

# **ITBA**

## **YACIMIENTO “LA BONANZA”**

12/04/2007

### **GRUPO**

**Carlos Acuña  
Manuel Garra  
Michael Zechner  
Walter Fernandez**

## **RESUMEN**

El objetivo de esta evaluación, es la participación en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación del yacimiento gasífero, denominado “LA BONANZA”, ubicado en la cuenca neuquina.

Dicho yacimiento se encuentra en la provincia de Neuquén a unos 200 km del Yacimiento Loma La Lata.

Los hidrocarburos yacen a una profundidad de 2.500 m bnm y son producidos de areniscas de una estructura anticlinal.

Para esta evaluación se analizaron distintas alternativas técnico-económicas, comerciales. La presentada fue la que arrojó mejores resultados.

<b>1 RESERVAS</b> .....	<b>4</b>
1.1 Cálculo de Reservas .....	4
1.2 Gas Recuperado.....	4
1.3 Pozo tipo utilizado.....	5
1.4 Pronóstico de Producción de Gas Natural.....	5
1.5 Desarrollo del Yacimiento .....	6
1.6 Depletación del Reservorio .....	6
<b>2 MERCADO</b> .....	<b>7</b>
<b>3 MARCO INSTITUCIONAL</b> .....	<b>8</b>
3.1 LEY 17.319 .....	8
3.2 LEY 24.145 .....	8
3.3 LEY 24.076 .....	9
3.4 Emergencia Económica 2002 y Nueva organización del mercado 04/05 .....	9
<b>4 OBRAS DE CAPTACION Y ACONDICIONAMIENTO</b> .....	<b>9</b>
4.1 Colectoras.....	9
4.2 Cañerías de Captación.....	9
4.3 Facilidades en Yacimiento .....	9
4.4 Acondicionamiento .....	9
<b>5 APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES</b> .....	<b>10</b>
<b>6 OBRAS DE TRANSPORTE</b> .....	<b>12</b>
6.1 Supuestos y consideraciones .....	12
6.2 Gasoducto a Neuba II.....	12
6.3 Gasoducto GE .....	12
<b>7 COSTOS Y GASTOS</b> .....	<b>13</b>
7.1 Pozos .....	13
7.2 Facilidades.....	13
7.3 Gasoducto.....	13
7.4 Abandono .....	13
<b>8 ASPECTOS COMERCIALES</b> .....	<b>13</b>
8.1 Central Térmica.....	14
8.2 Distribuidoras.....	14
8.3 Usuarios Industriales.....	14
<b>9 EVALUACION DEL PROYECTO</b> .....	<b>15</b>
9.1 Supuestos.....	15
9.2 WACC.....	15
9.3 Impuestos .....	16
<b>10 FLUJO DE CAJA</b> .....	<b>16</b>
<b>11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</b> .....	<b>17</b>
<b>12 RESUMEN DE RESULTADOS</b> .....	<b>18</b>
<b>13 MAPA GEOLOGICO ESTRUCTURAL Y DE ESPESOR DE ARENA</b> .....	<b>19</b>

# 1 RESERVAS

## 1.1 Cálculo de Reservas

Se estimaron las reservas, según los parámetros del enunciado, en 52.090 MMm<sup>3</sup> a una presión inicial de 246 kg/cm<sup>2</sup>. Para ello se utilizó la siguiente fórmula:

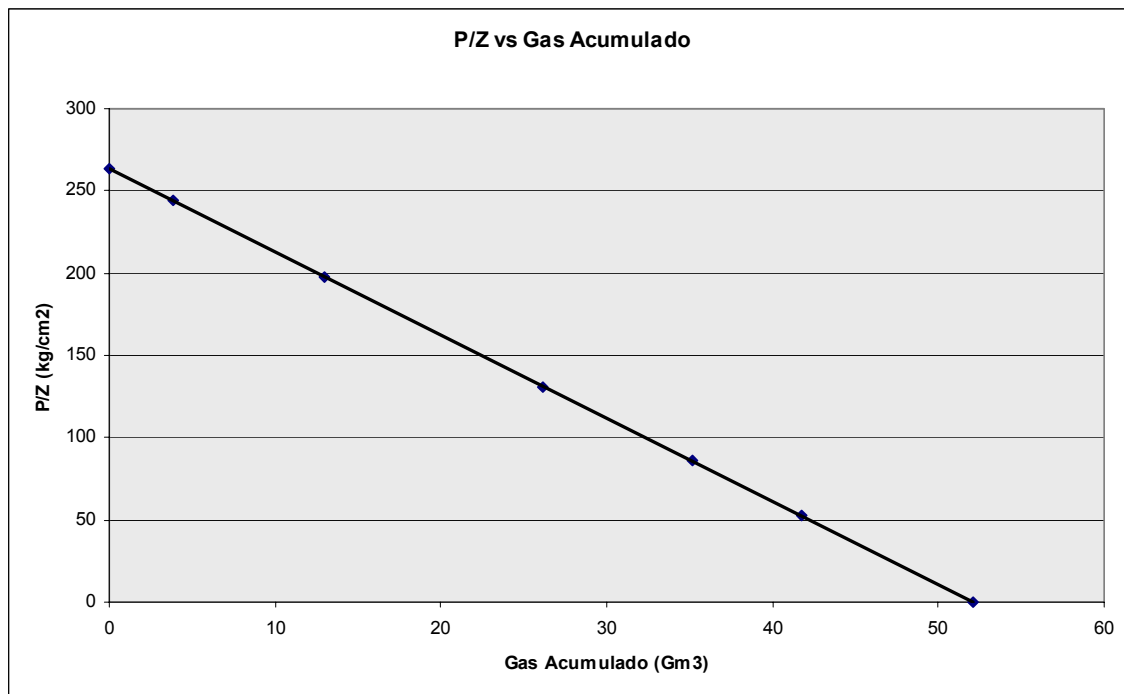
$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_W)}{B_g}$$

### Datos del yacimiento

- Volumen de roca,  $V_R$ : 2.140 MM m<sup>3</sup>
- Porosidad,  $\phi$ : 18 %
- Saturación de agua irreductible,  $S_W$ : 32 %
- Temperatura del Reservorio,  $T_r$ : 97 °C = 370 °K
- Presión del Reservorio,  $P_r$ : 246 Kg/cm<sup>2</sup>
- Temperatura Ambiente,  $T_a$ : 15°C = 288°K
- Presión Atmosférica,  $P_a$ : 1,033 Kg/cm<sup>2</sup>
- Factor volumétrico del gas,  $B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a}$

