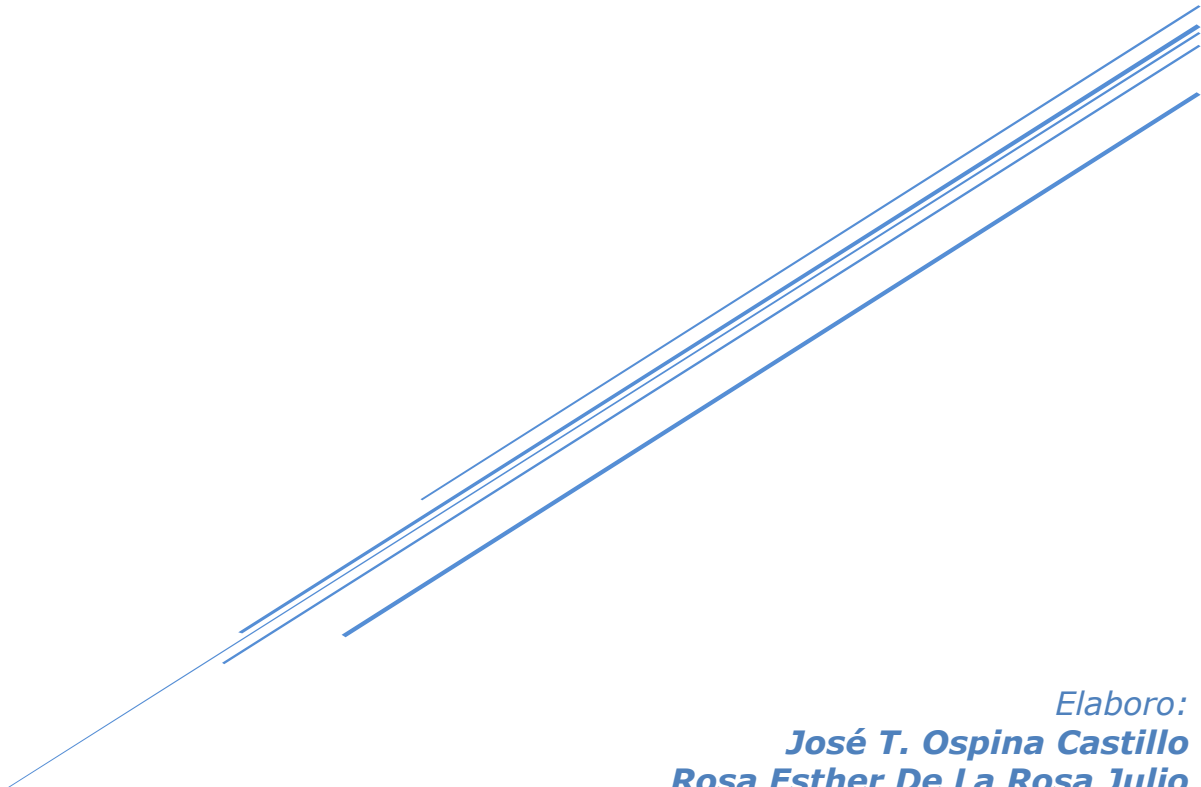


ANÁLISIS SOBRE LOS RESULTADOS Y AVANCES SOBRE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL PARA INCREMENTAR RESERVAS EN COLOMBIA

¿Los proyectos de exploración y explotación han permitido la incorporación de nuevas reservas de gas natural en Colombia?



Elaboro:

José T. Ospina Castillo

Rosa Esther De La Rosa Julio

Karla Vaneza Duran Erazo

Profesionales

Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía

Dirección de Estudios Sectoriales

Marisol Millán Hernández

Directora de Estudios Sectoriales

Octubre de 2022

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Contenido

Resumen	3
1. Introducción	6
1.1. Objetivo General	7
1.2 Objetivo Específico	8
1.3 Hipótesis	8
1.4 El gas natural en el contexto internacional	9
1.5 El gas natural en Colombia	12
1.5.1 Marco institucional	12
1.5.2 Marco normativo	13
1.5.3 Organización del subsector gas natural	14
1.6 Reservas de gas natural	17
1.5 Declaración de producción de gas natural 2022 – 2031	19
1.7.1 Aspectos relevantes de la declaración de producción 2022-2031	19
2. La exploración y explotación en el sector hidrocarburos	21
3. Los contratos de exploración y explotación de gas natural	24
3.1 Mecanismos de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos – Rondas	26
4. Análisis cuantitativo y cualitativo de los contratos de exploración y explotación de gas natural	29
5. Perspectivas de los contratos de exploración y explotación de gas natural	34
6. Evaluación de las estrategias y metas para mantener o incrementar reservas de gas natural	37
7. Inversiones exploratorias de hidrocarburos ANH e Inversión privada	42
7.1 Inversión privada en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos	46
Conclusiones	49
Bibliografía	51

Glosario de siglas

MME	Ministerio de minas y energía
ANH	Agencia nacional de Hidrocarburos
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleos
BMC	Gestor del Mercado de gas natural
VIM	Valle inferior del Magdalena
VSM	Valle superior del Magdalena
VMM	Valle medio del Magdalena
PND	Plan Nacional de Desarrollo
GPC	Giga pie cúbico
TCM	Trillones de metros cúbicos
CREG	Comisión de Regulación de energía y gas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
CNO gas	Consejo Nacional de Operación de gas
SDC	Sistema de Captura y Consolidación del MME
GBTUD	Giga BTU por día (unidades térmicas)
TEA	Contratos de Evaluación Técnica
E&P	Contrato de exploración y producción
E&E	Contrato de exploración y explotación
MPCD	Mega pie cúbico diario
CGR	Contraloría General de la República
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
MMBTUD	Miles de millones de BTU
PGN	Presupuesto General de la Nación
IED	Inversión Extranjera Directa

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Resumen

El gas natural en Colombia ha transformado la matriz energética, logrando una participación del 23%¹, cuando a comienzo de los años 90 era el 5%, gracias a los hallazgos de la Guajira que apalancaron el programa de masificación del consumo.

Este combustible es el señalado para la transición energética hacia la utilización de energías más limpias, con el fin de contribuir en la descarbonización y de esta manera apoyar el cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos en la Agenda 2030, para llegar a carbono-neutralidad² en el año 2050.

Para avanzar en este compromiso y dado que las reservas de gas natural han mostrado una tendencia decreciente desde el año 2012, el gobierno nacional diseñó estrategias y actividades para revertir esta; promocionando el potencial de hidrocarburos e incrementando la contratación para lograr una mayor exploración y explotación.

El estudio de los recursos disponibles en las diferentes áreas identificadas con proyección de hidrocarburos ha sido fundamental para encaminar los esfuerzos institucionales y atraer la inversión privada para el desarrollo de los proyectos de exploración y explotación, la cual es en gran medida inversión extranjera.

Los proyectos de inversión en exploración y explotación de gas natural se

¹ <https://naturgas.com.co/gas-natural-respaldo-de-energias-no-renovables/>

² La carbono neutralidad se da cuando un país, una industria, una organización, una ciudad, e incluso, un ser humano, logra que las emisiones que genera a través de las actividades que realiza sean proporcionales a la captura de carbono que éste o ésta hace.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

encuentran enmarcados dentro de la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos de la nación, ya que cuando se adelanta un proceso de esa naturaleza no se discrimina entre petróleo y gas, aun cuando se disponga de una prospección.

Los planes de desarrollo 2010-2014, 2014-2018 y 2018-2022 identificaron en sus diagnósticos la necesidad de incrementar las reservas para garantizar el abastecimiento con combustible nacional, dado que se pronosticaba la declinación natural de los principales campos aportantes, Chucupa, Ballenas y Cusiana.

Las actividades realizadas se materializan en los estudios para el conocimiento y preparación de las áreas, el diseño de esquemas de asignación y la contratación de exploración y explotación, que permitieron señalar varias proyecciones para obtener gas.

Para el desarrollo del estudio se analizó la información publicada por el Ministerio de Minas y Energía -MME, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, Ecopetrol y el Gestor del Mercado de Gas Natural, se solicitó información sobre aspectos puntuales de la exploración y explotación de gas natural, se realizaron reuniones virtuales, encontrándose que tienen en ejecución un gran número de contratos que han reportado producción de gas, así como los que apalancan el nivel de reservas actual y las prospectivas evidenciadas en el avance de los contratos, teniendo como sustento los avisos de descubrimiento.

Del análisis realizado se encuentra que en la actualidad existen 11 áreas con

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

aviso de descubrimiento; 9 on shore³ y 2 off shore⁴. Así mismo, se reporta por la ANH que existen 156 áreas continentales en exploración y explotación que registraron producción de gas en el año 2021, en los valles superior, medio e inferior del Magdalena y Piedemonte Llanero y 1 área off shore en la Guajira⁵.

Aun cuando no existe un gran hallazgo de gas natural, semejante al de la Guajira de 1990, los contratos suscritos hasta ahora y que han reportado hallazgo pueden soportar un pequeño aumento de las reservas en los próximos años, ya que existen varios en los que se ha certificado la existencia de gas y que se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo.

Recientemente se ha informado por parte de Ecopetrol sobre descubrimientos de gas natural, en los pozos Uchuva-1 y Gorgon-2 que prometerían duplicar el nivel de reservas, pero que entraran en una fase de evaluación que puede demorar varios años y dependerá de la decisión que adopten los inversionistas en relación con la comercialidad y su incorporación a las reservas.

Además, la compañía Hocol ha publicado aviso de descubrimiento de gas en el pozo Coralino-1 ubicado al suroriente de la cuenca del Valle inferior del Magdalena en un reservorio asociado a la formación Ciénaga de Oro, en desarrollo del contrato VIM-8 del año 2012.

³ Exploración en tierra firme

⁴ Exploración costa afuera

⁵ Presentación ANH para CGR, feb 3 de 2022

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

1. Introducción

El Gobierno Nacional, ante el escenario de disminución de las reservas de gas natural se ha impuesto la tarea de mantener la autosuficiencia, formulando proyectos en los planes nacionales de desarrollo 2010-2014, 2014-2018 y 2018-2022. En los dos primeros se propone impulsar las actividades de exploración y explotación, haciendo énfasis en el proceso de información en las diferentes áreas geográficas con potencial de hidrocarburos.

