



TESIS DE GRADO EN

INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PROYECTO DE INVERSIÓN: COALBED METHANE
RIO TURBIO, SANTA CRUZ**

Autor: ROBERTO F. AGUIRRE

Legajo N° 42005

Director de Tesis: ING. PEDRO DEL CAMPO

2010

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo trata de desarrollar el análisis de un proyecto de inversión para la explotación de gas en un yacimiento no convencional. Este análisis se hace concreto en el yacimiento carbonífero de Rio Turbio, donde se analiza el aprovechamiento del gas metano contenido en los mantos carboníferos, de manera técnica y económicamente viable.

Así como también se estudian los beneficios que puede tener en particular para los residentes y trabajadores de la región, los inversores del proyecto y el estado que promueva el abastecimiento energético nacional con nuevas fuentes como esta.

Este gas es llamado, incluso en países de habla hispana, Coalbed Methane (CBM por sus siglas en inglés).

Para el siguiente estudio se tomaron en cuenta los lineamientos para el análisis de proyectos de inversión dados por la cátedra de Proyectos de Inversión del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) adaptados a las propiedades del proyecto.

El análisis de viabilidad comienza con el Estudio de Mercado; en esta sección primero se realiza una breve descripción de lo que es el CBM, a partir de ello se comienzan los distintos estudios influyentes al mercado, como las características de los potenciales consumidores y su demanda, las características de los productores competidores y potencial producción, los distribuidores del producto y proveedores de servicios. El objetivo de esta sección es determinar un mercado potencial a abastecer, el precio que puede alcanzar el producto, el poder de negociación de los distintos intervinientes del mercado y en base a eso realizar una estrategia comercial.

Luego de que se estudia el mercado se analiza la viabilidad técnica, para esto se desarrolla el Estudio de Ingeniería. En esta sección se hace una descripción de las características del yacimiento en particular, determinando estimativamente el nivel de reservas. Se presentan las alternativas técnicas en la ingeniería de explotación para elegir la más conveniente para el

desarrollo de este proyecto. El objetivo de la sección es finalizar con un plan de desarrollo y producción del yacimiento.

A partir del plan del Estudio de Ingeniería se basa el Estudio Económico-Financiero del proyecto que toma en cuenta los requerimientos de inversión en exploración, equipamiento y servicios, luego las distintas formas de amortización, regalías e impuestos que pueden variar para cada industria, a pesar de que esta al ser una industria totalmente nueva en el país aún no tiene las políticas tributarias y económicas bien determinadas. Finalmente lo que se logra obtener son los indicadores económicos para el análisis, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recupero de la inversión.

Por último se tiene el Estudio de Análisis de Riesgos del proyecto. Se utiliza para el análisis el programa para Excel llamado Crystall Ball 7.3.1. En este estudio se hace variar las variables más influyentes del proyecto, dentro de una función de distribución apropiada, para determinar la sensibilidad de los resultados económicos. Con ello analizar la estadística de resultados, el riesgo y posibles acciones para su mitigación.

La idea final del trabajo es que se pueda dar una estimación a la aptitud, aceptabilidad y factibilidad al proyecto de inversión analizado desde el punto de vista del inversor.

EXECUTIVE SUMMARY

The present work tries to develop the analysis of an investment project for the exploitation of methane gas from a non-conventional basin. This analysis is specifically in the Rio Turbio coal basin, in Santa Cruz province of Argentina, where it is analyzed the use of the methane gas trapped in the coal seams, on a technical and economically feasible way.

At the same time it is studied the benefits that the project can bring to the residents and workers of the region, the investors and the government that promotes national energy supply from new sources like this one.

This gas is called Coalbed Methane (CBM), also in spanish speaking countries.

For the following study it was considered the Project Investment professorship guidelines of the Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) adapted to the properties of the project in particular.

This feasibility study starts with the Market Study; in this section first is done a brief description of what CBM is, then are described the characteristics of the potential consumers and demand, the characteristics of the competitor producers and potential production, the gas distributors and service providers. The objective of this section is to determine a potential market to supply, the price that the product can reach, the negotiation power of the different players and based on this is done a commercial strategy.

After the Market Study, the technical feasibility is analyzed, for this is done the Engineering Study. In this section it is described the characteristics of the basin, and determined the estimation of reserves. It is presented technical alternatives for the production engineering to choose the most appropriate. The objective of this section is to develop a production plan.

From Engineering Study plan it is based the Economic-Financial Study, that takes into account the investment requirements in exploration, equipment and services- Further, the different ways of amortization, royalties and taxes.

Finally what is obtained are the economic indicators like the net present value (NPV) and internal rate of return (IRR).

Lastly it is the Risk Analysis Study. For this section is utilized an Excel add-in program called Crystall Ball 7.3.1. The main variables of the project are tested to determine their contribution to the risk, and measure the sensibility. As well are treated possible risk mitigation actions.

The final idea of this work is to give an estimation of the aptitude, acceptability and feasibility of the investment project analyzed from the investors point of view.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a mis padres que me apoyaron durante toda la carrera, y también especialmente a mi abuelo Tito que fue un gran estimulador para la realización de este trabajo.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ESTUDIO DE MERCADO	3
2.1	DESCRIPCION Y PROPIEDADES DEL COALBED METHANE	3
2.2	SITUACIÓN INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL	8
2.3	SITUACIÓN ARGENTINA DE GAS NATURAL	9
2.4	MERCADO CONSUMIDOR	10
2.5	MERCADO PRODUCTOR	14
2.5.1	Producción de Gas	16
2.6	MERCADO DISTRIBUIDOR	17
2.7	MERCADO PROVEEDOR.....	19
2.8	MERCADO DE BIENES SUSTITUTOS	20
2.9	PRECIOS.....	22
2.10	ESTRATEGIA COMERCIAL.....	24
2.11	FUERZAS DE PORTER	25
2.12	ANÁLISIS FODA	26
3	ESTUDIO DE INGENIERÍA	27
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	27
3.2	EVALUACIÓN DE RESERVAS Y EXPLORACIÓN	31
3.3	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN	36
3.4	MARCO LEGAL	42
3.5	Medio Ambiente	43
3.6	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	43
3.7	DESARROLLO DE PRODUCCIÓN	44
4	ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO	47
4.1	Horizonte del Proyecto.....	47
4.2	Plan de Ventas.....	47
4.3	Inversión en Exploración	48
4.4	Inversión en Activos Fijos y Activos de Trabajo	50
4.5	Sistema de Costeo	51
4.6	Gastos Fijos y Variables	51
4.7	Impuestos.....	52

4.8	Calendario de Inversiones	52
4.9	Amortizaciones.....	53
4.10	Financiamiento de Inversiones	53
4.11	Gasto Financiero.....	54
4.12	Punto de Equilibrio.....	54
4.13	Sensibilidades.....	56
4.14	Cuadro de Resultados	58
4.15	Crédito Fiscal (IVA)	58
4.16	Valor Residual.....	59
4.17	Flujo de Fondos	59
4.18	Balance Proforma.....	60
4.19	Tasa de Descuento	61
4.20	VAN.....	63
4.21	TIR.....	63
5	ESTUDIO DE RIESGOS	65
6	CONCLUSIONES	73

1 INTRODUCCIÓN

El gas natural, por sus características atractivas como combustible, por su combustión eficiente, bajo impacto ambiental, bajo costo y relativa abundancia, ha ido aumentando cada vez más su demanda y uso en todo el mundo, especialmente en los últimos 25 años.

Durante este tiempo también se han ido desarrollando fuentes de gas natural no convencionales, como es el caso del *tight gas*, *shale gas* y *coalbed methane*. La diferencia entre estos tipos de gas y el convencional es principalmente las características de explotación de cada uno, influenciado por las propiedades de los reservorios, arenas compactas, piedras calizas y mantos de carbón, respectivamente. Además de algunas diferencias en las composiciones del gas.

El *coalbed methane*, o por sus siglas en inglés, CBM, es también llamado en algunos lugares *coal seam methane* (*metano de mantos carboníferos*), o gas grisú en español, pero es más bien conocido globalmente como CBM y así se lo llamará en este trabajo.

La industria del CBM En vista a esto, los países que poseen grandes reservas carboníferas, como por ejemplo, han desarrollado una nueva industria para aprovechar la gran cantidad de gas metano contenido en los mantos de carbón. procedimiento que surgió en la búsqueda de lograr mayor seguridad en las minas de carbón

La industria del CBM, en poco ha alcanzado en poco tiempo un alto nivel de desarrollo, principalmente en países con grandes reservas de carbón, como lo son por ejemplo Estados Unidos, China, Australia, Canadá, India y Rusia, así también en Colombia. En Estados Unidos la producción de CBM representa el 10% de la producción total de gas en ese país, lo que equivale a la totalidad de la producción de gas natural de la Argentina.

Esta industria que nació para dar solución a los gases nocivos que se emiten de la explotación del carbón, que provocan tanto asfixia como explosiones en las minas, a crear una nueva fuente de energía limpia, rentable y beneficiosa.

La Argentina no es un país tradicionalmente carbonífero, el temprano descubrimiento de abundantes reservas de gas natural hizo que el país desarrolle su matriz y estructura energética en base a este combustible. Sin embargo, ya desde el año 1943 se ha ido explorando y explotando con cierta intensidad el yacimiento carbonífero de Río Turbio ubicado en la provincia de Santa Cruz.

Este yacimiento de carbón también puede convertirse en una reserva de gas, con el estudio de sus propiedades, exploración y pruebas, podría también comenzar a producir CBM generando nuevos ingresos y mejorando la seguridad de la mina, como ya se hace en cientos de minas alrededor del mundo.

Este tipo de desarrollo, sin embargo, en la Argentina es algo totalmente novedoso, lo que haría provocar el desarrollo de una industria nueva, que si bien puede utilizar equipamiento y servicios de la industria minera y petrolera, precisa de conocimientos técnicos muy particulares y aplicaciones distintas a las convencionales para lograr que la producción sea eficiente y exitosa.

Es interesante estudiar en particular el Yacimiento Carbonífero de Río Turbio, el más grande de nuestro país, como un proyecto de desarrollo e inversión para el aprovechamiento del CBM. Más en estos momentos donde la Argentina está ávida de nuevas fuentes de energía, habiendo un importante faltante de gas natural, que ha hecho recurrir a la importación de GNL, gas de Bolivia y a aumentar las importaciones de gasoil para la generación eléctrica.

Lograr la factibilidad de este proyecto puede traer grandes beneficios, ya que podría abrir una nueva frontera en las fuentes de energía y colaborar tanto en la mejora de la seguridad minera como en la contribución energética del país.

2 ESTUDIO DE MERCADO

El objetivo del Estudio de Mercado es determinar la factibilidad comercial del producto o servicio que se quiere vender, en este caso se estudiará el mercado del gas natural, ya que el CBM es gas metano que se distribuiría y vendería de la misma manera que el gas natural.

2.1 DESCRIPCION Y PROPIEDADES DEL COALBED METHANE

Para comenzar es necesario primero hacer una descripción de que es el *coalbed methane* (CBM), de cómo se forma, que características y utilidades tiene para poder comprender mejor las razones y conclusiones de este estudio.

El CBM, simplemente es una forma de gas natural, que es generado durante el proceso de carbonificación donde el gas y el carbón se generan en el mismo proceso físico-químico.

La turba, como se puede ver en la figura 1, se forma por los sedimentos orgánicos vegetales depositados en los pantanos, estos se van comprimiendo por el peso de otros sedimentos depositados. Posteriormente, la descomposición de la materia orgánica, la presión y la temperatura hacen que la turba sufra transformaciones, evolucionando en su composición de lignito, hulla, carbones de distintos rangos¹ hasta antracita.

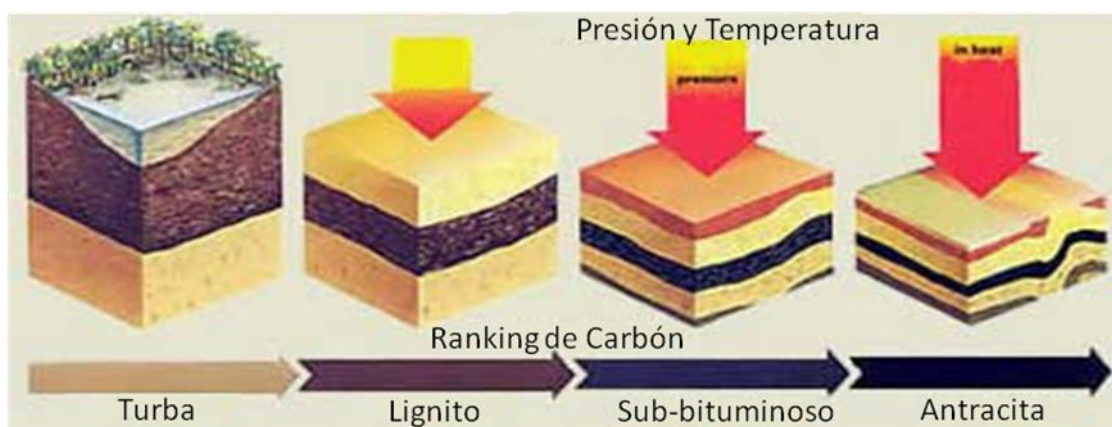


Figura 1 – Proceso de carbonificación

¹ Ranking de carbones: ver anexo

La composición de las cadenas carbonosas se van simplificando, cambiando su estructura hacia una más cristalina haciéndose cada vez menos dúctiles. En este proceso liberan gases entre los que se encuentra el metano. Gran parte de este metano es liberado a la atmósfera o retenido en estratos superiores al manto de carbón. La capacidad del carbón para retener el metano varía según las características del mismo, generalmente cuanto mayor es la calidad o rango mayor es su capacidad de adsorción.

El carbón está compuesto por una red o matriz de fracturas llamadas diaclasas. Entre las diaclasas hay espacios que se los llama macro-poros, en ellos generalmente se acumula agua, algunas sales, y metano disuelto en el agua y adsorbido a la superficie misma del carbón. Por otro lado, el carbón también posee micro-poros donde el metano queda adherido a la superficie carbonosa por medio de las fuerzas de Van der Waals². La suma de ambos efectos es lo que determina la capacidad de adsorción del propio mineral y la cantidad de metano o CBM por tonelada de carbón.

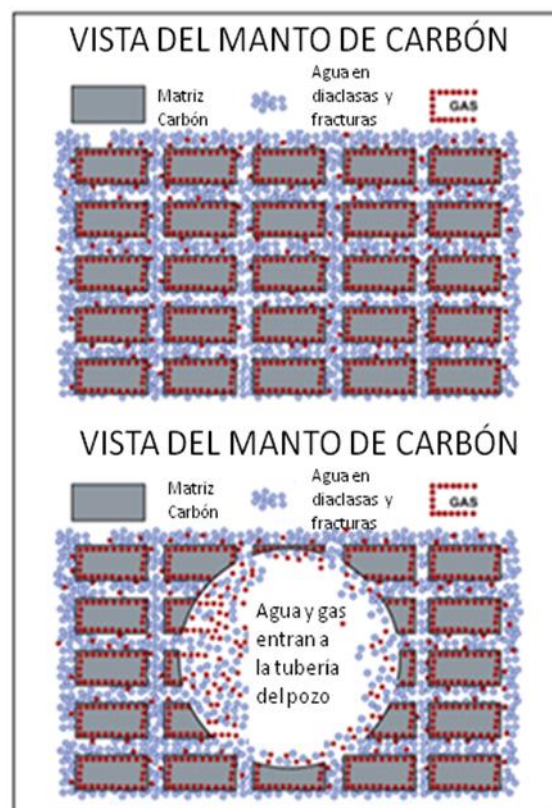


Figura 2 – Matriz del Carbón

² Es la fuerza atractiva o repulsiva entre moléculas distintas debido al enlace covalente o a la interacción electrostática de iones.

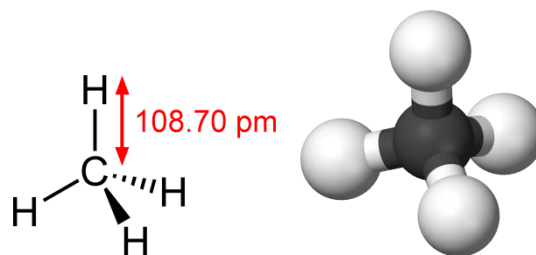
La capacidad de retención del gas varía mucho de yacimiento en yacimiento, y de sección en sección dentro del mismo yacimiento.

La composición de gases del CBM varía, en su mayoría contiene un porcentaje de metano superior al 95%. A continuación se compara la composición de un gas natural típico, CBM de Powder River, Wyoming, Estados Unidos y CBM estimado de Río Turbio.

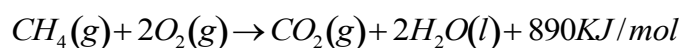
Composición	CBM PR	Gas Natural
Dióxido de Carbono	1,1%	1,8%
Nitrógeno	0,1%	2,1%
Etano	0,1%	12,4%
Metano	98,6%	73,9%
Otros	0,1%	9,8%

Tabla 1 – Comparación CBM con gas natural.

Tanto el metano como el etano son hidrocarburos livianos. Los hidrocarburos son compuestos orgánicos compuestos solo por carbono e hidrógeno, los alcanos son el tipo más simple que se componen de enlaces simples y saturados de hidrógeno. Estos se encuentran mayormente en el petróleo, gas natural y el carbón. Otras fuentes del metano provienen de la descomposición de material orgánico, de pantanos y de ganado especialmente vacuno.



El metano es el alcano más sencillo cuya fórmula química es CH_4 . El metano en presencia de oxígeno se quema produciendo dióxido de carbono, agua y calor. Al ser relativamente abundante y tener una combustión limpia resulta ser un combustible muy atractivo. A continuación se muestra la ecuación de combustión.



Como contraparte el metano es muy difícil de transportar, a condiciones normales de presión y temperaturas es siempre gaseoso. En la forma de gas natural se transporta por gasoductos, en buques de GNL (gas natural licuado) y raras veces en camiones de con tanques de compresión.

La temperatura de licuefacción es -161,6 °C, y es un gas inoloro e incoloro. El metano combustiona en un rango de concentraciones reducidas, entre un 5% y un 15% del aire. En su forma líquida no se quema a no ser que se encuentre a altas presiones.

El metano es un gas invernadero potente, 25 veces más que el dióxido de carbono, con lo cual evitar la ventilación de este hacia la atmósfera contribuye al cuidado del medio ambiente. Las minas de carbón que retengan o utilicen el CBM pueden llegar a obtener bonos de carbono en el futuro.

El CBM, al estar compuesto en su mayoría por metano, es un gas dulce, es decir con bajo contenido de ácidos, como ácido sulfhídrico. La ventaja que esto tiene es que se puede inyectar a la red de gasoductos con tratamientos mínimos. A diferencia con el gas natural el CBM tiene muy pocos hidrocarburos pesados como el propano o butano, esto hace que el CBM sea un combustible mucho más limpio, pero con una capacidad calorífica levemente menor que el gas natural.

La capacidad calorífica del CBM varía dependiendo de la proporción de gases inertes que contenga, la cual varía a su vez para cada yacimiento.

Combustible	Poder Calorífico (BTU/M3)
Gasoil	36,000
Fuel Oil	32,300
Carbón Mineral	31,000
Gas Natural	38,000
CBM	33,000

Tabla 2 – Comparación de Poder Calorífico de Combustibles.

EL gas natural puede contener entre 33800 BTU por m³ a 39000 BTU por m³, el CBM si tiene un poder calorífico alto puede superar los 33000 BTU por m³, y si es bajo (con alto contenido de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno) baja hasta 10500 BTU por m³. Dependiendo de esto es la utilización que se le puede dar a este gas.

En el caso de que contenga un poder calorífico alto, el CBM puede ser comprimido e inyectado a un gasoducto para venderlo al mercado. El Gasoducto Santa Cruz conecta al pueblo de Río Turbio, 28 de Noviembre y Rospentek con el Yacimiento Campo Boleadoras y el Gasoducto San Martín que a su vez se conecta al Gasoducto Methanex que va hacia Chile, con lo cual todo gas extraído en el Yacimiento de Río Turbio puede ser comercializado a través de la red.

