

Universidad del CEMA

Maestría en Finanzas

Proyecto:

“Perforación de un Pozo de Gas no Convencional”

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

Autor:

Marco Bramante

Comentario Introductorio

En el presente trabajo se realiza el análisis de pre factibilidad de la inversión para la perforación y puesta en producción de un pozo de gas no convencional.

Argentina atraviesa una crisis energética manifestada por la caída de la producción local e incremento de importaciones para abastecer su demanda interna, pero al mismo tiempo, cuenta con una de las reservas más grandes a nivel mundial de hidrocarburos no convencionales.

Producción, Precio de Venta e Inversión resultan las variables clave del proyecto: la primera de ellas asociada al riesgo minero y geológico de la actividad, y la segunda, actualmente asociada al riesgo del mercado argentino, altamente intervenido por el Estado Nacional desde el año 2004. La inversión, por su parte, se encuentra relacionada con las nuevas y costosas tecnologías requeridas para este tipo de proyecto.

El resultado del análisis de pre factibilidad arrojó un ROCE del 30 % para el primer año del proyecto, aunque por su característica (curva de producción decreciente) dicho período es el más favorable y su valor no resulta directamente extrapolable al resto de los períodos.

Fuentes de información

1. **“Secretaría de Energía de la Nación” (“SEN”):** www.secrenergia.gov.ar

Datos históricos de producción: www.secrenergia.gov.ar / Información de Mercado / Mercado de Hidrocarburos / Información Estadística de Hidrocarburos / Volúmenes de Hidrocarburos / Producción de Petróleo y Gas (Tablas Dinámicas)

Reservas de Gas Natural en Argentina: www.secrenergia.gov.ar / Información de Mercado / Mercado de Hidrocarburos / Información Estadística de Hidrocarburos / Volúmenes de Hidrocarburos / Reservas de Petróleo y Gas.

2. **“Ente Nacional Regulador del Gas Natural” (“ENARGAS”):** www.enargas.gov.ar

Datos históricos de consumos de Gas Natural en Argentina: www.enargas.gov.ar / Transporte y Distribución / Datos Operativos / I.08: Gas Entregado por Distribuidora y Tipo de Usuario.

Importaciones y Exportaciones de Gas Natural: www.enargas.gov.ar / Transporte y Distribución / Datos Operativos / III.03: Gas Importado/Exportado.

3. **“Instituto Argentino del Petróleo y el Gas” (“IAPG”):** www.iapg.org.ar

Datos de participación de operadores en áreas de concesión: www.iapg.org.ar / Estadística / Sistema de Información de Petróleo y Gas.

INDICE

1. Descripción del proyecto y justificación del negocio.	
1.1. Introducción.....	4
1.2. Descripción y Justificación.....	4
2. Estudio del Sector: El gas natural en la argentina.	
2.1. Actores del mercado.....	7
2.2. La Oferta de gas natural.	
2.2.1. Comentarios generales.....	8
2.2.2. La producción de gas natural.....	9
2.2.3. El programa “Gas Plus”.....	10
2.3. La Demanda de gas natural.....	11
2.4. Las importaciones y Exportaciones.....	12
2.5. Los precios.....	13
3. Análisis estratégico.....	16
4. Identificación de variables clave.....	17
4.1. Los ingresos.....	18
4.2. Los costos.....	19
4.3. La Inversión.....	19
5. Análisis y condiciones de rentabilidad.....	20
6. Conclusiones y recomendaciones.....	22

1.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y JUSTIFICACIÓN DEL NEGOCIO.

1.1.- Introducción:

Argentina atraviesa una paradoja en materia energética en general, y respecto al Gas Natural en particular: por un lado afronta una crisis de oferta de gas natural manifestada en una caída constante en la producción nacional desde el año 2004, con la necesidad creciente de importaciones para atender su demanda interna (vía Bolivia y Gas Natural Licuado) pero por otro, enfrenta un futuro promisorio por los grandes recursos de hidrocarburos no convencionales que posee, que la ubican en el podio a nivel mundial en cuando a recursos de hidrocarburos no convencionales.

Antecedentes mundiales como la “*shale revolution*” producida en Estados Unidos en los últimos 5 años, que permitieron incrementar la producción de Gas y Petróleo en un 20 % y 30 % respectivamente, abren expectativas positivas en cuanto a la reversión de la situación actual en Argentina, como ser:

- Un sector muy desarrollado de contratistas de servicios hidrocarburíferos (principalmente equipos de perforación de altas tecnologías y elevada disponibilidad).
- Sector hidrocarburífero competitivo y con permanente innovación tecnológica.
- Mercado de capitales eficiente y amplio para facilitar la financiación de las grandes inversiones que se requieren.
- Un adecuado esquema regulatorio y de beneficios fiscales para la actividad.

1.2.- Descripción y Justificación.

En este contexto, el presente trabajo tratará sobre el análisis de la inversión en la perforación de un pozo de Gas Natural no Convencional (“*Tight Gas*”) de una empresa Productora de Hidrocarburos en Argentina, con producción en marcha sobre la cuenca Neuquina.

Se conoce como Gas No Convencional a aquellos hidrocarburos que se encuentran en reservorios con muy baja permeabilidad, lo que imposibilita su proceso migratorio, dificultando su extracción (la permeabilidad en reservorios no convencionales es del orden de las 1.000 veces menor que en los convencionales). En particular, cuando el reservorio se encuentra formado por arenas compactas, se denomina “*Tight Gas*”, mientras que si se trata de la roca madre productora original del hidrocarburo, se denomina “*Shale Gas*”.

La producción de este tipo de hidrocarburos requiere de técnicas especiales y altamente costosas, fundamentalmente la llamada técnica de “*hydro-fracking*” (fractura hidráulica) que consiste en la generación de fracturas múltiples en el reservorio mediante la inyección de agua gelificada a alta presión y el rellenado de estas grietas con arenas de gran permeabilidad especialmente diseñadas para mantener las fracturas abiertas mientras se facilita el paso de gas. Se requieren grandes equipos de bombeo, enormes volúmenes de

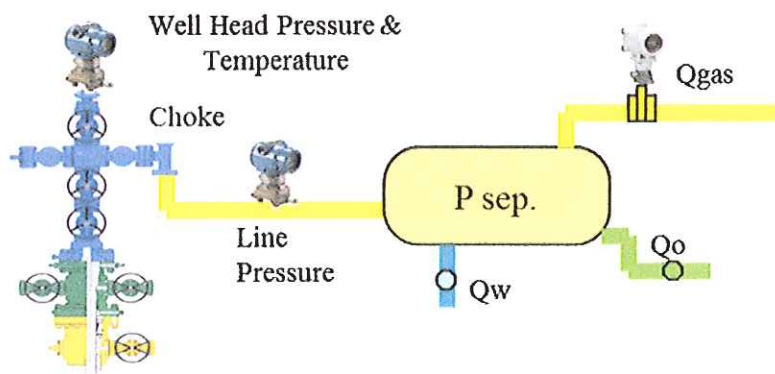
agua (del orden de millones de litros por pozo), tanto para provocar la fractura como para llevar la arena hasta los extremos más alejados de las fracturas ramificadas. Otra técnica habitual en la producción de gas no convencional es la “*perforación horizontal*”, con tendidos de varios kilómetros de longitud horizontal que posibilita el acceso a capas relativamente delgadas de roca con laterales extensos. Esta tecnología no será de aplicación en este proyecto.

