



## MEGA DE LA ANH 2020

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha coordinado el desarrollo de diferentes estudios con el ánimo de establecer las posibles metas de incorporación de reservas y necesidades de actividad exploratoria para mantener el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos en el país, y así mismo, conservar el nivel de exportaciones de los últimos años.

En este sentido, tomando en cuenta la información contenida en los estudios realizados por la empresa IHS ENERGY y Arthur D Little.

- IHS (2005a) "Desarrollo de un modelo para evaluar y desarrollar estrategias con el fin de planear e implementar inversiones en las actividades de exploración y explotación de la industria de hidrocarburos en Colombia", donde se plantea la creación de un modelo para evaluar la estrategia de planeación de inversiones en actividades de exploración y producción de la industria de hidrocarburos para Colombia. El alcance consistió en: asistencia en la preparación del presupuesto del 2005 y en el desarrollo del modelo respectivo.
- IHS (2005b) "Strategies of Investment Planning and Implementation for the Upstream Hydrocarbon Industry in Colombia", en el cual desarrolla un presupuesto preliminar de la ANH para 2005 y establece las proyecciones de inversión para cinco y veinte años que alcanzan un total de \$2.459 millones de dólares.
- ADL (estrategia nacional de abastecimiento), se identificaron escenarios de producción de hidrocarburos a partir de supuestos técnicos y económicos a 20 años, de donde se deriva información sobre posibles descubrimientos e incorporación de reservas.

El estudio de ADL realiza una actualización de las estructuras de producción de hidrocarburos inicialmente planteada por IHS, a partir de donde se construyeron tres escenarios de proyección: caso base (prórroga del autoabastecimiento), favorable (Colombia, hub energético regional) y adverso (Colombia dependencia energética externa).

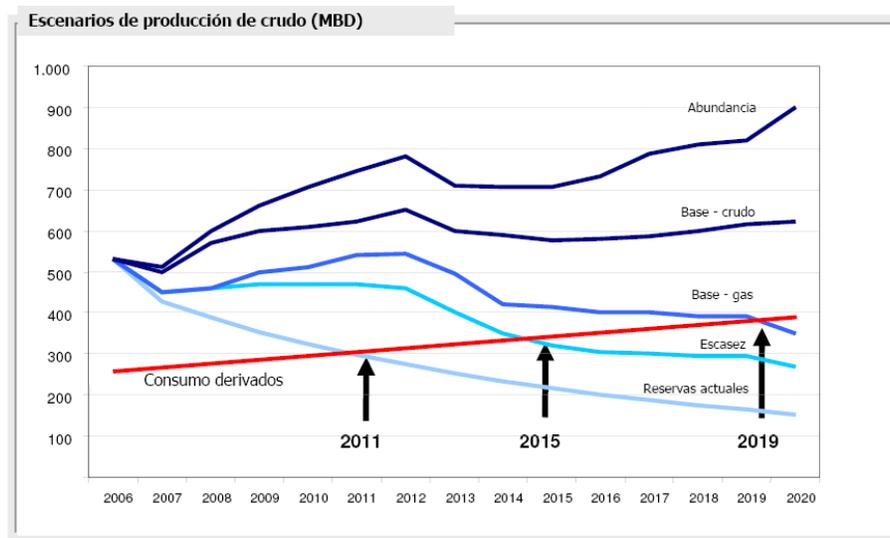
A partir de las premisas empleadas en cada escenario del estudio y haciendo uso de un modelo diseñado por ADL para analizar las estructuras de producción de hidrocarburos planteadas, se desarrolló para cada escenario la oferta y demanda proyectada de los diferentes energéticos, sus respectivos balances, nivel estimado de inversiones requeridas para garantizar la oferta,

determinación del efecto en la balanza comercial y nivel de emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía consumida.

El escenario base considera el gas como fuente de incorporación de reservas al 2025. En este sentido, las proyecciones de producción de hidrocarburos en el escenario base logran prorrogar la autosuficiencia al 2019, principalmente debido a inversiones en recuperación mejorada sobre yacimientos actualmente en producción y al desarrollo de crudos pesados.

El escenario favorable establece la incorporación de 9.400 millones de barriles equivalentes de petróleo, debido a la estabilización en la producción de crudo, principalmente por proyectos de recuperación mejorada, así como nuevos hallazgos al inicio del período proyectado. Este escenario permite el sostenimiento de las exportaciones a lo largo de todo el período proyectado, lo que le garantiza al país la estabilización de la balanza comercial en este sentido.

