



POGRADO ESPECIALIZACION EN ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL

AÑO 2006

TRABAJO INTEGRADOR



Integrantes:

- Albite, Manuel.
- Blanes, Martin.
- Grandón, Gonzalo.
- López Louge, German.
- Risuleo, Fernando.

LICITACIÓN PÚBLICA YACIMIENTO LA BONANZA

PROPUESTA TÉCNICA

A. YACIMIENTO Y RESERVAS:

La Bonanza es un yacimiento gasífero ubicado en la región central de la Cuenca Neuquina, localizado a una profundidad promedio de 2.630 metros bajo el nivel del mar (mbnm), cuyo reservorio esta compuesto por areniscas.

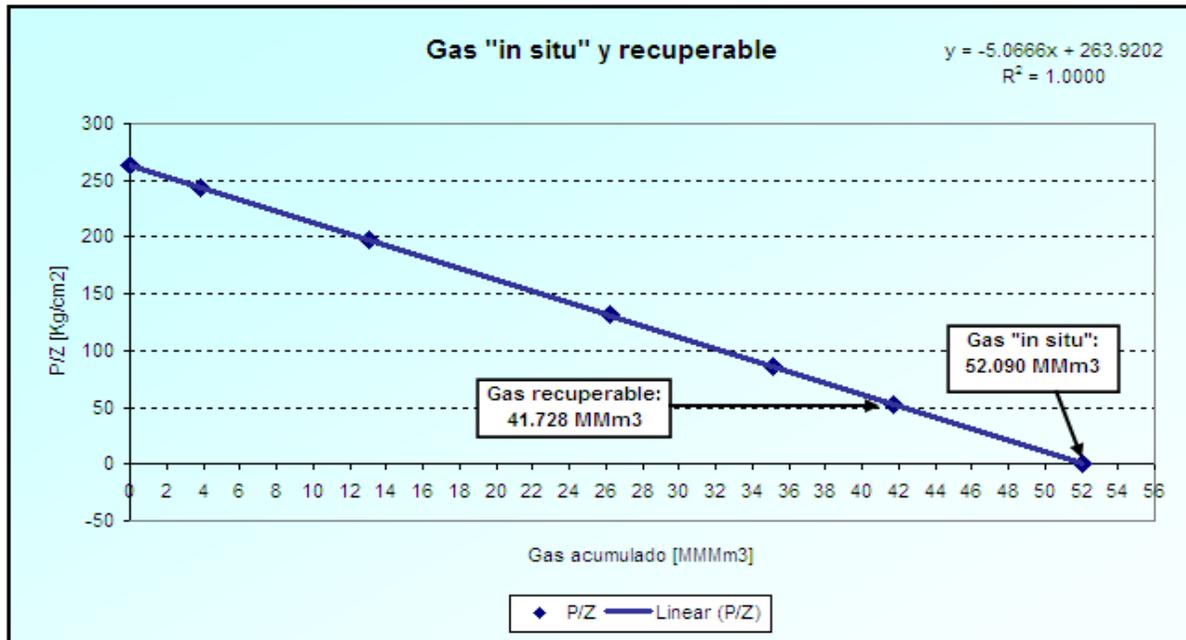
La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y siete (7) perforaciones que delimitaron el depósito, cinco (5) de las cuales fueron productivas y dos (2) finalizaron estériles.

Datos Generales del Yacimiento	
Volumen de roca, VR [MMm ³]:	2,140
Porosidad, q [%/100]:	18
Saturación de agua irreductible, Sw [%/100]:	32
Factor volumétrico del gas, Bg:	0.00502848
Temperatura del reservorio, Tr [°C]:	97
Presión del reservorio, Pr [Kg/Cm ²]:	246
Temperatura ambiente, Ta [°C]:	15
Presión atmosférica, Pa [Kg/Cm ²]:	1,033
Acido Sulhídrico [ppm] :	50
GOR:	50,000
Di Tubing [Pulg.]:	2,922
Prof. Tubing.[m]:	2,630
Viscosidad [Lb/(pie*seg)]	8,74E-06
Profundidad promedio [m]:	2,630
Presión de abandono [Kg/Cm ²]:	50

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas superiores a 40.000 MMm³ e interesante potencial de producción.

