

Doctor

DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ

Secretario General

Senado de la República

Asunto: Radicación proyecto de ley *“Por la cual se autoriza al gobierno nacional establecer precios diferenciales en los combustibles dentro de las zonas de exploración, producción y refinación como medida de compensación social y se dictan otras disposiciones”*

Respetado Secretario,

De manera atenta y en virtud de lo dispuesto por los artículos 139 y 140 de la Ley 5 de 1.992, presento ante el Senado de la República el proyecto de ley *“Por la cual se autoriza al gobierno nacional establecer precios diferenciales en los combustibles dentro de las zonas de exploración, producción y refinación como medida de compensación social y se dictan otras disposiciones”* iniciativa legislativa que cumple con los requisitos legales de acuerdo con el orden de redacción previsto en el artículo 145 de la referida ley.

Solicito al señor Secretario se sirva a darle el trámite legislativo previsto en el artículo 144 de la Ley 5 de 1.992.


GUSTAVO MORENO HURTADO

Senador de la República



PROYECTO DE LEY N° 031 de 2.025

“Por la cual se autoriza al gobierno nacional a establecer precios diferenciales en los combustibles dentro de las zonas de exploración, producción y refinación como medida de compensación social y se dictan otras disposiciones”

EL CONGRESO DE COLOMBIA**DECRETA:**

Artículo 1º. Objeto: La presente ley tiene por objeto autorizar al gobierno nacional para que, en el marco de las facultades conferidas por la ley 26 de 1989 o aquellas leyes que la adicionen o modifiquen, establezca precios diferenciales en los combustibles como medida de compensación social a favor de los habitantes de las zonas de exploración, producción y refinación en el país.

Artículo 2º. Adiciónese un párrafo al artículo 1 de la Ley 26 de 1989 el cual quedará así:

PARÁGRAFO: *El gobierno nacional podrá establecer precios diferenciales en las zonas de exploración, producción y refinación como medida de compensación social.*

Artículo 3º. Autorización: Autorícese al gobierno nacional para que, como medida de compensación social, establezca precios diferenciales en los combustibles en las zonas de exploración, producción y refinación. El gobierno nacional reglamentará la materia.

Artículo 4º. Certificación de Zonas: El Ministerio de Minas y Energía certificará las zonas de exploración, producción y refinación para efectos del reconocimiento de los precios diferenciales en los combustibles de que trata la presente ley.

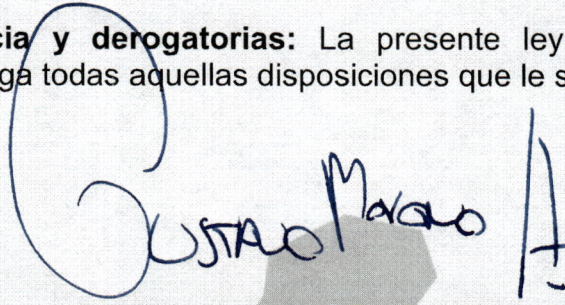
Artículo 5º. Otras medidas de compensación: El gobierno nacional diseñará a través del Ministerio de Minas y Energía y en conjunto con el Ministerio de Salud, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y las autoridades locales, una estrategia con el fin de establecer compensaciones de orden social, económico y ambiental a favor de los habitantes de las zonas de exploración, producción y refinación. Lo anterior sin perjuicio de las políticas, obligaciones y deberes contenidos en la normatividad vigente.

Sobre el diseño y ejecución de esta estrategia, el gobierno nacional presentará un informe dentro del primer trimestre de cada año a las comisiones quintas constitucionales del Senado de la República y la Cámara de Representantes, la



Procuraduría General de la Nación, la Defensoría del Pueblo y la Contraloría General de la República.

Artículo 6. Vigencia y derogatorias: La presente ley rige a partir de su promulgación y deroga todas aquellas disposiciones que le sean contrarias



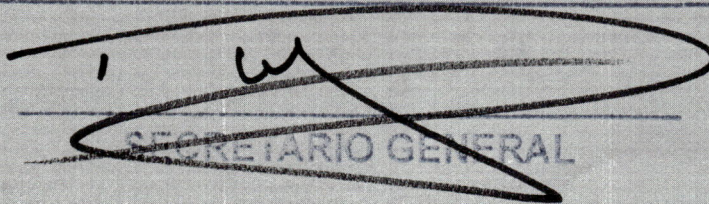
GUSTAVO MORENO HURTADO
Senador de la República

SENADO DE LA REPUBLICA

Secretaría General (Art. 139 y ss Ley 5ª de 1.992)

El día 22 del mes Julio del año 2025

se radicó en este despacho el proyecto de ley N° 31 Acto Legislativo N° _____, con todos y cada uno de los requisitos constitucionales y legales por: H. Sr. Gustavo Moreno Hurtado


SECRETARIO GENERAL

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS**1. OBJETO DEL PROYECTO**

Esta iniciativa busca autorizar al gobierno nacional a fin de que fije precios diferenciales en los combustibles a favor de las poblaciones asentadas en las zonas de exploración, producción y refinación en el país.

Es una iniciativa que crea un instrumento de compensación social a favor de algunas zonas del país en donde la exploración, producción y refinación impactan en lo social, ambiental y en términos de salud pública.

2. MARCO NORMATIVO

Para esta iniciativa han de tenerse en cuenta y consultarse las siguientes disposiciones de orden legal:

- **CONSTITUCIONALES**

Artículos: 1, 2, 3, 5, 6, 8, 11, 13, 51, 58, 60, 64, 78, 79, 80, 83, 84, 85, 114, 150 (No. 1, 7, 8, 23) 152, 154, 157, 158, 209, 365, 366, 367, 368, 369 y 370.

- **LEGALES**

Ley 26 de 1989 *“Por medio de la cual se adiciona la Ley 39 de 1987 y se dictan otras disposiciones sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo”*

3. JUSTIFICACIÓN

La explotación de los recursos naturales es una actividad clave para el desarrollo humano, ya que proporciona bienes y servicios necesarios para la permanencia de la vida en la tierra. Sin embargo, su impacto en los ecosistemas varía según la intensidad con la que se realice, pudiendo generar desde cambios leves hasta alteraciones irreversibles.

En particular, la extracción de combustibles fósiles no solo afecta el medio ambiente, sino también a las comunidades cercanas, que muchas veces enfrentan problemas sociales y económicos derivados de esta actividad. Los efectos negativos de la explotación petrolera incluyen la contaminación del agua, del suelo y del aire, la pérdida de biodiversidad y el desplazamiento de comunidades. Además, la dependencia económica de la industria extractiva puede generar vulnerabilidad en las economías locales, afectando la estabilidad y el bienestar de los habitantes de estas regiones.

Por esta razón, es esencial establecer mecanismos que permitan compensar a las poblaciones afectadas por los pasivos ambientales y sociales derivados de esta actividad. Es fundamental implementar estrategias que no solo minimicen el daño



ecológico, sino que también garanticen una retribución justa a las comunidades impactadas. Esto incluye la inversión en infraestructura, educación, salud y desarrollo sostenible, así como la aplicación de mecanismos que beneficien directamente a los territorios productores. Una de las medidas más efectivas en este sentido es la oferta de precios más bajos de la gasolina para los habitantes de estas zonas, como una forma de reconocer los efectos que enfrentan por la extracción de hidrocarburos en sus territorios. De esta manera, se busca equilibrar los efectos negativos de la explotación con mejoras tangibles en la calidad de vida de quienes habitan estas regiones.

En el caso de Colombia, un país con una fuerte dependencia de la extracción de petróleo, es necesario diseñar políticas públicas que equilibren el crecimiento económico con la protección ambiental y social. Esto implica no solo garantizar el cumplimiento de regulaciones ambientales estrictas, sino también asegurar que las regiones productoras reciban un trato preferencial en términos de inversiones y beneficios económicos.

La compensación por los pasivos ambientales es una cuestión de justicia ambiental y social. Si bien la explotación de recursos naturales contribuye al desarrollo económico del país, es imperativo que los beneficios derivados de esta actividad sean distribuidos de manera equitativa. Esto permitiría mejorar la calidad de vida de las comunidades afectadas y reducir las desigualdades generadas por la actividad extractiva.

1. LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

La explotación de recursos naturales se refiere a las actividades de extracción y procesamiento de la materia disponible en la naturaleza por parte del ser humano, con fines de obtención de energía, insumos industriales o para los productos de consumo.

Según Fuentes (1998) la explotación de un ecosistema puede darse de forma natural, como lo es el caso de las aves migratorias que permanecen durante algún tiempo en un humedal y aprovechan los bienes y servicios ambientales que éste les provee; pero lo más frecuente es la explotación producida por el hombre, que actúa como consumidor primario y secundario (alimentándose de vegetales y animales) y como descomponedor (cuando, por ejemplo, quema madera).

