

Declinación de nuevos descubrimientos de petróleo y gas en Colombia

¿Debemos seguir invirtiendo en exploración de hidrocarburos?

Junio 2023

Esta es una publicación del

Consejo Permanente de Transición Energetica Justa en Colombia (Cptej)

Por:

Andrés Gómez O.

Investigador del Área de Energía y Justicia Climática de Censat Agua Viva



Colombia no es un país petrolero. En términos de reservas probadas, en nuestro territorio están solamente el 0,1 % de las reservas globales de petróleo y menos del 0,05 % de las reservas de gas¹; Venezuela, en cambio, tiene el 17,5 % de las de petróleo y el 3,3 % de las de gas. De acuerdo al último informe de reservas y recursos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos² (ANH), en 2022 se extrajeron 275 millones de barriles de petróleo (Mbl) y 392 giga pies cúbicos de gas (Gpc), mientras que solo se incorporaron 6 Mbl de petróleo y 36 Gpc de gas provenientes de nuevos descubrimientos, continuando con la tendencia de casi dos décadas de cuantiosas inversiones en exploración e incorporaciones de reservas marginales. Contrasta con estos datos nuestra dependencia económica de los ingresos generados por la exportación de petróleo, que entre 2017 y 2021 representaron el 60 % del total nacional³. En pocas palabras, nuestras exportaciones, y por tanto nuestros ingresos, dependen en su mayoría de un bien natural que no tenemos ni tendremos, razón que nos debe urgir a construir las condiciones de cambio necesarias, antes de caer en el pánico promovido por la industria fósil, responsable directa de la crisis climática que enfrentamos.

El debate sobre otorgar nuevos contratos de exploración de hidrocarburos pasa por, además del análisis de cifras como las anteriores, la comprensión del contexto histórico de la crisis climática, para así entender la urgencia de emprender una transición gradual que nos aleje, de manera planeada⁴, de esta dependencia económica. En escenarios acoplados al Acuerdo de París, la extracción de petróleo en América Latina y el Caribe tendría que caer un 60 % hasta 2035, lo que implicaría la pérdida de unos 3 billones de USD en ingresos tributarios⁵. La disminución de los costos de las energías renovables, el endurecimiento de las medidas para enfrentar la crisis climática, y el declive inexorable de la tasa de éxito en la exploración, configuran esta nueva realidad. Entender este marco de referencia es fundamental para redirigir de manera eficiente e inmediata los flujos de capital a inversiones que

.....

1. BP p.l.c., “bp Statistical Review of World Energy 2021”, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

2. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos - corte 31 de diciembre de 2022”, https://www.anh.gov.co/documents/21617/Informe_de_Reservas_y_Recursos_Contingentes_de_Hidrocarburos_2022_pFMyhzQ.pdf

3. Gobierno de Colombia, “Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026”, <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/2023-02-06-Bases-PND-2023.pdf>

4. Censat Agua Viva et al., “Disminución planeada de la dependencia fósil en Colombia: entre el cambio cultural y la gestión participativa de la demanda”, Censat Agua Viva, <https://censat.org/wp-content/uploads/2023/02/DisminucionplaneadadeladependenciafosilenColombia.pdf>

5. Adrien Vogt-Schilb, Gerardo Reyes-Tagle y Guy Edwards, “Are Latin America’s fossil fuels at risk of becoming stranded assets this decade?”, Inter-American Development Bank, <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/en/are-latin-americas-fossil-fuels-at-risk-of-becoming-stranded-assets-this-decade/>

logren generar réditos en el futuro. La implementación de políticas como las de apropiación comunitaria de las rentas generadas por las energías renovables o el uso sustentable de la biodiversidad, todas nombradas en las bases del PND⁶, son el entorno adecuado que permitirá diversificar la canasta exportadora, generando beneficios en el corto y mediano plazo. Nuestra salida económica a la crisis debe proteger la vida, no sepultarnos en la adicción fósil.

1. Contexto general de la extracción de hidrocarburos en Colombia y el papel de Ecopetrol

De acuerdo al reporte citado de la ANH, las reservas probadas de petróleo fueron de 2.074 Mbl (7,5 años al ritmo actual de consumo) y 2.817 Gpc de gas (7,2 años de consumo). De estas, alrededor del 67% de las de petróleo y el 78% de las de gas son de Ecopetrol⁷. De acuerdo a las estadísticas de la Agencia⁸, la extracción total promedio de hidrocarburos en Colombia durante 2022 fue de 754.196 barriles de petróleo por día (bpd) y 1.678 millones de pies cúbicos de gas por día (Mpcd); para el mismo período, la empresa nacional extrajo en Colombia el 62,12 % del petróleo y el 82,66 % del gas. Los niveles de carga de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, que producen la mayoría de los derivados de petróleo (gasolina y diesel, entre muchos otros), estuvieron alrededor de los 357.500 barriles diarios⁹; en términos gruesos, alrededor del 50 % del petróleo extraído en Colombia se destina para la exportación.

En 2022 se extrajeron en total 275 Mbl de petróleo y 392 Gpc de gas. La forma tradicional de reposición del consumo son los nuevos descubrimientos, que parten de nuevas licencias de exploración, que con el tiempo, tienen alguna probabilidad de volverse reservas. En 2022, los nuevos descubrimientos sumaron 6 Mbl de petróleo (el 2,18 % del petróleo extraído) y 36 Gpc de gas (el 9,18 % del gas explotado). La principal vía de aumento de reservas de petróleo en 2022, así como en los últimos años, son ajustes por revisiones técnicas, factores económicos como el aumento del precio a nivel internacional, y proyectos de recobro mejorado (el recobro mejorado aportó el 40 % de la extracción de Ecopetrol)¹⁰. Principalmente por la vía de las revisiones técnicas se ha sostenido, en los últimos 16 años, la vida media de las reservas de petróleo en promedio en 6,7 años y las de gas en 10,9 años.

6. Gobierno de Colombia, “Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026”, <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND-2023/2023-02-06-Bases-PND-2023.pdf>

7. Lina Quiroga Rubio, ‘Colombia entra en estado de ‘urgencia’ por menos reservas de gas natural’, El Tiempo, <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/las-alarmas-que-se-encienden-por-las-bajas-reservas-de-gas-y-petroleo-que-tiene-el-pais-772319>

8. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Estadísticas de producción. Producción mensual de hidrocarburos”, <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

9. Ecopetrol, “Reporte 4T 2022 Ecopetrol”, <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/a4c22043-f4e1-4786-bb09-8fbb1e6bc24e/MASTER+-+Reporte+4T22+Ecopetrol.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1677619713140>

10. Ecopetrol, “Reporte trimestral Ecopetrol 4T 2022 Ecopetrol”.

Año	Petróleo		Vida media (años)	Gas		
	Nuevos descubrimientos de petróleo (Mbl)	Reevaluaciones (Mbl)		Nuevos descubrimientos de gas (Gpc)	Reevaluaciones (Gpc)	Vida media (años)
2007	12	30	7,0	0	2	14,1
2008	99	425	7,8	401	556	13,7
2009	7	558	8,1	0	724	12,8
2010	41	316	7,2	52	1014	13,6
2011	23	512	6,8	0	450	13,9
2012	152	312	6,9	0	691	13,4
2013	168	268	6,6	0	237	12,1
2014	32	192	6,4	0	-328	11,3
2015	100	-39	5,5	15	4	9,9
2016	53	-66	5,5	10	42	9,9
2017	48	381	5,7	34	197	10,0
2018	42	450	6,2	34	238	9,0
2019	6	400	6,3	0	-228	8,1
2020	5	56	6,3	18	149	7,7
2021	28	464	7,6	80	530	8,0
2022	6	304	7,5	36	70	7,2