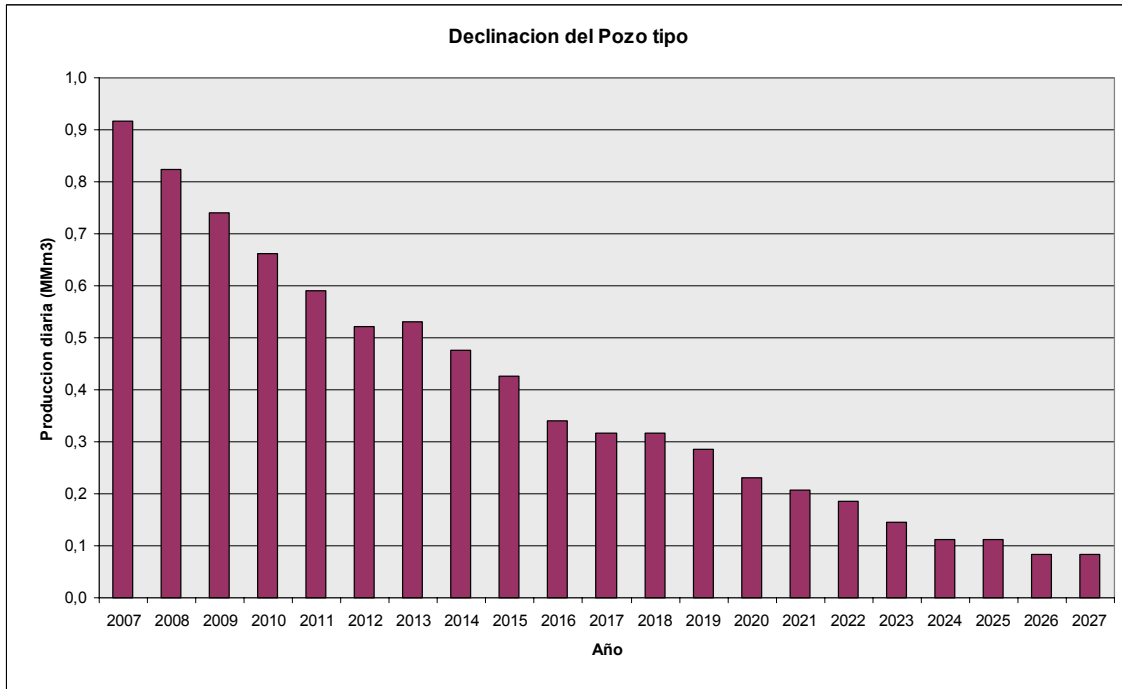
## 1.2 Gas Recuperado

Según el siguiente gráfico y la proyección de producción acumulada a 20 años de 37.192. MMm<sup>3</sup>, se abandonará el yacimiento a una presión de 75 kg/cm<sup>2</sup>, obteniéndose un factor de recuperación del 71%.



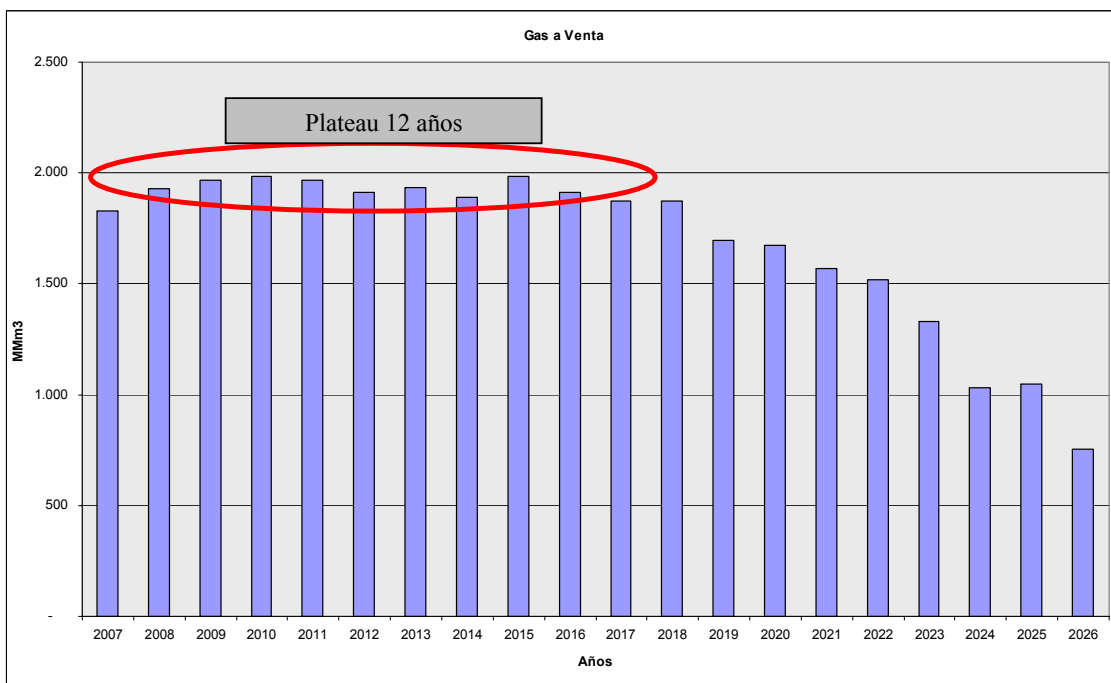
### 1.3 Pozo tipo utilizado

Para obtener el pronóstico de producción se utilizó el siguiente pozo tipo.



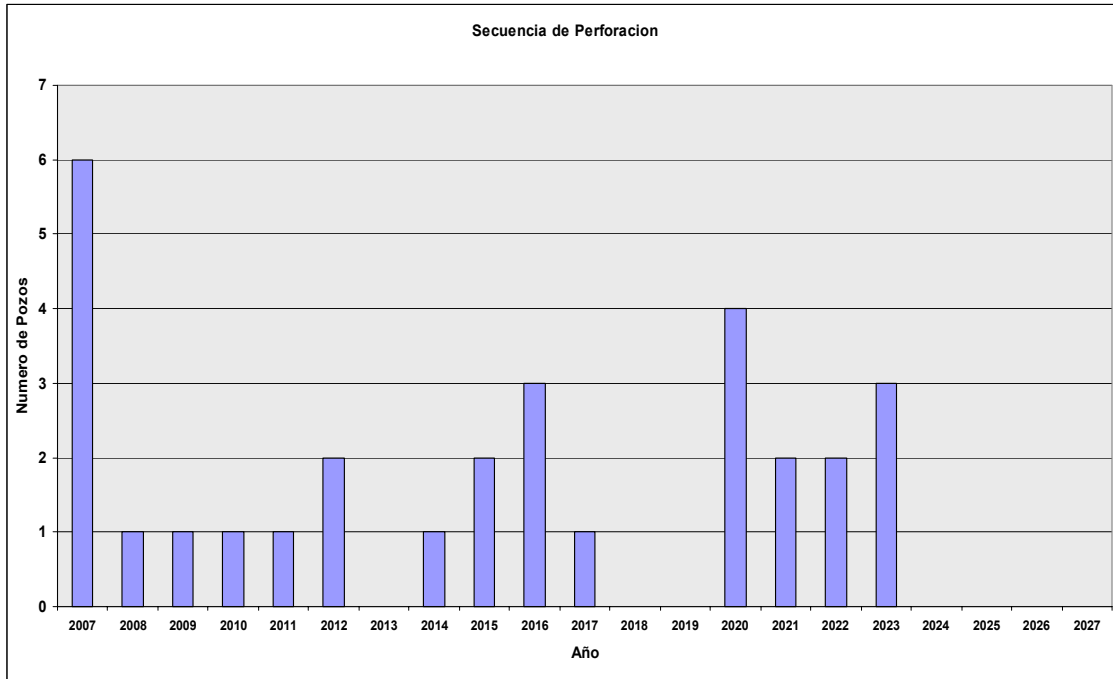
### 1.4 Pronóstico de Producción de Gas Natural

En el siguiente grafico se observa la producción de Gas a Venta, con un plateau de producción durante los primeros 12 años de la explotación del yacimiento.