En un ecosistema equilibrado, la energía fluye a través de los diferentes organismos que lo componen; cuando el hombre extrae una parte de la energía, el ecosistema reacciona de alguna forma ante esta falta de la misma, conforme a la intensidad de la explotación que se realice. Para ello, Fuentes (1998) identifica tres tipos de explotación:

- A. Se refiere a *explotación escasa* cuando se extrae poca biomasa, como por ejemplo cuando se entresacan los árboles de un bosque. El ecosistema



puede seguir con las mismas especies que antes con algunas variaciones de equilibrio entre ellas.

- B.** *Explotación mediana*, ocurre cuando se suprime, por ejemplo, el matorral y parte de los árboles de un bosque mediterráneo para convertirlo en dehesa aprovechable para pasto. En este caso, en particular se ha disminuido el número de especies de un ecosistema y se modifican las relaciones entre las especies que se conservan, pero aun logra permanecer la estabilidad del ecosistema.
- C.** La *explotación intensa*, por su parte, se da cuando se extrae una considerable cantidad de biomasa, como ocurre, por ejemplo, en el monocultivo. En este tipo de plantación, se cultiva intensamente una sola especie. Para este caso, se pierden los mecanismos de regulación del ecosistema y, en consecuencia, el agricultor tiene que proporcionarlos de una forma artificial. Se extrae una gran cantidad de energía en forma de cosechas, pero el agricultor, a su vez, tiene que gastar una apreciable cantidad de energía en los mecanismos de regulación, usando para ello diversas técnicas como abono, pesticidas, riego, etc. Cuando se da la explotación intensa, el hombre no logra proporcionar los mecanismos adecuados de regulación y se puede presentar una degradación irreversible del ecosistema, sin posibilidad de recuperación, como es el caso de la erosión del suelo o contaminación de los elementos del ambiente.

Asimismo, cabe resaltar que los recursos naturales aprovechables por el hombre pueden dividirse en dos categorías:

- La primera, son los renovables: actividades como la agricultura, la ganadería, la explotación forestal, la caza y la pesca explotan este tipo de recursos que son para la naturaleza fáciles y rápidos de recuperar. Así pues, el rendimiento presente y futuro que se obtenga de estos recursos dependerá en parte, del uso que se haga de ellos.
- Contrario a lo anterior, como su nombre lo indica los no renovables son aquellos recursos que existen en cantidades limitadas porque la naturaleza los renueva con mucha lentitud. En este grupo se encuentran los minerales y los combustibles fósiles, cuya explotación terminará el día en que se agoten. En el caso de los minerales cabe la posibilidad de reciclarlos. Ante ello, se puede determinar que el hombre utiliza energía contenida en los alimentos para realizar sus actividades vitales (energía endosomática). También utiliza otro tipo de energía no alimentaria para ejercer actividades cuyo conjunto constituye el desarrollo y la civilización (energía exosomática).

Así pues, la insostenibilidad del consumo se refleja claramente en la demanda energética per cápita, por ejemplo, para finales del siglo XX se estimó que la energía exosomática era de 1'65 toneladas equivalente de petróleo (tep) por habitante y



año. No obstante, dicha distribución ha sido históricamente desigual, pues mientras que en EEUU el consumo per cápita era 7'88 tep, más del doble que el gasto de un ciudadano europeo perteneciente a los países más desarrollados, que estuvo en 3'46 tep, Japón y Rusia se encuentran con consumos cercanos a 4 y 5 tep. India en 0'36 tep y China cerca a 1'19 tep (Selma, 2008). Cabe aclarar que el 78% de la energía exosomática producida proviene de los combustibles fósiles (33% petróleo, 27% de carbón y 18% de gas natural), el 17% proviene de fuentes renovables (energía hidráulica y de la biomasa) y el 5% restante proviene de la energía nuclear.

Acerca de los recursos no renovables se conoce que en 1995 las reservas de petróleo y gas eran menores que las de 1970, debido al hallazgo de nuevos yacimientos. Con el paso del tiempo, la alta demanda y el consumo por dichos combustibles fósiles para diferentes actividades industriales e incluso, para la vida cotidiana (como el transporte), ha aumentado la necesidad de incorporar nuevas estrategias para su producción debido a su carácter limitado y finito. Pese a que existen algunas reservas en el mundo de dichos combustibles no conocidas que podrían ser muy grandes, al fin y al cabo, son finitas y se agotarán en un mediano plazo.

A esto se suma, que los productos procedentes de su combustión no se combinan nuevamente para reconstruir esos mismos u otros combustibles, por lo contrario, la evidencia ha demostrado que su utilización ha dado lugar a productos contaminantes en la medida que generan impactos ambientales y en la salud de las comunidades.

A continuación, se presenta un breve contexto de cómo se encuentra la explotación de combustibles en Colombia.

1.1. Explotación de combustibles en Colombia

En el país, la producción de combustibles se encuentra vinculada a la extracción de petróleo y gas natural. Los municipios productores de combustible en el país se encuentran principalmente en las regiones del Oriente y Sur, donde se concentran los campos petroleros.

En el informe de georreferenciación de hidrocarburos de 2021, Campetrol reveló que Meta, Casanare, Arauca, Santander y Huila representan el 86,6% del total de la producción de petróleo nacional, siendo Meta el departamento con más barriles al reportar 351 kbpd, una participación del 50,6%¹. Los municipios que más contribuyen a la producción son Puerto Gaitán, Acacias y Castilla Nueva, que sumados alcanzan más de 293 kbpd a través de campos como Rubiales, que equivalen a 13,2% del total.

Para el año 2024, la producción de petróleo en Colombia tuvo un aumento de 0,6% en comparación con las cifras del mismo periodo de 2023. Es así como entre enero

¹ Algunos de los municipios más destacados en la producción de petróleo y gas natural son: Arauca, Tame, Saravena, Arauquita, Yopal, Aguazul, Tauramena, Monterrey, Villavicencio, Acacias, Granada, Restrepo, Mocoa, Villagarzón, Orito, Puerto Asís, Maicao, Riohacha, Neiva, Campoalegre, Palermo, Chiquinquirá, Tunja, Sogamoso, Montería, Planeta Rica y San Andrés.



y agosto del mismo año, se registró una producción promedio de 780,3 mil barriles diarios (Campetrol, 2024). En mayo, la producción alcanzó los 787.762 KBPD.

El campo Cao Sur Este se convirtió en el tercer mayor productor de petróleo en Colombia. No obstante, pese a estas cifras alentadoras, se registró que el 54% de los pozos mostró una disminución, de los 342 campos de petróleo activos en Colombia, solo 2 (Caño Sur e Índico) representan el 65% del aumento en la producción post pandemia.

Respecto a lo anterior, la ANH afirmó que Colombia al finalizar el año 2024 experimentó en su producción petrolera una caída del 2,6%, pasando de 2.073 millones de barriles de petróleo en reserva (en 2023) a 2.019 millones de barriles en el año 2024. Posteriormente, el país culminó el tercer trimestre del 2024 con una producción de 755.469 barriles diarios (ANH, 2025).

Cabe mencionar que los recortes en la producción petrolera se deben, en parte, a la política de no suscribir nuevos contratos de exploración de yacimientos nuevos de petróleo en este periodo del año anterior (ver imagen 1).

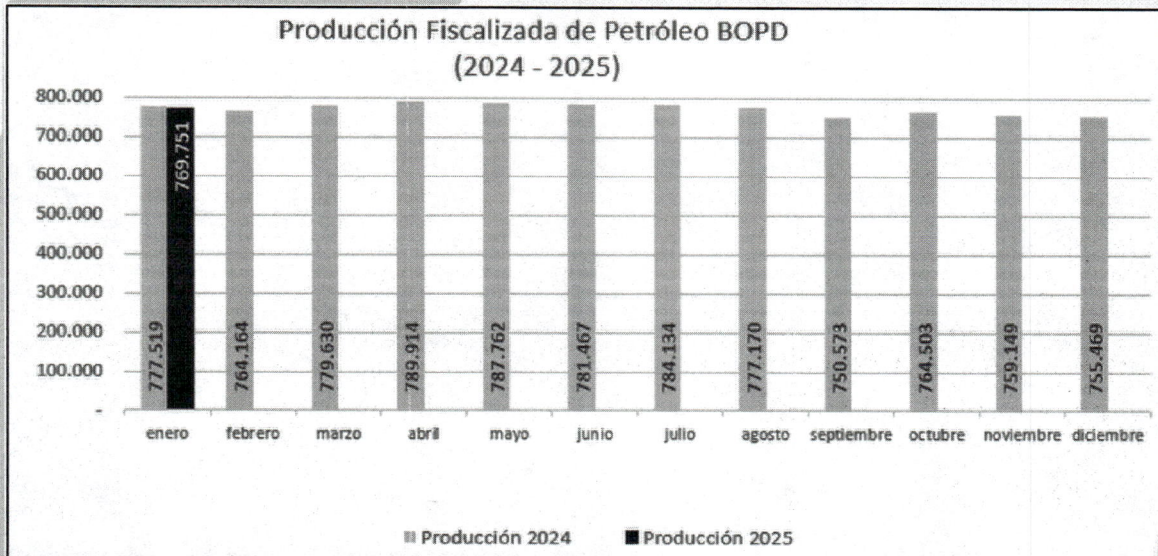


Imagen 1. Producción Mensual de Hidrocarburos 2024-2025. Fuente: ANH, 2025.