Se dispone de análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomada en un pozo representativo del yacimiento y se calculó el gas recuperable a una presión de abandono de 50 Kg/cm².

Presión Reservorio [P] [Kg/Cm ²]	Factor de compresibilidad [Z]	P/Z [MMm ³]	Bg	Gas "in situ" [MMm ³]	Gas recuperable [MMm ³]
246	0.9321	263.920	0,00503	52.090	0.000
225	0.9215	244.167	0,00544	48.192	3.899
180	0.9092	197.976	0,00670	39.075	13.015
120	0.9145	131.219	0,01011	25.899	26.191
80	0.9320	85.837	0,10546	16.942	35.149
50	0.9523	52.504	0,02528	10.363	41.728



B. MERCADO:

Se plantearon las siguientes alternativas de comercialización, tomando como parámetros las variables indicadas en los puntos 2 y 3.2 del pliego. La prioridad es abastecer a todo el mercado interno por el contexto actual y pronosticado del país, tomando como hipótesis no realizar exportaciones:

- Central Termoelectrica: consumo 1,2 MMm³/d considerando un factor de carga del 80%. (ver G.1). Se firmarían 2 (dos) contratos de 10 años cada uno por 1,5 MMm³/d.
- Distribuidoras: se estima un promedio de 1,36 MMm³/d contemplando un crecimiento demográfico del 1,46% y un factor de carga promedio del 55,83% (ver G.2), sobre la cabecera del gasoducto Neuba II, ubicado a 200 Km. del yacimiento. Se firmarían 7 (siete) contratos de 2 años cada uno por 2,5 MMm³/d, un 8vo contrato bianual por 2,0 MMm³, un 9no por 1,5MMm³/d y un último por 0,5 MMm³/d.
- Mercado local: grandes Industrias, nuevos y viejos usuarios (GU y P3): se estima un promedio de 2,19 MMm³/d contemplando un crecimiento demográfico del 1,46% y un factor de carga del 95% (ver G.3), sobre la cabecera del gasoducto troncal mencionado anteriormente. Se firmarían 4 (cuatro) contratos de 5 años cada uno por 2,0 MMm³/d.

C. PRODUCCION:

No obstante lo mencionado en el punto "A" respecto del gas recuperable a una presión de abandono de 50 Kg/cm², por razones de conveniencia económica-financiera hemos decidido considerar una presión de abandono de 71 Kg/cm², recuperando por lo tanto 36.748 MMm³, que implica una recuperación del 71% respecto del gas "in situ".

Nuestra decisión se fundamentó en los altos costos de compresión y/o perforación hacia los últimos 4 años de concesión necesarios para mantener el caudal requerido para abastecer todos los segmentos de mercado a máxima capacidad.

D. OBRAS DE CAPTACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO:

De acuerdo al análisis efectuado, será necesario realizar 49 pozos a lo largo de los 20 años de vida del proyecto, resultando 45 de ellos productivos. La inversión estimada para la realización de los pozos asciende a 90 millones de dólares.

En captación será necesario construir 76 Km de cañería trocal de 10" de diámetro, y 29 Km de cañerías colectoras de 6" de diámetro. El costo ascenderá a 8 millones de dólares. Además se instalarán 11 separadores de control con un costo total de 2,8 millones de dólares.

Para el acondicionamiento de gas será necesario instalar una planta de endulzamiento para eliminar el contenido de H₂S dado que la cromatografía del gas arroja valores superiores a los requerimientos de la Resolución 622/98 del ENARGAS (50 vs 2,1 [ppmv]). El costo de la planta de endulzamiento con una capacidad de 5,5 MMm³/d es de 15 millones de dólares y diseñada para operar en un rango de presión entre 97 y 78 Kg/cm², con una pérdida de carga en operación de 2 Kg/cm².

Si bien el análisis de punto de rocío a 50 Kg/cm² arrojó valores menores a -4°C (según Resolución 622/98 del ENARGAS), siendo -26,7°C para ser exactos, se concluyó sobre la conveniencia de instalar plantas de recuperación de líquidos (LPG y Gasolina) en lugar de plantas de acondicionamiento por razones de conveniencia económico-financieras.



E. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES:

Luego de realizar el análisis sobre la conveniencia de recuperar los condensables asociados al gas, se llegó a la conclusión de instalar una planta de recuperación sobre el 100% del gas extraído del yacimiento.

