

CUENCA NEUQUINA, RESERVAS Y RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

Héctor O. Mendiberri¹ - hmendiberri@yahoo.com.ar

Adolfo E. Giusiano¹ - agiusiano@neuquen.gov.ar

Alex H. Valdéz² - adhval@yahoo.com.ar

¹Secretaría de Estado de Energía y Minería. Provincia del Neuquén

²Subsecretaría de Finanzas Públicas. Provincia del Neuquén

Palabras Claves: Cuenca Neuquina, reservas, recursos, producción de petróleo y gas

ABSTRACT: Neuquen basin, hydrocarbons reserves and resources

The Neuquén Basin, since the start of hydrocarbons productions in 1918, has delivered 5.87 BBOE (934 MMm³ OE). At present, it produces 45% and 61% of oil and gas, respectively of Argentinean production.

The total estimated average resources are in the order of 13.8 BBOE (2,200 MMm³ OE), which consist of: a) Cumulative Production (to December 2004): 934 MMm³; b) Proven + 50% Probable reserves (up to December 2003): 3.44 BBOE (547 MMm³ OE); c) Estimated Potential Remaining Resources: 4.4 BBOE (700 MMm³ OE).

Since the 80's to date, the level maturity of conventional target of the basin and the weak exploration efforts in search for new play concepts have led to the decrease in the discovery rate.

Two scenarios were built, one without incorporating new reserves, and a second incorporating 27% of the estimate remaining reserves for the period 2005 – 2019. The results are instrumental to forecast future reserves base and production, hence to estimate the future impact on the economies of the hydrocarbon producing provinces.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina, desde el comienzo de su explotación en el año 1918, ha aportado a lo largo de su historia productiva 934 millones (MM) de metros cúbicos (m³) de petróleo equivalente (PE). En el presente contribuye con el 45% de la producción de petróleo y el 61% de la producción de gas natural del total de la Argentina.

En este trabajo se analizan la disponibilidad de los recursos, las reservas y la producción de la cuenca. Se plantean dos escenarios futuros que permiten tener una idea sobre la evolución de la producción y de las reservas de petróleo y gas durante los períodos de tiempo considerados (2005-2019).

Las proyecciones realizadas constituyen una herramienta para el análisis del comportamiento futuro del sector hidrocarburífero de la cuenca. Las mismas adquieren, desde la óptica del estado, significativa importancia debido a su incidencia en la matriz energética nacional y en la economía de las provincias que la integran.

MARCO GENERAL DE LA CUENCA

La Cuenca Neuquina tiene una superficie aproximada de 124.000 Km² y abarca gran parte de la provincia del Neuquén, el sector occidental de la provincia de Río Negro y La Pampa y la porción suroccidental de la provincia de Mendoza. Su relleno consiste en más de 6.000 metros (m) de potencia de sedimentos marinos y continentales, representados por rocas clásticas, carbonáticas, evaporíticas y piroclásticas. Estas secuencias sedimentarias se depositan en el ámbito de una cuenca de intrarco a trasarco, a través de un proceso que se inicia en el Triásico Superior con la configuración de un sistema de rifting y que culmina en el Paleoceno con el inicio de la orogenia andina.

La columna sedimentaria acumulada durante la evolución de la cuenca desde el Jurásico Inferior al Cretácico Inferior, contiene los principales intervalos estratigráficos ricos en materia orgánica generadora de gas y petróleo. Por otro lado, las rocas clásticas y las rocas carbonáticas subordinadas del intervalo Jurásico Medio al Neocomiano, constituyen los reservorios de las principales acumulaciones de hidrocarburos; no menos importantes son los descubiertos en las vulcanitas de edad Permo-Triásica y en los intrusivos alterados del Terciario. El estilo de los entrapamientos es estratigráfico, estructural y combinado.