En el Plan Nacional de Desarrollo - PND 2018-2022, se establece intensificar las actividades de exploración y explotación con el fin de aumentar el nivel de reservas y llevar el índice hasta el año 2033, el cual a 2021 se encuentra en 8 años y es preciso conseguir reservas para 4 años más.

La Dirección de Estudios Sectoriales de Minas y Energía en su diagnóstico sectorial del año 2021, señaló que el gobierno nacional propuso impulsar el proceso de exploración y explotación de gas natural, por lo cual laCGR consideró pertinente adelantar un estudio sectorial a fin de conocer los avances en el cumplimiento de las metas trazadas.

El presente trabajo tiene como objetivos principales determinar y evaluar el estado actual de las actividades de exploración y explotación de gas natural. Es de aclarar, que los contratos se suscriben para buscar hidrocarburos, pero con la opción de encontrar petróleo o gas y realizar la explotación simultáneamente, tanto on shore como off shore. Así mismo, se observará el tema de los pilotos de exploración no convencional diseñados con el propósito de obtener información y evaluar la técnica, así como las condiciones de una eventual exploración y explotación comercial, en el marco de la estrategia de política, sin desconocer las

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
externalidades que llegaren a presentarse.

Para tal ejercicio se revisará el comportamiento de las reservas y los resultados de cada etapa de exploración en relación con los proyectos adelantados desde el 2010, en el marco de los planes nacionales de desarrollo de 2010-2014 y 2014-2018, así como el avance alcanzado en el presente cuatrienio, dado que es una estrategia que ha tenido continuidad.

1.1. Objetivo General.

Determinar y evaluar el estado actual de las actividades de exploración y explotación de gas natural en Colombia, tanto on shore como off shore, así como el avance de los pilotos de exploración no convencional que se ejecutarán con el propósito de obtener información que permita evaluar la técnica y las condiciones para una eventual exploración y explotación comercial en el marco de la estrategia de política.

Para avanzar en este objetivo, se tendrá en consideración que la ANH, como autoridad responsable de la administración de los recursos hidrocarburíferos del país, ha suscrito desde el año 2010, 228 contratos como producto de 4 Rondas Colombia y 2 Procesos Permanentes de Asignación de Áreas, con la claridad que no se suscriben contratos específicos para exploración de gas pero existe una prospectividad para este combustible y solo con el avance de la exploración se puede determinar la comercialidad de los hallazgos, teniendo en consideración, entre otros factores, la existencia de conexiones al sistema de transporte.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

1.2 Objetivo Específico.

Determinar el grado de avance y resultado en el desarrollo de las actividades de inversión en exploración y explotación de gas natural en los proyectos contratados por la ANH; off shore en la Costa Caribe colombiana y on shore en los departamentos de Bolívar y Magdalena, así como en los Llanos Orientales de Colombia y los pilotos destinados a la exploración no convencional.

Con el desarrollo de estas actividades se puede determinar si los proyectos de exploración y explotación de gas natural en el país impulsarán el cumplimiento de la meta establecida en el PND 2018-2022, de aumentar las reservas para que alcancen hasta el año 2033.

Para adelantar este estudio, se plantean dos hipótesis, a saber:

1.3 Hipótesis.

Hipótesis 1. Los procesos de exploración y explotación de gas natural desarrollados en el país, durante el periodo 2010-2022, permiten el cumplimiento de las metas establecidas en los planes nacionales de desarrollo; especialmente en el PND 2018-2022, que proyectó mantener o aumentar el nivel de reservas hasta el año 2033.

La manera de impulsar la exploración y explotación de recursos de hidrocarburos por parte del gobierno nacional en el periodo de análisis está conformada por rondas y procesos permanentes de asignación. El resultado de estas, a fin de cumplir con las metas trazadas en los diferentes planes nacionales de desarrollo, nos lleva a conocer el impacto de estos procesos en relación con la necesidad de conseguir el incremento de las reservas de petróleo y gas. Los

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

indicadores definidos, contribuyen a confirmar o desvirtuar esta hipótesis.

El problema por resolver es la disminución de las reservas de gas natural, las cuales han venido decreciendo desde 2012, cuando se ubicaron en 5.727 Gpc hasta llegar a 2.949 Gpc en el año 2020. No obstante, se presenta un ligero incremento de 215 Gpc para 2021, el cual es producto de revisiones técnicas, revaluaciones y un pequeño volumen que corresponde a nuevas incorporaciones, para garantizar el abastecimiento por cerca de 8 años.

Hipótesis 2. Las estrategias de exploración y explotación de gas natural incorporadas en los planes de desarrollo son eficaces en cuanto al propósito de encontrar yacimientos de gas natural, teniendo en cuenta las áreas convocadas, asignadas y monto de las inversiones.

En relación con esta hipótesis, se evaluarán las estrategias de exploración y explotación de gas natural incorporadas en los planes de desarrollo en cuanto al propósito de encontrar nuevas fuentes de gas natural, teniendo en cuenta las áreas convocadas, las áreas asignadas y el monto de las inversiones, los estudios geológicos, de sísmica y cantidad de pozos perforados; así como los resultados obtenidos en relación con hallazgos frente a la exploración adelantada.

1.4 El gas natural en el contexto internacional.

El gas natural ha tomado relevancia en el mundo ya que se considera un combustible de transición hacia la utilización de energías más limpias. Las reservas mundiales de este combustible al año 2020 son de 188,1 trillones de metros cúbicos - Tcm y alcanzarían hasta para 48,8 años⁶, explotándolo por

⁶ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world->

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

métodos convencionales. También se utilizan técnicas conocidas como no convencionales, con las que se explotan yacimientos denominados shale gas (metanos en reservas de carbón) y gas en arenas compactas (tight-sand gas).

Los volúmenes de reservas probadas por países se detallan en el cuadro 1, en donde se observa que las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio con cerca de 75,8 Tmc⁷, el 40% y un 30%, 56,8 Tmc, están ubicadas principalmente en Rusia. Solo el 4% están en América Latina y el Caribe y corresponde a 7,9 Tmc. En el año 2020 se registró una disminución del 1,16% con relación al año anterior, motivada por la disminución de la actividad exploratoria que ocasionó la pandemia del Covid-19.

Cuadro 1
Reservas mundiales de gas natural 2019-2020
trillones de metros cúbicos

Región	2019	%	2020	%
Medio Oriente	75.8	40	75.8	40
CIS	56.8	30	56.6	30
Asia Pacífico	16.8	9	16.6	9
Norte América	14.8	8	15.2	8
Africa	14.9	8	12.9	7
Sur y centro América	7.9	4	7.9	4
Europa	3.3	2	3.2	2
TOTAL	190.3	100	188.0	100

Fuente: Elaboración CGR con información de BP Estratistifical Review of World Energy.2021.70th edition.

La producción mundial de gas natural se vio menos afectada por la pandemia que la de petróleo, con una disminución de solo el 3,3% con relación al año 2019, registrando un volumen de 3.853,8 billones de metros cúbicos en el año 2020, observándose que las regiones con mayor producción son Norteamérica, países de la antigua Unión Soviética, Medio Oriente y Asia Pacífico. Cuadro 2.

[energy/natural-gas.html](#)

⁷ Unidad de volumen Trillones de Metros Cúbicos

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

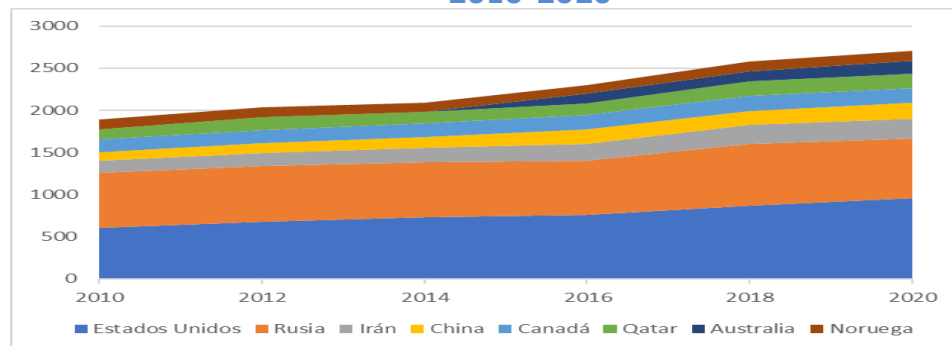
Cuadro 2
Producción mundial de gas natural 2019-2020
billones de metros cúbicos

Región	2019	%	2020	%
Medio Oriente	678.2	17.1%	686.6	17.8%
CIS	858.5	21.6%	802.4	20.8%
Asia Pacífico	658.2	16.6%	652.1	16.9%
Norte América	1,130.3	28.4%	1,109.9	28.8%
Africa	243.8	6.1%	231.3	6.0%
Sur y centro América	172.3	4.3%	152.9	4.0%
Europa	235.2	5.9%	218.6	5.7%
TOTAL	3,976.5	100%	3,853.8	100%

Fuente: Elaboración CGR con información de BP Statistical Review of World Energy. 2021.70th edition.

En cuanto a la producción por países, se destacan Estados Unidos y Rusia, seguidos de lejos por Irán, China y Canadá⁸. Esta situación y el comportamiento de la producción de gas durante el periodo 2010-2020 se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1
Principales países productores de gas natural (billones de metros cúbicos)
2010-2020



Fuente: Elaboración CGR con datos de enerdata.net

En América, el mayor productor y consumidor gas natural es Estados Unidos, país en el cual se surtió una revolución silenciosa en el desarrollo de

⁸ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-charting-tool-desktop.html#/results/et/natgas-prod/unit/bcm/regions/tNOA/tSCA/tEUR/tCIS/tMIEA/tAFR/tAP/view/area>

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
técnicas no convencionales, logrando con esto auto abastecerse y exportar.

1.5 El gas natural en Colombia.

1.5.1 Marco institucional.

A continuación, señalamos las instituciones a cargo del subsector gas natural en Colombia, que tienen responsabilidades con los procesos de exploración y explotación de gas natural adelantados para incrementar reservas y garantizar el abastecimiento, la cual está conformada por:

Ministerio de Minas y Energía, ente rector de la política, el cual se asesora de su órgano de planeación, la Unidad de Planeación Minero- Energética- UPME y un ente regulador, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

El subsector también cuenta con un gestor del mercado de gas natural, que en la actualidad es la Bolsa Mercantil de Colombia y tiene como principales funciones la de centralizar la información transaccional y operativa del mercado de suministro y transporte de gas, gestionar los mecanismos de comercialización del mercado secundario, recopilando, organizando y publicando la información del sector.