La mejor alternativa considerada fue instalar un turboexpander, que si bien es la de costo relativo mas alto, esta justificado por una mayor recuperación de líquidos, con una eficiencia promedio del 98%. Como consecuencia de esta recuperación, el PCS (Poder Calorífico Superior) del gas disminuye de 9.464 a 9.095 Kcal/m³.

Rendimiento de líquidos del turboexpander (en operación):

Componentes	Factor de Recuperación
N2	0.0%
CO2	0.0%
C1	0.0%
C2	5.0%
C3	98.0%
iC4	100.0%
nC4	100.0%
iC5	100.0%
nC5	100.0%
C6	100.0%
C7+	100.0%

El turboexpander operará en un rango de presión 95 y 76Kg/cm² a la entrada del mismo. La inversión necesaria para el aprovechamiento de estos líquidos asciende a 43 millones de dólares. Asumimos que este equipo tiene capacidad de almacenamiento para 7 días por lo que no se hacen necesarias inversiones en tanques/cilindros de almacenamiento de líquidos.

La recuperación de líquidos representa un valor actual neto incremental positivo de aproximadamente 330 millones de dólares, esto sin considerar los costos asociados por la disminución del PCS.

Para la comercialización del LPG en el mercado local se consideró un precio de 400 USD/tonelada y en el caso de la gasolina natural de 45 USD/barril (ver I.4 y I.5). En el caso de la gasolina se ajustaron los precios un 5,74% en forma anual de acuerdo a la evolución del precio del WTI de los últimos 15 años; en el caso del LPG además de considerarse la evolución del WTI, el mismo se ajustó por un factor de crecimiento relativo en la demanda de gas natural vs. Líquidos del 21%, arrojando un factor del 6,97% (se correlacionó el incremento anual del WTI del 5,74% y la tasa de crecimiento de la demanda del gas natural del 1,7% respecto al crecimiento de la demanda de líquidos 1,4%).

Dado que decidimos no recuperar / comercializar el etano, el 5% recuperado se comercializa como LPG. El 95% restante se comercializa como gas natural, debido a que son escasas las alternativas comerciales y evitando así una mayor caída del PCS como consecuencia de la separación de líquidos.

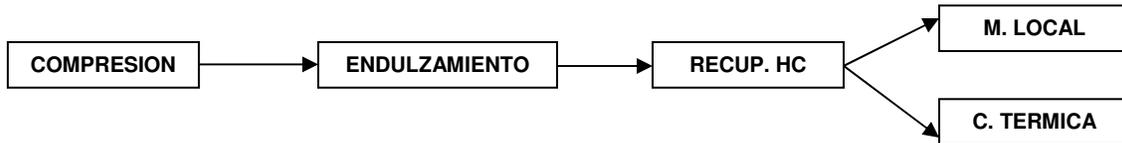
La producción promedio durante la vida del proyecto asciende a 70.000 ton/año de LPG, 119.000 barriles/año de gasolina y 231.000 barriles/año de condensado. Cabe mencionar que el condensado es comercializado como gasolina natural. Las ventas de estos productos generarán ingresos por aproximadamente 847 millones de dólares, lo que representa el 30% de las ventas totales.

F. COMPRESION:

Por conveniencia económica/financiera hemos decidido comprimir en captación sólo cuando es necesario, y aprovechar la elevada eficiencia del turboexpander y no comprimir aguas abajo de los 2 gasoductos que se construirán para abastecer la demanda.

Resulta necesario instalar 8.100 HP en tres etapas de 2.700 HP cada una. La primera etapa es en el año 11, la 2da en el año 15 y la última en el año 17. El costo total de estos 3 motocompresores es de aproximadamente 20 millones de dólares. Se le adicionan otros 0,8 millones de dólares por dos plantas de medición y regulación.

El esquema de operación es el siguiente:



G. TRANSPORTE:

De acuerdo a la estrategia comercial definida, será necesario construir 2 gasoductos para transportar el gas hacia los mercados de consumo. El primero se extiende hasta la cabecera del gasoducto Neuba II y el segundo hasta la central termoeléctrica.