La inversión requerida para la perforación y puesta en producción del pozo ronda los USD 7.500.000, prácticamente el doble de lo que se requiere para un pozo similar de gas convencional. El total de la inversión se realiza en el inicio del proyecto, estimando la puesta en producción del pozo a los 6 meses de iniciados los trabajos. La producción resultante se comercializará en “*boca de pozo*”, es decir, el cliente deberá procurarse los contratos de transporte y distribución para poder consumir el gas natural en sus instalaciones (dada la caída de producción existe capacidad de transporte ociosa en todos los gasoductos del país).

INVERSION TOTAL	MU\$D	7.623,0	100%
PERFORACION	MU\$D	4.125,0	54%
COMPLETACION Y FRACTURAS	MU\$D	2.806,3	37%
FACILITIES	MU\$D	691,7	9%

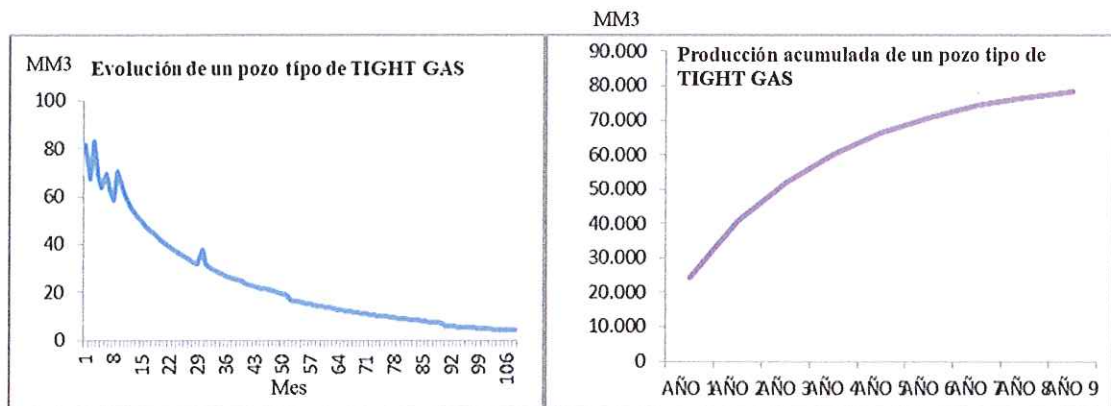
El análisis considerará únicamente las inversiones necesarias para la puesta en producción del pozo y su captación, utilizando instalaciones de superficie existentes para su procesamiento y posterior venta, siendo un proyecto en consecuencia totalmente marginal (incremental) para la empresa, no considerando costos fijos en su evaluación.

• Esquema de Producción y control para el proyecto.



La producción de este tipo de pozos se caracteriza por disminuir rápidamente su producción inicial para luego estabilizarse en un nivel considerablemente más bajo, en el orden del 20

% del caudal inicial; prácticamente el 70 % de la producción total del pozo se logra en los primeros años de su puesta en producción.



El reservorio objetivo se encuentra en la formación “Los Molles” en Cuenca Neuquina, a una profundidad de 4.000 m, conformado por areniscas y conglomerados de tipo aluvial y fluvial, y con espesores útiles variables entre 40 m. y 20 m. Se realizarán fracturas hidráulicas y la perforación será vertical.

Las siguientes enumeraciones contribuyen a comprender la relevancia del desarrollo del Gas Natural No Convencional en Argentina:

- Aproximadamente el 90 % de la energía que se produce y consume en Argentina proviene del petróleo y el gas natural.
- Desde el año 2004 la producción y reservas de gas natural manifiestan una caída constante.
- En los últimos diez años Argentina pasó de exportador neto de gas natural a importar aproximadamente el 30 % del consumo diario de gas natural.
- La importación de energía es uno de los principales factores del deterioro de la balanza comercial, así como de otras variables macroeconómicas, que devinieron en medidas drásticas como ser la restricción de otras importaciones, giro de dividendos al exterior ó imposibilidad de adquirir divisas de moneda extranjera.

En consecuencia, dada la necesidad de revertir la situación actual del mercado de Gas Natural en Argentina, es de esperar que el Estado Nacional otorgue, en caso de ser necesario, condiciones especiales de rentabilidad para viabilizar la producción local a través del desarrollo de recursos no convencionales.

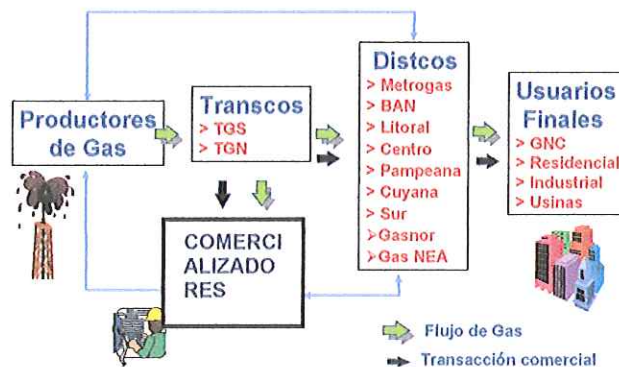
2.- EL GAS NATURAL EN LA ARGENTINA.

2.1.- Actores del mercado.

El mercado del Gas Natural en Argentina está conformado por los siguientes actores:

1. **PRODUCTORES:** Sujetos de la Ley 17.319 (“Ley de Hidrocarburos”), cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía de la Nación. La actividad de producción se caracteriza por su alto riesgo minero, su escasa economía de escala y una inversión intensiva. Por éstas características, además del “*know-how*” requerido para la explotación, es que el sector presenta altas barreras tanto de entrega como de salida. El presente proyecto se encuadra dentro de este grupo.
2. **TRANSPORTISTAS:** Sujetos de la Ley 24.076 (“Marco regulatorio de la industria del Gas Natural”) cuya autoridad de aplicación es el Ente Nacional Regulador del Gas Natural (“ENARGAS”). Es un monopolio natural de dos empresas: Transportadora de Gas del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A. Se trata de una actividad que requiere inversión intensiva, rígida y dedicada, de muy alta economía de escala.
3. **DISTRIBUIDORAS:** Sujetos de la Ley 24.076 (“Marco regulatorio de la industria del Gas Natural”) cuya autoridad de aplicación es el Ente Nacional Regulador del Gas Natural (“ENARGAS”). Es un monopolio natural de 9 empresas: las más importantes son Metrogas S.A. y Gas Natural Fenosa S.A. Se trata de una actividad que requiere inversión intensiva, rígida y dedicada, de muy alta economía de escala.
4. **CONSUMIDORES:** Este grupo habitualmente se subdivide en 4 grupos: Residencial, Gas Natural Comprimido, Centrales Térmicas e Industrial. Para poder consumir Gas Natural en sus instalaciones, deben tener contratos con los 3 actores anteriores (en algunos casos, como el consumo Residencial, es la Distribuidora quien contrata con el Productor y la Transportista por cuenta del consumidor final).
5. **COMERCIALIZADORES:** : Sujetos de la Ley 24.076 (“Marco regulatorio de la industria del Gas Natural”) cuya autoridad de aplicación es el Ente Nacional Regulador del Gas Natural (“ENARGAS”). Intermedian entre Oferta y Demanda, ayudando a incrementar la eficiencia del sistema. Pueden ofrecer múltiples servicios.

En el siguiente esquema se muestra la relación entre los distintos actores, diferenciando el flujo físico del gas natural, de las distintas transacciones comerciales que pueden realizarse.



El proyecto está orientado a abastecer a la demanda Industrial, con transporte y distribución a cargo del cliente final.