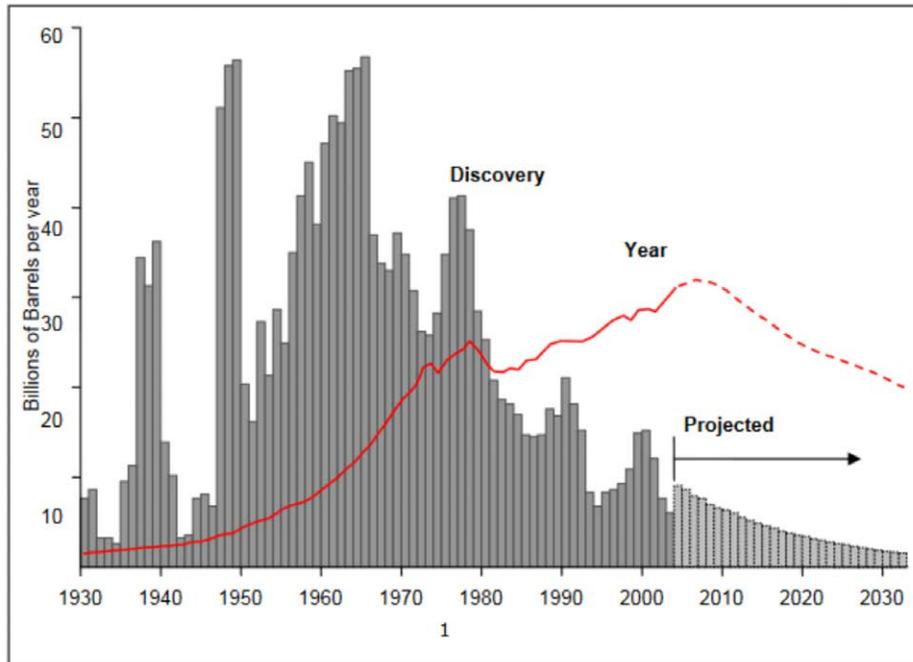
Elaboración propia con fuentes de ANH¹¹

2. Declinación de reservas mundiales y de la eficiencia exploratoria: el caso global y el colombiano

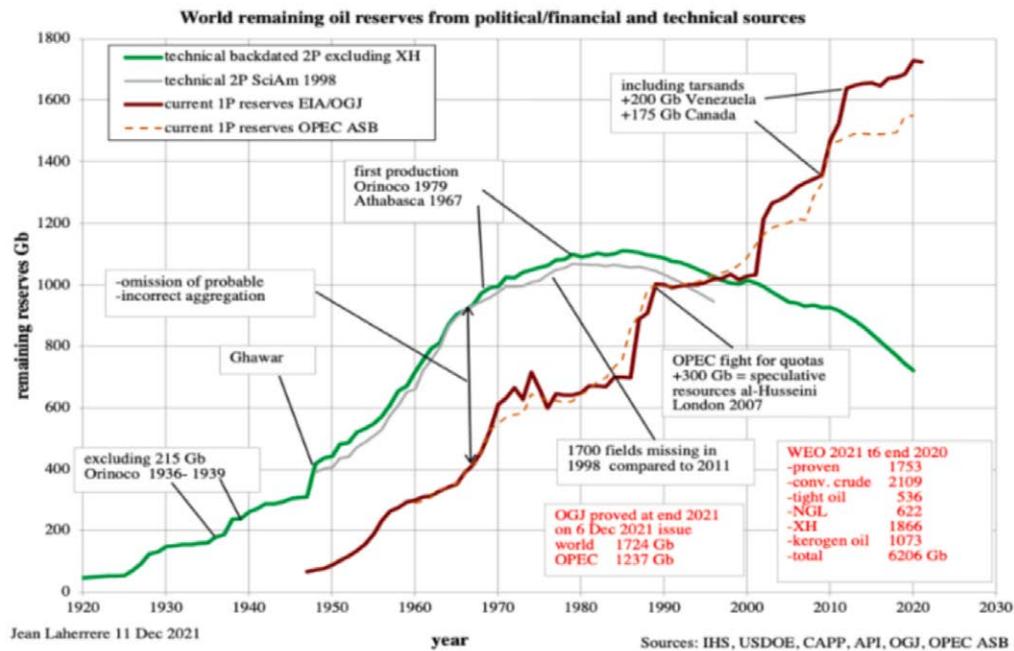
Con el paso del tiempo, tanto en Colombia como en el resto del mundo, la probabilidad de encontrar grandes campos de hidrocarburos fácilmente explotables se hace más baja. La mayoría de los yacimientos de reservas abundantes y más accesibles, ya están en su etapa de declinación. Inicialmente, la tasa global de éxito en la búsqueda de petróleo era alta: por ejemplo, descubrimientos gigantes como el de Ghawar (Arabia Saudí) en 1948, del que hoy se continúa extrayendo más del 6 % del total mundial. Posteriormente, la tasa de descubrimientos creció con la aplicación del análisis sísmico digital y la apertura de áreas offshore, hasta alcanzar máximos anuales alrededor de 1965. Luego, estos han disminuido, pero se solapan en los últimos años, en términos de extracción, con la explotación del petróleo y gas de yacimientos no convencionales. Hallazgos importantes de petróleo en yacimientos convencionales, como recientemente se tuvieron en las costas de Guyana y Sudáfrica, son hoy los de menor probabilidad¹².

11. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos - corte 31 de diciembre de 2022”.

12. Jean Laherrère, Charles A.S. Hall y Roger Bentley, “How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from fiction”, Current Research in Environmental Sustainability, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666049022000524>



Histórico de campos descubiertos y extracción a nivel mundial¹³



Reservas de petróleo 1P (incluidos los petróleos extrapesados) y probadas más probables (2P) (excluyendo los petróleos extrapesados)¹⁴

13. Gobierno de los Estados Unidos, "Understanding the Peak Oil Theory. Hearing before the Subcommittee on Energy and Air Quality of the Committee on Energy and Commerce, House of Representatives", U.S. Government Publishing Office, <https://www.govinfo.gov/content/pkg/CHRG-109hrg25627/pdf/CHRG-109hrg25627.pdf>

14. Jean Laherrère, Charles A.S. Hall y Roger Bentley, "How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from fiction", Current Research in Environmental Sustainability.

Históricamente, los grandes descubrimientos configuran la mayoría de las reservas. En términos globales, el 40 % de todo el petróleo se encontró en tan solo 900 campos; de 5 de estos, se extrae más del 10 % del total mundial. El contexto colombiano evidencia la misma situación. A pesar de las altas inversiones en exploración, en los últimos 30 años no se han registrado descubrimientos comparables con La Cira Infantas, Caño Limón, Cusiana o Cupiagua. De solamente 10 campos (incluyendo La Cira Infantas y Caño Limón) de un total de 407, se extrae el 50,18 % del petróleo. Para el gas, de 10 campos de 313, de donde se explota también gas, se extrae el 83,97 %, con los más antiguos (Chuchupa, Cusiana y Cupiagua) haciendo aún importantes aportes.

El campo La Cira Infantas fue descubierto en 1918, con unas reservas estimadas de más de 3.000 Mbl¹⁵, del que se extrae petróleo desde esa fecha hasta la actualidad. Posteriormente, con la aplicación de nuevas técnicas de análisis, se alcanzaron tasas máximas de descubrimientos anuales alrededor de 1970. A esta época corresponden campos como Chuchupa (7.000 Gpc de gas en 1972), Caño Limón (1.200 Mbl de petróleo en 1983) y Cusiana-Cupiagua (1.260 Mbl de petróleo entre 1989 y 1993)¹⁶.