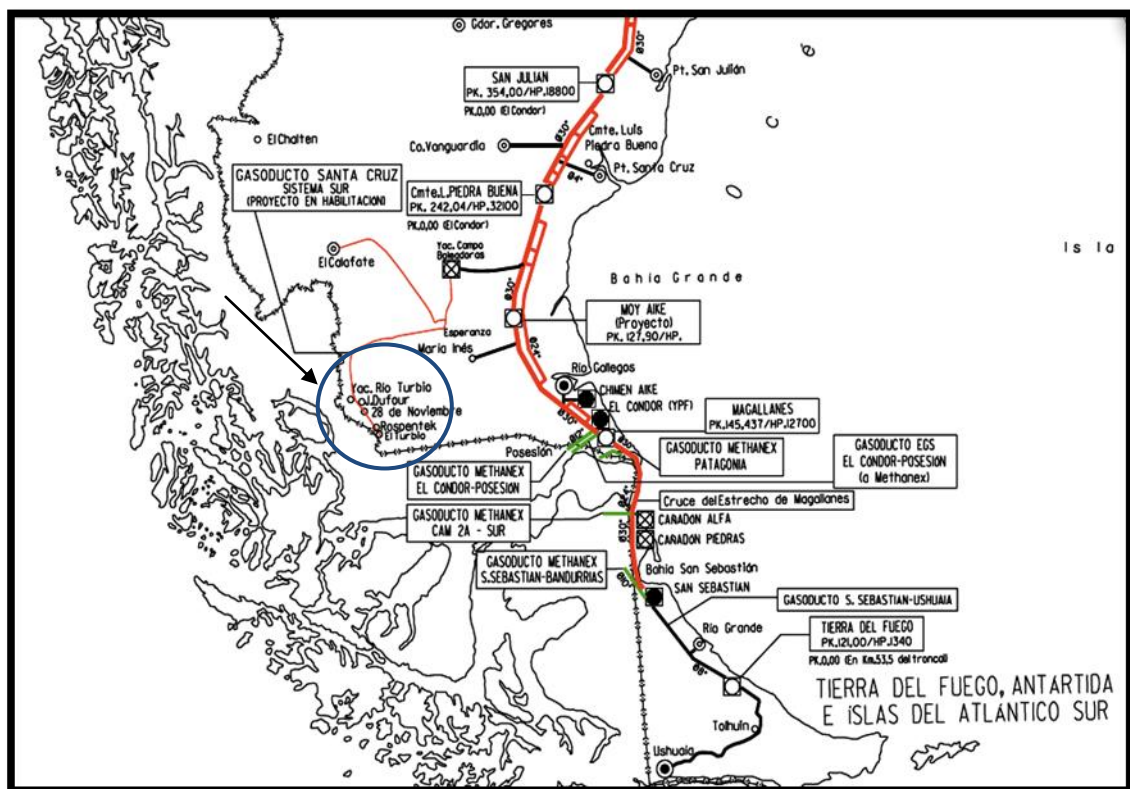


Figura 3 – Localización de Yacimiento Río Turbio

Otra utilización que se le puede dar a este gas es para la alimentación de una central termoeléctrica una vez que se haya alcanzado un nivel crítico de producción. También se lo puede utilizar para la fabricación de amoníaco, metanol o ácido acético. En países como en Ucrania se logró comprimir el CBM para utilizarlo en vehículos como GNC.

En Río Turbio existen todas estas posibilidades, se planea la construcción de una central termoeléctrica para ser alimentada a carbón, que podría ser modificada para utilizar un ciclo combinado. La conexión a la red de alta tensión está siendo planificada. De esta manera el precio del CBM puede estar más atado al precio de la energía.

Si el CBM obtenido es de capacidad calorífica media se puede enriquecer el gas mediante el blending con un gas más rico como el propano, otra forma de enriquecerlo es mediante la separación del gas metano del nitrógeno, oxígeno y dióxido de carbono para mejorar el poder calórico.

Otros usos que se le pueden dar al CBM con capacidad calorífica media es para calefaccionar ambientes, se lo puede utilizar como sustituto de gas natural, GLP, fuel oil o carbón. En el caso de la mina se lo puede utilizar también para calentar el aire de ingreso a la ventilación de la mina. También es común utilizar el CBM para alimentar calderas industriales y secadores térmicos, y como suplemento en altos hornos.

En definitiva el CBM es un gas, que como el gas natural y otros combustibles, puede ser utilizado y comercializado de muchas maneras.

2.2 SITUACIÓN INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

Hasta el día de hoy no existe un mercado mundial unificado de gas, sino que se han desarrollado mercados regionales en las cuales el precio, oferta y demanda se rigen por las condiciones particulares de cada región.

La construcción de gasoductos internacionales y el crecimiento del transporte y terminales de GNL (gas natural licuado)³ están convirtiendo al gas en un bien cada vez más transable. Actualmente, solo el 7% del comercio del gas natural se realiza a través de GNL, la tendencia en alza del uso de esta tecnología lleva a pensar que en el futuro los precios regionales se verán afectados por los precios internacionales.

Existen principalmente dos tipos de mercados, mercados competitivos y mercados regulados. Cuando los mercados son competitivos como en el caso

³ El gas natural se licúa a -161 grados centígrados a una atmosfera de presión

de los EEUU e Inglaterra, se definen precios de corto plazo (los precios spot, como el Henry Hub) o por las cotizaciones de mercados de la bolsa de NYMEX⁴. Los mercados regulados como los de Latinoamérica y Europa el método que se utiliza para la fijación de precios es *el valor netback de mercado*, donde se descuentan los costos de transporte y distribución del precio promedio de la energía en el mercado final.

En América Latina se forman mercados subregionales, por ejemplo México, Centroamérica y Colombia, una segunda subregión Venezuela, Colombia, Ecuador y el norte de Perú y la del Cono Sur, con un desarrollo en infraestructura muy avanzado con países como Bolivia, Chile, Brasil y Argentina, donde el total del comercio se realiza por gasoductos, previendo para los próximos años la instalación de más plantas regasificadoras.

La producción de gas de este proyecto tendrá como objetivo abastecer el mercado argentino, por lo tanto se estudiará particularmente este mercado.

2.3 SITUACIÓN ARGENTINA DE GAS NATURAL

En la Argentina la matriz energética primaria está compuesta por un 88% de fuentes de hidrocarburos, un 37,5% de petróleo y 50,5% de gas. El promedio mundial de los hidrocarburos en la energía primaria es de 60%, y en países como Brasil es solo el 50% del total. Esto marca la elevada dependencia que tiene la Argentina en insumos como el gas natural en comparación con el resto del mundo.

Con una producción gasífera en decadencia desde 2004 y demanda creciente, Argentina ha tenido que recurrir a la importación de gas natural para abastecer su consumo. La infraestructura industrial, residencial, de generación eléctrica y parte importante del parque automotor basa su consumo en el gas natural.

La disponibilidad y costo de la energía de un país afecta a la competitividad del mismo. Por eso las políticas energéticas que se toman son de suma importancia.

⁴ New York Mercantile Exchange

La Argentina con los decretos 181/2004 y 208/2004, donde se fijaron políticas de precios máximos y pesificación de las tarifas en boca de pozo, benefició su crecimiento y competitividad en el corto plazo en un momento de emergencia económica, pero la distorsión de precios causada por estos decretos han comprometido la producción y abastecimiento nacional en el mediano y largo plazo.

El gobierno argentino ha lanzado un programa llamado Gas Plus, donde ofrece a los productores acordar mejores tarifas para todo gas producido en yacimientos nuevos o en yacimientos no convencionales, como el *tight gas* o el CBM. Esto demuestra la necesidad que existe de generar nuevos incentivos para aumentar la oferta local.

Para la Argentina promover la producción local es clave para prever el comportamiento del comercio internacional (exportaciones e importaciones), y para evaluar perspectivas de competitividad de los sectores productivos que utilizan insumos energéticos intensivos.

Este proyecto de gas no convencional intenta colaborar a mejorar la situación actual, y su factibilidad dependerá de un correcto análisis de mercado.

2.4 MERCADO CONSUMIDOR

En el año 1980 el consumo de gas sobre la matriz primaria de energía no superaba el 25% del total de la energía, unos 12.833 millones de metros cúbicos. A partir de los descubrimientos de grandes yacimientos de gas, como el de Loma de la Lata, entre otros, más la continua expansión de la red nacional de gasoductos convirtió al gas natural en insumo energético estratégico, principalmente basado en sus características como combustible, bajo precio y por su entonces creída abundancia. Esto hizo que la Argentina base su generación eléctrica y consumo doméstico en este insumo. En el 2007 el porcentaje de gas natural sobre el total de la oferta energética primaria fue del 52%, unos 50,900 millones de metros cúbicos, un consumo casi 4 veces mayor que el de 1980.

El crecimiento económico de la Argentina ha sido más errático, volátil y cíclico que el crecimiento energético. Si se toman valores de largo plazo, como el

crecimiento de 1980 hasta el 2007, el PBI tuvo un promedio de 2,33% anual mientras el energético un 2,41% anual, a largo plazo son valores muy parejos y es lógico que el consumo crezca proporcionalmente a la economía.

Pero si uno hace un análisis de corto plazo, y quiere pronosticar la demanda energética en base al crecimiento económico de corto plazo, es decir, pronosticar la demanda del año siguiente basándose el pronóstico de crecimiento del PBI se va a encontrar con grandes discrepancias.

En el siguiente cuadro se muestra las variaciones del PBI y la variación de la oferta energética en miles de TEP⁵ (1981-2007).

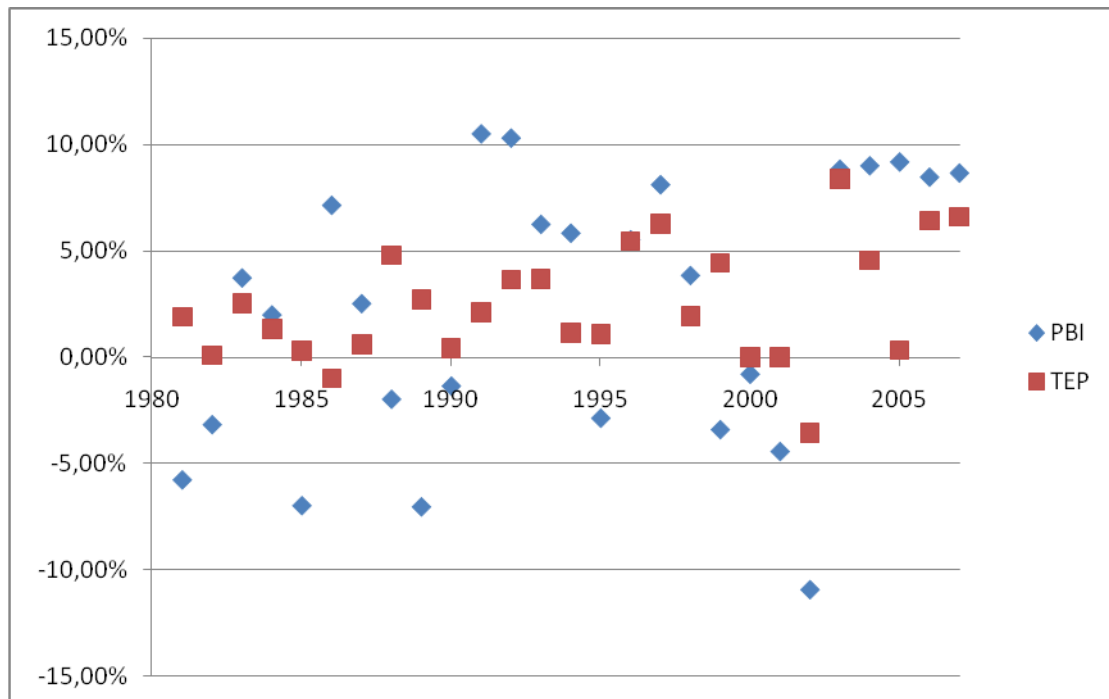


Figura 4 - "Variación del PBI vs. Variación de Consumo Energético"
Fuente: INDEC y Secretaría de Energía

Si hacemos una regresión simple entre el crecimiento del PBI y el crecimiento de la demanda energética anual, poniendo a la variación del PBI como variable explicativa, observamos que el R² es tan solo 0,23. El análisis de regresión en el Excel arrojaron los siguientes valores.

Regression Statistics	
Multiple R	0,47963
R Square	0,230045

⁵ Toneladas equivalentes de petróleo.

Adjusted R	
Square	0,196569
Standard Error	0,023229
Observations	25

Tabla 3 - "Estadísticas de Análisis de Regresión"

Esto concluye que a corto plazo, que el crecimiento de la demanda energética es explicada por el crecimiento económico en solo un 23%. Con la observación del gráfico anterior podemos concluir que el crecimiento de la demanda energética es mucho más rígido y estable que la variación del PBI. Esto tiene sentido ya que la capacidad energética e industrial instalada no puede sufrir grandes modificaciones de un año a otro, mientras que la economía puede desplomarse o recuperarse de manera agresiva.

Este análisis es válido para tomar en cuenta que variables son útiles para pronosticar la demanda energética en el corto, mediano y largo plazo.

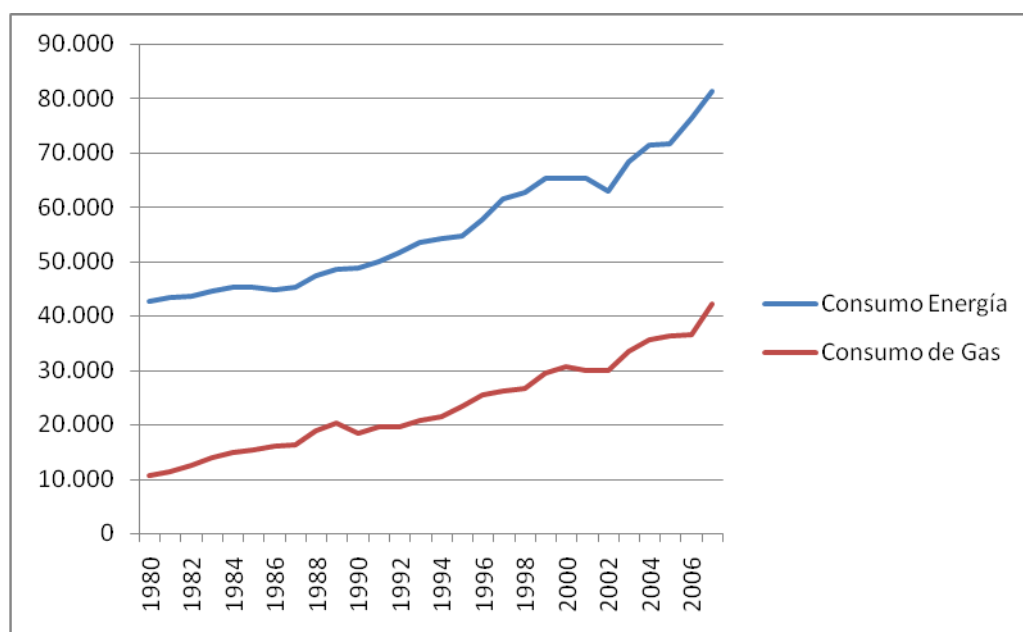


Figura 5 - "Consumo en TEP"
Fuente: Secretaría de Energía

Si proyectamos a largo plazo, con una tendencia de crecimiento de demanda energética de 2,4 % y si limitamos el consumo de gas natural al 50% de la matriz energética primaria, este llegaría en el 2025 a los 76.500 millones de metros cúbicos anuales, casi un 50% más que los 51.000 millones actuales.

La Argentina deberá lograr fuentes de abastecimiento para suplir esta demanda. Para ello deberá desarrollar nuevos yacimientos de gas, incluido no convencionales como el de este proyecto, y a la importación.

La demanda de gas es también estacional. El mes de mayor consumo es en Julio, siendo un 18,8 % superior al consumo promedio anual, el mes de Febrero el de menor consumo, un 16,4 % inferior al promedio. En el gráfico a continuación se puede ver como varía el consumo a lo largo del año. Es muy importante tener esto en cuenta para la planificación, ya que hay que dimensionar la oferta para poder abastecer los picos de consumo en los meses de mayor demanda.

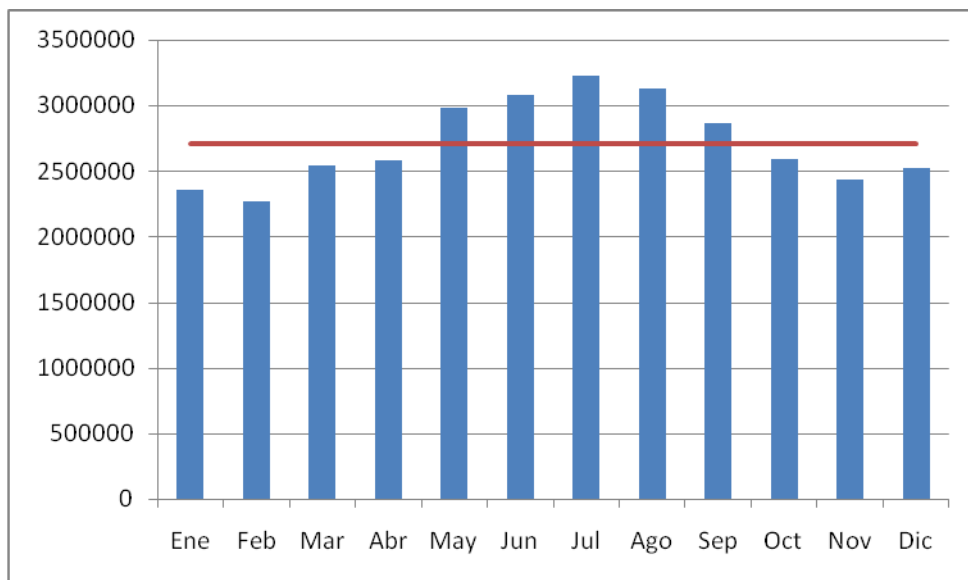


Figura 6 - "Consumo Histórico Mensual y Consumo Histórico Promedio"
Fuente: Enargas

El gas natural abastecido por las redes de distribución es consumido en distintas proporciones por los distintos mercados. Históricamente el mayor mercado consumidor es la industria, con un 34,16 %, y es la que paga mayores precios por el gas, y a su vez la que primera recibe cortes en los picos de demanda. Le sigue como segundo mercado el de las centrales eléctricas, consumiendo un 31,2 %, la construcción de centrales termoeléctricas de ciclo combinado se han multiplicado gracias a los bajos precios de gas y a la disponibilidad de su abastecimiento. Como tercer mayor mercado se encuentra el residencial, con un 22,3 %, este es el que paga menores precios y el que mayor variabilidad estacional tiene, especialmente

aumenta en los meses de invierno. En el siguiente gráfico se visualiza la proporción de consumo de cada mercado.

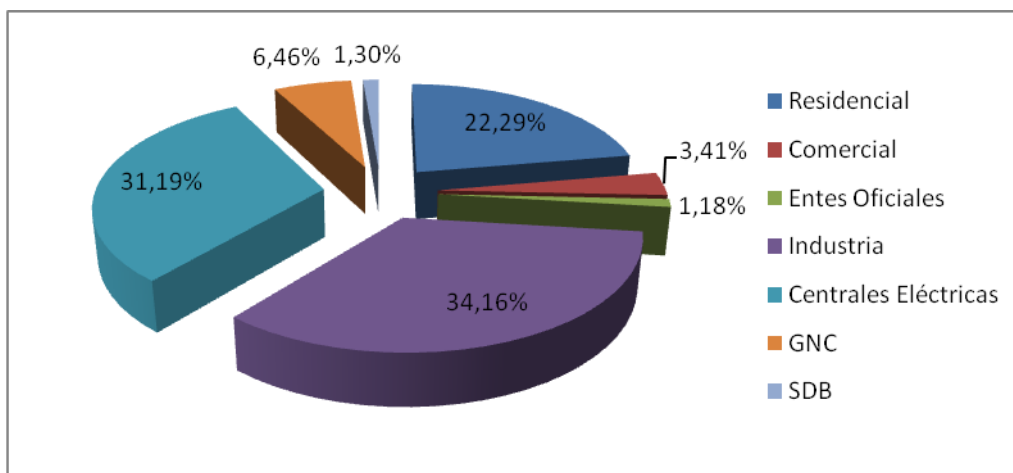


Figura 7 - "Consumo por sectores"
Fuente: ENARGAS

Como conclusión, el mercado consumidor es amplio y a su vez posee sub-mercados que diversifican la demanda. Por lo general la capacidad de oferta energética se adelanta a la demanda y al crecimiento económico, pero en los últimos 10 años no se ha dado en la Argentina en el nivel necesario, esto lo comprueba los cortes de gas realizados a la industria y a las centrales eléctricas, que han tenido que recurrir al fuel oil y el gasoil. Con lo cual hoy existe una demanda insatisfecha, lo que garantiza que todo lo que el proyecto produzca pueda ser consumido.

2.5 MERCADO PRODUCTOR

En la Argentina existen 50 empresas operadoras en el mercado de hidrocarburos, de las cuales en el 2008, 40 produjeron al menos 1 m³ anual de gas. Del total solo 5 empresas produjeron más del 80% de la producción nacional. Esto demuestra que existe una importante concentración de la producción de gas.