2.2.- La oferta de gas natural.

2.2.1.- Comentarios generales.

Las principales características del sector de producción, desde su privatización en la década de los 90 hasta mediados del año 2004 se resumen en los siguientes puntos:

- Diversificación de operadores privados (anteriormente toda la producción se concentraba en YPF).
- Libre disponibilidad de los operadores para disponer comercialmente de su producción, tanto en el mercado interno como externo.
- Fijación de precios por mecanismos de mercado.
- Situación de excedentes de producción para abastecer el mercado interno, que permitió desarrollar exportaciones a Chile, Brasil y Uruguay.

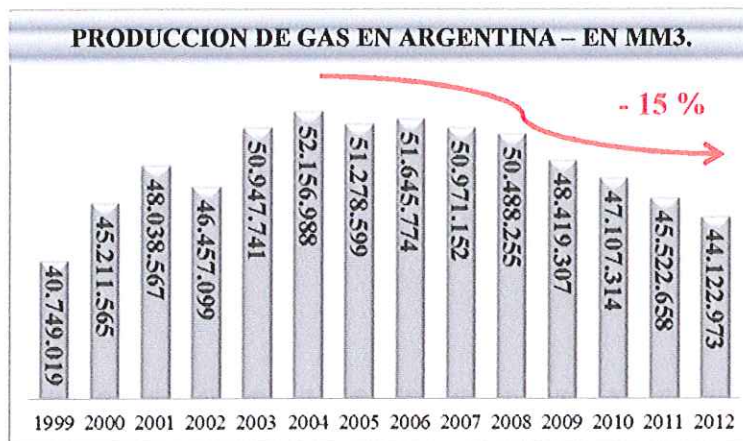
A partir del año 2004, y en plena recuperación económica del país luego de la crisis del año 2001, se comienza a manifestar una mayor injerencia del Gobierno Nacional en el Sector, manifestada a través de las siguientes acciones:

- Participación del Gobierno en forma directa en la actividad del “upstream” a través de la creación de la empresa Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) con mayoría accionaria del Gobierno Nacional, y cuyo objetivo principal era la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Interrupción de exportaciones para garantizar el abastecimiento del mercado interno.
- Fijación de precios máximos para determinados segmentos de la demanda (Residencial, Gas Natural Comprimido y Generación Térmica), y su pauta de evolución (Resolución 208/2004, Resolución 599/2007).
- Determinación de cuotas de mercado para los operadores privados con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda con precios regulados (Resolución 599/2007).
- Ante la situación de faltantes para atender la totalidad de la demanda interna, el Gobierno asumió, a través de Enarsa, la importación de gas natural y sus mayores costos (subsidios al consumo).
- Numerosas regulaciones tendientes a regular, intervenir y controlar la actividad de los operadores privados, así como creación de programas (“Gas Plus”, Resolución 1/2013, etc.) con el objetivo de revertir la producción decreciente de gas natural.

No es objetivo del presente trabajo concluir en las razones que llevaron a la Argentina a su crisis energética actual, por lo que a continuación se describirá objetivamente el sector del gas natural en Argentina, sus estadísticas y el lugar que ocupa el presente proyecto.

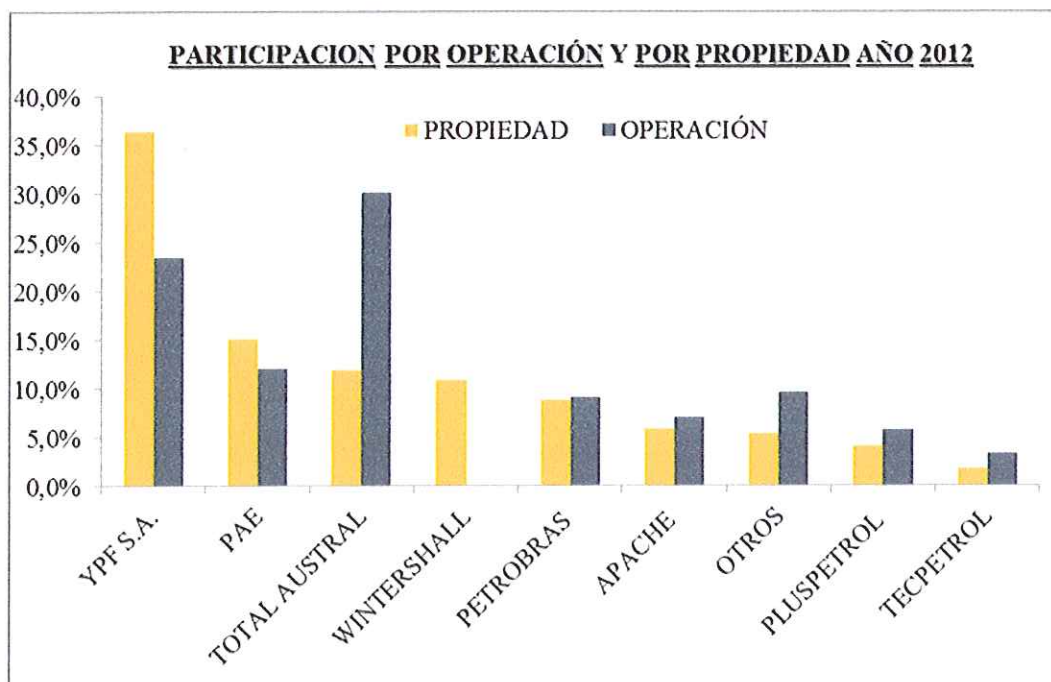
2.2.2.- La producción de Gas Natural.

El sector alcanzó su máximo de producción histórica en el año 2004, a partir de dicho momento la producción comienza una caída pronunciada y constante: en 9 años la producción disminuyó en 8 mil millones de m³, es decir, una contracción del 15 %.



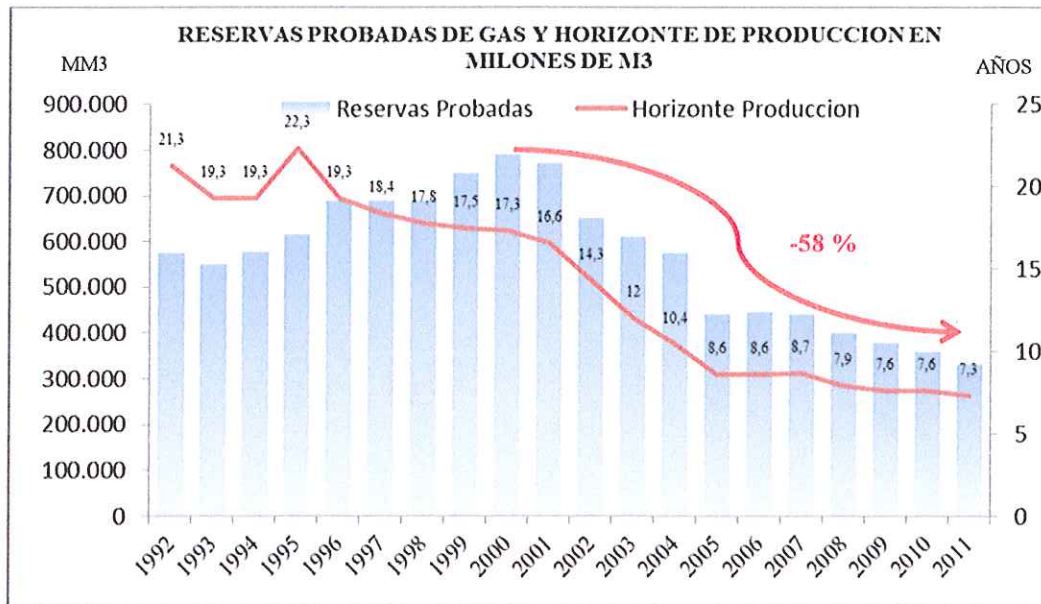
FUENTE DE DATOS: Secretaría de Energía de la Nación.