Se considera que la cuenca se halla en un estado maduro de exploración y los principales objetivos geológicos del Jurásico y Cretácico, ubicados entre los 500 y los 3.500 m, han sido evaluados con las principales herramientas de exploración en los sectores adosados a los bordes nororiental y suroriental. En lo

referente a los niveles localizados a más de 3.500 m de profundidad y a los sectores comprendidos en la faja plegada occidental, como los del frente cordillerano, han sido poco investigados y constituyen objetivos de mediano a alto riesgo exploratorio.

METODOLOGÍA

Para realizar el análisis de las reservas provenientes de descubrimientos, se han confeccionado los gráficos tomando como referencia información de IAPG (2004), IHS (2002), SEN (2004). En los mismos las incorporación histórica de reservas, se las reubican en el año del descubrimiento del yacimiento. El estudio de este parámetro, junto a los recursos y las producciones, constituye la base para extrapolar las mismas en el período analizado 2005-2019. Los futuros hallazgos tienen su sustento en los recursos remanentes, estudiados por Legarreta *et al* (2003), en donde se estima un máximo y un mínimo, que a los efectos prácticos se adopta en este trabajo, un promedio de 700 MMm³ de PE.

En cuanto a las producciones (YPF 1987; IAPG 2004; SEN 2004), el desempeño de los grandes yacimientos de la cuenca en el último quinquenio, representa el punto de partida para efectuar las extrapolaciones futuras. Con esta base se han supuesto dos escenarios de ocurrencia: 1) proyectando sólo producciones y 2) suponiendo también incorporación de reservas. Tanto en el caso de las reservas como de las producciones futuras, se realiza su distribución en el tiempo de acuerdo al análisis estadístico de las últimas décadas, estado de madurez de la cuenca, esfuerzo exploratorio y política petrolera.

ESTADO Y EMPRESAS

Cuando un estado planifica los escenarios económicos futuros, adquieren fundamental importancia aquellos rubros que van a gravitar en forma preponderante sobre sus ingresos. Un caso típico son los hidrocarburos en las provincias patagónicas. También las empresas petroleras planifican su producción y la estrategia para incorporar y/o reponer reservas como base de su futuro desempeño económico. Ambas partes tienen en común la necesidad de conocer cuáles serán las reservas totales finales de un área, zona o provincia para establecer el horizonte de agotamiento de sus reservas y recursos en función del ritmo de producción factible, estimando los posibles ingresos financieros futuros.

La diferencia entre estas partes consiste en que el estado posee el dominio de un territorio limitado y sus ingresos están acotados a los hechos que allí ocurran, tales como nuevos descubrimientos, magnitud de los mismos u optimización de la explotación. Además, se debe considerar que cuando mayor sea el grado de exploración de su territorio, resultará más difícil un hallazgo y en consecuencia tarde o temprano se producirá una caída inevitable de la producción, que seguramente repercutirá en sus ingresos. Esta situación puede ser diferente para las empresas petroleras que mediante la inversión diversificada en distintas zonas, cuencas y países del mundo pueden manejar de otra forma el agotamiento del recurso. Este hecho permite afirmar que, si bien es muy importante conocer las reservas y recursos de un área para una empresa, resulta imprescindible para los estados poseedores de esta riqueza poder estimar su potencial, máxime cuando su economía está muy ligada a los ingresos provenientes de esta actividad.

RECURSOS DE LA CUENCA

Hasta hace algunos años, conocer cuál era el potencial total hidrocarburífero de una región, era un tema difícil de resolver, aún para los especialistas. Actualmente existen nuevas técnicas para determinarlo, en las que se basa un reciente estudio de la Cuenca Neuquina de Legarreta *et al.*, (2003). De acuerdo a este trabajo, se interpreta que la cuenca posee recursos totales promedio del orden de 2.200 MM de m³ de PE, incluyendo todo el petróleo y el gas natural (convertido por equivalencia energética a petróleo) que se ha generado, migrado, acumulado y eventualmente podría recuperarse en “condiciones de superficie”. Esta cifra al año 2004, se integra por 1) la producción de hidrocarburos obtenida desde el año 1918 hasta Diciembre de 2004, asciende a 934 MM de m³ de PE, 2) las reservas existentes de 547 MM de m³ de PE a Diciembre de 2003 (comprobadas: 473 MM de m³ de PE más el 50% de probables: 74 MM de m³ de PE) y 3) los recursos remanentes a descubrir del orden de 700 MM de m³ de PE (Gráfico 1).