En cuanto al proceso de refinación, el país cuenta con cuatro (4) refinerías ubicadas en el Distrito de Barrancabermeja, Cartagena, Floreña (Yopal) y Orito. Conforme a su participación en el mercado, se pudo determinar que la refinería de Barrancabermeja aporta el 75% de la capacidad de refinación del país.

La refinería de Barrancabermeja inició operaciones el 18 de febrero de 1922 con un alambique sencillo que usaba la leña como fuente de calor para destilar crudo y una producción de 1.500 barriles por día. Cien años después, cuenta con capacidad para procesar hasta 250 mil barriles por día de crudo y convertirlos en productos combustibles de calidad, y petroquímicos como los aromáticos, parafinas y polietileno. Está compuesta por 54 unidades de refinación, 32 de servicios industriales, un centro de optimización desde donde se comandan sus operaciones de manera remota y segura, y 351 tanques de almacenamiento (Ecopetrol, 2022).



La refinería de Cartagena por su parte, está conformada por un complejo industrial y de refinación que produce combustibles, gases y productos industriales. Exporta entre el 20% y el 25% de su producción al mercado petrolero internacional.

En el año 2021, en las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja registraron cargas cercanas a 363 mil barriles por día (KBPD) y si tenemos en cuenta que la producción promedio de petróleo fue de 736,4 KBPD, quedó un excedente de 373,4 KBPD para la exportación.

La industria de hidrocarburos, en particular en los procesos de producción de petróleo como exploración, perforación, refinación, transporte, almacenamiento y distribución del mismo, sin duda alguna, prometen la expansión de las economías, en la medida que generan empleo, desarrollo de infraestructura y un aumento en los ingresos por concepto de regalías e impuestos. Contrario a la teoría, en las zonas estudiadas del territorio nacional se han evidenciado fuertes controversias asociadas principalmente al concepto de crecimiento y desarrollo económico, ya que dentro del mercado no se han incluido en gran medida, la responsabilidad en la generación de impactos ambientales y sociales que por años han percibido sus habitantes y que transforma la estructura de los ecosistemas.

1.2. Generación de impactos ambientales y sociales en zonas productoras

Es fundamental comprender que cualquier actividad extractiva tiene consecuencias ambientales que impactan los territorios donde se desarrollan, teniendo en cuenta que las distintas fases de la explotación de petróleo y sus prácticas conllevan a un deterioro del ecosistema como consecuencia de los macroprocesos de la actividad industrial. Además, no se puede desconocer que la quema de los combustibles fósiles constituye la principal causa del calentamiento global (Bravo, 2007).

Pese a que las regiones tropicales donde se alberga la mayor densidad de fauna y flora son muy importantes para las acciones de cuidado ambiental global y hogar de múltiples comunidades indígenas y ancestrales, la industria petrolera considera que cualquier degradación se puede controlar por medio de la tecnología y sólo se observan dichos fenómenos negativos mientras dura el proyecto; sin embargo, algunos estudios demuestran que, si bien la toxicidad del combustible fósil disminuye al degradarse (biológica o físicamente), continúa siendo fuente de contaminación para todos los organismos que se presentan en el ecosistema por largo tiempo y, no obstante, el impacto no se restringe únicamente a la zona delimitada del proyecto.

Las actividades responsables del daño ambiental pueden dividirse en tres grupos: perforación, producción y manejo de residuos sólidos y líquidos (Vargas, 2020). Durante el proceso de perforación se cuentan actividades como el montaje de todos los equipos necesarios para realizar las operaciones, los lodos base agua y base aceite que se manipulan y los recortes que se llevan a la superficie. Durante esta actividad, considerando la necesidad de construir vías de acceso, se generan daños sobre la flora y la fauna del ecosistema, teniendo en cuenta los procesos de deforestación a los que el terreno se somete con el fin de realizar toda la infraestructura vial y el montaje de la infraestructura petrolera ocasionando procesos



de destrucción de hábitat para las especies y la pérdida o desplazamiento de éstas. El suelo también se ve fuertemente afectado durante los trabajos de perforación, ocasionando la pérdida de propiedades y la imposibilidad de ejercer procesos de agricultura y restauración de flora a corto y mediano plazo.

Por otro lado, durante estos procesos de perforación se han generado desechos contaminantes, donde los más importantes son los cortes y lodos de perforación. En este proceso, se trituran las rocas a profundidades que pueden llegar hasta los 6 kilómetros de profundidad.

Los cortes de perforación se componen principalmente de rocas, que dependiendo de la estratología local, puede incluir sustancias radiactivas, metales pesados y otros elementos contaminantes (Bravo, 2007). Todos estos agentes contaminantes entre mayor sea la profundidad de la perforación, se genera mayor cantidad de desechos a medida que también se incrementan los niveles de toxicidad.

Respecto a los lodos de perforación, éstos contienen una gran variedad de aditivos químicos y metales pesados tóxicos, sales inorgánicas, detergentes e inhibidores de corrosión, que bombean al pozo productor para funcionar como refrigerante y lubricante a la broca o como herramienta, para evitar la corrosión, el derrumbe de las paredes del pozo y control de los líquidos que se encuentran en las formaciones del subsuelo.

En cuanto a las actividades de producción, se trata del proceso de extracción del crudo, por el cual se moviliza el crudo a la superficie junto con el agua de la producción proveniente del yacimiento. Uno de los principales impactos se relaciona con la contaminación de los recursos hídricos, especialmente por la captación al perforar los pozos y la disposición de de las aguas que provienen de la producción y que no son tratadas de una forma adecuada para su posterior vertimiento.

La presencia de aquellas plataformas produce un impacto importante, en tanto llega a alterar el comportamiento y la vida silvestre, especialmente en infraestructuras instaladas muy cerca de espacios de apareamiento, alimentación, desove y rutas de migración de ciertas especies (Bravo, 2007). Adicionalmente, el ruido y la luz son fuentes de alteración de los patrones de comportamiento e interfieren con las rutas de mamíferos, aves y peces y, el calor producido en la plataforma sobrecalienta el ambiente generando impactos sobre todo en aquellas especies que tienen un nicho ecológico muy demandante.

Por último, durante el manejo y la disposición de los residuos sólidos y líquidos, se cumple con todas las actividades del proceso de explotación del pozo, por lo tanto, se afectan los cuerpos de agua, principalmente por el vertimiento de las aguas usadas del proceso de explotación y las que provienen de la producción afectando las propiedades de los cuerpos acuíferos y con ello, la fauna y flora acuática. Además, la calidad del aire no se queda atrás. Ésta se ve afectada por todas las emisiones de contaminantes como óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono durante las actividades industriales petroleras.

Muchos de estos desechos son posicionados en piscinas completamente abiertas al medio ambiente y sin recibir ningún tipo de tratamiento, donde también se



acomodan todos aquellos desechos generados durante el reacondicionamiento de los pozos petroleros, limpieza del crudo y otras sustancias adheridas en las tuberías, lo que maximizan los focos de contaminación, teniendo en cuenta que dichos desechos migran a las capas subterráneas del suelo y las piscinas llegan a desbordarse durante las temporadas de lluvia abundante, contaminando las fuentes acuáticas superficiales. Por ejemplo, se estima que, en el Mar del Norte, hay 1.5 millones de toneladas de lodos contaminados depositados en el fondo del mar, de las cuales al menos 166.000 toneladas contienen petróleo, lo que fomentaría la formación de cambios en la composición de las comunidades marinas y favoreciendo todas aquellas especies tolerantes a la contaminación (Granier; 1997).

No obstante, también se deben considerar todas aquellas consecuencias socioeconómicas en los territorios. En zonas aledañas a todas aquellas plataformas petrolíferas, se han registrado gran cantidad de contenido de hidrocarburos policíclicos aromáticos en los tejidos de los peces, lo que indica la posibilidad del desarrollo de enfermedades hepáticas en las poblaciones que dependen de los peces para su alimentación (Bravo, 2007).