Si bien existen en la actualidad unos 50 operadores privados, el 90 % de la producción está concentrada en unos pocos operadores:



FUENTE DE DATOS: IAPG – SEN – Elaboración propia.

En cuanto a las reservas probadas de gas natural, la situación actual es aún más complicada: en la última década se produjo un caída del 58 %, y el horizonte de producción (ratio Reservas / Producción) en el año 2012 alcanza únicamente a 7.3 años, el más bajo de los últimos 20 años.



FUENTE DE DATOS: Secretaría de Energía de la Nación.

2.2.3.- El programa “Gas Plus”.

Es un programa creado por la Secretaría de Energía de la Nación mediante Resolución 24/2008, que tiene como objetivo incentivar la producción local de Gas Natural. El programa está destinado a proyectos que por su naturaleza requieren condiciones económicas distintas a las de mercado, cuyo precio máximo de comercialización es aprobado por la Secretaría de Energía, como ser:

- Proyectos exploratorios.
- Proyectos de gas no convencional.
- Proyectos de recuperación de yacimientos abandonados.
- Otros proyectos de características excepcionales.

El presente proyecto se encuadra por lo tanto dentro del programa Gas Plus, y así será considerado en el caso base.

En la actualidad se encuentran en producción aproximadamente 12.000 Mm3/d de proyectos de Gas Plus en Cuenca Neuquina, que representan el 20 % de la producción total de Gas Natural en dicha cuenca.

Producción de Gas Plus por Empresa y Cuenca [Mm3/d]

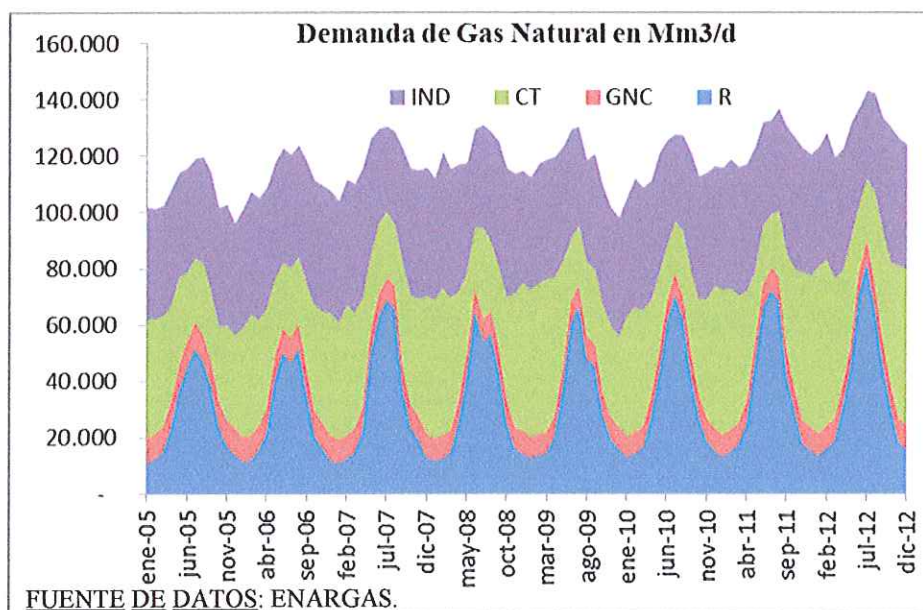
Empresa	Cuenca	2013 (est)
APACHE ENERGIA ARGENTINA	NEU	3.571
TOTAL AUSTRAL S.A.	NEU	1.269
WINTERSHALL E S.A.	NEU	1.903
YPF S.A.	NEU	1.903
PAN AMERICAN ENERGY LLC	NEU	1.592
PETROBRAS ENERGÍA S.A.	NEU	764
PLUSPETROL S.A.	NEU	345
YPF S.A.	NEU	320
TECPETROL S.A.	NEU	217
PETROLERA PAMPA	NEU	166
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	NEU	107
Total	NEU	12.156

FUENTE DE DATOS: Elaboración propia en base a datos de mercado.

En un escenario de escasez de oferta como el que atraviesa actualmente el país, estos proyectos (aún con precios superiores a los de mercado) no compiten entre sí, sino que reemplazan importaciones a costos considerablemente mayores, como se verá más adelante.

2.3.- La demanda de Gas Natural.

A continuación se muestra el consumo efectivo de gas natural para el período 2004 – 2012, diferenciando cada uno de los segmentos de consumo: Residencial, GNC, Centrales Térmicas e Industrial:



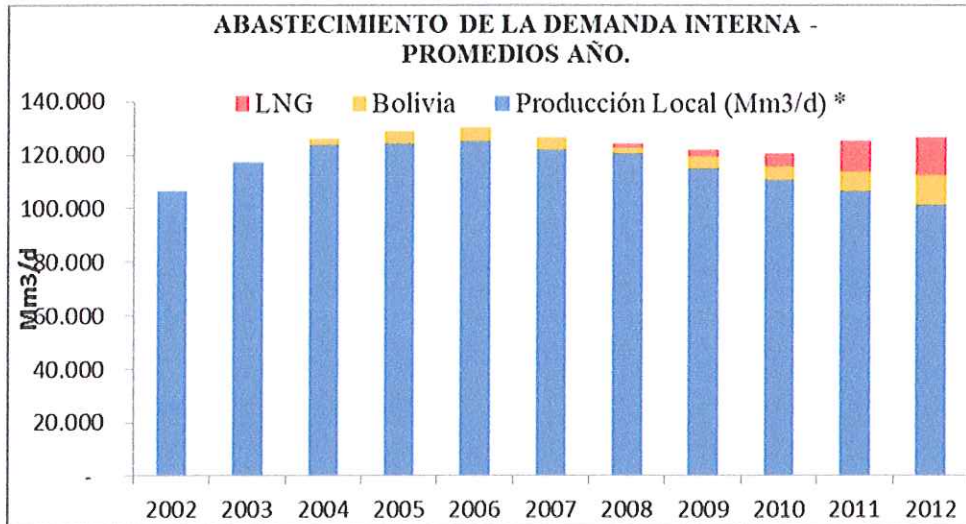
Consideraciones:

1. La demanda residencial: incluye el consumo doméstico (necesidades de alimentación, agua caliente y calefacción) y el comercial (destinado a la atención al público como bares, restaurantes, etc). Tiene una gran estacionalidad invierno-verano, aumentando su nivel de consumo en invierno (en promedio), entre 3 y 4 veces su consumo de verano. Es una demanda de carácter ininterrumpible (es decir, no se prevén interrupciones y tiene la máxima prioridad de abastecimiento). En promedio año representan un 30 % del consumo total del país.
2. La demanda de GNC: prácticamente no tiene estacionalidad invierno-verano, y su evolución a lo largo del tiempo depende fundamentalmente del nivel de precios de sus sustitutos (combustibles líquidos). Representan aproximadamente un 10 % del consumo total del país (promedio año).
3. La demanda de Centrales Térmicas: tienen una “contra-estacionalidad” respecto a la demanda residencial producto de una mayor demanda de energía eléctrica durante los meses del verano. Es habitual que durante los meses de invierno, dado el crecimiento de la demanda residencial, gran parte de la demanda de Centrales Térmicas sea cubierta con combustibles líquidos (fuel-oil, gas-oil) considerablemente mas caros que el gas natural. Esta situación, no obstante, se viene produciendo también durante los meses del verano, dada la caída de producción local de gas natural.
4. La demanda Industrial: en su conjunto no tiene estacionalidad invierno-verano, aunque ha sido el sector mas afectado por la caída de producción de local, debiendo restringir el consumo durante el período invernal para priorizar la demanda ininterrumpible.
5. Generalidades: La demanda de gas natural en su conjunto ha mostrado un crecimiento sostenido durante el período 2004 – 2012, debido, en gran parte, al incremento del consumo industrial producto de la recuperación económica del país luego de la crisis del año 2001. Sin embargo, dicho incremento no ha podido ser abastecido con gas natural, debiendo enfrentar tanto la demanda Industrial como la de Generación Térmica, mayores costos por utilizar combustibles alternativos.