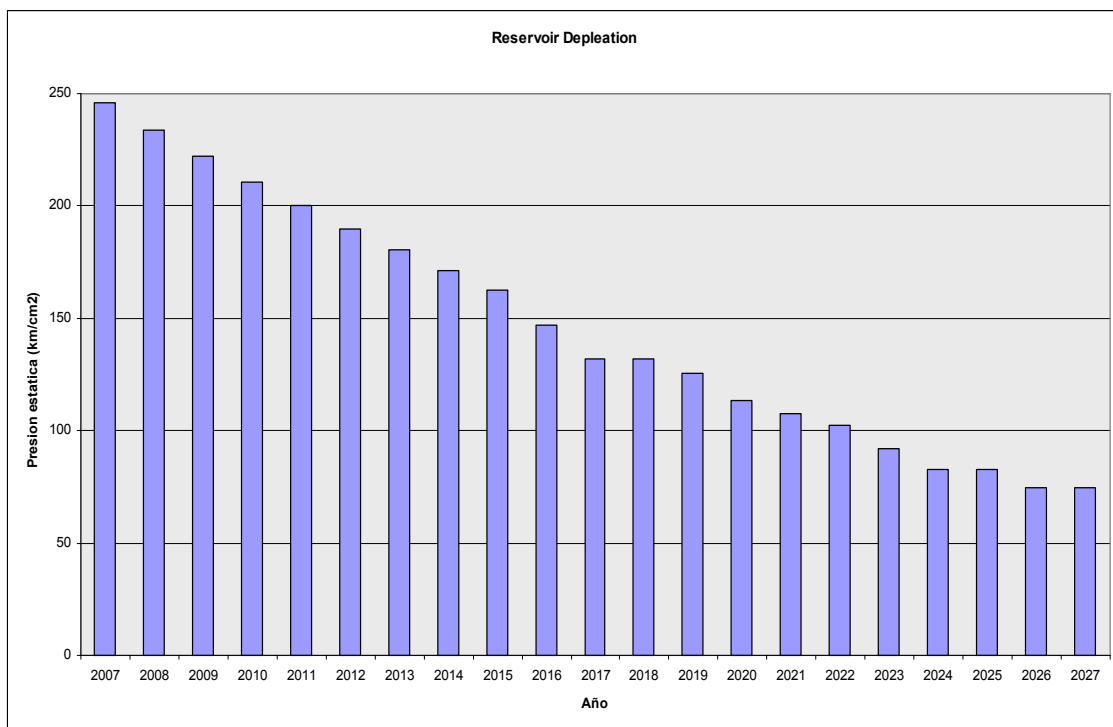
### 1.5 Desarrollo del Yacimiento

Para abastecer la demanda pronosticada se realizó la siguiente secuencia de perforación. La cual arroja un total de 30 pozos de los cuales 2 de ellos no mostraron hidrocarburos.



### 1.6 Depletación del Reservorio

El yacimiento comienza a ser explotado con una presión de 246 kg/cm<sup>2</sup> y es abandonado con una presión de 75 kg/cm<sup>2</sup>, con la siguiente caída de presión.



## 2 MERCADO

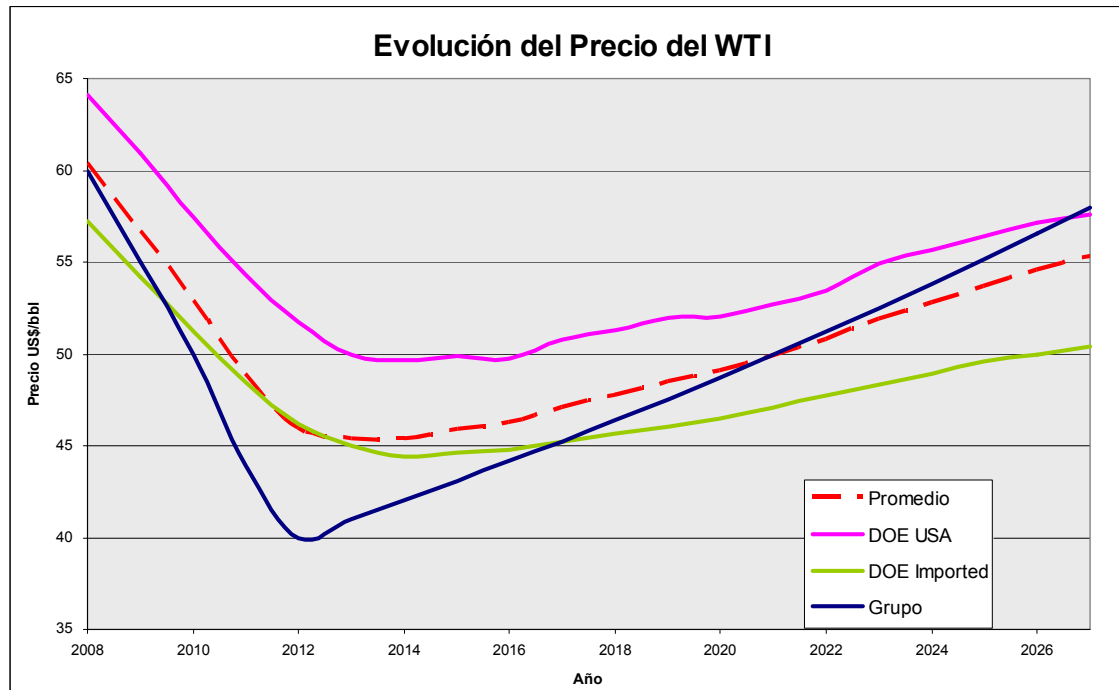
El mercado del gas natural en Argentina, se encuentra atravesando una profunda crisis derivada de la ruptura del orden institucional, jurídico y contractual.

El sistema de gas y electricidad está fuertemente afectado por el congelamiento del precio del gas, las retenciones a las exportaciones y por la proliferación de pactos sectoriales de abastecimiento y estabilidad de precios alentados desde el gobierno.

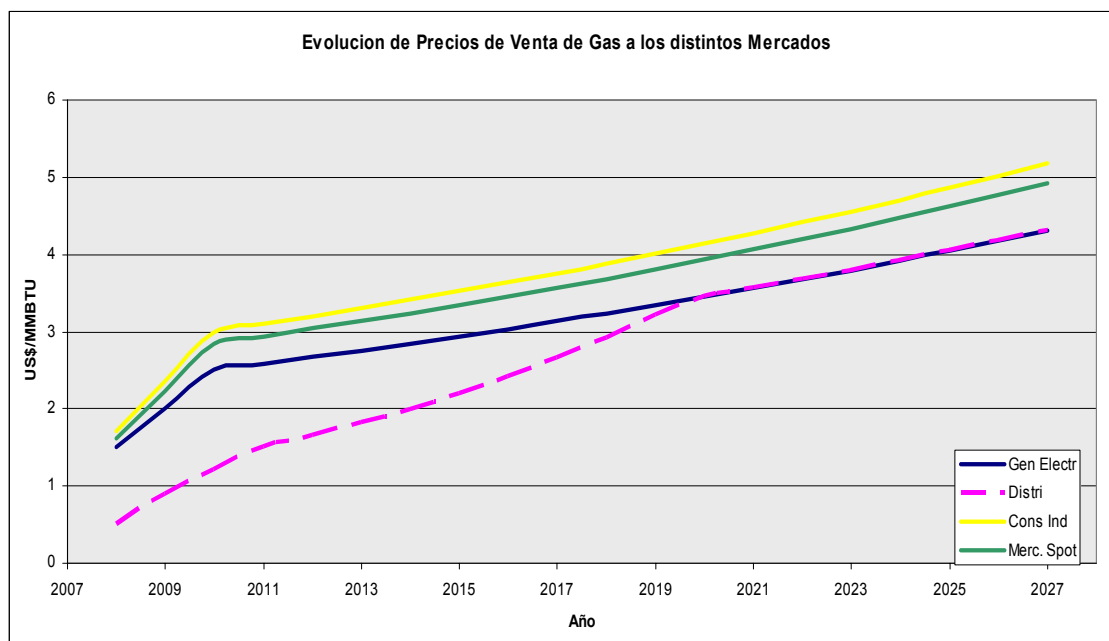
Adicionalmente, las normativas empleadas por la autoridad de turno, generan la existencia de un mercado del gas natural con carencia de contratos. Esto posibilita a cualquier demandante en Argentina a disponer de mecanismos para abastecerse aunque carezca de un contrato de aprovisionamiento.

Por lo anteriormente expuesto, es que se diseñó una estrategia comercial, orientada al mercado domestico (el otorgamiento de permisos de exportación se encuentra actualmente suspendido), y atendiendo no solo a la demanda económicamente más rentable (grandes usuarios y Nuevos Consumidores Directos), sino también a aquella que el Gobierno sigue bien de cerca por corresponderse con servicios públicos, como ser la destinada al mercado residencial y de generación térmica.