Además, también actúa en el subsector el Consejo Nacional de Operación – CNO gas, encargado de asesorar al Ministerio y a la CREG, así como a las empresas y remitentes del servicio público de gas natural.

Dado que los procesos de exploración y explotación se adelantan en desarrollo de los contratos suscritos, se tiene en consideración a los

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

inversionistas privados y empresas petroleras. Los gremios, como Naturgas, cumplen la función de defender los intereses del sector.

Para identificar las relaciones, se estudia a estos participantes institucionales, resaltando su función y teniendo en cuenta el modelo de análisis expuesto por Elinor Ostrom, el cual es una herramienta de análisis que se considera adecuada para conocer el grado de interrelación, el poder de decisión, su empoderamiento y el papel que juegan en su campo o arena de acción⁹.

1.5.2 Marco normativo.

Ley 1450 de 2011, que adopta el PND 2010-2014, la cual, partiendo del escenario de disminución de las reservas, define estrategias para la suscripción de contratos y aumentar el número de pozos para la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos en el país.

El Decreto 2100 de 2011, es la norma que busca promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural en el país.

El Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector minero energético, recopila las normas del sector y recoge la necesidad de garantizar el abastecimiento interno de gas natural.

Ley 1753 de 2015, que adopta el PND 2014-2018. Ante la continuidad en

⁹ *Arena de acción*, término utilizado por Ostrom Elinor, en su modelo de *Análisis y Desarrollo Institucional -ADI*, que hace referencia a los diferentes roles y características con que los participantes institucionales interactúan y toman decisiones ante una situación.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

la tendencia de disminución de las reservas de gas natural, plantea impulsar la exploración y explotación, mediante estudio de sísmica y geología, así como el número de pozos que se aspira perforar.

Ley 1955 de 2019, que adopta el PND 2018-2022. Ante el mismo escenario de disminución de las reservas, plantea mantenerlas e incrementarlas, de manera que alcancen hasta el año 2033.

Acuerdo 02 de 2017 de la ANH. Fija reglas para la asignación de áreas y adopta criterios para contratar la exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la nación.

1.5.3 Organización del subsector gas natural.

De acuerdo con el modelo metodológico propuesto se identifica en la organización del subsector del gas natural, unos actores bien definidos tanto en el marco institucional, donde existen entidades con roles de rector de política, regulador y supervisor; como en el nivel operativo donde actúan agentes relacionados con actividades encaminadas a la exploración, explotación, producción, oferta, comercialización y distribución para la prestación del servicio, así como los usuarios de este. Para el caso, estas entidades, en sus diferentes roles, deben interrelacionarse para preparar las áreas y llevar a cabo las convocatorias necesarias para la asignación de estas, en las convocatorias de los procesos de exploración y explotación.

Los participantes se entienden como las entidades capaces de tomar decisiones en una determinada posición o rol y que tienen la capacidad de elegir acciones de un conjunto de alternativas disponibles. Así mismo, el escenario

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

donde se exponen las diferentes posiciones que asumen los participantes y sus resultados consensuados es la "Arena de acción", en la cual existe un nivel de control de un participante para generar la acción y su resultado potencial, con base en reglas, condiciones biofísicas y materiales de los recursos y atributos de la comunidad.

Para el caso de estudio, el escenario de acción es el sector de hidrocarburos, enmarcado en los planes nacionales de desarrollo de 2010 al 2022; periodo en el cual se registra una declinación natural de los campos productores, que asociada a un relativo nivel constante de producción termina con la disminución de las reservas de gas natural, a falta de hallazgos significativos.

Para lograr el incremento de las reservas y garantizar el abastecimiento se reorganiza el sector mediante el Decreto 2100 de 2011, se establece un impulso a las tareas de exploración, explotación y se impone el desarrollo de proyectos para importación de gas licuado, asignando tareas a cada una de las entidades del sector con injerencia en el tema; a la UPME, se le encargó el desarrollo del plan de abastecimiento de gas y a la ANH la preparación de áreas y el desarrollo de los procesos de asignación y declaración de comercialidad para incorporación de reservas, y a la CREG la formulación de los criterios para facilitar las plantas de regasificación, todo esto en ejercicio de sus competencias, empoderamientos, manejo de la información y poder de decisión para generar la acción que condujera al resultado esperado.

El sector de hidrocarburos se encuentra altamente especializado y regulado en las diferentes entidades y cada participante es experto en una actividad específica, por lo cual el MME les asigna tareas de su competencia. Es así como

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

la UPME, mano derecha en la planeación del sector, elaboró el plan de abastecimiento de gas natural para Colombia, adoptado mediante Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020, donde sobresalen aspectos importantes como la conexión de los campos off shore con el sistema nacional de transporte de gas natural -SNTGN, actividad que se ha venido planteando desde hace varios años, pero aún no se ha desarrollado.

También en sus escenarios de oferta y demanda, incluye volúmenes proyectados de gas importado por la regasificadora del Atlántico hasta el año 2026, lo cual está acorde con lo declarado por los agentes. En el escenario bajo de oferta, el país perderá su autoabastecimiento para el año 2024¹⁰.

Si tenemos en consideración que este plan y las actividades definidas son de obligatorio cumplimiento para el MME, quien desde el 2017 viene planteando las obras necesarias para la conexión de los puntos de suministro al sistema nacional de transporte de gas y la decisión fue adoptada mediante resolución, se observa un atraso para solucionar lo anteriormente señalado.

Las cuencas sobresalientes de los proyectos de exploración y explotación son Piedemonte Llanero, Valle Inferior del Magdalena y La Guajira, las cuales aportan 55,5%, 22% y 10,3%, respectivamente, con una inversión privada acumulada entre los años 2018 y 2020 de US\$4.215 millones, la cual si bien es cierto descendió el 50% en el 2020 con relación al año anterior, se proyectó un incremento del 17% para 2021, con US\$1.056 millones.

¹⁰ Plan de abastecimiento de gas natural, UPME, 2020

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

1.6 Reservas de gas natural.

En el diagnóstico presentado en el PND 2010 – 2014, se comienza a evidenciar una declinación de las reservas de gas natural, situación que se mantiene en los planes nacionales de 2014 – 2018 y 2018 – 2022 y se plantean estrategias para impulsar las actividades de exploración y explotación, mediante la suscripción de más contratos, los estudios de sísmica y perforación de nuevos pozos.

El informe de reservas al cierre del año 2021 reporta un aumento de 215 Gpc, que representa un cambio en la tendencia decreciente (ver cuadro 3), que puede mantenerse en los siguientes años, de acuerdo con los resultados de exploración proyectados.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Cuadro 3
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL ENCOLOMBIA
2000 – 2021

AÑO	TOTAL RESERVAS GPC	RESERVAS PROBADAS GPC	RESERVAS NO PROBADAS GPC
2000	6.188		
2001	7.489		
2002	7.187		
2003	6.688		
2004	7.212		
2005	7.527		
2006	7.349		
2007	7.084	3.746	3.338
2008	7.277	4.384	2.893
2009	8.460	4.737	3.723
2010	7.058	5.405	1.653
2011	6.630	5.463	1.167
2012	7.030	5.727	1.310
2013	6.408	5.508	900
2014	5.915	4.758	1.156
2015	5.443	4.361	1.082
2016	5.321	4.024	1.297
2017	5.206	3.896	1.310
2018	4.961	3.782	1.179
2019	4.185	3.163	1.022
2020	4.031	2.949	1.082
2021	4.493	3.164	1.329

Fuente: 2000 - 2007 Ecopetrol; 2008 - 2021 ANH

Como se puede observar, durante el periodo 2010 - 2012 las reservas probadas tienen un relativo aumento como consecuencia de una revaluación de las reservas no probadas y la incorporación de pequeños hallazgos, pero a partir de 2013 su declinación es sostenida hasta 2020, llegando a los 2.949 Gpc para repuntar en el 2021, con un aumento de 215 Gpc, el 6,8% con relación al año anterior.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

1.5 Declaración de producción de gas natural 2022 – 2031.

Mediante Resolución 000841 del 6 de mayo de 2022, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Declaración de Producción, con base en los reportes de los Productores - Comercializadores de gas natural y Comercializadores de gas importado para el periodo 2022-2031, de conformidad con las directrices impartidas en el comunicado general No. 2-2022-000751 del 20 de enero de 2022, la cual se debe reportar a través del Sistema para la Captura y Consolidación -SDC, establecido para tal fin.

Esta declaración consolida la información de 178 campos productores de gas a cargo de 27 productores y 1 comercializador de gas importado, para las cuencas Guajira offshore, Cesar Ranchería, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Valle Superior del Magdalena; para los campos Cusiana, Cupiagua, y Pauto Sur, Cupiagua Sur, Guajira, Bullerengue, Nelson, Clarinete, Pandereta, Bonga-Mamey, Gibraltar, Floreña e importación a través de la Planta de Regasificación de Mamonal.

Mediante las resoluciones 00940 del 24 de mayo y 01023 del 14 de junio de 2022, respectivamente, se modifica la declaración para incorporar ajustes en los registros de algunos campos, por parte de Ecopetrol.

1.7.1 Aspectos relevantes de la declaración de producción 2022-2031.

El potencial de producción nacional se reduce en un 9% hasta el 2026 y de aquí a 2031 en un 18%.

De resaltar en esta declaración, es que incorpora los volúmenes de gas

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

natural a importar por la regasificadora del Atlántico, proyectados en 50 Gbtud.

El potencial de producción de gas de los campos aportantes a la declaración que en el año 2023 se reporta en 1.165 Gbtud, desciende hasta 322 Gbtud en 2031, observándose que en el año 2025 este no alcanza a cubrir la demanda interna, estimada en 1.100 Gbtud, según el balance de demanda de la UPME. La CGR concluye que puede perderse autosuficiencia en ese año, cuando la disponibilidad de gas para la venta se estima en 951 Gbtud.