El trazado hacia la cabecera del gasoducto troncal tendrá una extensión de 200 Km. Se utilizará una cañería de acero (de calidad X70) de 24" de diámetro exterior y un espesor de 0,343" y será capaz de transportar 6,14 millones de m³ por día. Operará con una presión de entrada mínima de 76 Kg/cm² (siendo PMAO: 101kg/cm²) para finalizar en destino a un mínimo de 70 Kg/cm². La inversión total asciende a 75 millones de dólares, contemplando el costo de adquisición de la cañería y el montaje.

El segundo gasoducto, tendrá un recorrido de 80 Km. para llegar hasta la central termoeléctrica. Se utilizará una cañería de acero (de calidad X70) de 10" de diámetro exterior y un espesor de 0,252" y será capaz de transportar 1,53 millones de m³/día. Operará a una presión mínima de 76Kg/cm² (siendo PMAO: 179Kg/cm²) para finalizar en destino a un mínimo 45Kg/cm². La inversión total asciende a 14 millones de dólares, contemplando el costo de adquisición de la cañería y el montaje.



H. COSTOS Y TARIFAS:

Costos Operativos:

- Mantenimiento de pozos Work Over: 20.000 USD/pozo.
- Captación: 1 USD/bbl eq.
- Tratamiento (Endulzamiento): 2,5 USD/Mm³.
- Recuperación de líquidos: 3 USD/Mm³.
- Compresión: 150 USD/HP año.

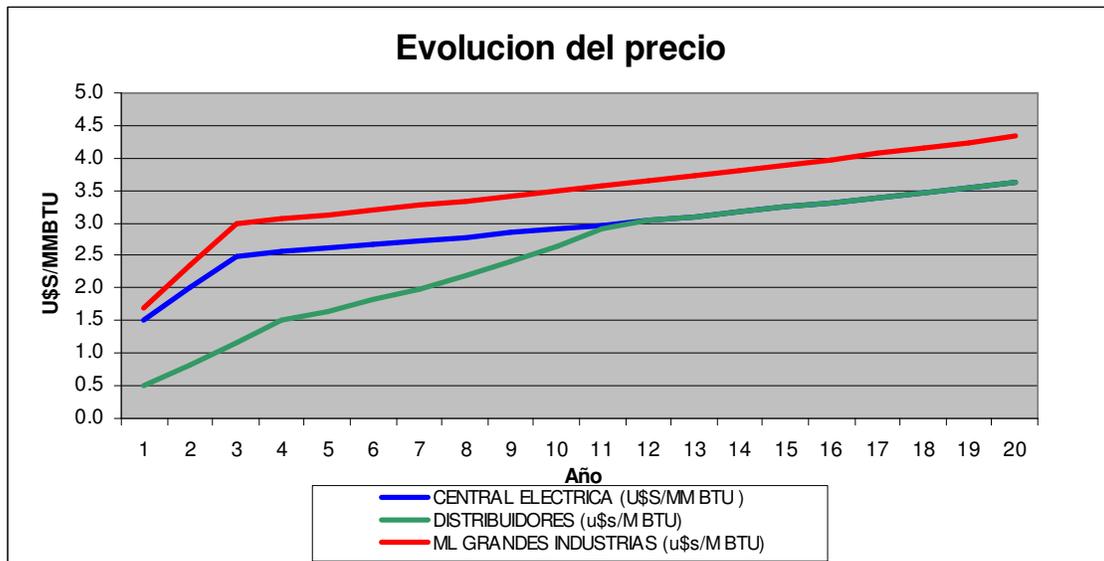
Se consideró un aumento de costos de acuerdo a la evolución del PPI del 2,19% anual, además de un 10% de imprevistos.

Tarifas

Se ajustaron los precios de acuerdo al punto 3.3.c). por el cual se considera la evolución del PPI (Producers Price Index – Industrial commodities - unadjusted index) proyectado. Considerando una curva exponencial de los últimos 15 años, arrojó un incremento del 2,19% anual.