EVOLUCION DE LOS DESCUBRIMIENTOS

En el Gráfico 2 se analiza la evolución de los descubrimientos de hidrocarburos desde principio del siglo pasado hasta la actualidad. En función de estos antecedentes se hace una proyección para el quinquenio 2005-2009 y para la próxima década.

Los datos muestran que durante los tres primeros decenios (1920, 1930 y 1940), los hallazgos en una cuenca inexplorada son de poca magnitud y esto obedece a la escasa tecnología disponible, basada fundamentalmente en estudios de geología de superficie.

La década de 1950 presenta un salto sustantivo en los descubrimientos, contribuyendo a los mismos la aparición de los métodos sísmicos de prospección, que posibilitan la detección de nuevos yacimientos en la zona aledaña al Octógono Fiscal en Plaza Huincul. Durante la siguiente década de 1960, el perfeccionamiento de los métodos sísmicos en una cuenca poco explorada permite descubrir el conjunto de acumulaciones de petróleo más grande, principalmente en la zona de Catriel y Puesto Hernández. Esta tendencia continúa durante la década de 1970, cuando se descubre el yacimiento gigante de gas de Loma La Lata, y se alcanza en este decenio el máximo valor de reservas incorporadas de toda la serie expuesta. Quizás este hallazgo represente el momento donde se conjugan el factor tecnológico con una madurez exploratoria media a alta?. Esta situación parece confirmarse en la década siguiente de 1980, con el descubrimiento del campo Lomitas-Chihuido de la Sierra Negra, que evita la merma abrupta de las reservas descubiertas. En el decenio de 1990, el mejoramiento de la tecnología a través de los métodos sísmicos "3D" y la visión geológica de diferentes empresas, que comienzan a participar a partir de la desregulación del sector, posibilita el hallazgo de los últimos yacimientos de gran porte tal como El Trapial y Sierra Chata, posiblemente por la alta madurez exploratoria alcanzada. Merece destacarse que durante este período es intensivo el desarrollo de reservas en los yacimientos descubiertos en décadas anteriores, significando un sustantivo aporte al crecimiento de las mismas.

Siguiendo la tendencia declinante establecida a partir de la década de 1980, durante el primer quinquenio de la década de 2000 las incorporaciones de reservas totalizan 70 MM de m³ de PE y la proyección al final del decenio actual, alcanzará los 140 MM de m³ de PE. Estas estimaciones parecen razonables, si persisten las actuales condiciones establecidas en los últimos años, donde se ha producido una disminución de la actividad exploratoria y sólo puede modificarse sobre la base a nuevas políticas que utilicen el estado nacional, las provincias y las empresas.

En el mismo sentido es posible que durante la década de 2010, las incorporaciones de reservas sean algo inferiores al decenio actual y del orden de 120 MM de m³ de PE, con mayores expectativas de descubrimientos de gas que de petróleo. Estos recursos a transformar en reservas, del orden de los 190 MM de m³ de PE, representan el 27% de los 700 MM de m³ de PE remanentes, pero el porcentaje real de reservas a incorporar dependerá sin dudas de la agresividad con que se efectúe la exploración de la cuenca.

PRODUCCIÓN

Desde 1918 al año 2004, la producción histórica acumulada de petróleo y gas de la cuenca, asciende a 934 MM de m³ de PE y se reparte en 480 MM de m³ de petróleo y 454.000 MM de m³ de gas (454 MMm³ de PE). El grado de detalle de la información de los últimos años, discriminada por yacimientos, permite analizar la declinación o incrementos de producción (Tabla 1) y proyectarlos en el tiempo.

Para el petróleo la producción futura pronosticada se realiza de acuerdo a los datos del último quinquenio, con una declinación anual constante del 6%. En el caso del gas, a partir de su pico máximo de producción se adopta una declinación del 3% anual (Gráfico 3 y 4).

ESCENARIOS

Una de las preocupaciones generales más frecuentes radica en conocer la vida útil de las reservas hidrocarburíferas (horizonte de reservas), para planificar estrategias en las instituciones, en las empresas e incluso en la vida del ciudadano común, cuando éste habita en zonas con actividad petrolera. El número de factores que intervienen para su cálculo hacen que su estimación sea confiable sólo bajo condiciones estáticas y su lectura -aislada de otros parámetros como la producción y reservas- es poco indicativa. De allí que de los múltiples escenarios de ocurrencia, en este trabajo se han elegido los que se consideran más representativos.

Escenario 1

Se desea conocer la vida útil de las reservas, tanto para el petróleo como para el gas. Se ha supuesto en este escenario una situación de mínima, es decir que no se producirá en el futuro ninguna incorporación de reservas, resultando en consecuencia la producción la única variable.

Para el petróleo, se parte de un stock de reservas de 171 MM de m³ (comprobadas más el 50% de las probables) proyectado al año 2004. Se estima una producción con una declinación constante en el tiempo del 6% anual y se alcanza el final de la vida útil en el año 2020 (Gráfico 5).

Para el gas, se parte de 329.000 MM de m³ de reservas (comprobadas más 50% de probables), proyectadas al año 2004. Se prevé que la máxima producción se alcanzará en los próximos años, a partir del cual se supone una declinación constante anual en la producción del 3%. Con estos valores el final de la vida útil de las reservas se alcanza en el año 2016 (Gráfico 6).

Con las suposiciones adoptadas, queda al presente una vida útil de 16 años para el petróleo y de 12 años para el gas. Esta situación de mínima, se presenta para poder hacer una comparación con el escenario 2 u otro en donde se incorporan reservas en el futuro.

Escenario 2

En este caso se quiere conocer como evolucionará la vida útil de las reservas de petróleo y gas, con la incorporación de 190 MM de m³ de PE, que se prevén descubrir en los próximos quince años (2005-2019) (Gráfico 2). Las producciones se han calculado utilizando las mismas declinaciones que en el escenario anterior.

Para el petróleo, al stock de reservas de 171 MM de m³ se le adiciona 35 MM de m³ correspondientes a los futuros descubrimientos. Para el gas, a los 329.000 MM de m³ de reservas, se le suma 155.000 MM de m³ de las futuras incorporaciones. Bajo estas nuevas condiciones (Gráfico 5 y 6), se observa que la vida útil de las reservas se alarga y en el año 2019 se dispone aún de excedentes para continuar la explotación en la cuenca, que son de 34 MM de m³ para petróleo y de 74.000 MM de m³ para gas. Este remanente de reservas proyecta la vida útil para el petróleo y para el gas hasta el año 2026.

Estos escenarios permiten inferir un panorama de la producción para el período 2005-2019, posibilitando proyectar los futuros ingresos.

CONCLUSIONES

Las proyecciones realizadas permiten establecer las siguientes tendencias del comportamiento futuro del sector hidrocarburífero de la cuenca:

- 1) La evolución de los descubrimientos de reservas presentan una tendencia a la disminución en las últimas décadas, producto del grado de madurez exploratoria alcanzado.
- 2) En un escenario sin incorporación de nuevas reservas y con producciones declinantes, las existentes tienen una vida útil de 16 años para el petróleo (2020) y de 12 años para el gas natural (2016).
- 3) En un segundo escenario, se asigna para el período 2005-2019 incorporaciones de reservas de 190 MM de m³ de PE, de esta forma la producción de petróleo y gas alcanza el año 2019 y queda un remanente de reservas que permiten continuar con la extracción hasta el año 2026.
- 4) La incorporación de 190 MM de m³ de PE, representa el 27% de los recursos por descubrir, pero este porcentaje dependerá de los siguientes factores: a) las políticas que se instrumenten desde el estado, b) del esfuerzo exploratorio y c) los factores internacionales.
- 5) Los escenarios propuestos permiten inferir un panorama declinante de la producción para el período 2005-2019, posibilitando proyectar los ingresos en función a los precios futuros del petróleo y gas.