2.4.- Las importaciones y exportaciones.

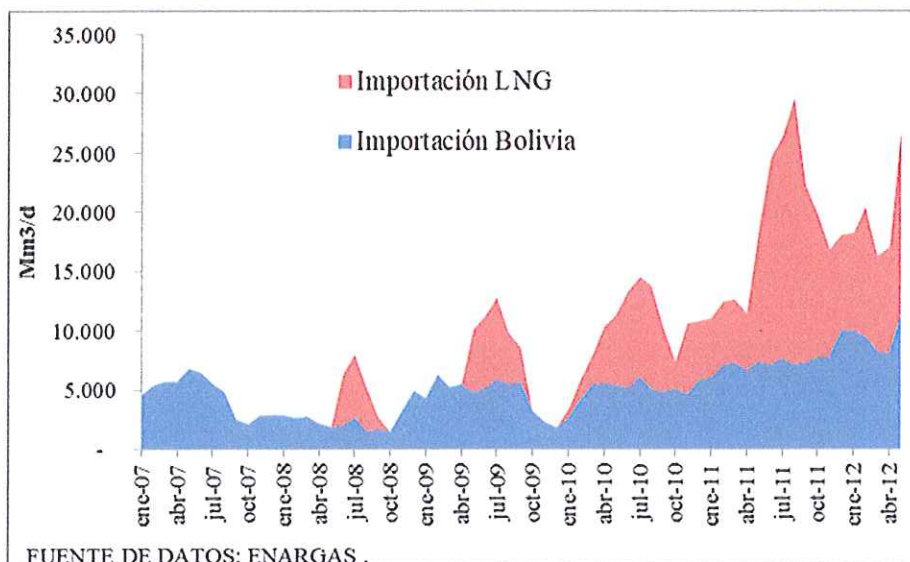
La conjunción de dos factores durante el período 2004 – 2012 han provocado que la Argentina pase de exportador neto de gas natural a importador neto: el incremento sostenido de la demanda de gas natural por un lado, y la caída pronunciada y constante de la producción local por otro. No obstante, las crecientes importaciones de gas natural no han permitido abastecer toda la demanda, debiéndose recurrir a restricciones de consumos durante los períodos críticos, y a sustitución del gas natural por combustibles líquidos, más costosos.

El gráfico siguiente muestra cómo se realizó el abastecimiento del mercado interno en los últimos 10 años:



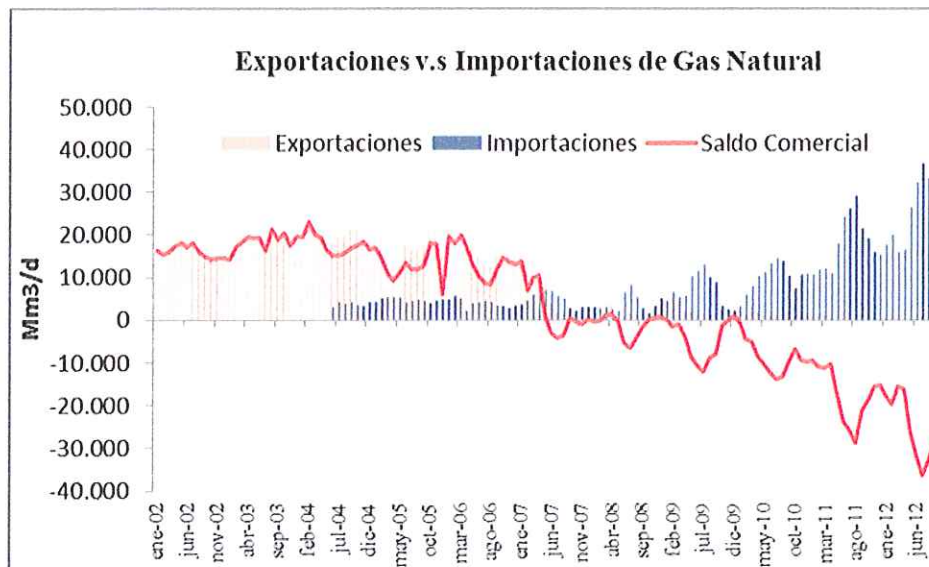
FUENTE DE DATOS: ENARGAS - SEN - Estimaciones Propias.

La importación de gas natural de la República de Bolivia ha sido un recurso al que ha recurrido Argentina en varias oportunidades a lo largo de su historia, para hacer frente a recurrentes crisis energéticas. La novedad a partir del año 2008 es el comienzo de la importación de Gas Natural Licuado (“GNL”), que otorga ciertas ventajas operativas por la posibilidad de cubrir con esta alternativa los picos de demanda invernales, aunque sus costos de importación son considerablemente más altos que los de Bolivia.



FUENTE DE DATOS: ENARGAS .

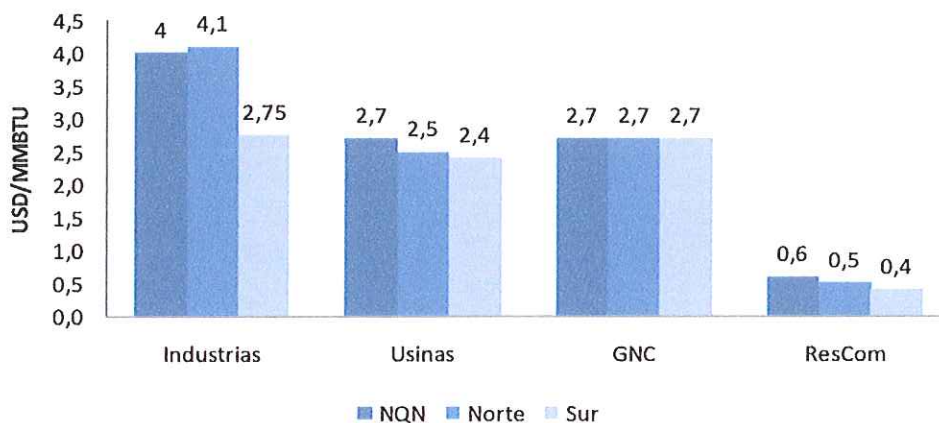
Para finalizar con esta sección, se muestra a continuación la evolución de las importaciones – exportaciones de gas natural en los últimos 10 años, poniendo claramente de manifiesto el cambio en la balanza comercial.



FUENTE DE INFORMACION: ENARGAS. Elaboración propia con datos de mercado.