Por otro lado, a pesar de que la extracción de petróleo entrega parte de dinero por las regalías a las alcaldías de los municipios y se deben destinar a todas aquellas veredas cercanas a los yacimientos y las zonas de extracción, muchas comunidades se quejan de la falta de percepción de estos dineros. Como consecuencia, hay muchas comunidades que han tenido que transformar sus formas de vida en orden de las actividades extractivas, de manera que el dinero generado por la extracción del petróleo no se invierte adecuadamente en el desarrollo social y económico de la región evidenciándose como falta de inversión en infraestructura, educación, salud y otros servicios esenciales.

Un ejemplo de ello es el caso de las comunidades que habitan en las veredas de San Isidro de Chichimene y La Esmeralda, en el departamento del Meta, que viven muy cerca de la influencia de las actividades de empresas petroleras como Ecopetrol. Ambos municipios en un principio eran veredas pequeñas dependientes de municipios más grandes y cuyas actividades económicas se basaban en la agricultura, la ganadería y la pesca. Con la exploración y descubrimiento del campo petrolero de Chichimene en 1969, primero por la Compañía Chevron y posteriormente, operado por Ecopetrol a partir del 2000, las veredas comenzaron a experimentar cambios en sus entornos como construcción de carreteras, fábricas y sus desechos, almacenes y bases del ejército (Chávez, 2014), de manera que incidió en la transformación del tejido social con la llegada de nuevos colonos y trabajadores y fomentando la aparición de prostitución y delincuencia. Si bien, hace más de sesenta años se hizo la construcción de una escuela pública, se debe reconocer que las veredas de Chichimene y la Esmeralda no cuentan con un centro de salud de alto nivel, ni estación de policía, pero sí posee una base militar que lleva más de veinte años.

No obstante, los trabajos realizados por la petrolera como las actividades de impacto sísmico, han afectado las actividades económicas de las personas, como la aparición de aguas contaminadas que surten los hogares y los negocios, muertes



masivas en criaderos de peces como consecuencia del ruido y los fuertes olores a Naftalina. Asimismo, como resultado de la ingesta de agua proveniente de algunas fuentes hídricas contaminadas con vertimientos tóxicos como arsénico, cadmio, mercurio, plomo, zinc y cobre, que en aquellas regiones petroleras son concentraciones muy superiores a los niveles estipulados por la Organización Mundial de la Salud (OMS)², muchas personas han presentado enfermedades y erupciones cutáneas desconocidas pero que son síntomas comunes en zonas afectadas por la extracción de petróleo y, cuyos efectos sobre la salud a largo plazo han requerido de procedimientos médicos continuos para su tratamiento.

Otro caso que representa una consecuencia de las afectaciones en las actividades extractivas de petróleo sucedió en Barrancabermeja, un municipio cuyas actividades sociales y económicas giran en torno a la industria petrolera desde 1.918 con las primeras explotaciones de crudo y cuya refinería tiene la mayor producción de combustible del país, representando aproximadamente más del 3% de la producción nacional de acuerdo con cifras de Fedesarrollo (Martínez, 2018). Sin embargo, la contaminación de las ciénagas y de los ecosistemas hídricos ha sido persistente, de manera que quienes más se han visto afectados han sido los pescadores de la zona y las comunidades de las veredas aledañas a “El Llanito”.

Es importante comprender que la ciénaga es fuente de empleo, alimento y un espacio de contemplación para turistas y habitantes; sin embargo, se han registrado múltiples incidentes en los años 1990, 1992, 2011, 2014, 2019 y el más reciente en 2022, que generaron la reducción de peces y respectivamente, una caída en las ventas teniendo en cuenta que las personas afirman que no están interesadas en comprar alimentos que pueden estar contaminados. Además, se registra que el último derrame de petróleo, muchas familias afectadas se vieron forzadas a abandonar sus hogares y sus fuentes de ingresos, agudizando la crisis (Ochoa, 2020).

En ese orden de ideas, la extracción de petróleo en regiones como Barrancabermeja y otras zonas no sólo genera impactos ambientales devastadores, sino también efectos socioeconómicos que afectan profundamente a las comunidades locales. La contaminación de cuerpos de agua, la alteración de ecosistemas y la degradación de la calidad de vida de los habitantes son consecuencias directas de

² “El mercurio, que está presente de forma natural en la corteza terrestre, se libera al medio ambiente a través de la actividad volcánica, la erosión de las rocas y la actividad humana. Esta última es la principal causa de las emisiones de mercurio, sobre todo durante la combustión de carbón en centrales eléctricas, calefacciones y cocinas; procesos industriales; la incineración de desechos; y la extracción de mercurio, oro y otros metales en la minería. El mercurio es tóxico para la salud y puede ser muy perjudicial durante el desarrollo intrauterino y la primera infancia.

Todas las personas están expuestas a algún grado de mercurio, principalmente a través del consumo de pescado y marisco contaminados y de la inhalación de vapores de mercurio elemental desprendidos en procesos industriales. Se ha calculado que, en determinadas poblaciones que practican la pesca de subsistencia, entre 1,5 y 17 de cada mil niños presentan trastornos cognitivos causados por el consumo de pescado contaminado con mercurio” (OMS, 2024).



las prácticas industriales. A pesar de los recursos generados por la explotación petrolera, las comunidades frecuentemente no perciben los beneficios de estos dineros, lo que perpetúa la pobreza y la falta de desarrollo en áreas cercanas a los yacimientos. Así, las afectaciones en la salud pública, la pérdida de medios de vida y la transformación negativa del tejido social reflejan la necesidad urgente de implementar prácticas de extracción más responsables y sostenibles.

1.3. Compensación al precio de combustible en Colombia, caso de las zonas fronterizas

En Colombia existen mecanismos vigentes que actúan como instrumentos de compensación económica aplicables al precio de los combustibles líquidos derivados del petróleo. El principal de ellos es el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), creado con el objetivo de mitigar el impacto de la volatilidad de los precios internacionales sobre el mercado interno. Este Fondo estabiliza los precios de la gasolina motor corriente (GMC) y del ACPM (diésel) mediante compensaciones a refinados o importadores cuando el precio interno se encuentra por debajo del precio de referencia internacional.

Aunque en el último año el precio de la gasolina ha exigido menores niveles de compensación, el diésel continúa siendo subsidiado, lo que representa una carga fiscal considerable. Para el 2024, se estimó que el costo fiscal del FEPC ascendía aproximadamente en 1,85 billones de dólares estadounidenses.

Adicionalmente, el país cuenta con un Régimen Especial de Combustibles para Zonas de Frontera (ZDF), que contempla una estructura de precios diferenciada para los combustibles en municipios fronterizos. Esta diferenciación tiene fundamentos legales, económicos y técnicos y busca garantizar el acceso a combustibles legales a precios competitivos, prevenir el contrabando y promover el desarrollo económico y social en regiones con condiciones particulares debido a su cercanía con otros países.

1.3.1. Contrabando de combustibles y diferencial de precios

A diferencia de sus países vecinos, Colombia ha mantenido durante casi tres décadas precios significativamente más altos en los combustibles. Esta situación ha generado un problema estructural de contrabando de combustibles líquidos, particularmente en los municipios fronterizos con Venezuela. En 2010, por ejemplo, la diferencia era tan marcada que con lo que costaba un galón de gasolina en Colombia se podían adquirir hasta 30 galones en Venezuela (González, 2010), lo que generó un fuerte incentivo económico para el contrabando.

Este fenómeno ha tenido un gran impacto negativo en la economía nacional y en la recaudación tributaria. Según cifras publicadas por El Espectador (2010), ese año se dejaron de percibir alrededor de 647 mil millones de pesos por impuestos relacionados con esta actividad ilícita. De esa cifra, 240 mil millones correspondieron al contrabando técnico y 218 mil millones al contrabando ordinario, lo que representa un detrimento fiscal de 418 mil millones de pesos anuales.



En respuesta, el Estado colombiano implementó una estrategia integral -de carácter judicial y económico- para mitigar los efectos del contrabando derivado del diferencial de precios en las zonas fronterizas. Esta estrategia se consolidó a través de la Ley de Fronteras, que establece medidas como la exención de impuestos (IVA e Impuesto Global) en los municipios más afectados, así como el endurecimiento de penas para quienes participan en actividades de contrabando.

Desde mediados de los años noventa, se han expedido varias leyes que conforman el marco legal del régimen especial fronterizo, entre las que se destacan la Ley 191 de 1995, la Ley 383 de 1997, la Ley 633 de 2000, la Ley 681 de 2001 y la Ley 788 de 2002. Estas disposiciones establecen beneficios tributarios específicos para los municipios fronterizos como la exención al IVA, aranceles e impuesto nacional a la gasolina y el ACPM.