La producción de los campos de la Guajira disminuye entre los años 2023 a 2026, cuando en el primer año aporta el 11%, bajando a 9% su participación se recupera partir de allí, hasta el 2031 cuando alcanza el 15%; mientras que la producción on shore, con Cusiana y Cupiagua, aporta un 45% en 2023, se reduce al 36% en 2026 y se recupera hasta finalizar en el 2031 con un 47%. Gráfica 2.

Gráfica 2
Declaración de Producción de gas natural 2022 - 2031



Fuente: Gestor del mercado de gas natural, con información del MME

En resumen, con los campos activos, pozos productores y los que se encuentran en desarrollo, hacia el año 2031 el potencial de producción será de tan solo 322 Gbtud, el 31,4% del nivel de producción de 2021, que alcanzó los 1.023 Gbtud.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

2. La exploración y explotación en el sector hidrocarburos

La primera compañía de petróleo en Colombia fue la Empresa Colombiana de Petróleos, denominada actualmente Ecopetrol S.A., fundada en 1951, autorizada por delegación de la nación, para celebrar contratos de exploración y producción, igualmente para adelantar las actividades de E&P directamente o a través de contratos con terceros.

Al comenzar el siglo XX, Colombia suscribió la Concesión de Mares que estuvo vigente hasta 1951 cuando se ordenó la reversión al Estado y su entrega a Ecopetrol, para continuar con la exploración y explotación que adelantó hasta 1974, al prohibirse las concesiones mediante el Decreto 2310¹¹ de ese mismo año.

El negocio jurídico que se implementa a partir de allí es el Contrato de Asociación, constituyendo la primera forma utilizada por Ecopetrol para los nuevos procesos de exploración y explotación de petróleo y permaneció vigente y sin modificaciones hasta 1989.

Mediante esta figura, la empresa autorizada se asocia con agentes inversionistas interesados en la parte de hidrocarburos propiedad de la nación y con sujeción a lo estipulado en los contratos, adelantan la explotación del recurso. El riesgo y las inversiones exploratorias son asumidos por las compañías y solo en caso de obtener producción comercial se entra a participar de los costos anteriores.

¹¹ Por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En el año 2003 se expidió el Decreto 1760, mediante el cual se escindió de Ecopetrol, como empresa industrial y comercial del Estado -EICE, del orden nacional, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con el fin de que esta actuara como un agente más de la competencia; y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como una Unidad Administrativa Especial adscrita al MME, encargada de la administración integral de estos recursos.

La creación de la ANH, con las facultades otorgadas para administrar integralmente los recursos de hidrocarburos, cambia la forma de contratación de Ecopetrol, la cual, aunque permanece con los contratos de asociación suscritos con anterioridad a la escisión, se debe someter a una nueva forma de contratación, denominada Convenio, el cual se suscribe entre la empresa y la ANH.

Para el caso de terceros, o sea los inversionistas privados, el nuevo modelo de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos se implementó mediante Acuerdo 8 del 3 de mayo de 2004, donde el inversionista, sin asociarse con Ecopetrol, asume los riesgos y obtiene la totalidad de la producción después de regalías. El marco de la contratación en el sector se encuentra definido en el Código de Petróleos de Colombia, que fuera aprobado en 1953, con las modificaciones introducidas desde ese año hasta la fecha.

La ANH debe asignar las áreas para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos mediante procedimientos transparentes y eficientes, a través de mecanismos adecuados de administración y seguimiento para garantizar que los procesos cumplan con altos estándares internacionales.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Los negocios jurídicos suscritos por la ANH para la exploración y producción de hidrocarburos, se puede afirmar que son Contratos Tipo, ya que contienen un listado de características o elementos comunes:

- Las partes que lo suscriben.
- Un glosario de definiciones aplicables, dentro de las cuales se destaca la del año, año calendario, abandono, periodo de exploración, periodo de explotación, área, renunciaciones, etc.
 - El Objeto.
 - El Plazo con las fases de cada etapa, las cuales son máximo 6.
 - El abandono, seguros y garantías.
 - La firma de las partes y fecha de suscripción.
 - La liquidación.
 - Las fases de exploración tienen un máximo de 6 años, los cuales se pactan en fases de acuerdo con la especificidad del área.

Cuando se han cumplido las diferentes fases pactadas se da el aviso de descubrimiento y comercialidad del campo, el cual debe ser solicitado por el agente a aprobado por la ANH y se inicia la etapa de producción, con un término de entre 24 y 30 años.

Antes de transcurridos 18 años, el agente puede devolver el campo con una retribución económica, si no lo hiciera, se somete a las condiciones de devolución. El contrato suscrito aclara la forma de realizar el abandono, los seguros y la participación de los contratistas, así como los seguros que deben contratar para poder laborar.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

3. Los contratos de exploración y explotación de gas natural

Actualmente, la ANH realiza la contratación de la exploración y explotación de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo 02 de 2017, el cual dispone que el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos tiene lugar mediante los siguientes negocios jurídicos:

“Convenios: Acuerdos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos celebrados entre Ecopetrol S.A. y la ANH, en los que se definen las condiciones de Exploración y Explotación de Áreas que dicha Empresa operaba directamente para la fecha de publicación del Decreto Ley 1760 de 2003, hasta el agotamiento del recurso, o hasta la devolución de aquellas. De cederse por la referida Empresa dichos Acuerdos, deben aplicarse las normas vigentes para la correspondiente oportunidad.

De Evaluación Técnica, TEA: Tiene por objeto otorgar al Contratista derecho exclusivo para realizar estudios de Evaluación Técnica en un Área determinada, a sus únicos costo y riesgo y con arreglo a un programa específico, destinados a analizar su prospectividad, a cambio del pago de unos derechos por concepto del uso del subsuelo y con el compromiso de entregar una Participación en la Producción...

De Exploración y Producción, E&P: Tiene por objeto otorgar al Contratista derecho exclusivo para acometer y desarrollar actividades exploratorias en un Área determinada y para producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma, a sus únicos costos y riesgo y con arreglo a programas específicos, a cambio de retribuciones consistentes en el pago de

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
Regalías y Derechos Económicos...

Especiales: Contratos de exploración y/o explotación de Hidrocarburos con características y/o estipulaciones particulares respecto de los dos (2) anteriores, que adopte el Consejo Directivo de la ANH, en función del desenvolvimiento tecnológico y/o el desarrollo del sector, entre ellos, de ejecución de actividades Exploratorias, Operación, Producción, Producción Incremental, Producción Compartida y Utilidad Compartida.

Fases de los contratos

Fase Preliminar: La cual tiene una duración máxima de veinticuatro (24 meses), periodo en el cual el contratista de certificar la presencia de comunidades étnicas en la zona y adelantar los procesos de consulta previa.

Período Exploratorio: Este oscila entre dos (2) y nueve (9) años y contempla el número de fases que se determine en las minutas de los respectivos contratos. Aquí el contratista presenta el Programa Exploratorio para ejecutar actividades destinadas a la exploración del yacimiento.

Programa Exploratorio Posterior: Este es un Plan de Operaciones de Exploración que se ejecuta después de finalizar el periodo de exploración, siempre y cuando exista por lo menos 1 área asignada en evaluación, 1 área asignada en producción o 1 descubrimiento informado a la ANH.

Programa de Evaluación: En este se realiza el análisis del Descubrimiento y se determina su Comercialidad.

Período de Producción: Este periodo tiene establecida una duración de

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

veinticuatro (24) o de treinta (30) años, según se trate de yacimientos para aplicar la técnica de fracking, o en Rocas Generadoras o los demás yacimientos de explotación convencional y áreas costa afuera.

Renuncia: El contratista tiene la facultar de renunciar al contrato, siempre y cuando haya cumplido sus obligaciones, especialmente lo relacionado con el Programa Mínimo y Programa Adicional de exploración, so pena de incurrir en las sanciones pactadas en el contrato.

3.1 Mecanismos de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos – Rondas.

A partir de 2007, la ANH diseñó convocatorias para atraer inversiones del sector de petróleo y gas para la adjudicación de bloques en el país, mediante la figura de Rondas.

Fue así como se estructuró la Ronda Caribe 2007, en la cual se ofrecieron 13 bloques en las cuencas Urabá, Sinú y Guajira, logrando firmar 9 contratos.

Ese mismo año, se lanzó la Mini Ronda 2007, en la cual se ofreció un mayor número de bloques, alcanzando a suscribir 11 contratos de 38 posibles.

Esta figura se continuó utilizando para publicitar áreas y atraer inversiones, adoptando la denominación de Rondas Colombia a partir del año 2008 y hasta el 2021, no obstante que en los años 2019 y 2020 incursiona la figura de procesos permanentes de asignación.

Desde el año 2008, la ANH ha asignado áreas para la exploración y

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

explotación de hidrocarburos, bajo la denominación de Rondas Colombia, en desarrollo de las cuales ha suscrito 261 contratos de 657 posibles, y en dos periodos dejó las áreas disponibles para los agentes interesados en las convocatorias denominadas Procesos Permanentes de Asignación de Áreas, firmando 30 contratos de 74 posibles en los años 2019 y 2020.

Para responder al periodo planteado en el presente estudio, en el marco de los planes de desarrollo 2010 a 2022, se tiene en cuenta que la ANH suscribió 228 contratos hasta 2021 para adelantar exploración y explotación de hidrocarburos. Cuadro 4.

Cuadro 4
Procesos y Contratos ANH 2010-2021

PROCESOS	AÑO	CONTRATOS FIRMADOS
RONDA ABIERTA COLOMBIA	2010	68
RONDA COLOMBIA	2012	50
RONDA COLOMBIA	2014	50
PPAA	2019	26
PPAA	2020	4
RONDA COLOMBIA	2021	30
TOTAL		228

Fuente: Elaboración CGR con información de ANH

De los contratos que produjeron hallazgos de hidrocarburos entre los años 2013-2021, 49 se encuentran en ejecución, 19 tienen producción de gas, 6 contratos suspendidos, 4 en liquidación y 1 suspendido en exploración.

De los 19 contratos con producción de gas reportada entre los años 2013 y 2021, los cuales corresponden a contratos con producción superior a 1 Mpcd en áreas con gas asociado, todas las áreas con gas seco y solo para contratos firmados por la ANH, el promedio de producción es de 390 Mpcd. Los que

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
registran mayores inversiones en el año 2020 son Esperanza, con Us\$25,4 mil millones, VIM8 con US\$10,8 mil millones y VIM 5 con US\$8,8 mil millones.

