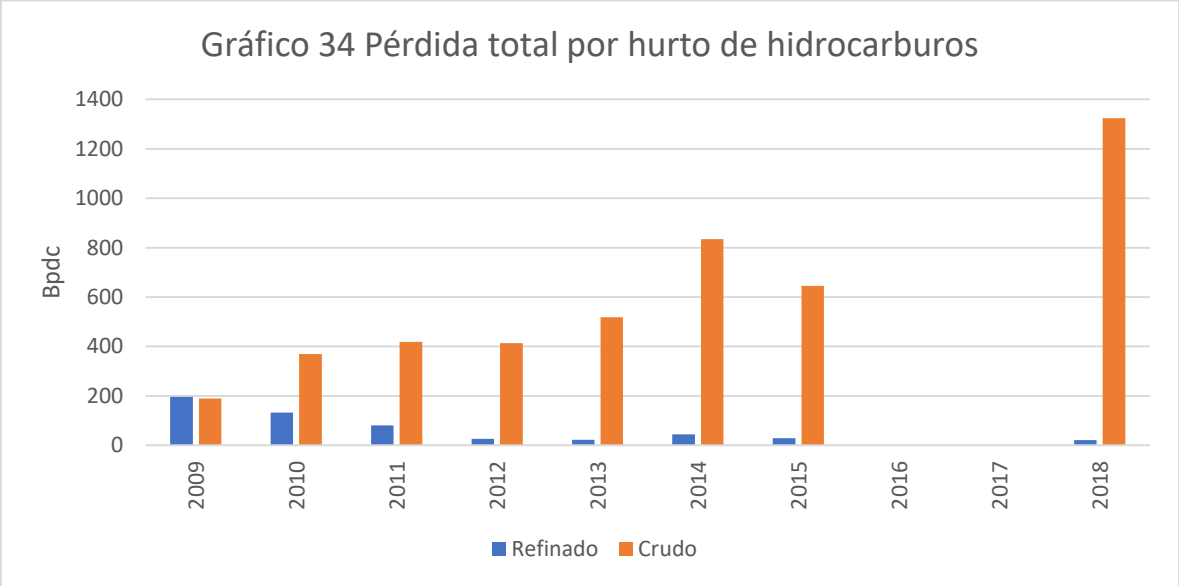


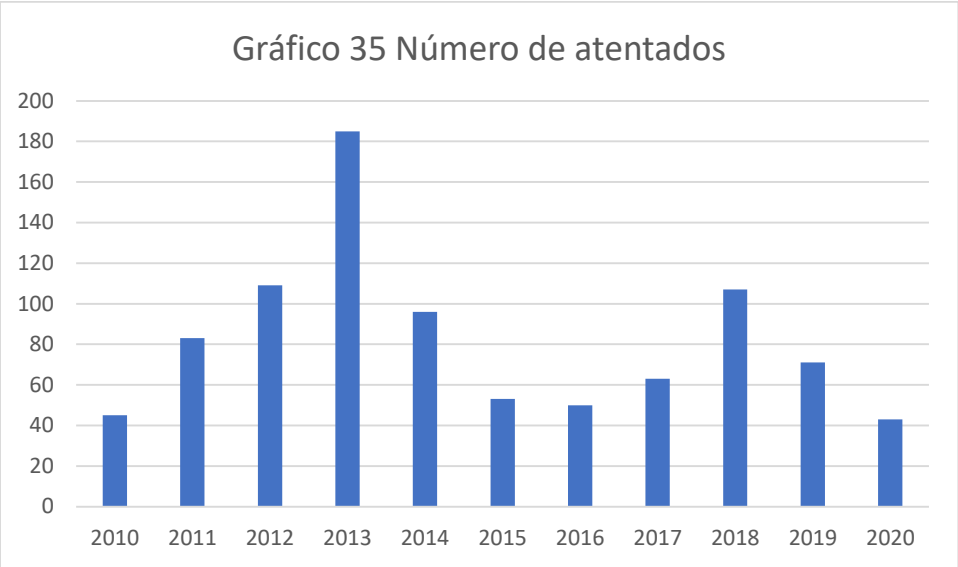
[41] La descripción que sigue corresponde a lo extraído en los informes de sostenibilidad de CENIT, que al referirse a proyectos técnicos, no admiten modificaciones de la redacción.

De igual manera, durante los años 2018-2020, los proyectos se concentraron en la adecuación de la evacuación de crudos de alta viscosidad, con la finalidad de reducir los costos de nafta en la zona de los Llanos y Vasconia. Asimismo, se llevaron a cabo proyectos de crecimiento en la operación (siendo el más importante el de Optimización Nodo Llanos, con la operación del segmento San Fernando - Apiay en 2020) y proyectos para fortalecer la infraestructura y minimizar riesgos de operación.

Durante el año 2020, el volumen transportado disminuyó en 11,8%. La diferencia de casi el doble entre los crudos transportados (786 kbpd) y la capacidad total de evacuación de petróleo (1.497 kbpd), generada por la pandemia, muestra el grado de la subutilización de la capacidad de transporte de petróleo. No obstante, durante al año hubo varias actividades como el lanzamiento del Centro Integrado de Operaciones (CIO) de Cenit, la construcción del parque Solar San Fernando (Meta), que provee energía para bombeo, la puesta en operación del segmento del Oleoducto San Fernando – Apiay con un cambio del modo de operación de la estación Apiay, de una estación reforzadora a una estación de inyección al paso, lo cual disminuyó aproximadamente el 30% de la demanda energética y de consumo de DRA (Drag Reducing Additives, o aditivos reductivos de arrastre). También se puso en operación la central de autogeneración fotovoltaica parque solar San Fernando con un total de 61 MW de capacidad instalada.

En la década pasada, la infraestructura sufrió múltiples afectaciones por cuenta de atentados -principalmente contra los sistemas del sur y el oleoducto Caño Limón Coveñas, entre otros-, la instalación de válvulas ilícitas y el efecto de fenómenos ambientales, como la ola invernal del 2011, que generaron rupturas en los oleoductos. Además, mientras que el hurto de refinados mostró una disminución, el hurto de crudo se mantuvo en niveles elevados (Gráficos 34 y 35)(CENIT, 2020).





En síntesis, entre 2010 y 2020, el segmento de transporte y crudos y derivados del Grupo Ecopetrol tuvo un aumento de su capacidad en línea con el crecimiento de la producción en los primeros años de la década. Ante la caída de los precios internacionales a partir de 2015, se redujeron las inversiones de manera sustancial. Sin embargo, los resultados financieros de esta actividad crecieron de forma sostenida en el decenio, contribuyendo a compensar la pérdida de dinamismo del segmento de la producción.

3. Refinación y Petroquímica

La actividad de la cadena de hidrocarburos que permite convertir el crudo en productos de mayor valor es el de la refinación y la petroquímica. Los complejos industriales de refinación de Barrancabermeja y Cartagena, junto con Esenttia, constituyen este cuarto eslabón en la cadena de valor del Grupo Ecopetrol. Las operaciones de los dos complejos son coordinadas para obtener sinergias y mejores resultados financieros[42]; Esenttia, tiene como objeto la producción y comercialización de materias primas para la industria tales como el polipropileno, polietileno y masterbatch.

La existencia de estas dos refinerías y de Esenttia S.A.[43] le ha permitido a Colombia fortalecer su crecimiento industrial. En 2021, la industria manufacturera representa el 11 % del PIB del país y el renglón de coquización, refinación, sustancias químicas, productos de caucho y plástico aporta el 37, 3 % del PIB manufacturero (DANE). En el nivel subnacional, este eslabón aporta al desarrollo regional; en el Magdalena Medio y en la Costa Atlántica, las refinerías hacen parte de clústeres petroquímicos, generan encadenamientos[44]y fortalecen las capacidades económicas de las comunidades donde centran sus operaciones. Las corrientes de refinería crean oportunidades de negocios y desarrollo industrial aguas abajo (Fedesarrollo, 2014; Martínez, Castro y Restrepo, 2014)). La oferta nacional de combustibles (gasolinas, diésel, Jet, GLP), de productos industriales (asfalto, azufre, bases parafínicas y ceras) y de petroquímicos (aromáticos y polietileno, polipropileno y masterbatch) reduce la necesidad de importaciones y mejora la balanza comercial del país. Entre 2010 y 2020, las inversiones en refinación y petroquímica ampliaron la capacidad y modernizaron las plantas antiguas, con lo cual mejoraron sus procesos e indicadores operacionales, elevaron la calidad de los combustibles, contribuyendo a mejorar la calidad del aire de las ciudades colombianas; y aportaron a los estados de resultados del grupo Ecopetrol.

Inversiones en refinación y en petroquímica 2010-2020 Las actividades de refinación se agrupan en tres períodos: 2010-2014 (modernización), 2015-2017 (ampliación capacidad) y 2018-2020 (estabilización).

---

[42] La refinería de Barrancabermeja hace parte de Ecopetrol S.A. y ella, junto con las filiales de Reficar S.A. y Esenttia complementan el segmento de Refinación y Petroquímica del Grupo Ecopetrol.

[43] Polipropileno del Caribe S.A, PROPILCO, entró a hacer parte del Grupo Ecopetrol en 2008. En 2014 se convirtió en Esenttia S.A. Tiene tres líneas de producto: ´polietileno, polipropileno y masterbatch, materias primas de la industria de plásticos y de medicamentos. Estas materias primas son 100% reciclables y se exportan a más de 20 países. La empresa manifiesta su compromiso con la sostenibilidad y ha participado en varias iniciativas de economía circular, como la utilización de plástico reciclado para hacer donaciones de casas y pérgolas para las estaciones de los sistemas de transporte masivo.

[44] Los encadenamientos que genera una actividad productiva son de dos tipos: 1) hacia atrás, que consisten en las demandas de bienes y servicios de otros sectores necesarios para producir una unidad de producto y 2) hacia adelante, cuando el producto de que se trata es utilizado en la producción de otros bienes y servicios, como insumo.

2010-2014

En este período se planearon inversiones para: 1) la modernización de la refinería de Cartagena y del complejo industrial de refinación de Barrancabermeja 2) la construcción por parte de una filial del Grupo Ecopetrol, Bioenergy, de una planta de alcohol carburante, 3) un plan de desarrollo petroquímico, 4) un plan de servicios industriales y 5) otras inversiones. En 2011, el plan de inversiones del Grupo Ecopetrol para el período 2011-2020 contempló inversiones totales de USD 80 mil millones, partiendo de un presupuesto de USD 8545 millones en 2011, el más alto de la historia de Ecopetrol[45]. En el *downstream* las inversiones en la década representarían el 20% del total (Gutierrez, 2011).

Plan maestro de desarrollo de Cartagena, PMDC. Este proyecto consistió en la ampliación y la modernización de la refinería de Cartagena, con un incremento de su capacidad de carga 70 mil barriles día a 150 mil barriles día. Contempló la construcción de 31 plantas de proceso y unidades de servicios industriales para elevar su capacidad de conversión de crudo en productos valiosos del 97,5%. En 2010 se firmó el contrato de Ingeniería, Procura y Construcción (EPC), comenzó la fase de construcción con los estudios de suelo y pilotaje para el proyecto y a los trabajos relacionados con las facilidades de recibo de materias primas y venta de productos.

En el período 2010-2014 avanzó la etapa de construcción del proyecto; en 2013 hubo avances importantes para asegurar la adecuada preparación para el recibo de las obras de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena realizadas en el marco de un contrato EPC, en la filial del Grupo Ecopetrol, Reficar S.A. En ese año se alcanzó un avance del 85,7%, pero debido a diferentes factores[46]se postergó la puesta en operación de las nuevas plantas de Reficar S.A. La puesta en operación de las nuevas plantas de la Refinería ampliada quedó establecida para el segundo semestre de 2015.

Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, PMRB. Este proyecto tuvo como objeto adaptar la refinería para procesar crudos pesados. Para ello debía incorporar unidades de proceso como la de coquización retardada, la de hidrocraqueo, la de generación de hidrógeno y las unidades asociadas. Su presupuesto en 2011 fue de USD 3.386 millones +/- 11%. En ese año se completó la ingeniería básica para adaptar la infraestructura de la refinería y procesar crudos pesados en un volumen de 175 kbpd, así como actualizar su configuración para llevarla de media a alta conversión. Adicionalmente, se realizaron ajustes y optimizaciones de la inversión total para las fases posteriores del proyecto.

Durante 2012 se avanzó en la planeación de los principales contratos del PMRB, se iniciaron las actividades de construcción para la modificación de la unidad de crudo U-250 y se ejecutaron actividades de aprovechamiento forestal y reubicación de fauna.

En 2013 continuó el acercamiento y avance en la celebración de acuerdos con las comunidades, las instituciones, las firmas contratistas y demás involucrados con el proyecto de Modernización de la refinería de Barrancabermeja.

[45] En 2007, las inversiones de Ecopetrol fueron de USD 1760 millones y en 2009, USD 6.306 millones.

[46] Factores como un paro laboral de más de dos meses, mayores cantidades de obra, mayor requerimiento de horas-hombre por ajuste a los índices de productividad, y suspensión de actividades en el área de *brownfield* por un accidente en la Unidad de craqueo catalítico.

El avance del proyecto este año fue de 18,05%. Se realizó el *revamp* de la unidad U250, que consistió en una actualización tecnológica y metalúrgica de la unidad de destilación de crudo para el procesamiento de crudos pesados y ácidos. La unidad fue puesta al servicio nuevamente luego de 10 semanas de trabajos de reparación. Adicionalmente, fue aprobado el Plan de manejo ambiental del proyecto PMRB.

Se cumplieron las exigencias de las autoridades ambientales CAS para la adecuación del área, los terrenos, así como de todas las especies animales que fueron llevadas a áreas protegidas siguiendo los protocolos internacionales. Sin embargo, el proyecto fue suspendido en 2014.

Plan Petroquímico. El objetivo del plan fue valorizar las materias petroquímicas disponibles en Ecopetrol incrementando la producción de las poliolefinas en 1,37 millones de toneladas MTA y de aromáticos en o,25 MTA. Su presupuesto fue de USD 4.374 millones +40%/-20% (Gutiérrez, 2011) En 2010, se avanzó en la maduración de las fases temprana del proyecto de infraestructura de petroquímica, finalizó la ingeniería conceptual y el estimado de inversión, para el esquema de procesamiento seleccionado.

Adicionalmente se hizo un estudio de mercado a través del cual se definieron los productos objetivo y el volumen de mercado potencial en las áreas geográficas de interés para el proyecto.

En 2013 se estructuró y ejecutó un plan para revisar y actualizar el caso de negocio, como consecuencia de los cambios estructurales de la industria petroquímica en el último año, debido a la mayor disponibilidad de materias primas de bajo costo, derivadas del desarrollo del *shale* gas en Norte América. La revisión concluyó en una suspensión del Plan debido al crecimiento de la oferta de etano y propano, a precios bajos, proveniente de ese desarrollo del *shale.*

El Plan Maestro de Servicios Industriales (PMSI) buscó aumentar la confiablidad y la eficiencia en la generación de los servicios industriales para la operación de la Refinería de Barrancabermeja. Este plan alcanzó un avance de 81,03% en 2013. Se puso en servicio la nueva planta de agua, conformada por la unidad de ultrafiltración y la unidad de ósmosis inversa. De igual forma, se dio cumplimiento a la puesta en servicio del turbogenerador TG-2961. En 2014, la ejecución física avanzó hasta el 93,6% y se cumplieron los hitos de pre-comisionado de los Equipos del Cuarto de Control U-5100 y la terminación mecánica de la Cogeneradora.

En este período se evaluaron también diferentes alternativas para mejorar los crudos pesados y agregar valor a su comercialización. Una de ellas, fue el Proyecto de mejoramiento de crudos pesados que buscaba, “mediante la construcción de un conjunto de plantas de proceso en Colombia, que Ecopetrol pudiera producir y comercializar crudo mejorado o sintético, el cual, además de tener mejor valor en el mercado, lograría una reducción de los costos de transporte de crudos pesados, como resultado de la disminución en los requerimientos de diluyente para su movilización” (Ecopetrol, 2013). El estudio de factibilidad del proyecto definió la localización de las plantas, la tecnología y el presupuesto, pero no avanzó a fases posteriores de ejecución debido al cambio de las condiciones del mercado internacional, en particular las relacionadas con la caída del precio internacional del crudo.

2015-2017

En este período se ajustaron las inversiones en el Grupo Ecopetrol y se impuso una estricta disciplina de capital, entre otras acciones, para hacer frente a la drástica caída de los precios internacionales del crudo.

En 2015, el segmento de refinación presentó un desempeño satisfactorio, el cual se reflejó en los resultados obtenidos en términos financieros, de seguridad y operacionales. También se aseguró el abastecimiento de combustibles y productos petroquímicos del país de manera rentable.

Se destacan los siguientes hechos en la Refinería de Barrancabermeja:

- La puesta en marcha de la unidad Turboexpander que permitió incrementar la producción de polietileno.
- La entrada en operación de la unidad de generación U5100 como parte del Plan Maestro de Servicios Industriales, que permite incrementar la eficiencia energética y ahorrar gas combustible.
- La operación de la unidad Viscorreductora II como unidad de destilación de crudo durante el mantenimiento general de la unidad de destilación Topping U-200, para incrementar carga y producción de combustibles.

Ante el cambio drástico en las condiciones del entorno de la industria, se decidió la suspensión de los gastos corrientes del Plan de modernización de la refinería de Barrancabermeja en el 2015, y el inicio de un estudio para buscar alternativas de modernización de la refinería.

En 2016, se realizó la conversión tecnológica de la unidad Unibon de la refinería de Barrancabermeja, que pasó de ser una tratadora de corrientes intermedias a una unidad de hidrocraqueo de mediana conversión, permitiendo incrementar la producción de diésel en aproximadamente 8 Kbdc. En paralelo, continuó el desarrollo de la estrategia de disminución de producción de combustóleo, que ha incrementado el rendimiento de diésel. Estas dos iniciativas permitieron incrementar el rendimiento de destilados medios de 31% a 37%. Finalmente, en la Refinería de Barrancabermeja se logró el récord histórico de producción de polietileno, con 55.600 toneladas/año, acompañado de un incremento en el factor de calidad a 93%.

En 2017, continuó la consolidación de iniciativas de valor en la refinería de Barrancabermeja y se culminó de manera exitosa el arranque, las pruebas de desempeño individuales y la prueba global de la refinería de Cartagena. Gracias a esto en el año se logró una carga de 345,5 miles de barriles por día calendario (Kbdc), siendo diciembre el mes de mejor desempeño con 385,2 Kbdc. La refinería de Barrancabermeja continuó la consolidación de las iniciativas de maximización de margen, que permitieron alcanzar un rendimiento en destilados medios de 36,5%vol, el más alto de los últimos 5 años. Los trenes petroquímicos de Barrancabermeja tuvieron un desempeño destacado, con una producción de polietileno de 53.400 toneladas/año, así como una producción de 22 mil barriles (Kb) de disolventes aromáticos adicionales con respecto 2016, pasando de 854,2 Kb por año a 872,5 Kb por año. Reficar inició el proceso de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de las unidades de proceso en mayo de 2015. En octubre entraron las unidades de servicios industriales, las cuales proveen de energía eléctrica, vapor, gas y tratamiento de agua para el funcionamiento de la refinería. Tras la puesta en operación de la Unidad de Crudo, se

inició la entrada secuencial de las plantas que componen la nueva refinería de Cartagena, considerada la más moderna de América Latina, capaz de producir combustibles limpios que cumplen los más exigentes estándares ambientales de los mercados internacionales. En noviembre de 2015, la refinería produjo el primer cargamento de productos derivados del petróleo como diésel, nafta, GLP y JET. La nueva refinería se diseñó para una capacidad máxima de 165 Kbdc y una conversión a productos valiosos superior al 95,7%. La calidad de los combustibles producidos en la refinería de Cartagena permite abastecer el mercado local y el internacional.

La Refinería de Cartagena inició en 2016 por primera vez la producción de coque petroquímico en Colombia, llegando a 62.000 toneladas/mes en marzo. Se puso en servicio la unidad de Alquilación, siendo la última en la secuencia de arranque y permitiendo tener toda la refinería en operación, logrando conversiones superiores al 95%vol.

En julio de 2016 se completó el arranque de las 34 unidades de la Refinería de Cartagena. Las unidades llegaron a operar con su capacidad de diseño, destacando el logro de los 150 Kbdc obtenidos en la unidad de crudo de manera sostenida en diciembre, así como el alcance de conversiones a productos valiosos superiores al 95%.

Reficar finalizó la prueba global de desempeño en 2017, culminando así la etapa de estabilización de la refinería de Cartagena. La prueba se cumplió logrando los más altos estándares en HSE, calidad y rendimientos de productos valiosos. En diciembre se alcanzó la mayor carga del año, con 151.200 BDC hasta ese momento, así como la mayor producción de coque (82 mil toneladas/mes).