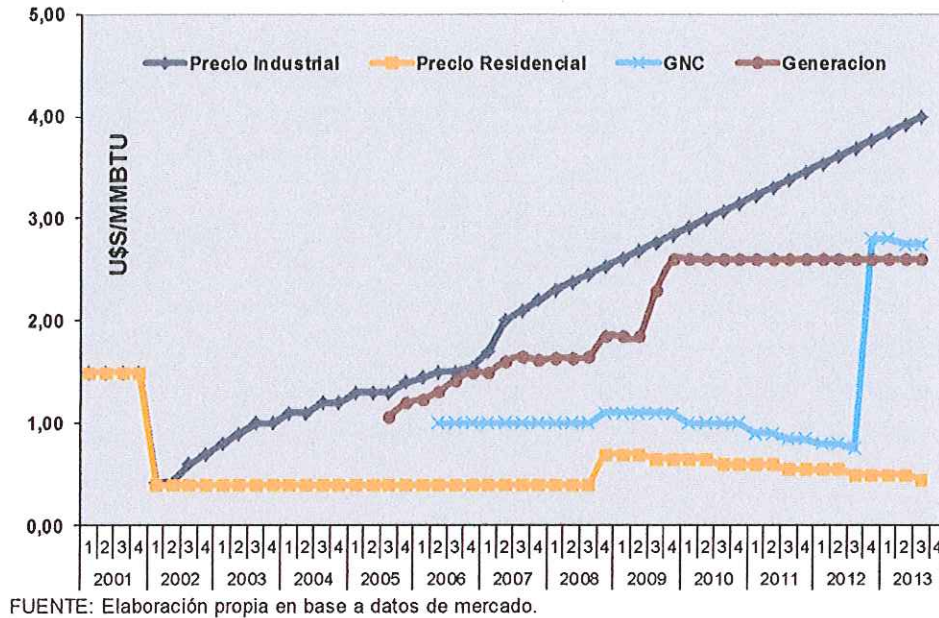
2.5.- Los precios.

El precio que recibe un productor de gas natural en Argentina, por su producción que no esté afectada al programa Gas Plus, depende de la cuota de cada uno de los segmentos de demanda que abastece, la cual está determinada por mecanismos implementados por la Secretaría de Energía de la Nación con el objetivo de satisfacer el abastecimiento de la demanda interna. En el segmento Industrial es en el único segmento en donde se negocian los precios libremente entre las partes, en el resto de los segmentos los precios vienen establecidos por distintas regulaciones fijadas por el Estado Nacional. En los últimos 10 años en los segmentos Industrial y de Usinas (en menor medida) se ha producido un alza en los precios, mientras que en el segmento Residencial prácticamente se ha mantenido los precios vigentes al año 2003. Por su parte, el GNC recién ha incrementado su precio en el año 2012, para ubicarse en valores próximos al de las Usinas. En el siguiente gráfico se muestran los precios de referencia de cada uno de los segmentos de demanda, según la cuenca de abastecimiento:



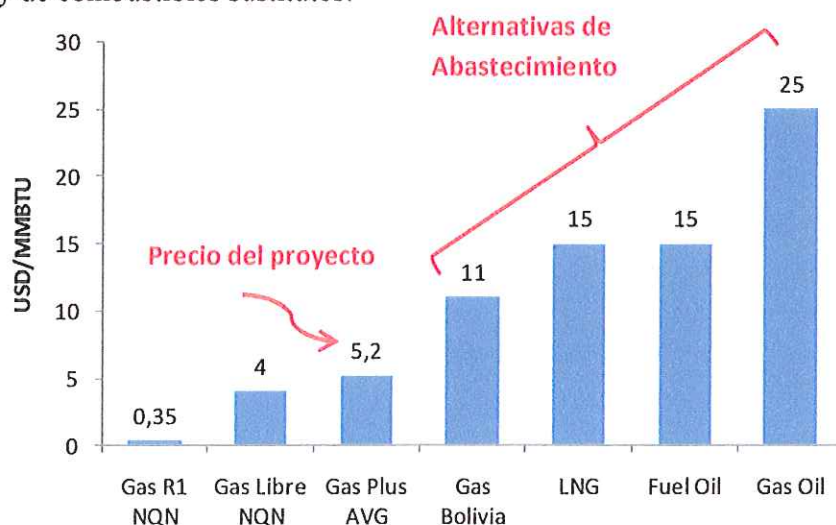
FUENTE DE INFORMACION: Elaboración propia. Precios promedio 2012

En el gráfico siguiente se observa la evolución de los precios por tipo de consumo, desde el año 2001, para la cuenca neuquina:



En lo que respecta a la producción del presente proyecto, y dado que se encuentra enmarcada en el programa “Gas Plus”, el precio viene fijado por un análisis en forma individual que realiza la Secretaría de Energía de cada proyecto que es presentado por los operadores, y que se encuadren en los requisitos del programa. En particular para la Cuenca Neuquina, se considerará un precio de 5.20 USD/MMBTU, que ha sido aprobado para proyectos similares.

En el siguiente gráfico se muestra la relación de precios del proyecto con las alternativas de importación y de combustibles sustitutos:



Elaboración propia. Precios promedio 2012

3.- ANALISIS ESTRATEGICO.

Como parte del análisis estratégico del proyecto, se detalla a continuación la matriz de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas:

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none">• Instalaciones de superficie disponibles, por lo que no se requieren inversiones adicionales.• Productor con alto conocimiento del mercado energético argentino.• Gran conocimiento de los reservorios que contienen hidrocarburos no convencionales.	<ul style="list-style-type: none">• Escala del proyecto (perforación de un único pozo).• “<i>Know-How</i>” de explotación de hidrocarburos no convencionales.
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none">• Importaciones crecientes y a precios internacionales elevados.• Caída de producción local sin perspectivas de cambios en el corto/mediano plazo.• Restricciones al consumo industrial por falta de oferta.• Sistema de gasoductos de transporte y distribución con gran capacidad disponible.	<ul style="list-style-type: none">• Marco regulatorio altamente cambiante.• Políticas macroeconómicas (restricción de divisas, retiro de dividendos, etc.).• Restricción a las importaciones de insumos.• Disponibilidad de equipos de perforación de altas tecnologías.

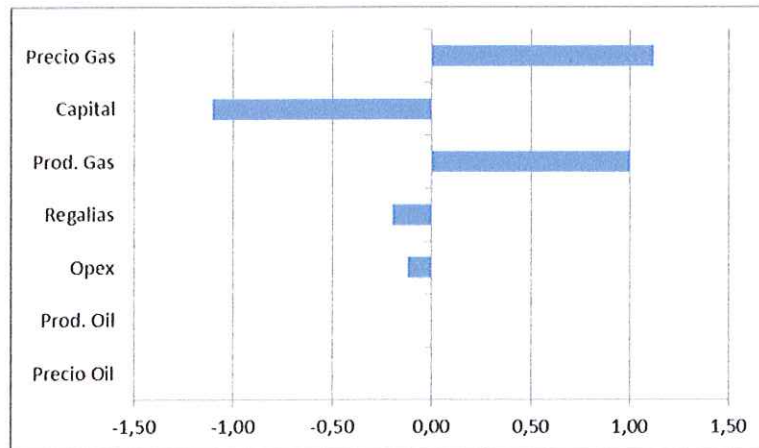
El contexto de la industria energética en el país es una gran oportunidad para el desarrollo del proyecto: el incremento del volumen de importaciones a precios internacionales, sumado a la continua caída de la producción de gas convencional y al aumento de la demanda, hacen que la producción de hidrocarburos no convencionales, que requieren de mayores recursos económicos, se tornen más favorables. Sin embargo, será clave conseguir escalas de producción atractivas y desarrollar el “*know-how*” necesario para disminuir las inversiones requeridas por pozo.