El Decreto 1073 de 2015 define cuáles municipios forman parte de las zonas de frontera. Sin embargo, no todos los municipios de los departamentos fronterizos están incluidos. Cada departamento aplica su propia metodología para la fijación de precios (aunque con pocas variaciones entre ellos), a excepción de Cúcuta, que cuenta con una regulación especial independiente en el departamento de Norte de Santander. Actualmente, 174 municipios han sido beneficiados por las disposiciones de la Ley de Fronteras, seleccionados mediante decretos del Gobierno Nacional. De estos, 42 municipios han suscrito acuerdos para reducir la sobretasa a la gasolina, aunque no todos colindan geográficamente con países vecinos.

El Decreto 1068 de 2015 establece que el Ministerio de Minas y Energía, con la aprobación previa del Ministerio de Hacienda, es la entidad encargada de fijar los precios de los combustibles en estas regiones. Por su parte, la Resolución 40412 de 2021 regula la forma en que se calculan los volúmenes máximos de combustibles sujetos a los beneficios fiscales del régimen especial, con base en criterios como la capacidad de almacenamiento, el historial de ventas, la demanda y la población.

Desde una perspectiva técnica y económica, los precios diferenciados en las zonas de frontera se calculan con base en variables como el consumo histórico, la densidad poblacional, los flujos migratorios y el riesgo del contrabando. A diferencia del resto del país, estos precios no incluyen impuestos como el IVA ni el impuesto nacional a los combustibles, y, además, contemplan tarifas y márgenes especiales, relacionados con la recuperación de costos logísticos y la cesión de combustibles.

Por lo tanto, la asignación de los cupos de combustible exento se distribuye entre dos actores principales: grandes consumidores y estaciones de servicio, a través de un único distribuidor autorizado por el Gobierno Nacional. En este esquema, Ecopetrol actúa como proveedor mayorista, garantizando el abastecimiento de combustibles conforme a los volúmenes establecidos para cada beneficiario.

1.3.2. Fijación de precios de combustibles

Hasta 1998, la metodología para fijar el precio de los combustibles líquidos en Colombia estaba ligada a variables macroeconómicas, como la inflación. No existía



un esquema estructurado, y los precios se ajustaban entre dos y tres veces al año, aproximadamente.

Sin embargo en 1999, tras una fuerte caída en el precio del petróleo a nivel mundial, el Estado incrementó su intervención en la fijación de precios, ejerciendo un control más directo del que se venía aplicando. Esta política buscaba incentivar el mercado de importación y/o producción nacional de gasolina —donde existía un mayor margen de ganancia para los productores—, así como evitar especulaciones de precios, históricamente muy sensibles a la inflación.

Desde entonces, el Ministerio de Minas y Energía asumió la responsabilidad de establecer los precios de la gasolina motor y el ACPM. Para ello, implementó una metodología basada en los precios de importación, tomando como referencia los ingresos del productor (o importador), ajustados según la tasa de cambio y las condiciones del mercado internacional. Esta nueva fórmula se basó en el principio de paridad de importación desde el puerto de Barrancabermeja, es decir, se calculaba el costo total de importar gasolina desde el Golfo de EE.UU. y se fijaba el precio nacional en función de ese costo. Es así, como dicho costo del importador dependía del precio del FOB del Golfo de Estados Unidos, la Tasa Representativa del Mercado (TRM), los fletes, aranceles, costos de transporte, entre otros (MINMINAS, 2005 citado en González, 2010).

A partir del año 2000, el gobierno modificó la metodología de fijación de precios de los combustibles para reducir la dependencia del precio respecto a la tasa de cambio y de los precios internacionales, debido a su alta volatilidad e inestabilidad en el precio y el mercado interno del combustible líquido. En 2002 se mantuvo la paridad con un precio de referencia de 20 USD por barril, considerado una oportunidad para Ecopetrol y como base para la política de precios del cuatrienio. Sin embargo, entre finales de 2005 y principios de 2006, el precio del barril superó los 50 USD y el de los derivados alcanzó los 70 USD, rompiendo el equilibrio entre el precio de referencia y el real del mercado. Ante el fuerte impacto socioeconómico que habría implicado trasladar completamente esa variación al consumidor, el gobierno optó por fijar el precio de la gasolina con base en proyecciones del WTI desde la Costa del Golfo de México, con un precio estimado de 50.95 USD por barril. Para suavizar el impacto, se implementó un subsidio implícito: se ajustaba parcialmente el precio y el Estado cubría la diferencia (a partir de subsidios).

El Ministerio de Minas y Energía a partir de la Resolución 18 2071 de octubre 29 de 2010, determinó la siguiente fórmula para la fijación de precios de combustibles de gasolina para el precio del consumidor final o precio de venta al público:

$$PV_i = PI_i + (IVA + IG + S) + TT + MA_i + MI_i + CT_i + TM + PE$$

En donde:

- PV es el precio de venta al público o el precio del consumidor final.



- PI es el ingreso del producto o el precio de referencia del galón de gasolina motor corriente respecto al golfo de Estados Unidos por galón en USD.
- IVA es el impuesto al valor agregado, cuyo valor se calcula en base al precio de venta al público.
- IG es el impuesto global, cuyo valor se calcula en base al precio de venta al público.
- S es el impuesto de sobretasa, cuyo valor se calcula en base al precio otorgado al mayorista.
- TT es la tarifa de transporte por medio de poliductos desde las refinerías hasta las plantas de abasto.
- MA es el margen de comercialización de los distribuidores mayoristas.
- MI es el margen de comercialización de los distribuidores minoristas.
- CT es el costo de transporte desde la planta de abasto a la estación de servicio.
- CT es el costo de transporte desde la planta de abasto a la estación del servicio.
- TM es la tarifa por marcación.
- PE es la pérdida por evaporación.

Cada variable se indexa para cada mes i . De esta manera, se determina el precio final de la gasolina corriente y ACPM en todo el territorio nacional.

En cuanto al ingreso del productor, se determina bajo la siguiente ecuación:

$$PI_i = [(UNL87_i - Aoc_i) - FL_i] \times TRM$$

Entendiéndose:

- PI es el precio de referencia del galón de gasolina motor corriente respecto al golfo de Estados Unidos por galón en USD.
- UNL87 es la cotización del índice UNL87 (RON 92) en la Gulf Coast Waterborne, US publicado por S&P en USD por galón.
- Aoc es el ajuste realizado por octanaje.
- FL es el costo asociado a los fletes y tarifas tributarias tanto terrestres como marítimas correspondiente al transporte de un galón de gasolina desde el Golfo de US hasta el puerto de referencia colombiano (actualmente puerto de Buenaventura).
- TRM es la tasa representativa del mercado o tasa de cambio correspondiente a los primeros 25 días del mes anterior, es decir, $(i-1)$.
- Cada variable se indexa para cada mes i .

Una vez se calculaban los costos de fletes, el ajuste por octanaje y el ingreso al productor, se procedía a determinar el precio de venta al público con los parámetros previamente establecidos. El IVA es un gravamen aplicado a la venta de bienes de consumo, en este caso se aplicaba sobre el ingreso al productor.



El impuesto global por su parte, grava la venta, el retiro o la importación de gasolina. Siendo un impuesto de carácter nacional, se fijó cada 1 de marzo de cada año y se ajustó según la meta de inflación anual establecida por el Banco de la República. La sobretasa del ACPM es de carácter nacional y se distribuía equitativamente entre Bogotá y la Nación. El valor de la sobretasa sobre el ACPM fue en 2010 cercano al 6%, mientras que la sobretasa de la gasolina corriente ha sido de carácter departamental y municipal y, su valor se define mediante acuerdos entre el municipio o departamento y el Estado.

Adicionalmente, se estableció el margen para los mayoristas y minoristas, así como los costos asociados a la evaporación y el transporte. El costo por evaporación se calcula a partir del promedio de pérdida de gasolina en los carrotanques, midiendo la diferencia entre el nivel de gasolina al salir de la zona de despacho y el nivel al llegar a su destino final.

La tarifa por marcación -establecida para el galón de gasolina corriente- también es descontada del valor, y se hace antes de terminar el precio final de venta al público por galón.

Este tipo de fijación de precios se realizó en la gran parte de municipios y zonas del territorio nacional, sin embargo, la metodología de fijación de precios en las zonas de frontera difiere de la estructura de fijación de precios general y se hace, como se dijo anteriormente, con la eliminación de los impuestos tales como el IVA y el Impuesto Global. Bajo este ítem es que radica fundamentalmente el beneficio económico tributario que se otorgó mediante la Ley 681 de 2001, para las zonas de frontera, que permitió establecer precios en niveles inferiores respecto al resto del país. Asimismo, "S" se refiere a una tasa modificada, que, a pesar de no ser eliminada, si es posible que se disminuya su porcentaje de participación dependiendo de la zona en cuestión.