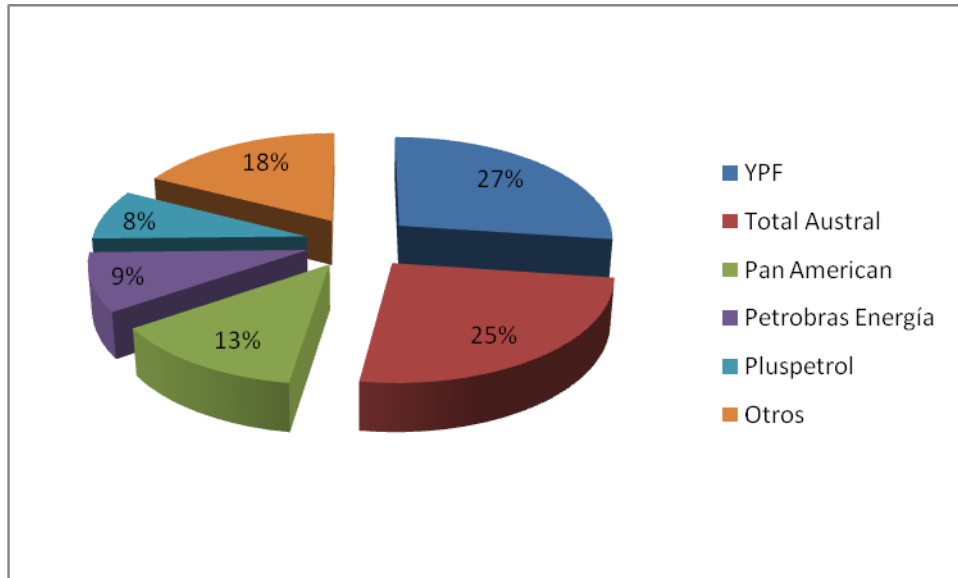


Figura 8 - "Empresas Productoras y Porcentaje de Producción de Gas"
Fuente. Secretaría de Energía

La Argentina posee 5 cuencas petrolíferas productivas, la cuenca Neuquina, Cuyana, Noroeste, Golfo San Jorge y por último la cuenca Austral. La competencia entre las empresas petroleras pasa por la obtención de aquellas áreas que poseen los yacimientos más grandes y productivos, lo cuales desarrollados a gran escala son los más rentables (ver ANEXO).

Para el desarrollo de estos grandes yacimientos se requieren a su vez grandes inversiones, lo que permite que solo las empresas con espaldas financieras y capital importante sean las que participen en el mercado mayoritario.

Existe un mercado minoritario, donde empresas más pequeñas compiten por áreas de interés secundario, las que poseen yacimientos menos productivos y rentables, pero que no requieren de tanta inversión como las áreas principales. En este mercado el número de empresas que participan es mucho más grande, pero que de todas maneras el capital de inversión sigue siendo importante en relación a otras industrias. En la Argentina son 35 las empresas que producen entre 0,1 y 2 millones de m³ al año y que forman el 18% de la producción restante.

Son muchas las empresas pequeñas que en los últimos años se han creado para tomar yacimientos y áreas exploratorias que no son de gran interés para las grandes empresas. Los montos comprometidos en exploración e inversión

de estas empresas varían entre los 15 millones y 150 millones de dólares, sumas que no son para nada menores.

La mayoría de las áreas con mayor potencial petrolero ya han sido adjudicadas, los gobiernos provinciales han lanzado nuevas áreas a licitación, pero que son de mayor riesgo exploratorio ya que tienen poca exploración realizada, por eso el ingreso de nuevos competidores no es simple.

El proyecto en cuestión apunta a un yacimiento no convencional, más precisamente a un yacimiento carbonífero. En la Argentina no existe aún ningún proyecto de este tipo que compita por los recursos.

Como conclusión, entrar a competir por los recursos petroleros en la Argentina es muy difícil, la amenaza de nuevos competidores es baja, se requiere de elevados conocimientos de las cuencas, se requiere de buena información geológica, de importante capital y apoyo financiero con poca aversión al riesgo.

2.5.1 Producción de Gas

Así como la demanda ha venido en aumento sostenido durante estos últimos 6 años (2003-2008), la producción de gas natural no pudo acompañar ese crecimiento, la cual no solo no viene creciendo sino disminuyendo desde el 2004.

La madurez de los yacimientos en explotación como la falta de inversiones en exploración y desarrollo, y capacidad de transporte de los gasoductos han limitado la producción así como el abastecimiento de la demanda, tanto nacional como extranjera cortando virtualmente todas las exportaciones a Chile.

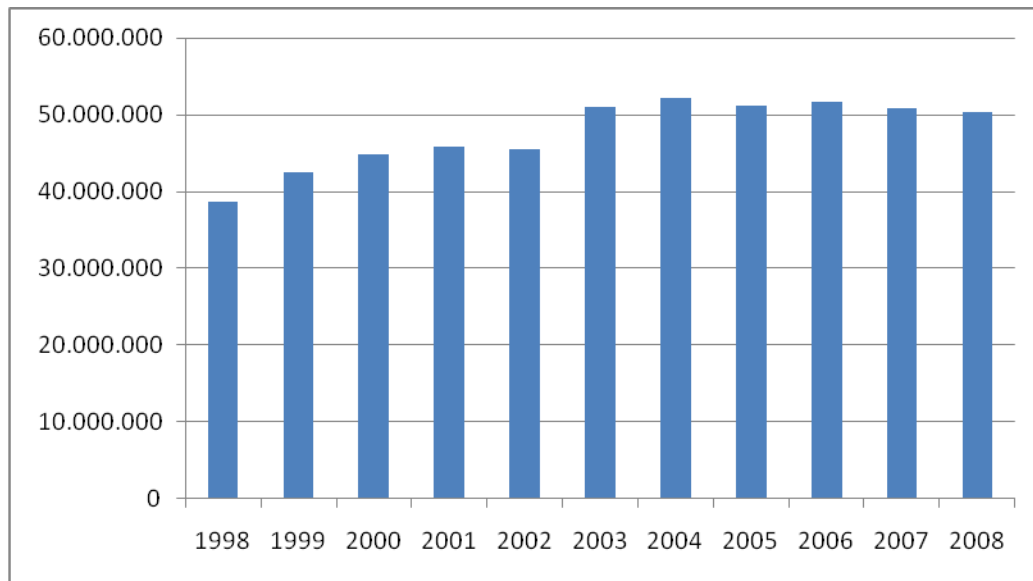


Figura 10 - "Producción de Gas 98-08, metro cúbico por año"

2.6 MERCADO DISTRIBUIDOR

“La producción del gas natural es una actividad desregulada: los productores exploran, extraen y comercializan libremente el gas y la autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía de la Nación. Por su parte, el transporte y la distribución del gas por redes constituyen servicios públicos regulados y las empresas licenciatarias que los prestan están sujetas a la jurisdicción de contralor del Ente Nacional Regulador del Gas.” La fuente de esta breve introducción al mercado de distribución y transporte de gas es el ENARGAS, mencionado Ente Regulador.

Existen solamente dos empresas transportistas de gas, Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora Gas del Sur (TGS), las que dividen el país entre norte y sur. En nuestro caso por estar situados en Santa Cruz la empresa que realizaría el transporte de nuestro gas es TGS.



Figura 11 – Red de Gasoductos de Transporte

En cuanto a los distribuidores existen nueve licenciarios distribuidos en grupos provinciales, los cuales abastecen principalmente a los sectores residenciales y en algunos casos industriales.

Es importante verificar que el sistema de transporte posea la capacidad suficiente para transportar el gas producido a los mercados de consumo. El gas de Río Turbio será transportado por el gasoducto San Martín de TGS, que posee unos 3760 kilómetros y va desde Tierra del Fuego hasta Buenos Aires, tiene 30 pulgadas de diámetro, 16 plantas compresoras con una potencia total de 364.000 HP, y tiene una capacidad de transporte de 18,3 millones de metros cúbicos día en su sector más comprometido que es Magallanes y una capacidad máxima de 27,8 millones de metros cúbicos día.

Según el ENARGAS este gasoducto tiene un factor de utilización promedio de 0,85; por lo que podría transportar en promedio unos 3 millones de metros cúbicos diarios adicionales. Este proyecto no superaría en producción ese volumen, en ese sentido el CBM de Río Turbio no tendría mayores restricciones de transporte si no aumentan las producciones de otros yacimientos ubicados en el sur.

En cuanto al costo de transporte, las tarifas se encuentran reguladas por el ENARGAS. Generalmente el gas se compra a un precio entregado en un punto (city gate), y a este precio se le descuenta al productor el costo de transporte, estas condiciones suelen no ser negociables. La tarifa desde la cuenca neuquina se ubica en alrededor de 1 US\$ por MMBTU.

En conclusión el poder de negociación del mercado distribuidor es bastante acotado, y mientras haya capacidad suficiente de transporte las empresas estarían obligadas a brindar el servicio. Tanto los transportistas como los distribuidores se encuentran concentrados por zonas y no existe competencia entre las distintas empresas, lo que obliga a regular el sistema y esto hace que su poder de negociación sea bajo.

2.7 MERCADO PROVEEDOR

Los proveedores son básicamente empresas de servicios como perforación, mano de obra como geólogos, geofísicos, proveedores de productos como bombas, tubos de acero.

En este momento por la baja actividad que hay en la Argentina hay cierta disponibilidad de servicios, pero tampoco abundantes, ya que muchas empresas ante la crisis se han ido del país. Sin embargo los costos y los tiempos de espera se han reducido en comparación con los del 2007/2008.

Expertos en el mundo son pocos y caros, pero hoy tienen menos trabajos y Argentina es un mercado nuevo que puede ser atractivo para estos proveedores empezar a desarrollar.

Las empresas que proveen servicios, equipamiento y herramientas tanto para la minería como para el petróleo y gas no son muchas. La disponibilidad de equipamiento y mano de obra es variable a los ciclos económicos, sin embargo los costos en esta industria son siempre altos y los proveedores generalmente trabajan con altos márgenes de ganancia.

Para lo que es la evaluación de reservas se debe contratar a alguna empresa o persona extranjera que tenga experiencia en CBM, ya que en Argentina no se tiene expertise en esta área. Casi todo el equipo de geólogos y topógrafos

podría ser argentino, al igual que la empresa que realice las perforaciones. Dado a la gran cantidad de pozos que se deben realizar en este proyecto puede ser económico comprar equipos propios en vez de tercerizar el servicio, aunque agregaría cierta complejidad a la operación.

Las principales empresas en esta industria son Schlumberger, Halliburton y Weatherford por el lado de las internacionales, también hay empresas nacionales como Boland que ofrecen servicios sobre todo a la industria de la minería. El mercado se encuentra concentrado en estas pocas empresas.

Los costos que consideramos para el estudio económico-financiero, que salen de este estudio de mercado, son costos promedio de la industria que fueron consultados a expertos en cada una de las áreas.

Como conclusión del mercado proveedor, el poder de negociación que tienen es de moderado a alto, de acuerdo al momento que se encuentre la industria y de la magnitud del proyecto a realizar. Para este proyecto en particular su poder sería moderado, ya que por la magnitud se podría optar realizar varios de los servicios de forma propia. Igualmente los costos son siempre altos.

2.8 MERCADO DE BIENES SUSTITUTOS

En el caso de la demanda industrial y de generación eléctrica se puede reemplazar al gas natural por fuel oil o gasoil, en la demanda residencial por “garrafas” o GLP, también la electricidad puede ser un sustituto en las residencias.

La Argentina es un país productor de fuel oil, consume 1 millón toneladas y exporta alrededor de 1,4 millones por año, a pesar de que hoy en día se está importando fuel oil de Venezuela de peor calidad que el que se produce en nuestro país. Las usinas termoeléctricas abastecidas con gas natural en su mayoría están adaptadas para la utilizar también fuel oil para mitigar los riesgos de cortes de gas, la variación de demanda, entrega y precios. Sin embargo el fuel oil posee desventajas técnicas con respecto al gas natural, este tiene una combustión más sucia, la que requiere realizar un mayor mantenimiento y limpieza de los generadores y turbinas como también es más polutivo para el medio ambiente.

En las residencias se suele sustituir el gas natural por el GPL o “garrafa”. Esto se da en los lugares donde la red de gasoductos no llega a abastecer. Para utilizar garrafas se necesita tener una instalación especial, con lo cual no es tan fácil la sustitución del gas natural por el GPL, que además presenta otras inconveniencias como la capacidad limitada de los envases y el recambio periódico de los mismos, así como de mayores costos de consumo. La oferta de GPL es limitada y toda la producción nacional se consume en el país, como muestran los balances energéticos de la Secretaria de Energía.

Otro producto sustituto del gas en las residencias puede ser la electricidad, donde en vez de calderas y cocinas alimentadas a gas, se utilicen calentadores eléctricos, pero esto también requiere de instalaciones especiales que permitan esta sustitución. La generación eléctrica proviene de distintas fuentes entre ellas con gas natural, con lo cual sustitución en este caso sería parcial.

El gas natural posee ventajas sobre todos estos, además de presentar una eficiencia energética superior, y también más eficiente en costos.

Fuente	Extracción	Proceso	Transporte	Conversión	Distribución	Total
Gas Natural	96,8	97,6	97,3	-	98,4	90,5
Electricidad: Carbón	99,4	90	97,5	33,4	92	26,8
Electricidad: Fuel Oil	96,8	90,2	98,4	32,5	92	25,7
Electricidad: Gas Natural	96,8	97,6	97,3	31,8	92	26,9

*Tabla 4 - “Eficiencia energética final”
Fuente: Arkansas Energy Office*

El gas natural es muy competitivo con respecto a sus productos sustitutos, por eso la amenaza de los mismos es baja, sin embargo el gas natural no posee mercados netamente cautivos como el petróleo en el transporte, y por eso debe mantener un precio menor a sus sustitutos a pesar de todas sus ventajas.

2.9 PRECIOS

Para este proyecto es clave la variable del precio, ya que la explotación del gas grisú es mucho más intensiva y más costosa que la convencional, en términos comparativos de inversión/producción.

Hacer un análisis de los precios del mercado local es fundamental para determinar la viabilidad económica de este proyecto. Para esto tenemos que tener en cuenta los precios que se pagan de importación de gas natural, tanto de Bolivia como de gas natural licuado (GNL), y de productos sustitutos.

El Gobierno Nacional ha lanzado un programa llamado “Gas Plus”, el cual permite al productor obtener un mejor precio en boca de pozo para todo nuevo desarrollo de gas. En el marco de este programa podría ser posible para este proyecto alcanzar un precio del gas suficiente para obtener una rentabilidad razonable.

Los precios de la energía son volátiles, sobre todo en estos últimos tiempos donde la especulación sobre el desempeño económico, la disponibilidad de oferta y la cantidad de demanda influyen de manera directa en los mercados y el precio de los commodities, pero si uno saca una foto a los precios de los combustibles sustitutos en la Argentina a fines del 2008 y principios del 2009 puede observar los siguientes valores:

Combustible	Precio	US\$ por MMBTU
Fuel Oil	390 US\$/tonelada	7,50
Gasoil	0,8 US\$/litro	18,70
GPL	430 US\$/tonelada	9,10
Electricidad	30 US\$/MWh	8,80

*Tabla 5 - “Precio de combustibles sustitutos”
Fuentes: Varias*

Hoy en día existe un gran desfase entre los precios de venta internos con los de importación y exportación, así como con los precios internacionales. Los precios de la energía en Argentina se encuentran subsidiados

actualmente, por lo tanto para analizar los precios de un nuevo proyecto se deben tener en cuenta estos precios pero también se deben considerar la posibilidad de la apertura de mercado en el mediano o largo plazo.

En cuanto a los precios de gas natural, tanto en boca de pozo, como el precio de venta residencial e industrial, el gas importado desde Bolivia y el GNL importado de Trinidad y Tobago, estos son los valores promedio actuales, (mediados de 2009), de cada uno de los suministros:

Suministro	US\$ por MMBTU
Nacional Boca de Pozo	2
Gas Boliviano	6,50
GNL Bahia Blanca	7,50

Tabla 6 - "Precios por suministro"
Fuente: Varias

En el 2002 se pesificaron y fijaron las tarifas y los precios en boca de pozo en un promedio de 1 US\$ por millón de BTU, luego fue lentamente aumentando hasta alcanzar un promedio nacional de 2 US\$ por millón de BTU. Los precios del gas boliviano en Octubre del 2008 superaron los 10 US\$ y los del GNL los 17 US\$, pero tras la caída del precio del petróleo en los meses siguientes estos valores disminuyeron hasta los especificados en la tabla.

Como vimos anteriormente la producción nacional de gas natural viene disminuyendo desde el 2004, mientras que la demanda ha ido aumentando por eso se ha recurrido a la importación, por lo tanto toda nuevo desarrollo de producción nacional debería sustituir parte de las importaciones, con lo cual el precio del gas nuevo debería estar más ajustado a los valores internacionales.

Las tendencias actuales obligan a mirar los mercados extranjeros a la hora de fijar precios de energía, para el gas natural vamos a tomar como referencia al precio de gas en boca de pozo de los Estados Unidos que posee datos históricos muy completos y suele ser un mercado transparente que fija

precios en otras partes del mundo. En los últimos 10 años, el precio promedio en boca de pozo para los EEUU estuvo en 5,3 US\$ por millón de BTU.

Considerando los valores internacionales del gas, el LNG y el gas importado desde Bolivia y el costo de los bienes sustitutos se considera que un precio de unos 5 US\$ por millón de BTU sería algo razonable para este proyecto.

2.10 ESTRATEGIA COMERCIAL

Como este proyecto requiere de un precio plus con respecto al gas convencional, se debe tener una estrategia comercial organizada. Lo más normal es que el productor le venda a una empresa comercializadora o a una distribuidora, que luego le hacen llegar el gas a los usuarios finales.

En este caso, una mejor estrategia sería realizar contratos con los usuarios finales directamente, donde se puede negociar un precio mejor. Ya que la producción de CBM para este proyecto se estima lo suficientemente grande como para abastecer una industria en firme y lo suficientemente pequeña como para manejar pocos clientes de forma directa.

Para esto podemos identificar las empresas que estén sufriendo los cortes de energía, y las generadoras que estén utilizando fuel oil por la falta de gas natural y ofrecer un abastecimiento de gas en forma de un contrato tipo “take or pay”.

Este proyecto tiene una ventaja, esta es de que puede jactarse de ser un proyecto ecológico, que disminuye los gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera, ya que de otra manera gran parte de estos gases serían expulsados al aire. Este argumento puede ser una herramienta de marketing para aquellas empresas preocupadas por el medio ambiente, y por las que estén dispuestas a pagar un adicional de precio.

Otro argumento para la estrategia de marketing es que el CBM de Río Turbio ayudaría a sustituir una parte de la energía o gas que se importa a costos mucho mayores, por eso es importante el acercamiento al gobierno nacional para que otorgue los permisos y fomente la producción.

Otra salida alternativa para el CBM, que como vimos en la descripción del producto, dependerá del poder calorífico obtenido, es la de vender el gas directamente a la usina eléctrica que se está construyendo en el mismo yacimiento de Río Turbio.

Si bien el mercado argentino es amplio y existe una demanda insatisfecha importante, está acostumbrado a pagar precios bajos por el gas natural, por lo tanto es importante esta estrategia comercial para que el proyecto sea económicamente rentable.

2.11 FUERZAS DE PORTER



Figura 14 - "Fuerzas de Porter"

2.12 ANÁLISIS FODA

Oportunidades:

Yacimiento existente con existencias de gas seguras. Necesidad urgente de producción adicional de gas. Mejora de precios locales en boca de pozo. Tecnología innovadora, mercado virgen para desarrollar en el país. Contribuir a la reducción de emisión de gases invernadero. Mejorar explotación minera.

Amenazas:

Riesgo político y jurídico argentino. Posibilidades de que el yacimiento sea poco productivo. Baja de precios internacionales. Costos mayores a los convencionales. Reglamentación poco clara.

Fortalezas:

Conocimiento técnico y de mercado. Capacidad de innovación. Exploración más simple, barata y segura que de proyectos de gas convencionales. Poco tratamiento de gas, inyección directa a gasoductos. Capacidad de expansión. Capacidad de negociación para la obtención de mejores precios. Mejora explotación minera, sinergia con la explotación de carbón, aumento de productividad. Mejora política en la región, mejora en la situación social. Contribuye a dar valor agregado y abastecimiento de energía a una región geopolíticamente estratégica.

Debilidades:

Nivel de producción no muy alto. Poca flexibilidad de producción. Costos más altos. Poco conocimiento y productos nacionales. Volatilidad del precio del gas.

3 ESTUDIO DE INGENIERÍA

La ingeniería de este proyecto está muy ligada a las condiciones naturales del yacimiento. Como todo proyecto petrolero o minero la elección del equipamiento y función de producción óptima es generalmente independiente del estudio de mercado, ya que el gran limitante son las características geológicas, topográficas y climatológicas del yacimiento, así como la disponibilidad de equipos especializados como equipos de perforación.

Para hacer el estudio de ingeniería es necesario previamente describir el yacimiento para ello se utiliza el lenguaje geológico que puede ser poco familiar para algunos.

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La Cuenca que alberga los mantos de carbón⁶ de Río Turbio se extiende en forma de una larga franja desde Cancha Carrera en el norte hasta el límite con Chile en el sur, con una longitud de aproximadamente 47 km.

En cuanto a su ancho es variable, oscilando entre 2 y 7 km con tendencia a aumentar en el sector austral.

⁶ Los mantos de carbón son las vetas donde yacen los depósitos carboníferos como se puede ver la Figura 1 del estudio de mercado.



Figura 14 - "Imagen de Ubicación"
Fuente: Google Earth

Según la carta geológica de Río Turbio realizada por SEGEMAR⁷ "La sucesión estratigráfica de la región está integrada por sedimentos neo cretácicos y terciarios, representados por areniscas y arcillas, con intercalaciones de niveles calcáreos y conglomerádicos, que alcanzan un espesor columnar de unos 2000 m.

Dicha serie sedimentaria se caracteriza por presentar en forma alternada acumulaciones de origen marino y continental, lo que demuestra las sucesivas ingresiones y regresiones de los mares, como consecuencia de los descensos y ascensos que en épocas geológicas pasadas, sufriera la corteza terrestre en este sector de la Patagonia."