En cuanto a la producción de gas natural en el año 2021, sobresalen VIM5 con 98,335 Mpcd, Esperanza con 59,236 Mpcd y SSJN 1 con 27,847 Mpcd. cuadro 5.

Cuadro 5
Contratos con producción de gas 2013-2021

CONTRATO	TIPO	PROCESO COMPETITIVO	FECHA EFECTIVA	* FECHA FIN	ESTADO	CONTRATISTA	ÁREAS	PRODUCCIÓN ACUMULADA Mpcd	PRODUCCIÓN 2021 Mpcd	INVERSIÓN ACUMULADA USD
ADICIONAL LA LOMA	E&P	Contratación Directa E&P	21-dic-16	9 años de exploración y 30 años de producción	Suspendido	DRUMMOND ENERGY, INC	PAUJIL- CANARIO (231,747 Hás y 1,022 m2)	0,055	0,000	13.542.595
CARBONERA	E&P	Contratación Directa E&P	28-dic-05	6 años de exploración y 24 años de producción	En ejecución	WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S	CERRO GORDO (25,789 Hás y 5371 m2)	3,987	0,003	9.999.448
CHIMICHAGUA	CE	Contratación Directa E&P	11-oct-07	Está condicionada al límite económico	En ejecución	HOCOL S.A.	CHIMICHAGUA	17,647	3,309	2.411.230
EL DIFÍCIL	CE	Contratación Directa E&P	11-oct-07	Está condicionada al límite económico	En ejecución	PETROLEOS SUD AMERICANOS COL	EL DIFÍCIL	83,941	8,770	38.811.989
ESPERANZA	E&E	Contratación Directa E&P	30-ago-04	6 años de exploración y 24 años de producción	En ejecución	CANACOL ENERGY COLOMBIA SAS	ARIANA, CAÑAFLECHA, CAÑAGUATE, KATANA, NELSON, NISPERO, PALMER (45,975 Hás y 613 m2)	440,245	59,236	177.148.840
GUAMA	E&P	Contratación Directa E&P	10-abr-07	6 años de exploración y 24 años de producción	En ejecución	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP	PEDERNALITO (87,465 hás y 1385 m2)	6,358	0,000	82.886.733
LA CRECIENTE	E&E	Contratación Directa E&P	19-ago-04	6 años de exploración y 24 años en producción	En ejecución	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP	APAMATE, LA CRECIENTE A, LA CRECIENTE D (39.367 Hás y m2)	304,408	5,248	102,073,098
LA LOMA	E&E	Contratación Directa E&P	12-nov-04	9 años en exploración y 30 años en producción	En ejecución	DRUMMOND ENERGY, INC	LA LOMA (231,747 Hás y 1022 m2)	2,207	0,981	38.460.665
MARIA CONCHITA	E&P	Contratación Directa E&P	22-jul-09	exploración y 24 años en producción	En ejecución	MKMS ENERJI SUCURSAL COLOMBIA	ISTAMBUL (24,312 Hás y 8500 m2)	0,001	0	21.000
SAMAN	E&P	Contratación Directa E&P	20-jun-06	6 años en exploración y 24 años en producción	En ejecución	HOCOL S.A.	BONGA Y MAMEY (240,239 Hás)	162,354	33,922	26.756.212
SIERRA NEVADA	E&P	Contratación Directa E&P	11-abr-07	6 años en exploración y 24 años en producción	En liquidación o trámite de	PETROLIFERA PETROLEUM COL LIMITED	BRILLANTE	0,345	0	876.000
SIRIRI	Convenio E&E	Contratación Directa E&P	20-oct-06	Condicionada al límite económico en caso de que	Suspendido	ECOPETROL S.A.	GIBRALTAR	305,249	25,038	56.453.577
SSJN-1	E&P	Ronda Colombia 2008	24-jun-09	6 años en exploración y 24 años en producción	En ejecución	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC - HOCOL S.A.	BULLERENGRE, MERCUMBÉ Y POLLERA (167,273 Hás y 7,172 m2)	82,861	27,847	61.119.027
URIBANTE	E&E	Contratación Directa E&P	16-may-05	6 años en exploración y 24 años de producción	En ejecución	ECOPETROL S.A.	ORIPAYA (54,044 Hás y 2658 m2)	17,382	3,026	67.350.443
VIM 21	E&P	Ronda Colombia 2012	4-sep-13	6 años en exploración y 24 años en producción	En ejecución	CANACOL ENERGY COLOMBIA SAS	AGUAS VIVAS, BREVA Y TORONJA (20,682 Hás y 2831 m2)	37,519	25,277	7.960.772
VIM 5	E&P	Ronda Colombia 2010	18-nov-11	6 años en exploración y 24 años de producción	En ejecución	CNE OIL & GAS S A S	ACORDEÓN, CLARINETE Y PANDERETA (258,392 Hás y 8515 m2)	333,570	98,335	110.229.524
VIM 8	E&P	Ronda Colombia 2012	13-ago-14	6 años en exploración y 24 años de producción	En ejecución	HOCOL S.A.	ARRECIFE (152,070 Hás y 6069 m2)	5,265	3,992	12.826.368
VMM 1	E&P	Minironda 2008	1-abr-09	6 años en exploración y 24 años de producción	En ejecución	WATTLE PETROLEUM COMPANY- MONCADA HOLDING S.A.S	CARAMELO (52,086 Hás y 5,344 m2)	37,517	6,153	29.915.066
VMM 32	E&P	Ronda Colombia 2010	2-nov-11	6 años en exploración y 24 años de producción	En ejecución	ECOPETROL S.A.- CPVEN E&P CORP	BÚFALO (64647 Hás y 7091 m2)	0,010	0,000	113.677

Fuente: Elaboración CGR con información ANH

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

4. Análisis cuantitativo y cualitativo de los contratos de exploración y explotación de gas natural

Los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos se han extendido a toda la geografía de Colombia y especial en cuencas continentales, como las del Piedemonte Llanero, Valle Superior del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y los off shore en la Costa Caribe.

Las áreas de evaluación se conforman a partir de un aviso de descubrimiento sobre las cuales se adelantan actividades para evaluar y delimitar el yacimiento y determinar la viabilidad de extraer hidrocarburos en calidad y cantidad económicamente explotables. Culminadas estas actividades, el agente, si así lo considera, pedirá autorización a la ANH con el fin de explotar comercialmente este descubrimiento.

De conformidad con lo reportado por la ANH al mes de mayo de 2022, existen 11 áreas con aviso de descubrimiento, 9 on shore o continental y 2 off shore o costa afuera. Así mismo, se tienen 156 áreas continentales que reportaron producción de gas en 2021 y 1 área off shore.

De los 69 contratos de hidrocarburos suscritos por la ANH entre los años 2019 y 2020, se identifican 20 con potencial de gas, los cuales soportan una gran parte de las expectativas que tiene el país para incrementar sus reservas, que encontrándose en fases 3, 4, y 5, y con la posibilidad de volverse comerciales, estarían aportando producción después del año 2025.

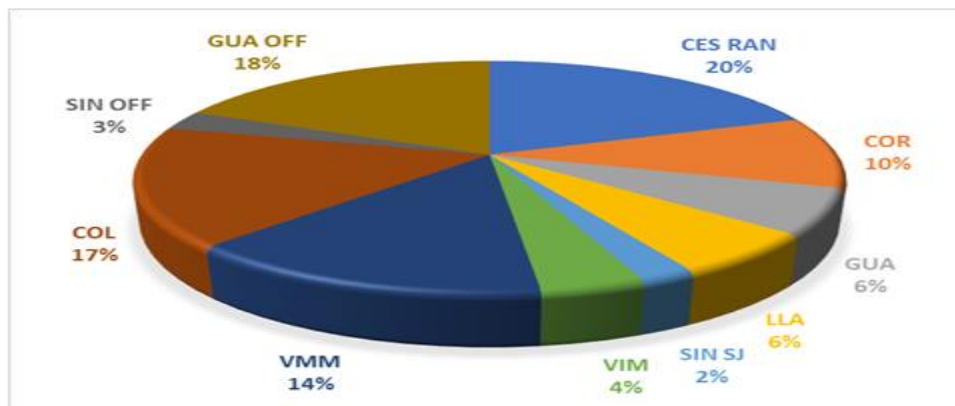
Se tienen 130 contratos -E&E, E&P, Convenios y Otros- vigentes para la búsqueda de gas, de los cuales 5 corresponden a off shore y 125 a on shore (19 con producción de gas entre 2013 y 2021).

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Entre los años 2010 y 2021 se han suscrito 181 contratos de hidrocarburos bajo las diferentes modalidades establecidas por la ANH, de los cuales 25 se encuentran suspendidos por causas de incumplimiento en determinada fase y originada en factores técnicos inherentes a este tipo de contratos, pero que, dado el impacto en el proceso, hace que la entidad deba ordenar la suspensión.

De conformidad con la información del índice de recursos y reservas reportada por la ANH¹², 39 contratos tienen prospectividad de gas, dentro de los cuales sobresale en el on shore, La Loma y VMM 47 y en el off shore, COL 5 y Guajira, como se muestra en la gráfica 3.

Gráfica 3
Contratos con prospectividad de gas natural



Fuente. Elaboración CGR con información ANH

El tema de las reservas de gas ha estado presente en los últimos planes de desarrollo, dada la disminución sostenida que ha registrado desde el año 2012.

¹² ANH – Presentación para CGR, mayo de 2022

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Para el año 2021 se reporta un incremento de 6,8%, al pasar de 2.949 Gpc en el 2020 a 3.164 Gpc en el 2021 y los departamentos que mantienen este volumen son Casanare, Guajira, Córdoba, Boyacá, y Sucre, donde los dos primeros representan el 52% y 18% de estas, respectivamente. Cuadro 6.