Veinte años más tarde, mediante la resolución 40112 de 2021, el Ministerio de Hacienda y de Minas y Energía estableció el precio de la gasolina motor corriente, reemplazando la Resolución 41281 de 2016. Con ello, se unificaron las reglas aplicables a los combustibles líquidos vendidos en el país, excepto en las zonas de frontera (MME, 2025).

La nueva estructura de precios de la Gasolina MC propuesta en 2021, incluye variables como:



Tabla 1. Estructura de precio gasolina MC

Estructura precio GASOLINA MC Oxigenada	Tipo de Componente
1. Proporción - Ingreso al Productor de la Gasolina Motor Corriente	Fijado por MME
2. Proporción - Ingreso al Productor del Alcohol Carburante	Fijado por MME
3. Ingreso al productor de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada	Subtotal
4. Impuesto Nacional	Impuesto
5. IVA sobre IP Fósil	Impuesto
6. Impuesto al Carbono	Impuesto
7. Tarifa de Marcación	Fijado por CREG
8. Tarifa de Transporte por polductos de la GMC	Fijado por CREG
9. Tarifa de Transporte del Alcohol Carburante	Fijado por CREG
10. Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista	Subtotal
11. Sobretasa	Impuesto
12. IVA sobre el margen del distribuidor mayorista	Impuesto
13. Precio Máximo en Planta de Abastecimiento Mayorista	Subtotal
14. Margen del distribuidor minorista	Fijado por CREG
15. Pérdida por evaporación	Fijado por Gobierno Nacional
16. Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación.	Fijado por MME o según disposición Alcaldía Municipal
17. Precio de Referencia de Venta por galón. \$/GAL	Total

Fuente: Dirección de Hidrocarburos, 2025.

El Ministerio de Minas y Energía (2025) argumenta que, aunque existe una metodología técnica para calcular el ingreso al productor de la gasolina, definida en la Resolución 18 1602 de 2011 y modificada por la Resolución 18 1493 de 2012. No



obstante, el artículo 244 de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026), dispone que dicha metodología debe ser definida por los Ministerios de Hacienda y de Minas, o por la entidad que éstos designen.

La metodología de 2011 se basaba en el concepto de precio de paridad de exportación, tomando como referencia el mercado del Golfo de Estados Unidos. Para su cálculo se consideraron variables como el precio internacional de ciertos combustibles (según la publicación de *Platt's*), los costos de transporte marítimo, el indicador *Worldscale* y la tasa de cambio. Además, se emplearon modelos estadísticos para analizar la tendencia de precios de los últimos 60 días. Con base en estos elementos, el Ministerio de Minas y Energía determinaba mensualmente el valor del ingreso al productor, ajustándose según la evolución del mercado.

Si bien esta metodología ya no se utiliza como base oficial para el cálculo, sigue siendo una referencia técnica relevante en las discusiones sobre la fijación de precios de los combustibles en el país.

1.4. Compensación o retribución para habitantes de zonas productoras

La falta de inversión en infraestructura básica, servicios esenciales y la adecuada compensación por los daños causados demuestra la desconexión entre las grandes industrias petroleras y las realidades de las poblaciones afectadas, lo que refuerza la importancia de buscar soluciones que favorezcan tanto el medio ambiente como el bienestar de las comunidades.

Un ejemplo claro de esta desconexión resulta ser los precios establecidos para los combustibles en las diferentes ciudades del país. Al realizar la consulta de las variaciones mensuales y anuales se determina que el precio ha tendido al alza tanto para la gasolina como para el diésel, incluso, en promedio los aumentos en febrero de 2025 han sido de \$95 y \$38, respectivamente. Estas alzas corresponden a los ajustes de las tarifas del impuesto anunciado para dichos combustibles por el Gobierno Nacional. Este proceso de ajuste busca eliminar el déficit del Fondo de Estabilización en el precio de los combustibles.

El incremento en el diésel, a la fecha, no ha podido concretarse, sin embargo, en septiembre de 2024, la administración intentó hacer un aumento de casi \$2.000, que desencadenó un paro camionero. Por medio de un acuerdo, se logró determinar un aumento menor de \$800.

Contrario ocurrió con la gasolina, pues el Gobierno Nacional anunció por medio de una circular de la Comisión de Regulación de Energía y Gas GREG, un nuevo aumento, el cual se hizo efectivo a partir de febrero. Con todos los aumentos anteriores, el precio pactado a la fecha a nivel nacional de galón de gasolina es de \$15.658. No obstante, en algunas regiones el aumento ha generado precios superiores de \$16.000. Ejemplo de lo anterior, se encuentra Villavicencio, Cali y Bogotá, en donde los precios se encuentran alrededor de \$16.284, \$16.195 y \$16.184, respectivamente (Ver la siguiente gráfica).



EL PRECIO DEL GALÓN DE GASOLINA AUMENTÓ EN FEBRERO			
	Gasolina (\$/gal)	Acprn (\$/gal)	
Bogotá	\$16.184	\$10.767	
Medellín	\$16.108	\$10.789	
Cali	\$16.195	\$10.908	
Barranquilla	\$15.831	\$10.452	
Cartagena	\$15.789	\$10.418	
Montería	\$16.039	\$10.668	
Bucaramanga	\$15.947	\$10.523	
Villavicencio	\$16.284	\$10.867	
Pereira	\$16.134	\$10.850	
Manizales	\$16.160	\$10.836	
Ibagué	\$16.104	\$10.758	
Pasto	\$13.846	\$9.734	
Cúcuta	\$14.165	\$8.428	
Promedio PVP Precio (13 ciudades principales)	\$15.753	\$10.461	

Imagen 2. Aumento del precio del galón de gasolina en febrero de 2025. Fuente: La República, 2025.

Pese a que Cartagena, cuenta con una de las principales refinерías del país, los precios de la gasolina para los usuarios se encuentran \$131 por encima del valor pactado a nivel nacional (\$15.658), lo que evidencia que aun en los municipios productores del combustible, las retribuciones no resultan ser representativas para el bolsillo de sus habitantes.

Es por lo anterior, que la implementación de tarifas diferenciales de gasolina en las zonas productoras de petróleo no es solo una medida de justicia económica y social, sino una estrategia fundamental para mitigar los impactos negativos derivados de la explotación de hidrocarburos en estos territorios. Como se ha expuesto, las comunidades que habitan en estas regiones soportan una carga desproporcionada de efectos ambientales, económicos y sociales sin recibir una compensación adecuada por las externalidades generadas por la industria petrolera.

Desde un punto de vista económico, aunque la extracción de petróleo genera ingresos significativos para el país a través de regalías e impuestos, estos recursos no se traducen en mejoras sustanciales para las comunidades productoras. En casos como el de San Isidro de Chichimene y La Esmeralda en el Meta, las poblaciones han visto su infraestructura social y económica deteriorarse sin que los beneficios económicos de la industria se reflejen en inversiones en salud, educación y transporte (Chávez, 2014). Esto contrasta con el aporte de estas regiones a la economía nacional: algunos departamentos como Meta, Casanare, Arauca, Santander y Huila representan el 86,6% de la producción petrolera de Colombia, con el Meta liderando con un 50,6% de la producción total (Campetrol, 2024). A pesar de esta contribución, estas zonas enfrentan precios de combustible iguales o superiores a los de otras regiones del país, lo que no solo es injusto, sino que limita las posibilidades de desarrollo económico local.



El presente proyecto tiene como objeto la búsqueda de un proceso de “justicia económica”, donde se reconozca que las poblaciones cercanas a los yacimientos petroleros deberían recibir una retribución tangible por los perjuicios que enfrentan. Un mecanismo efectivo para esto es la reducción de las tarifas de gasolina, lo que ayudaría a disminuir los costos de transporte y producción en estas regiones, beneficiando tanto a pequeños empresarios como a agricultores, transportistas y las personas de a pie. Esta medida también contribuiría a mitigar el impacto inflacionario que la industria extractiva ha generado en estos territorios, permitiendo que los costos de bienes y servicios sean más accesibles para la comunidad en general y que las poblaciones puedan percibir que todos aquellos cambios ambientales y en el tejido social no han sido en vano.

Este proyecto de tarifas diferenciales de combustible en zonas productoras de petróleo es una necesidad urgente que responde a principios de equidad, compensación por daños ambientales y promoción del desarrollo económico local. La implementación de esta medida permitiría una redistribución más justa de los beneficios derivados de la industria extractiva, asegurando que las comunidades afectadas por la explotación petrolera reciban una compensación directa que les ayude a mejorar su calidad de vida. Es responsabilidad del Estado garantizar que estas regiones, que han sido pilares fundamentales en la economía del país, sean reconocidas y apoyadas mediante beneficios tarifarios que equilibren los costos sociales, económicos y ambientales de la explotación de recursos naturales.