El precio del WTI usado en este proyecto fue calculado sobre el promedio que proyectan varias empresas locales y el Departamento de energía de los EEUU para el WTI importado y producido en los EEUU.



La evolución del precio del gas se proyecta según las consideraciones descriptas en el enunciado.



### 3 MARCO INSTITUCIONAL

El marco institucional que regula las actividades de los titulares de una Concesión de explotación está dado por el contenido de las leyes 17.319, 24.145, 24.076 y por Decretos que derivan de la situación de Emergencia Económica del 2002 y de la nueva organización del mercado que rige a partir del 2004.

#### 3.1 LEY 17.319

Trata de los Derechos y Obligaciones Principales de las Concesiones:

- Derecho exclusivo de explotación durante 25 años más 10 de prórroga más el derecho de una concesión de transporte.
- Derecho de construir y operar plantas de tratamiento, refinación, sistemas de comunicaciones y transportes para hidrocarburos y otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades.
- Obliga a asegurar la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.
- Cumplir con las normas reglamentarias nacionales, provinciales y municipales.
- Evitar daño al medioambiente.
- La actividad de exploración, explotación y transporte de HC reviste carácter de utilidad pública y priorizan sobre el uso común y habitual de la tierra.

#### 3.2 LEY 24.145

Es la ley de Federalización de los HC, pues transfiere a las Provincias el dominio sobre los HC que se encuentren en sus territorios salvo los permisos o concesiones ya vigentes.

Además reconoce a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de HC en sus jurisdicciones.

En este nuevo contexto se llama a concurso para la concesión de la explotación por 20 años del yacimiento LA BONANZA.



### **3.3 LEY 24.076**

Respecto a la prestación de servicios dice que el gas Natural que se inyecte en los sistemas de transporte y distribución deberá reunir las especificaciones dispuestas en la reglamentación específica del ENARGAS (Resol. 622/98).

A los que incurran en violaciones les impone multas, inhabilitaciones y suspensiones.

### **3.4 Emergencia Económica 2002 y Nueva organización del mercado 04/05**

Afecta el proyecto debido a que impone:

- Congelamiento de las tarifas de gas.
- Restricciones a la exportación y re-direccionamiento de la producción de gas.

### **Nueva organización del mercado 2004/05**

Se otorgan poderes especiales a la Secretaría de Energía (SE) para:

- Garantizar la entrega de gas a ciertos consumidores (residenciales, GNC, Generadores.)
- Determinar la garantía de Volumen de la producción.
- Establecer un precio diferencial para Consumidores residenciales/comerciales pequeños e Industriales y Generadores. También establece un acuerdo entre productores y la SE de incremento de precios con senderos diferentes, con el objeto de normalizar el precio del gas.
- Crear el MEG: mercado electrónico del gas.

## **4 OBRAS DE CAPTACION Y ACONDICIONAMIENTO**

### **4.1 Facilidades en Yacimiento**

Se instalaron estaciones de separación y control y de medición y regulación con una inversión total de 3,4 MMUS\$.

### **4.2 Cañerías de Captación**

Se seleccionaron cañerías de conducción de 6" con capacidad de transporte de 1.197 Mm<sup>3</sup>/d cada una, para el caudal máximo del pozo promedio de 0,92 Mm<sup>3</sup>/d.

El costo de cada una de ellas es de 135.000 US\$, asumiendo una extensión promedio de 1,5 km y a un costo de 15 US\$ inch/m. Inversión total de 3,78 MMUS\$.

### **4.3 Colectoras**

Se diseñaron dos cañerías colectoras de 10" y 3 km de largo, con capacidad de conducción de 3.495 Mm<sup>3</sup>/d cada una, en total 6.990 Mm<sup>3</sup>/d. El caudal máximo que se necesita transportar es de aprox. 6.000 Mm<sup>3</sup>/d en los años 2010 y 2011. La capacidad de transporte se calculó con la Fórmula Racional General.

El costo de cada una de ellas es de 450.000 US\$ a partir de un costo de 15 US\$ inch/m. Inversión total de 0,9 MMUS\$.

### **4.4 Acondicionamiento**

En el diseño de las facilidades no se contempló la instalación de una planta de acondicionamiento, sin embargo dado que el contenido de SH<sub>2</sub> supera lo establecido por la Resol. 622/98 del ENARGAS, se instaló una planta de endulzamiento para cumplir con la especificación. Dicha planta demandó una inversión de 16 MMUS\$.

## 5 APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES

Las cotizaciones de los hidrocarburos líquidos extraíbles del gas natural siempre acompañan los elevados precios internacionales del petróleo crudo. Esta realidad sumada al importante poder calorífico del gas natural a acondicionar para ingreso a gasoducto, convierten atractivo el negocio de la comercialización de LPG. Por ello, se plantea la inversión de un turboexpander (46 MMUS\$) con una capacidad máxima de 6 MMm<sup>3</sup>/d cuya recuperación es de un 98% de propano y un 100% de butano y superiores.

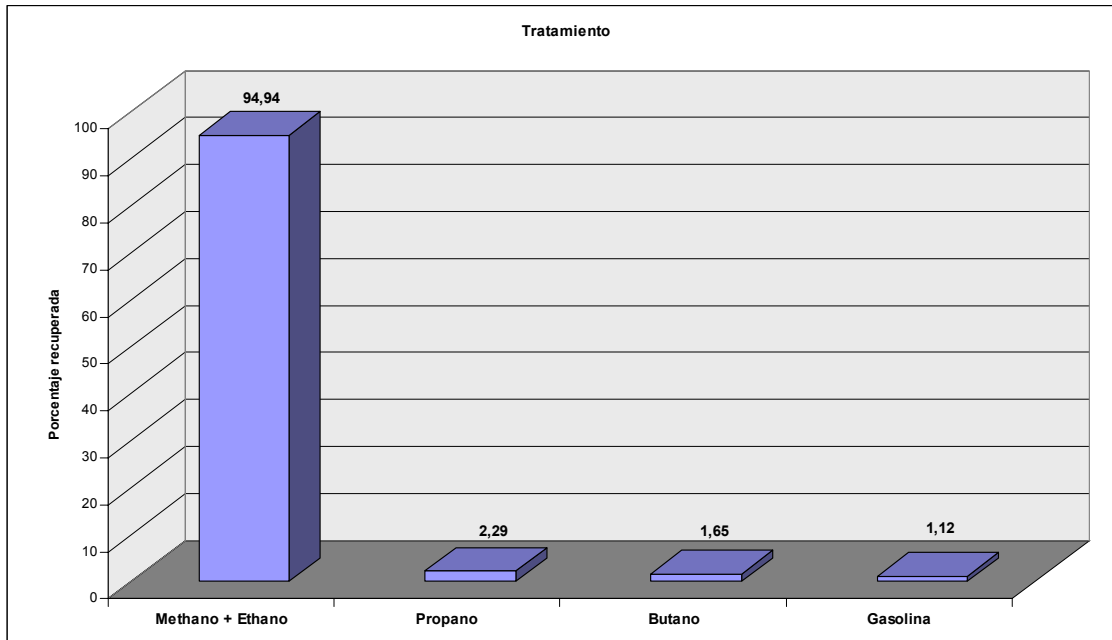
Analizado el mercado del LPG en Argentina, y particularmente las dificultades logísticas de exportación, se define como estrategia de comercialización la venta únicamente al mercado doméstico.