Cuadro 6
Reservas de gas natural por departamentos -2021

Departamento	2018	%	2019	%	2020	%	2021	%
Casanare	2,216	58.6%	1,895	59.9%	1,680	57.0%	1,655	52.3%
Guajira	584	15.4%	486	15.4%	453	15.4%	579	18.3%
Córdoba	158	4.2%	301	9.5%	302	10.2%	276	8.7%
Cundinamarca	1	0.0%	1	0.0%		0.0%		
Boyacá	176	4.7%	153	4.8%	139	4.7%	164	5.2%
Sucre	306	8.1%	96	3.0%	80	2.7%	146	4.6%
Santander	201	5.3%	130	4.1%	106	3.6%	133	4.2%
Atlántico	17	0.4%	19	0.6%	67	2.3%	86	2.7%
Magdalena	34	0.9%	27	0.9%	49	1.7%	57	1.8%
Cesar	17	0.4%	15	0.5%	27	0.9%	19	0.6%
Arauca	5	0.1%	1	0.0%	8	0.3%	15	0.5%
Norte de Santander	17	0.4%	21	0.7%	28	0.9%	14	0.4%
Bolívar		0.0%	4	0.1%	4	0.1%	6	0.2%
Tolima	9	0.2%	8	0.3%	5	0.2%	6	0.2%
Meta	17	0.4%		0.0%		0.0%	5	0.2%
Huila	22	0.6%	6	0.2%	1	0.0%	2	0.1%
Antioquia	2	0.1%		0.0%		0.0%		
TOTALES	3,782	100	3,163	100	2,949	100	3,163	100

Fuente: Elaboración CGR con información ANH

Los campos del Piedemonte Llanero y la Guajira, operados por las compañías Ecopetrol y Hocol tienen el 58,2% y 21,2% de las reservas, respectivamente. Cuadro 7.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Cuadro 7
Reservas de gas natural por Compañías -Gpc

Compañía	Reservas 2021	%
Ecopetrol	1,840	58.2%
Hocol SA	671	21.2%
CNE Oil & Gas SAS	236	7.5%
Canacol Energy	104	3.3%
Lewis Energy Col	86	2.7%
Petrosantandet Col	78	2.5%
Parex Resorses Col	53	1.7%
UT omega Energy	34	1.1%
Petróleos Sudamericanos	28	0.9%
Otros	34	1.1%
TOTAL	3,164	100%

Fuente: Elaboración CGR con información ANH

El incremento de las reservas para el año 2021, reportado en 215 Gpc, se da con base en los hallazgos efectuados y que se registran como nuevas incorporaciones por 80 Gpc más revaluaciones por 530 Gpc (62 Gpc por recobro, 202 Gpc por revisiones técnicas, 211 Gpc por reclasificaciones y 55 Gpc por factores económicos), soportadas en la contratación vigente, y aunque no se vislumbra un hallazgo similar al de la Guajira del año 1990, los citados campos aportan gran parte de la producción actual y se espera que en el mediano plazo su participación aumente.

Según lo publicado por Ecopetrol el 29 de julio de 2022, se confirma el descubrimiento de una acumulación de gas natural con el pozo exploratorio Uchuva-1, perforado en aguas profundas de la costa caribe en el bloque Tayrona, en desarrollo del contrato suscrito en el 2004 y que prometería duplicar las reservas.

Para este hallazgo se debe tener en cuenta que el anuncio de descubrimiento es el inicio del proceso de exploración y explotación, el cual debe surtir una segunda etapa de evaluación y dimensionamiento en el que fácilmente

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

se pueden emplear hasta 10 años para declarar su comercialidad, si las condiciones son propicias para esta situación.

Otra publicación de Ecopetrol hace referencia al pozo exploratorio Gorgon-2, en el off shore de la costa caribe, el cual es una perforación de delimitación del área del contrato COL-5, que tiene además las perforaciones tales como Gorgon-1, Kronos y Purple Ángel. Es de anotar que este último lleva cerca de 7 años desde el aviso de descubrimiento¹³, según información publicada por Ecopetrol en julio de 2015, aún se encuentra en evaluación debido a retrasos ocasionados en la búsqueda de un nuevo socio por parte de Ecopetrol, pero la información disponible llevará a considerar las actividades correspondientes a la etapa de evaluación, lo cual de resultar positiva llevara a declarar la comercialidad y este proceso puede demorar hasta cinco (5) años para finalmente sumar a las reservas.

A comienzos del mes de octubre de 2022 se conoció otro anuncio de descubrimiento de gas por parte de la petrolera Hocol en el pozo Coralino-1, en el valle inferior del Magdalena, dentro del contrato VIM 8, suscrito en el año 2012, el cual requiere cumplir las actividades definidas en la fase de evaluación antes de declarar la comercialidad, lo cual requiere de un período hasta de 10 años.

La ANH registra 19 contratos con producción de gas entre los años 2013 y 2021, que en el último año aportaron 941,8 Mpcd, el 86% de la producción de todos los campos del país, reportado en 1.087 Mpcd, ubicadas básicamente en

¹³ file:///C:/Users/rosad/Downloads/Pozo+Purple+Angel-1+encuentra+gas+en+aguas+profundas+del+Caribe+Colombiano%20(1).pdf

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
el Piedemonte Llanero.

Las estrategias implementadas con el propósito de mantener o aumentar las reservas de gas natural, consistentes en el incremento de la actividad exploratoria, mayor conocimiento geológico y desarrollo de sísmica han permitido que se cumpla la meta, no obstante que los volúmenes encontrados no sean tan grandes; lo cual, confirma que se ha logrado mantener el nivel de reservas para atender la demanda, se logró un incremento de los años de reserva y la contratación vigente puede apalancar aún más incorporaciones.

5. Perspectivas de los contratos de exploración y explotación de gas natural

En el interés de mantener o incrementar las reservas de gas natural, la política pública ha girado en torno a impulsar las actividades de exploración y explotación, planteando estrategias y estableciendo metas que permitan cumplir el objetivo.

El gobierno nacional ha determinado, tanto en su diagnóstico como en las proyecciones del subsector, que mientras las reservas de gas continúen en declinación y la producción se mantenga en aumento, sin ninguna perspectiva de adicionar nuevas y significativas reservas en el corto y mediano plazo, Colombia perderá su autoabastecimiento a partir de 2025.

De los 181 contratos suscritos por la AHN entre los años 2010 a 2022, ninguno se encuentra realizando aportes a las reservas de gas natural debido a que los 19 que se identificaron con aportes entre los años 2013 y 2021 corresponden a contratos celebrados con anterioridad a 2010.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

De conformidad con el informe de reservas entregado por la ANH, las reservas de gas natural al cierre de 2021 pasaron de 2.949 Gpc a 3.164 Gpc, representando un crecimiento bastante modesto de 6,8%, alcanzando un índice de reservas de 8 años cuando el año anterior venía de ser 7,7 años, recuperando el nivel de 2019 y cambiando la tendencia decreciente registrada desde el 2012, no obstante, que en el año 2017 se registra un crecimiento originado por revaluaciones.

Los campos que aportan gas a las reservas en el año 2021 están ubicados en los departamentos de Casanare, Guajira, Córdoba, Boyacá, Sucre y Santander, principalmente Cupiagua, Pauto, Cusiana, Chuchupa y Ballena, los cuales representan el 66% del total de las reservas, como se ilustra en el cuadro 8.

Cuadro 8
Reservas de gas natural por campos 2021

Campos	2021	%
Cupiagua	555	17.5%
Pauto	497	15.7%
Cusiana	444	14.0%
Chuchupa	356	11.3%
Ballena	222	7.0%
Clarinete	178	5.6%
Cupiagua Sur	137	4.3%
Gibraltar	123	3.9%
Bullerengue	86	2.7%
Nelson	74	2.3%
Mamey	72	2.3%
Payoa	51	1.6%
Otros	369	11.7%
TOTAL	3,164	100%

Fuente: Presentación ANH para CGR, mayo de 2022

Los 19 contratos que registraron producciones de gas superiores 1 Mpcy que se ilustran en el cuadro 6, representan el 35% de la producción promedio (390 Mpcd) y se encuentran ubicados principalmente en el Piedemonte Llanero.

El país tiene perspectivas de aumentar sus reservas con los hallazgos

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

efectuados bajo la contratación vigente, y aunque no se vislumbra un hallazgo similar al de la Guajira de los años 90, los citados aportan gran parte de la producción actual.

Las perspectivas de gas se muestran favorables ya que para off shore de la Costa Caribe se proyectan unos 30 TPC; para la Costa Pacífica, 12,3 TPC y 14,6 TPC en el on shore del Piedemonte Llanero, el Valle Superior del Magdalena y el Valle Medio del Magdalena.

Así mismo, se tenía gran expectativa con el método explotación de gas no convencional, cuando hay un proyectado de 165 TPC, los cuales están sujetos a permisos del Estado y al resultado de los estudios de los pilotos autorizados. Es de anotar que para efectos de este estudio esta proyección se toma como incierta, por cuanto los contratos suscritos fueron suspendidos en virtud de la sentencia del Consejo de Estado que ordenó la nulidad del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución del MME 90341 de 2014.

Los proyectos Kalé y Platero que fueron reactivados en virtud de la revocatoria de la medida impuesta por el juzgado primero administrativo oral del circuito judicial de Barrancabermeja y en septiembre de 2022 se suspenden por solicitud de Ecopetrol a la ANH, buscando un compás de espera de noventa días a fin de determinar su futuro, teniendo en cuenta que el gobierno ha expresado su decisión de no realizar actividades de fracking y en el Congreso de la República se tramita un proyecto de ley que lo prohíbe. Cuadro 9.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Cuadro 9
Recursos Prospectivos de gas natural

Región	Cuenca	Estimado (Tpc)
Región Caribe (off shore)	Colombia	15
	Sinú	10
	Guajira	5
Región Chocó Tumaco (off shore)	Chocó	
	Tumaco	12.3
Continental (on shore)	VMM	
	VSM	14.6
	Llanos	
No convencional	Continental	165

Fuente: Elaboración CGR con información de ANH

6. Evaluación de las estrategias y metas para mantener o incrementar reservas de gas natural

La política para hidrocarburos y en especial para el gas natural se ha centrado en el objetivo de mantener o incrementar las reservas, las cuales al cierre de 2021 alcanzan para 8 años, con un ligero incremento con relación al año anterior, en el que se calcularon para 7,7 años. Se contemplan tres estrategias principales para el logro del objetivo y consisten en: 1) Recobro mejorado de los campos existentes; 2) Exploración en nuevas áreas, especialmente el off shore; y 3) Desarrollo de yacimientos no convencionales.