Para materializar el proyecto y las ideas de compensación que en el presente se encuentra, se podrían proponer las siguientes acciones detalladas y mejoradas:

- a. **En las Zonas Productivas:** Las empresas operativas en las zonas productivas podrían asumir un papel activo en su responsabilidad social empresarial. En lugar de contribuir únicamente con acciones puntuales, las empresas podrían comprometerse a compensar económicamente a las comunidades locales mediante un subsidio al precio de la gasolina. Este subsidio cubriría la diferencia entre el precio nacional y la disminución de costos generada por los daños ambientales derivados de la explotación petrolera. De esta manera, se evitaría un impacto fiscal directo sobre el presupuesto nacional, a la vez que se garantiza el bienestar de la población local afectada por las actividades extractivas.
- b. **Zonas de Refinamiento:** Se podría optimizar el proceso de distribución de combustible mediante la venta directa a los minoristas. Es necesario revisar la eliminación de intermediarios y reducir costos adicionales en el transporte. Con ello, se lograría una disminución significativa en los costos de producción y distribución. Esta optimización de los costos se reflejaría en una reducción del precio de venta en la región, beneficiando tanto a los minoristas como a los consumidores finales. Además, esto fomentaría la competitividad en el mercado local, generando beneficios económicos en la zona de refinamiento.



Al implementar estas acciones de forma conjunta, el proyecto no solo contribuiría a la sostenibilidad económica de las zonas productivas y de refinamiento, sino que también promovería una mayor equidad social y ambiental.

La adopción de estos precios preferenciales del combustible en las zonas productoras no solo representa una medida de justicia económica, sino que también contribuiría a reducir la conflictividad social en estos territorios. Muchas comunidades han expresado su descontento con la falta de compensaciones por los impactos negativos de la extracción de petróleo y la aplicación de esta medida sería un primer paso hacia una relación más equitativa entre el Estado, las empresas petroleras y las poblaciones afectadas.

1.5. Experiencias Internacionales

En América Latina, los subsidios a los combustibles son constituidos como una herramienta fundamental para garantizar la estabilidad económica y social en todos aquellos contextos donde aspectos como el transporte terrestre es esencial, hay una fuerte informalidad laboral y las redes de protección son muy débiles. De esta manera, algunos países como Ecuador, Bolivia y Argentina donde estas condiciones se acentúan, los subsidios energéticos han evitado incrementos abruptos en el costo de vida han funcionado como mecanismos de redistribución indirecta.

En Bolivia, el subsidio a los combustibles es parte central de la política económica desde 2004, cuando el gobierno nacionalizó los recursos energéticos. De esta manera, para el 2019, fueron más de 2.727 millones de bolivianos que se subvencionaron. Actualmente, los precios están fijados en Bs 3,74 por litro y Bs 3,72 para el diésel (Energía Bolivia, 2025). Para el 2023, el gobierno destinó alrededor de 2.000 USD millones en subsidios, lo que representó cerca del 4% de su PIB (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2024) que, si bien la cifra ha sido criticada por su sostenibilidad fiscal, su impacto en la contención del costo de vida, el transporte público y los productos básicos ha sido significativo.

Más allá de su costo, el subsidio ha funcionado como un “precio ancla” para evitar espirales inflacionarias en una economía con 70% de informalidad laboral y con escasa cobertura de seguridad social. Como subraya la CEPAL (2023), en países con alta informalidad y bajo alcance de las transferencias condicionadas, los subsidios indirectos cumplen una función redistributiva esencial, entendiéndose como “el impacto de las transferencias públicas y los impuestos en la reducción de la desigualdad de ingresos dentro de una población” (Forster, M. & Gyorgy, I., 2015).

Además, la experiencia boliviana durante el año 2010, cuando el gobierno de Evo Morales intentó eliminar los subsidios, derivó en un incremento de hasta el 82% en el precio del combustible y un estallido social conocido como el “gasolinazo”. Siendo así, aunque sea costoso, es necesario en tanto el Estado no disponga de una red de protección social eficiente que sustituya su impacto, no sólo habría un deterioro en el ingreso real de las familias, sino que podría generar un espiral inflacionaria difícil de contener que terminaría afectando a toda la población.



Por otro lado, en Ecuador se inició el proceso de subsidio a los combustibles de uso doméstico (gasolina, diésel y gas) a partir de 1974 con el inicio de sus exportaciones petroleras. Aun cuando los contextos políticos han variado, ningún gobierno los ha eliminado de manera definitiva, reflejando la fuerte resistencia social que conlleva. Su función ha sido tanto económica como política: amortiguar la inflación, facilitar el acceso al transporte y sostener la paz social, especialmente en zonas rurales y marginadas del país.

Uno de los eventos más representativos ocurrió en octubre de 2019, cuando el Decreto Ejecutivo 883 eliminó los subsidios y liberalizó los precios de los combustibles. En respuesta, estallaron protestas masivas lideradas por el movimiento indígena, organizaciones sindicales y transportadores. En apenas 11 días de paro nacional, el gobierno se vio obligado a derogar la medida, lo que evidenció la importancia estructural de los subsidios en el entramado social ecuatoriano (El Comercio, 2019). La resistencia a su eliminación no solo refleja la dependencia económica, sino la falta de sistemas de transferencia directa eficaces que sustituyan su función redistributiva. Según la CEPAL (2023), en Ecuador más del 60% de la población activa trabaja en la informalidad, lo que impide aplicar eficientemente subsidios dirigidos mediante mecanismos bancarios o tributarios.

Respecto a Argentina, desde principios de la década de 2000, especialmente tras la crisis económica de 2001-2002, hubo un incremento sustancial de los subsidios a los combustibles y a la energía en general. Durante los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández de Kirchner, el Estado adoptó una política de control tarifario que buscaba proteger a los hogares de los aumentos internacionales en el precio del petróleo y contener la inflación. Entre 2008 y 2015, Argentina llegó a gastar más del 2% del PIB en subsidios energéticos, una cifra considerable incluso para economías emergentes (IEA, 2022).

El carácter generalizado de los subsidios provocó efectos regresivos: los sectores con mayor consumo energético (clases medias y altas urbanas) captaron una porción desproporcionada del beneficio, mientras que los hogares pobres, con menor acceso a infraestructura formal y menor consumo per cápita, se beneficiaron marginalmente. Además, las tarifas congeladas desincentivaron la inversión en infraestructura energética, generando déficits crónicos en producción y distribución.

En el plano fiscal, estos subsidios contribuyeron a ampliar el déficit presupuestario. El gasto en subsidios a la energía alcanzó un pico en 2014, representando casi el 15% del gasto público primario (CIPPEC, 2023). Esta presión obligó al Estado argentino a financiar el déficit mediante emisión monetaria, lo que a su vez alimentó procesos inflacionarios que socavaron el mismo poder adquisitivo que los subsidios intentaban proteger.

Es así, como se puede evidenciar que, en Latinoamérica en los contextos marcados por la informalidad, la debilidad de las transferencias sociales y la dependencia del transporte terrestre, los subsidios a los combustibles han sido una herramienta de gobernabilidad y estabilidad económica.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Bloomberg. (2022).** Este es el mapa de los subsidios en América Latina. <https://www.bloomberglinea.com/2022/07/20/este-es-el-mapa-de-los-subsidios-al-combustible-en-america-latina/>
- **Bravo, E. (2007).** Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Acción ecológica. https://www.inredh.org/archivos/documentos_ambiental/impactos_explotacion_petrolera_esp.pdf
- **CEPAL (2023).** Panorama social de América Latina y el Caribe. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/a7e44226-d41f-4a4a-b84e-f02e415bd620/content>
- **CIPPEC (2023).** Redefinición de tarifas y subsidios para un sector energético sostenible. <https://www.cippec.org/wp-content/uploads/2023/09/Documento-3.0-Redefinicion-de-tarifas-y-subsidios-para-un-sector-energetico-sostenible.pdf>
- **Chávez, E. (2014).** Impactos socio-ambientales generados por la explotación de hidrocarburos por parte de la empresa Ecopetrol S.A en las comunidades que habitan las veredas de San Isidro de Chichimene y La Esmeralda (Meta). Pontificia Universidad Javeriana. <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/18390/ChavezVallejoErikaYesenia2014.pdf?sequence=3>
- **Energía Bolivia (s.f.).** ANH aclara que el precio del diésel y de la gasolina especial no fue modificado. <https://www.energiabolivia.com/coyuntura/12835-anh-aclara-que-el-precio-del-diesel-y-de-la-gasolina-especial-no-fue-modificado?>
- **El Espectador (2010).** Contrabando de combustible deja hueco fiscal de 240 mil millones.
- **El Comercio (2019).** Decreto 883 establece que el alza de las gasolinas extra y ecopaís y del diésel regirá desde el 3 de octubre del 2019. <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/decreto-alza-gasolinas-diesel-subsidios/>