Precios año 1:

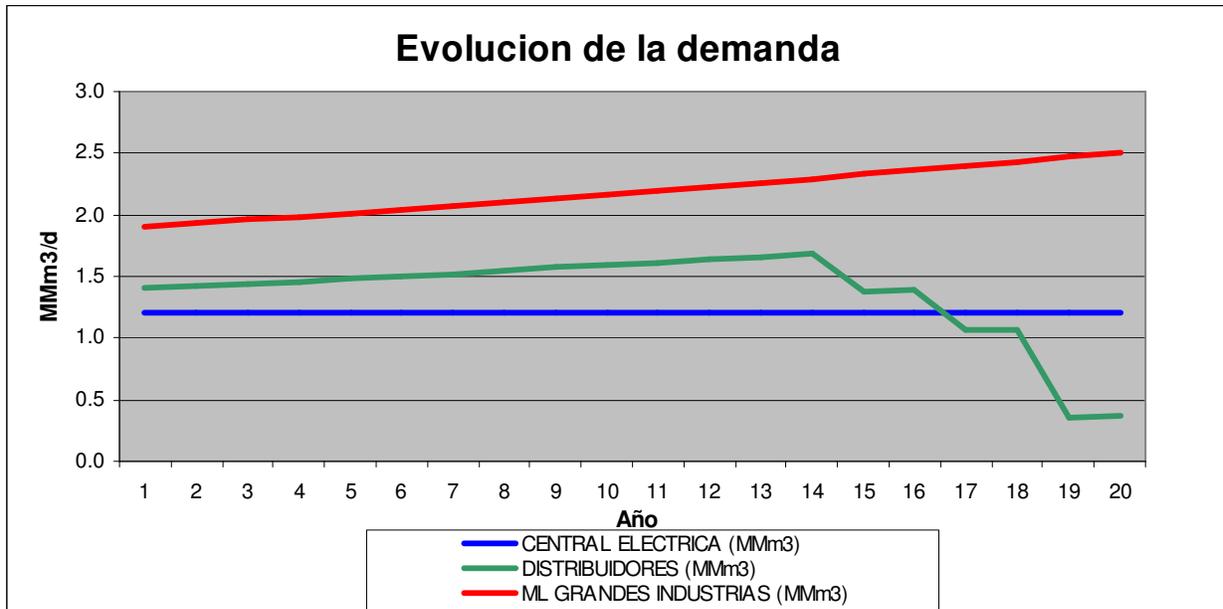
- Central Eléctrica (USD/MMBTU): 1,50
- Distribuidores (USD/MMBTU): 0,50
- Grandes Usuarios (U\$S/MMBTU): 1,70



I. **ASPECTOS COMERCIALES:**

1. Central Termoeléctrica: la demanda se mantiene constante durante los 20 años en 1,5 MMm³/día, con un factor de carga de 80%. Se considera el precio base del Año 1 de 1,50 USD/MMBTU, con una evolución de precios de acuerdo al PPI de 2,19% anual según lo mencionado en el punto anterior.
2. Mercado Local - Distribuidoras: estimamos una demanda máxima para el primer año de 2,5 MMm³/d con un factor de carga de 55,83% (promedio año). Dicha demanda se incrementará anualmente de acuerdo al crecimiento vegetativo nacional proyectado para los próximos 20 años según datos del INDEC, con una disminución progresiva a partir del año 15 del proyecto. Se considera el precio base del Año 1 de 0,5 USD/MMBTU, tomando una evolución anual del 10% hasta que alcanzará el precio de Central Eléctrica en el Año 11 de concesión.
3. Mercado Local - Grandes Usuarios: estimamos una demanda máxima para el primer año de 2,0 MMm³/d con un factor de carga de 95%. Dicha demanda se incrementará anualmente de acuerdo al crecimiento vegetativo nacional proyectado para los próximos 20 años según datos del INDEC. Para el Mercado Local Usuarios Industriales, el precio será de 1,7 USD/MMBTU para el primer año y tendrá un crecimiento tal que al cabo de dos años sea de 3,0 USD/MMBTU, a partir del Año 4 inclusive se actualizará por PPI.
4. LPG: se considera la venta en puerta de yacimiento (FOB) a través de contratos a plazo por volumen. El precio base del Año 1 de 400USD/tonelada con una evolución de precios de acuerdo a la evolución del WTI de los últimos 15 años, ajustado por el crecimiento relativo de la demanda mundial de gas natural respecto de líquidos de 21% anual según lo mencionado en el punto D.
5. Gasolina y condensados: se considera la venta de ambos productos en puerta de yacimiento (FOB) a través de contratos a plazo por volumen. Se considera el precio base del Año 1 de 45 USD/barril con una evolución de precios de acuerdo a la evolución del WTI de los últimos 15 años.

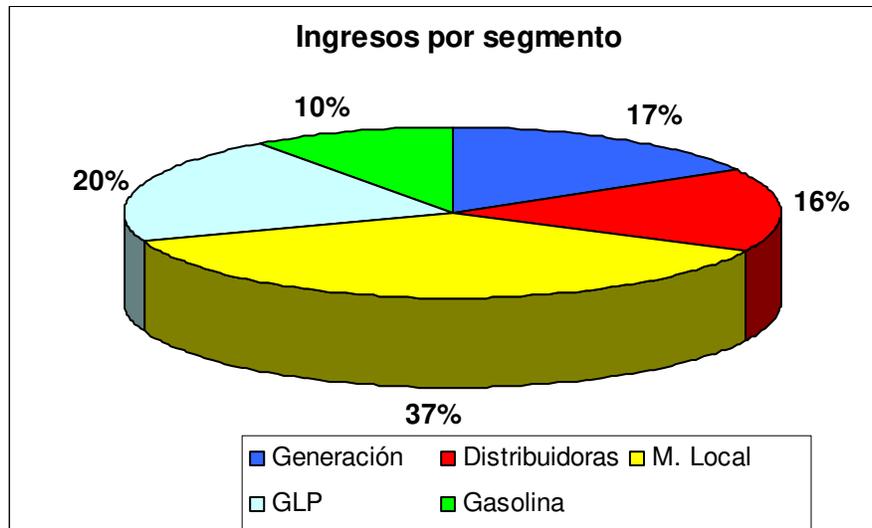
Ver además punto B respecto a la cantidad, duración y volúmenes de los contratos.



J. EVALUACION DEL PROYECTO:

A fin de determinar la rentabilidad del proyecto se elaboró el Estado de Resultados en millones de dólares.

1. **Ventas:** se tomaron los precios y los volúmenes determinados en el punto B. Totalizan aproximadamente 5.570 millones de dólares y se distribuyen por segmento de acuerdo al siguiente gráfico:



2. **Costos:** los costos operativos (533 millones de dólares) se tomaron a partir de los supuesto enunciados en el punto H. La amortización (267 millones de dólares) se calculó en función de la curva de agotamiento del yacimiento, considerando las reservas recuperables del proyecto y la producción anual. Los gastos de abandono se estimaron en 60 mil dólares por pozo y valor de las instalaciones de superficie a abandonar se estimó en el 10% del valor actualizado de las inversiones excluyendo la inversión en pozos; el cargo a resultados anual se calculó en función de la curva de agotamiento.

A todos los costos operativos se le agregó un 10% en concepto de imprevistos y además se consideró un aumento anual de costos según PPI.

3. Government take:

- a. Impuesto a los sellos: los pagos son anticipados al inicio de cada contrato a una tasa del 1,4%, USD 78 millones.
- b. Impuesto a las ganancias: 35% sobre el resultado antes del mismo. Se deducen conceptos no financieros como la amortización y la provisión por abandono; USD 1.452 millones.
- c. Impuesto a los ingresos brutos: 2% según Dto. 2656/94. USD 111 millones.
- d. Regalías: 12% sobre el valor en boca de pozo. Para el cálculo de dicho valor sólo se utilizó la Res. 188/93 de la Secretaría de Energía, sin considerar la Res. 73/94 dado que no afectaba la evaluación en forma material; USD 645 millones.

- e. Impuesto a los débitos y créditos en cuenta, para este último se considera una tasa efectiva del 0,50% dado que el 34% del mismo es deducible del impuesto a las ganancias; USD 56 millones.

En todos los casos, consideramos la legislación vigente excepto donde se menciona por razones de simplificación. El total de tributos al Estado nacional y provincial asciende a **2.341 millones de dólares**.

El resultado económico del proyecto es de **2.696 millones de dólares** aproximadamente.

K. FLUJO DE CAJA:

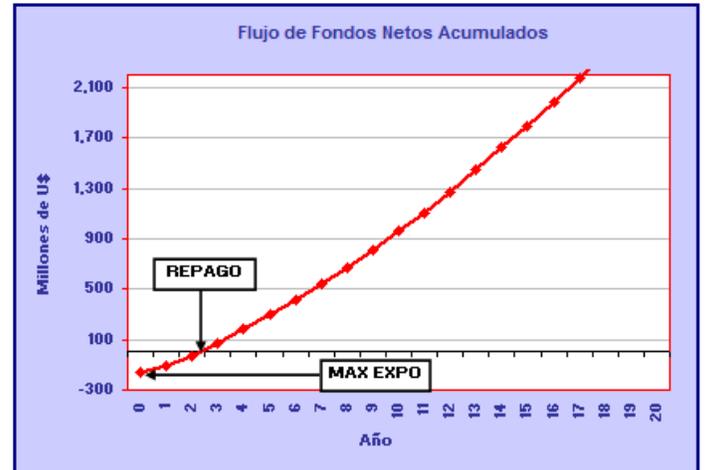
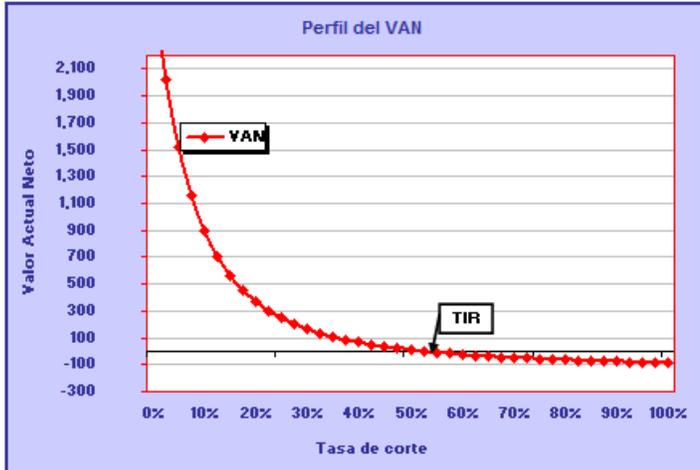
En primer término, determinamos los flujos de fondos, utilizando como base el Estado de resultados proyectado, pero con el criterio de lo percibido:

1. **Ventas:** consideramos que las ventas las cobramos en el período que se devengan.
2. **Inversiones:** representan todas las erogaciones realizadas para la adquisición de bienes de capital más los gastos necesarios para su puesta en marcha.
3. **Costos:** los costos operativos debemos pagarlos en el período en el que se devengan, excepto los gastos de abandono (taponamiento de pozos y abandono de instalaciones de superficie) cuyos costos son erogados en el último año. Las amortizaciones de los bienes de capital no son consideradas en los flujos de caja dado que no implican desembolso de fondos.
4. **Impuestos:** se pagan en el período en que se generan, excepto el caso del impuesto a los sellos, que se paga al inicio de cada contrato firmado.

Se supone que los fondos se generan a medidos de año a los efectos del descuento de los mismos. Posteriormente, con la tasa de costo del capital propio y ajeno WACC=13,60% se calculó el valor actual neto (VAN). También calculamos la TIR, período de repago, período de repago descontado y máxima exposición.

Todos los indicadores demuestran claramente la conveniencia de realizar el proyecto.

VAN 13.60%	\$ 692.20
TIR	52.61%
Repago	3.3 Años
Repago Descontado	3.6 Años
Máxima exposición	\$ -161.41



L. TASA DE CORTE

La tasa de corte del proyecto que se utilizó fue el costo promedio del capital o WACC. El cálculo de WACC se realizó un base a la siguiente ecuación:

$$WACC = \frac{D}{D + S} k_d (1 - T) + \frac{S}{D + S} (r_f + \beta (k_m - r_f))$$

Donde:

- D:** deuda
- S:** capital
- rf:** rendimiento de un activo libre de riesgo
- km:** promedio ponderado de los rendimientos de mercado de valores
- kd:** tasa marginal de endeudamiento de la empresa
- T:** tasa de impuesto a las ganancias
- β:** beta, mide la relación entre el riesgo sistemático del activo financiero a valorar y km

- Para el cálculo de la estructura de deuda propia vs ajena se tomaron los últimos estados contables de empresas integradas del mercado local: YPF S.A. y Petrobrás Energía S.A.; con los que se calculó un promedio entre ambas. Deuda propia = S = 60%; Deuda Ajena = D = 40%.
- Como activo libre de riesgo se consideró a los bonos del tesoro americano con maturity a 30 años. 4,75%
- Como rendimiento *km* del mercado de capitales se tomó un 15%.
- La tasa marginal de endeudamiento de la empresa surge de: $k_d = k_f + k_c + k_{rm}$
 Donde *k_f* es la tasa libre de riesgo = *r_f* = 4,75%
 Donde *k_c* es la tasa de riesgo soberano, se tomó un 4% según la consultora Ecolatina.
 Dado que *km* = 15% => *kd* = 23,75%.
- T es la tasa de Impuesto a las Ganancias = 35%
- Se consideró el *Beta* promedio de compañías petroleras integradas y productoras de Estados Unidos. 0,735.

WACC = 13,6%

M. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y ESCENARIOS:

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre el precio del gas natural comercializado a la generadora, distribuidoras y mercado local de forma de contemplar un posible impacto por la intervención del gobierno en los precios de estos segmentos.

Asimismo, se efectuó un análisis de escenarios:

- Pesimista: Caída generalizada de precios del 15% y aumento de impuestos del 5%. VAN = 376,4; TIR = 45%
- Optimista: Aumento generalizado de precios del 15% y disminución de impuestos del 5%. VAN = 1.861,3; TIR = 61%

En función de estos análisis, el proyecto demostró marcada solidez ante cambios en dichas variables.

N. MARCO INSTITUCIONAL:

1. **Mundial:** consideramos que en los próximos 20 años los precios de los commodities del petróleo seguirán incrementándose. El precio del crudo seguirá ascendiendo hasta llegar a valores superiores a los 80 USD/barril, producto de escasez en la oferta, nuevos conflictos armados en áreas productoras consideradas “inestables políticamente”; estos efectos serán tan sólo atenuados por el aumento de la demanda de energías alternativas y el uso de bio-combustibles para el blendeo de combustibles fósiles. Como consecuencia del aumento del precio del petróleo crudo se incrementará consecuentemente el precio del gas natural, aunque este tomará mayor protagonismo por sí mismo como consecuencia de nuevos mega proyectos de LNG.
2. **América Latina:** Con Chávez como principal exponente, América latina ha presenciado el regreso al poder de partidos y coaliciones de centro-izquierda durante la última década. La decisión de Bolivia de nacionalizar sus reservas de hidrocarburos, tomada también por Ecuador posteriormente y en último lugar por Venezuela con respecto a sus reservas en la Franja del Orinoco, introducen al mercado claros signos de incertidumbre para la inversión privada. A esto se suma una mayor participación estatal en mercado de hidrocarburos argentino por la asociación de Enarsa y PDVSA, así como los rumores de adquisición de parte del paquete accionario de Repsol-YPF por parte del estado. Suponemos que se lograrán acuerdos en la región que asegurarán la provisión de gas a los países demandantes. Bolivia aumentará el precio del gas que le vende a Argentina. Sin embargo consideramos que durante los primeros años, el estado Argentino subsidiará parte del precio cobrado por Bolivia.
3. **Argentina:** La demanda de gas ha mantenido una tendencia creciente últimamente y existen serias dudas de que la misma pueda ser cubierta exclusivamente con producción nacional. El anuncio de la nacionalización de los hidrocarburos bolivianos introdujo un cambio importante en el panorama energético argentino. De alguna forma la nacionalización boliviana y el del precio del gas hizo que el gobierno retrasara aún más los aumentos de tarifas de las licenciatarias de transporte y distribución. Argentina pasará a ser importador neto de energía en el corto plazo. Sin embargo, con los precios reinantes en el mercado interno y principalmente por la restricción a exportar como

consecuencia de las retenciones a las exportaciones, las inversiones necesarias para aumentar la producción no resultarían rentables ni viables. Suponemos entonces para los próximos 20 años, un aumento paulatino en los precios (en el caso de distribuidoras y generadoras, en parte subsidiado por el estado), hasta llegar a valores regionales y un incremento en la importación de Bolivia o incluso Venezuela (de concretarse el proyecto de mega gasoducto), a partir del año 2010.

Integrantes del Equipo:

- Albite, Manuel.
- Blanes, Martin.
- Grandón, Gonzalo.
- López Louge, German.
- Risuleo, Fernando.