Descripción de la Refinería de Cartagena 2018[47]
Las unidades de alquilación HG y Butamer de Reficar la diferencian tecnológicamente en Colombia y América Latina. Con estas plantas se maximizan las utilidades por barril procesado y se produce gasolina de alto octano. Las unidades hidratadoras de diésel y de nafta permiten producir diésel con menos de diez partes por millón de azufre y nafta sin azufre. La unidad de coquización retardada, transforma la fracción más pesada del crudo en productos de mayor valor como gas combustible, gas licuado de petróleo (GLP), nafta y gasóleos que cuando son procesados en las unidades de hidrocraqueo e hidrotratamiento, producen gasolinas y diésel de ultra bajo azufre. El coque obtenido de los residuos de estos procesos es demandado por las industrias cementera y siderúrgica. La operación del complejo de refinación se complementa con las plantas generadoras de servicios básicos de agua, gas y energía. La capacidad de conversión de la refinería de 97,5% del volumen de crudo en productos valiosos es una de las mayores del mundo. Esos productos son diésel de ultra bajo azufre, gasolinas, Jet A1, naftas de exportación, GLP, propileno, azufre, coque y arotar.

<u>2018-2020</u>

En 2018 continuó la consolidación de iniciativas de valor en la refinería de Barrancabermeja y, como parte de la optimización operativa de la refinería de Cartagena, se terminaron exitosamente las pruebas de máxima capacidad de carga de las unidades de crudo, cracking, hydrocracking y coker.

Las principales inversiones realizadas en 2018, en cada una de las refinerías, se presentan a continuación:

[47] Informe de Sostenibilidad 2018, Reficar, pág 16.

Refinería de Barrancabermeja (GRB): invirtió USD136 millones en 2018, para los programas que garantizan la sostenibilidad de las instalaciones. Dentro de dicho plan se realizaron mantenimientos por USD106 millones y por reposición y mejoramiento, USD30 millones.
La refinería de Cartagena invirtió USD56 millones en 2018, en los siguientes proyectos: el de Interconexión de las plantas de crudo de la antigua refinería de Cartagena (inicialmente USD2 millones), que llevará la carga hasta 210kbd; las iniciativas de continuidad operativa (USD14 millones); los de optimización (USD6 millones) y los mantenimientos mayores (USD34 millones).
Las inversiones en los dos complejos industriales de refinación en 2019 fueron las siguientes: En 2019, se gestionaron 86 iniciativas de inversión por USD171 millones de dólares, para garantizar la Confiabilidad, Continuidad Operativa, Integridad y Gestión Ambiental de la Refinería de Barrancabermeja. Se destacan los siguientes proyectos, enfocados en:
Confiabilidad por USD99 millones: mantenimientos mayores en Tren de Aromáticos, Tanques, rotores, U-2000 Vacío y Atmosférico, U4700 Prime D, U4650 H2 y Servicios Industriales; así como las reposiciones de equipos para asegurar confiabilidad en Convertidor Cracking Orthoflow y otros sistemas, y continuidad operativa por USD27 millones; en medio ambiente por USD24 millones; e integridad por USD20 millones.
La Refinería de Cartagena, por su parte invirtió, en 2019, USD79 millones de dólares, en el proyecto de Interconexión Plantas de Crudo Cartagena - IPCC (USD12 millones), continuidad operativa - ICOS (USD28 millones), optimización (USD6 millones) y mantenimientos mayores (USD33 millones).
En 2020 se formuló una estrategia en refinación con horizontes de corto, mediano y largo plazo:
• Corto plazo: optimización y captura de eficiencias con la infraestructura actual, 2018-2021
• Mediano plazo: transición y ajuste regulatorio en calidad de combustibles, iniciativas de nueva infraestructura de baja o media inversión, portafolio de descarbonización y economía circular, 2022-2025.
• Largo plazo: crecimiento de infraestructura 2026-2030.
En el plan se tienen en cuenta las modificaciones al convenio Marpol- Anexo VI[48] que deben crear oportunidades en el segmento de refinación de Ecopetrol: La entrada en vigencia de la nueva regulación Marpol busca disminuir el contenido de azufre permitido en los combustibles marinos de 3.5% w a 0.5% w, a partir de 2020, abre mercados a las refinerías de alta conversión como la de Cartagena, y comporta un reto para las de media conversión como la de Barrancabermeja, en la implementación de iniciativas que optimicen la producción de *fuel oil* y generen productos de mayor valor, con menor exposición al impacto de Marpol. (Ecopetrol, 2020).
En Cartagena estas oportunidades se capturarán con el proyecto de interconexión de la nueva refinería con la unidad de crudo original, que llevará la carga de Reficar a 210 kbd. Esta iniciativa permitirá, además, disminuir la brecha entre la demanda y la oferta nacional, en destilados medios en el mediano y largo plazo.

[48] Ver nota de pie de página número 50.

• La refinería de Barrancabermeja continuó con la reducción en la producción de *fuel oil*, llegando a promedios de 25 mil barriles día calendario (kbdc) en 2020 y avanza en la implementación de las iniciativas identificadas para lograr optimizaciones adicionales en dietas, nuevas mezclas de crudos y posicionamiento de nuevos productos como asfaltos de exportación y Arotar. Los efectos esperados de esta regulación no se materializaron en el 2020; los precios del *fuel oil* no cayeron (*crack* frente al crudo Brent: -USD8,0 por barril).

En petroquímica la coyuntura de la pandemia generó cambios positivos en la demanda para productos derivados del polipropileno, como insumos médicos, apalancando los resultados de Esenttia.

Las inversiones en la refinería de Barrancabermeja en 2020 fueron de USD181 millones distribuidas en proyectos de confiabilidad USD100 millones, en el cumplimiento de obligaciones legales ambientales, USD58 millones; en calidad de combustibles, USD12 millones y, en HSE, USD11 millones. En la refinería de Cartagena las inversiones en 2020 fueron de USD 130 millones, que se distribuyeron así: proyectos de crecimiento y rentabilidad, USD46 millones; confiabilidad USD66 millones; cumplimiento normativo USD 17 millones y, en HSE, USD1 millón.

En síntesis, durante la década pasada (2010-2020) se hicieron inversiones para mantener la confiabilidad de las operaciones de las dos refinerías, acatar los mandatos legales ambientales, asegurar la calidad de los combustibles y la seguridad de los procesos. Hubo también inversiones en biocombustibles, en Bionergy (100% filial del Grupo, en proceso de liquidación) y en Ecodiesel (50% de participación accionaria), y se adquirió a Propilco, para luego transformarla en Esenttia S.A. (100% propiedad del Grupo Ecopetrol). Se evaluaron grandes proyectos como el de la modernización de la refinería de Barrancabermeja, el Plan Petroquímico y el Plan de mejoramiento de los crudos pesados, que no se ejecutaron debido al cambio del entorno internacional del negocio, en particular, el de los precios, tanto del crudo como de los productos de la actividad de refinación y petroquímica. Estas condiciones definieron el ciclo de las inversiones del Grupo en este segmento como se puede apreciar en el Gráfico 36 y en la tabla 12.

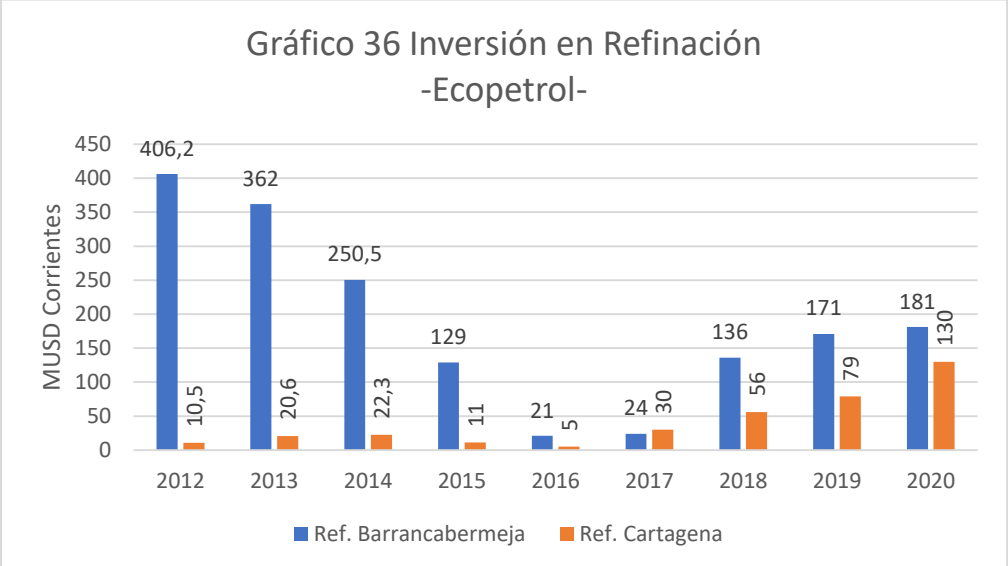


TABLA 12 INVERSIONES EN REFINERÍAS (MILLONES DE DÓLARES)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GRB corrientes		406,2	362,0	250,5	129,4	30,8	30	136	171	181
REFICAR corr.		10,5	20,6	22,3	11,4	4,9	24	56	79	130
TOTAL*corr.	367	416,7	382,6	272,8	140,8	35,7	54	192	250	311
Mas inversión en ampliación en capacidad REFINACIÓN**	2122	2062	1929	1855	1761	857	260	271	324	335
TOTAL Inversión en el GRUPO ECP	8753	8473	9035	8529	6385	2436	2195	2860	3417	2584

*Sin las inversiones de ampliación de capacidad.

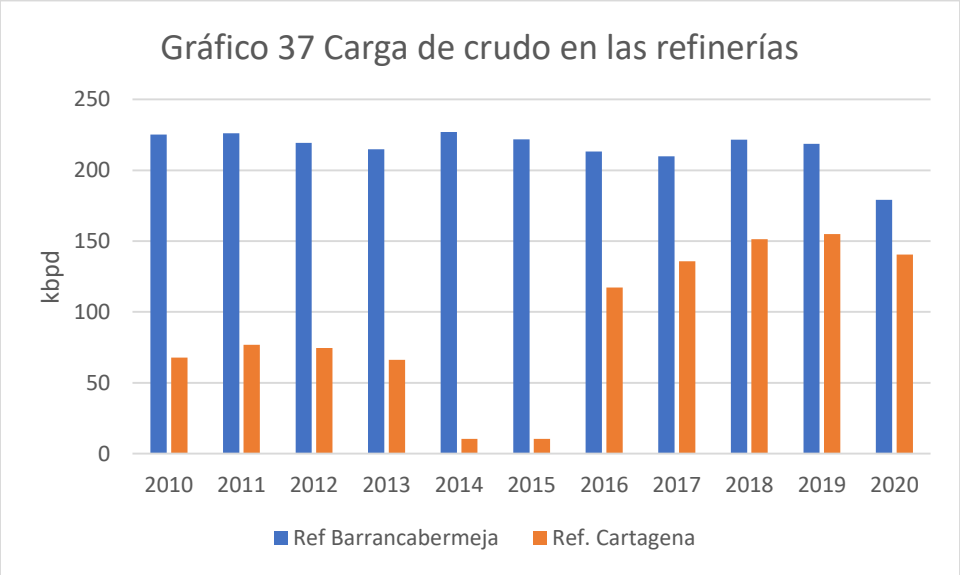
** Con ampliaciones capacidad

Las inversiones totales en refinación incluyen tanto los gastos corrientes de capital que corresponden a las necesidades de la operación confiable y segura, como las de ampliación de capacidad que están sumadas en el total de refinación que se registran en el total de refinación de la tabla 12. Las dos series fueron descendiendo de 2011 a 2015, pero, a partir de 2016, las inversiones cayeron aún más. Este comportamiento se explica por la finalización de la construcción de la nueva refinería de Cartagena y por el ajuste del portafolio del Grupo Ecopetrol, esto último reflejado en la reducción del total de las inversiones de un 61.8% en 2016 con respecto de 2015[49].

[49] Reducción mayor que la de la inversión en refinación del 51,3%, entre los dos años. La participación de las inversiones en refinación en el portafolio del Grupo llegó a 27,6% en 2015 y a 31,2% en 2016 (debido a la caída más marcada de las inversiones totales del Grupo), mientras que a partir de 2017 cayó a porcentajes alrededor del 10%.

Resultados operacionales de refinación

La inversión que se hizo durante el pasado decenio aumentó la capacidad de la refinería de Cartagena en la segunda mitad del período. La carga de las refinerías del Grupo Ecopetrol, por ende, también aumentó, excepto en 2014 y 2015, cuando la refinería antigua de Cartagena salió de operación. Tanto la refinería de Cartagena como la Barrancabermeja mejoraron sus procesos, su confiabilidad y su disponibilidad operacional, entre 2010 y 2020, como se ve a continuación.



Carga y confiabilidad La carga de crudo en las refinerías del Grupo, en 2010, fue de 292,4 kbd, donde Barrancabermeja aportó 225,4 y Cartagena 67,0 kbd. En Barrancabermeja entró a operar la planta de hidrotratamiento (HDT), se constituyeron altos inventarios de *fuel oil* en los últimos meses del año a raíz de la ola invernal y fue necesario disponer de una logística especial para la llegada de carrotanques. Los resultados de la refinería de Cartagena, por su parte, se vieron influenciados por la puesta en marcha de la Unidad de crudo y la parada no programada de la Unidad de Cracking debido a un mantenimiento menor.

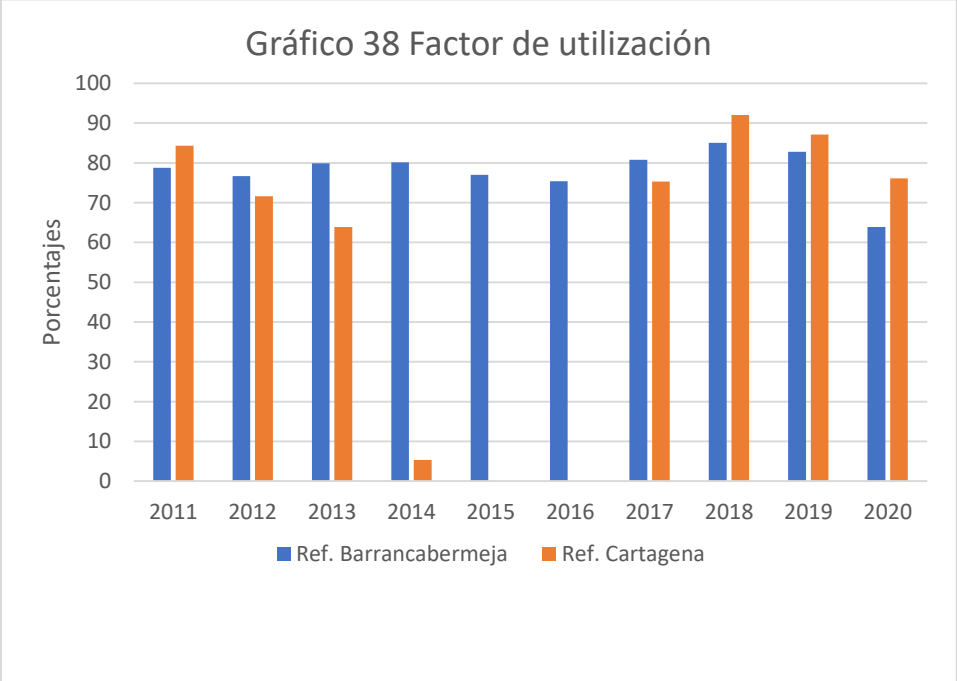
En 2011, la carga de crudo de Barrancabermeja se afectó por restricciones en la unidad 250 y por los altos inventarios de productos intermedios como gasóleo, debido a la duración del mantenimiento mayor de UOP II. La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue de 226 Kbdc. En la refinería de Cartagena los resultados presentaron una mejoría frente al año anterior debido a la mayor carga a la unidad de Cracking. La carga de crudo de la refinería de Cartagena aumentó 14,6% (76,8 Kbdc) en comparación con el año anterior.

En 2012, el cumplimiento volumétrico de la carga de crudo para el negocio fue del 98% frente a la meta establecida para el año. El resultado de la refinería de Barrancabermeja se explica por el mantenimiento mayor del conjunto de unidades de destilación principales, en tanto que los resultados de la refinería de Cartagena (75 Kbdc) se vieron afectados por la

indisponibilidad de crudos livianos durante el primer semestre del año, debido a la situación de orden público en el Oleoducto Caño Limón-Coveñas.
La carga de crudo de las dos refinerías fue de 281 Kbd en 2013, la cual se vio impactada frente al año anterior en la refinería de Barrancabermeja (214,8 kbdc), principalmente por la baja disponibilidad de crudos livianos y el mantenimiento mayor programado de la Unidad de crudo 250. En Cartagena, la carga de la refinería se redujo debido a la parada de planta de la Unidad destilación combinada (66kbdc).
La carga de crudo promedio anual de las dos refinerías fue de 237 Kbdc en 2014. En Barrancabermeja (226 kbdc) la operación estable y eficiente de las plantas garantizó el cumplimiento en las entregas de Jet y Diesel y en general una mayor producción de derivados valiosos. En la refinería de Cartagena (10,4 kbdc) hubo procesamiento de crudo únicamente entre enero y marzo de 2014, para facilitar los trabajos de ampliación de la refinería de Cartagena.
La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja en 2015 fue de 221,8 Kbdc, Durante el año se registró una operación estable y eficiente de las plantas, garantizando el cumplimiento en entregas de jet y diésel, y mejorando el rendimiento de destilados medios. El mantenimiento mayor de la planta Topping U-200, al ser la unidad más grande de la refinería, afectó la carga total de crudo, el tren de fondos y el cracking.
En 2016 continuó el trabajo de identificación y coordinación de iniciativas para generar valor en la Refinería de Barrancabermeja y de puesta en operación de la Refinería de Cartagena con altos estándares de seguridad. En diciembre de 2016 se alcanzó el récord de carga en las refinerías del país con 380 Kbdc.
En lo que respecta a la confiabilidad, la Refinería de Barrancabermeja logró por segundo año consecutivo una disponibilidad operacional superior a 94,5% debido a la estrategia de gestión de activos. La carga de crudo de la Refinería de Barrancabermeja fue de 213,1 Kbdc, menor en 3,8% que, en 2015, como consecuencia de: el Fenómeno de El Niño en el primer semestre de 2016, la ejecución del mantenimiento programado de la unidad de destilación Topping U-2100, y la menor disponibilidad de crudos por eventos de orden público. La carga de crudo en la Refinería de Cartagena fue de 117,2 Kbdc, con operación de la unidad de destilación combinada U-100 durante todo el año. Se logró en varios periodos tener cargas de 150 Kbdc.
En 2017, la carga promedio anual fue de 345,5 kbdc. En el mes de diciembre la carga promedio alcanzó los 385,2 Kbdc. El promedio anual de carga en la refinería de Cartagena fue de 135,7 Kbdc. La dieta de crudos nacionales pasó de 33%vol, a principios del año, a 77 %vol, en diciembre, con mayores opciones de carga y optimización de las operaciones.
La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue de 209,8 Kbdc, menor que en 2016, consecuencia de la menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios. A pesar de la menor carga, durante el año la operación fue estable y eficiente, garantizando el cumplimiento en entregas de combustibles y continuando con el mejoramiento sostenido del rendimiento de destilados medios, que comparado con el año anterior aumentó 4,2%.
En 2018, una vez estabilizada la refinería de Cartagena, se logró una carga de 372,9 miles de barriles por día calendario (Kbdc). La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue de 221,6 Kbdc. La mayor disponibilidad de crudos livianos e intermedios, resultado de

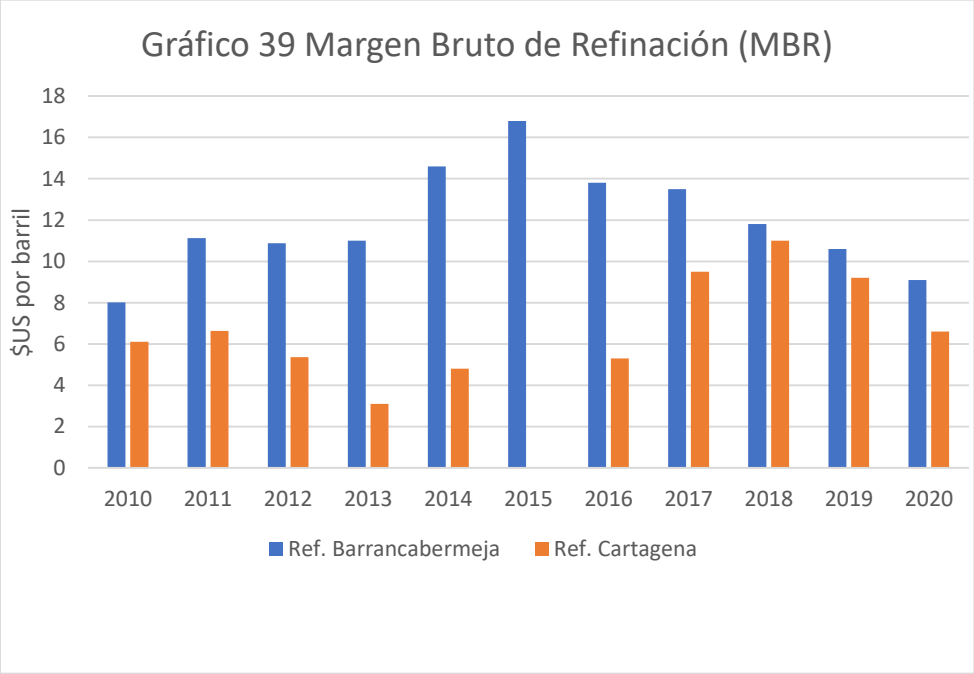
la segregación de mezclas en los sistemas de transporte e importación de crudo liviano, explica este logro.
La carga de crudo en la refinería de Cartagena fue de 151,3 Kbdc, con un crecimiento anual de 11,5%. La disponibilidad operacional de las unidades subió 6 puntos porcentuales hasta llegar al 96%, con lo cual el desempeño de Reficar fue como el de las del conjunto de las mejores refinerías del golfo de los Estados Unidos.
En 2019, la carga promedio anual fue la más alta en la historia de la refinación de Colombia: 373,7 miles de barriles día calendario (kbdc). La carga en Barrancabermeja disminuyó 3 kbpd en 2019 comparada con la de 2018, llegando a 218,6 kbdc. Hubo restricciones de transporte y menor recibo de crudo Caño Limón y mezcla liviana. La carga promedio anual de la Refinería de Cartagena fue de 155,0 kbpd, gracias a la mayor disponibilidad operacional de la unidad de crudo.
En 2020, la carga a las refinerías cayó a 226 kbdc en abril debido a la caída de la demanda de productos derivados derivada del confinamiento durante una etapa de la pandemia del Covid-19. Posteriormente, la carga se recuperó hasta llegar a un promedio anual de 320 kbdc, un 14,4% inferior a 2019. La carga promedio anual en Barrancabermeja fue de 179,2 kbdc y la de Cartagena fue de 140 kbdc

Factor de utilización de las refinerías. El factor de utilización de la Refinería de Barrancabermeja durante la década estuvo alrededor del 80%, con la excepción de 2020 cuando este porcentaje disminuyó a 63,9%, como resultado de la caída de la demanda durante la pandemia. En la refinería de Cartagena en 2018 y 2019 se alcanzaron porcentajes superiores al 80%. Los eventos que explican que el indicador no sea mayor se relacionan con los mantenimientos mayores de las plantas (en diferentes años), con eventos climáticos como el fenómeno de El Niño que dificultaron la evacuación de productos en 2016, y con afectaciones del transporte de crudo o de productos debidas a problemas de orden público.