4.- IDENTIFICACION DE VARIABLES CLAVE.

Para determinar las variables clave del proyecto se construyó un cuadro de resultados operativo a nivel (NOPAT), considerando el primer año calendario a partir del inicio de la producción. Debido a la particularidad de la curva de producción, el primer año es el año más favorable del proyecto.

CUADRO DE RESULTADOS CASO BASE		
CONCEPTO		CASO BASE
INGRESO POR VENTAS	MU\$D	4.686,8
Producción Gas	Mm3	24.420
Producción Oil	Mm3	611
Precio Gas	USD/MMBTU	5,20
Precio Oil	USD/Bbl	80
REGALIAS e IMP. DIRECTOS	MU\$D	-848,3
REGALIAS	14,5%	-679,6
IIBB	3,0%	-140,6
IMP DEB y CRED	0,6%	-28,1
INGRESO NETO	MU\$D	3.838,5
OPEX	MU\$D	-405,56
Costos variables de Operación	USD/MMBTU	0,45
EBITDA	MU\$D	3.432,92
Impuesto a las Ganancias	35%	-1.201,5
RESULTADO FINAL	MU\$D	2.231,4
INVERSION TOTAL	MU\$D	7.623,0
PERFORACION	MU\$D	4.125,0
COMPLETACION Y FRACTURAS	MU\$D	2.806,3
FACILITIES	MU\$D	691,7
ROCE	%	29,272%

Haciendo variar en un punto porcentual (1%) cada una de las variables, se determinó el gráfico de tornado que representa las elasticidades de cada una de las variables:

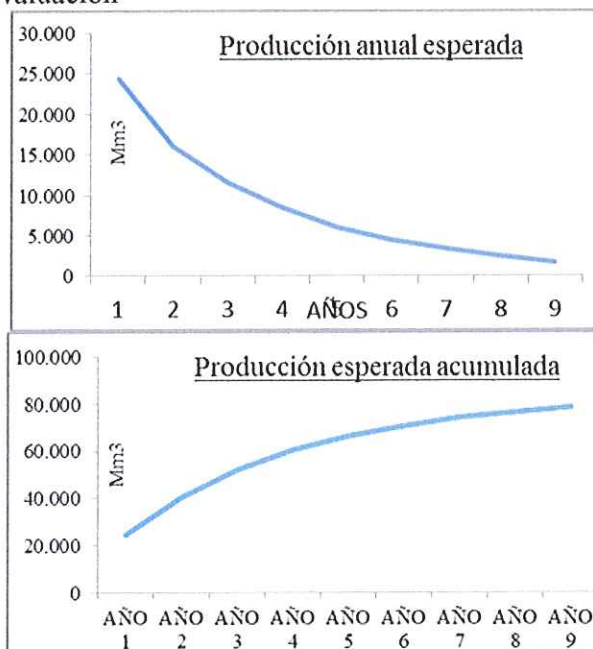


4.1.- Los ingresos.

Los ingresos del proyecto vendrán dados exclusivamente por la comercialización del gas natural, ya que por las características físico-químicas del pozo en cuestión, los condensados asociados a la producción de gas natural son despreciables.

Se considerará un precio base de 5.20 USD/MMBTU para la venta del gas producido, precio de referencia autorizado por la Secretaría de Energía de la Nación en el programa Gas Plus para proyectos similares.

Por su parte, la producción de gas natural en el caso base será la curva más probable estimada por el departamento de producción, considerada como un “input” para la evaluación



AÑO	PRODUCCION	
	Mm3/AÑO	ACUMULADA (M3)
1	24.420	24.420
2	16.075	40.495
3	11.496	51.991
4	8.420	60.410
5	5.969	66.379
6	4.440	70.819
7	3.400	74.219
8	2.413	76.632
9	1.687	78.319

Por la condición de contexto en el que se evalúa este proyecto (caída de producción, aumento de importaciones, restricciones al consumo por falta de oferta) se considera que no existe riesgo de demanda para comercializar la producción de gas resultante de la inversión.

4.2.- Los costos.

El proyecto no tiene asociados costos fijos, los únicos costos son los variables por la operación del pozo. Dichos costos se estiman en 0.45 USD/MMBTU aplicados sobre la producción esperada de gas natural (el monto se calcula en base a costos históricos de otros pozos productivos de la empresa).

4.3.- Inversión.

La inversión inicial para el caso base es de aproximadamente USD 7.500.000. Toda la inversión se aplica en el inicio del proyecto, y se subdivide en 3 grupos: Perforación, Terminación y "Facilities". Se estima el inicio de la producción a los 6 meses de iniciados los trabajos.

Se detalla a continuación la inversión estimada necesaria en cada uno de sus componentes:

PERFORACION	USD 4.125.000	54,1%
Locación	USD 132.000	3,2%
Perforación	USD 3.993.000	96,8%
COMPLETACION	USD 2.806.302	36,8%
Fractura	USD 1.216.802	43,4%
CT	USD 509.300	18,1%
RL + WO	USD 469.150	16,7%
Varios	USD 416.680	14,8%
Instalación de fondo	USD 111.100	4,0%
Instalación de superficie	USD 40.370	1,4%
PLT y capilares	USD 42.900	1,5%
FACILITIES	USD 691.711	9,1%
Well Head Zone	USD 58.457	8,5%
Flowline	USD 140.454	20,3%
Cluster zone	USD 492.800	71,2%
TOTAL INVERSION	USD 7.623.013	100,0%

5.- ANALISIS Y CONDICIONES DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

A partir del empleo del método de Montecarlo, se comprobó que las variables “Precio de Gas”, “Producción de Gas” e “Inversión” son las variables críticas que determinan la rentabilidad del modelo.

Respecto al precio de gas, se consideró una distribución de probabilidad continua triangular, con un precio mínimo de 4.20 USD/MMBTU (precio de mercado actual para la comercialización de gas convencional en Cuenca Neuquina) y un precio máximo de 7.50 USD/MMBTU (precio establecido en la Resolución 1/2013 de la comisión para el estímulo de la producción de gas natural). Misma distribución se utilizó en la variable “Precio de Oil”, con valor medio de 80 USD/Bbl. (precio actual de mercado) y 60 USD/Bbl. y 100 USD/Bbl. como valores mínimo y máximo respectivamente.

A la producción esperada se le asignó una distribución de probabilidad normal truncada, con media en el valor más probable y desvío del 20 %, tanto para el gas como para los líquidos asociados.

A la variable Opex se le asignó una distribución triangular con moda en 0.45 usd/mmbtu. (valor en base a datos históricos de la empresa), y valores máximos y mínimos con un delta de 0.05 usd/mmbtu.

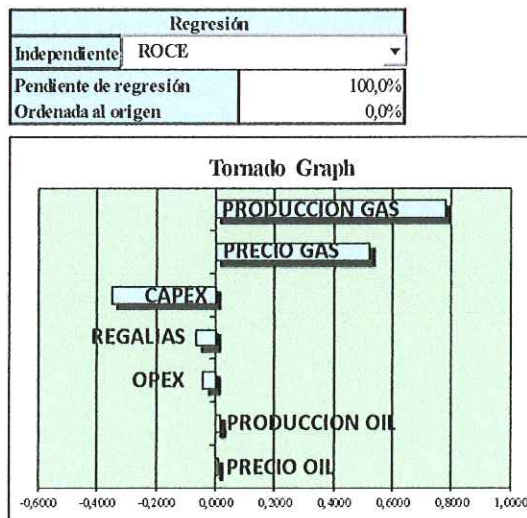
A la variable Regalías se la consideró con una distribución triangular con moda en 14.5 % (valor actual) igual al valor mínimo (no se esperan reducciones) y 20 % como valor máximo.

Por último, a la Inversión se la consideró con una distribución triangular con moda en 7.623 MMUSD, con valores mínimos y máximos iguales al 90 % y 130 % de la moda.

A continuación, los resultados de la simulación, para 3000 iteraciones:

Sensibilidad de una variable

Variable	ROCE
Correlación	
Variables	C. Correlación
Precio OIL	0,0103
Produccion OIL	0,0181
Opex	-0,0379
Regalias	-0,0634
Capex	-0,3495
Precio GAS	0,5241
Produccion GAS	0,7799



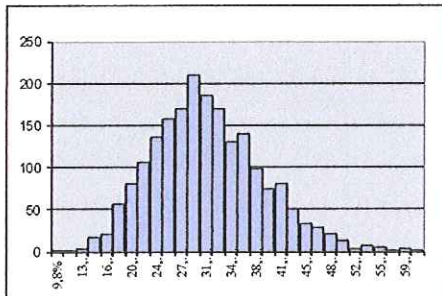
Resumen de las variables

Iteraciones	2.000					
Nombre	Máximo	Minimo	Media	Varianza	Desv.Est.	Des./Media
ROCE	60,3%	8,9%	29,5%	0,6%	7,7%	26,07%
Capex	9.832,6	6.880,8	8.131,4	409.948,9	640,3	7,87%
Opex	0,498000728	0,400687289	0,450343472	0,000424127	0,020594354	4,57%
Precio GAS	7,47	4,24	5,61	0,48	0,69	12,38%
Precio OIL	99,58292663	60,62671426	80,09740355	68,08747816	8,251513689	10,30%
Produccion GAS	40.955	7.929	24.544	23.933.768	4.892	19,93%
Produccion OIL	1.064	217	610	15.104	123	20,14%
Regalias	19,9%	14,5%	16,3%	0,0%	1,2%	7,66%

A diferencia del análisis de sensibilidad, el método de Montecarlo permite asignarle a la variable Producción una mayor injerencia en la variación del ROCE

Estadísticas de una variable

Variable	ROCE
Tipo	Output
Máximo	60,3%
Minimo	8,9%
Media	29,5%
Varianza	0,6%
Desv.Est.	7,7%
Des./Media	26,07%



Marca de clase	Frecuencia	F.Acumulada	Frecuencia %	Frec.Acum.%
9,8%	1	1	0,05%	0,05%
11,6%	1	2	0,05%	0,10%
13,4%	3	5	0,15%	0,25%
15,1%	16	21	0,80%	1,05%
16,9%	20	41	1,00%	2,05%
18,7%	57	98	2,85%	4,90%
20,4%	80	178	4,00%	8,90%
22,2%	107	285	5,35%	14,25%
24,0%	136	421	6,80%	21,05%
25,8%	158	579	7,90%	28,95%
27,5%	170	749	8,50%	37,45%
29,3%	210	959	10,50%	47,95%
31,1%	185	1.144	9,25%	57,20%
32,8%	170	1.314	8,50%	65,70%
34,6%	130	1.444	6,50%	72,20%
36,4%	140	1.584	7,00%	79,20%
38,1%	98	1.682	4,90%	84,10%
39,9%	75	1.757	3,75%	87,85%
41,7%	81	1.838	4,05%	91,90%
43,5%	50	1.888	2,50%	94,40%
45,2%	32	1.920	1,60%	96,00%
47,0%	29	1.949	1,45%	97,45%
48,8%	20	1.969	1,00%	98,45%
50,5%	13	1.982	0,65%	99,10%
52,3%	3	1.985	0,15%	99,25%
54,1%	6	1.991	0,30%	99,55%
55,8%	4	1.995	0,20%	99,75%
57,6%	1	1.996	0,05%	99,80%
59,4%	3	1.999	0,15%	99,95%
61,2%	1	2.000	0,05%	100,00%

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La explotación de hidrocarburos no convencionales es el principal recurso que tiene Argentina para revertir la crisis energética actual, caracterizada por una caída constante de la producción local en la última década, y un aumento de las importaciones de combustibles a precios internacionales para poder satisfacer su demanda interna.

En el análisis se han detectado tres variables clave al momento de evaluar económicamente su explotación:

1. **Inversión:** La condición geológica particular de éstos yacimientos requieren de técnicas especiales (fundamentalmente la fractura hidráulica y la perforación horizontal) y altamente costosas, resultando así inversiones superiores al doble de lo que se requiere en las explotaciones convencionales.

El desarrollo de escalas de producción, así como de un sector de contratistas muy desarrollado y un mercado de capitales que facilite la financiación son las claves para reducir los montos de inversión requeridos y favorecer así el desarrollo de estas explotaciones.

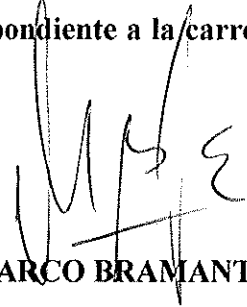
2. **Producción:** La producción de este tipo de pozos se caracteriza por su bajo volumen inicial y por su rápida declinación. Así, el proyecto tiene sus mayores ingresos en los primeros 3 años de producción, alcanzando prácticamente el 70 % de la producción total del pozo en dicho período. Esta característica hace que se requieran continuas perforaciones para mantener un volumen aproximadamente constante de producción a lo largo del tiempo.

3. **Precio:** En el contexto regulatorio actual, el precio de venta no es fijado libremente por el Productor en condiciones de competencia de mercado, sino que se encuentra enmarcado en el Programa “Gas Plus”, creado por la Secretaría de Energía de la Nación para incentivar la producción local de Gas Natural. Precios actuales de referencia para éstos proyectos (5.20 USD/MMBTU), si bien superiores a los del mercado para hidrocarburos convencionales (4.00 USD/MMBTU) se encuentran aún muy alejados de los costos de importación (de 10.0 a 15.0 USD/MMBTU), por lo cual existen posibilidades de mejorar las rentabilidades de los proyectos incrementando los precios de venta.

Si bien el resultado del análisis de pre factibilidad arrojó un ROCE del 30 % para el primer año del proyecto, por su característica (curva de producción decreciente) dicho período es el más favorable y su valor no resulta extrapolable de forma directa al resto de los períodos.

Bajo las mencionadas condiciones (grandes inversiones, bajas escalas de producción y precios regulados y distantes de los precios internacionales), es de esperar que el proyecto no resulte económicamente favorable en términos de VAN/TIR. No obstante, dada la dependencia de la matriz energética de la Argentina del gas natural, y siendo todas las fuentes alternativas más onerosas (importaciones, restricciones y combustibles líquidos) podría esperarse en el corto plazo medidas del Gobierno tendientes a facilitar la realización de este tipo de proyectos.

Autorizo a la Universidad del Cema a publicar y difundir, a fines exclusivamente académicos y didácticos, el Trabajo Final de mi autoría, correspondiente a la carrera cursada en esta institución.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M B E', with a horizontal line drawn across the middle of the letters.

MARCO BRAMANTE

DNI: 28.461.461