- **El Comercio (2024).** Así son los 50 años del subsidio a los combustibles en Ecuador. <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/50-anos-subsidio-combustibles-ecuador-focalizacion/>
- **Forster, M. & Gyorgy, I. (2015).** Cross-Country Evidence of the Multiple Causes of Inequality Changes in the OECD Area. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780444594297000200>
- **Fuentes, Y. (1998).** Explotación y conservación de los recursos naturales. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Secretaría General Técnica (Centro de Publicaciones, Hojas divulgadoras. Núm. 2092 HD). Madrid, España.
- **Granier, L.K. (1997).** Public reporting of chemicals used in the offshore exploration and production of oil and gas in the UK. WWFUK.
- **González, A. (2010).** Análisis y Metodología para la determinación del precio de la gasolina en zonas de frontera de Colombia. Universidad de los Andes.
- **International Energy Agency (IEA). (2022).** Fossil Fuel Subsidies Database. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/fossil-fuel-subsidies-database>
- **Martínez, A. (2018).** Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Santander. Cuadernos Fedesarrollo. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3669/CD_F_No_66_Septiembre_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- **Ministerio de Hidrocarburos y energía de Bolivia. (2024).** Bolivia gasta \$us 2.000 millones en subsidios a combustibles, pero pierde \$us 600 millones en contrabando. <https://www.mhe.gob.bo/2024/08/08/bolivia-gasta-us-2-000-millones-en-subsidios-a-combustibles-pero-pierde-us-600-millones-en-contrabando/>
- **Ochoa, M. (2020).** Petróleo en Barrancabermeja: una deuda que cumple 100 años. Colombia: el fantasma del fracking que recorre el Magdalena medio. Mongabay. <https://es.mongabay.com/2020/03/petroleo-en-barrancabermeja-colombia-y-fracking/>



- **Selma, M. (2008).** Energía y ecología: claves ambientales en el uso actual y futuro de la energía. Ingeniería y Territorio.
- **Vargas, L. (2020).** Impactos ambientales de la producción petrolera en Colombia y su relación con la innovación tecnológica en los últimos quince años. Fundación Universidad de América.
<https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/f8d8023d-e8f5-4389-a761-381a17cdf1bb/content>

IMPACTO FISCAL

El artículo 7 de la Ley 819 de 2.003 establece que *“el impacto fiscal de cualquier proyecto de ley, ordenanza o acuerdo, que ordene gasto o que otorgue beneficios tributarios, deberá hacerse explícito y deberá ser compatible con el Marco Fiscal de Mediano Plazo.”*

En cumplimiento de dicho presupuesto normativo, se remitirá copia de este proyecto de ley al Ministerio de Hacienda y Crédito Público para que, en el marco de sus competencias, determine la viabilidad fiscal de este proyecto de ley y remita concepto para que sea evaluado al momento de presentar ponencia de primer debate.

Resulta necesario resaltar que la Honorable Corte Constitucional mediante sentencia C-502 de 2007, consideró lo siguiente con respecto a la aplicación del artículo 7 de la Ley 819 de 2.003:

“Por todo lo anterior, la Corte considera que los primeros tres incisos del art. 7° de la Ley 819 de 2003 deben entenderse como parámetros de racionalidad de la actividad legislativa, y como una carga que le incumbe inicialmente al Ministerio de Hacienda, una vez que el Congreso ha valorado, con la información y las herramientas que tiene a su alcance, las incidencias fiscales de un determinado proyecto de ley. Esto significa que ellos constituyen instrumentos para mejorar la labor legislativa.

Es decir, el mencionado artículo debe interpretarse en el sentido de que su fin es obtener que las leyes que se dicten tengan en cuenta las realidades macroeconómicas, pero sin crear barreras insalvables en el ejercicio de la función legislativa ni crear un poder de veto legislativo en cabeza del Ministro de Hacienda.

Y en ese proceso de racionalidad legislativa la carga principal reposa en el Ministerio de Hacienda, que es el que cuenta con los datos, los equipos de funcionarios y la experticia en materia económica. Por lo tanto, en el caso de que los congresistas tramiten un proyecto incorporando estimativos



erróneos sobre el impacto fiscal, sobre la manera de atender esos nuevos gastos o sobre la compatibilidad del proyecto con el Marco Fiscal de Mediano Plazo, le corresponde al Ministro de Hacienda intervenir en el proceso legislativo para ilustrar al Congreso acerca de las consecuencias económicas del proyecto. Y el Congreso habrá de recibir y valorar el concepto emitido por el Ministerio. No obstante, la carga de demostrar y convencer a los congresistas acerca de la incompatibilidad de cierto proyecto con el Marco Fiscal de Mediano Plazo recae sobre el Ministro de Hacienda.

Por otra parte, es preciso reiterar que, si el Ministerio de Hacienda no participa en el curso del proyecto durante su formación en el Congreso de la República, mal puede ello significar que el proceso legislativo se encuentra viciado por no haber tenido en cuenta las condiciones establecidas en el art. 7° de la Ley 819 de 2003. Puesto que la carga principal en la presentación de las consecuencias fiscales de los proyectos reside en el Ministerio de Hacienda, la omisión del Ministerio en informar a los congresistas acerca de los problemas que presenta el proyecto no afecta la validez del proceso legislativo ni vicia la ley correspondiente.

Así las cosas, la interpretación constitucional conlleva a que la carga la asuma el Ministerio de Hacienda y Crédito Público con respecto a las iniciativas que pueden implicar gasto público y afectar el marco fiscal.

4. IMPEDIMENTOS

Como autor de esta iniciativa considero que difícilmente puede generarse un conflicto de interés en la participación legislativa de este proyecto por cuanto sus disposiciones son de carácter general y no están dirigidas a beneficiar, alterar, afectar, favorecer o perjudicar situaciones particulares y concretas.

Todo impedimento que se presente en el curso del trámite legislativo deberá tener la virtualidad de poner en evidencia la alteración o beneficio a favor o en contra del congresista o de sus parientes dentro de los grados previstos por la norma, de manera particular, actual y directa.

5. CONCLUSIÓN

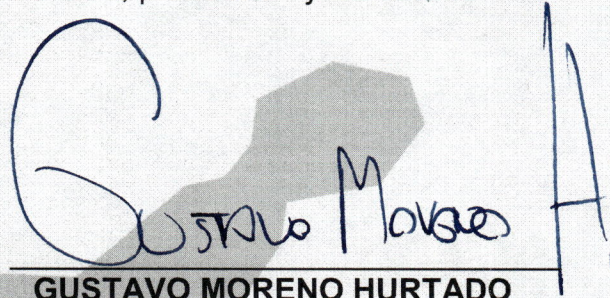
Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, más que una iniciativa de intervención económica y sectorial es una iniciativa que busca garantizar justicia social para aquellas poblaciones en el territorio nacional que han sufrido un impacto directo en términos sociales, económicos, ambientales y de salud como consecuencia de la exploración, producción y refinación.



6. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, pongo en consideración del Honorable Congreso de la República este proyecto de ley que busca garantizar medidas de compensación para poblaciones que se han visto seriamente impactadas por la exploración, producción y refinación.

Cordialmente,

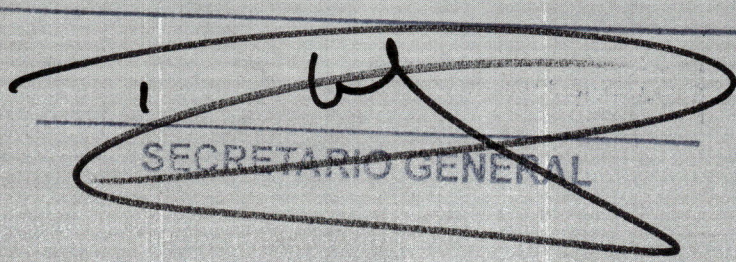


GUSTAVO MORENO HURTADO
Senador de la República

SENADO DE LA REPUBLICA

Secretaría General (Art. 139 y ss Ley 5ª de 1.992)

El día 22 del mes Julio del año 2025
se radicó en este despacho el proyecto de ley
Nº. 31 Acto Legislativo Nº. _____, con todos y
cada uno de los requisitos constitucionales y legales
por: H.S. Gustavo Moreno Hurtado


SECRETARIO GENERAL