Resultados financieros

Margen bruto de refinación. El margen bruto de refinación en Barrancabermeja tuvo los valores más altos de la década 2010-2020 entre 2014 y 2017 cuando la diferencia de precio internacional entre los productos y el crudo fue mayor. La caída de los precios internacionales en esos años contribuyó en gran medida al resultado, pero también las optimizaciones de costos que se hicieron para enfrentar la coyuntura (Ecopetrol, 2015). Entre los aspectos que pueden ser objeto de gestión en esta refinería, el mayor reto estuvo en la disminución de la participación del combustóleo en el vector de productos de Barrancabermeja. El margen en la refinería de Cartagena aumentó entre 2017 y 2019, a partir de la puesta en marcha de las plantas nuevas. Los rendimientos de los productos valiosos de la refinería y el logro de un nivel de conversión mayor al 97% son la base de la estabilidad del margen. La evolución de los mercados internacionales del crudo y los productos aportará el complemento de ese desempeño.



La evolución del margen bruto de las dos refinerías en Colombia durante la década se explica por: 1) la evolución de los diferenciales de precios de los productos valiosos como las gasolinas, el diésel y el jet y el costo de la carga, calculados en términos de los referentes internacionales, y 2) la gestión operacional de las plantas, y 3) las inversiones para mejorar su configuración y modernizar la infraestructura disponible.

En la refinería de Barrancabermeja, por ejemplo, la gestión operacional se orientó a: a) la optimización de los costos con mejoras de la productividad en mantenimiento, la implementación de una cultura de optimización continua de costos, y menores consumos de vapor y energía, entre otros aspectos, b) las buenas prácticas de programación energética para generar ahorros en el consumo, y c) la creación del Centro de Optimización de Refinería, COR, entre otras iniciativas (Ecopetrol, 2012). Se buscó también maximizar la

producción de derivados valiosos y reducir la de combustóleo (f*uel oil*) para minimizar la exposición al impacto de MARPOL[50] (Ecopetrol, 2016).
Los resultados financieros de los últimos años de la década se apalancaron en "las mejoras operativas alcanzadas (disponibilidad operacional y carga), la continuación de la estrategia de optimización de costos en ambas refinerías y un mayor porcentaje de crudos nacionales en la dieta de la refinería de Cartagena" (Ecopetrol, 2018).
Sin embargo, los diferenciales de precios internacionales de productos frente al Brent de la gasolina y la nafta llegaron en 2019 a los valores más bajos en los últimos 25 años, mientras que aumentó el costo de la carga de las refinerías debido al incremento del precio internacional de los crudos que componen las dietas de las refinerías. Y en 2020, los resultados financieros del segmento de refinación se vieron debilitados por la pandemia mientras que la mayor demanda de materias primas para la producción de medicamentos favoreció los resultados de Esenttia. Desde la segunda mitad de 2020, se reactivó la demanda de productos valiosos de las refinerías.

Calidad de los combustibles

En 2010 entraron en operación las nuevas unidades de hidrotratamiento de diésel y gasolina de Barrancabermeja, las cuales le permitieron ofrecer combustibles más limpios. En particular, el diésel provisto a Bogotá en 2011 estuvo por debajo de la norma de máximo contenido de azufre de 50ppm. Lo permitido para el resto del país era de 500 ppm y la oferta de Ecopetrol estuvo por debajo de ese nivel en diciembre, con 198 ppm. En 2012 se dio el mayor avance al pasar el contenido de azufre del diésel de 257 ppm en agosto a 22ppm en diciembre. Este salto fue posible gracias a los ajustes operacionales que se hicieron en la refinería de Barrancabermeja y a la segregación de corrientes de refinación.
En el programa de mejoramiento de calidad de combustibles, de acuerdo con la evolución internacional y con la identificación de escenarios de calidad futuros para los combustibles que produce Ecopetrol, tanto diésel como gasolina, se adelantaron en 2012 los diseños conceptuales de los ajustes requeridos en la infraestructura de refinación y transporte y se aprobó la prefactibilidad para la ejecución del programa. (Ecopetrol, 2012)
A partir de 2013, el diésel producido y distribuido todo el territorio nacional, tuvo un contenido de 50 ppm. Los sistemas de transporte masivo, Bogotá y el Valle de Aburrá ya habían venido siendo abastecidos con este estándar de calidad. La senda recomendada para el diésel por el CONPES sobre calidad del aire de 2018 guía a partir de ese año la senda interna de Ecopetrol: 20 ppm en 2020; 10-15 ppm en 2021 y 10 ppm en 2025. El Grupo logró calidades del diésel de 10ppm en 2020, anticipándose a las orientaciones de la regulación.

[50] El convenio internacional para prevenir la contaminación ocasionada por el transporte marítimo MARPOL entró en vigor en 1978 y ha tenido varias modificaciones. El Anexo I de 1978 dispuso medidas contra la contaminación por hidrocarburos y el Anexo VI de 2005 de prevención de la contaminación atmosférica regula las emisiones y la calidad de los combustibles, los cuales no podrán contener a partir del 1º de enero de 2020 más de 0,5% de azufre, parámetro que se había ido ajustando desde 4.5% hacia abajo. Su entrada en vigor ha sido dilatada en el tiempo. El anexo VI se modificó en 2013 para ordenar la reducción de emisiones. Debía llevar a una reducción de la demanda de este sector de *fuel oil*, desde 2015, y abrir espacio a los combustibles más limpios, lo que, hasta 2021, no ha ocurrido

La gasolina, mejorada por el hidrotratamiento mencionado antes, a partir de 2010, tuvo un contenido de azufre de 300 partes por millón, de acuerdo con la normatividad. Hasta 2009, la norma permitía un contenido de 1000 ppm. Con el resultado mencionado, se completó el proyecto de oxigenación de las gasolinas, obteniendo calidades inclusive por debajo de ese máximo, hasta 270 ppm.

Esta calidad no cambió hasta 2018 cuando mediante optimizaciones operacionales se obtuvieron reducciones sustanciales del contenido de azufre de las gasolinas en Barrancabermeja, en línea con las orientaciones del CONPES 3943 de ese año[51].

Los combustibles obtenidos en la nueva refinería de Cartagena cumplían desde un comienzo estándares de menos de 30 ppm. En el segundo semestre de 2018 se entregó diésel con contenido promedio de azufre de 15,6 ppm en todo el país. En el cuarto trimestre de ese año, las gasolinas ofrecidas tuvieron un contenido de azufre de 108 ppm, en línea con la senda señalada por el CONPES 3943. Ecopetrol logró iniciar la entrega de gasolina con 50 ppm de contenido de azufre en 2020, antes de lo contemplado por la senda sugerida por el gobierno. Con respecto de la preservación de la calidad de los combustibles, desde 2018, la filial de transporte y logística de Ecopetrol, CENIT S.A, ha trabajado en el cumplimiento de la normatividad ambiental mediante optimizaciones operacionales de los poliductos (Ecopetrol, 2018).

En síntesis, la meta de producir combustibles limpios ha estado presente en la estrategia empresarial del Grupo Ecopetrol desde hace más de 10 años. Ha incluido otras iniciativas además de la de ofrecer diésel y gasolina con menor contenido de azufre. Las inversiones en Ecodiesel y en Bionergy apoyaron los programas de oxigenación de las gasolinas y de mejora de la calidad del ACPM, en la medida en que el biodiesel no contiene azufre. Se promovió también la utilización del gas natural en el transporte, GNV, mediante convenios con los transportadores y los distribuidores para estimular la conversión de vehículos de servicio público y particular. De igual forma se apoyó la investigación mediante proyectos del Instituto Colombiano del Petróleo y otras iniciativas relacionadas con los sistemas de transporte masivo y la calidad del aire en las grandes capitales.

De otra parte, los avances en la mejora de la calidad de los combustibles hacen parte desde 2019 del objetivo de reducir emisiones de GEI y de descarbonizar las operaciones del Grupo Ecopetrol. Se busca tener cada vez una mayor eficiencia en el consumo de energía, reducir las quemas rutinarias de combustibles, consumir energías renovables no convencionales mediante la autogeneración de ellas hasta 400 MW, en 2030. El compromiso es reducir en un 25% las emisiones de GEI a 2030 y ser carbono neutral en 2050.

[51] Este documento publica la Política para el mejoramiento de la calidad del aire. Propone “acciones para reducir las concentraciones de contaminantes en el aire a través de la renovación y modernización del parque automotor, la reducción del contenido de azufre en los combustibles, la implementación de mejores técnicas y prácticas en la industria, la optimización de la gestión de la información, el desarrollo de la investigación, el ordenamiento del territorio y la gestión del riesgo por contaminación del aire”. En la línea 2 de acciones para controlar la contaminación de fuentes móviles actualiza los parámetros de calidad de los combustibles y los biocombustibles, y propone un programa que garantice la preservación de la calidad a lo largo de la cadena de transporte y distribución.

4. Suministro y comercialización

La década de 2010-2020 se vio marcada por diferentes situaciones que impactaron la comercialización de petróleo, gas, combustibles y productos de Ecopetrol, tales como las condiciones del mercado internacional, el crecimiento del PIB, la apertura de nuevos mercados, los desarrollos técnicos y, durante el último año, la pandemia. Luego de un año 2009 marcado por la incertidumbre y la crisis económica mundial, el 2010 fue un año de recuperación, que ayudó a impulsar la demanda, especialmente en países de economías emergentes que evidenciaron un desempeño más dinámico que el de las naciones más desarrolladas. El 2010 arrojó un balance positivo en las ventas con un crecimiento volumétrico del 13% frente al 2009. Se destacó el comportamiento de las exportaciones que marcaron un récord histórico. El resultado estuvo apalancado por la estrategia de comercialización de diversificación geográfica de Crudo Castilla hacia el Lejano Oriente y de los crudos livianos hacia Europa, el incremento de ventas a usuarios finales y en contratos de largo plazo. El valor de las ventas nacionales, sin incluir transporte, alcanzó $13,4 billones, con un crecimiento en volumen del 4% con respecto del año anterior, destacándose las ventas de diésel extra que crecieron 44% frente a 2009. Las ventas nacionales y las exportaciones sumaron $36,6 billones.

En el ámbito internacional, el 2010 se caracterizó por un repunte en las exportaciones de crudo Castilla Blend (91 millones de barriles) que representaron USD6.395 millones de ingresos, equivalentes al 67% de los ingresos por exportaciones de la empresa.

En 2011 se registró un incremento en las ventas de la mayoría de los productos frente al año anterior, gracias al crecimiento económico del país, reflejado en un aumento volumétrico de 17%. Durante el 2011 los ingresos por ventas totales ascendieron a USD27.263 millones, lo que representó un incremento de 64% en comparación con lo registrado en el 2010. Se destacó el aumento en el valor de las exportaciones las cuales pasaron de USD9.575 millones en el 2010 a USD16.062 millones en el 2011, lo que representó un incremento de 68%.

El valor de las exportaciones en el 2011 fue superior al del 2010 debido al mayor precio de la canasta exportadora (+26.47 USD/b), influido por el mayor precio del WTI (+15.59 USD/b) y del Brent (+30.63 USD/b); por el mejor diferencial de 10,88 USD/b con respecto del WTI obtenido en la canasta exportadora y por el mayor volumen exportado (+104,9 kbd) explicado principalmente por la mayor producción y evacuación de crudo Castilla y Magdalena. Una de las razones que explica la fortaleza de estos diferenciales es la gestión comercial realizada para incrementar el uso de marcadores como el Brent y el Maya, en sustitución del WTI, cuyo precio se desconectó del mercado internacional, convirtiéndose en un marcador más volátil y menos confiable. Otra razón fue la diversificación geográfica, que permitió reducir la concentración de las exportaciones de crudo a la Costa del Golfo de E.U. desde el 62% hasta el 50%, generándose menor presión de oferta en esta región y, por tanto, mejores diferenciales. A pesar de que, por razones de precio, las ventas a Lejano Oriente disminuyeron pasando del 18 al 12%, otros destinos como Caribe, Costa Oeste de E.U. y Europa, crecieron en total de 11 a 26%, ubicando así una nueva capacidad de cotización para el crudo pesado, lo que contribuyó también a mejorar los diferenciales.

El valor de las importaciones creció USD1.275 millones, debido principalmente a mayores volúmenes de nafta diluyente (+17.3 kbd) para el bombeo de crudo pesado. Se registró un incremento en las ventas nacionales de la mayoría de los productos frente al 2010, por el crecimiento económico, al desarrollo de nuevos segmentos de mercado, y la búsqueda de competitividad internacional de algunos productos como el combustible de aviación. Se destacó el crecimiento del diésel (8.5% frente al año 2010). Las ventas de vehículos nuevos impulsaron el crecimiento del 1,9% en las ventas de gasolina en comparación con 2010.

Durante 2012 los ingresos por ventas ascendieron a $59,5 billones, lo que representó un incremento del 5,4% y se registró un incremento del 3% en el volumen de ventas en comparación con el 2011. El valor de las exportaciones fue de USD19.127 millones, lo que representó un aumento de 19% en comparación con el 2011 cuando totalizaron USD16.072 millones. El aumento en las exportaciones obedeció al incremento del volumen exportado, el cual pasó de 494 kbed en 2011 a 521 kbed en el 2012. Se destacaron las ventas al exterior de los crudos Vasconia y Magdalena, que compensaron las menores exportaciones de crudo Castilla, South Blend y fuel oil. El precio de la canasta exportadora se incrementó en USD4,85 por barril, frente al 2011, básicamente por el mayor precio del crudo Maya (USD0,97 por barril) y del Brent (USD0,82 por barril) y el fortalecimiento que habían tenido los crudos Castilla (USD5,37 por barril) y South Blend (USD5,41 por barril).

La estrategia de diversificación geográfica permitió continuar con la desconcentración de las exportaciones de crudo a la Costa del Golfo de México de Estados Unidos, que pasó de una participación del 52,4% al 43,5%. Se destaca, por su parte, el crecimiento de las ventas al Lejano Oriente que pasaron del 13,2% al 20,3%. Otros destinos que presentaron aumentos en las ventas durante 2012 fueron: Europa, la Costa Oeste de Estados Unidos y Centro América, al pasar de 5,2% al 8,3%, del 7,7% hasta 8%, y del 1,6% hasta el 4,3%, respectivamente.

Las exportaciones de productos también se han logrado diversificar. Los principales destinos en orden de importancia fueron: el Caribe (56%), el Lejano Oriente (16,4%) y la Costa Atlántica de Estados Unidos (12,9%). Entre tanto, la participación de las exportaciones de productos a la Costa del Golfo de México de Estados Unidos, entre 2011 y 2012, pasó de 32,9% al 7,1%. Por su parte, las importaciones crecieron 13,8% en el 2012 en comparación con el 2011 y pasaron de 80,1 kbed a 91,1 kbed, debido a la compra de mayores volúmenes de nafta diluyente para el bombeo de crudos pesados y a mayores requerimientos de gasolina y diésel.

En las ventas nacionales se destaca el incremento registrado en el volumen de crudo (150%) y combustóleo (233%) gracias la estrategia implementada en el mercado de combustibles para embarcaciones. Las ventas de gasolina alcanzaron los 76.974 Bpd, lo que significó un aumento de 3,3% en comparación con el año anterior. Por su parte, las ventas de diésel subieron 1,6%, correspondientes a 110.746 bpd en comparación con el 2011, por el crecimiento de la industria minera y la demanda del sector térmico para nuevos usos.

Se firmó contrato en julio de 2012 entre Ecopetrol y una de las principales compañías refinadoras privadas de la India para suministrarle 12 millones de barriles de crudo Castilla durante un año, en cargamentos de 2 millones de barriles. El valor del contrato fue de USD1.200 millones y representó para Ecopetrol el fortalecimiento de su estrategia comercial de suministrar crudo a usuarios finales. Este contrato de exportación ofreció

ventajas a Ecopetrol porque aseguró una venta sistemática del crudo con acuerdo previo de precio.
Adicionalmente, Ecopetrol obtuvo ventajas económicas por cuenta de la estrategia de diversificación de mercados, puesto que cada barril de crudo de la empresa presentó mejores retornos cuando vende a los clientes de Asia o por los descuentos que hacen por la calidad del crudo.
En 2013 las exportaciones ascendieron a USD18.879 millones, lo que representó una disminución de 1,3% con respecto a 2012. Se destacaron las ventas al exterior de crudo Castilla y de Fuel Oil, que compensaron las menores exportaciones de Vasconia, Magdalena y Oriente Light. El precio de la canasta exportadora se redujo en USD4,5 por barril frente al 2012, debido a un debilitamiento generalizado en los precios internacionales, dirigido por la mayor oferta de crudo en la Costa del Golfo de Estados Unidos, principal destino de las exportaciones de crudo de Ecopetrol. La mayor entrada de crudo canadiense y doméstico al principal centro de refinación de Estados Unidos hizo que los precios de referencia de crudo en la Costa del Golfo se debilitaran por el mayor número de alternativas de los refinadores de la región. A ello se sumó la recuperación en las exportaciones de Iraq y Rusia y la estabilización en la producción de Brasil y México, lo que puso una mayor presión sobre los precios de crudos que compiten con las calidades ofrecidas por Ecopetrol. Para compensar este impacto, la empresa siguió implementado una estrategia de diversificación de indicadores de referencia de acuerdo con los destinos a los cuales exportaba su crudo. De esta manera, dicho debilitamiento en los precios de la Costa del Golfo fue compensado parcialmente por las ventas a destinos como Asia y Europa, a través del uso de indicadores como Maya Far East y Maya Europa. El Brent continuó siendo el principal índice de referencia dentro de la canasta de indicadores de Ecopetrol con un 63% de participación. Este indicador, al igual que los empleados en destinos diferentes a Estados Unidos, continuó reflejando de una mejor manera el mercado.
Por otro lado, las importaciones crecieron 25% frente al año anterior, al registrar 114 kbd en 2013 en comparación con los 91,1 kbd en 2012. Esta situación se originó en la necesidad de contar con mayores volúmenes de diésel para cumplir con la demanda nacional de combustibles y de nafta diluyente (10,9 kbd), por la mayor producción de crudo pesado. Las ventas de gasolina de Ecopetrol (sin incluir Reficar) aumentaron un 3,7% y pasaron de 65.992 bd en 2012 a 68.453 bd en el 2013. Entretanto, las ventas de diésel de Ecopetrol (sin incluir Reficar) crecieron 3,3% y pasaron de 92.827 bdc a 95.889 bdc. Las variaciones obedecieron al aumento en la demanda como consecuencia del crecimiento económico del país. En diésel se destaca el crecimiento experimentado por la industria minera y la mayor demanda del sector térmico. El combustible de aviación, Jet A1, tuvo un crecimiento del 7% basado en el aumento tanto de las rutas como de las frecuencias aéreas dentro y fuera del país.
En 2014, el 96% de los ingresos de Ecopetrol estuvieron soportados en las ventas de crudos, gas y productos refinados. Durante el año, los ingresos por ventas ascendieron a $56 billones, lo que representó una caída del 6% en comparación con el 2013.
Con relación al volumen de ventas, en 2014 se colocaron en el mercado 913 Kbdpe , de los cuales 521 Kbdpe correspondieron a ventas de crudo, 291 kbdpe a productos refinados y

los restantes 101 kbdpe, a gas. En el total, las exportaciones representan el 59% y las ventas en Zona Franca el 2%, mientras que las ventas nacionales ascienden al 39%.