Dentro de la serie descriptiva y más precisamente en el llamado Grupo Medio de la Sierra Dorotea, correspondiente al terciario Inferior, se disponen los horizontes productivos en dos complejo alto constituido por los mantos B, A y Dorotea.

⁷ Servicio Geológico Minero Argentino

Aparte de los ya citados existen otros tres horizontes carbonosos sin valor económico. Dos de ellos situados en el Cretácico Superior, por debajo de los mantos productivos, y el tercero, denominado H, por arriba de ellos.”

El manto Inferior alcanza un espesor de hasta 7 m incluyendo las intercalaciones estériles, que constituyen un 40% del perfil total. El espesor promedio aprovechable es de 1.20 a 1.50 m correspondiente a la fracción alta del manto.

El manto Superior dispone unos 12 m por encima del anterior y se presenta con un espesor máximo de unos 2.6 m de los cuales la mitad superior, de 1.35 a 1.50 es considerada como la fracción económicamente explotable.

El manto B se aloja en la base del complejo, alto, situado a unos 260 m del anterior complejo. Alcanza una potencia media de 1 m en los sectores en que se lo estima explotable, pero en general su espesor no supera los 50 cm.

El manto A está situado a unos 20 m más arriba del anterior. Tiene una potencia promedio de 1 m, habiendo alcanzado sectores de hasta 2 m de espesor.

Finalmente, el manto Dorotea, el más importante de los horizontes productivos por su potencia y extensión areal, se localiza a unos 5 a 10 m por encima del manto A. Su espesor promedio en toda la cuenca alcanza a 1.80 m con valores máximos de hasta 3.40 m en algunos sectores de la Mina

En cuanto a la extensión que ocupan dichos mantos, el complejo bajo (mantos Inferior y Superior) ocupa un área de yacencia que no sobrepasa, en dirección al Norte y en condiciones explotables, el Valle del arroyo San José. Alcanza en sentido N – S unos 16 km y un ancho de 2 a 3 km.

Los trabajos de explotación realizados hasta la fecha consistieron en relevamientos topográficos y geológicos en escalas diversas, apertura de socavones y ejecución de destapes a lo largo de las líneas de afloramientos y perforaciones con equipos rotativos, labores éstas que, desarrolladas sistemáticamente y analizadas exhaustivamente en conjunto, han permitido determinar las reservas que se detallan a continuación:

Densidad Media Estimada del Carbón: 1,38 ton/m³

Cubicación = Espesor x Superficie x Densidad

MANTOS	ESPESOR (METROS)	SUPERFICIE (HECTAREAS)	CUBICACIÓN (TONELADAS)
Manto Dorotea	1,8	18.800	450.000.000
Manto A	1	6.600	90.000.000
Manto B	1	4.000	52.000.000
Manto Superior	1,5	4.000	80.000.000
Manto Inferior	1,5	4.000	80.000.000
TOTAL			752.000.000

Tabla 7 - "Cubicación de Reservas de Carbón"

Lo primero que se analiza en cualquier proyecto de CBM es la calidad de carbón existente y sus características. Hay algunas características que son medidas y otras inferidas. La información que se tiene del carbón de Río Turbio es la que sólo es de interés para la explotación minera, pero no existen datos sobre información importante para la extracción del metano, como el contenido de gas por tonelada o la permeabilidad y porosidad de los mantos carboníferos.

El carbón que se encuentra es del Eoceno temprano, por lo cual no es un carbón muy antiguo. Dentro del yacimiento se pueden encontrar distintos tipos de clasificación, en el cuadro se puede apreciar la existencia de cada tipo y el porcentaje del mismo.

Sub-bituminoso B	26%
Sub-bituminoso C	24%
Sub-bituminoso A – Bituminoso material volátil C	13%
Bituminoso con volatiles B	11%
Lignito B	17%
Lignito A	9%

- Manto A

	% s/h	% s/s
Humedad	8.8	
Materia Volátil	31.8	34.9
Cenizas	27.7	26
Carbón Fijo	35.7	39.1

- Manto Dorotea

	% s/h	% s/s
Humedad	3.4	
Materia Volátil	32.5	33.6
Cenizas	23.8	24.6
Carbón Fijo	40.3	41.8

*s/h sin humedad, s/s sin cenizas.

- Manto B

	% s/h	% s/s
Humedad	8.9	
Materia Volátil	33.2	36.6
Cenizas	18.8	20.6
Carbón Fijo	30.1	42.9

Tabla 8 - "Características de los Mantos Carboníferos"

Los expertos pueden inferir ciertas características de la aptitud del carbón para la producción de CBM, a través de estos datos mediante la comparación con otros tipos de carbón parecido donde ya existe producción.

3.2 EVALUACIÓN DE RESERVAS Y EXPLORACIÓN

Dadas las características del yacimiento carbonífero y la cubicación de las reservas estimadas de carbón se considera conveniente la realización del análisis y evaluación de reservas de CBM, por la potencialidad que puede existir para su explotación.

En este análisis se deben determinar una serie de factores que son fundamentales para la realización del estudio de factibilidad del proyecto. Los siguientes factores son los que se deben considerar en análisis de reserva y que afectan a la producción de CBM:

- Permeabilidad de los mantos carboníferos
- Porosidad del carbón
- Contenido de Gas del carbón

- Presión y Temperatura del yacimiento
- Calidad del Carbón
- Geología Estructural
- Estratigrafía
- Hidrodinámica
- Capacidad para la Recuperación Secundaria (Fracturamiento)

De los resultados de este análisis se obtienen otros tres factores fundamentales para la determinación económica del proyecto:

- Espaciamiento entre Pozos
- Curva de Declinación de Producción (Flujo de Gas)
- Factor de Recuperación

En la descripción de los procesos para determinar cada una de estas variables vamos a considerar las primeras cuatro que son las que más hay que trabajar en esta etapa del proyecto.

Permeabilidad:

La permeabilidad es la medida de la capacidad de un material de transmitir un fluido. Es el parámetro más crítico para la viabilidad económica de un carbón con contenido de gas metano. La red de fracturas naturales a lo largo del manto con cualquier fracturamiento hidráulico debe proporcionar una permeabilidad suficiente para el flujo comercial de metano. También es el parámetro más difícil de evaluar con precisión. Por lo tanto, la frecuencia de las fracturas naturales, sus interconexiones, el grado de apertura de fisuras, dirección de las diaclasas, saturación de agua, profundidad, contracción de la matriz a la desorción, y los estreses in-situ todo afecta a la permeabilidad. La determinación de la permeabilidad gas-efectiva es aún más complicada por el cambio en la naturaleza de la permeabilidad relativa al gas con contenido de agua en el paso del flujo.

La unidad de medida de este parámetro es el darcy (D), o más comúnmente el milidarcy (mD). Consideraciones generales con yacimientos con permeabilidades:

- Menores a 0,1 mD contienen poca esperanza de mejorar la producción de con fracturamiento.
- Iniciales entre 0,1 y 1 mD son marginales para el desarrollo posterior con fracturamiento.
- Entre 1 y 10 mD pueden mejorar mucho su producción con fracturamiento.

Las permeabilidades de yacimiento a yacimiento y de manto a manto pueden variar de 0 a más de 100 mD.

El conocimiento de la permeabilidad en cuanto a la extensión y dirección del fracturamiento en áreas de carbón no desarrolladas se ha buscado mediante estudios de superficie lineales mediante fotos aéreas y satelitales.

Dada la dificultad de la medición de este parámetro es necesario determinarla mediante el estudio de los datos históricos de producción o por uno de estas pruebas de presión transitoria:

- Prueba de Vástago de Perforación (Drillstem Test DST)
- Test tipo Slug
- Prueba de Caída de Inyección (IFT)
- Prueba de Acumulación de Presión (PBU)
- Prueba de Interferencia multi-pozos

La explicación de cada una de estas pruebas queda fuera del alcance de este trabajo.

Porosidad:

El carbón posee un sistema de porosidad dual. Los macroporos son los espacios dentro del sistema de diaclasas y otras fracturas naturales esenciales para el transporte de agua y metano y almacenamiento de agua, pero no son importantes para el almacenamiento del metano. La porosidad de los macroporos tiene un impacto directo en los costos operativos del manejo y disposición de las aguas de formación producidas.

Los microporos son los capilares y cavidades de dimensiones moleculares en la matriz del carbón, que son esenciales para el almacenamiento del gas. La mayor parte del metano contenido está en los microporos adsorbido en las partículas de la superficie, se estima en un 98%. Por eso pueden existir grandes cantidades de gas en carbones de baja porosidad macro.

Pruebas para determinar la porosidad pueden ser en análisis de muestra en laboratorio y análisis de los registros de diagráfias (wireline logs). Para la ingeniería de este estudio consideramos que ambos son necesarios y complementarios.

Procedimientos Exploratorios:

Para iniciar la evaluación del yacimiento, se requiere la perforación de cuatro pozos de prueba. Suponiendo que la superficie sea un rectángulo debemos dividirlo en la misma cantidad de bloques que pozos, en este caso cuatro, y perforar en el centro de cada bloque.

En el equipo de perforación se tiene una unidad de *mud logging*, un equipo de coronas para sacar muestras, un equipo de desorción y dos geólogos para recolectar las muestras, mantener un registro geológico de las coronas y *cuttings* y desadsorber apropiadamente las muestras de carbón.

Se deben perforar pozos de 6 ¼" para colocar un casing de 4 ½" por propósitos productivos. Es necesario hacer el registro de los pozos utilizando herramientas de inducción dual y densidad-neutrón, empresas de servicios petroleros pueden proveer estas herramientas.

Una vez que se colectaron las muestras y se desadsorvieron se preparan para un último análisis, TOC (Total Organic Carbon) entre otros.

Proyecto Piloto:

Si se encuentra presencia de gas en la desorbsión y si los registros de los pozos se verifican indicadores positivos se debe continuar con el desarrollo de un proyecto piloto. Esto requiere de la perforación de cuatro pozos adicionales.

Se selecciona uno de los bloques donde se perforaron los pozos de prueba y se perfora en un patrón de cinco puntos manteniendo el pozo original en el centro. Se realizan las pruebas de producción estudiando la interferencia entre los distintos pozos. Se estudia el flujo inicial de agua de la etapa de desagüe, se toman muestras del agua para analizar, de estos estudios se pueden inferir características inherentes de los mantos carboníferos (indicadores de productividad), y sirven para determinar cómo será la disposición de agua, en el caso de ser potable se puede utilizar para riego de campos. Previo a la perforación de los pozos adicionales se puede estudiar el agua producida por el pozo de prueba original. De los resultados de la etapa de prueba se determinará si es necesario realizar fracturamiento en los pozos piloto.

Resultados:

De estos estudios se determinarán los parámetros para el análisis económico del proyecto.

De acuerdo a los datos ya existentes de la mina de Rio Turbio y por la realización de estudios en yacimientos con ciertas características similares se asumen en este proyecto los valores de las siguientes variables para efectuar el estudio de pre-factibilidad.

Característica	Valor
Contenido de Gas	7 m3 por tonelada de carbón
Espaciamiento entre Pozos	32 hectáreas por pozo
Factor de Recuperación	0,6 del gas existente

Tabla 9 – Características Básicas Productivas del Yacimiento

También se estima una curva de producción en porcentaje de extracción anual en base a la existencia total supuesta por pozo.

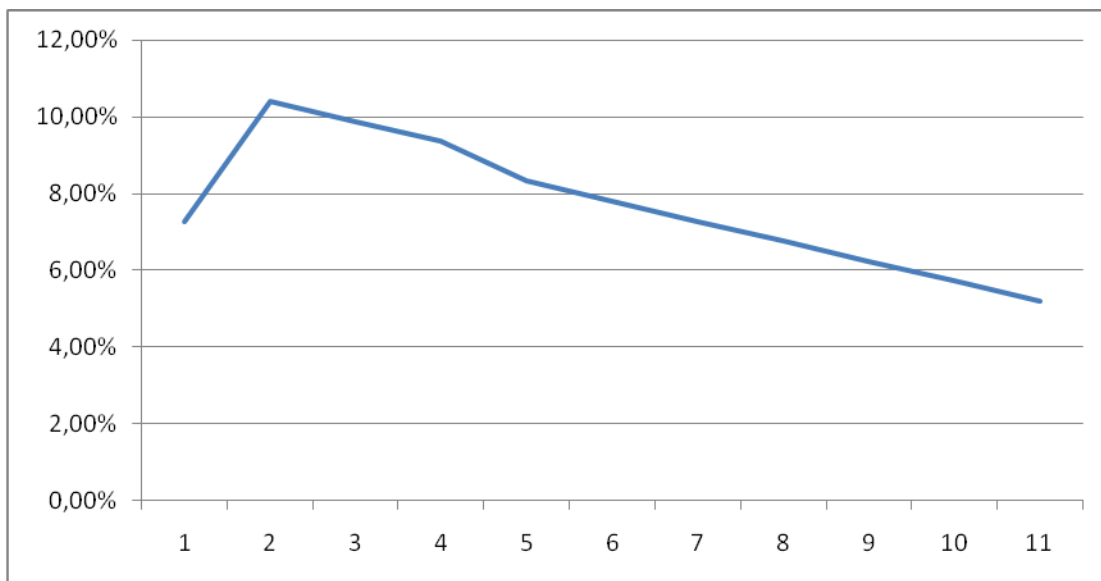


Figura 13 - "Curva de Producción Anual Estimada"

Fuente: Desarrollo Propio

3.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN

Una vez realizada la evaluación de la reserva y el proyecto piloto se procede a la confección de un plan de perforación, seleccionando las áreas con mayor potencial para iniciar la producción. Previo al plan de perforación se debe describir el proceso de perforación individual de cada pozo.

Descripción de proceso productivo

Perforación

La perforación de pozos de CBM requiere atención a los datos de reservorio recolectados por las muestras retiradas con las coronas. Para minimizar el daño es preferible perforar de forma desbalanceada, esto es que la presión de la formación empujando hacia arriba sea mayor que la presión del vástago empujando hacia abajo. En yacimientos con presiones normales esto significaría perforar con aire pozos verticales a la totalidad de la profundidad (TD). En yacimientos con sobre-presión se utilizan líquidos con algunos sólidos y el aire puede ser requerido para mantener la contra-presión y control del influjo de fluido.

Las pruebas de permeabilidad indicarán si es necesaria la realización de pozos horizontales. Carbones con baja permeabilidad y con espesores mayores a 1 metro son candidatos a perforación horizontal, en Rio Turbio podría ser el caso, pero dada su complejidad en este proyecto analizaremos solamente la posibilidad de perforación vertical.

En las zonas donde se realiza minería de carbón generalmente se requiere la perforación con aire.

La perforación de un pozo hasta la total de su profundidad puede tomar entre 1 o 2 días.

Cementación

La cementación es similar a la de los pozos convencionales, excepto por la necesidad de controlar la invasión de fluido al sistema delicado de diaclasas. La perforación tanto con aire como con líquidos livianos tiene que ser desbalanceada, mientras que la cementación debe ser levemente sobrebalanceada para prevenir la migración del gas libre a la columna de cemento que ha sido colocada. Siguiendo las mejores prácticas, el acondicionamiento del pozo y la centralización del casing ayuda a asegurar la completa aislación de los intervalos de carbón.

El uso de cementos con “tiempos cortos de transición”, como mezclas tixotrópicas (baja viscosidad a la ejerción de presiones), son preferidas. Aditivos que generan gas in-situ después de que el cemento fue colocado también pueden alivianar la migración del gas del pozo.

Terminación

La terminación de los pozos de CBM es similar a las de gas convencional, aunque se le han incorporado algunas modificaciones a los procedimientos ya que el carbón posee propiedades únicas. Algunas de las propiedades del carbón que conllevan problemas asociados al desarrollo de CBM son las siguientes:

- El carbón es quebradizo y frágil.

- El carbón posee un extenso sistema de fracturas que debe ser conectado al pozo para proveer una permeabilidad adecuada. Esta red es sensible al bloqueo del cemento y los barros de perforación.
- Las propiedades de adsorción del carbón llevan al hinchamiento de la matriz, haciéndolo susceptible a los barros y los flujos de fracturamiento.
- Finos de carbón molestos se generan durante la terminación y producción.

Como consecuencia de estas propiedades la terminación de pozos de CBM se ha convertido un motivo de estudio en la elección y modificación de los procesos que se adecúan a cada set de condiciones en particular. Los costos de terminación se deben minimizar en todas las operaciones de CBM pero especialmente en los proyectos más marginales como el de Rio Turbio.

Las terminaciones pueden ser:

- A pozo abierto
- Entubadas

Fracturamiento

Para la producción de metano en flujos económicos la permeabilidad de la formación debe ser adecuada. Para conectar el sistema de fracturas y fisuras del carbón con el pozo debe hacerse un fracturamiento hidráulico o terminaciones regionales con cavitación limitada.

Ha habido incertidumbre en la industria sobre la elección del fluido apropiado, si usar polímeros lineales, gel entrecruzada, agua con proppant (agentes de sostén), agua sin proppant o nitrógeno en espuma.

El costo, el daño de la formación, colocación del proppant, y el apoyo en la longitud de las fracturas son las que dictaminan la elección del fluido. El daño causado a la formación se ha tornado como el elemento más importante a considerar, cambiando a el gel entrecruzafo por el nitrógeno en espuma como el fluido preferido para el fracturamiento.

	Costo	Daño	Colocación	Apoyo
Agua	Bueno	Bueno	Pobre	Pobre
Agua con Proppant	Bueno	Bueno	Pobre	Pobre
Gel Lineal	Regular	Pobre	Regular	Regular
Gel Entrecruzado	Regular	Pobre	Alto	Alto
Nitrógeno en Espuma	Alto	Bueno	Bueno	Bueno

Tabla 10 – Comparativa de los Sistemas de Recuperación

Producción y Disposición de Agua

La producción y disposición de agua asume un grado de importancia mayor en proyectos de CBM que en proyectos de petróleo y gas convencional. En proyectos de CBM con económicos marginales, el costo de la disposición de agua y el impacto ambiental que conlleva son factores críticos para la decisión de inversión; la disposición de agua puede hacer factibles o quebrar proyectos marginales.

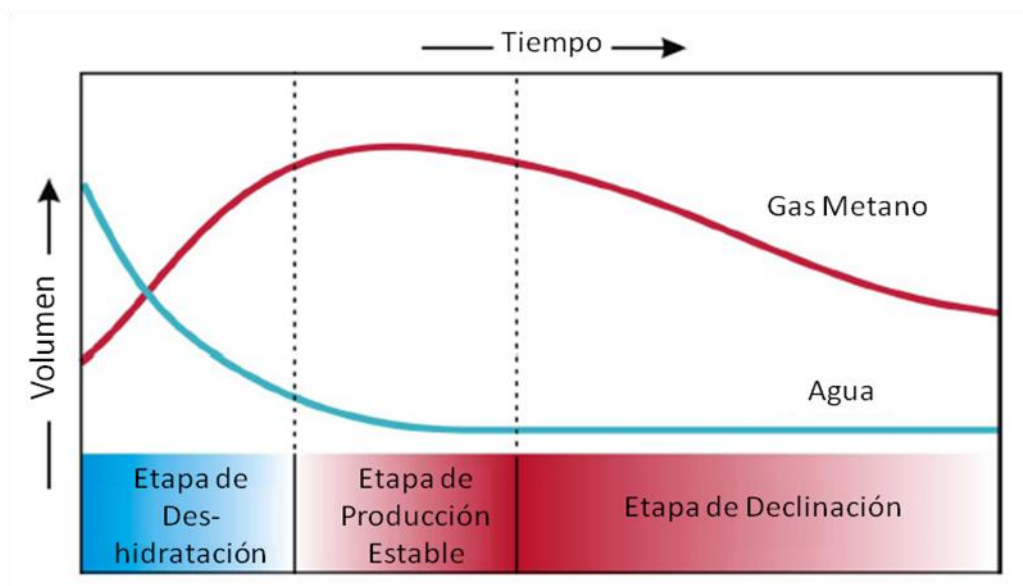


Figura 14 – Curvas de Producción de Metano y Agua

Normalmente el agua debe ser removida para bajar la presión e iniciar la desorción del metano, sin embargo en lugares cerca de operaciones mineras puede haber poca cantidad de agua, como sucede en el caso de Río Turbio.

Se anticipa grandes cantidades de agua producida en la etapa temprana del proceso que decrecen luego eventualmente en un nivel bajo. Por lo tanto, los problemas de disposición de agua decrecen con el tiempo y el mayor costo económico es sostenido en los primeros años de operación.

La pureza del agua varía desde potable hasta a una salmuera generalmente en los carbones más profundos. La pureza y la cantidad de agua producida determinan los medios y costos de disposición. Sólidos suspendidos, sólidos disueltos y demanda de oxígeno de las aguas producidas son los que tienen mayor impacto en el tratamiento de agua.

Sólidos Disueltos Total (mg/L)	Tolerancia
<3000	Riego de cultivos y prados
<2500	Ganado vacuno
<5000	Ganado ovino
<500	Agua potable, humanos

Tabla 11 – Características Posibles del Agua Producida

La interferencia de pozo a pozo es beneficiosa por la asistencia mutua en la remoción del agua. Esto resulta en una más rápida producción de gas. En un total, las operaciones de CBM resultan en 0,31 barriles de agua por cada 1000 pies cúbicos (28,3 metros cúbicos) de metano.