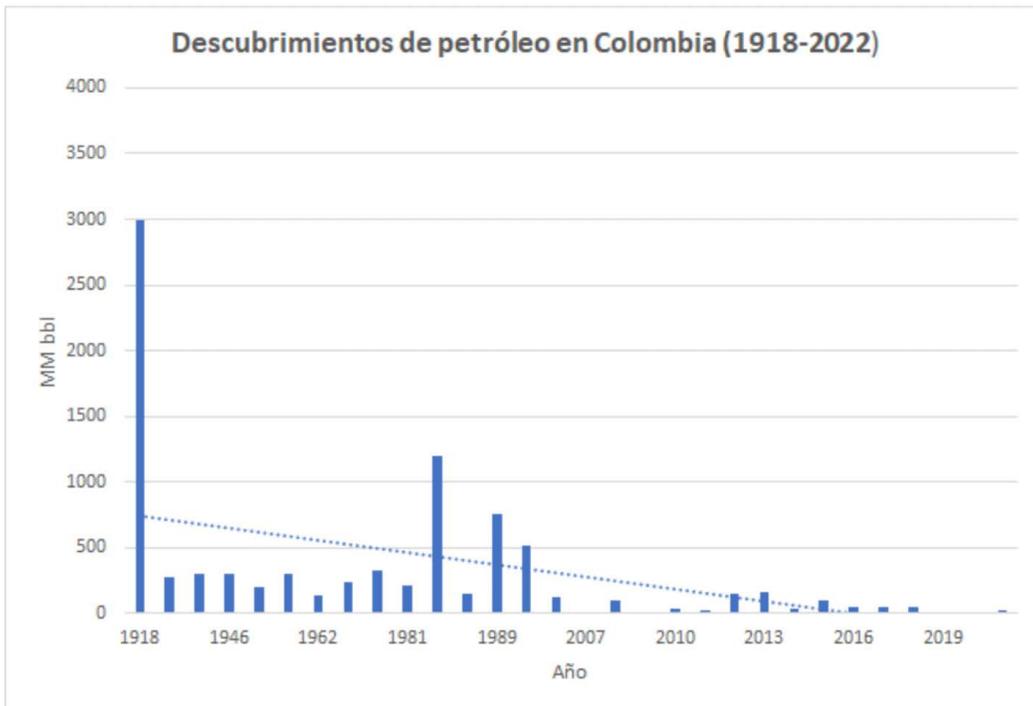
Entre 1995 y 2008 se descubrieron 631 Mbl, principalmente en campos pequeños. El número y tamaño de los descubrimientos se redujo desde 1993, con reservas anuales incorporadas inferiores a 100¹⁷, e incluso a menos de 50 Mbl desde 2017, con el valor de 2022 ubicado en 6 Mbl. De acuerdo a la ANH, en los 16 años transcurridos entre 2007 y 2022, se descubrieron solamente 822 Mbl de petróleo (un promedio de 51,37 Mbl por año) y 680 Gpc de gas (42,5 Gpc en promedio por año).

Esta realidad física inexorable hace que el sector de hidrocarburos en Colombia evidencie un declive pronunciado. De los grandes descubrimientos mencionados anteriormente, se ha pasado a otros marginales, cada vez menos competitivos en el mercado global. Este descenso se observa claramente en las siguientes gráficas, a partir de datos de la ANH y de Ecopetrol.

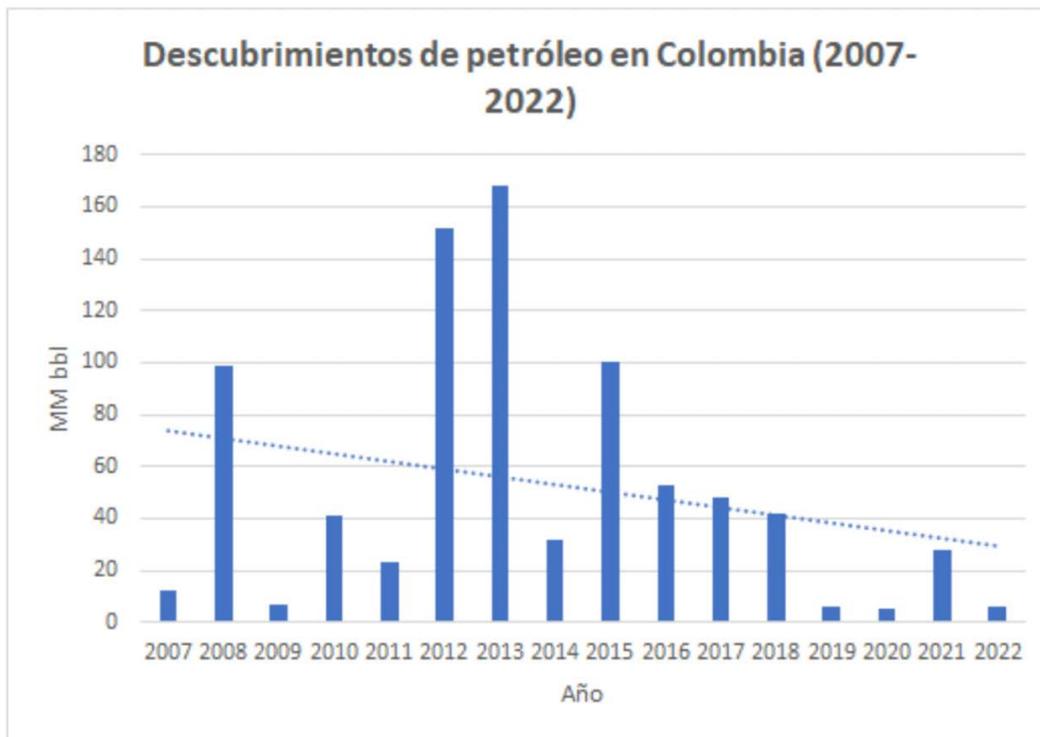
.....
15. Mario A. Gutierrez, Jack Dvorkin y Amos Nur, SEG Library, "In-situ hydrocarbon identification and reservoir monitoring using sonic logs, La Cira Infantas oil field (Colombia)", SEG Technical Program Expanded Abstracts 2000, SEG Library, <https://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1815754>

16. Ecopetrol, "Our history", <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/Ourcompany/about-us/Our%20History>

17. Juan Carlos Echeverry, Jaime Navas, Verónica Navas y María Paula Gómez, "Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact", http://servicios.iesa.edu.ve/Portal/CIEA/colombia_echeverry_dI.pdf