AGRADECIMIENTOS: Los autores agradecen a las autoridades de la Secretaría de Energía y Minería, y Subsecretaría de Finanzas Públicas de la Provincia del Neuquén, por la autorización de la publicación de este manuscrito. Asimismo agradecen al Dr. Carlos Gulisano, Dr. Guillermo Rossi, Lic. Osvaldo Carbone y a la Dra. Marta Franchini por sus comentarios que mejoraron significativamente la calidad de este trabajo.

BIBLIOGRAFIA

Legarreta L., Cruz C., Vergani G., Laffitte G. y Villar H., 2003: Source Rocks, Reserves and Resources in the Neuquen Basin, Argentina: Mass Balance Approach and Exploratory Potencial. AAPG International Conference & Exhibition. Barcelona. Spain

Instituto Argentino del Petróleo y Gas, 2004: Estadísticas de las Producciones de la Cuenca Neuquina. Biblioteca IAPG

IHS, 2002: Incorporación Histórica de Reservas. V Cong. Exploración y Desarrollo (Mar del Plata), Actas: 214-228.

Secretaría de Energía de la Nación, 2004: Informe estadísticos de Producciones y Reservas 2003

Yacimientos Petrolíferos Fiscales, 1987: Anuario Estadístico. Informe Interno

Gráfico 1

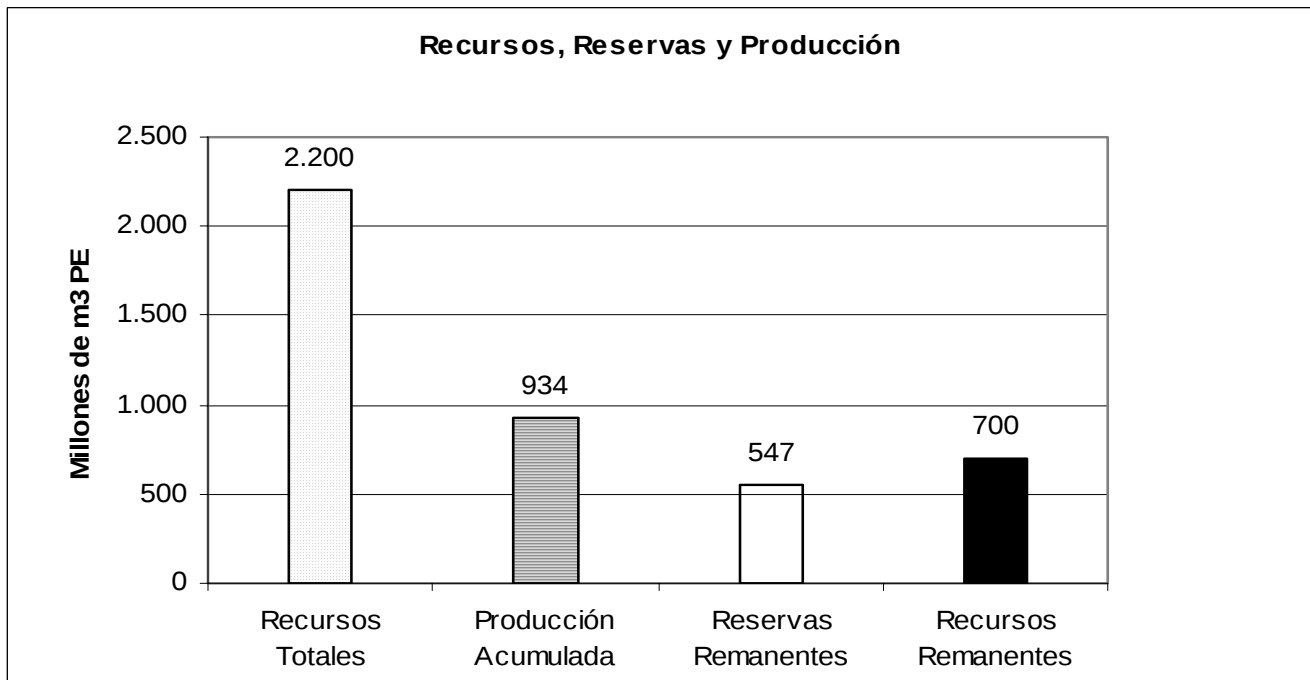


Gráfico 2

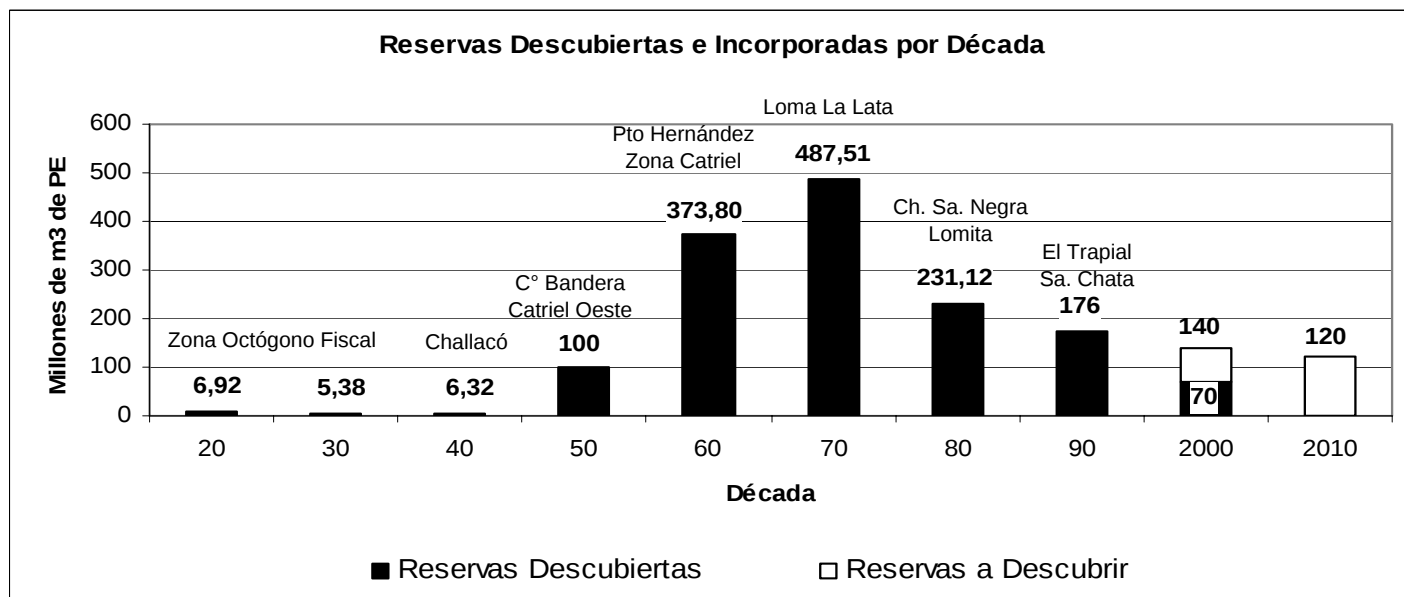


Gráfico 3

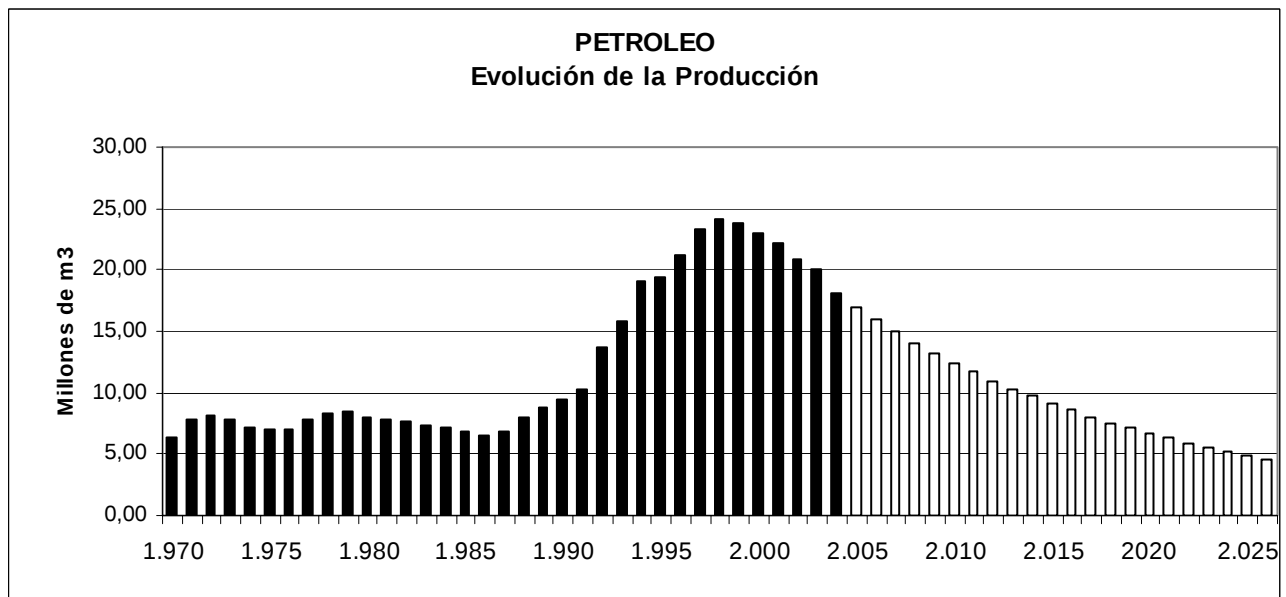


Gráfico 4

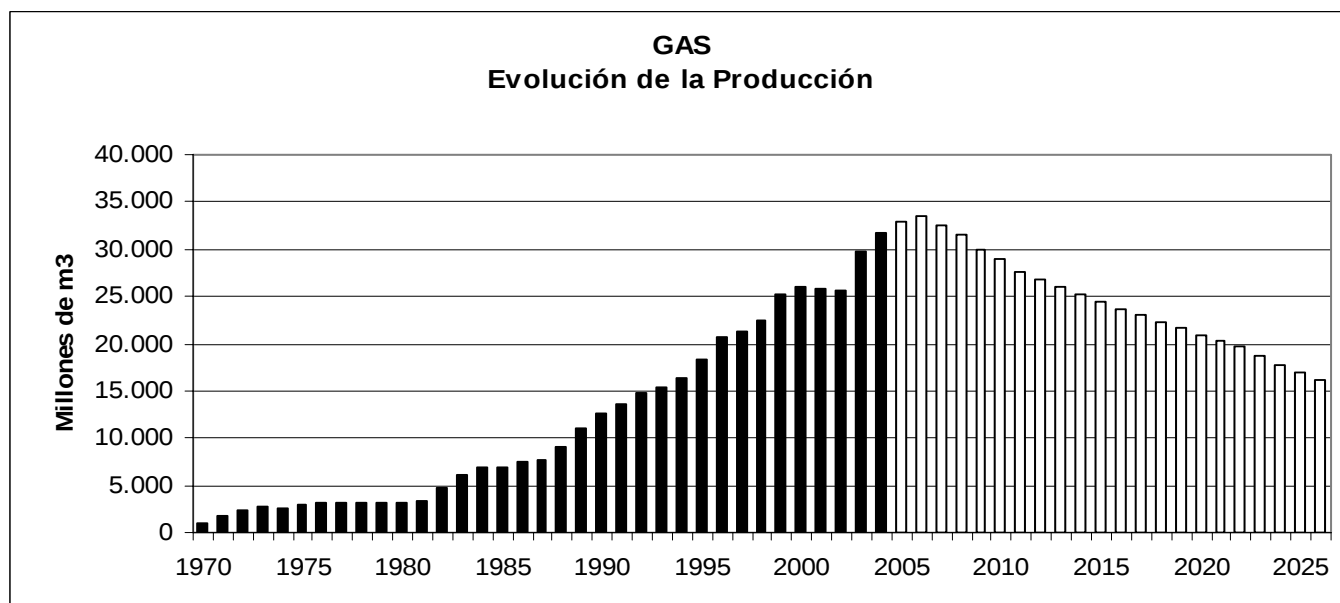


Gráfico 5

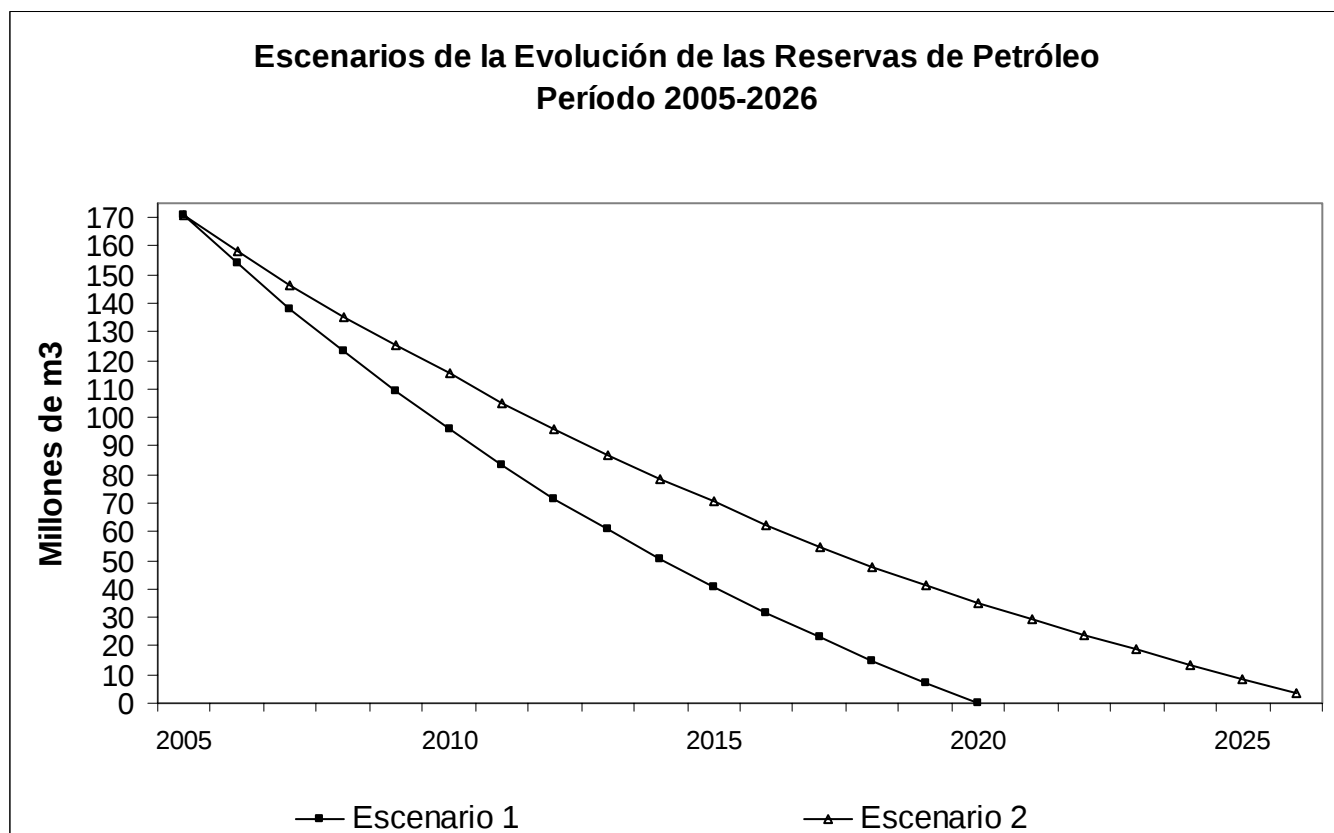


Gráfico 6

Escenarios de la Evolución de las Reservas de Gas Período 2005-2026