La producción de agua de un simple pozo puede comenzar en una tasa tan alta como 1500 barriles por día (BPD) en carbones saturados y declinar luego a valores tan bajos como 10 BPD por el resto de la vida productiva.

Generalmente se utilizan cuatro técnicas para la disposición de aguas de CBM:

- Inyección en pozos

- Descarga en arroyos de superficie
- Aplicación en la tierra
- Purificación en procesos de membrana

Bombeo

La importancia de las bombas, para que sirven en este caso y que tipos de bombas existen. Selección de la más adecuada.

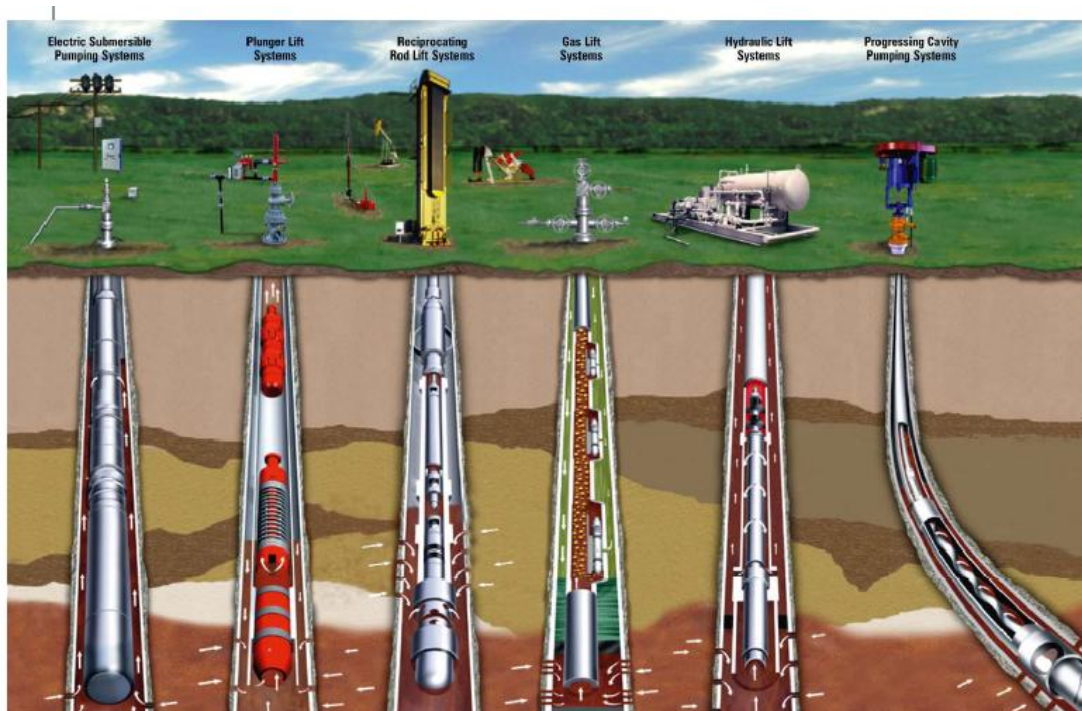


Figura 14 – Sistemas de Bombeo para Producción

Control de Procesos

El hardware y software para el control de los procesos que se requiere para la producción de CBM se puede obtener de adaptaciones de explotaciones de gas convencional, adecuando los parámetros específicos a las particularidades del carbón.

Existen sistemas de automatización y optimización, que a través de sensores reciben información del estado de pozos, válvulas y sistema de recolección, y con controladores accionan automáticamente válvulas y regulan el sistema de bombeo en tiempo real. La sala de control puede ser remota.

Las variables que se deben prestar especial atención en el control de procesos son la variación de presión en los pozos, la regulación y actividad de las bombas, el estado de los filtros, separadores y compresores.

Esto no varía demasiado a lo convencional, lo que si varía es la atención a la producción y disposición de agua.

Simulación

A lo largo de estos años de desarrollo de la industria en otros países se han diseñado softwares específicos para la producción de CBM. Estos simulan ingresando inputs del yacimiento las variables que afectan en la producción y generan distintos escenarios donde figura la producción y su declinación a lo largo del tiempo.

Esto sirve para acomodar las variables de forma óptima para que el proyecto sea lo más rentable y sustentable posible.

3.4 MARCO LEGAL

Es muy importante definir bajo que marco legal se va a desarrollar este proyecto. En los países donde el CBM es ya una industria establecida se han creado marcos legales especiales para este tipo de explotación, dándole un carácter individual de la ley que trata a los hidrocarburos convencionales y la minería convencional.

En nuestro país donde esto es algo nuevo e innovador no existe ley que lo ampare. Si bien se puede llegar a decir que lo que se extrae es gas metano, un hidrocarburo, lo que en definitiva se está extrayendo es un elemento que forma parte del carbón mineral, con lo cual el que tiene derechos sobre el carbón es el que tiene los derechos sobre el CBM.

En base a esto se plantea este proyecto bajo la legislación del Código Minero.

Para que este proyecto sea sustentable también es necesario que el precio no esté fijado a los valores actuales de Argentina, lo que lo haría inviable. Por lo tanto se debería llegar a algún acuerdo, tipo Gas Plus, para permitir obtener un precio competitivo pero que a su vez haga viable el proyecto.

3.5 Medio Ambiente

El mayor beneficio ambiental de la extracción del CBM y su utilización es la reducción de metano entrando a la atmósfera que contribuye a la emisión de gases invernaderos. Cuando el metano es capturado y quemado o usado como fuente de energía, el proceso de combustión produce dióxido de carbono, que es un gas 23 veces menos potente como gas invernadero, según el IPCC⁸.

Además el metano es explosivo en concentraciones entre 5% y 15% en volumen de aire, lo que ha causado explosiones devastadoras en muchas minas del mundo, incluyendo Río Turbio en el 2004. El drenaje de este gas disminuye considerablemente las concentraciones de metano lo hace disminuir el riesgo de explosiones significativamente, mejorando también el medio ambiente interior de la mina

3.6 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El proyecto tiene como principales impactos el movimiento de tierras por la gran cantidad de perforaciones que se deben realizar, en el estudio de impacto ambiental habría que analizar si se afecta a algún hábitat natural y si se afecta a la tala de árboles. La zona de Río Turbio es un área semi-desértica, por lo que el impacto al hábitat natural se vería disminuido.

Otro impacto que tiene la producción de CBM es la disposición del agua producida. Como ya se mencionó anteriormente, este impacto dependerá de la calidad del agua. También habrá que ver como impacta en las napas freáticas de la zona. Si el agua llega a ser dulce el impacto puede ser positivo, ya que se la puede utilizar para consumo humano o para riego de cultivos.

La localización en una zona de baja densidad de población tanto humana como animal hace que los impactos ambientales tengan consecuencias menores en la población.

⁸ International Panel for Climate Change

De todas formas se debe contratar a una empresa especialista en medio ambiente para que estudie los efectos y mitigue lo más posibles todos los efectos negativos que pueda llegar a tener el proyecto.

Mayor desarrollo de este tema queda fuera del alcance de este trabajo.

3.7 DESARROLLO DE PRODUCCIÓN

Para la explotación del yacimiento de Rio Turbio hemos considerado los dos mantos del complejo inferior, llamados superior e inferior, y los del complejo superior, el Dorotea, A y B.

De acuerdo a los estudios y perforaciones realizadas por YCF, el manto Dorotea es el más extenso de todos ocupando un área de 18.800 hectáreas (47.000 acres). El segundo más extenso es el manto A con un área de 6.600 hectáreas (16.500 acres). Los mantos Dorotea, A, B, Superior e Inferior se superponen en un área 4.000 hectáreas (10.000 acres), los Dorotea y A en un área de 2.600 (6.500 acres), el Dorotea se encuentra sin mantos subyacentes en un área de 12.200 hectáreas (30.500 acres).

Para este proyecto se estima perforar pozos multi-mantos, fracturando a la altura de cada uno de los mantos, por lo tanto con un solo pozo se puede producir de todos los mantos subyacentes.

Para el cálculo de producción se debe considerar la producción por pozo en cada zona, en la zona donde se encuentra la mayor cantidad de mantos superpuestos será la de mayor cantidad de producción, y la zona donde se encuentra solo el Dorotea será la menor. Como se dijo anteriormente, por semejanza y práctica en otros yacimientos se considera un espaciamiento entre pozos de 32,37 hectáreas (80 acres).

Zona	Área (acres)	Cantidad de Pozos
(1) Dorotea + A + B + Superior + Inferior	10.000	125
(2) Dorotea + A	6.500	81

(3) Dorotea	30.500	381
TOTAL	47.000	587

Tabla 11 – Cálculo de Pozos

En total se considera perforar unos 587 pozos verticales.

Se considera que para la perforación de los pozos se cuenta con 4 equipos, los cuales según prácticas conservadoras y por la experiencia de otras perforaciones en la zona se estima que se perforará un pozo por semana por equipo, esto es 16 pozos por mes, por lo tanto 192 pozos por año. Si distribuimos el plan de perforaciones por zona quedaría de la siguiente manera.

Zona \ Año	1	2	3	4
(1)	125	0	0	0
(2)	67	14	0	0
(3)	0	178	192	11

Tabla 12 - "Plan de Pozos por Zona por Año"

El cálculo de la producción anual se realiza de la siguiente manera. Se calcula la cantidad de gas que existe en cada zona, conociendo la cubicación del carbón y el contenido de gas. Luego se multiplica por el factor de recuperación para estimar la cantidad de gas producible por zona y se divide esa cantidad por el número de pozos a perforar.

Zona	Gas Total (m3)	Recuperable (m3)	Por Pozo (m3)
(1)	2.472.508.608	1.483.505.165	11.868.041
(2)	735.429.446	441.257.667	5.447.626
(3)	2.223.798.562	1.334.279.137	3.502.045

TOTAL	5.431.736.615	3.259.041.969	-
--------------	----------------------	----------------------	---

Tabla 13 - "Calculo de Gas Total y por Zona y por Pozo"

La cantidad total de gas estimada que contiene el yacimiento es de 5.400 millones de metros cúbicos, considerando el factor de recuperación en 0,6 (generalmente varían entre 0,5 y 0,8), se llega a una reserva estimada de 3.250 millones de metros cúbicos. La Argentina contaba en el 2008 con una reserva de 44 billones de metros cúbicos, estas reservas de CBM agregarían algo menos del 1% a las reservas totales.

Teniendo en cuenta la cantidad de pozos realizados por año y la curva de declinación de producción se calcula la producción anual del proyecto.

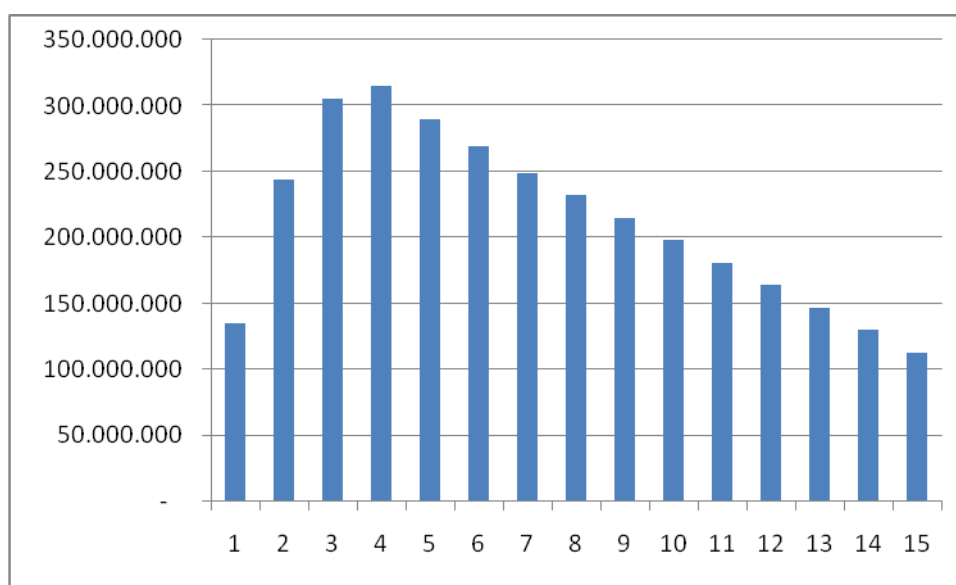


Figura 15 - "Producción Anual en Metros Cúbicos"

4 ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO

4.1 Horizonte del Proyecto

Este proyecto se analiza en un horizonte de 17 años, 2 años de exploración y 15 de producción. Se estima que a partir del año 15 si no se hace nueva exploración y nuevas perforaciones la producción irá declinando a lo largo del tiempo. En el último año del proyecto se hará un flujo de fondos con los ingresos que generarán la producción marginal restante y el valor residual de los equipos.

La continuidad de la misma más allá del plazo previsto, depende principalmente de las condiciones de mercado, los posibles saltos tecnológicos que vuelvan las instalaciones obsoletas, la situación macroeconómica del país y la situación de la explotación de hidrocarburos.

4.2 Plan de Ventas

El plan de ventas es elaborado en base a la producción calculada en el Estudio de Ingeniería y el precio del gas proyectado en el Estudio de Mercado.

La demanda consume todo lo que se produce, por lo tanto en el plan de ventas se estima vender la totalidad de los productos consumidos sin la existencia de stocks, lo que se produce es inyectado a los gasoductos y enviado a los consumidores finales.

El precio que se estimó en el Estudio de Mercado era de 5 dólares por MMBtu. Lo que refleja en ventas el siguiente cuadro.

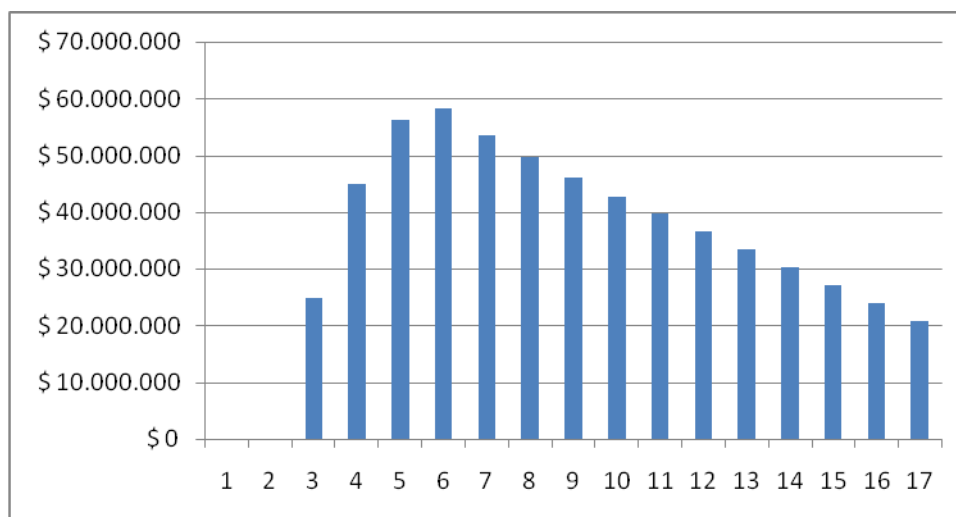


Figura 16 - "Ventas Anuales en Dólares"

En los primeros 2 años del proyecto las ventas son nulas, ya que durante el primer año se realiza la exploración, pruebas piloto y plan de explotación. En el segundo se comienza la preparación y perforación de producción inicial, listos para el inicio del año 3. Se aprecia en el gráfico de ventas que en el año 6 se produce un pico de ventas y va declinando de ahí en más. Esto ocurre justamente por la declinación de la producción esperada y no por una caída de precios o de la demanda, que en oposición irían en aumento.

El año con mayores ventas alcanzaría alrededor de los **60 millones de dólares**, y si estimamos un promedio, las ventas anuales **rondarían en 35 millones de dólares** en los 17 años del proyecto.

4.3 Inversión en Exploración

Se ha dividido la etapa de exploración en dos fases, una de Evaluación de Reservas y Modelo Geológico y la segunda de Prueba Piloto, donde la segunda depende de los resultados de la primera.

Fase Evaluación de Reservas

Descripción	Costo por Unidad	Cantidad	Costo Total
Muestras y Pruebas de Laboratorio	US\$ 100.000	5	US\$ 500.000
Pozo Exploratorio	US\$ 180.000	1	US\$ 180.000

Pozos de Prueba	US\$ 220.000	5	US\$ 1.100.000
Estudios Geológicos	US\$ 40.000	5	US\$ 200.000
Pruebas de Bombeo	US\$ 100.000	5	US\$ 500.000
Prueba de Tratamiento de Agua	US\$ 80.000	5	US\$ 400.000
Supervisión e Ingeniería	US\$ 90.000	5	US\$ 450.000
Contingencias	US\$ 50.000	5	US\$ 250.000
TOTAL			US\$ 3.580.000

Tabla 14 – Inversión Inicial

Fase de Prueba Piloto

Descripción	Costo por Unidad	Cantidad	Costo Total
Pozo	US\$ 220.000		
Sistema de Bombeo	US\$ 50.000		
Sistema Eléctrico	US\$ 24.000		
Sistema de Tratamiento de Agua	US\$ 10.000		
Ingeniería y Supervisión	US\$ 15.000		
TOTAL	US\$ 319.000		

Tabla 15 – Inversión Prueba Piloto

Contablemente ésta inversión en exploración se amortizará en el primer periodo, tanto si nos regimos por la ley de inversiones mineras del código de minería o la ley de hidrocarburos la 17.319, citado el Art. 56, inciso c) II:

“Podrán deducirse de las utilidades del año fiscal, las sumas efectivamente invertidas en gastos directos de exploración a que se refiere el artículo 62, inciso n) de la ley 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) solamente durante el primer período del plazo básico del correspondiente permiso, sin perjuicio del tratamiento que les corresponda como costo susceptible de amortización. No se consideran gastos de exploración las inversiones en máquinas, equipos y demás bienes del activo fijo sujetos al tratamiento establecido en el apartado siguiente”

E inciso c) III:

“Sin perjuicio de la amortización ordinaria que técnicamente corresponda, podrá deducirse de las utilidades del año fiscal y durante el primer período del plazo básico de la exploración, un importe equivalente al cien por ciento de las cuotas de amortización ordinaria que corresponda a las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del activo fijo utilizados en las tareas de exploración de dicho primer período.”

Estas inversiones serían realizadas en el primer período, con lo cual cumpliría con lo estipulado en estos incisos. Esto genera un beneficio a la economía contable del proyecto.

Si los resultados de la exploración son exitosos se continuará con el desarrollo del mismo, por lo tanto se evolucionará a la inversión de activos fijos y de trabajo.

4.4 Inversión en Activos Fijos y Activos de Trabajo

La principal inversión en activos fijos son los pozos, tubos y equipamiento de recolección y servicios. El costo del pozo varía según la profundidad del mismo. Para los pozos más someros, como los que son exclusivos para el manto Dorotea estimamos un costo menor que al resto de los pozos. A continuación se detalla los costos estimados por pozo.

Descripción	Costo
Perforación y Terminación	US\$ 210.000
Sistema de Recolección de Gas	US\$ 50.000
Sistema de Electricidad	US\$ 24.000
Sistema de Recolección de Agua	US\$ 10.000
TOTAL	US\$ 294.000

Tabla 16 – Costo por Pozo

Para los 381 pozos que explotarían únicamente el Dorotea se estima un costo de US\$ 231.000, considerando que la perforación y terminación es un 30% más económica por la diferencia de profundidad.

4.5 Sistema de Costeo

El sistema de costeo utilizado para este proyecto es de absorción, ya que no se guarda stock de gas producido sino que se vende todo lo que se produce, los gastos fijos se absorben en cada unidad producida, y cuanto más se produzca mayor es la utilidad unitaria por que los gastos se prorratan en una producción mayor.

4.6 Gastos Fijos y Variables

Los gastos generales fijos están compuestos por los costos de mano de obra directa e indirecta, los costos de seguros, mantenimiento de las instalaciones (cañerías, compresores, filtros, etc.).

En cuanto a los costos variables se puede contabilizar los costos de electricidad para el bombeo de agua y gas, el costo de operación de los compresores para el transporte gas hacia la boca del gasoducto, los costos de disposición del agua de los pozos.

El costo variable de disposición de agua cambia según el tratamiento y uso que se le dé, además de la cantidad. En el caso de Río Turbio suponemos que el agua producida estará dentro de los parámetros de salinidad aceptable con lo cual se podrá utilizar directamente sobre la superficie, esto implicará

costos menores, la cantidad de agua que se producirá al principio se estima en 100 barriles por día por pozo, que luego irá disminuyendo. Este valor se estima por producciones en yacimientos con características de humedad similares como el del Yacimiento Warrior en Alabama, Estados Unidos. El costo por barril de agua desechado estimado es de US\$ 0,2.

El costo operativo promedio por pozo productivo en los Estados Unidos es de US\$ 800 por mes, en Argentina estimamos que estos valores serán menores (costos de energía y mano de obra) y los estimamos en US\$ 600 por mes.

4.7 Impuestos

Ingresos Brutos

La ley 24196 de Ingresos Brutos da autoridad a las provincias para que fijen su propia alícuota. En el caso de Santa Cruz según la ley provincial 1539, la alícuota para la industria es de 1,5%, y 0% para la actividad minera.