Las ventas de productos crecieron 5% (14 kbde) y las de gas 11% (10 kbde). Con relación a las ventas de crudo se presentó un aumento en las exportaciones del 1%, representados en 7 kbde, al tiempo que las ventas nacionales se incrementaron 43% (15 kbde). No obstante, estos incrementos no lograron compensar las menores ventas en Zona Franca asociadas a las entregas de crudo a Reficar, debido a la parada en operación de esta refinería en el marco del proyecto de actualización (56 kbde). En el nivel local, en 2014 se mantuvieron las ventas de crudo como parte de la estrategia orientada a desarrollar el mercado de combustibles marinos, debido a las limitaciones de evacuación de crudo por oleoducto hacia puertos de exportación.

En 2014 las exportaciones llegaron a USD16.703 millones, lo que representó una disminución de 11,5% con respecto de 2013. El precio de la canasta exportadora se redujo en USD12,8 por barril frente a 2013, debido a un debilitamiento generalizado en los precios internacionales como consecuencia del menor crecimiento de la demanda frente a la sobreoferta de crudo en el mercado y el sostenimiento de la cuota de producción OPEP en 30 mbd, defendiendo su participación de mercado. Otros factores que influyeron en el fuerte debilitamiento de los indicadores internacionales al finalizar el 2014 fueron el fortalecimiento de dólar, la debilidad económica en Europa y la recesión en Japón.

La estrategia de diversificación de mercados permitió continuar con la desconcentración de las exportaciones de crudo a la Costa del Golfo de Estados Unidos, pasando de una participación del 40% al 27%. Se destaca el crecimiento de las ventas al Lejano Oriente, que pasaron del 36% al 41%. Por su parte, Europa mantuvo su posición como el tercer mayor destino de exportación con el 15%.

Por otro lado, las importaciones crecieron 7% frente al año anterior, al registrar 116 kbd en 2014 en comparación con los 108 kbd en 2013. Esta situación se originó en la necesidad de contar con mayores volúmenes de nafta diluyente, que representa el 50% de las compras, y de ULSD (Ultra Low Sulfur Diesel por sus siglas en inglés), con el 42% de las importaciones. Las ventas de gasolina y diésel crecieron 7% y 3% respectivamente, debido al aumento en la demanda como consecuencia de las ventas récord de vehículos nuevos en el país durante el 2014. En diésel, las ventas mantuvieron la tendencia de los últimos tres años con un promedio de crecimiento interanual del 2%.

En octubre de 2014 Ecopetrol incursionó en el mercado de Corea del Sur con la venta de un millón de barriles de crudo Castilla a la compañía refinadora Hyundai OilBank, Parana refinería de 390 mil barriles/día de capacidad, apta para procesar crudos pesados. De esta forma, Ecopetrol continuó consolidando su participación en el mercado asiático, pues desde el 2008 venía comercializando el crudo a países como China e India – mercados más rentables y sostenibles- al tiempo que disminuía los despachos a Estados Unidos por la sobreoferta de crudo en ese mercado.

En 2015, el 97% de los ingresos de Ecopetrol se basaron en las ventas de crudos, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos). Durante el año, los ingresos por ventas ascendieron a $42 billones, lo que representó una disminución del 25% en comparación con 2014, debido al descenso en los precios internacionales del petróleo.

Del total de ventas, las exportaciones representaron el 58% y las ventas nacionales el 40%, mientras que las ventas en zona franca ascendieron al 2%. Las ventas de crudo crecieron en 1% (4 kbd) debido a la mayor tasa de operación de los sistemas de transporte y a la mayor producción. Con respecto de las exportaciones de crudos, la mezcla Castilla mantuvo su posición como el principal crudo de exportación con 348 kbd, con un incremento del 3% con respecto al año anterior. En segundo lugar, estuvo el crudo Vasconia Norte, con 67 kbd el cual tuvo una disminución del 3% frente al 2014; por su parte, los productos crecieron en un 3% (10 kbdpe) principalmente por el mayor consumo de combustibles en el ámbito nacional y al crecimiento de la demanda en zonas de frontera. Las ventas de gas presentaron una disminución del 8% (8 kbdpe) por la finalización del contrato de exportación de gas a Venezuela. En 2015 el valor total de las exportaciones fue de USD8.398 millones, lo que representó una disminución del 50,2% con respecto al 2014.

El precio de la canasta de crudos exportados se redujo a USD43,77 por barril, lo que representó una disminución del 50% frente al 2014. Dicha declinación reflejó el comportamiento general de los indicadores internacionales de crudo como resultado de los siguientes factores: la sobreoferta de crudo debida a la mayor producción de crudos no pertenecientes a la OPEP, la negativa de la OPEP a recortar la producción de crudos y la desaceleración de economías emergentes y de China en 2015. Todo lo cual generó una acumulación de inventarios de crudo que se vio reflejada en una situación de sobreoferta. Adicionalmente, la entrada al mercado de nuevos crudos pesados en Iraq, el mayor flujo de crudo canadiense a la Costa del Golfo y los recortes en los precios oficiales de venta por parte de productores de Medio Oriente y México, generaron una presión adicional sobre los diferenciales de crudos pesados.

En cuanto a la diversificación de los mercados, la participación de destinos en 2015 fue la siguiente: Asia, como el principal destino de exportación (35%), seguido por las Costas Este y Oeste de EEUU (14%), el Caribe y Centroamérica (13%) y Europa (11%). La incorporación de nuevos clientes en Japón y Corea del Sur, permitió mantener a Asia como el principal destino de exportación. El Caribe y Centroamérica son puntos transitorios en los que algunos clientes almacenan temporalmente el crudo para su posterior envío al mercado asiático. Ecopetrol realizó su primer embarque de crudo a Japón, luego de cerrar una negociación con la compañía japonesa JX Nippon que adquirió dos millones de crudo Castilla para abastecer su sistema de refinación.

En 2015 las importaciones crecieron 20% en volumen en comparación con el 2014, al registrar 146 Kbd frente a 122 Kbd del año anterior, debido a mayores volúmenes de compra de nafta diluyente (6 Kbd), lo que representó el 44% de las compras, y de gasolina (25 Kbd), lo que representó el 17% de las importaciones. Lo anterior se originó en la mayor producción de crudo pesado y a la mayor demanda de gasolina en zonas de frontera, respectivamente. Las importaciones de ULSD (Ultra Low Sulfur Diesel, por sus siglas en inglés) se mantuvieron relativamente estables.

Las ventas de gasolina comercializadas por Ecopetrol durante 2015 subieron 13% en 2015 frente a 2014. Al igual que en años anteriores, donde el crecimiento era del orden del 7%, las mayores ventas presentaron una tendencia positiva por el efecto de los nuevos vehículos que ingresaron al mercado (en el 2014 se vendieron en Colombia más de 326.023 unidades y en 2015, se matricularon en el país 283.267 automotores). Adicional a lo anterior, el cierre

de la frontera con Venezuela incrementó el consumo de gasolina para atender los requerimientos de la zona, del orden de 10 Kbd adicionales. En el caso del diésel, las ventas también subieron por el cierre de la frontera con Venezuela. El crecimiento registrado en el volumen de ventas en 2015 fue de 2%, con tendencia al alza.

En 2016, el 98% de los ingresos de Ecopetrol estuvieron soportados en las ventas de crudos, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos); el restante 2% correspondió a venta de servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $37,7 billones, en un año donde la caída de los precios del crudo se convirtió en un gran desafío para el sector petrolero.

En 2016 se vendieron 866 Kbdpe, así: 487 Kbd de crudos, 292 Kbdpe de productos y 87 Kbdpe de gas natural. Frente al año anterior, se observó una reducción en las ventas de 53 Kbdpe, explicada principalmente por la menor producción de crudo.

En el total del volumen vendido, las exportaciones representaron el 54% y las ventas nacionales, el 38%, mientras que las ventas en zona franca tuvieron una participación del 8%. Las ventas de crudo cayeron 7% (38 Kbd) debido a la menor producción y a las menores compras. Por su parte, el volumen de los productos vendidos disminuyó en 3% (8 Kbdpe) por una menor producción de Fuel Oil en la Refinería de Barrancabermeja y por una menor demanda de asfalto en el ámbito nacional. Las ventas de gas presentaron una reducción en volumen del 7% (6 Kbde) como consecuencia de la caída en la demanda térmica nacional, por la finalización del Fenómeno de El Niño.

En 2016 el valor total de las exportaciones alcanzó los USD6 billones, cifra que representó una disminución del 29% en comparación con 2015, explicada por un menor volumen disponible de crudo para exportación, debido a la entrada en operación de Reficar y a menores compras de crudo de regalías y de terceros, así como a la caída en los precios internacionales de los crudos de referencia. No obstante, se destaca la mejora alcanzada por Ecopetrol en el diferencial de la canasta de exportación de crudos frente al ICE Brent, el cual se fortaleció en promedio USD0,40/bl frente al año anterior.

En 2016, Estados Unidos se ubicó como el primer destino de exportación con un 54% del volumen vendido, seguido por el Caribe y Centroamérica (17%), Asia (13%) y Europa (12%). La estrategia comercial de exportación de crudos se orientó hacia Estados Unidos ya que luego del anuncio de la apertura de las exportaciones de crudo en este país, se identificaron oportunidades para los crudos pesados importados, como los colombianos. En lo referente al mercado asiático, la baja en la participación obedece a una mayor oferta de crudos del Medio Oriente para ese destino, lo que ocasionó una disminución en los precios.

En 2016 las importaciones disminuyeron 18% en volumen en comparación con el 2015, al registrar 134 kbd frente a 164 kbd del año anterior, debido a menores volúmenes de compra de diésel (22 kbd) y nafta diluyente (13 kbd). Este comportamiento se presentó como consecuencia de una menor demanda nacional de diésel; así como de los menores requerimientos de diluyente para los crudos pesados gracias a las optimizaciones en procesos de dilución. Por su parte, las importaciones de gasolina se incrementaron (+8 kbd) debido a la mayor demanda nacional.

El volumen de ventas de gasolina comercializada por Ecopetrol durante 2016 aumentó 9% (8 Kbd) frente a 2015, como resultado de los siguientes factores: la reducción en el índice de precios de la gasolina en $500/galón, manteniendo la dinámica decreciente de los precios observada desde 2014, lo que ha generado el cierre de la brecha frente al diésel y

un aumento de la demanda de gasolina; la reducción del 39% en las sustituciones de vehículos de gasolina a Gas Natural Vehicular (GNV) y la suspensión de mezclas de etanol en el país por efecto del paro camionero, durante el mes de julio de 2016 aumentaron también las ventas de la gasolina. También se presentó una menor oferta de etanol durante dos meses por parte de los ingenios azucareros, lo cual obligó a reducir la mezcla del 10% al 6%. Todas estas variables contribuyeron al aumento de la demanda de gasolina en 2016.
Desde noviembre de 2016, Ecopetrol inició la comercialización del Fuel Oil No. 4 producido por la Refinería de Apiay, ubicada en el departamento del Meta. Este producto es utilizado como diluyente para la producción de combustibles marinos (bunkers).
En 2017 el 99% de los ingresos de Ecopetrol se basó en las ventas de crudo, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos) y el restante 1% provino de la prestación de servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $45,8 billones con un crecimiento de 22% respecto al 2016, gracias a la recuperación de los precios internacionales del crudo y al desarrollo de estrategias comerciales orientadas a mejorar los diferenciales de la canasta de crudos.
En 2017 se comercializaron 840 mil barriles por día (Kbd) distribuidos así: 479 Kbd de crudos, 280 Kbd de productos (combustibles y petroquímicos) y 81 Kbed de gas natural. Frente a 2016 se presentó una reducción de 26 Kbd en las ventas, explicada principalmente por la menor exportación de fuel oil, la caída en la producción de crudo para exportación y la reducción en la demanda de gas en el sector térmico.
En el total del volumen vendido las exportaciones representaron un 51% y las ventas nacionales un 40%, mientras que las ventas en zona franca tuvieron una participación del 9%. Las ventas de crudo cayeron 2% (8 Kbd) como consecuencia de la menor producción y las menores compras. De otro lado, las ventas de productos cayeron 4% (12 Kbd) debido a la reducción en la producción de fuel oil en la refinería de Barrancabermeja. Finalmente, las ventas de gas presentaron una reducción en volumen de 7% (6 Kbed) por la caída en la demanda térmica nacional como consecuencia de la finalización del fenómeno del Niño.
En 2017 el valor total de las exportaciones de Ecopetrol alcanzó los USD7,4 billones, con una variación de 25% frente a 2016, lo cual se explica por el aumento en los precios de exportación de crudo y fuel oil. Los mayores precios logrados en 2017 reflejan un eficiente aprovechamiento de las oportunidades de venta en medio de un balance más ajustado de oferta-demanda en el mercado de crudos internacional, al igual que una reducción en oferta de fuel oil en los principales centros de consumo. El índice ICE Brent se cotizó en promedio en USD54.7por barril, es decir USD9,6 por barril por encima del valor promedio en 2016. De otro lado, el diferencial de la canasta de exportación de crudos colombianos se ubicó en -USD6.6 por barril, con respecto del Brent, mejorando USD2.8 por barril con respecto al año anterior, fue el mejor diferencial en la década.
Pese a la caída en volumen, los ingresos por exportaciones de crudo aumentaron como consecuencia del fortalecimiento de los precios internacionales, por: menor suministro mundial de crudo pesado e intermedio asociado con recortes de producción como resultado de acuerdos OPEP / No OPEP para estabilizar el mercado, mayor demanda de crudos pesados por parte de refinadores independientes de China y mejora en los márgenes de refinación en los principales mercados de Estados Unidos, Europa y Asia.

En 2017, Estados Unidos se mantuvo como el principal destino de exportación de crudos con un 48% del volumen vendido, aunque representa una reducción frente al 59% observado el año anterior. El Caribe y Centroamérica fue el segundo destino de exportación con una participación de 29% Asia fue el tercer destino con el 17%, mostrando una participación estable en comparación con 2016.

En 2017 las importaciones disminuyeron 23% en volumen en comparación con el año anterior, al registrar 103 Kbd frente a 134 Kbd de 2016. Lo anterior, como resultado de los menores requerimientos de diésel importado gracias a la entrada en operación Reficar S.A., que permitió abastecer la demanda nacional. Así mismo, se importaron menores volúmenes de nafta diluyente (-5 Kbd) como consecuencia de la estrategia corporativa de reducción en costos de dilución a través de la comercialización de crudo de alta viscosidad.

El volumen de venta de gasolina comercializada por Ecopetrol durante 2017 fue de 93 Kbd, cifra que refleja un aumento de 2% (2 Kbd) con respecto a 2016. Esto debido principalmente a los siguientes factores: la disminución de las conversiones a gas natural vehicular del 51% frente a 2016, el incremento de ventas en la zona norte por menor producción de la refinería de Cartagena por mantenimientos durante el primer semestre y la reducción de la mezcla con etanol de 8% a 6% durante el primer semestre del año, que incrementó el contenido de gasolina en la mezcla.

En 2018 el 99% de los ingresos de Ecopetrol estuvieron soportados en las ventas de crudo, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos) y el restante 1% provino de la prestación de servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $59,6 billones, cifra que representa un crecimiento de 30% con respecto a 2017, gracias a la recuperación de los precios internacionales del crudo y a la implementación de estrategias comerciales orientadas a mejorar los diferenciales de la canasta de crudos.

El crudo Brent se cotizó en promedio en USD71,7/barril, es decir USD17/barril por encima del valor promedio en 2017. Esto debido principalmente a factores de mercado tales como los recortes de producción de la OPEP y la mayor demanda de crudo en el mercado asiático. De otro lado, el diferencial de la canasta de exportación de crudos se ubicó en -USD8,4/ barril, que representa una ampliación de USD1,8/barril frente al año anterior, debido a una mayor participación de crudo pesado de menor valor en la canasta, pasando de 85% en 2017 a 90% en 2018. En términos volumétricos las exportaciones mostraron una reducción de 4% entre 2017 y 2018 (376 Kbd), debida a una mayor demanda de las refinerías locales.

En 2018 se comercializaron 860 mil barriles por día (Kbd) distribuidos así: 495 Kbd de crudos, 281 Kbd de productos (combustibles y petroquímicos) y 84 Kbed de gas natural.

Las ventas de crudo aumentaron 3% (16 Kbd) en 2018 como resultado de la mayor producción y las mayores compras a terceros. De otro lado, las ventas de productos se mantuvieron en el mismo nivel de año anterior debido a la estabilidad en la producción y demanda de combustibles y a que el portafolio fue complementado con producto importado para asegurar la oferta de algunos petroquímicos. Finalmente, la venta de gas presentó un incremento en volumen de 4% (3 Kbdpe) principalmente por la implementación de la estrategia de comercialización de campos menores y la participación en subastas interrumpibles de campos mayores. En el total del volumen vendido, las exportaciones representaron un 38% y las ventas nacionales un 62%.

Los ingresos por exportaciones de crudo aumentaron debido al fortalecimiento de los precios internacionales gracias a: i) menor suministro de crudo pesado e intermedio asociado con recortes de producción como resultado de acuerdos OPEP / No OPEP para estabilizar el mercado; y ii) mayor demanda de crudos pesados por parte de refinadores independientes en el mercado asiático. El precio promedio ponderado de la canasta de crudos exportados en 2018 fue de USD63,3/ barril lo que representó un incremento de USD15/ barril frente a 2017. En 2018, el valor total de las exportaciones de Ecopetrol alcanzó los USD9.354 millones, con una variación de 26% frente a 2017.

En 2018 hubo importaciones de crudo para la refinería de Barrancabermeja, con 4 Kbd, como una prueba piloto orientada a diversificar la oferta de crudo para la refinería a fin de ofrecer mayor flexibilidad para optimizar la carga y maximizar el margen. Se logró viabilizar una iniciativa de transporte multimodal que permitió a esta refinería contar con crudo importado de tipo liviano en su terminal fluvial.

Asia fue el principal destino de exportación de crudos en 2018, con un 43% del volumen vendido, mostrando un crecimiento importante de 25% frente al observado el año anterior. Estados Unidos fue el segundo destino de exportación de crudos con un 40% del volumen vendido, aunque presenta una reducción frente al 48% observado el 2017. La región Caribe y Centroamérica fue el tercer destino de exportación con una participación de 10%.

En 2019 el 99% de los ingresos de Ecopetrol estuvo soportado en las ventas de crudo, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos) y el restante 0,1% provino de la prestación de servicios. Los ingresos por ventas ascendieron a $62,6 billones, cifra que representa un crecimiento del 4% con respecto a 2018, gracias a mayores volúmenes de venta (3%), mayor tasa de cambio (10%), y la implementación de estrategias comerciales orientadas a mejorar los diferenciales de la canasta de crudos. El Brent referente para los crudos de exportación se cotizó en promedio en USD64/ barril, lo que representó un decrecimiento de USD7.5/barril frente al 2018, debido a factores tales como el aumento de la producción de hidrocarburos desde Estados Unidos. En términos volumétricos, las exportaciones de crudo mostraron un aumento del 5% entre 2018 y 2019 llegando a 396 kbd. Dicho aumento se debió al aumento en la producción y en las compras a terceros que compensaron mayores ventas hacia las refinerías locales.

En el total del volumen vendido, las exportaciones representaron un 48% y las ventas nacionales un 52%, considerando las ventas a zona franca. Por su parte, las ventas de crudo aumentaron un 5% (+27 kbd) como consecuencia del aumento en la producción y las mayores compras a terceros.