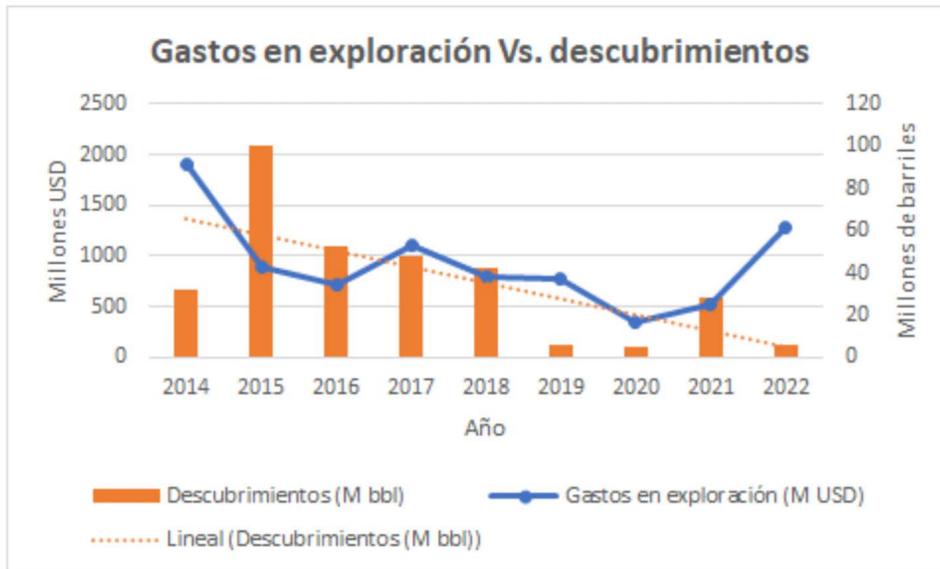
Elaboración propia con fuentes de Ecopetrol y ANH¹⁸



Elaboración propia con fuentes de ANH¹⁹

18. Ecopetrol, "Our history", <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/Ourcompany/about-us/Our%20History>; Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Histórico de Reservas de Petróleo 2007 - 2021",

19. Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Histórico de Reservas de Petróleo 2007 - 2021".



Elaboración propia con fuentes de ANH y ACP²⁰

Básicamente, se invierte en sísmica y pozos exploratorios para encontrar petróleo. Si analizamos los escasos datos sobre gastos de exploración de hidrocarburos en Colombia (no se cuenta con acceso público a información anterior a 2014; solamente con la publicada por la Asociación Colombiana de Petróleos), podemos observar que entre 2003 y 2014 se han hecho las mayores inversiones.

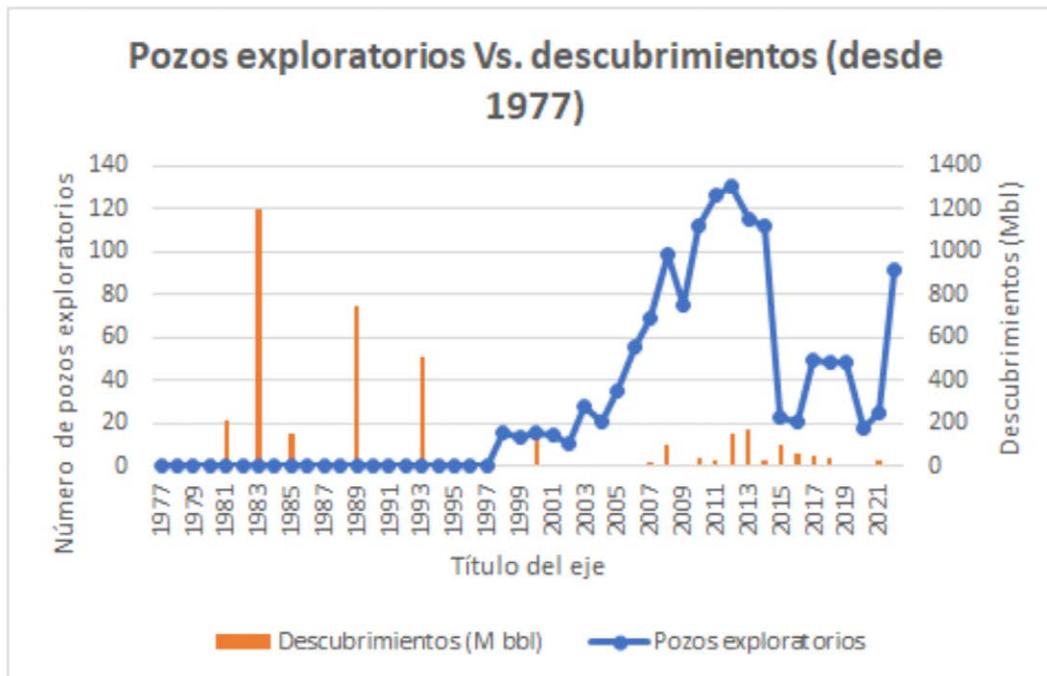


Elaboración propia con fuentes de ANH y ACP²¹

20. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Histórico de Reservas de Petróleo 2007 - 2021”; Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, “Tendencias de inversión en exploración y producción (e&p) de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023”, <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos/854-tendencias-de-inversion-en-exploracion-y-produccion-e-p-de-petroleo-y-gas-en-colombia-2022-y-perspectivas-2023/file>

21. Asociación Colombiana del Petróleo, “Informe Estadístico Petrolero 2011”, https://acp.com.co/web2017/images/pdf/publicaciones_e_informes/informe_estadistico_petrolero/Informe%20Estadistico%20Petrolero%202011.pdf

Si completamos el vacío de información graficando los que podrían ser los gastos en exploración anteriores a 2014 (datos de pozos exploratorios desde 1998) con los descubrimientos, evidenciamos que estos han sido marginales.



Elaboración propia con fuentes de ANH y ACP²²

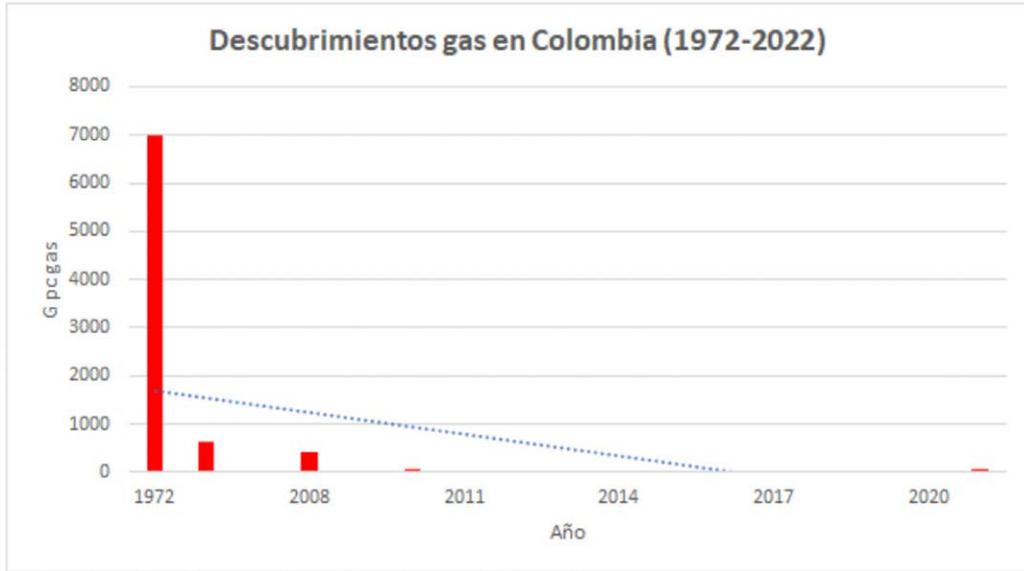
A pesar de los grandes esfuerzos y cuantiosas inversiones en exploración de los últimos años, no se han registrado descubrimientos comparables con los observados en décadas anteriores. El retorno del capital invertido en esta actividad es cada vez menor, y continuará disminuyendo aún más en el futuro. Entre 2014 y 2022 se gastaron 8.360 millones de dólares²³ para descubrir 320 Mbl de petróleo. Con este capital, tomando un costo alto requerido para arreglos en techos a pequeña o mediana escala (aproximadamente 3.000 USD/kWp), se podrían haber instalado, por ejemplo, 2.786 MW de fotovoltaicos²⁴, equivalentes a la generación de energía que hoy se tiene en la central hidroeléctrica Porce 3, para uso doméstico y comercial.