Regalías

Las regalías para la ley de promoción de inversiones mineras fija una alícuota de 3% de los ingresos. La ley de Hidrocarburos la 17319, establece una alícuota a determinar entre el 5% y el 12%.

Para este proyecto consideramos una regalía provincial y estatal total del 5%. Una regalía mayor hace peligrar la atraktividad del proyecto como inversión.

Impuesto a las Ganancias

El proyecto se regirá bajo la ley de impuesto a las ganancias y pagará un 35% sobre las ganancias netas.

4.8 Calendario de Inversiones

De acuerdo al plan de exploración, prueba piloto y plan de explotación, considerando los costos y los tiempos de cada uno de estos, calculados en el Estudio de Ingeniería, se llega al siguiente calendario de inversiones:

AÑO				
1	2	3	4	5
\$ 16.750.000	\$ 56.448.000	\$ 45.234.000	\$ 44.352.000	\$ 2.541.000

Tabla 17 – Calendario de Inversiones

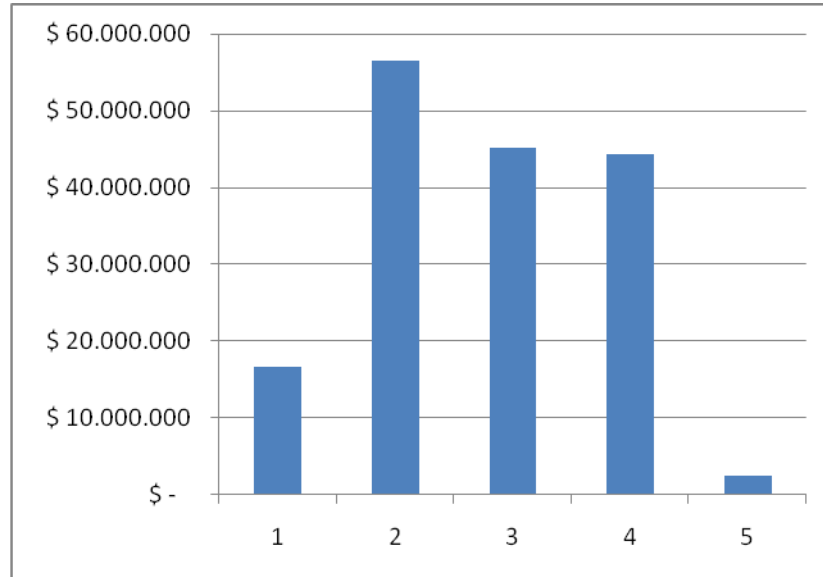


Figura 16 – Gráfico de Calendario de Inversiones

4.9 Amortizaciones

Las amortizaciones están contempladas en un periodo de 10 años para los activos fijos, las inversiones en exploración y los pozos productivos. Como la construcción de los pozos se llevará a cabo durante cinco años las amortizaciones irán cambiando de año a año. Las inversiones del primer periodo que se pasan como gasto del ejercicio y se amortizan en ese mismo periodo, si aplicamos la ley anteriormente citada.

4.10 Financiamiento de Inversiones

La estructura financiera para este proyecto fue calculada en un 50% capital propio y 50% deuda. La mayoría de los bancos que financiaron este tipo de proyectos son bancos de desarrollo y fomento, las empresas que han invertido son empresas con vínculo en el área petrolera o minera, que son idóneas en este tipo de inversiones.

Muchos proyectos en el exterior tienen una estructura de 60/40, deuda/capital, en Argentina por ser el primer proyecto y algo más riesgoso se considera que se deberá incrementar la participación de capital.

Para este proyecto se necesitará una porción de capital nacional, pero en su mayoría el capital será extranjero. También habrán fondos autogenerados, créditos promocionales y créditos no renovables, tanto nacionales pero sobre todo extranjeros.

4.11 Gasto Financiero

La tasa de interés estimada para este proyecto es de una tasa LIBOR, más 5 puntos porcentuales. Si la tasa LIBOR se encuentra en 315 puntos, la tasa de interés de la deuda del proyecto será de un 8,15%.

El período de repago de la deuda se considera en 10 años. El sistema de amortización de deuda a utilizar será el alemán, el más comúnmente utilizado en la Argentina.

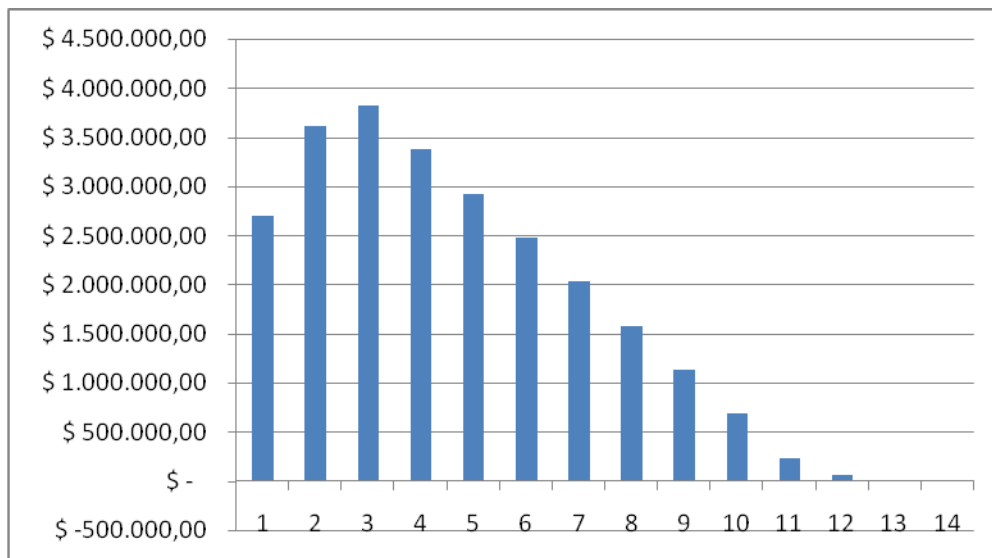


Figura 17 - "Pago de Intereses por Año"

4.12 Punto de Equilibrio

Para el cálculo del punto de equilibrio se considera que la cantidad de pozos productivos es fija y lo que varía es la productividad promedio por pozo, o sea la producción total si tomamos fijo el número de pozos en 587 como se calculó en el estudio de ingeniería.

La mayoría de los costos son variables a la cantidad de pozos construidos, por eso en el gráfico la línea de costos es casi fija.

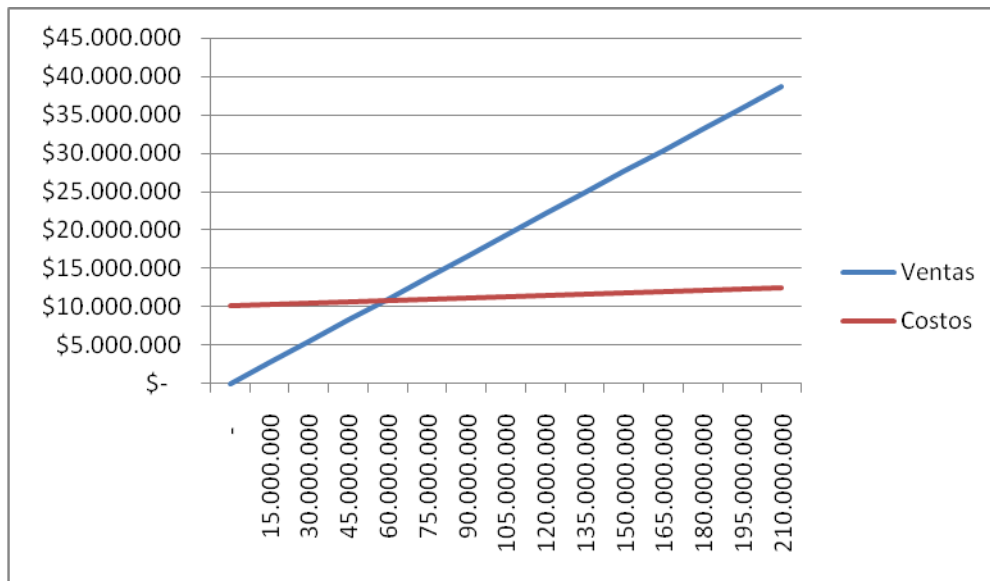


Figura 18 - "Punto de Equilibrio: Producción vs Ventas y Costos Totales"

El punto de equilibrio en este proyecto se encuentra cercano a los 60 millones de m3 anuales, esto es una producción de 164,3 mil m3 por día y 280 m3 por día por pozo.

La producción estimada anual promedio que se considera en el proyecto es de 212 millones de m3, la cual es 3,5 veces mayor a la producción del punto de equilibrio. Esto da cierta seguridad en la elasticidad de la operación, ya que una disminución leve de la producción no pone en riesgo la rentabilidad positiva del proyecto.

En cuanto al precio de equilibrio considerando el régimen de producción normal estimado, se calcula mediante la variación de los valores por MMBTU para igualar el VAN a cero.

El precio de equilibrio con las condiciones descriptas en el estudio de ingeniería sería de US\$ 4,1 por MMBTU. El cual es algo elevado considerando que el precio de venta que estamos tomando es de US\$ 5 por MMBTU, el cual no deja mucho margen de negociación con los consumidores de gas.

4.13 Sensibilidades

Sensibilidades de Producción:

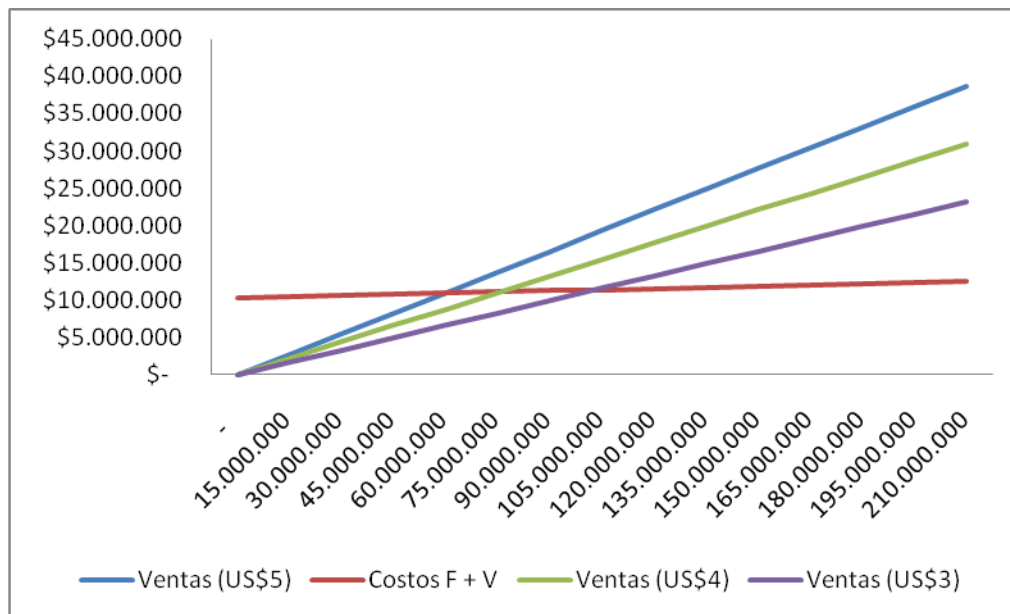


Figura 19 - "Sensibilidad de la Producción de Equilibrio al Precio: millones de m3 anuales"

En el gráfico se puede observar como aumenta o disminuye la producción promedio necesaria para alcanzar una rentabilidad positiva de acuerdo al precio del gas.

Para un precio en US\$ 4 por MMBTU, la producción de equilibrio sería alrededor de 75 millones de m3, y para un precio de gas a US\$ 3 el equilibrio sería alrededor de 110 millones de m3 anuales.

Cabe aclarar que estos equilibrios hacen que la rentabilidad sea igual a cero, pero el VAN sería definitivamente negativo. A diferencia del análisis de sensibilidad a continuación donde se calcula el precio de equilibrio para que el VAN sea igual a cero.

Sensibilidades de Precio:

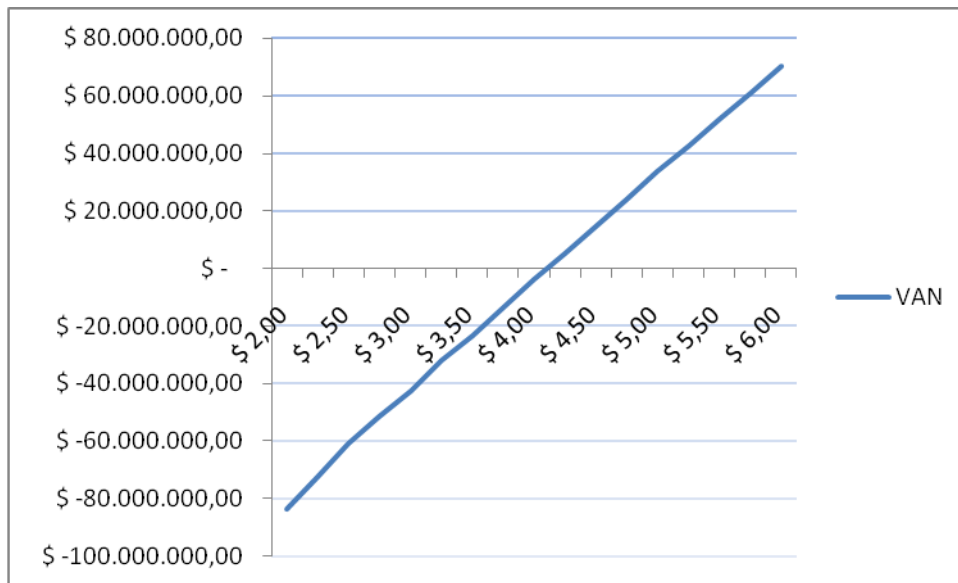


Figura 20 - "Sensibilidad del VAN al precio del gas: dólares por MMBTU"

El valor actual neto del proyecto es muy sensible al precio de venta del gas natural. Esto hace crítico la negociación por las tarifas permitas de venta, donde una pequeña suba o baja en la tarifa puede hacer al proyecto atractivo o no económicamente, más allá de todos los beneficios que se obtengan de su desarrollo.

A un precio de gas a US\$ 6 por MMBTU, el VAN se iría por encima de los US\$ 70 millones y a un precio de US\$ 3 por MMBTU, el resultado sería negativo en más de US\$ 42 millones.

4.14 Cuadro de Resultados

	1	2	3	4	5	6
Ventas	\$ -	\$ -	\$ 134.786.172	\$ 243.566.418	\$ 304.830.925	\$ 315.380.633
Otros Ingresos						
Ingresos Totales	0	0	134.786.172	243.566.418	304.830.925	315.380.633
Ingresos Brutos Imp. 0%	0	0	1.347.862	2.435.664	3.048.309	3.153.806
Regalías 0%	0	0	6.739.309	12.178.321	15.241.546	15.769.032
Ingresos Netos	0	0	126.699.002	228.952.433	286.541.069	296.457.795
Gastos Operativos 0%	0	0	13.478.617	24.356.642	30.483.092	31.538.063
Other Gastos	0					
EBITDA	0	0	113.220.385	204.595.791	256.057.977	264.919.732
Amortizaciones		0	0	0	0	0
Intereses	0	33.109.518	44.318.676	46.854.094	41.361.293	35.868.492
EBT	0	-33.109.518	68.901.708	157.741.697	214.696.684	229.051.239
Impuesto a las Ganar 35%	0	-11.588.331	24.115.598	55.209.594	75.143.839	80.167.934
Ganacias	0	-21.521.187	44.786.110	102.532.103	139.552.844	148.883.305

Tabla 18 – Cuadro de Resultado

Se muestra solo hasta el año 8, a pesar de que el cuadro de resultados varía todos los años debido a la variación de la producción por la curva de declinación. Se puede ver cómo van aumentando las ganancias y a partir del año 7 vuelven a bajar.

4.15 Crédito Fiscal (IVA)

	1	2	3	4	5	6
IVA de Ventas		0	6.714.373	12.133.261	15.185.153	15.710.686
IVA de Operaciones		0	0	511.056	1.022.112	1.533.168
IVA Inversión Activo Fijo		10.273.536	8.232.588	8.072.064	462.462	0
IVA Inversión Inicial	3.048.500	0	0	0	0	0
Crédito Fiscal	3.048.500	10.273.536	1.518.215	0	0	0
Débito Fiscal	0	0	0	3.550.141	13.700.579	14.177.518
Balance IVA	3.048.500	10.273.536	1.518.215	-3.550.141	-13.700.579	-14.177.518

Tabla 19 – Crédito Fiscal

En la tabla solo se muestra hasta el año 6 ya que en los años posteriores se estabiliza el pago del IVA. Lo interesante es ver cómo evoluciona el crédito y débito en los primeros años del proyecto.

4.16 Valor Residual

El valor residual del proyecto dependerá de la productividad del yacimiento, si el yacimiento deja de ser productivo al año 15 y no se descubre y operan nuevas reservas el proyecto tendrá un valor residual casi nulo, ya que no sería capaz de generar más flujo.

En cuanto a la liquidación de los activos, que en su mayoría serían cañerías, bombas, almacenes y algunos equipos de mantenimiento, el valor libro de los mismos sería cero ya que estarían completamente amortizados.

Por eso consideramos que el valor residual teórico del proyecto es cero, sin embargo en la realidad, lo más seguro es que la producción de las reservas se extiendan en el tiempo y que los activos que se posean tendrán algún valor de reventa, con lo cual en la práctica el valor residual sería mayor a cero, aunque en este análisis no lo consideremos.

4.17 Flujo de Fondos

	1	2	3	4	5
Ingresos					
Ingreso por Ventas	\$ 0	\$ 0	\$ 24.868.049	\$ 44.938.004	\$ 56.241.306
Débito Fiscal IVA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 3.550.141	\$ 13.700.579
Ingreso por Venta de Activo					
Ingreso por Préstamos		\$ 33.109.518	\$ 14.520.110	\$ 7.298.381	\$ 0
INGRESOS TOTALES	\$ 0	\$ 33.109.518	\$ 39.388.159	\$ 55.786.526	\$ 69.941.884

Egresos					
Inversión Activo Fijo	\$ 8.500.000	\$ 56.448.000	\$ 45.234.000	\$ 44.352.000	\$ 2.541.000
Inversión Capital de Trabajo	\$ 502.500	-\$ 502.500	\$ 746.041	\$ 602.099	\$ 339.099
Impuesto Ingresos Brutos	\$ 0	\$ 0	\$ 248.680	\$ 449.380	\$ 562.413
Regalías	\$ 0	\$ 0	\$ 1.243.402	\$ 2.246.900	\$ 2.812.065
Costos Operativos	\$ 0	\$ 0	\$ 2.433.600	\$ 4.867.200	\$ 7.300.800
Otros Gastos	\$ 8.250.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Crédito Fiscal IVA	\$ 3.048.500	\$ 10.273.536	\$ 1.518.215	\$ 0	\$ 0
Pago IVA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 2.410.469
Impuesto a las Ganancias	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 7.663.277	\$ 9.946.423
Pago de Préstamos	\$ 0	\$ 0	\$ 3.310.952	\$ 4.762.963	\$ 5.492.801
Intereses	\$ 0	\$ 2.698.426	\$ 3.611.972	\$ 3.818.609	\$ 3.370.945

EGRESOS TOTALES	\$ 20.301.000	\$ 68.917.462	\$ 58.346.863	\$ 68.762.428	\$ 34.776.015
------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

FLUJO DE FONDOS NETO	-\$ 20.301.000	35.807.944	-\$ 18.958.704	12.975.902	\$ 35.165.869
-----------------------------	-----------------------	-------------------	-----------------------	-------------------	----------------------

FLUJO ACUMULADO	-\$ 20.301.000	56.108.944	-\$ 75.067.648	88.043.550	52.877.681
------------------------	-----------------------	-------------------	-----------------------	-------------------	-------------------

Tabla 20 – Flujo de Fondos

4.18 Balance Proforma

	1	2	3	4	5
--	---	---	---	---	---

Activo Corriente

Disponibilidad en Caja y Bancos	\$ 502.500	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 35.165.869
Crédito por Ventas (sin I.V.A.)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Saldo a favor I.V.A.	\$ 3.048.500	\$ 10.273.536	\$ 1.518.215	\$ -	\$ -
Crédito Fiscal I.G.M.P.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bienes de Cambio	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

TOTAL ACTIVO CORRIENTE	\$ 3.551.000	\$ 10.273.536	\$ 1.518.215	\$ -	\$ 35.165.869
-------------------------------	---------------------	----------------------	---------------------	-------------	----------------------

Activo No Corriente

Crédito por Ventas (sin I.V.A.)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bienes de Uso (V.L.)	\$ 8.500.000	\$ 64.098.000	\$ 102.837.200	\$ 136.171.000	\$ 123.258.600
Cargos Diferidos (V.L.)	\$ 8.250.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	\$ 16.750.000	\$ 64.098.000	\$ 102.837.200	\$ 136.171.000	\$ 123.258.600
----------------------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

ACTIVO TOTAL	\$ 20.301.000	\$ 74.371.536	\$ 104.355.415	\$ 136.171.000	\$ 158.424.469
---------------------	----------------------	----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

Pasivo Corriente

Deudas Comerciales	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Deudas Bancarias	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otras Deudas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

TOTAL PASIVO CORRIENTE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
-------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Pasivo No Corriente

Deudas Comerciales	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-
Deudas Bancarias	\$	-	\$	33.109.518	\$	44.318.676	\$	46.854.094	\$	41.361.293
Previsiones	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-
Otras Deudas	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	\$	-	\$	33.109.518	\$	44.318.676	\$	46.854.094	\$	41.361.293
PASIVO TOTAL	\$	-	\$	33.109.518	\$	44.318.676	\$	46.854.094	\$	41.361.293
Patrimonio Neto										
Capital	\$	20.301.000	\$	54.759.731	\$	72.741.303	\$	84.330.469	\$	84.330.469
Utilidad del ejercicio	\$	-	\$	(13.497.713)	\$	12.605.591	\$	13.797.771	\$	6.150.266
Utilidades de ejercicios anteriores	\$	-	\$	-	\$	(13.497.713)	\$	(892.122)	\$	12.905.649
PATRIMONIO NETO TOTAL	\$	20.301.000	\$	41.262.018	\$	60.036.738	\$	89.316.906	\$	117.063.175
TOTAL PASIVO + P.N.		20.301.000		74.371.536		104.355.415		136.171.000		158.424.469

Tabla 21 – Balance Proforma

4.19 Tasa de Descuento

La tasa de descuento de este proyecto se calculará con el método CAPM. Este es un valor importante para la determinación de la rentabilidad y competitividad del negocio en relación a otros proyectos de inversión. Para calcular la tasa con la que se descontará el flujo de fondos es necesario calcular el costo del capital propio y el costo de la deuda, luego determinar el porcentaje de deuda y capital para calcular una tasa ponderada en base a estos valores, a esta tasa se la llama WACC (weight average cost of capital), que tiene en cuenta el peso de cada uno de estos factores.