Finalmente, el escenario adverso incorpora alrededor de 1.500 millones de barriles equivalentes de petróleo. En este escenario, continua la declinación de crudo a ritmo más suave pero sostenido, aunque por el lado del gas, podría haber pequeños desarrollos y hallazgos. En el largo plazo, 2015, este escenario prevé la importación tanto de crudo como de gas.



Los anteriores escenarios requieren niveles de inversiones exploratorias importantes, ya que la proyección de escenarios asume, entre otras, que el éxito exploratorio está directamente relacionado con el volumen de inversiones exploratorias que se efectúen. De igual forma, se requiere del cumplimiento de otras actividades como: el sostenimiento de la estrategia de



recuperación mejorada de campos maduros como fuente para la incorporación de reservas y la expansión y adecuación de sistemas de refinación, almacenamiento y transporte de crudo y refinados.

Como complemento a estos estudios, el grupo de Gestión de Conocimiento de la ANH desarrolló un modelo que incluye el período en el cual se deben desarrollar las inversiones en cada cuenca en función de las rondas de negociación. La propuesta tiene en cuenta además la necesidad de balancear las inversiones de tal forma que el presupuesto de inversión sea del orden de unos US 100'000.000 por año.

Inicialmente se evaluó el conocimiento que se tiene de cada cuenca (incluyendo la información ya adquirida por la ANH), así como el orden de prioridad que tiene la ANH para realizar estudios de exploración en cada una de ellas en función de su potencial prospectivo. Se clasificaron las cuencas en tres grupos (tabla 1): 1) Cuencas inexploradas o tectónicamente complejas; 2) Cuencas sub-exploradas y 3) Cuencas exploradas. Para las primeras se consideró que deben pasar por 4 fases de conocimientos antes de la ronda de negociación (Tabla 1). Las fases 1, 2, 3 y 4 que corresponden a estudios geológicos básicos, definición de posibles plays y caracterización de prospectos, estarían a cargo de la Agencia y se desarrollarían en aproximadamente 4 - 6 años.

Posteriormente se realizará una ronda de negociación de las áreas estudiadas. Las fases siguientes (A y B) se realizarán por las empresas petroleras en 2-4 años. Posteriormente la cuenca pasa a ser "sub-explorada" y por tanto, una vez devueltas algunas áreas por la industria, se procede a evaluarlas y a ejecutar las actividades que conlleven a la reducción del riesgo exploratorio (fases 1 y 2 en color azul de la tabla 1). Esto permite ofrecerlas nuevamente en rondas de negociación y así sucesivamente.

Es necesario indicar que las fases planteadas comienzan en años diferentes, lo cual permite conservar un presupuesto de inversión relativamente estable a través del periodo proyectado. Se construyeron tablas para todas las cuencas que detallan el tipo de estudios a realizar anualmente y su costo en miles de dólares; así como las inversiones por cada año en todas las cuencas. Se elaboró una tabla que muestra las inversiones que se deben realizar en las cuencas colombianas para las fases de exploración de la tabla 1.

## LEYENDA

### Ciclo de cuencas inexploradas o tectónicamente complejas

Fase 1 (6 meses-1 año)	Conocimiento básico de la geometría del basamento (Métodos potenciales, geofísica aerotransportada, interpretación imágenes satélite, radar con o sin control de campo y cartografía geológica y muestreo para análisis básicos, batimetría en áreas costa afuera). Revisión de trabajos anteriores.
Fase 2 (1-2 años)	Conocimiento de la geometría de la cobertura sedimentaria, estructuras y rasgos estratigráficos más notables (sísmica 2D, Magnetotelúrica). Sísmica 1 año adquisición-1 año interpretación
Fase 3 (1-2 años)	Conocimiento integral (directo) del sistema petrolífero (pozo(S) estratigráfico y los análisis que se derivan) Piston core en regiones costa afuera
Fase 4 (1-2 años)	Identificación puntual de áreas prospectivas ("leads") (estudios de integración de la información obtenida en las fases anteriores)
<b>RONDA (6 meses-1 año)</b>	
Fase A (1-2 años)	Identificación local de prospectos (sísmica 2D local o 3D). Durante la rondas
Fase B (1-2 años)	Perforación de pozo exploratorio. Durante las rondas