Para el gas, el comportamiento es análogo en términos de declinación de los descubrimientos, como podemos observar en las siguientes gráficas.

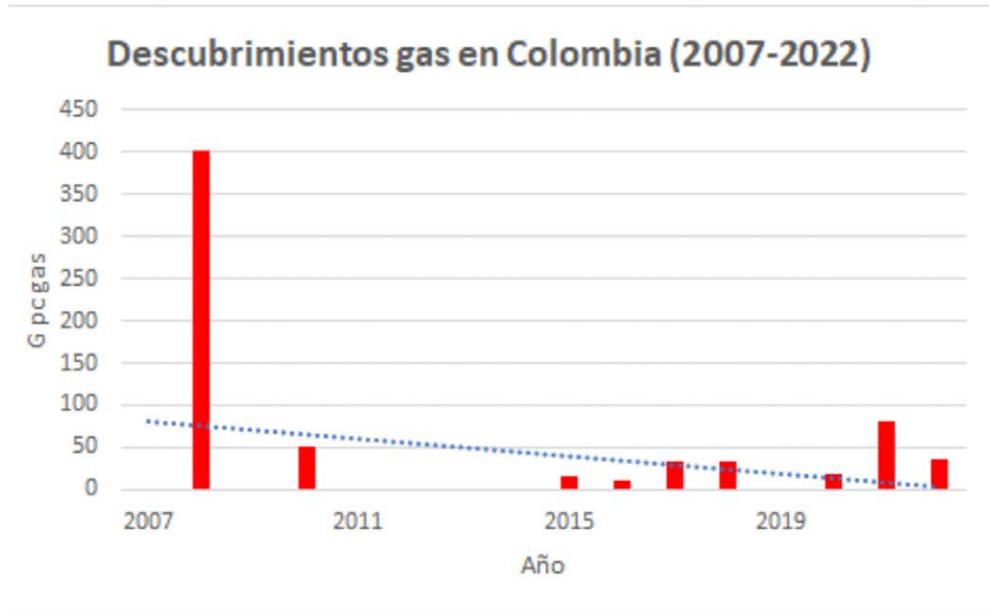
22. Asociación Colombiana del Petróleo, "Informe Estadístico Petrolero 2011".

23. Asociación Colombiana de Petróleo y Gas, "Tendencias de inversión en exploración y producción (e&p) de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023".

24. Felipe Corral, <https://twitter.com/moscardonenerg1/status/1491404851032461315>



Elaboración propia con fuentes de ANH²⁵

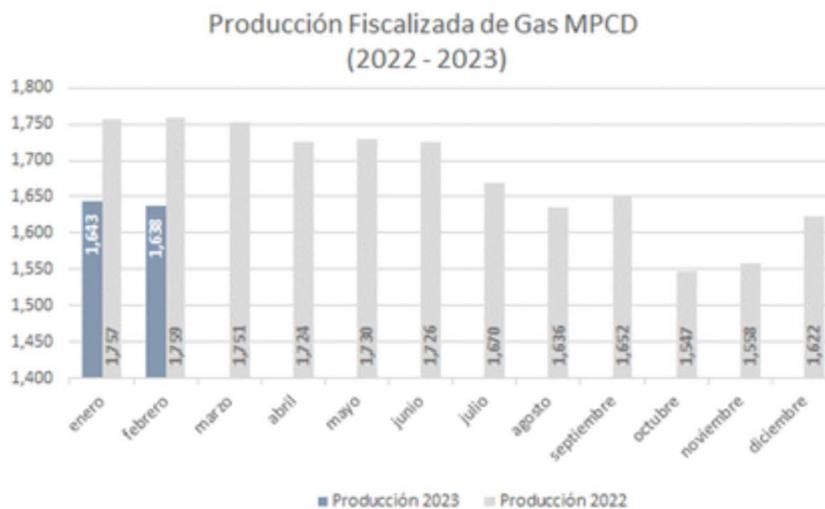


Elaboración propia con fuentes de ANH²⁶

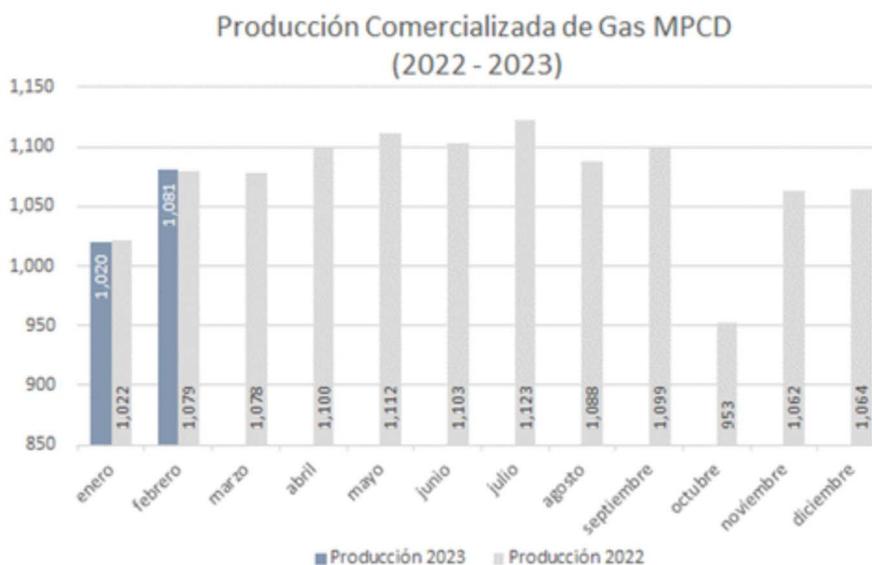
Es importante resaltar que, ante la falta de mercado del gas y la dificultad de su almacenamiento, buena parte del que se extrae en Colombia es utilizado para la generación eléctrica consumida en las mismas operaciones, o vuelve a ser inyectado en los yacimientos de petróleo. Durante enero de 2023 se comercializó el 62,1 % del gas que se extrajo; en febrero, el 65,9 %. En algunos momentos este valor ha sido incluso menor al 50%.

25. Ecopetrol, "Our history"; Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Histórico de Reservas de Petróleo 2007 - 2021".

26. Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Histórico de Reservas de Petróleo 2007 - 2021".



Producción fiscalizada de gas 2023²⁷



Producción comercializada de gas 2023²⁸

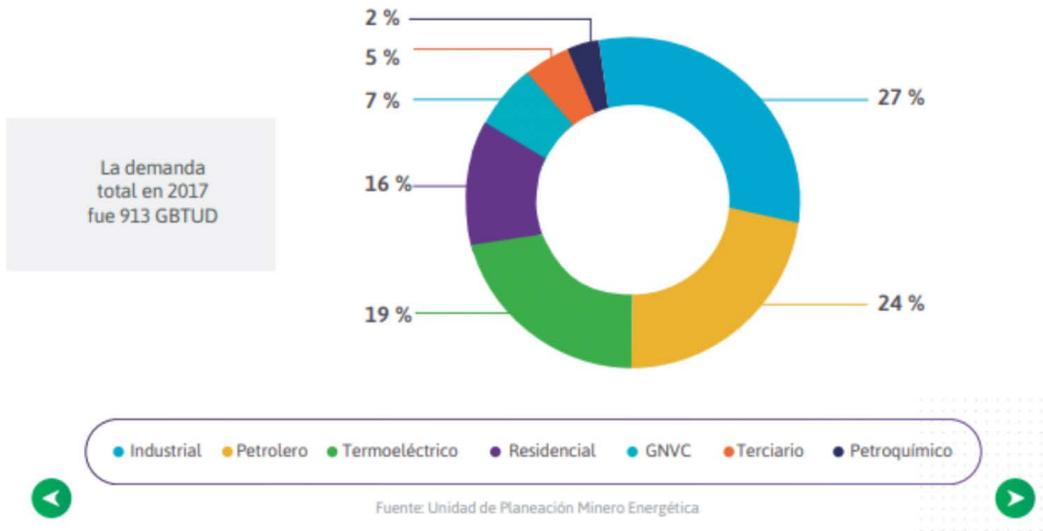
En términos de reservas de gas, y el argumento único del sector extractivo sobre la necesidad de continuar con la exploración, es importante tener en cuenta la situación actual contextualizada en términos de la distribución del consumo en Colombia. Se observa que el sector petrolero, en 2017, fue el de mayor consumo después del industrial. De esta manera, extender las reservas de gas en el país debería pasar por un marco de análisis distinto al de la incorporación de reservas vía nuevos proyectos, en especial aquellos con un alto riesgo económico y ambiental, como los de aguas profundas y ultra profundas del Caribe (Uchuva y Gorgon).

27. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Estadísticas de producción. Producción mensual de hidrocarburos”

28. Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Estadísticas de producción. Producción mensual de hidrocarburos”

Demanda de gas natural en Colombia

En Colombia los principales sectores de consumo de gas natural son el industrial, el petrolero y el termoeléctrico



Demanda de gas en Colombia por sectores²⁹

Podríamos concluir que la exploración de petróleo y gas se hace entonces cada vez más costosa, y generará incorporaciones de reservas menores con el paso del tiempo. Así lo analiza Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol entre 2015 y 2017:

“entre 2001 y 2007, el esfuerzo exploratorio ha sido grande mientras que las reservas descubiertas siguen siendo bajas. En este caso, las reservas descubiertas por pozo exploratorio alcanzaron solo 0.6 Mbl. La reducción sustancial de esta relación puede ser indicativo de bajo potencial, la madurez de las cuencas, así como una menor tasa de éxito económico”³⁰.

Entender esta realidad es fundamental para orientar de manera eficiente los recursos de la nación a inversiones que generen mejores condiciones en el futuro. Continuar con un modelo que no observa la baja competitividad que tendrían los hidrocarburos colombianos en el mediano plazo es el camino más riesgoso.

29. Naturgas Asociación Colombiana de Gas Natural, “Indicadores 2019”, <http://www.naturgas.com.co/documentos/2019/Indicadores2019.pdf>

30. Juan Carlos Echeverry, Jaime Navas, Verónica Navas y María Paula Gómez, “Oil in Colombia: history, regulation and macroeconomic impact”.



3. Explotación de hidrocarburos: crisis climática y condicionamientos económicos

Para el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), del total de las emisiones generadas hasta hoy, el 75 % son causadas por la quema de combustibles fósiles, incluyendo el gas³¹. En 2022, estas correspondieron al 91 % de las emisiones totales³². El metano, principal componente del gas, es responsable en alrededor de un 30 % del aumento de la temperatura desde la revolución industrial³³.

El grupo de científicos Dan Welsby, James Price, Steve Pye y Paul Ekins, del *University College London*, publicaron a finales de 2021, en la revista *Nature*³⁴, el cálculo de los combustibles fósiles que no se deberían extraer para no superar (con solo un 50 % de probabilidades) el límite de aumento de temperatura media global de 1,5°C. Con datos de reservas probadas globales a 2018, el 89 % del carbón, el 58 % del petróleo y el 59 % del gas conocido a ese año no se debería extraer. Para el caso de Centro y Suramérica, serían cantidades aún mayores (73 % del petróleo, 67 % del gas), debido a su intensidad de carbono (más contaminantes por la dificultad de su extracción, lo que implica una menor tasa de retorno energética (TRE)).

En el mismo sentido se pronunció la Agencia Internacional de Energía (IEA) en su “*World Energy Outlook*”, indicando que no superar los 1,5°C solo es posible “sin nuevos campos de petróleo y gas natural (...) más allá de los que ya han sido aprobados para el desarrollo”³⁵. Naciones Unidas, en su último “Informe sobre la brecha de producción”, evidencia que se planea extraer 71 % más de gas del consistente para no sobrepasar los 1,5 °C³⁶. Así las cosas, es clara la necesidad de detener la asignación de nuevos proyectos de petróleo y gas.

La transición energética fuera de las fósiles, incluyendo el gas, encuentra respaldo no solo en la ciencia climática: también en la económica. Análisis del Instituto Internacional para el Desarrollo Sostenible (IISD por sus siglas en inglés), muestran que hay dinero disponible para la transición, pero es imperativo que los gobiernos habiliten entornos para redirigir los flujos de capital, tanto públicos como privados, en esta dirección³⁷. Este giro no es solo deseable si no el más responsable desde la perspectiva fiscal.

De acuerdo al mismo reporte, con la descarbonización global la infraestructura de petróleo y gas sufrirá amortizaciones, devaluaciones o conversiones a pasivos imprevistas o prematuras, donde los gobiernos tendrán que asumir las pérdidas sobre el capital invertido. A medida que las renovables se hacen aún más competitivas, los

31. Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC, *Climate Change 2001: the Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, (Cambridge: Cambridge University Press).

32. Zeke Hausfather y Pierre Friedlingstein, “Analysis: Global CO2 emissions from fossil fuels hit record high in 2022”, *Carbon Brief*, <https://www.carbonbrief.org/analysis-global-co2-emissions-from-fossil-fuels-hit-record-high-in-2022/>

33. International Energy Agency, “Methane and climate change”, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/methane-and-climate-change>

34. Dan Welsby, James Price, Steve Pye y Paul Ekins, “Unextractable fossil fuels in a 1.5°C world”, *Nature* 597 (2021), <https://www.nature.com/articles/s41586-021-03821-8>

35. International Energy Agency, “World Energy Outlook 2021”, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/888004cf-1a38-4716-9e0c-3b0e3fdbf609/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

36. SEI, IISD, ODI, E3G y UNEP, “The Production Gap Report 2021”, <https://productiongap.org/2021report/>

37. International Institute for Sustainable Development, “Navigating Energy Transitions. Mapping the road to 1.5°C. IISD Report”, <https://www.iisd.org/system/files/2022-10/navigating-energy-transitions-mapping-road-to-1.5.pdf>

campos de petróleo y gas, oleoductos y gasoductos, y terminales de gas licuado, operarán a tasas de utilización más bajas y precios más bajos, lo que reduce o anula los rendimientos de la inversión.

Con la disminución de los costos de las renovables y el endurecimiento de medidas para hacer frente a la crisis climática, habrá una natural disminución de la demanda de petróleo³⁸. Antes del ataque ruso contra Ucrania, se estimaba que, en escenarios en los que se cumplieran los objetivos del Acuerdo de París, la producción de petróleo en ALC tendría que caer un 60 % hasta 2035³⁹, lo que implicaría la pérdida de unos 3 billones de USD en ingresos tributarios⁴⁰. De la misma manera, el papel que desempeña el gas natural en la economía de la región irá disminuyendo progresivamente, la mitad de las reservas se quedarán sin explotar y se reducirán los ingresos tributarios asociados hasta en un 80 %⁴¹.

La transición global necesariamente implicará una reducción de la demanda de energías fósiles, lo que supone una caída de los ingresos para Colombia. Por tanto, avanzar por el camino de salida de estas, es el más responsable. Los riesgos que plantea la transición global al país, en el caso de hacerla lenta y apalancada en industrias intensivas en carbono, como proponen los gremios extractivos, traería dificultades económicas e inestabilidad financiera. Las medidas aceleradas de diversificación de la canasta exportadora, son las que generarían beneficios en el corto y mediano plazo.

4. Disminución planeada de la dependencia fósil en Colombia

El Programa de Gobierno actual incorporó dentro de sus propuestas de transición el “desescalamiento gradual de la dependencia económica del petróleo y del carbón”, donde “se prohibirán la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales, se detendrán los proyectos piloto de fracking y el desarrollo de yacimientos costa afuera. No se otorgarán nuevas licencias para la exploración de hidrocarburos” y se destinará “la extracción de las reservas actuales de combustibles fósiles (...) al consumo interno bajo criterios técnicos y socioeconómicos que permitan una mayor eficiencia en su uso y una mayor tasa de retorno energético”. En esta línea, se propone que la estatal petrolera Ecopetrol “tendrá un rol protagonista en la transición, permanecerá como patrimonio de los colombianos para garantizar los combustibles que el país requiere por los próximos 15 años, hacer aportes en insumos y derivados para la petroquímica, apoyar integralmente la investigación, ciencia y desarrollo de tecnologías para la transición hacia energías limpias”⁴².

38. Inter-American Development Bank, “Fiscal policy and climate change”, <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Fiscal-Policy-and-Climate-Change-Recent-Experiences-of-Finance-Ministries-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf>

39. Baltazar Solano-Rodríguez et al., “Implications of Climate Targets on Oil Production and Fiscal Revenues in Latin America and the Caribbean”, Inter-American Development Bank (2019), <https://doi.org/10.18235/0001802>

40. Adrien Vogt-Schilb, Gerardo Reyes-Tagle y Guy Edwards, “Are Latin America’s fossil fuels at risk of becoming stranded assets this decade?”, Inter-American Development Bank.

41. Dan Welsby et al., “High and Dry: Stranded Natural Gas Reserves and Fiscal Revenues in Latin America and the Caribbean”, Inter-American Development Bank (2022), <https://publications.iadb.org/en/high-and-dry-stranded-natural-gas-reserves-and-fiscal-revenues-latin-america-and-caribbean>

42. Gustavo Petro, “Colombia, potencia mundial de la vida. Programa de gobierno 2022-2026”, <https://drive.google.com/file/d/1nEH9SKih-B4DO2rhjTZAKiBZit3FChmF/view>

Desde esta perspectiva, llevar a un mayor nivel de detalle la idea de una disminución gradual y planeada de la dependencia de las fósiles en 15 años, en un país con más de un siglo de historia de extracción de hidrocarburos de yacimientos convencionales, es un reto del mayor interés regional y global que se debe afrontar desde los aprendizajes de experiencias pasadas y la suma de conocimientos de los amplios sectores sociales interesados. Tratar de establecer en la práctica una propuesta de esta envergadura exige la revisión de la mayor parte de los aspectos sobre los que se soporta la vida moderna en un país como Colombia, buscando la menor afectación a los sectores más vulnerables de nuestras sociedades, que han participado en menor proporción de la crisis que sufren con mayor rigor.

La suspensión del otorgamiento de nuevos contratos de exploración de hidrocarburos en Colombia, además de la prohibición de la explotación de yacimientos no convencionales que avanza hoy en el Congreso de la República, se plantea como la primera acción en camino de una disminución de la dependencia de los hidrocarburos, a la luz de las cifras que hemos venido exponiendo. Ante la vulnerabilidad actual de la matriz energética, altamente dependiente de energías fósiles en declive, son fundamentales las medidas orientadas a la disminución de la demanda. De esta manera se garantizaría la producción de los combustibles y derivados necesarios en el país, que tendrían que tender a la baja en un período de 15 años⁴³.

Este aspecto tendría que soportarse en el establecimiento de un amplio diálogo social que incluya tanto el respeto a la voluntad de las comunidades afectadas por dicha explotación, como a la resolución de los conflictos ambientales generados por más de un siglo de actividad extractiva⁴⁴; además, se requieren modificaciones imprescindibles en las condiciones contractuales existentes. También resulta indispensable la creación de un Fondo de Transición Energética que recoja: i) una sobretasa a la explotación de bienes naturales no renovables; ii) una tasa de compensación sobre el agua usada en proyectos extractivos, sea tomada de superficie o de acuíferos freáticos; y iii) los fondos provenientes de la eliminación de los subsidios o apoyos estatales al sector petrolero del país⁴⁵, que según el *Energy Policy Tracker*, sumaron alrededor de 1.340 millones de dólares en 2021⁴⁶.

Es claro que Ecopetrol, mayoritariamente de propiedad estatal, es el jugador más importante del panorama petrolero nacional, el principal aportante fiscal del sector, y como es natural, el puntal de la ejecución de lo que sería un riguroso plan que implicaría su completa transformación, en aras de su misma supervivencia. Con 15 años de aportes de Ecopetrol en medio de su transformación, la cancelación de los beneficios tributarios al sector y la de los subsidios estatales que desestimulen la actividad de las petroleras privadas y permitan usar ese porcentaje de las reservas actuales, sumado a flujos económicos internacionales destinados a saldar parte de la deuda ecológica y climática, como propone el presidente Gustavo Petro, se garantizarían parte de los recursos para esta transformación. Esta política, con claras repercusiones del lado de la oferta, deberá complementarse con medidas que lleven a una radical disminución de la demanda, haciendo énfasis en los sectores que más dependen de

43. Andrés Gómez, “Los riesgos de detener la exploración petrolera en Colombia”, Las2 Orillas, <https://www.las2orillas.co/los-riesgos-de-detener-la-exploracion-petrolera-en-colombia/>

44. Censat Agua Viva et al., “Disminución planeada de la dependencia fósil en Colombia: entre el cambio cultural y la gestión participativa de la demanda”.

45. Existen cerca de 253 beneficios dispersos en la normativa tributaria que benefician al sector minero-energético. Para ver algunas: https://www.dian.gov.co/impuestos/reformatributaria/beneficiotributarios/Documents/20160616_Inventarios_beneficios_tributario_Renta_CREE_IVA.xlsx

46. Energy Policy Tracker, “Colombia. Updated: december 31st 2021”, <https://www.energypolicytracker.org/country/colombia/>

los hidrocarburos: transporte de carga, que consume cerca del 90 % del diesel, y automóviles particulares, que queman cerca del 90 % de la gasolina⁴⁷. Todo esto sin imponer mayores cargas a los sectores vulnerables, que dependen para la mayoría de sus tareas de estos combustibles.

La salida no es la reconversión del parque automotor a automóviles eléctricos que demandan grandes cantidades de minerales (con los impactos socioambientales inherentes a su proceso extractivo). Para hacer real este cambio cultural necesitamos:

i) Desestimular el modelo de transporte individual motorizado (sea con combustibles fósiles o eléctrico) a través de sistemas de transporte masivo dignos, asequibles, públicos y seguros, así como fomentar el transporte a escala humana (la bicicleta, los triciclos y la caminata) con políticas y estrategias que aumenten la seguridad vial, reglas de priorización, infraestructura generosa y suficiente que reduzca, entre otras, las violencias y agresiones contra las mujeres, niñas y adolescentes⁴⁸.

ii) Priorizar los consumos indispensables de combustibles para la producción y la distribución de alimentos. Esto implica el uso de diesel y gasolina para el transporte de los productos agrícolas desde los municipios más alejados, así como la restauración y modernización de las redes ferroviarias para las zonas con menores niveles de cercanía.

iii) Reducir las escalas (en distancia y en frecuencia) de poblamiento, de transporte de mercancías y de materiales. Es decir, crear y consolidar escalas locales de producción, trabajo y distribución a nivel municipal, barrial, veredal. Esto generaría, a su vez, mayor sentido de pertenencia y permanencia, y podría implicar una reducción de las desigualdades regionales⁴⁹.