Costo del Capital Propio

Para el costo del capital propio (K_e) hay que identificar el riesgo propio del negocio, esto está de alguna manera implícito en el beta (β) de la industria, que indica la covariancia de la rentabilidad y desempeño de la industria particular con la rentabilidad promedio de mercado de todas las industrias.

Luego hay que identificar la tasa libre de riesgo (R_f) que generalmente se rige por la tasa que pagan los bonos del tesoro americano o de países de

economía desarrollado como los bonos de alemanes. En este proyecto se toma como referencia el “US Treasury 7 year note” como referencia de tasa libre de riesgo.

Para el cálculo del riesgo de mercado (R_m) hemos estimado el rendimiento anual promedio del Standards & Poors 500 (S&P 500) en los últimos 19 años, el S&P 500 es el índice con más representatividad de la situación del mercado real y engloba a las 500 empresas más importantes del mundo.

Por último a tener en cuenta en el costo de capital propio es el riesgo país (R_p), en el que se desarrolla el proyecto. En este proyecto particular hemos estimado un valor lógico basado en el riesgo actual, pasado y expectativas futuras.

La fórmula del costo de capital es la siguiente: $K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + R_p$

- Beta de la industria calculado en base a proyectos de CBM en Estados Unidos y Canadá: 1,75
- R_f “US Treasury 7 year note”: 3,125%
- R_m de últimos 19 años del S&P 500: 6,4%
- R_p : 700 puntos (7%)

Por lo tanto el K_e de para este proyecto se estima en 15,85 %.

Costo de Deuda

Para el costo de la deuda (K_d) se tiene en cuenta la tasa London Inter Bank Offered Rate (LIBOR), que es la tasa de interés que ofrecen los bancos por fondos no asegurados a otros bancos del mercado monetario mayorista. A esta tasa por su puesto se le suma una tasa adicional por el riesgo adicional del proyecto.

Esta tasa o puntos adicionales (p) se calculan haciendo un “benchmark” de préstamos a la industria y al país donde se realiza el proyecto.

El costo de la deuda tiene un “escudo” que es lo que se descuenta por el pago de impuesto a las ganancias, que en definitiva reduce la tasa real que se paga. El impuesto a las ganancias (t) en Argentina es del 35%.

$K_d = \text{LIBOR} + p$, la tasa real es $K_d \times (1 - t)$.

- LIBOR a 1 año: 3,15 %
- P: 5 puntos

Por lo tanto la tasa de deuda calculada es de 8,15 %. Si tenemos en cuenta el recupero por impuesto a las ganancias la tasa real sería 5,3%.

Cálculo Final de la Tasa de Descuento

La WACC se obtiene de la siguiente manera:

$WACC = K_d \times (\% \text{ de deuda}) + K_e (\% \text{ capital propio})$

Por lo tanto es el costo de capital es 10,5 %.

4.20 VAN

El valor actual neto (VAN) de este proyecto se calculó en base al flujo de fondos descontado a la tasa del costo de capital anteriormente calculada, en un período de 17 años.

Este es un indicador que se utiliza como criterio cuantitativo para la evaluación de proyectos de inversión. Si el VAN es mayor a cero, indica que la rentabilidad del proyecto es mayor a la exigida por los accionistas, y el valor que indique el VAN es el dinero en valor actual que el proyecto rinde sobre las expectativas del inversor. Generalmente no se pueden comparar el VAN de distintos proyectos si tienen períodos diferentes de evaluación, sin embargo es un indicador confiable para la selección de inversiones.

El VAN calculado para este proyecto es de US\$ 30.240.000.

El proyecto generalmente se acepta si el VAN es mayor a cero, en este caso el valor es positivo.

4.21 TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es otro indicador muy utilizado como criterio de evaluación. Se puede interpretar como la tasa de descuento que lleva al VAN a un valor cero, o también como la tasa máxima que se estaría dispuesto a pagar si la totalidad de los fondos se tomaran prestados.

Es un indicador que refleja la rentabilidad pero no la magnitud del negocio.

La TIR calculada para este proyecto es de 17%.

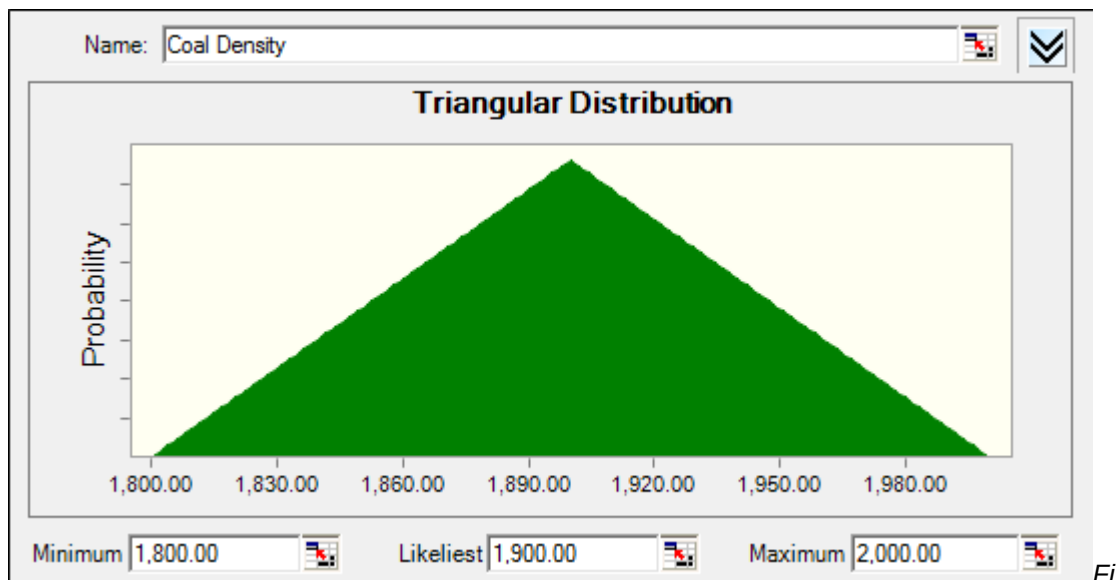
Generalmente se acepta el proyecto si la TIR es mayor al costo de capital, en este caso lo es.

5 ESTUDIO DE RIESGOS

Para hacer el estudio de riesgos se utilizó el programa “Crystall Ball 7.3.1”. Se eligieron las variables, se estimaron unas distribuciones para cada una de esas variables, se marcaron los factores de resultado a analizar. Para la simulación se hicieron corridas de mil iteraciones cada una. Las funciones de distribución que se utilizan en el modelo fueron consideradas de acuerdo a la lógica y naturaleza de cada uno de los factores.

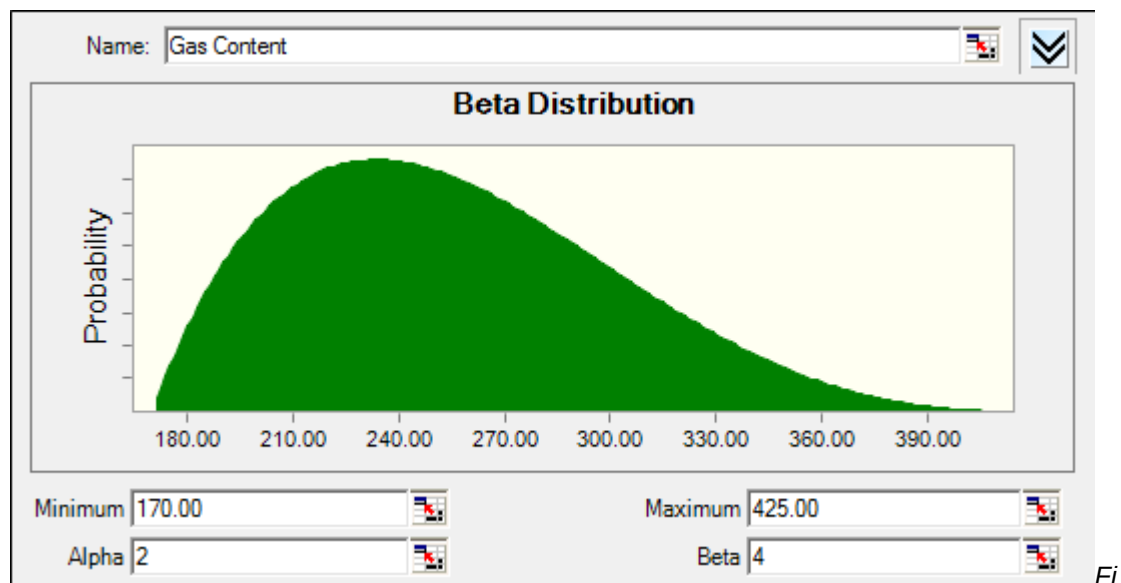
Las variables críticas riesgo técnicas que estudiaron fueron:

- Densidad del Carbón en tonelada por pie cúbico



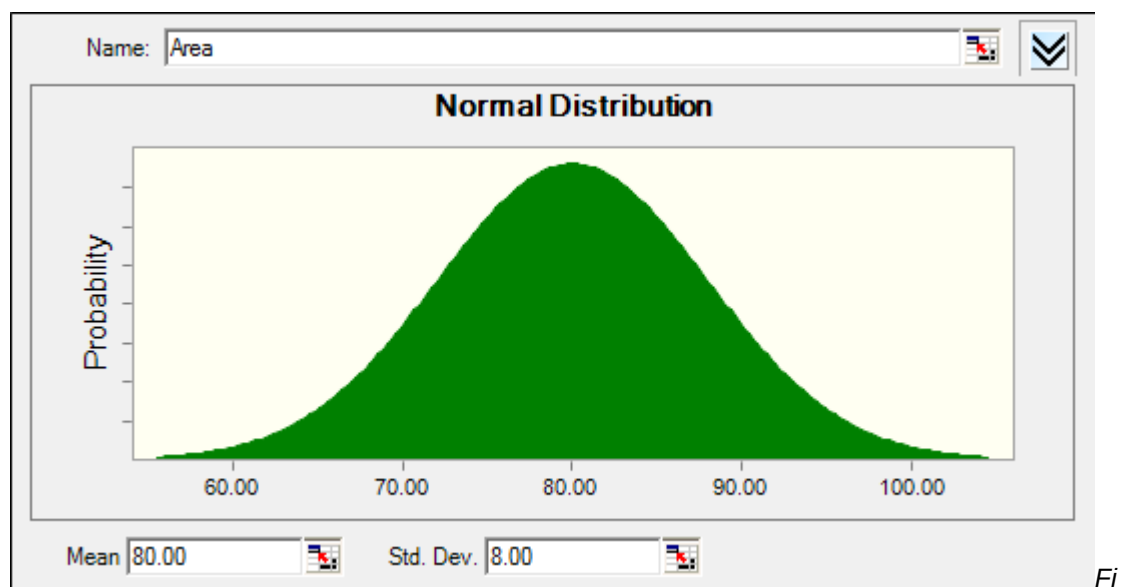
gura 21 – Distribución Densidad

- Contenido de metano en pie cúbico por tonelada de carbón



gura 22 – Distribución de Contenido de Metano

- Área necesaria por pozo en acres



gura 23 – Distribución Área de Pozos

- Factor de recuperación

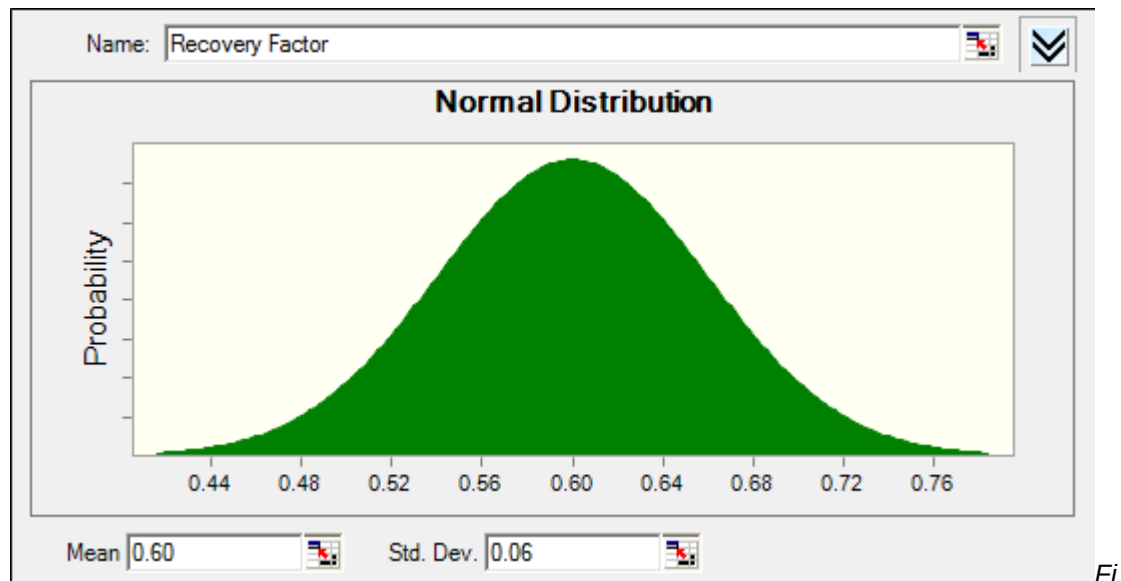


Figura 24 – Distribución Factor de Recuperación

Las variables económicas críticas de riesgo que se tuvieron en cuenta son:

- Precio del gas

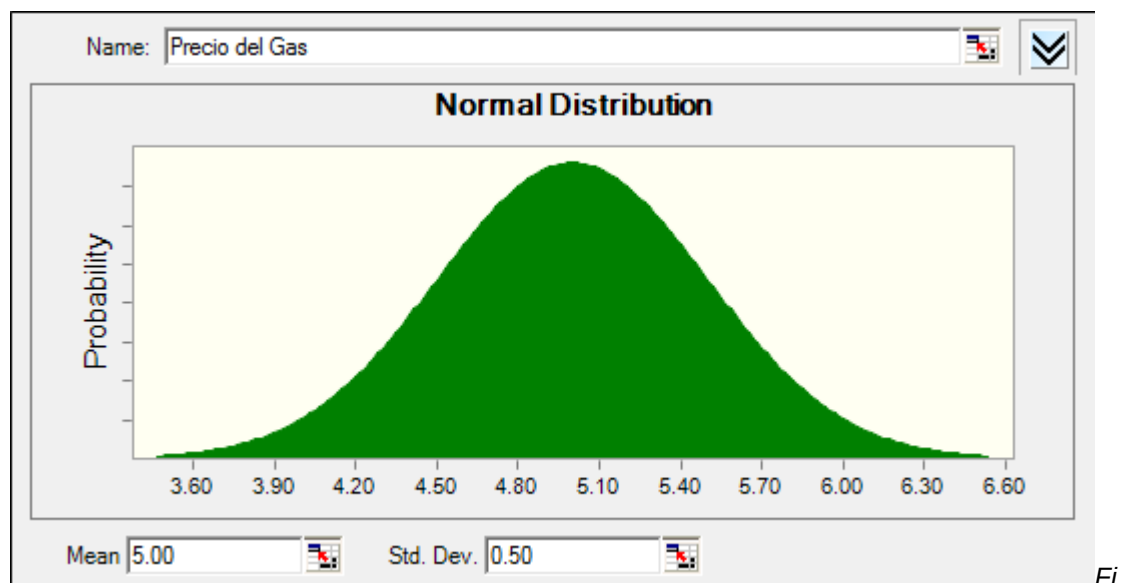


Figura 25 – Distribución Precio del Gas

- Costo de cada pozo

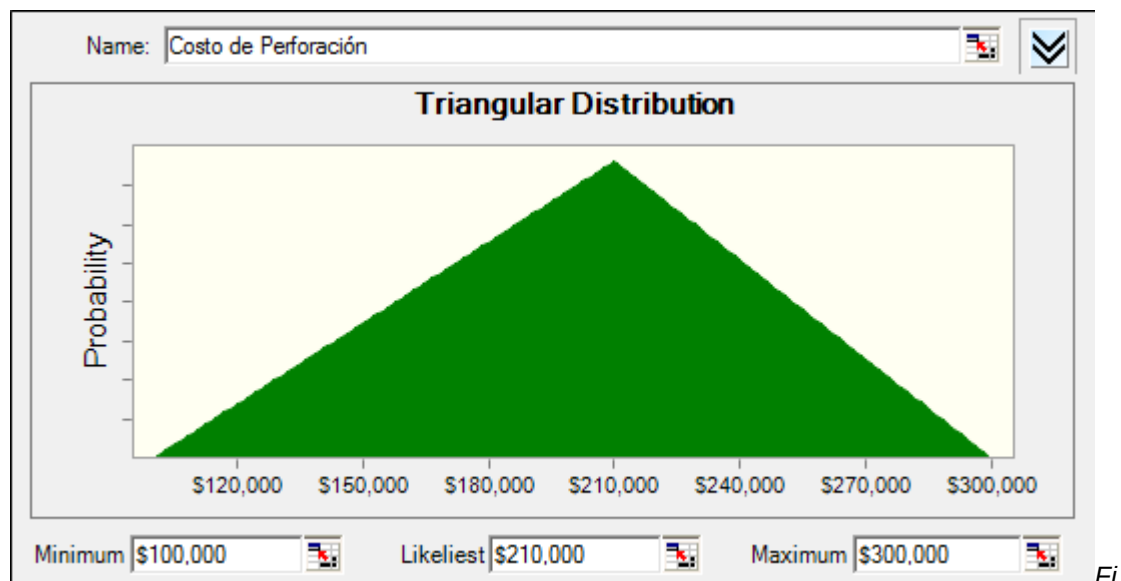


Figura 26 – Distribución Costo por Pozo

Resultados:

- Reservas totales de Gas Metano recuperables

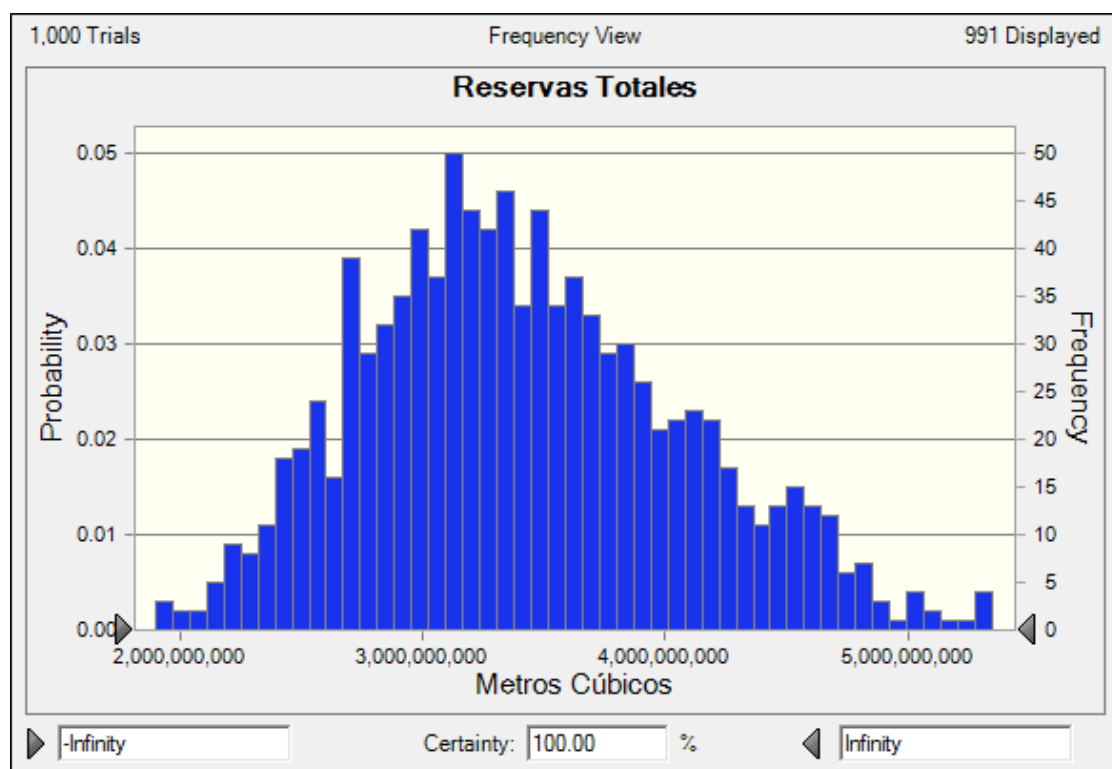


Figura 27 – Distribución Reservas

El promedio de las reservas totales recuperables se situó en los 3.460 millones de metros cúbicos, este valor es algo mayor al calculado en el estudio de ingeniería que dio 3.250 millones. Esto equivale alrededor del 1% de las reservas argentinas.