**INDUSTRIA**

### Ciclo de cuencas sub-exploradas

Fase 1 (1 año)	Evaluación de áreas libres o inactivas (estudios post-mortem de pozos), proposición de estudios de derivadas de esta evaluación (incluyendo posibilidad de extracción por técnicas no convencionales)
Fase 2 (1-2 años)	Ejecución de las actividades que conlleven a la reducción del riesgo exploratorio (e.g. modelamiento geoquímico, petrofísica, reprocesamiento e interpretación de sísmica 2D, cartografía).
<b>RONDA (6 meses-1 año)</b>	
Fase A (1-2 años)	Identificación local de prospectos (sísmica 2D local o 3D)
Fase B (1-2 años)	Perforación de pozo exploratorio

**INDUSTRIA**

### Cuencas exploradas

	Liberación de bloques y rondas (poca o nada de intervención de la ANH)
?	Su decisión depende del éxito obtenido de las otras áreas de la cuenca o en otras etapas de la exploración
(*)	Estudios multicitiente

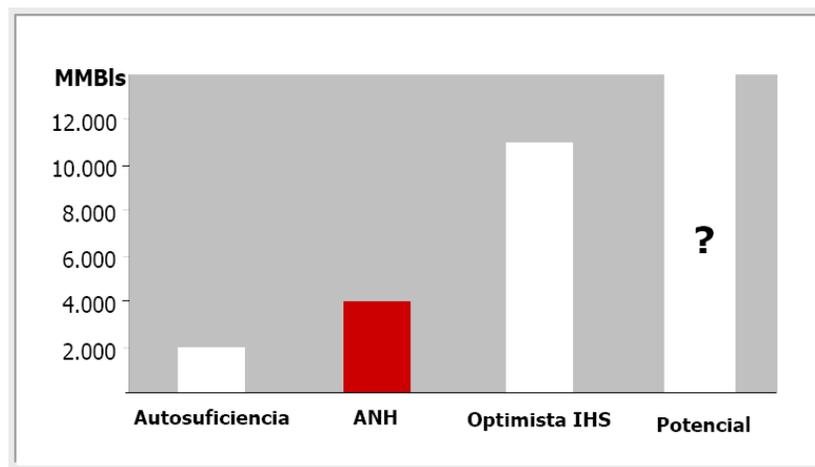
**Tabla 1.** Fases de exploración de hidrocarburos empleados para la elaboración del plan de inversiones de la ANH (años 2005-2025).

CUENCAS	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
VMM																						
Llanos Orientales	Foreland																					
	Norte					F2-37																
	Centro					F3-4-R																
VSM	Sur																					
	Piedemonte Norte																					
	Piedemonte sur																					
Caguán-Putumayo	Foreland																					
	Putumayo Este																					
Cataumbo																						
	Oeste (área especial ANH)																					
	Este																					
VIM	Norte																					
	Sur																					
Sinú-San Jacinto	Norte																					
	Sur																					
Guajira	Norte																					
	Sur																					
Cesar-Ranchería	Norte																					
	Sur																					
Cordillera Oriental	Noroeste																					
	Soapaga Norte																					
	Soapaga centro																					
Cordillera Oriental	Soapaga sur																					
	Piedemonte Oriental																					
	Piedemonte Occidental																					
Sur	Sur																					
Urabá	Norte																					
	Sur																					
Cauca-Patía	Norte																					
	Sur																					
Chocó	Norte																					
	Sur																					
Tumaco	Norte																					
	Sur																					
Cayos	Norte																					
	Sur																					
Pacífico	Norte																					
	Sur																					
Caribe	Noroeste																					
	Suroeste																					
	Norte																					
Vaupés Amazonas	Centro																					
	Sur																					
Amagá	Norte																					
	Centro																					
	Sur																					

**Tabla 1** (continuación) Tabla que muestra las fases de exploración de hidrocarburos propuestas para las diferentes cuencas de Colombia (años 2008-2025). Para convenciones ver la página anterior.

Dentro de las tres primeras fases la Subdirección Técnica de la ANH planificó investigaciones básicas que van de lo general a lo particular: 1) estudios aerogravimétricos 2) sísmica regional 3) Cartografía, geoquímica, petrofísica, bioestratigrafía regional 4) Perforación de pozos estratigráficos 5) Estudios integrales en los pozos 6) Integración y evaluación de la información con miras a determinar reservas y atraer inversión. De acuerdo con los resultados de algunos de estos estudios, es necesario proponer nuevas investigaciones de menor cuantía encaminadas a resolver problemas específicos, que por razones obvias, no aparecen en el plan de inversiones aquí presentado. Además, es necesario indicar que este presupuesto de inversión debe revisarse continuamente debido a que muchos de las investigaciones proyectadas dependen de los resultados (exitosos o no) de los estudios técnicos que se están realizando o se realizarán en años próximos por parte de la ANH y/o de las compañías operadoras.