Se celebra un contrato a 10 años renovable en períodos de 5 años con un fraccionador de la zona llamado Oeste Gas SA bajo los siguientes parámetros:

- A La entrega se realiza en planta.
- B El cliente proveerá los camiones y comprara la totalidad de la producción.
- C El 50% del volumen vendido de propano y butano es a Precio del Acuerdo el cual se estimó en 296 y 226 US\$/TN respectivamente. El restante 50% es variable y se corresponde al Export Parity publicado por la SE. La gasolina natural es comercializada en su totalidad al Export Parity. El condensado se vende al valor Export Parity del petróleo de referencia (Medanito).

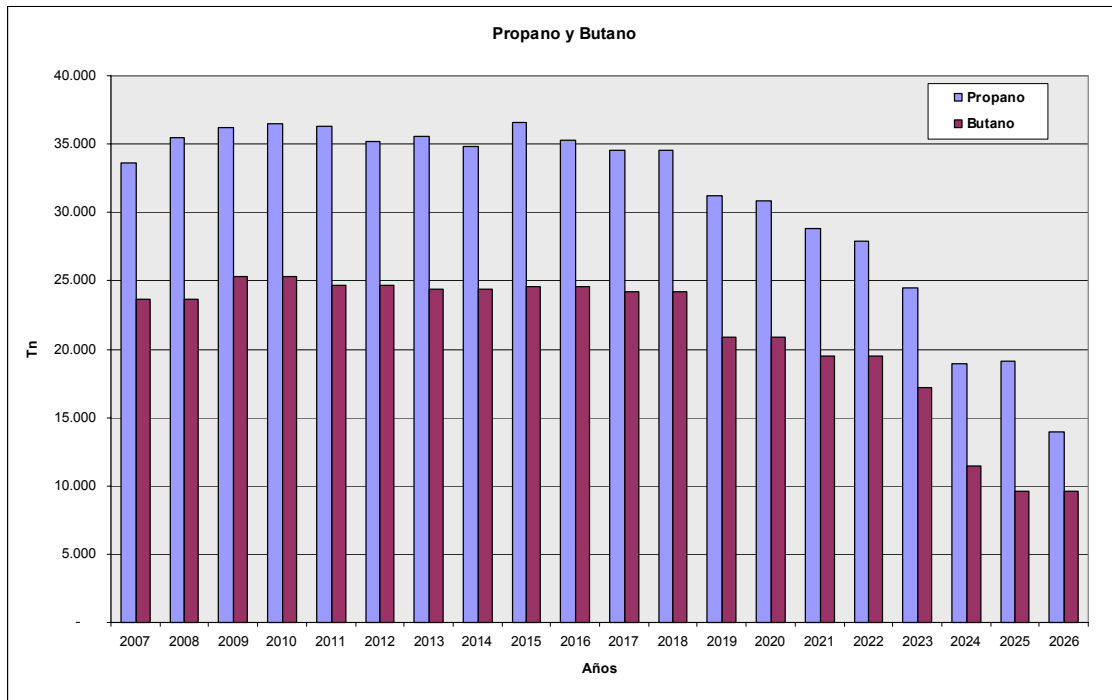
Con este tratamiento el poder calorífico original de 9463,6 kcal/m<sup>3</sup> baja a 9111,7 kcal/m<sup>3</sup>.

El siguiente gráfico muestra las recuperaciones porcentuales, obtenidas con el turboexpander a una presión de entrada de 70 kg/cm<sup>2</sup> y una caída de presión de 45 kg/cm<sup>2</sup>. Cabe aclarar que no se recupera el Etano.

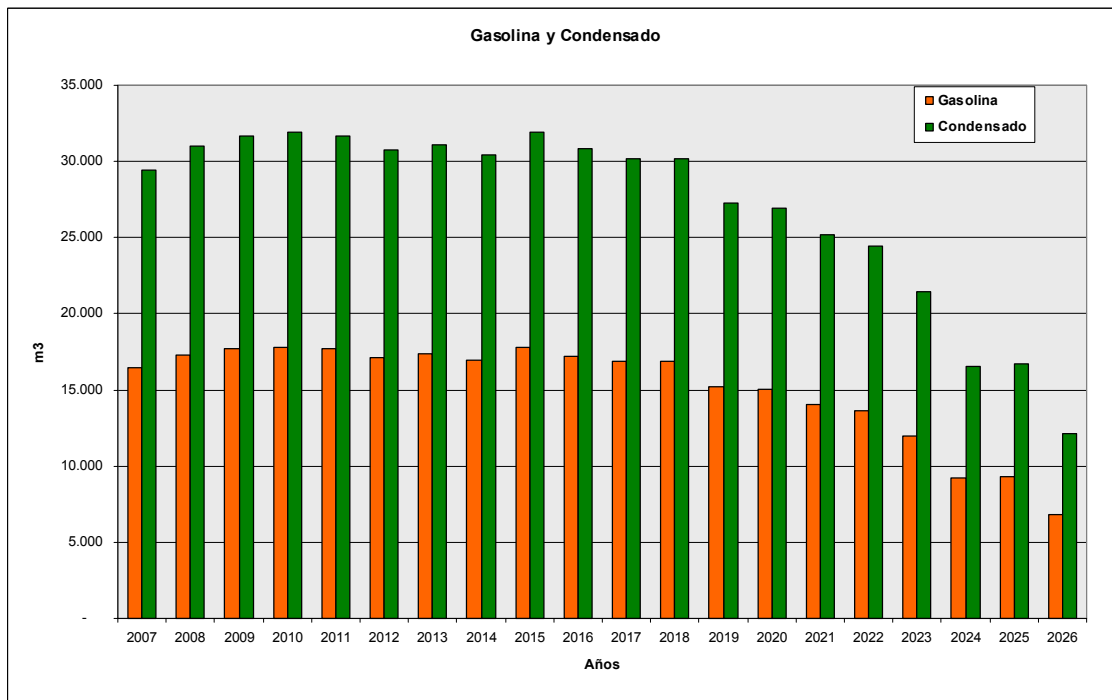


Dada las caídas de la contrapresión, para mantener el caudal promedio producido, se instaló una planta compresora en la entrada del turboexpander. La instalación es en dos etapas: 1° en el año 2014, con una inversión de 6,6 MMUS\$ y 2° en el año 2018, con una inversión de 11,1 MMUS\$. Dicha planta tiene como objetivo mantener constante a 70 kg/cm<sup>2</sup> la presión de entrada a fin de conservar la eficiencia de la planta.

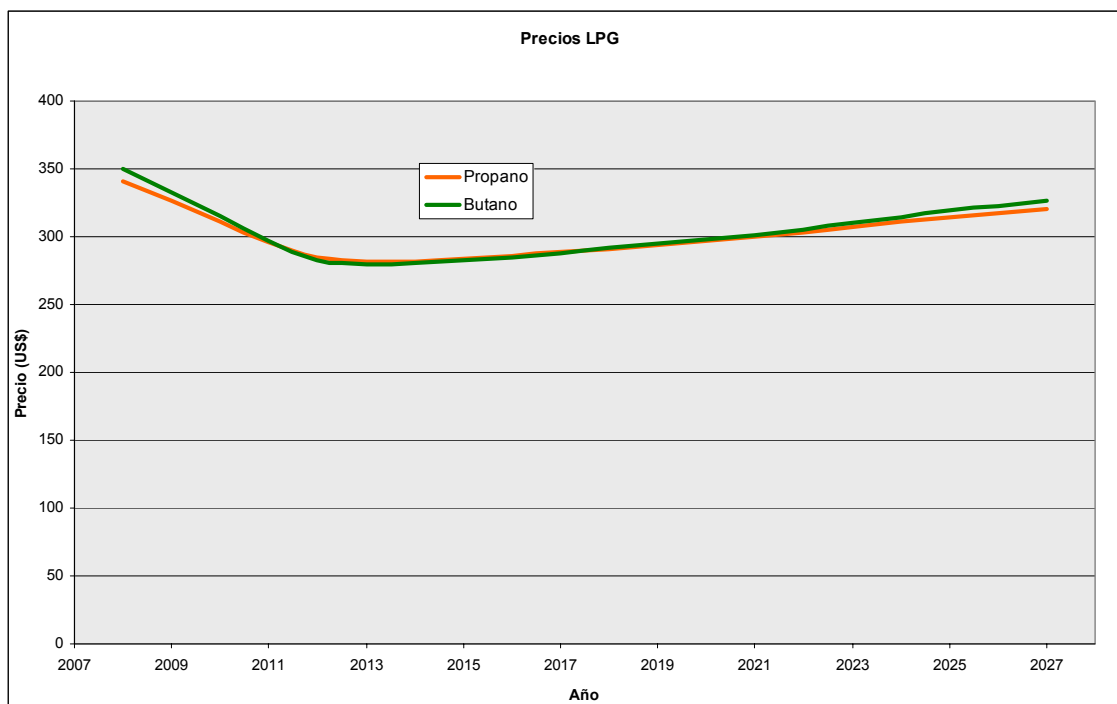
Producción de Propano y Butano en TN/año.