En 2019, Asia continuó siendo el principal destino de exportación de crudos con un 48% del volumen vendido, mostrando un crecimiento del 5% frente al observado en 2018. Estados Unidos fue el segundo destino de exportación de crudos con un 42% del volumen vendido frente al 40% registrado en 2018. Europa fue el tercer destino de exportación con una participación del 5%, y América Central y el Caribe tuvieron una participación de 3%.

El volumen de venta de gasolina comercializada por Ecopetrol durante 2019 fue de 95 kbd, cifra que refleja un aumento de 4%, equivalente a 4 kbd con respecto de 2018, como resultado del incremento de la demanda principalmente en zonas de fronteras.

Los ingresos por ventas en el año 2020 ascendieron a $39.7 billones, cifra que representa un decrecimiento del 37% con respecto a 2019 debido a menor precio (-37%) en línea con

la reducción del indicador para el petróleo Brent (33%) y la reducción en los diferenciales de crudos y productos. El Brent se cotizó en promedio en USD43.2 por barril en el 2020, lo que representó un decrecimiento de USD21 por barril frente al 2019, debido al incremento de los inventarios fruto de la menor demanda generada por la pandemia. En términos volumétricos, las exportaciones de crudo mostraron un aumento del 3% entre 2019 y 2020 llegando a 408 kbd (+13.1kbdpe). Dicho aumento se debió principalmente al aumento en las compras a terceros (+13.1 kbdpe) y a menores cargas en las refinerías (-54 kbdpe) en el 2020.

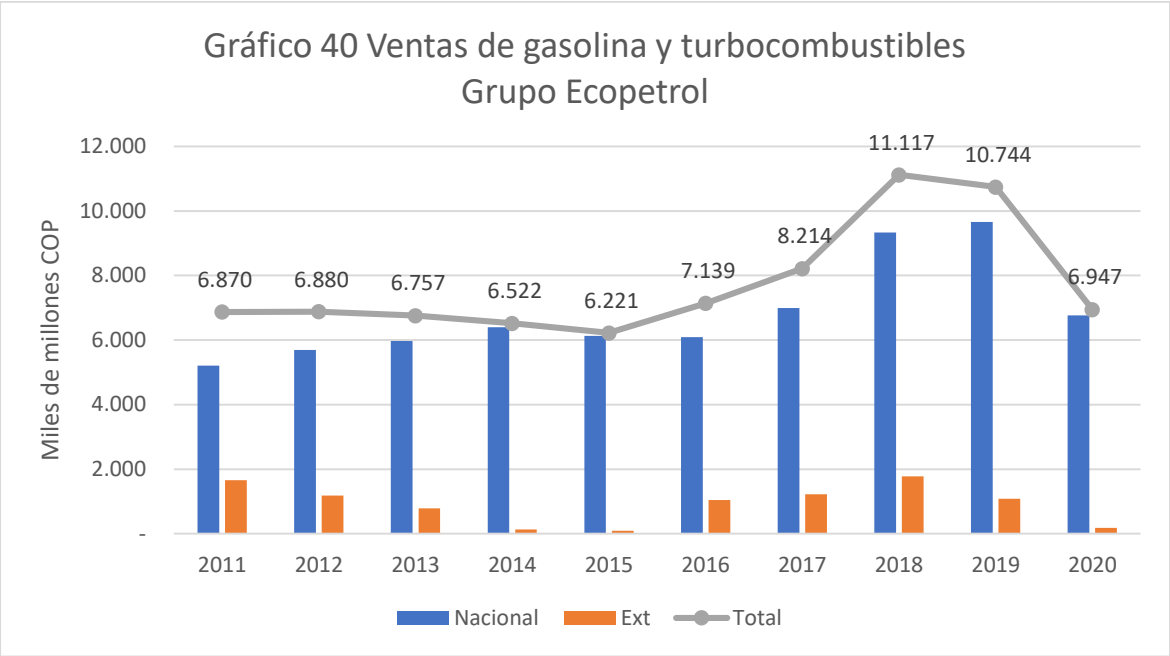
En el total del volumen vendido, las exportaciones representaron un 52% y las ventas nacionales un 48%, considerando las ventas a zona franca. Por su parte, las ventas de crudo aumentaron 1% (+7 kbd) como consecuencia de las menores cargas en refinerías.

Los ingresos por exportaciones de crudo disminuyeron a causa del debilitamiento de los precios internacionales. En el 2020 el principal destino de exportación de crudos fue Asia, con un 52% del total del volumen vendido y un crecimiento de 4% frente al observado durante el 2019. Se destaca la presencia de India como destino importante y recurrente de exportación, y la llegada directa a Corea del Sur con 1 millón de barriles. El segundo destino de exportación de crudos fue Estados Unidos, específicamente la Costa del Golfo, con un 40% y una disminución de 2% frente a lo alcanzado en el año 2019. En el tercer destino de exportación se ubicó España, con un 2%. El resto del porcentaje tuvo como destino Europa, específicamente Alemania, nuevo mercado para el año 2020.

En 2020 el valor total de las exportaciones de Ecopetrol alcanzó los USD5.376 millones, con una disminución del 40% frente al 2019 debido especialmente al comportamiento de precios. Los crudos pesados fueron altamente cotizados en el mundo en el 2020, que los descuentos fueron menores vs el brent porque Ecopetrol logró mantener un nivel de servicio alto y buenos cumplimientos a los clientes.

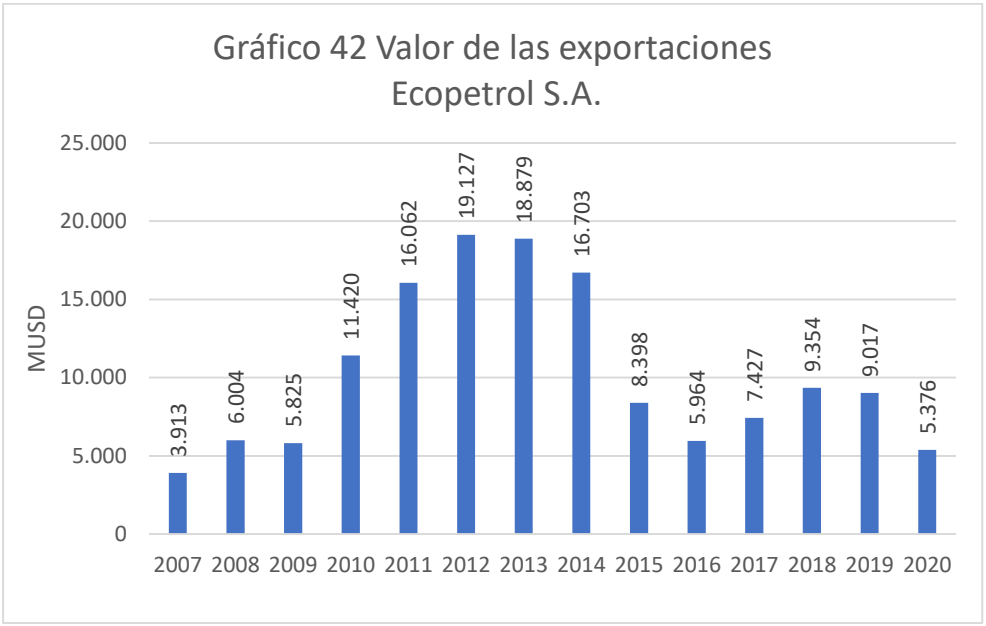
En 2020 las importaciones alcanzaron USD1.548 millones, lo que representó una disminución del 49% frente a 2019 en línea con la menor demanda de combustibles y la mayor compra de nafta diluyente a Reficar, que redujo el volumen total de importaciones en un 30% (-37 kbdpe) sumado a un menor precio de compra (-28%) en línea con la disminución del precio Brent.

El volumen de venta de gasolina comercializada por Ecopetrol durante 2020 fue de 82.5 kbd, cifra que refleja un decrecimiento de 14%, equivalente a 13 kbd con respecto a 2019, como resultado de la afectación de la demanda interna por las medidas de aislamiento preventivo producto de la pandemia.

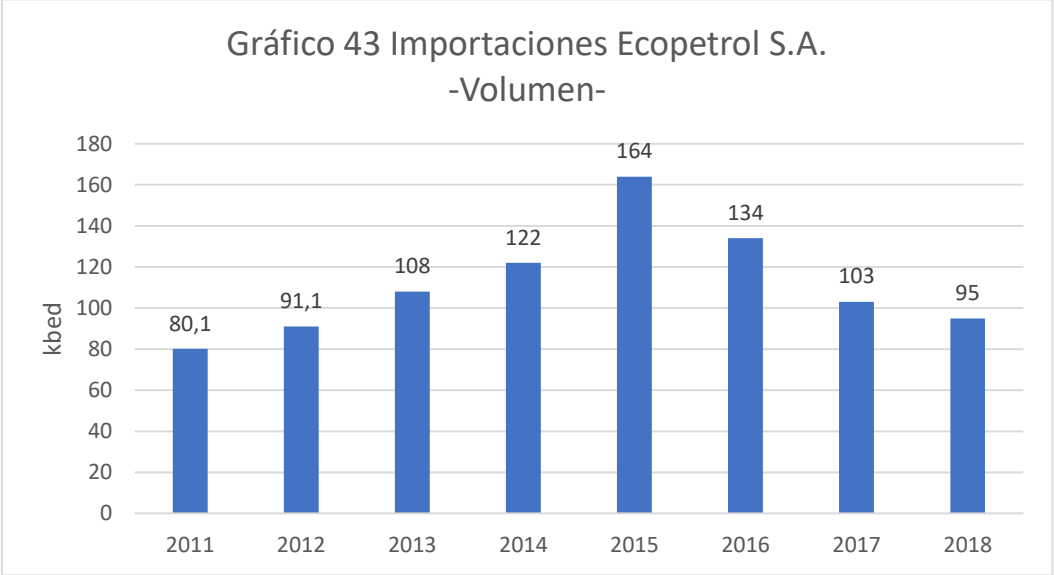


Así en la década, las exportaciones en volumen tuvieron un ascenso hasta 2013 que luego ha descendido significativamente por todas las situaciones expuestas y en valor presenta una situación similar ya que ha descendido a un tercio de los máximos valores alcanzados a mediados de la década.





Nota: No se incluyen las exportaciones de Reficar.





Ventas de productos refinados del Grupo Ecopetrol:

En productos petroquímicos e industriales se presentó un incremento en 2011 del 4,1% en volumen y 20,6% en ingresos frente a 2010, resultado del proceso de consolidación del esquema de canales de comercialización basado en el desarrollo de sus competencias logísticas y comerciales y la formalización de la relación comercial con los clientes a partir de la suscripción de contratos de mediano y largo plazo. Así mismo la exportación de productos aromáticos, hacia países de la región, ha permitido obtener una mejor realización en precio de los mismos.

Se presentó una disminución del 11% en volumen y de 14% en ingresos frente al 2011, por menor disponibilidad de producto que obligó a importar PGR (Propileno Grado Refinería), bases lubricantes y parafinas para cumplir los compromisos comerciales.

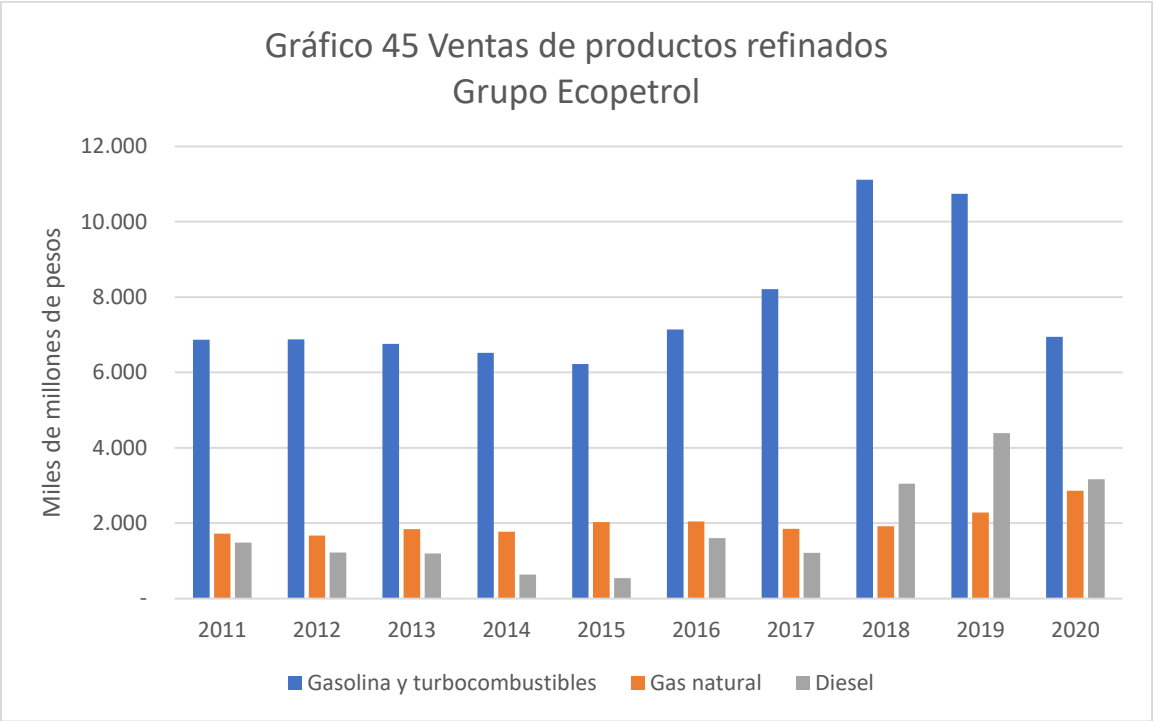
Para 2013 presentaron una disminución del 7% en volumen con relación al 2012, explicada por la menor disponibilidad de productos, principalmente el propileno. Estas ventas estuvieron compensadas parcialmente por un aumento en la demanda de asfalto local, equivalente al 4%.

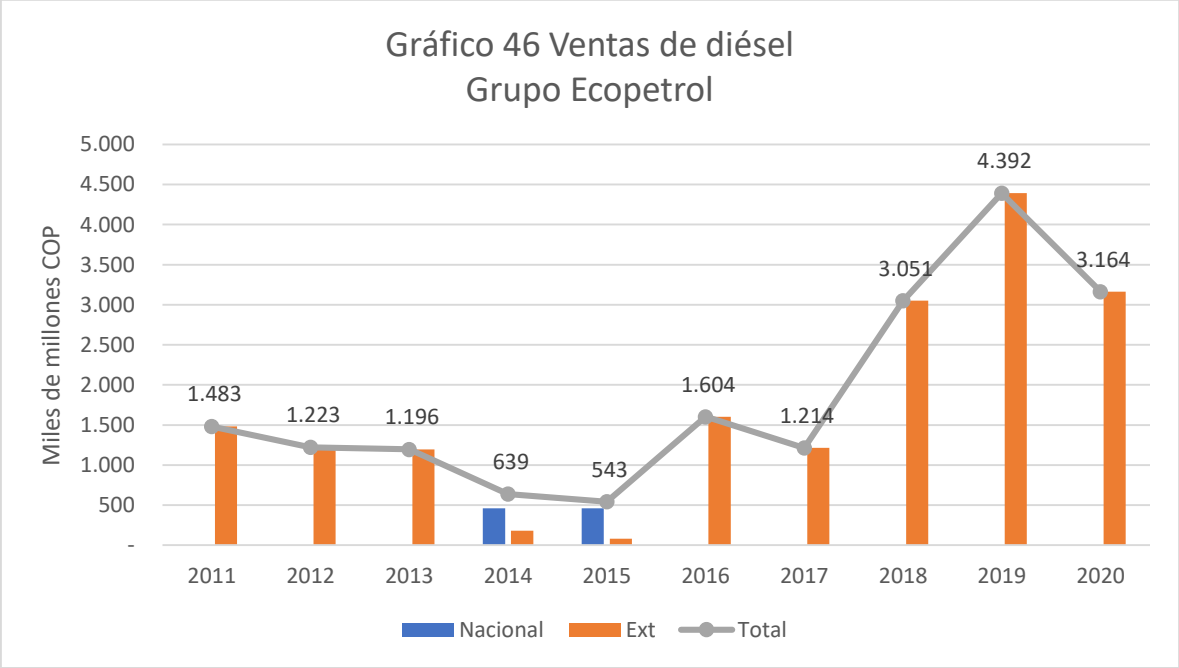
Y para 2014 presentaron un aumento del 15% en volumen con relación al 2013, explicado por las mayores ventas de asfalto debido a la mayor demanda por ejecución de obras de infraestructura.

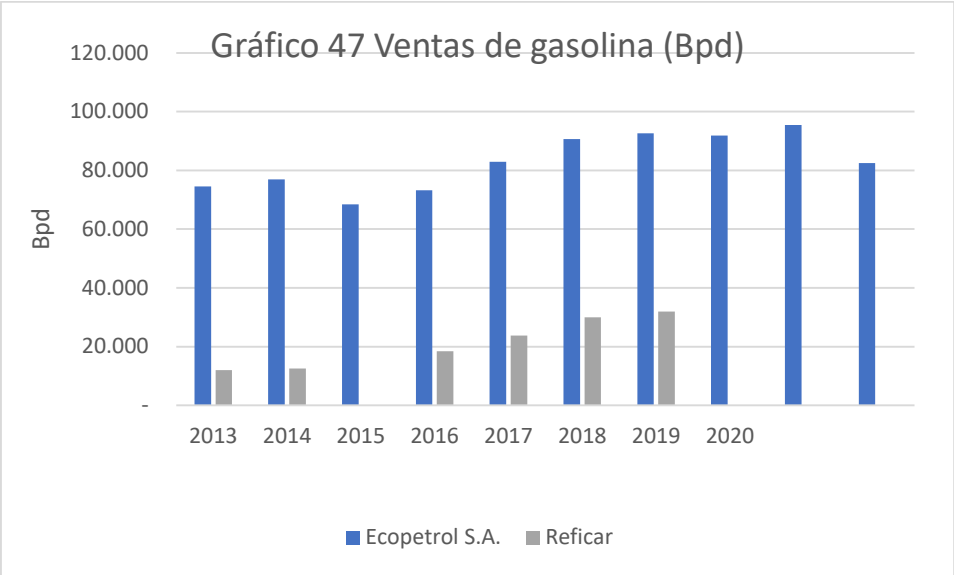
Las ventas de productos petroquímicos e industriales se mantuvieron estables con respecto a 2014 (17 Kbd en 2014 vs. 18 Kbd en 2015), debido principalmente al aumento en las ventas de asfalto y disolventes aromáticos, y a la disminución de las ventas de bases lubricantes, parafinas y propileno. Estos menores volúmenes se registraron como consecuencia de los cambios en la dieta de crudos de la Refinería de Barrancabermeja y el balance de gas. Se realizaron importaciones para atender los compromisos de suministro de bases lubricantes.

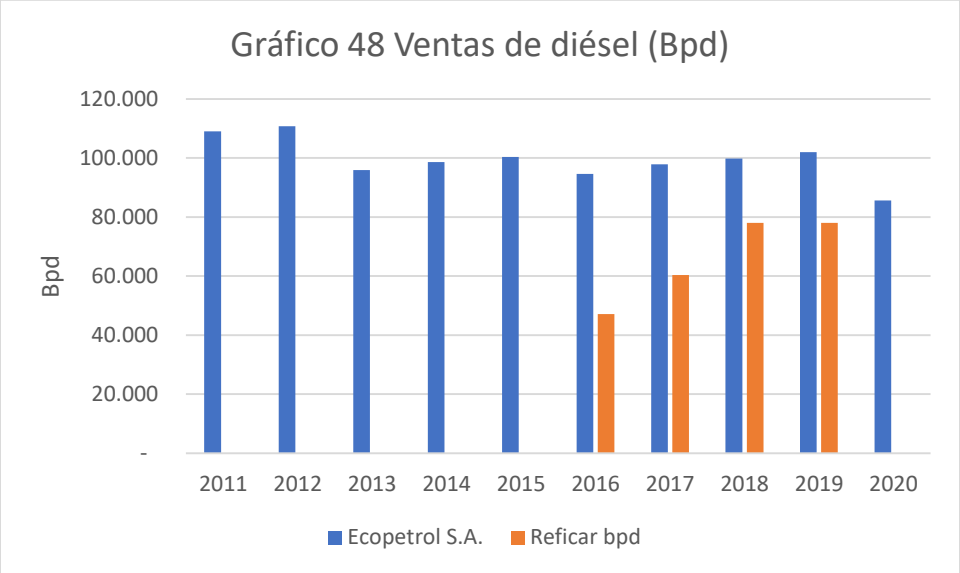
Las ventas de productos petroquímicos e industriales en 2016 sumaron 15 Kkbd, cifra que muestra una reducción con relación a 2015 de 3 Kbd, es decir, un 16%. Lo anterior se explica por una disminución en la demanda de asfalto cercana a 160 Kton, a causa de la menor

ejecución de obras de infraestructura a nivel nacional y a la menor oferta de aromáticos, bases lubricantes y parafinas. Esta variación negativa fue compensada, parcialmente, con las mayores ventas de polietileno, las cuales presentaron un aumento en volumen del 63% con respecto al año anterior, alcanzando un volumen de 1 Kbd y aportando ingresos adicionales por $93 mil millones, gracias a la puesta en operación de la Turboexpander en la Refinería de Barrancabermeja y a una gestión comercial dirigida a grandes transformadores de resina en el país y a nuevos clientes en mercados desatendidos de la región. Por la mayor confiabilidad operativa registrada en 2016 en la producción de Propileno Grado Refinería (PGR), en la Refinería de Barrancabermeja, y a las optimizaciones logísticas diseñadas e implementadas, se logró incrementar en 24% el suministro a Propilco.
Las ventas de productos petroquímicos e industriales producidos en la refinería de Barrancabermeja en 2017 sumaron 13 Kbd, cifra que muestra una reducción con relación a 2016 de 2 Kbd. Lo anterior, explicado principalmente por una disminución en la demanda de asfalto a causa de la menor ejecución de obras de infraestructura a nivel nacional y a la menor producción de polietileno. Esta variación negativa fue compensada parcialmente con las mayores ventas de aromáticos y parafinas, las cuales presentaron un aumento en volumen del 7% y del 30% respectivamente, con respecto al año anterior, aportando ingresos adicionales del orden de $38 mil millones. Los ingresos totales por venta de productos petroquímicos e industriales se ubicaron en $974 mil millones.
Las ventas de productos petroquímicos e industriales producidos en la refinería de Barrancabermeja en 2018 sumaron 14 Kbd, cifra que muestra un aumento de 1 Kbd con relación a 2017. Lo anterior explicado principalmente por la venta de excedentes de asfalto con destino a exportación y la compra de producto importado que soportó la oferta nacional. Los ingresos totales por venta de productos petroquímicos e industriales se ubicaron en $1.156 millardos.
En 2019 los ingresos totales por venta de productos petroquímicos e industriales se ubicaron en $1.2 miles de millones de pesos, cifra que representa un crecimiento del 7% comparado con el año inmediatamente anterior.
En el 2020 los ingresos totales por venta de productos petroquímicos e industriales se ubicaron en $1 billón, cifra que representa un decrecimiento del 16% comparado con el año inmediatamente anterior, debido a una caída del 19% en el precio.


Gráfico 45 Ventas de productos refinados
Grupo Ecopetrol
Miles de millones de pesos
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
-
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Gasolina y turbocombustibles
Gas natural
Diesel

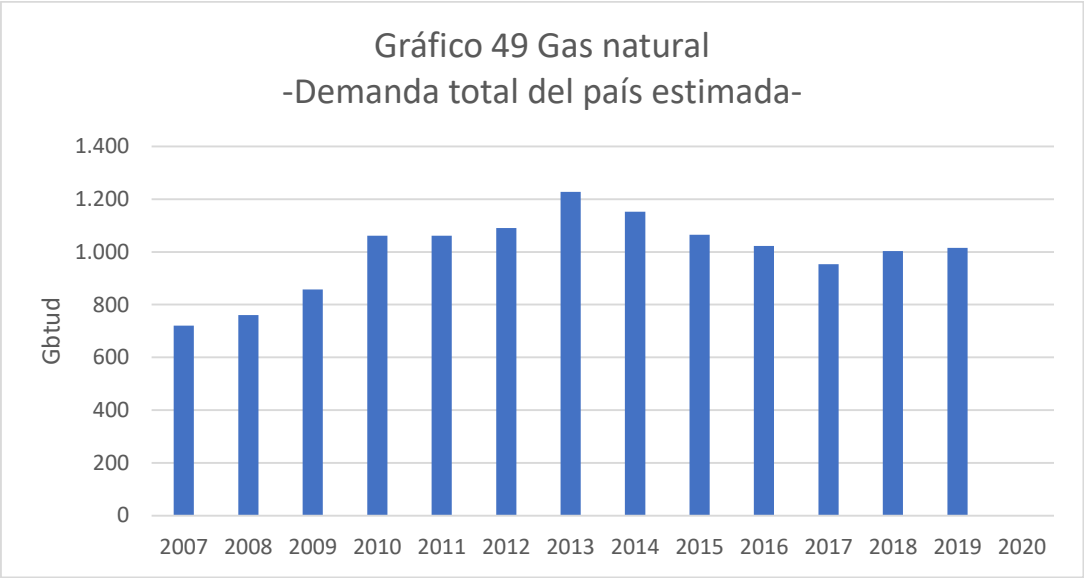

Gráfico 46 Ventas de diésel
Grupo Ecopetrol
Miles de millones COP
5.000
4.500
4.000
3.500
3.000
2.500
2.000
1.500
1.000
500
-
1.483
1.223
1.196
639
543
1.604
1.214
3.051
4.392
3.164
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
Nacional
Ext
Total

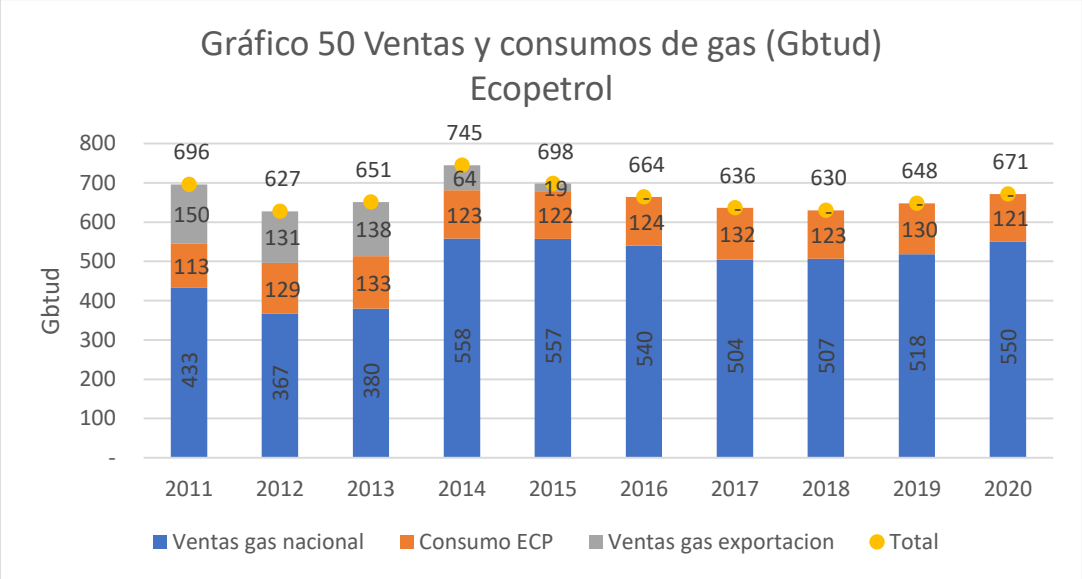




Gas Natural

En cuanto al **gas natural,** la década comenzó con el incremento de la demanda entre 2010 y 2013 de algo más 1000 GBTUD a 1228 GBTUD, para luego descender y consumir alrededor de 1000 GBUTD de 2016 en adelante. Para atenderla, se contó con oferta adicional proveniente de la puesta en marcha de la planta de Gas Licuado del Petróleo de Cusiana en 2011 y las plantas de gas de Cupiagua y Sardinata en 2012, ubicadas en el Casanare. En 2013 se aseguró la venta del 100% del gas en contratos de 1 a 5 años en la Guajira y del 80% del gas de Cupiagua y Cusiana.





Entre 2014-2016, la estrategia de crecimiento del segmento de gas natural en el Grupo Ecopetrol incluyó el aumento de ventas en la planta de gas de Cupiagua y Gibraltar (2014), y la asunción de la operación del campo Cusiana (2016). Este activo, en ese año, generaba el 46% de la producción nacional de gas.

En la producción de gas en el país, se ha destacado la operación en los campos de la Guajira, Cusiana y Cupiagua, en los que Ecopetrol participó mediante contratos de asociación con Chevron y BP PLC, entre otros. En la actualidad, el Piedemonte Llanero se destaca como la mayor fuente de explotación del recurso en el nivel nacional. Un hito durante la década fue el acuerdo de Ecopetrol con Chevron Petroleum Company en 2019 para adquirir su participación en la Asociación Guajira (participación del 43%), que ese año producía alrededor de 180 millones de pies cúbicos al día. Así, el 1o de mayo de 2020, Hocol, una

filial del GE, recibió la operación de los activos de Ballena y Chuchupa, fortaleciendo su presencia en la región norte de Colombia.
Las ventas y el autoconsumo de Ecopetrol representaron el 65% de la demanda de gas del país en 2011 y en los años siguientes ese porcentaje cayó hasta el 53% en 2014, para recuperarse entre 2014 y 2017 en valores próximos al de 2011. En 2018 esa participación cayó a 62,8% y subió a 63,8% el año siguiente. Las exportaciones a Venezuela, que tuvieron valores similares a los del consumo de Ecopetrol, y representaron alrededor del 21% de la producción de Ecopetrol, entre 2011 y 2013, se suspendieron a partir de 2016. El consumo de Ecopetrol representa más del 10% de la demanda nacional; en 2013 fue el 10,8% y en 2019, el 12,8%.
En el decenio de 2010, Ecopetrol y sus socios hicieron descubrimientos importantes de gas en el Caribe colombiano, que están en proceso de evaluación y delimitación y que podrán compensar la declinación de Chuchupa en La Guajira. Recientemente, se destacan hechos como la puesta en operación la planta de Gas Licuado del Petróleo (GLP) de Cupiagua (2019), la asunción de la operación de los campos Pauto y Floreña (2020), centrales en la estrategia de gas en el Piedemonte llanero, y la consolidación de la operación en el Permian en EEUU, junto con Oxy (2020).
La década termina con prospectos positivos del gas natural a futuro y es central en el plan de negocios 2021-2023, como combustible de la transición energética.

Otros combustibles

Durante la década se analizaron diferentes iniciativas de negocios para la producción de biocombustibles. Estas opciones buscaban consolidar la presencia de Ecopetrol en el mercado nacional de los combustibles renovables. Del grupo de iniciativas analizadas se destacan las oportunidades de crecimiento en biodiesel y etanol, en zonas del país diferentes a las explotaciones actuales, así como la maduración del caso de negocio correspondiente al coprocesamiento de aceite de palma con corrientes de diésel fósil en las unidades de hidrotratamiento en la Refinería de Barrancabermeja (Biocetano), todas ellas orientadas a alcanzar la meta de producir 450.000 toneladas de biocombustibles en el Grupo Empresarial en el año 2020.

5. Investigación tecnológica e innovación para mejores y nuevos productos

Instituto Colombiano de Petróleo, ICP

En 1985 Ecopetrol creó el ICP como un centro de investigación y desarrollo para la industria petrolera, resultado de una política nacional que consideró el desarrollo tecnológico como un elemento esencial para obtener mayor productividad en los procesos relacionados con la búsqueda, producción, transporte y refinación de hidrocarburos. El ICP tiene sede en Piedecuesta (Santander). Su principal objetivo es ofrecer a Ecopetrol soluciones tecnológicas innovadoras y de calidad, que le generan valor agregado a la operación. La infraestructura del ICP es una de las más modernas y completas del país: 18 laboratorios altamente especializados y 29 plantas piloto, donde se realiza la simulación de los procesos a mayor escala, previamente desarrollados en los laboratorios.

Con el apoyo del ICP, Ecopetrol logró consolidar resultados en innovación tales como la ventaja competitiva en crudos pesados, materializados en un conjunto de tecnologías diferenciadoras que se desarrollaron en la última década; las adaptaciones tecnológicas en recobro mejorado; la fortaleza tecnológica en reducción de hurtos de crudo y refinados en sistemas de transporte; las tecnologías de productividad, monitoreo y control avanzado de producción, y los avances en el modelo integrado de la cadena de valor, entre los de mayor impacto sobre el desarrollo operativo y financiero.

Al cumplir 25 años en 2010, el ICP contaba con 20 doctores, 92 investigadores con maestría y 23 profesionales especializados; tenía 20 laboratorios y 31 plantas piloto y había obtenido 25 patentes, 154 productos tecnológicos, 110 registros de derechos de autor y 20 marcas comerciales. El Instituto había desarrollado la metodología para limpiar áreas contaminadas por hidrocarburos, basada en la utilización de bacterias, había ofrecido la primera gasolina verde en Colombia, tenía el primer programa latinoamericano de asistencia computarizada para la contención de derrames de crudo y una litoteca con muestras geológicas de todo el país, entre otras actividades tecnológicas. El presupuesto del ICP de 2010 fue de USD62 millones, sobrepasando en un 7% el presupuesto de ciencia, tecnología e innovación de Colombia.

En 2015, el ICP ya contaba con 79 patentes reconocidas en Estados Unidos, Rusia, México, Brasil y Nigeria Tenía 35 plantas piloto y 22 laboratorios especializados, así como 277 equipos especializados en 57 áreas de experimentación. El área de aire del Laboratorio de Recobro Mejorado era única en Latinoamérica y uno de los tres en el mundo capaz de hacer pruebas a alta presión con esa tecnología. Desde 2014, el Instituto construía en Chichimene una planta de desalfaltado para viabilizar la evacuación de crudos pesados usando menos diluyentes, y adelantaba pruebas piloto de inyección de aire para aumentar la recuperación de crudos pesados y extrapesados en los llanos orientales. El Centro de Procesamiento sísmico mejoraba las imágenes sísmicas y reducía los riesgos de la exploración. Las inversiones del ICP en los primeros cinco años de la década pasada sumaron USD 200 millones. Según Ecopetrol, en la última década, el ICP le había generado beneficios del orden de USD 3859 millones en producción, principalmente, pero también en los segmentos de exploración, transporte, refinación y petroquímica, comercialización de petróleo y gas;

y en la gestión ambiental de todas las actividades. Las certificaciones de proyectos otorgadas por COLCIENCIAS generaron exenciones tributarias e hicieron de Ecopetrol la empresa con mayor número de proyectos certificados del país (Ecopetrol, boletín de prensa, 12 de junio de 2015).

Al cumplir 35 años en 2020, el ICP redefinió su misión para adelantar investigaciones orientadas a la diversificación energética, las mejoras en el uso del agua y la descarbonización de las operaciones del Grupo Ecopetrol, además de sus áreas permanentes de trabajo. En esta nueva etapa, el ICP usará tecnologías emergentes de captura de carbono y elaborará indicadores de captura de carbono de especies nativas. Se anunció también que se desarrollarán productos no combustibles, a partir de moléculas residuales del petróleo, con base en la ciencia de los materiales y la nanotecnología. Con un talento humano de 222 profesionales, 26 de ellos con doctorado y más de 2.600 equipos de alta tecnología, el ICP consolidará los logros alcanzados (99 patentes a 2020, entre otros) y avanzará en la nueva agenda. Las tecnologías desarrolladas por el ICP para facilitar la producción y la refinación de crudos pesados le permitieron a Ecopetrol reducir 662.000 toneladas de CO2eq en la última década. La colección bioestratigráfica del Instituto ha sido usada en más de 40 pozos exploratorios en los últimos años, permitiendo reducir la incertidumbre en la exploración.

A continuación, se presentarán los principales avances desarrollados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que le han permitido a Ecopetrol desarrollar nuevos productos, mejorar los procesos productivos, generar ahorros y beneficios tanto a Ecopetrol como a sus clientes y accionistas, así como al país a lo largo de los últimos diez años.

2010-2014

En este período, el ICP incrementó el número de patentes, derechos de autor y marcas comerciales. También firmó convenios de cooperación tecnológica con universidades nacionales, entidades nacionales e internacionales y mantuvo membrecías con varias entidades internacionales. En los convenios se vincularon estudiantes a semilleros de investigación, algunos de ellos en programas de postgrado, con aportes financieros Ecopetrol, a través del ICP, apoyó proyectos de inversión social relacionados con Cultura, Ciencia y Tecnología (becas Fulbright, Colciencias y Colfuturo. Patrocinó también eventos como Expociencia-Expotecnología, Expouniversidad, Encuentros Regionales de Ciencia y Tecnología, Congresos Técnicos Nacionales e Internacionales y el programa ONDAS de Colciencias.

Durante 2010, la aplicación de 22 soluciones tecnológicas entre el Instituto Colombiano del Petróleo y las unidades operativas de Ecopetrol apalancaron beneficios para la Empresa por USD707 millones.

Algunas de las soluciones tecnológicas[52] más significativas entregadas en 2010 fueron:

[52] Las menciones de las soluciones tecnológicas de este año y los siguientes son transcripciones literales de los informes anuales de Ecopetrol.

- La elaboración de una herramienta predictiva para la selección de oportunidades exploratorias en cinturones plegados aplicada en Colombia y en la Ronda Perú. La propuesta de un modelo de edades para la generación-migración de hidrocarburos en las cuencas Sinú y Guajira.
- En 2010 se definieron las fortalezas tecnológicas y prácticas clave operacionales requeridas para la producción y procesamiento de crudos pesados y extrapesados.
- Se estableció la viabilidad técnica y económica del uso del Gas Licuado de Petróleo-GLP como co-diluyente de crudo pesado. Se desarrollaron metodologías para transportar mezclas de Biodiesel-Diesel por los poliductos de Ecopetrol.
- Se consolidó el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero para los negocios de producción, transporte y refinación.
- Para la refinería de Barrancabermeja se desarrolló un catalizador selectivo para maximizar la producción de diésel en las unidades de ruptura catalítica.

Durante el 2011 se destacaron las siguientes iniciativas tecnológicas:

- la implementación de metodologías para la evaluación de tecnologías de recobro químico y térmico,
- la consolidación de formulaciones de blend para transporte y producción de crudos pesados, integrando factores de estabilidad coloidal a los parámetros de viscosidad y densidad,
- la evaluación de aditivos para rompimiento de emulsiones en el tratamiento de crudos y aguas en los campos de producción de Ecopetrol.

Algunos de los resultados de mayor impacto para Ecopetrol y sus empresas en 2012 fueron:

- En exploración de cuencas terrestres de Colombia se establecieron modelos que permitieron diferenciar los sistemas petrolíferos de las cuencas del oriente colombiano y que confirman que la Faja del Orinoco es un sistema petrolero independiente.
- En asociación con Hocol, se realizaron modelos geológicos estáticos para dos bloques de Hocol y uno para el sector occidental del Bloque Caño Sur, con base en los cuales se estimó el volumen de recursos prospectivos de arenas bituminosas, en el primero de ellos, y de crudos pesados en el segundo.
- Se realizó una contribución al entendimiento regional del Caribe, con mapas integrales de información geológica y geoquímica de la Cuenca San Jacinto-Sinú.
- En costa afuera del Caribe se realizó una refinación de la distribución de los hidratos de metano presentes en el Caribe colombiano que sirve de insumo a la evaluación de riesgo geotécnico de las áreas en donde se proyecte ubicar facilidades costa afuera.
- Se finalizó el primer piloto de Ecopetrol de recobro mejorado por inyección de químicos con un incremento inicial de 130 bpd en producción y una proyección a 2020 de 202.000 barriles acumulados.
- Mediante la caracterización petrofísica integrada se identificaron las zonas potenciales de Gas Shale, en el Pozo La Luna-1.

- Se terminó el desarrollo de un catalizador para el proceso de craqueo catalítico fluidizado-FCC capaz de producir altos rendimientos de diésel.
- En biocombustibles, se inició la fase de experimentación para la producción de etanol lignocelulósico con la definición de las metodologías para caracterización de biomasa (bagazo de caña, raquis de plátano y raquis de palma) y pre- tratamientos e hidrólisis enzimática para el raquis de plátano.
- En exploración, comenzó a operar en el ICP el primer Centro de Procesamiento Sísmico del país, para apoyar la exploración de hidrocarburos en los subsuelos del territorio nacional.
- En producción se logró una optimización en el consumo de diluyente inyectado de entre 200 y 370 bd en comparación con el que se inyectaría al continuar operando en modo manual bajo las condiciones de flujo actuales.
- En refinación se cumplió la evaluación en SigmaRef de las estrategias de operación que se deben usar cuando alguna de las plantas de los nuevos procesos de la Refinería de Barrancabermeja salga de operación.
- En petroquímica se realizó el diseño, construcción e instalación de un dispositivo en la planta de producción de polietileno, que va a permitir disminuir los cabellos de ángel del producto y por ende mejorar su calidad.
- En transporte se construyeron los Módulos Operativos de Calidad (MOC) optimizados para las principales estaciones de oleoducto, que permiten controlar la calidad en el transporte de crudos.
- Ecopetrol inauguró un laboratorio de 540 metros cuadrados en el ICP. Este es el primer laboratorio de América Latina y el tercero a nivel mundial dedicado a experimentar la inyección de aire en pozos y mantener la producción de hidrocarburos. Esta tecnología beneficiará la producción de petróleo en todo el país, ya que el 38 % del petróleo original de Colombia en 2012 era de crudos pesados.

En 2012 se licenciaron 11 productos tecnológicos desarrollados en el ICP para 10 empresas que se encargan de su comercialización y soporte post-venta. Estos licenciamientos hicieron parte de la estrategia de innovación abierta de Ecopetrol, en la que se transfieren tecnologías al sector.

En 2013, algunas de las soluciones tecnológicas de impacto en la producción fueron:

- Dilución de para tratar crudo pesado en las estaciones Castilla 1 y 2, y Akacías
- Los pilotos de inyección de químicos en los campos de Tello y Dina Cretáceo incrementaron la producción en 1.1kbd
- Modelación de procesos de refinación para la integración de las refinerías y obtener reducción de costos
- Prueba y selección de catalizadores de cracking para las dos refinerías
- En alianza con el Departamento de Energía de Estados Unidos, se definieron las condiciones operacionales de la producción de etanol lignocelulósico a partir del bagazo de caña y raquis de palma.

Las soluciones tecnológicas que se destacaron en 2014 fueron:

- Diluciones en las estaciones de bombeo permitieron ahorros en costos de transporte de 3.770 barriles por día de diluyente

- Se aplicó el proceso de deshidratación del crudo pesado mediante separación gravitacional e inyección de diluyente en el campo Castilla.
- Mediante bombas electro sumergibles en los pozos del campo Castillo, se incrementó la producción en 2.9kbd.
- Optimización de costos energéticos en la operación de las plantas de gas y termoeléctricas de Suria y Ocoa.
- Implementación y sostenibilidad de la tecnología de marcación de combustibles para control de hurtos.

2015-2020

El trabajo y la inversión de Ecopetrol y del ICP han permitido mantener en los últimos años la dinámica de investigación, nuevos procesos y desarrollos, así como de patentes recibidas que le permiten mejorar la gestión, los resultados y los beneficios, al mismo tiempo que generan empleo, desarrollo científico y tecnológico de gran importancia para el sector y el país., como se ilustra en la tabla siguiente.

TABLA 13 INVENTARIO DE PROPIEDAD INTELECTUAL 2015-2020

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Patentes recibidas durante el año	10	10	5	15	8	8
Nuevas solicitudes de patentes	21	15	12	17	19	17
Nuevos registros de derechos de autor	63	34	39	25	41	46
Nuevas marcas registradas comerciales de productos tecnológicos	0	0	0	1		

Fuente: Ecopetrol, Centro de Innovación y Tecnología (ICP). Nota: En este inventario se presentan sólo las marcas comerciales relacionadas con productos.

La aplicación de soluciones tecnológicas en 2015 representó beneficios económicos, certificados por los negocios de USD 456 millones, 72% de los cuales se dio por las soluciones de tecnología del negocio, seguido de tecnologías de la información con un 8,8%, estandarización técnica, gestión de crecimiento e innovación y beneficios tributarios por proyectos en ciencia tecnología, cada línea con alrededor del 6%.

Esos beneficios económicos en 2016, en medio de la crisis de los precios del crudo, fueron de USD372,2 millones, con una distribución que se concentró casi en un 90% en las soluciones de tecnología del negocio.

En línea con el Plan de Negocios 2030, el Centro de Innovación y Tecnología, como se empezó a denominar al ICP, definió en 2017 sus prioridades en el desarrollo de tecnologías alrededor de los objetivos de 1) crecimiento de reservas, 2) eficiencias en las cadenas de valor, 3) soporte técnico a exploración y adquisiciones y 4) viabilización de yacimientos en roca generadora. Los beneficios económicos de las soluciones tecnológicas, certificados por los negocios fueron de USD652,5 millones, de los cuales USD216 millones lo fueron por la dilución y evacuación de crudos pesados CP y extrapesados, XP. Les siguieron los beneficios de USD113 millones por reservas probadas de Rubiales, el recobro químico de Yaguarí, con USD102,7 millones, la calidad de combustibles T-95 con USD 40,8 millones y el reconstituido en la refinería de Barrancabermeja, con USD 33,3 millones, para mencionar las primeras cinco soluciones tecnológicas, entre las doce más relevantes (92,6% del total de los beneficios, Ecopetrol, 2017). Por beneficios tributarios se obtuvieron USD5,7 millones.

En 2018 Ecopetrol licenció nueve tecnologías, entre las cuales se destacan las relacionadas con: eficiencia energética en sistemas de levantamiento artificial; procesos de tratamiento y filtración de agua de producción; medición de la presión y temperatura en fondo de pozo y recubrimientos de tubería. De igual forma, se lograron avances en las siguientes demostraciones de tecnología: nanopartículas para incremento de la productividad, válvulas de inyección selectiva para recobro, aditivos para la eliminación de nafta en recolección de crudos extrapesados, y cavitación hidrodinámica para crudos pesados. No se registraron gastos de I+D en energías renovables.

En 2018 se establecieron 20 nuevos convenios de cooperación tecnológica en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) para los cuales se desembolsaron recursos por un valor aproximado de $31.000 millones para identificar y gestionar nuevos productos tecnológicos en temas de recobro, exploración, optimización de costos de producción y eficiencia energética. Es de destacar también la construcción y fortalecimiento de alianzas para fortalecer capacidades institucionales y tecnológicas para promover entornos de crecimiento sostenible en la región de la Orinoquía y Santander, principalmente.

Finalmente, a través del Centro de Innovación y Tecnología - ICP, Ecopetrol continuó afianzando su estrategia de relacionamiento a través de la consolidación de alianzas estratégicas de largo plazo para realizar investigación aplicada, desarrollo tecnológico y transferencia de tecnología. Sin embargo, la lista de los convenios con universidades no incluye las instituciones de educación superior que están en el nivel mas alto en la categoría de I+D, como la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad de los Andes y la Universidad de Antioquia.

Para 2019 los retos se enfocaron en avanzar en la construcción de una nueva ventaja competitiva relacionada con hacer de Ecopetrol la mejor empresa en desempeño de procesos basados en el conocimiento molecular. Lo cual implica fortalecer las capacidades del ICP para diseñar procesos y componentes más eficientes y robustos a partir del conocimiento molecular, la ejecución de proyectos de I+D y la estructuración de casos de negocio que apalanquen la masificación de las tecnologías cuya demostración resulte exitosa.

En 2020 Ecopetrol invirtió $80.700 millones en el ICP, lo cual representa un decrecimiento del 29% con respecto a 2019, debido al ajuste del presupuesto general en la pandemia del COVID -19. El ICP licenció 11 tecnologías, generando cerca de USD380.000 en beneficios por regalías, valor de los contratos y ahorros en la implementación.

Las tecnologías más relevantes, licenciadas en 2020 fueron:

- Paquete tecnológico EGOS: cinco tecnologías para el control de pérdidas ilícitas.
- BSR y ECOCOR: tecnología para detección de sustancias sulfato reductoras y de calidad de agua.
- ECOFLOCS: tecnología para el tratamiento de agua.
- GOEGIS: tecnología de visualización remota de corazones de pozos.
- ECO-Diluye: tecnología para codilución con GLP (en cierre de minutas para firma del licenciamiento a CENIT S.A. y ODL)

La agenda digital

Por otra parte, a través de la Agenda Digital, durante el año 2020, Ecopetrol avanzó en el camino de la transformación mediante la implementación de la primera ola de la agenda digital. Se operaron 91 soluciones digitales que han permitido acompañar los procesos de transformación de las áreas de negocio, y capturar y certificar beneficios derivados de su impacto positivo dentro de los procesos y actividades de negocio. Así mismo, se maximizó la promesa de captura de valor de la primera ola de la agenda digital pasando de USD315 millones a USD405 millones en EBITDA y un VPN de USD118 millones a USD154 millones, consolidando los beneficios 2019- 2025. Los resultados obtenidos por las mediciones y certificaciones de las soluciones puestas en operación de la primera ola aseguraron una captura de beneficios de USD42.75 millones (2019-2020).

Innovación para la transición energética

En la década anterior, contribuyeron diferentes proyectos a la innovación para la transición energética con iniciativas orientada a conseguir la nueva meta de tener una capacidad instalada de energías renovables de 400 MW a 2023, la mejora adicional de la calidad de los combustibles líquidos de uso automotor y, desde 2021, la participación en la ruta del hidrogeno del país.

PRODUCTOS DE LA INNOVACIÓN

AÑO	AVANCE EN PRODUCTOS
2010	La puesta en marcha de la planta de hidrotratamiento en la Refinería de Barrancabermeja, permite ofrecer menos de 300 partes por millón (ppm) de azufre en la gasolina, menos de 50 ppm para el diésel de los sistemas de transporte masivo de todo el país y de las ciudades Bogotá y Medellín, y menos de 500 ppm para el diésel del resto del territorio nacional.
2011	Los proyectos en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena que implican inversiones por USD7.500 millones, permitirán mejorar la calidad de los combustibles, aumentar la capacidad de procesamiento de crudos pesados e incrementar la disponibilidad de productos.
2012	Diésel limpio de menos de 50 ppm de azufre disponible para todo el país.
2016	Entran en operación las 34 unidades de la nueva Refinería de Cartagena y se produce el primer litro de etanol en la planta de la filial Bioenergy, en Puerto López (Meta).
2018	Se inicia en Medellín la entrega de diésel de calidad superior de menos de 25 partes por millón de azufre, valor que está 50% por debajo de lo máximo permitido por las normas ambientales. La entrega de diésel de bajo azufre se extendió a otras ciudades del país.
2019	El diésel que se distribuye en Colombia tuvo un promedio de 11 partes por millón de azufre (ppm), equiparable al que se consume en los países desarrollados, y de 95 ppm en la gasolina, niveles inferiores a los exigidos por la regulación colombiana vigente de 50 ppm en diésel y de 300 ppm en gasolina. Los mejores combustibles producidos en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, junto con la renovación del parque automotor, se tradujo en la reducción a la mitad del material particulado (PM 2.5) en estaciones y buses de Transmilenio en Bogotá, como lo comprobó un estudio de la Universidad de Los Andes, la Secretaría Distrital de Movilidad y la Secretaría Distrital de Ambiente, resultado que se sumó a los éxitos alcanzados en Medellín gracias a una estrategia llevada a cabo en conjunto con las autoridades de la ciudad.
2020	Se impulsa la transición energética con la ampliación de la meta de energías renovables a una capacidad instalada de 400 MW a 2023 y se inicia la construcción del parque solar San Fernando. Ecopetrol inició la entrega de gasolina en promedios de 50 partes por millón de azufre (ppm), frente a un máximo permitido de 300 ppm, para su distribución al consumidor final

En síntesis, en la década 2010-2020, las actividades de investigación, desarrollo e innovación de Ecopetrol continuaron aportando al desarrollo tecnológico del país con una contribución importante de recursos de inversión y de obtención de patentes. A través del ICP, de la agenda digital y de la innovación para la transición energética, la empresa desarrolló soluciones tecnológicas para todos los eslabones de su cadena de valor y apalancó iniciativas de las instituciones educativas y de investigación del país.

ECOPETROL Y SUS GRUPOS DE INTERÉS 2010-2020[53]

Entre 2010 y 2020, el Grupo Ecopetrol, GE, ha desarrollado una estrategia de relacionamiento con sus grupos de interés (accionistas, empleados, Estado, asociados y socios, proveedores, sociedad y comunidad) identificando sus necesidades, expectativas e intereses comunes para mejorar la gestión, interacción mutua y posicionamiento de la empresa en los ámbitos económico, social y ambiental.

Además de la visión estratégica de aportar al desarrollo del país, la contribución del GE en las regiones donde realiza sus actividades tiene un amplio significado de transformación de las condiciones de vida de las comunidades alrededor de la operación de la empresa que se refleja, como se expone en lo referente a la inversión social, en la generación de alternativas productivas, laborales, de educación, salud, infraestructura, cultura, fortalecimiento institucional, deporte, entre otras que inciden[54] en la construcción de bienestar social, de paz y desarrollo, de acuerdo con las necesidades y capacidades de cada región donde hacen presencia la empresa y sus filiales.

En cuanto a la información, Ecopetrol, además de los mecanismos que señala la ley, cuenta con diversos mecanismos de divulgación de sus actividades, que reafirman su compromiso con la transparencia en la información. La Asamblea General de Accionistas se realiza anualmente desde 2008 y allí se informan los resultados de gestión y se toman las decisiones propias de ese órgano corporativo. Más de 10.000 accionistas asisten en promedio a este encuentro. Se gestionan diferentes espacios de participación enfocados en conversatorios sobre asuntos de interés para comunidades, encuentros con proveedores, accionistas y clientes. La información en la página web contiene información actualizada sobre las operaciones y resultados, así como información relevante para cada Grupo de Interés (GI). El Reporte Integrado de Gestión Sostenible (RIGS) es la publicación anual que incluye información general de la Empresa, de su cadena de valor y sus procesos operativos, resultados financieros y, en general, de la gestión de los aspectos económicos, sociales y ambientales de sus operaciones. Por otra parte, todos los ciudadanos pueden acceder a información de la empresa mediante requerimientos de información, los cuales son atendidos dentro de los términos previstos en la ley que regula el derecho de petición.

[53] Este capítulo relaciona la única información reportada por Ecopetrol en los Reportes Integrados de Gestión Sostenible (RIGS) 2010 a 2020, donde se detallan las actividades con los diferentes grupos de interés de la empresa.

[54] Esta incidencia debe ser cuantificada y evaluada para hacer los ajustes necesarios en cuanto a la estrategia, las prioridades y los horizontes de la acción, entre otros aspectos.

Todo esto se realiza desde la Gobernanza institucional que es el resultado del funcionamiento y articulación entre el gobierno corporativo, los códigos, políticas y lineamientos que se enmarcan en la responsabilidad, integridad, respeto y transparencia, propios de la conducta empresarial. Lo cual permite contar con una estructura apalancada por lineamientos que deben asegurar que la toma de decisiones se hace en favor de todos los accionistas y demás grupos de interés, con miras a la generación de valor y sostenibilidad de la Empresa.[55]

A continuación, se presenta una breve descripción de las actividades que ha realizado el GE, entre 2010 y 2020, para cada uno de los grupos de interés y sus principales resultados.

Accionistas e inversionistas

En 2007 se surtió el primer proceso de capitalización en el cual 482.941 colombianos adquirieron acciones, el Estado colombiano conservó el 89.9% de las acciones. Ello comportó un cambio central en el gobierno corporativo de la empresa, apoyado en el proceso que había comenzado con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH en 2003, el cual despojó a la empresa de sus obligaciones como administrador del recurso. La declaración del accionista principal, en 2007, en que la Nación se comprometió, entre otras cosas, a que los precios de los combustibles líquidos de uso automotor que la empresa recibiría serían definidos con criterio de costo de oportunidad y que dicho criterio primaría en todos los eslabones de la cadena, creó las condiciones para que la empresa adelantara sus actividades como cualquier otra corporación del sector. En 2008, se constituyó el Grupo Ecopetrol, con el propósito de maximizar el valor de los activos de sus compañías y mejorar su posición en los mercados en los que participa.[56]

Las acciones de Ecopetrol S.A. están listadas en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) representadas en ADR (American Depositary Receipt)[57]

En 2011, se realizó la Segunda Ronda del proceso de Democratización Accionaria de la Empresa, vinculando 219.000 accionistas, que aportaron $2,4 billones, de las cuales 160 mil fueron nuevos accionistas. Esto permitió que la participación accionaria de personas naturales pasara de 3,71% en 2010 a 4,24% en 2011. A partir de allí, ha venido un proceso de recomposición de los accionistas con reducción de personas naturales y pequeñas empresas, distribuyéndose principalmente entre la Nación, que mantiene un 88.49%, los fondos de inversión, y las personas naturales, cuya participación se redujo al 2%, en 2020.

Entre 2010 y 2020, Ecopetrol ha logrado mantener unas relaciones abiertas con los accionistas que le permiten, gracias a su desempeño empresarial, tener su confianza en los mercados nacionales e internacionales, y consolidarse como una empresa sólida en el mercado de valores.

Clientes

[55] RIGS 2020, pág 35

[56] Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015, pág 29 y RIGS 2020, pág. 321.

[57] Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2020, pág 21.

Los productos de Ecopetrol se ofrecen en el mercado nacional e internacional a diferentes clientes que utilizan sus productos para la venta al consumidor final o como insumos para procesos productivos.

Clientes nacionales: son los compradores de productos derivados de la refinación y gas natural. En combustibles líquidos, los clientes son distribuidores mayoristas, conformados por empresas nacionales y multinacionales, a quienes Ecopetrol vende gasolina, diésel y jet para los diferentes usos como automotor, marítimo, aviación e industria.
En gas propano, GLP, los clientes son distribuidores que atienden zonas rurales y algunas zonas urbanas alejadas de la red de gasoductos, para uso domiciliario.
Los clientes de las materias primas petroquímicas e industriales son en su mayoría transformadores y, en menor proporción, intermediarios comercializadores que compran disolventes, bases, parafinas, polietileno, asfalto, azufre y propileno, entre otros, que se constituyen en materias primas para generar productos para los consumidores finales como pegantes, pinturas, plásticos y velas.
Al segmento de gas natural pertenecen los clientes distribuidores que atienden el sector residencial, vehicular e industrial, así como empresas de generación eléctrica.

Clientes internacionales: En su gran mayoría, son refinadores que utilizan el crudo como materia prima para convertirlo en combustibles para diferentes usos. En menor proporción, se cuenta con clientes tipo *traders*, cuyo rol es la intermediación comercial para acceder a nuevos clientes y mercados. El principal producto de exportación es el crudo pesado y además se exporta gas natural, diésel, nafta, fuel oil y asfalto. Son alrededor de 60 clientes internacionales.
El índice internacional Quality Service Index, establece que la excelencia en el servicio al cliente se logra con resultados superiores al 78% de satisfacción en parámetros Top Two Boxes, es decir, teniendo en cuenta sólo calificaciones entre excelente y muy bueno. Otro indicador utilizado para medir la satisfacción de los clientes es el indicador de Entregas Perfectas a Clientes Finales; Ecopetrol ha logrado una calificación promedio superior al 90% durante esta década en ambos indicadores. [58]
En 2012, el compromiso de Ecopetrol con sus clientes era asegurar su satisfacción mediante excelencia en el servicio, maximizando el valor de los productos y servicios que les son ofrecidos. Ya para 2018, Ecopetrol estaba comprometido con agregar valor a sus clientes a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, buscando así convertirse en un aliado. Entre 2018 y 2020, el portafolio de clientes internacionales de crudo de Ecopetrol pasó de 30 a 26 compañías, en combustibles líquidos pasó de 110 a 96 distribuidores, en Petroquímicos e industriales pasó de 141 a 130 clientes y en Gas natural en 2018 Ecopetrol tuvo 47 clientes y en 2020, 55 clientes de gas natural y 38 de GLP.[59]
En 2018, el 92% de los clientes encuestados calificaron en un rango de 7 a 10 su satisfacción frente a la calidad general de su experiencia con Ecopetrol (según la metodología Top Two

[58] RIGS 2010 disponible en https://nuevoportal.ecopetrol.com.co/especiales/Reporte%20de%20sostenbilidad%202011/responsabilidad_con_cliente_01.html
[59] RIGS 2018, pág 164.

Boxes), mejorando 1 punto porcentual frente a 2017 y logrando nuevamente un resultado superior al nivel de excelencia mínimo establecido para este tipo de estudios (89%).
En 2020 el 95% de los clientes encuestados calificaron en un rango de 7 a 10 su satisfacción frente a la calidad general de su experiencia con Ecopetrol, mejorando 1 punto porcentual en comparación con 2019.

Empleados, sus familias y pensionados

En Ecopetrol se tiene una política, desde su creación, de generar condiciones laborales, de formación y desarrollo para los empleados, sus familias y pensionados. Los empleados cuentan con mejores condiciones laborales, un amplio paquete de beneficios legales y extralegales que hacen a la empresa atractiva para la vinculación y permanencia del personal. Esto permite tener un equipo técnico cualificado que garantiza la operación y desarrollo de las actividades de la empresa.
En Ecopetrol se facilita la movilidad de los trabajadores al interior de la compañía, entre las empresas del Grupo y hacia entidades externas, mediante convenios de cooperación, aunque el índice de rotación anual de empleados se mantiene en los últimos años por debajo del 5%.
Esto es reflejo de una Política de Compensación que asegura las condiciones laborales que incentivan a los trabajadores para que mantengan un alto compromiso con la empresa, logrando atraer y retener el recurso humano requerido para el desarrollo de las actividades.
En 2020, Ecopetrol tenía un total de 12.391 pensionados.