### Escenario de proyección de la ANH



Fuente: IHS, análisis ANH

Tomando en cuenta lo anterior, así como la información geológica disponible y el análisis de la actividad exploratoria realizada cada año, la ANH determinó como meta estratégica la incorporación de 4.000 millones barriles equivalentes de petróleo al 2020. Esto permitiría mantener el autoabastecimiento y el nivel de exportaciones del país.

Dentro de sus metas de mediano plazo, la ANH se ha planteado el objetivo de incorporar 1.000 millones de barriles equivalentes, lo cual permitirá mantener el nivel de producción necesario para cargar las refinerías y mantener el volumen de divisas para el país, generadas por las exportaciones.



Para lograr los objetivos propuestos, la Agencia ha establecido las necesidades mínimas en términos de inversión propia en información geológica, contratos E&P a firmar y actividad exploratoria requerida.

En términos de la inversión a realizar por parte de la ANH es importante tener en cuenta que la mayoría del territorio colombiano se encuentra inexplorado. Este hecho ha ocasionado que algunas de las cuencas del país, por no tener suficiente información geológica disponible, tengan dificultad para atraer la inversión privada. La actividad de la Agencia en este aspecto será adquirir la información suficiente para estimular la inversión privada en nuevos territorios. Inicialmente la Agencia estimó que realizar una inversión aproximada de 100 millones de dólares al año sería necesario para cumplir con las metas estimadas. Esta información continuamente se está validando con el desarrollo de estudios de consultoría.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la firma de contratos E&P garantiza la actividad exploratoria y adicionalmente que cada contrato genera una actividad mínima, la ANH espera firmar 30 contratos E&P al año teniendo en cuenta que de éstos, al menos dos se realicen con empresas que no se encuentran en el país, pertenecientes al PIW 100. Sin duda alguna, la atracción de nuevos inversionistas con este perfil permitirá un mejor posicionamiento de Colombia en el entorno mundial petrolero y el incentivo a invertir por parte de empresas medianas y pequeñas.

### **Descripción de la estrategia de la ANH al 2020**

La ANH, siguiendo con las funciones asignadas en el Decreto 1760 de 2003 y en concordancia con el marco estratégico que Ecopetrol venía implementado, estimó conveniente continuar con las estrategias planteadas por esta empresa, a saber:

- Reforzar la actividad exploratoria incrementando la inversión
- Promover la demanda de gas
- Conseguir más reservas
- Capitalizar las oportunidades de exportación de gas

Adicionalmente, con el propósito de cumplir con las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo para el sector de hidrocarburos y los motivos que condujeron a reformar la estructura institucional y la política petrolera del país, la ANH definió las siguientes metas al año 2020:

- Encontrar 4.000 mmbls equivalentes
- Atraer a 30 nuevas empresas a Colombia
- Mantener más del 20% del área sedimentaria en exploración



Para cumplir con estas metas, es necesario realizar un esfuerzo significativo en contratación para revertir la situación actual de crisis y aprovechar las reservas potenciales, para lo cual se estiman dos opciones:

- Por un lado, buscando la reposición de las reservas que se consumen en la actualidad. A este respecto, las estadísticas de perforación indican que uno de cada 6 pozos tiene petróleo, por lo tanto, se deben perforar alrededor de 60 pozos con el propósito de encontrar petróleo en 10 pozos, tomando en cuenta que el volumen promedio de un yacimiento en el país es de 20 mmbls. El cumplimiento de esta relación implica la firma de al menos 30 contratos en cada año.
- Por otro lado, si se aprovecha el potencial estimado de reservas (10.000 mmbls) al 2020, se deben encontrar 500 mmbls de petróleo al año, por lo tanto se deben perforar 150 pozos al año para encontrar 25 productores, lo cual requiere de la firma de 30 contratos al año.
- Para lograr lo anterior, la ANH se ha propuesto una meta en términos de promoción, lo cual contempla un plan de acercamiento a las empresas con presencia en Colombia así como atraer el interés de las que aún no han venido al país.