Producción de Gasolina y Condensado en m<sup>3</sup>/año.



Las siguientes proyecciones del precio del LPG se obtuvieron mediante correlaciones con el WTI.



## 6 OBRAS DE TRANSPORTE

### 6.1 Supuestos y consideraciones

- Cañerías según Especificación API 5L X70.
- Rendimiento del compresor de 0,84.
- Factor politrópico de 1,28.
- Factores de seguridad de 0,72.

### 6.2 Gasoducto a Neuba II

El gasoducto de 200 km fue diseñado con un diámetro exterior de 20” (según API 5L X70) y en dos tramos de 100 km cada uno. El mismo no cuenta con compresión en cabecera ya que se precomprime en yacimiento manteniéndose constante la presión de entrada al turboexpander en 70 kg/cm<sup>2</sup>.

El gasoducto tiene una capacidad máxima de 4.500 Mm<sup>3</sup>/d y un costo de 65,7 MMUS\$.

La estación de compresión de 1.810 HP se instaló al inicio del segundo tramo y su costo es de 2MMUS\$.

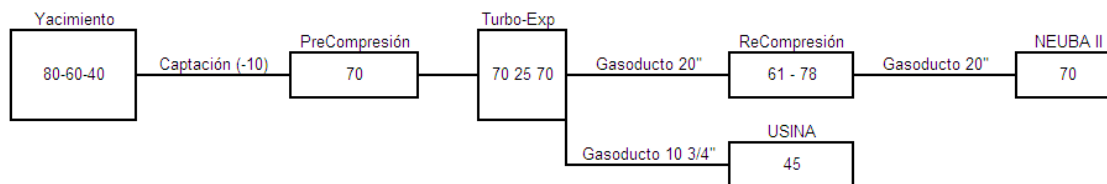
### 6.3 Gasoducto GE

El gasoducto de 80 km fue diseñado con un diámetro exterior de 10,75” (según API 5L X70) y no cuenta con ningún tipo de compresión.

El gasoducto tiene una capacidad máxima de 1.5 Mm<sup>3</sup>/d y un costo de 12,6 MMUS\$.

Ambos gasoductos cuentan con su estación de regulación y medición según el enunciado.

Diagrama de cañerías, compresión y gasoductos.



## 7 COSTOS Y GASTOS

### 7.1 Pozos

Se consideró un costo de mantenimiento de pozos (reparaciones) del 20% de los pozos por año con un valor de 20 MUS\$/pz.

### 7.2 Facilidades

Los costos en facilidades comprenden las cañerías de captación y colectoras, precompresión en yacimiento antes del turboexpander, tratamiento CO<sub>2</sub> y LPG (turboexpander) y finalmente los gastos en gas combustible para la compresión en yacimiento y el acondicionamiento y tratamiento.

### 7.3 Gasoducto

Los costos del gasoducto radican en la planta compresora en función de los HP instalados y el gasto en gas combustible que la misma utiliza. También se consideró el costo en mantenimiento del gasoducto.

### 7.4 Abandono

En la evaluación no se consideró gasto en abandono de facilidades ya que al fin de concesión, año 20, aún quedan por recuperar un 29% de las reservas calculadas. Se supuso que al finalizar la concesión y por ende revertir el área, el estado la otorgará a terceros para la continuación de su explotación.

## 8 ASPECTOS COMERCIALES

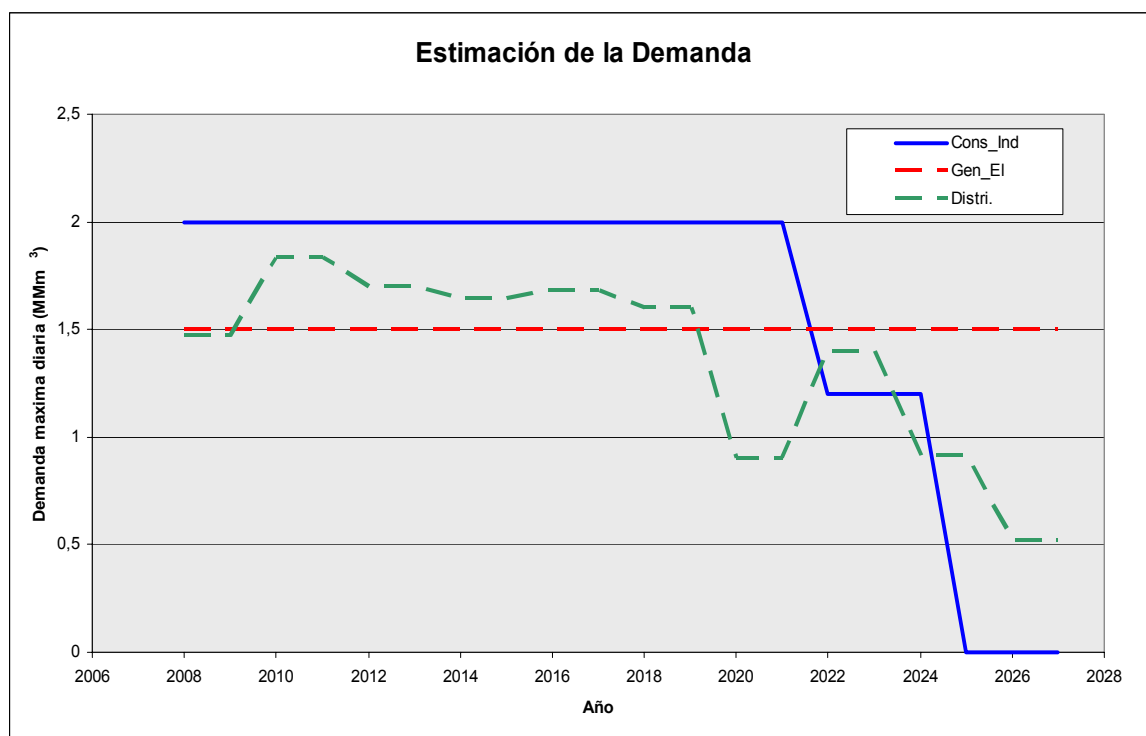
La estrategia de la compañía consiste en abastecer durante toda la vida de la concesión a aquellos clientes que prestan o son considerados un servicio público y por lo tanto crucial para el actual momento de crisis energética que vive el país. De esta forma, minimiza las posibilidades de que el Gobierno se interponga imponiendo precios y redireccionando volúmenes de contratos altamente rentables y cuyo destino original era industrial, hacia estos clientes considerados Demanda Prioritaria por la Secretaria de Energía.

En tal sentido, el gas natural a ser comercializado, es puesto a disposición de los clientes en el gasoducto troncal en las proximidades al yacimiento para ser transportado por estos últimos con sus contratos de transporte respectivos (con la excepción de la central térmica que dispone de un gasoducto dedicado).

En función de estos parámetros, los clientes a abastecer los podemos dividir en: i. Central Térmica; ii. Distribuidoras (destino residencial y pequeños comercios) y; iii. Grandes Usuarios (industrias) y Nuevos Consumidores Directos.

Los aspectos comerciales relativos al LPG fueron tratados en el punto 5.

En el siguiente gráfico se muestra la estrategia comercial.



### 8.1 Central Térmica

Contrato a 10 años más 2 renovaciones de 5 años cada una. Total 20 años. El precio del contrato original varía entre 1,5 y 3,1 US\$/MMBTU. A partir del cuarto año, el precio vigente al año anterior 2, 5 US\$/MMBTU, se incrementa alrededor de un 3% anual por ajuste PPI. Esto arroja un precio al año 20 de 4,3 US\$/MMBTU. Volumen fijo 1,5 MMm<sup>3</sup>/d, con un Factor de Carga del 80%.

### 8.2 Distribuidoras

Contrato a 2 años más 9 renovaciones de 2 años cada una. Total 20 años. El precio del contrato original varía entre 0,5 y 0,9 US\$/MMBTU. A partir del quinto año, el precio vigente del año anterior 1,5 US\$/MMBTU, se incrementa un 10% anual con tope de precio en el equivalente al de la Central Térmica de ese mismo año. Volumen variable al cabo de los 20 años; promedio 1,7 MMm<sup>3</sup>/d. Con un Factor de Carga del 56%.

### 8.3 Usuarios Industriales

Contrato a 5 años más 4 renovaciones de 3 años cada una. Total 17 años. El precio del contrato original varía entre 1,7 y 3,2 US\$/MMBTU. A partir del cuarto año, el precio vigente del año anterior 3,0 US\$/MMBTU se incrementa alrededor de un 3% anual por ajuste PPI. Esto arroja un precio al año 17 de 5,2 US\$/MMBTU. Volumen variable al cabo de los 17 años; promedio de 1,9 MMm<sup>3</sup>/d. Con un Factor de Carga del 95%.

## 9 EVALUACION DEL PROYECTO

### 9.1 Supuestos

La evaluación económica de este proyecto se realizó bajo los siguientes supuestos:

- Se diseñaron las instalaciones al caudal máximo de cada contrato.
- Capital de Trabajo: 10% del Opex con Imprevistos
- Mercado Spot limitado a 0,2 MMm<sup>3</sup>/d.
- No se tomo en cuenta ningún ajuste por inflación.
- El tipo de cambio se mantiene constante en 3.10 \$/US\$
- Se utilizó un 10% de imprevistos en los opex y capex
- Mercado Local Regulado: Los precios para el propano y el butano fueron tomados del precio publicado por la SE como ventas bajo acuerdo de enero 07 de Petrobrás Energía a Oeste Gas (Fraccionador de Mendoza)
- Precios internacionales: Los precios fueron tomados considerando la correlación que tienen los productos con el WTI.
- Export parity de referencia: se tomó de la SE.
- Precio promedio ponderado:
  - La normativa actual exige a los productores de propano y butano el vender a fraccionadores volúmenes similares a los de los tres últimos años.
  - También les exigen respetar los precios a los cuales se les vendió en los últimos dos años.
  - La producción excedente puede venderse al mercado interno a un precio libre con tope del Export parity publicado por la SE.
  - Alternativamente puede exportarse, pero las dificultades logísticas de esta operación hacen descartar la misma.
  - (Poliductos en la zona con escasa capacidad disponible, faltante de almacenamiento, puertos copados, etc.)
  - Se plantea la comercialización de un 50% del LPG a precio regulado y el resto todo al mercado interno al Export parity.
  - El comprador es un fraccionador cercano al yacimiento que retira el producto de nuestra planta en camiones. Se vende a Oeste Gas (fraccionador mendocino)
  - La gasolina puede venderse libremente sin restricciones. Al mercado local al export parity y por camión.

### 9.2 WACC

La WACC se calculó con los siguientes parámetros:

- Tasa Libre de Riesgo: 4,89% Tasa de los Bonos de Deuda de USA
- Volatilidad: Mide la sensibilidad de la rentabilidad del activo respecto rentabilidad del mercado. Se utilizó 0,88
- Rendimiento Promedio del Mercado: 8,8%. Rendimiento Promedio anual del S&P 500 (31/12/03 a 31/12/06).
- Riesgo País: 3,73%. Promedio EMBI Argentina Post Reestructuración de la Deuda
- D / (D + PN): 29,4%. Es el promedio de las industrias de Natural Gas con cotización en el mercado norteamericano.
- Premio de la industria exigido por prestamistas por sobre tasa libre de riesgo y riesgo país: 2%

Para la evaluación del proyecto se tomó como tasa de descuento el valor de la WACC calculada según los supuestos antes mencionados.  $WACC = 10,54\%$

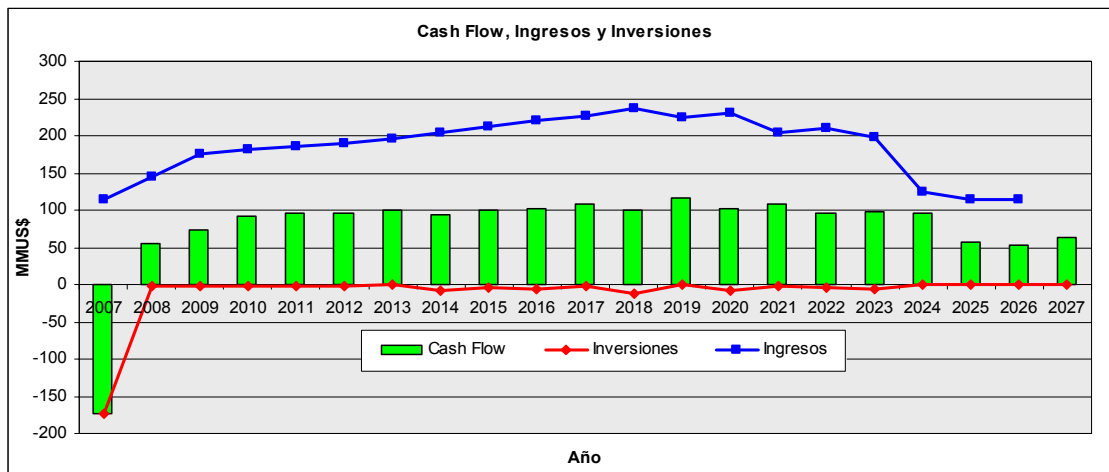
### 9.3 Impuestos

Los impuestos contemplados son:

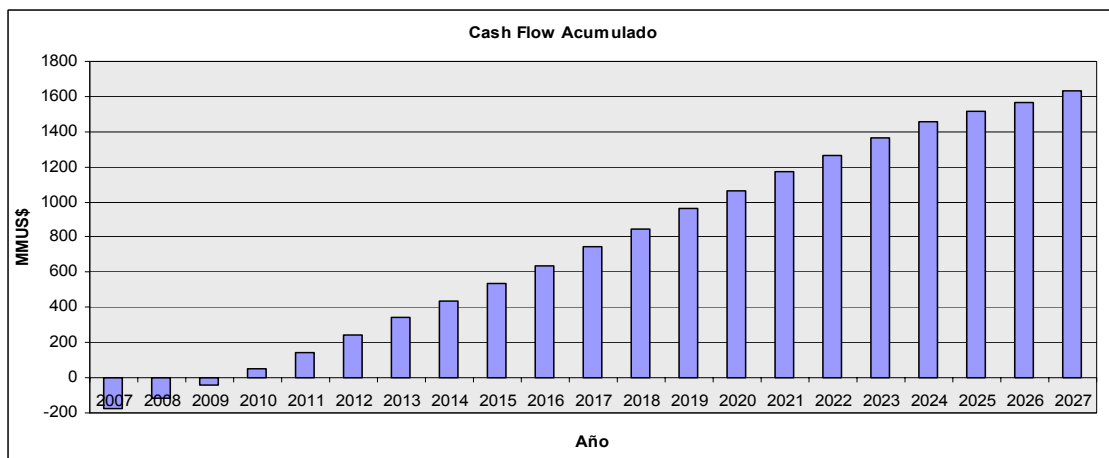
- Regalías al 12% sobre el gas acondicionado.
- Ingresos Brutos al 2% sobre todos los ingresos.
- Impuesto a las ganancias al 35% sobre el estado de resultados. En el EERR se contemplo el calculo de las amortizaciones según cuota de agotamiento (producción vs. reservas).

## 10 FLUJO DE CAJA

En el siguiente gráfico se observa la máxima exposición en el año 2007, la variación de los ingresos y la del cash flow.



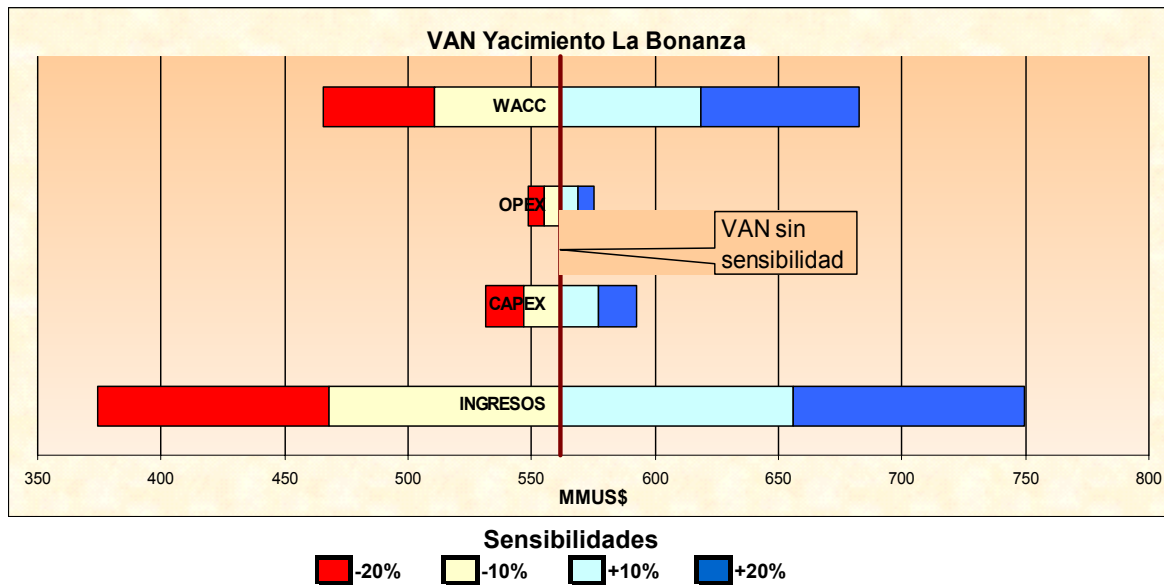
En el gráfico de cash flow acumulado se observa el período de recupero en el año 2010.





## 11 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El siguiente gráfico muestra las sensibilidades efectuadas sobre las variables seleccionadas con mayor impacto sobre el indicador VAN. El rango de variación de las mismas es de -20% a +20% en intervalos de 10%.



Del análisis realizado se concluye que las variables más críticas son los ingresos, es decir los precios de los distintos productos, y la tasa de descuento.

## 12 RESUMEN DE RESULTADOS

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
<b>DESARROLLO Y PRODUCCION</b>			
1a	Reserva in situ	Mm <sup>3</sup>	52.090.465
1b	Reserva a presión de abandono	Mm <sup>3</sup>	14.898.090
1c	Presión de abandono	kg/cm <sup>2</sup>	75
1d	Cantidad de pozos (incluye secos)		30
1e	Potencia total de compresión en yacimiento año 20	HP	10.110
1f	Producción máxima	Mm <sup>3</sup> /d	5.979
<b>DEMANDA</b>			
2a	Consumo máximo termoelectrica	Mm <sup>3</sup> /d	1.500
2b	Consumo máximo distribuidoras	Mm <sup>3</sup> /d	1.830
2c	Consumo máximo industria	Mm <sup>3</sup> /d	2.000
2d	Consumo máximo total	Mm <sup>3</sup> /d	5.330
<b>PROCESAMIENTO</b>			
3a	Capacidad de procesamiento	Mm <sup>3</sup> /d	6.000
3b	Propano y butano (promedio)	Ton/año	66.057
3c	Gasolina (promedio)	m <sup>3</sup> /año	19.164
3d	Condensado (promedio)	m <sup>3</sup> /año	34.319
<b>TRANSPORTE</b>			
4a	Gto p/ Generación eléctrica	pulg	10,75
4b	Capacidad máxima de transporte	Mm <sup>3</sup> /d	1.450
4c	Potencia instalada	HP	0
4d	Gto p/ Gto troncal	pulg	20
4e	Capacidad máxima de transporte	Mm <sup>3</sup> /d	4.000
4f	Potencia instalada	HP	1.810
<b>INVERSIONES</b>			
5a	Inversión campo (yacimento)	MUS\$	50.080
5b	Inversión planta/s acondicionamiento	MUS\$	62.020
5c	Inversión gasoducto	MUS\$	81.169
5d	Inversión otros	MUS\$	17.693
5e	Inversión total	MUS\$	232.058
<b>PRECIOS 1er AÑO</b>			
6a	Central eléctrica	US\$/MMBTU	1,50
6b	Distribuidores	US\$/MMBTU	0,50
6c	Usuarios Industriales	US\$/MMBTU	1,70
<b>PRECIOS AÑO "20"</b>			
7a	Central eléctrica	US\$/MMBTU	4,32
7b	Distribuidores	US\$/MMBTU	4,32
7c	Usuarios Industriales	US\$/MMBTU	5,18
<b>PRECIOS LÍQUIDOS AÑO 1</b>			
8a	GLP exportación	US\$/Ton	No se Exporta
8b	GLP local	US\$/Ton	345,54
8c	Gasolina local	US\$/m <sup>3</sup>	340,06
8d	Gasolina exportación	US\$/m <sup>3</sup>	No se Exporta
<b>PRECIOS LÍQUIDOS AÑO 20</b>			
8a	GLP exportación	US\$/Ton	No se Exporta
8b	GLP local	US\$/Ton	323,63
8c	Gasolina local	US\$/m <sup>3</sup>	309,98
8d	Gasolina exportación	US\$/m <sup>3</sup>	No se Exporta
<b>RESULTADOS</b>			
9a	VAN	MUS\$	561.905
	IVAN	%	285
9b	Tasa (WACC)	%	10,54
9c	TIR	%	45,40
9d	Repago	Años	4
9e	Máxima exposición	MUS\$	-172.754

### 13 MAPA GEOLOGICO ESTRUCTURAL Y DE ESPESOR DE ARENA

El mapa geológico muestra la geometría del cuerpo arenoso en curvas rojas con equidistancia de 2 m y la configuración estructural del mismo con curvas azules equidistantes de 40 m.

La geometría del cuerpo sedimentario presenta un depocentro con rumbo NNO con valores máximos de 10 a 12 m y con sus bordes depositacionales marcados por los pozos P11 y P21 (curvas discontinuas rojas).

La estructura se presenta con la forma de un anticlinal, elongado en sentido N-S, con su culminación coincidente con el depocentro sedimentario.

El reservorio está limitado por los bordes depositacionales y el contacto agua-gas (curvas de color celeste).