Proveedores, sus empleados y contratistas

Ecopetrol ha desarrollado una estrategia de relacionamiento con proveedores, sus empleados y contratistas para garantizar condiciones dignas de trabajo, con normas claras, en cumplimiento de la ley y los contratos que suscribe.
Ecopetrol tiene una normativa salarial para los trabajadores de contratistas dependiendo si la actividad a contratar es propia o no de la industria del petróleo. Para las actividades contratadas que no son propias de la industria del petróleo, Ecopetrol tiene normas desde el 2006 que fijan salarios según las condiciones del mercado laboral.
Ecopetrol se acogió a la estrategia de intermediación laboral del Servicio Público de Empleo para realizar cruces de información de oferta y demanda laboral, y cerrar brechas de formación y competencias del personal trabajador. Las empresas interesadas en ser proveedores de Ecopetrol pueden registrarse e ingresar su información en el SIPROE.
Para el aseguramiento de la contratación local y regional de Ecopetrol se tienen establecidos parámetros y lineamientos con el fin de establecer qué contratos y compras son susceptibles de contratación local y si existen proveedores locales o no.
Desde 2013, Ecopetrol realiza mediciones para conocer la percepción de sus proveedores respecto a la transparencia en el proceso de abastecimiento, con un resultado final de percepción positiva del 94%. En 2014, fue de 93% y en 2015, fue de 94%.
Mediante el Programa Desarrollo de Proveedores en sus zonas de operación, apoya a las empresas que suministran bienes y servicios para que se vuelvan cada vez más competitivas y puedan abastecer no sólo a Ecopetrol, sino otras demandas del mercado, incrementando

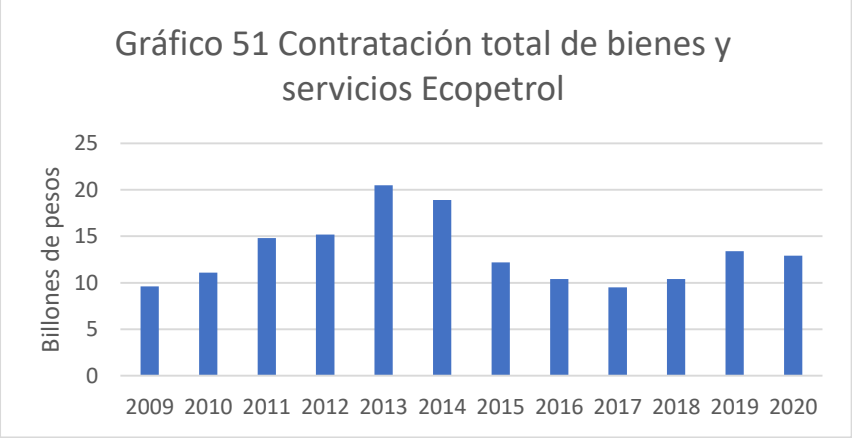
así el empleo y la subcontratación local. Con este programa se genera un modelo Universidad-Empresa (Universidad de Proveedores) que comprende tres ciclos: formación básica, formación especializada y formación en comercio internacional y electrónico, con un valor agregado (conocimiento aplicado), que consiste en el acompañamiento de consultores universitarios a los proveedores, para la aplicación de los conocimientos en su propia empresa. En 2014, el programa dio inicio con 238 proveedores, los cuales desarrollaron diplomados en temas de gestión financiera, estrategia organizacional y mercado y ventas, en todas las regionales.

Entre 2017 y 2019, la estrategia de relacionamiento se enfocó en el fortalecimiento de relaciones de confianza con contratistas y en la gestión del cambio para la interiorización del nuevo modelo de abastecimiento de Ecopetrol.

En 2019, se incluyeron obligaciones de "Promoción de la Oferta Local" en 251 contratos, bajo encadenamientos productivos, entrenamiento a proveedores locales y estrategias para la mitigación y prevención de eventos de entorno y se actualizaron los directorios comerciales locales a través de la APP LOCAL, donde había más de 136.000 registros de empresas con potencial de prestar servicios asociados a la industria en 200 Municipios y 16 departamentos del país.

El año 2020 terminó con 3.480 proveedores, representados en 8.521 contratos, de los cuales el 94% eran con proveedores nacionales y el 6% con proveedores extranjeros. En el año 2020, Ecopetrol contribuyó al desarrollo de proveedores locales mediante capacitaciones en principios de comercio electrónico, participación e inclusión en temas digitales, seguridad en transacciones en línea, teletrabajo, desarrollo de estrategias de innovación y prototipados, entre otras y desarrolló una metodología *online*, lo que permitió fortalecer las capacidades empresariales en utilización de plataformas tecnológicas para la realización de reuniones de acercamiento y rondas empresariales que contribuyan con la reactivación económica de las regiones (72 mipymes locales concretaron negocios por valor de $6.400 millones).

Este ha sido un ejercicio sistemático orientado a consolidar unas empresas proveedoras con capacidad técnica, que asumen compromisos éticos y laborales, y a los cuales Ecopetrol les brinda unos beneficios adicionales y tiene un gran impacto en la formalización empresarial, el empleo y la demanda local de bienes y servicios.



Sociedad y comunidad

Ecopetrol realiza un aporte importante vía inversión social para el desarrollo de programas nacionales o procesos de desarrollo regional. La inversión responde tanto a la necesidad de acompañar las operaciones y proyectos de la Empresa con una visión de valor compartido, como al propósito de identificar y contribuir al cierre de brechas y prioridades de las comunidades encaminado al trabajo en equipo y al fortalecimiento de sus capacidades (Ecopetrol, 2020).

Inversión social

A continuación, se presenta la información de los programas de inversión social de Ecopetrol en dos períodos 2010-2014 y 2015-2020.

2010-2014

Entre 2010 y 2014, dentro de la estrategia de responsabilidad social empresarial de Ecopetrol, la empresa estableció un compromiso con su grupo de interés sociedad y comunidad de participar en el desarrollo sostenible del país, en un marco de corresponsabilidad y respeto de los derechos humanos. Para lograr este compromiso, estableció cuatro objetivos y 23 criterios de cumplimiento. Los objetivos fueron: desarrollar todas las actividades con responsabilidad social y ambiental; fortalecer las relaciones de corresponsabilidad, fundadas en el diálogo y la participación; actuar en el marco de protección, respeto y promoción de los derechos humanos, e impulsar procesos colectivos de desarrollo territorial.

Con el fin de focalizar y maximizar los impactos de la inversión de la empresa en las comunidades, se revisaron y ajustaron las líneas y programas de desarrollo territorial, así: educación y cultura, competitividad regional y ciudadanía y democracia. Los proyectos fueron formulados a través de procesos de concertación con las comunidades y teniendo en cuenta las características de cada región.

La inversión social de la empresa en las regiones donde se desarrollaban las operaciones y los proyectos buscaba impulsar procesos colectivos de desarrollo territorial mediante: 1) la promoción y participación en plataformas sociales e institucionales que potencien el desarrollo territorial, contribuyendo a la creación de capital social y el empoderamiento de los actores regionales. 2) el impulso de la colaboración intersectorial, y hacer parte de alianzas y redes sociales e institucionales; 3) la promoción y participación en el diseño e implementación de políticas públicas y en la planeación del desarrollo sostenible de las comunidades, y 4) la promoción de las sinergias, la creación y transferencia de conocimientos y la formación de capacidades entre los actores del desarrollo regional.

Por otra parte, Ecopetrol también hizo un aporte a los proyectos de carácter nacional: el proyecto de Erradicación del Analfabetismo, De Cero a Siempre, Batuta Orquestal, el programa para impulsar el mejoramiento de la calidad de las instituciones educativas con menores logros en las Pruebas Saber, entrega de computadores con conectividad satelital

y energía solar a instituciones educativas rurales, becas Bachilleres por Colombia para estudios universitarios a los mejores bachilleres del país, entre otros.
La alianza entre el Sena y Ecopetrol *"Formación para el Futuro"* buscó la formación y certificación por competencias laborales del talento humano de las regiones donde Ecopetrol operaba.[60].
Con el objetivo de fortalecer las vocaciones económicas de las regiones, el programa de *capacidades productivas* se centró en el desarrollo de encadenamientos productivos y en el fortalecimiento empresarial local de pequeñas y medianas empresas. Esto debía permitir el fortalecimiento de las capacidades productivas, el tejido social, la organización campesina y el acceso a tecnologías en diferentes regiones.
El programa de *fortalecimiento empresarial local de pequeños y medianos empresarios* tuvo como objetivo aumentar las oportunidades de crecimiento y aumento de ingresos para pequeñas empresas locales a través de estrategias de microfinanzas, mejoramiento de operaciones logísticas y la implementación de sistemas de gestión. En alianza con Emprender, se entregaron microcréditos a empresas locales. Así mismo, se fortalecieron empresas en operaciones logísticas y en sistemas de gestión.
En el programa de *infraestructura vial y de servicios públicos* en las diferentes regiones con presencia de Ecopetrol se desarrollaron proyectos de infraestructura vial y de servicios públicos de acuerdo con las necesidades de cada región: vías terciarias y regionales, centros médicos, acceso a agua y gas en zonas rurales principalmente.
En el programa de *participación ciudadana* se fortalecieron los comités de seguimiento a la inversión de regalías (CSIR) de los departamentos a través de la implementación de buenas prácticas de participación ciudadana. Se trabajó en la construcción de planes de trabajo para cada uno de los CSIR, se apoyó el análisis de los planes de desarrollo de los municipios y se promovió la utilización de la metodología de veedurías ciudadanas.
En el programa de *reconversión sociolaboral* se ofrecieron alternativas de trabajo legal a la población dedicada al comercio ilícito de combustibles en los departamentos de La Guajira, Norte de Santander, Arauca, Guainía y Vichada.
Ecopetrol apoyó las becas Fulbright, Colfuturo y Fundación Carolina, con el fin de apoyar la formación de estudiantes de postgrado provenientes de las regiones petroleras para que accedieran a las mejores universidades.

2015-2020

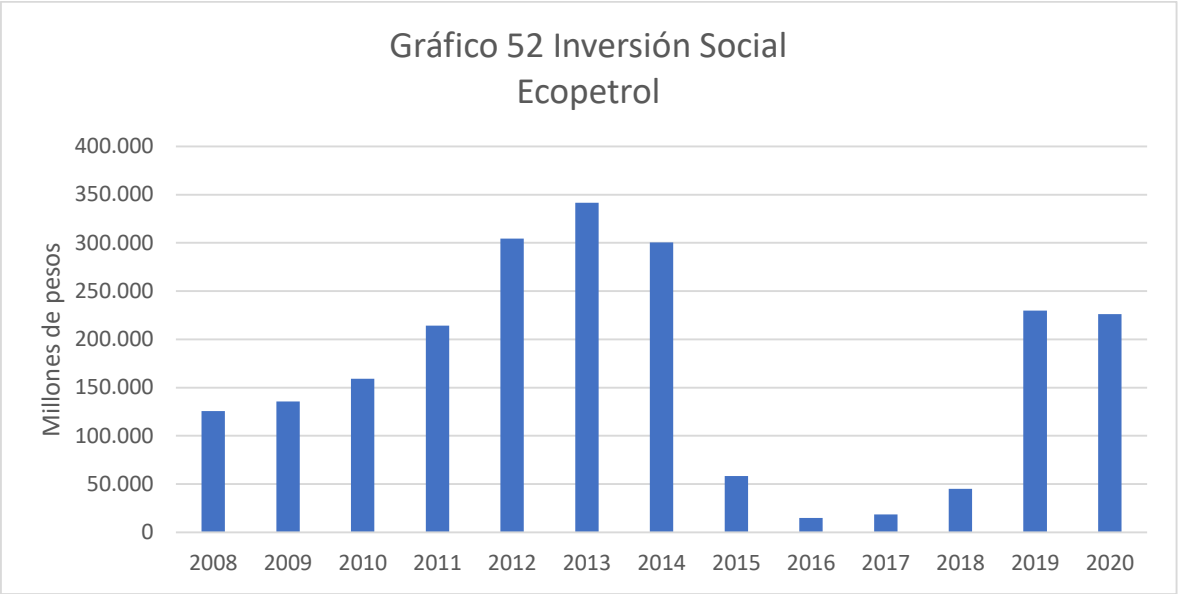
Durante 2015, en el marco del Programa de transformación empresarial, se revisaron y actualizaron los lineamientos para el relacionamiento con el entorno en un documento denominado: *Estrategia de gestión del entorno: hacia la paz y la prosperidad compartida,* en medio de la crisis por la caída de la cotización internacional del crudo. La estrategia plantea una nueva forma de relacionarse en el marco de los nuevos retos que los cambios políticos, institucionales y económicos que vive la sociedad colombiana, plantean para Ecopetrol. La finalidad de la estrategia era asegurar un relacionamiento con los actores

[60] En temas como: electricidad, mecánica, metalmecánica, mantenimiento mecánico automotriz, obras civiles, operación de equipo pesado, refrigeración, rocería, salud ocupacional, servicio al cliente, entre otros.

regionales y locales que conduzca a la generación de valor económico compartido, y que permita la construcción de entornos seguros, prósperos y ambientalmente sostenibles.
Asimismo, planteaba un enfoque en el cual Ecopetrol debía dejar de ser vista por las comunidades y los gobiernos locales como una fuente de recursos para suplir las necesidades y servicios no provistos por el Estado[61]. Establecía que la viabilidad de las operaciones y proyectos no puede estar sujeta a negociaciones y acuerdos realizados bajo presión. Por el contrario, definía un enfoque en el cual Ecopetrol desarrolla su relacionamiento con el entorno a la luz de las políticas del Gobierno dirigidas al fortalecimiento de la institucionalidad, la legalidad y la gobernabilidad de los territorios. Por otra parte, la situación de los precios del petróleo, y las tendencias previstas, obligaban a una mayor eficiencia y efectividad en el gasto.
Se presentó una fuerte reducción en la inversión social, pero en términos generales, se mantuvieron las líneas de inversión existentes, en vista de que existían convenios vigentes en diferentes áreas. Se continuó apoyando los programas de educación y cultura, competitividad regional, fortalecimiento institucional y del tejido empresarial, entre otros.
En 2017 la estrategia de inversión social se desarrolló bajo un enfoque territorial que pretendía garantizar la pertinencia y sostenibilidad de las inversiones. Para este efecto, Ecopetrol había conformado una red territorial de la que hacían parte 68 municipios donde operaba la empresa. Se apoyó la construcción de Centros de Desarrollo Infantil (CDI) y los Centros de emprendimiento y desarrollo empresarial (CDE), que surgen de una iniciativa promovida por Ecopetrol y el PNUD, para que los jóvenes de zonas rurales cuenten con herramientas para construir proyectos orientados a la diversificación de las economías locales. En 2018 se inauguraron dos CDE: uno en Orito (Putumayo) y otro en Guamal (Meta).[62]
En el proyecto Utopía, en alianza con la Universidad de La Salle, se formaron estudiantes de Ingeniería Agronómica de las zonas de influencia de la empresa y se otorgaron apoyos para la implementación de proyectos productivos en su lugar de origen.
En 2020, Ecopetrol adelantó inversiones en infraestructura de salud y se desarrollaron jornadas para promover el acceso a este servicio con calidad.
La inversión social de Ecopetrol ha estado ligada a las demandas del desarrollo local y regional. También ha estado supeditada a las condiciones financieras de la empresa en los últimos diez años y como se observa en el siguiente gráfico hasta 2014 creció fuertemente, luego decayó hasta 2018 y ha venido incrementándose en los últimos años.

[61] No era la primera vez que se formulaba ese pronunciamiento. Sin ir muy atrás, ese tema se planteó en el gobierno de César Gaviria y en los subsiguientes y adquirió mayor dimensión a propósito de la transformación institucional de 2003 y 2007. En la actualidad el enfoque ha evolucionado hacia el reconocimiento de la necesidad de obtener la licencia social de los grupos de interés en los territorios donde operan las grandes compañías extractivas,

[62] El modelo fue adoptado por el Gobierno para la implementación de los Centros Sacúdete, a través de los cuales se buscaba promover emprendimientos en industrias creativas y economía naranja.



En la información presentada sobre la inversión social de Ecopetrol 2010-2020, suma recursos para educación y cultura, infraestructura, servicios, productividad regional y fortalecimiento institucional, en las zonas productoras, principalmente. La contribución de la inversión social de Ecopetrol al desarrollo regional no ha sido establecida en ningún estudio de medición de impacto[63]. Los recursos han permitido adelantar las operaciones de la empresa y favorecido el desarrollo de procesos de inclusión, desarrollo social e institucional, en asocio con comunidades, fundaciones, entidades públicas y privadas en diferentes municipios. Los proyectos han respondido más a la demanda en las regiones que a una definición de la estrategia por parte de la empresa. Los esfuerzos para que las solicitudes de las regiones correspondan a programas incluidos en los planes de desarrollo de las entidades territoriales y la búsqueda de sinergias con iniciativas sociales del gobierno nacional y de otras entidades (públicas y privadas) que actúen en el territorio, van en la dirección correcta.

En síntesis, en la década pasada, la relación del Grupo Ecopetrol con sus grupos de interés fue fortalecida. Con la segunda emisión de acciones en 2011, se fortaleció el gobierno corporativo. El relacionamiento con los clientes se tradujo en altos índices de satisfacción y la labor de la empresa como palanca para el desarrollo de los proveedores fue destacada. Los empleados y sus familias fueron objeto de programas de capacitación y bienestar que permitieron retener talento y compromiso con las metas empresariales. La inversión social a lo largo de la década debió ajustarse al ciclo de precios, pero continuó siendo importante en las zonas de influencia de la empresa.

[63] Un estudio de Fedesarrollo estableció mediae ejercicios econométricos la relación de la producción petrolera con algunas variables de incidencia social, tales como la cobertura de la educación y la salud, así como la inversión pública y el desempeño agrícola, pero no el impacto de la inversión social de la empresa (Nuñez y Parra,2017).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACP (2018) Especial 100 años. Revista ACP. Edición 22.

ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (2021). Estadísticas del Sector petrolero 2010-2020.

ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (2021). Histórico de Reservas de Hidrocarburos 2020.

Arezki, R.; Blanchard, O. (2014). "Seven Questions about the Recent Oil Price Slump", IMF. The IMF Blog, 22 de diciembre.

Bayón, F. (2019). Mensaje a nuestros accionistas. En Ecopetrol Informe integrado de sostenibilidad.

CENIT S.A. Informe integrado de gestión sostenible 2014 a 2020.

DANE. (2021) Cuentas nacionales trimestrales: https//dane.gov.co

Echeverri, F. (2013). Una década de transformación. Informe de gestión de Fabio Echeverri Correa, miembro independiente y expresidente de la Junta directiva de Ecopetrol, 2002-enero 2014. Anexo en Ecopetrol (2013) Reporte integrado de gestión sostenible.

Echeverry, J.C. (2016). Mensaje a nuestros accionistas. Ecopetrol (2016) Informe Integrado de Sostenibilidad.

Ecopetrol-Universidad de los Andes. (2011). Energía limpia para el futuro. Ecopetrol 60 años.

Ecopetrol. Reporte Integrado de Gestión Sostenible, 2010 a 2020.

Esenttia S.A. (2021). https://www.esenttia.co/

Gallego, J., & Trujillo, L. (2017). Evaluación de Impacto del Sistema General de Regalías. DNP.

Grigoli, F., Herman, A. & Swiston, A. (2017). A Crude Shock: Explaining the Impact of the 2014-16 Oil Price Decline Across Exporters. IMF Working Papers. 17. 1. 10.5089/9781484310175.001.

Fedesarrollo- Métrica Investigaciones y Proyectos (2014) Identificación de oportunidades de desarrollo industrial a partir de materias primas generadas en la Refinería de Cartagena. Diciembre.

Gutiérrez, J. (2011). Plan de inversiones de Ecopetrol. Presentación del Presidente ante la Cámara Colombiana de Infraestructura, 8 de marzo.

Martinez, A. (2018). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental. Departamento de Santander. Fedesarrollo.

Melo-Becerra, L. A., Parrado-Galvis, L. M., Ramos-Forero, J. E., & Zarate-Solano, H. M. (2016). Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana. Banco de la República.

Nuñez, J. y Parra, J. (2017). Análisis de impacto. Ejercicios econométricos. En Martínez, A. (2017) Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Fedesarrollo-Ecopetrol.

Promigas (2021). Informe del sector de gas natural. Cifras 2020.

Reficar S.A. Informes de Sostenibilidad 2012 a2020.

Sachs, J., y Larraín, F. (1993). Macroeconomics in the global economy. Nueva York, Estados Unidos: Prentice Hall.

Villar, L et al. (2014). Evaluación de la contribución Económico del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. Bogotá: UPME-Fedesarrollo.
Yergin, D. (2020) The new map. Energy, Climate and the Crash of the Nations. Penguin Random House.



Fedesarrollo
Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.
Teléfono: (571) 3259777
@Fedesarrollo