Un acercamiento inicial al camino de disminución de tasas de extracción se explica en el trabajo de Calvery y Anderson “*Phaseout Pathways for Fossil Fuel Production within Paris-compliant carbon budgets*”⁵⁰, en el que, a partir de los presupuestos de carbono para no superar los 1,5 °C, se construye un modelo de línea de tiempo de reducción de la extracción desde una perspectiva de equidad. El análisis sugiere también que las naciones más ricas, las mayores emisoras, deben hacer transferencias financieras sustanciales a las de menores ingresos para facilitar su transición energética, que no se enfoque solamente en energías renovables dando paso a más negocios de economía verde. En términos de modelación, se divide a los países extractores en cinco grupos de acuerdo a su mayor o menor PIB dependiente del petróleo y el gas, y a mayor PIB “no petrolero”, reflejando dónde habría una mayor capacidad para iniciar una transición. En esta ruta, los 19 países con mayores capacidades económicas, que extraen el 35 % del petróleo y gas globales, deben reducir su extracción a valores cercanos a cero para tener un 67 % de posibilidades de no superar los 1,5 °C en 2031. Colombia, con un PIB petrolero menor al 5 %,

.....

47. Unidad de Planeación Minero Energética, “Transporte: energía y cambio tecnológico 2012-2040”, <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Transporte.pdf>

48. Garantizar mejores condiciones y mayor seguridad en el transporte y el espacio público favorece el ejercicio de otros derechos. Ver: https://ramboll.com/-/media/files/tgr/documents/markets/transport/g/gender-and-mobility_report.pdf

49. Censat Agua Viva et al., “Disminución planeada de la dependencia fósil en Colombia: entre el cambio cultural y la gestión participativa de la demanda”.

50. Dan Calverley y Kevin Anderson, “Phaseout Pathways for Fossil Fuel Production within Paris-compliant carbon budgets”, Manchester Research Explorer, https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/213256008/Tyndall_Production_Phaseout_Report_final_text_3_.pdf

se encuentra en el grupo de capacidad media y debería acercarse a una extracción cero en 2037; para ello, a 2030 debería haberla reducido en un 53 %, sin la incorporación de nuevas reservas de petróleo.

Una reducción de la tasa de extracción del 53 % a 2030 implica necesariamente la construcción de criterios de selección para decidir mantener los flujos de campos por un período de tiempo más prolongado, o permitir su declinación. Un primer elemento de análisis partiría del trabajo de Omara y otros⁵¹ en Estados Unidos, en el que encuentran que los pozos de los que se extraen menos de 15 barriles de petróleo equivalente por día (Bpoed) y que representan solo el 6 % de la tasa de extracción global de ese país, son una fuente desproporcionada de emisiones de metano: alrededor del 50 % del total de todas las emisiones fugitivas de pozos de petróleo y gas del país. Otro elemento de estudio sería, para el caso de Ecopetrol, entender la intensidad energética (baja Tasa de Retorno Energético y alta intensidad de carbono) que pueden tener los campos con recuperación secundaria y terciaria, que representan hoy el 38 % de la extracción diaria total de la empresa. Por ejemplo, para el proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el campo Casabe, se inyectan 80.000 barriles de agua al día para extraer 14.000 barriles de crudo; en el campo El Centro se inyectan 800.000 barriles de agua para extraer 28.000 barriles de petróleo (en circuitos cerrados de inyección con una tasa de reposición diaria de agua de entre el 10 % y el 20 %)⁵².

Otro aspecto importante se relaciona con la infraestructura petrolera en deterioro y abandonada, específicamente en los pozos de extracción. Un caso llamativo de fuga de hidrocarburos en un pozo abandonado fue el de Lizama 158, en marzo de 2018. El pozo, perforado en 2006 y puesto en servicio en 2007, presentó fuga de gas por el revestimiento en 2015 y se abandonó en 2017. De acuerdo a la Contraloría de la República, se encontró la “materialización del riesgo de incidentes operacionales por falta de aplicación de un plan de integridad y confiabilidad del pozo (...)”, además de “debilidades en la labor de fiscalización por parte de la ANH, durante el período de dos años que permaneció en suspensión”. Según informaba la Contraloría dos años antes, Ecopetrol no cumplió con las normas de abandono, según la empresa nacional, porque “no tenía el presupuesto para cumplir con esas actividades”. Según la ANH, en los últimos tres años, en tres campos del Magdalena Medio se han reportado cerca de 366 contingencias por derrames de crudo y fugas asociadas con pozos abandonados inadecuadamente. Referencian además que en dichos campos hay 589 pozos inactivos desde la década de 1930 y 2.307 pozos abandonados⁵³.

51. Mark Omara et al., “Methane emissions from US low production oil and natural gas well sites”, *Nature Communications*, 13 (2022), <https://www.nature.com/articles/s41467-022-29709-3>

52. Comunicación personal con Moisés Barón.

53. Andrés Gómez, “El ‘fracking’ de Duque: quiebras masivas y más contaminación”, *Las2Orillas*, <https://www.las2orillas.co/el-fracking-de-duque-quiebras-masivas-y-mas-contaminacion/>

Principios guía, preguntas y vacíos

Atendiendo que se discute un proceso de largo aliento, en un contexto de alta incertidumbre y vacíos de información, y que cada medida impactará de forma diferenciada, existen diversas preguntas abiertas sobre cómo ajustar el rol sistémico del petróleo y gas en el largo plazo. Y, en este plano, cuáles son las medidas prioritarias y estratégicas en el corto plazo para cimentar el proceso en el largo:

- ¿Cómo se podrían invertir de manera eficiente los recursos destinados hoy a la exploración de petróleo y gas?
- ¿Cuáles son los usos del petróleo y gas que podrían reemplazarse totalmente de forma rápida? ¿Qué medidas son necesarias para esto? ¿Qué actores, en el plano nacional e internacional, podrían apoyar? ¿Cuáles serían los usos imprescindibles del petróleo y el gas?
- ¿Cómo reducir eficazmente el consumo y qué tipo de campañas o acciones podrían impulsarse para ello?
- ¿Cómo evaluar el potencial impacto de desvincular la alimentación y los fósiles?
- En torno al proceso en su conjunto, además de la eficacia, se deben establecer criterios de justicia ambiental y la democracia en el diseño e implementación. Entonces, priorizando a los sectores más vulnerables, ¿cómo involucrar al conjunto de la sociedad de manera justa para la toma de decisiones y reparto de costos y beneficios?
- ¿Cuáles son las transformaciones que requerirán Ecopetrol, el antiguo Instituto Colombiano del Petróleo, las facultades de Ingeniería de Petróleos y afines para fortalecer, respectivamente, la gestión, la investigación y la formación en energías renovables y diversidad energética? ¿Cómo se debería enfocar una educación para nuevas profesiones y técnicas que forme una masa crítica para el manejo de las energías emergentes?
- ¿Qué entidades asumirán en el futuro la responsabilidad sobre los pasivos ambientales y el mantenimiento y cierre de los campos petroleros, así como de la infraestructura? ¿Cómo lo afrontarían? ¿Se debería crear un fondo para el desmantelamiento de la mayoría de la infraestructura petrolera?

Consejo Permanente para la



**Transición
Energética Justa**