Las variables más sensibles a este factor son el contenido de gas en un 76,8%, y el factor de recupero en un 22%. Por lo tanto la variable de mayor riesgo en este caso es el contenido de gas, comprobándose un buen contenido de gas por tonelada y un buen factor de recupero el volumen de reservas critico para la explotación puede ser alcanzado.

- Máxima exposición de flujo de fondos

Los cálculos estadísticos arrojaron una inversión de capital requerida máxima de 84 millones de dólares, con un desvío estándar de 16 millones, un valor mínimo de 46 millones y un máximo de 147 millones de dólares. En el Estudio Económico – Financiero este número se tomó en 88 millones de dólares.

La variable con mayor influencia de riesgo lógicamente es el costo de perforación con un -71%, luego influyen de manera positiva el contenido de gas, área y factor de recupero.

- Valor Actual Neto

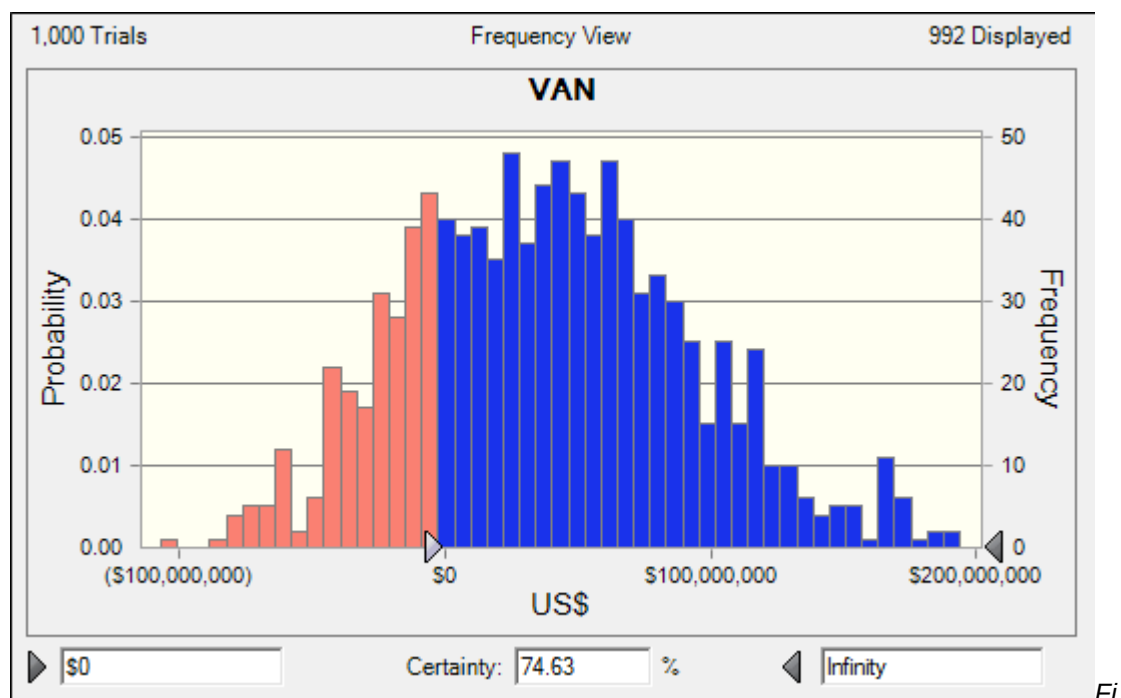


Figura 28 – Distribución VAN

Como se ve en este gráfico las probabilidades de que el VAN sea mayor a cero con todas estas consideraciones es de 74,63%. El VAN promedio dio un resultado de 40 millones de dólares, un desvío estándar de 54 millones, lo

que demuestra que los resultados son muy dispares, un mínimo de 106 millones de dólares de pérdida y un máximo de 255 millones de ganancia.

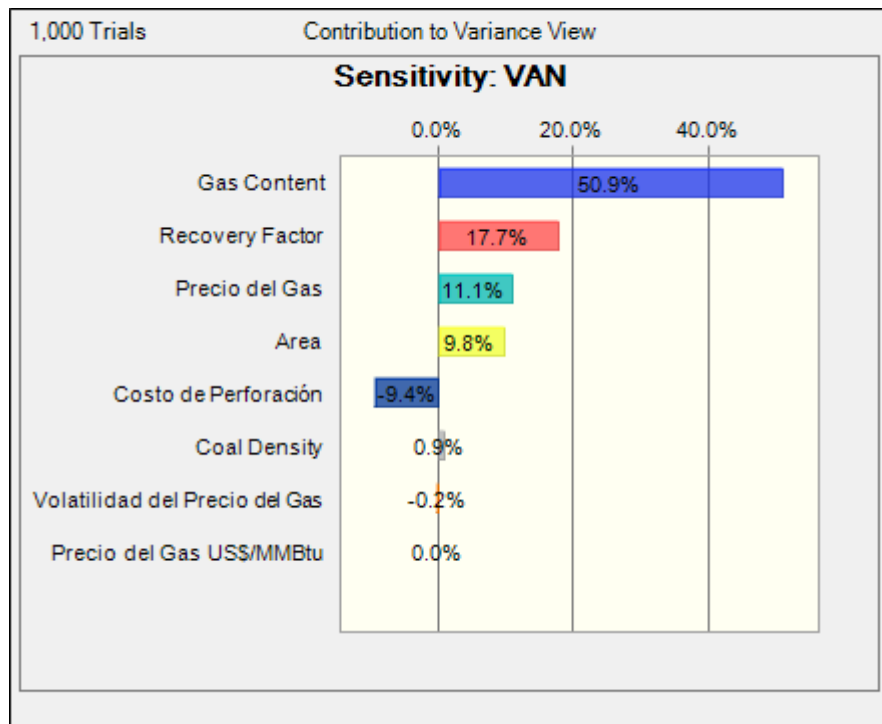


Figura 29 – Cuadro de Sensibilidades

El VAN obtenido en el Estudio Económico – Financiero arrojó un resultado de US\$ 30.240.000. En la simulación vemos que promedio fue mayor, pero la varianza es grande.

En cuanto a las variables más influyentes en el VAN son el contenido de gas por tonelada de carbón, el factor de recupero y el precio del gas en ese orden.

- Tasa Interna de Retorno

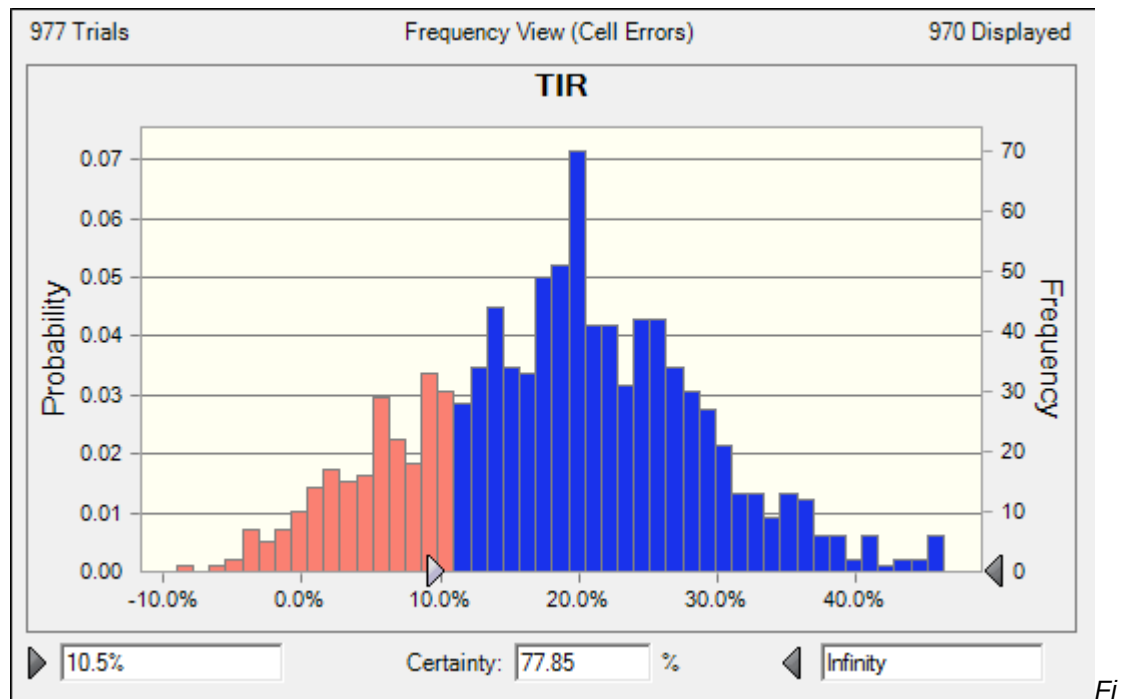


Figura 30 – Distribución TIR

El promedio de la TIR en la simulación fue de 18,7%, mayor al 17% estimado en el Estudio Económico – Financiero. El desvío estándar es de 10,3%, y los valores máximos y mínimos son de 61,2% y -10,9%.

Las variables que más influyen son similares a las que afectan al VAN.

Mitigación de Riesgos:

El estudio de evaluación de reservas es crítico para la factibilidad del proyecto. Los factores más importantes son el contenido del gas y el factor de recupero, luego de esta evaluación los riesgos que se corren son menores, ya que se determina el valor crítico de contenido de gas para la rentabilidad y ejecución y del proyecto.

Los riesgos técnicos del proyecto se pueden mitigar con un buen monitoreo de la producción, existiendo hoy sistemas informáticos que controlan los procesos de forma remota, supervisados por equipos de técnicos en cualquier lugar del mundo.

Los riesgos de mercado son controlados con herramientas contractuales y legales, como contrataciones en firme tipo contratos take-or-pay, y una

formula de precio atada a la evolución de precios domésticos e internacionales partiendo de la base que se tomó en el estudio de mercado.

Para la implementación de este proyecto se pueden aplicar opciones reales, a medida que se avanza con los resultados del proyecto se puede continuar con las inversiones de pozos escalonadamente, abandonar el proyecto, esperar, o cambiar las técnicas de producción. Estas opciones permiten mejorar el VAN esperado y mitigar los riesgos.

6 CONCLUSIONES

En la introducción de este trabajo se mencionó que el objetivo estaba en la creación de valor de un recurso existente, mejorando la seguridad y productividad a la explotación del yacimiento carbonífero de Río Turbio. Para ello se debía verificar la aptitud, factibilidad y aceptabilidad, así como determinar el modo de acción a tomar.

La aptitud en cuanto el fin u objetivo perseguido, se llega a la conclusión de que el proyecto sería apto, ya que sin duda la recuperación del CBM le agrega valor al recurso y además mejoraría las explotaciones ya existentes. En el estudio de mercado se mencionaron ejemplos de otros yacimientos que fueron desarrollados en otras partes del mundo con éxito, verificando la aptitud. También a través de este estudio se pudo corroborar que el gas metano obtenido puede ser vendido al mercado doméstico.

La factibilidad queda comprobada a través del estudio de ingeniería donde se describen los métodos y procedimientos técnicos para el desarrollo de la producción, ya realizados en otras partes del mundo. Particularmente para Río Turbio es necesario hacer la evaluación preliminar de reservas, pero todo indicaría que para este yacimiento la explotación sería factible.

La aceptabilidad del proyecto queda determinada por el estudio económico-financiero, cuyos resultados son de un valor actual neto total positivo, se supera la tasa de descuento requerida. Las probabilidades de tener un VAN positivo según el estudio de riesgos es de un 75%, lo que se puede considerar aceptable para este tipo de proyecto.

En cuanto al FODA se puede hacer el siguiente análisis:

Como fortalezas principales se tienen los recursos ya comprobados y las técnicas de producción específicas para este tipo de yacimientos.

Como debilidades los recursos pueden no ser lo suficientemente productivos como para soportar económicamente una inversión intensiva como la requerida.

Como oportunidades están las condiciones de mercado para absorber todo el gas que se produzca y de poder alcanzar un precio suficientemente alto para poder hacer el proyecto rentable en caso de producción estable.

Como amenazas principales están las condiciones y disposiciones legales argentinas que hoy en día no previenen un marco legal de implementación para proyectos de gas no convencionales como este.

Más allá de todo esto, el potencial que tiene nuestro país en el desarrollo de este gran recurso ignorado por muchos, puede llegar a constituir una nueva reserva y fuente de energía para nuestro país. Como se dijo anteriormente, la energía es capacidad para producir valor.

ANEXO I – RANKINGS DE CARBÓN

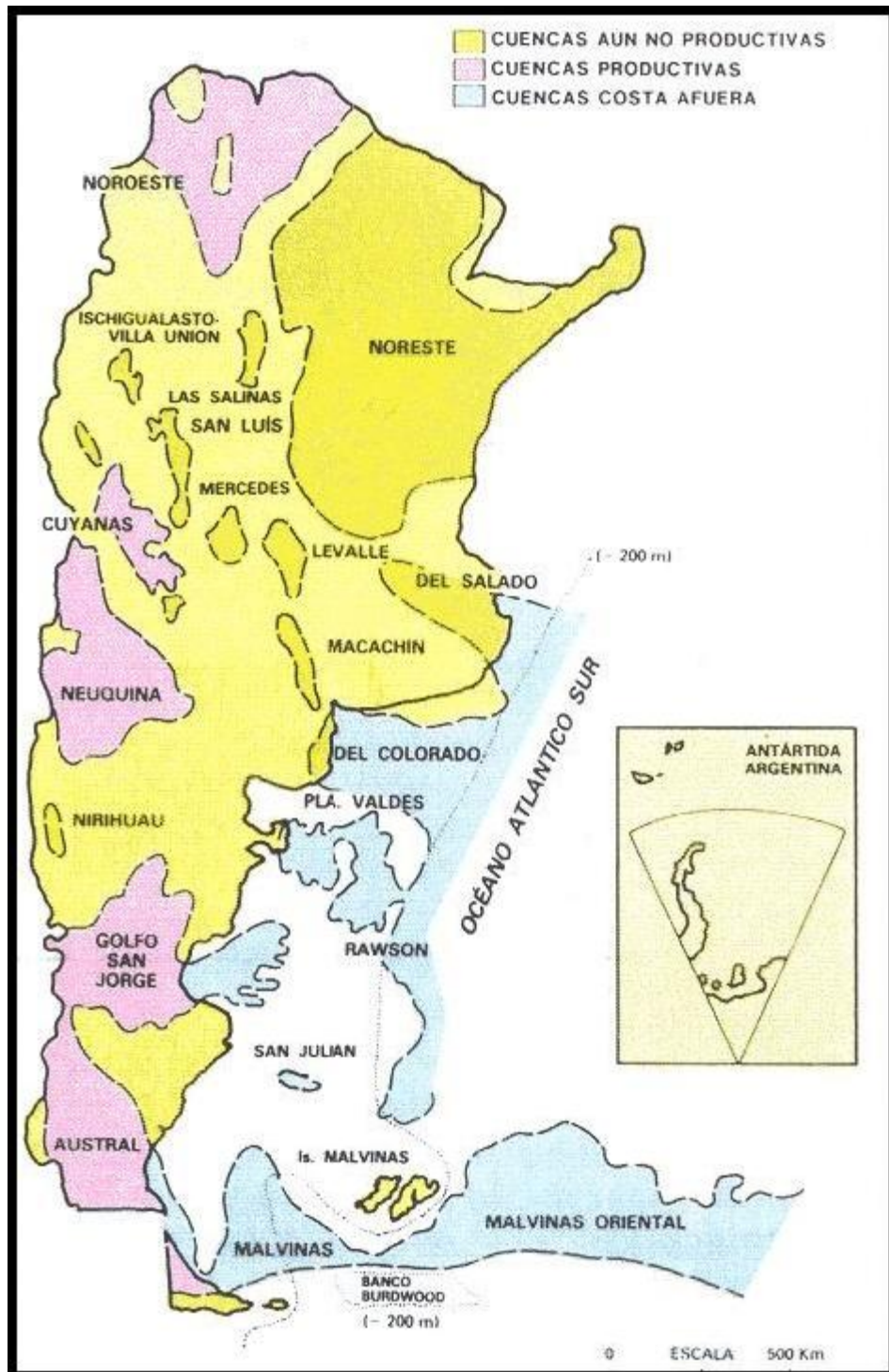
Como se mencionó anteriormente el contenido de gas en el carbón depende entre otras cosas del ranking del mismo. La siguiente tabla presenta los distintos rankings dados por el Estándar D388-88 del American Society for Testing and Materials (ASTM).

Tipo	Grupo	Abreviación
Antracita	Meta-Antracita	ma
	Antracita	an
	Semiantracita	sa
Bituminoso	Volátil Bajo	lvb
	Volátil Medio	mvb
	Volátil Alto A	hvAb
	Volátil Alto B	hvBb
	Volátil Alto C	hvCb
Subbituminoso	Subbituminoso A	subA
	Subbituminoso B	subB
	Subbituminoso C	subC
Lignito	Lignito A	ligA
	Lignito B	ligB

ANEXO II – UNIDADES ENERGÉTICAS

	1 m3 de gas	1 millón de BTU	1 Gigajoule	1 Barril de petróleo
1 m3 de gas	1	0,036	22,19	3,83
1 millón de BTU	27,8	1	1,054	0,182
1 Gigajoule	26,3	0,095	1	0,173
1 Barril de petroleo	153	5,5	5,79	1

ANEXO III – CUENCAS DE HIDROCARBUROS EN LA ARGENTINA



“Mapa de Cuencas Petroleras Argentinas”

ANEXO IV – DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA



Zonas de Distribución

- Gasnor S.A.
- Gasnea S.A.
- Distribuidora de Gas del Centro S.A.
- Litoral Gas S.A.
- Distribuidora de Gas Cuyana S.A.
- Gas Natural Ban S.A.
- Metrogas S.A.
- Camuzzi Gas Pampeana S.A.
- Camuzzi Gas del Sur S.A.

BIBLIOGRAFIA

- Rogers R., Ramurthy M., Rodvelt G., Mullen M. Junio 2007. Coalbed Methane, Principles & Practices, Second Edition.
- Johnston D. 2003. International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis.
- Mc Kinstry H. 1970. Geología de Minas. Segunda Edición Revisada.
- Enadimsa, Tecnoproyectos. Agosto 1987. Proyecto de Exploración de los Yacimientos de Carbón de la Cuenca Austral Argentina. Informe Técnico Final. Memoria. Tomo II-I.
- Enadimsa, Tecnoproyectos. Agosto 1987. Proyecto de Exploración de los Yacimientos de Carbón de la Cuenca Austral Argentina. Informe Técnico Final. Factibilidad. Tomo II-II.
- Enadimsa, Tecnoproyectos. Agosto 1987. Proyecto de Exploración de los Yacimientos de Carbón de la Cuenca Austral Argentina. Informe Técnico Final. Anexo II-III. Tomo II-V
- Malumián, N., Panza, J., Parisi, L., Nañez, C., Caramés, C. y Torre, E. 2000. Hoja Geológica 5172-III-Yacimiento Río Turbio, provincia Santa Cruz.
- Cátedra de Proyectos de Inversión, Instituto Tecnológico de Buenos Aires. 2006. Guía para Plan de Negocios.
- Smith, Anderson, Conine. 2000. International Petroleum Transactions. Second Edition.
- Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR). www.segemar.gov.ar
- Secretaría de Energía de la República Argentina. www.energia3.mecon.gov.ar
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). www.enargas.gov.ar

- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina. www.indec.gov.ar
- Instituto Argentino de Energía General Mosconi (IAE). www.iae.org.ar
- Consejo Federal de Inversiones (CFI). www.cfired.org.ar
- United States Energy Information Agency. www.eia.doe.gov
- International Energy Agency. www.iea.org
- Methane to Markets. www.methanetomarkets.org
- Universidad de Buenos Aires. www.uba.ar
- Asociación Geológica Argentina. www.scielo.org.ar
- Google Earth
- Weatherford. International. www.weatherford.com
- Schlumberger. www.slb.com
- Wikipedia. www.wikipedia.org