El desarrollo de yacimientos no convencionales permitiría, según la ANH, aumentar las reservas en 165 Tpc, pero esto es incierto dado que la iniciativa ha tenido múltiples inconvenientes. Los proyectos piloto de investigación se han visto afectados por decisiones judiciales, y solo se reactivaron los de Kalé y Platero en Puerto Wilches, en virtud de la decisión del Tribunal Administrativo de Santander, mediante fallo del 2 de junio de 2022, que revoca el fallo de tutela

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
que los frenaba, pero que Ecopetrol ha solicitado su suspensión.

Los planes nacionales de desarrollo constituyen la herramienta básica de política del gobierno nacional para desarrollar las actividades de exploración y explotación e involucrarlas con asignaciones en el presupuesto. Es así como para el 2018-2022, en el interés de incentivar las tareas de búsqueda de hidrocarburos, se asignaron recursos a la ANH por valor de \$8,9 billones, para el alistamiento de las áreas a presentar a los agentes interesados a través de convocatorias o rondas.

La mayor inversión privada en exploración se realizó en el año 2014, en donde se perforaron 113 pozos, se realizaron 3 Rondas Colombia en las que se ofrecieron 499 bloques siendo firmados 168 contratos de los 205 proyectados en el PND, dentro de los cuales sobresalen los del Piedemonte Llanero, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Valle Inferior del Magdalena.¹⁴

Durante el periodo 2010-2014 y a pesar de la suscripción de contratos con el objetivo primordial de incrementar reservas, estas siguieron descendiendo como se muestra en el Cuadro 3, en donde pasan de 5.405 Gpc en el 2010 a 4.758 Gpc en 2014, no obstante, las revaluaciones y revisiones técnicas adelantadas.

Para el periodo 2014-2018 se direccionaron esfuerzos para incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos, pero el sector enfrentó condiciones

¹⁴Edición enero 2022, Revista ACP

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

desfavorables en cuanto a precios e inversiones. Sin embargo, se adelantó la perforación de 387 nuevos pozos y 91.496 kilómetros de sísmica 2D. En este periodo no se adelantó ninguna convocatoria con la consecuente disminución de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, derivó en que los pozos de la Guajira siguieran su declinación natural sin que se encontraran nuevos descubrimientos.

Para el periodo 2018-2022, el plan nacional de desarrollo se estructuró alrededor de los objetivos de desarrollo sostenible – ODS y se definieron indicadores para el objetivo de mantener o incrementar las reservas de gas natural y garantizar el abastecimiento. Las metas e indicadores se presentan en el cuadro 10.

Cuadro 10
Metas Sectoriales petróleo y Gas natural – PND 2018-2022

Producto	Línea base 2018	Meta 2022	Avance mayo 2022	% Avance
Pozos exploratorios perforados	46	207	110.0	53.1
Sísmica 2D equivalente	1,107.0	6,900.0	8,481.0	122.9
Reservas probadas de gas (TPC)	3.80	3.80	3.16	83.2
Producción promedio diaria de gas	1,070.0	1,070.0	1,087.0	101.6
Nueva infraestructura energética para comercio internacional	0	3	0	0

Fuente: Elaboración CGR con información de SPI -DNP en www.spi.dnp.gov.co

Con el propósito de aumentar las reservas de gas y llevarlas hasta el año 2033, el gobierno nacional alistó las áreas para convocar a los inversionistas, separando unas específicas para procesos permanentes de asignación, de manera que los agentes interesados pudieran acceder a ellas en cualquier momento.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Con los procesos permanentes de asignación de áreas se logró suscribir 30 contratos, dentro de los cuales se encuentran 4 off shore y a través de la Ronda Colombia 2021 se suscribieron 30 on shore, los cuales se adelantarán en todas sus fases de exploración y explotación, siempre y cuando el suscriptor no solicite abandono. Sin embargo, deberá invertir los montos pactados en el programa mínimo de exploración establecido; 6 años de etapa exploratoria y mínimo 24 años de explotación.

El camino para mantener o aumentar las reservas de gas natural en el periodo señalado, se comienza a despejar en el 2021, cuando después de efectuar revisiones técnicas, revaluaciones e incorporación de nuevos aportes se incrementaron en 215 GPC y llevar los años de reserva a 8, cuando venían de registrarse 7,7 en el año 2020.

Lo anterior no resuelve la pérdida de autosuficiencia, ya que con estas cuentas se indicaría que en el 2030 no se tendrá gas si se mantiene el nivel de producción actual y la expectativa de demanda siga en aumento, ya que todos los sectores que utilizan este combustible tienen una dinámica de crecimiento.

Las recientes publicaciones de aviso de descubrimiento de gas natural realizadas en el pozo Uchuva-1, Gorgon-2 y Coralino-1 podrían representar un cambio importante, dado que el reporte indica que es posible duplicar las reservas, por lo que se espera que estos procesos avancen.

Es necesario aumentar las reservas, para que alcancen al año 2033, fecha establecida por el gobierno nacional como una de las metas que permitan el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de desarrollo sostenible.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En caso de no aumentar las reservas de gas natural con la contratación vigente y dado que se ha intensificado la discusión sobre la no suscripción de nuevos contratos, se hará necesario la importación del combustible para atender el consumo doméstico, lo cual requerirá de inversiones significativas por parte del gobierno nacional, pues tendrá que asumir el costo del transporte desde el sitio de compra hasta el punto que se determine en el país y además, asumir el costo de la descompresión para inyectarlo al sistema de transporte de gas natural, lo cual haría que el costo del gas natural se incremente y supere ampliamente el costo actual de 6 dólares por MMBTU.

6.1. El Gas Natural en la Agenda 2030.

Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos, es un compromiso de las naciones firmantes del acuerdo y el gas natural es el combustible ideal para la transición hacia energía renovables y menos contaminantes.

Colombia posee una matriz energética altamente sana, en donde la generación de energía eléctrica es en gran parte hidráulica con el 68,3%, el 30,7% corresponde a generación térmica (gas natural, combustibles líquidos y carbón) y un 1% representados en fuentes no convencionales de energía renovable – (eólica, solar, biomasa). Las proyecciones del MME indicaban que la participación de fuentes no convencionales de energías renovables podía llegar al 12% en el 2022, como consecuencia de la subasta del cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo realizados.

Por sus características propias y ser un energético de amplio consumo en el país, el gas natural está llamado a ser el combustible de transición a utilizar en cumplimiento de compromisos internacionales de uso de energías limpias para

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

el cuidado del medio ambiente, hasta tanto se desarrolle y masifiquen las energías renovables, cuya participación es bastante reducida en estos momentos.

7. Inversiones exploratorias de hidrocarburos ANH e Inversión privada

Con fundamento en la asignación de recursos del PGN la ANH adelantó durante el periodo del PND 2010-2014, la ejecución de los siguientes proyectos relevantes para el subsector hidrocarburos:

1. Estudios regionales para la exploración de hidrocarburos, se apropiaron \$1,12 billones de pesos, en donde sobresale el año 2012 con \$350 mil millones con una ejecución del 78,29%. Se observa en este periodo que ningún año se tuvo una ejecución del 100%, llegando como máximo en el 2013 al 93,77%.

2. Divulgación y Promoción de los recursos hidrocarburíferos, se apropiaron \$22,8 mil millones y se destaca que en 2014 se asignaron 7,8 mil millones, el 36 % más que el 2013, lo cual fue compensado con el incremento en la inversión privada durante ese año. Vale destacar que la apropiación del año 2011 solo se ejecutó en un 51%.

3. Análisis y gestión del entorno nacional, se registran \$75,2 mil millones, en donde la mayor apropiación se dio en el año 2013, con \$21,5 mil millones con ejecución del 95%, disminuyendo en 2014 a \$20 mil millones y ejecutando el 97%.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

En cuanto a los recursos apropiados en el periodo del PND 2014-2018, se destaca que algunos proyectos no tienen continuidad, pero terminaron con apropiación vigente en el año 2015. La totalidad de recursos incorporados para atender los asuntos de promoción y estudios alcanza los \$1,14 billones. El análisis se detalla a continuación:

1. Desarrollo de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos, tuvo asignación de \$500 mil millones en el año 2015 y no presentó ejecución. En los años siguientes se le asignan entre \$8,5 y 10 mil millones, cifras insignificantes para este objeto y que presentan ejecuciones superiores al 93%.

2. Desarrollo de la evaluación del potencial de hidrocarburos, contó con la mayor asignación en el periodo, por \$392,1 mil millones; registra la mayor apropiación en el año 2016, donde inicia el proyecto con \$148,6 mil millones y ejecución del 99%, con un promedio en el periodo de \$130,7 mil millones para aumentar y ejecución promedio de 87%.

Para el periodo del PND 2018-2022 se cuenta con 4 proyectos de inversión que contemplan apropiación total por \$895,4 mil millones, con las particularidades que se describen a continuación:

1. Identificación de recursos exploratorios de hidrocarburos nacional.

Se concibe para el logro de los objetivos de Mejorar la cantidad y calidad de la información de las áreas exploratorias a ofrecer y Fortalecer técnicamente las oportunidades exploratorias de estas áreas.

En el año 2019 contó con una apropiación de 176,7 mil millones, de los

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

cuales ejecutó un 79,08%. Para el 2020 se reduce la apropiación a 79,1 mil millones, de los cuales ejecutó un 77,15%, año en el cual las apropiaciones de otros proyectos también disminuyen por efecto de la pandemia del Covid-19. Para el 2021 se aumenta la apropiación, llegando a 203,5 mil millones, pero solo se ejecutó el 55%.

Para el año 2022, la apropiación es de 239,2 mil millones y al cierre del mes de septiembre registra una ejecución del 35,83%.¹⁵

2. Fortalecimiento en la implementación del modelo de promoción para incrementar la inversión nacional.

La asignación total al proyecto es por \$32,3 mil millones, donde el año 2020 contó con la menor apropiación definitiva como consecuencia de la educación ordenada por el gobierno nacional con ocasión de las medidas adoptadas para enfrentar la pandemia de Covid-19; su ejecución fue del 63,5%. En el año 2021 se incrementa la asignación a \$8,69 pero solo ejecuta 60,11% y al cierre del mes de septiembre de 2022, con recursos por \$8,95 mil millones, únicamente reporta ejecución del 48,81%.

3. Aprovechamiento de hidrocarburos en territorios social y ambientalmente sostenibles a nivel nacional.

Sobre una apropiación reducida de \$35 mil millones a \$14,5 mil millones, este proyecto ejecutó durante el 2020 \$6,7 mil millones, un 36,7%. Igual que los demás, aumentó su apropiación definitiva y pasó a \$35 mil millones en 2021,

¹⁵ Seguimiento a proyectos de inversión. SPI-DNP, consultado octubre 17 de 2022

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES
con un 141,3% de incremento, manteniéndose para el 2022 y logrando una ejecución del 91,9% en el primero y 19,90% al cierre de mayo de 2022.

4. Fortalecimiento de la ciencia y tecnología para el sector hidrocarburos a nivel nacional.

En 2020 no contó con apropiación definitiva, ya que se le redujo de \$15mil millones a \$0 y para el 2021 se registra una apropiación vigente por \$17 mil millones que la ANH ejecutó en un 93,9%; sin embargo, para 2022 con una apropiación similar solo reporta ejecución del 12% al cierre del mes de mayo. Cuadro 11.

Cuadro 11
Recursos ANH para alistar áreas 2018-2022
Millones de pesos

Proyecto	2019	2020	2021	2022
Fortalecimiento en la implementación del modelo	8,050	5,723	8,691	8,952
Aprovechamiento de hidrocarburos en territorios	35,000	14,500	35,000	35,000
Fortalecimiento de ciencia y tecnología	13,000	0	16,000	17,000
Identificación de áreas	176,706	79,104	203,500	239,250
Totales	232,756	99,327	263,191	300,202

Fuente: Elaboración CGR. Datos tomados de la Ficha EBI del Sistema de Seguimiento a Proyectos de Inversión - SPI octubre 13 de 2021 - Departamento de Planeación Nacional - www.spi.dnp.gov.co.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

7.1 Inversión privada en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

La inversión extranjera directa -IED, en exploración y producción de petróleo y gas decrece desde 2018 y se agudiza en el 2020 como consecuencia de la pandemia del Covid-19, para registrar un dinamismo en 2021 cuando alcanza los US\$3.020 millones de dólares, como se ilustra en el Cuadro 12, de acuerdo con los datos del Banco de la República.

Cuadro 12
Inversión extranjera directa en exploración y producción de petróleo y gas
US\$ millones

Año	Exploración	Producción	Total
2014	1910	6480	8390
2015	890	4880	5770
2016	720	1320	2040
2017	1100	2300	3400
2018	800	3550	4350
2019	780	3250	4030
2020	350	1700	2050
2021	520	2500	3020
TOTAL	7070	25980	33050

Fuente: Elaboración CGR con información de la ACP, edición enero 2022

Para el caso particular del subsector gas natural, la inversión extranjera directa- IED, en proyectos de exploración y explotación no se puede desagregar del total, dado que los contratos se realizan para buscar hidrocarburos (petróleo y gas). Es así como, desde el 2013 hasta el 2020, para los proyectos que reportaron producción de gas, la IED fue de US\$791 millones, lo cual indica que en promedio se realizaron inversiones por US\$98,88 millones por año durante el periodo.

La mayor inversión reportada fue en el 2019, con US\$120,88 millones,

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

cayendo en el año 2020 a US\$85,7 millones, lo cual indica un decrecimiento de 30% y para 2021 se programó invertir US\$65,6 millones, 46% menos que en 2019; lo cual encuentra justificación en la disminución de las actividades de exploración y explotación derivadas de los confinamientos ordenados para enfrentar la pandemia del Covid-19 en el 2020 y que aún no recupera la dinámica anterior.

Con esta inversión se logró producir en promedio 196,43 Mpcd; si comparamos la producción del último año que fue de 1.083 Mpcd con este promedio, podemos decir que contribuyó con el 18%.

El comportamiento de esta inversión en contratos que han tenido producción de gas entre los años 2013 y 2021, reportados por la ANH con las restricciones de incorporar solo aquellas inversiones en proyectos de gas asociado con producciones mayores a 1 Mpcd, toda la producción de gas seco, y únicamente para los contratos y convenios suscritos por la ANH, se ilustra en el cuadro 13.

Cuadro 13
Inversión privada en contratos con producción de gas 2013-2020
Millones de US\$

Año	Inversiones ejecutadas (Mils US\$)
2013	1,931.70
2014	2,828.20
2015	2,337.10
2016	560.70
2017	987.80
2018	1,541.90
2019	1,789.90
2020	871.10
Total	12,848.40

Fuente: Elaboración CGR con información ANH

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Según las cifras analizadas y las perspectivas señaladas, se puede afirmar que las actividades de exploración y explotación han ayudado a mantener e incrementar en 215 Gpc, por lo menos, el nivel de las reservas; además, las estrategias implementadas en los planes de desarrollo han resultado eficaces para el logro del objetivo de mantener o aumentar las reservas.

Aun cuando no existe un gran hallazgo de gas natural, semejante al de Guajira en el año 1990, los contratos suscritos hasta ahora y que han reportado hallazgos, pueden incrementar las reservas en los próximos años, ya que existen varios en los que se ha certificado la existencia de gas y que se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo, bien sea en programas de evaluación, de exploración o en trámite de presentar la declaración decomercialidad.

A pesar de las limitaciones impuestas para enfrentar la pandemia del Covid-19, las medidas adoptadas por los mayores productores de petróleo y gas que hicieron bajar los precios internacionales, las actividades definidas en el Plan Nacional de Desarrollo permitieron el avance de las metas propuestas, a tal punto que se logró revertir la tendencia decreciente de las reservas e incorporar un volumen que extendió los años de autoabastecimiento de 7,7 a 8 años; por lo cual se concluye que las hipótesis planteadas para el desarrollo del estudio se confirman y las expectativas en áreas que cuentan con aviso de descubrimiento son positivas y reafirman que las acciones adelantadas van encaminadas al logro del objetivo.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Conclusiones

- La hipótesis 1 se confirma, teniendo en cuenta que los procesos de exploración y explotación de gas natural desarrollados en el país, mediante rondas y procesos permanentes durante el periodo 2010-2014 alcanzaron un 47,5% de eficacia, teniendo en cuenta los bloques ofrecidos y los contratos suscritos, en el periodo 2014-2018 no se realizaron convocatorias y en el actual periodo se ha obtenido un 47,2% de eficacia; lo cual coadyuva el cumplimiento de las metas establecidas en los planes nacionales de desarrollo. Las actividades realizadas por el Gobierno Nacional a fin de cumplir con las metas trazadas ayudan al cumplimiento del objetivo, sin desconocer que el incremento logrado en las reservas es producto de revaluaciones, revisiones técnicas y solo un pequeño aporte de nuevos hallazgos, situación que se evidencia en el nuevo reporte de reservas a 2021.

- La hipótesis 2 se confirma, considerando que las estrategias de exploración y explotación de gas natural incorporadas en los planes de desarrollo son eficaces al propósito de encontrar nuevas fuentes de gas natural y teniendo en cuenta las áreas convocadas, las áreas asignadas, el monto de las inversiones, los estudios geológicos y de sísmica y la cantidad de pozos perforados. Durante el periodo 2010 - 2012 las reservas probadas tienen un relativo aumento como consecuencia de una revaluación de las reservas no probadas y la incorporación de pequeños hallazgos, pero a partir de 2013 su declinación es sostenida hasta 2020, llegando a los 2.949 Gpc para repuntar en el 2021, con un aumento del 6,8% con relación al año anterior.

- Se tenía gran expectativa con el método explotación de gas no convencional, cuando hay un proyectado de 165 TPC, los cuales están sujetos a

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

permisos del Estado y al resultado de los estudios de los pilotos autorizados. Es de anotar que para efectos de este estudio esta proyección setoma como incierta, por cuanto los contratos suscritos se han visto afectados por decisiones judiciales y actualmente cursa un proyecto de ley que prohíbe esta práctica, con grandes posibilidades de salir adelante.

- El camino para mantener o aumentar las reservas de gas natural, se comienza a despejar en el 2021, cuando después de efectuar revisiones técnicas, revaluaciones e incorporación de nuevos aportes, se logró incrementarlas en 215 GPC y llevar los años de reserva a 8, cuando venían de registrarse 7,7 en el año 2020. La expectativa aumenta con lo publicado por Ecopetrol sobre el descubrimiento de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Uchuva-1, en Gorgon-2 y de su filial Hocol en el pozo Coralino-1 y que prometerían duplicar las reservas.
- Aun cuando no existe un gran hallazgo de gas natural, semejante al de la Guajira en 1990, los contratos suscritos hasta ahora y que han reportado hallazgos, pueden incrementar las reservas en los próximos años, ya que existen varios en los que se ha certificado la existencia de gas y que se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo, bien sea en programas de evaluación, de exploración o en trámite de presentar la declaración de comercialidad.
- El aumento de reservas registrado en el año 2021 no resuelve la pérdida de autosuficiencia, dada la expectativa de demanda y el aumento en la producción actual que nos llevarían a que en el 2030 no se tendrá gas.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

Bibliografía

- Congreso de la República. Ley 1955 de 2019 Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Bogotá, Colombia.
- Congreso de la República. Ley 1753 de 2015 Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Bogotá, Colombia.
- Congreso de la República. Ley 1450 de 2011 Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (1991). Documento CONPES 2571. Programa para la masificación del consumo de gas. Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (2002). Documento CONPES 3190 de 2002. Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas. Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (2003). Documento CONPES 2646 de 2003. Plan del gas. Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES. (2003). Documento CONPES 3144 de 2003. Estrategias para la dinamización y consolidación del sector gas natural en Colombia. Bogotá, Colombia.

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS SECTORIALES

- Contraloría General de la República. Estudio Sectorial Viabilidad de la construcción de una planta de regasificación en la costa Pacífica. Bogotá, 2019.
- Departamento Nacional de Planeación. (2018 - 2022). Bases Plan Nacional de Desarrollo. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía - MME. (2011). Decreto 2100. Aseguramiento del abastecimiento de gas natural. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía - MME. (2015). Decreto Único Reglamentario del sector Minas y Energía 1073. Bogotá, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH. Acuerdo 02 de 2017 Reglamento de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá, Colombia.
- Asociación Colombiana de Petróleo – ACP. Edición enero de 2022. Bogotá, Colombia.
- Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition.