

Instituto Tecnológico de Buenos Aires



ECONOMIA Y COMERCIALIZACION DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS ASOCIADOS

TRABAJO FINAL: Grupo N° 4

**Licitación Pública Yacimiento “La Bonanza”
Sobre A –Técnico-**

**De Benito Alejandro - Del Cogliano, Hernán - Eguaburo, Eduardo
Falcon Nicolás – Laurito, Clemente - Cudeiro Graciela**

Índice de contenidos

1. Reservas y comportamiento de los pozos.....	4
2. Acondicionamiento y Tratamiento.....	8
3. Gasoductos.....	12
4. Compresión.....	17
5. Mercado del Gas Natural / Marco Legal.....	20
6. Precios.....	26
7. Proyecciones económicas.....	30
8. Sensibilidades.....	37
9. Escenarios.....	42

El Yacimiento La Bonanza es un yacimiento gasífero que tendría un excelente potencial de producción.

Tiene una ubicación geográfica que le permite tener acceso a la demanda del mercado eléctrico, industrial y de distribución.

Se pasará a detallar el análisis realizado, detallando lo que se hizo en cada etapa del estudio.

1. Reservas y comportamiento de los pozos

El yacimiento tiene una presión inicial de 246 kg/cm² y una temperatura de 97°C. El gas a producir es un gas seco con 91.4% de metano y 50 ppm de ácido sulfhídrico que se deberá reducir.

Gas in situ

A partir de la exploración del yacimiento de gas denominado “La Bonanza” se pudo evaluar un volumen de gas in situ (GOIS) de 52.1 MMM de m³.

Los datos con lo que se contó para este cálculo fueron los siguientes:

Volumen de roca = 2,140 MMM³
 Porosidad = 18%
 Saturación de agua = 32%
 Factor Volumétrico de Gas (inicial) = 0.0050

Reservas

En base a las presiones y al factor de compresibilidad del gas que salió del PVT se elaboró un tabla que muestra las acumuladas de gas del yacimiento a medida que lo depletamos:

CALCULO DE RESERVAS					
P	Z	P/Z (Kg/cm2)	Bg(v/v)	G (MMM ³)	Gp (MMM ³)
246.00	0.93	263.9	0.0050	52.09	0.00
230.00	0.92	249.0	0.0053	49.14	2.95
225.00	0.92	244.2	0.0054	48.19	3.90
215.00	0.92	234.3	0.0057	46.25	5.84
205.00	0.91	224.2	0.0059	44.25	7.84
190.00	0.91	208.6	0.0064	41.18	10.91
180.00	0.91	198.0	0.0067	39.08	13.02
170.00	0.91	187.2	0.0071	36.94	15.15
160.00	0.91	176.2	0.0075	34.77	17.32
150.00	0.91	165.1	0.0080	32.58	19.51
140.00	0.91	153.8	0.0086	30.37	21.73
130.00	0.91	142.6	0.0093	28.14	23.96
120.00	0.91	131.2	0.0101	25.90	26.19
110.00	0.92	119.8	0.0111	23.65	28.44
100.00	0.92	108.5	0.0122	21.41	30.68
90.00	0.93	97.1	0.0137	19.17	32.92
80.00	0.93	85.8	0.0155	16.94	35.15
70.00	0.94	74.6	0.0178	14.73	37.36
68.50	0.94	72.9	0.0182	14.40	37.69
60.00	0.94	63.5	0.0209	12.53	39.56
50.00	0.95	52.5	0.0253	10.36	41.73
40.00	0.96	41.6	0.0319	8.22	43.87
30.00	0.97	31.0	0.0429	6.11	45.98
20.00	0.98	20.4	0.0650	4.03	48.06
10.00	0.99	10.1	0.1313	2.00	50.10
0.00	1.00	0.0			52.09

Z: es el factor de compresibilidad del gas

G: indica el gas remanente que queda en el yacimiento a una determinada presión

Gp: indica el total de gas producido a una determinada presión

Factor de recuperación

La presión de abandono del yacimiento será de 68.5 kg/cm² y se espera tener un total gas acumulado de 37.7 MMM³.

El factor de recuperación será por lo tanto de 72.4 %

A continuación se muestra el gráfico donde se puede ver la acumulada de gas a medida que se depleta el yacimiento.



Comportamiento del pozo: → Comportamiento del reservorio vs. comportamiento en la cañería.

a) A partir de la ecuación del comportamiento del reservorio:

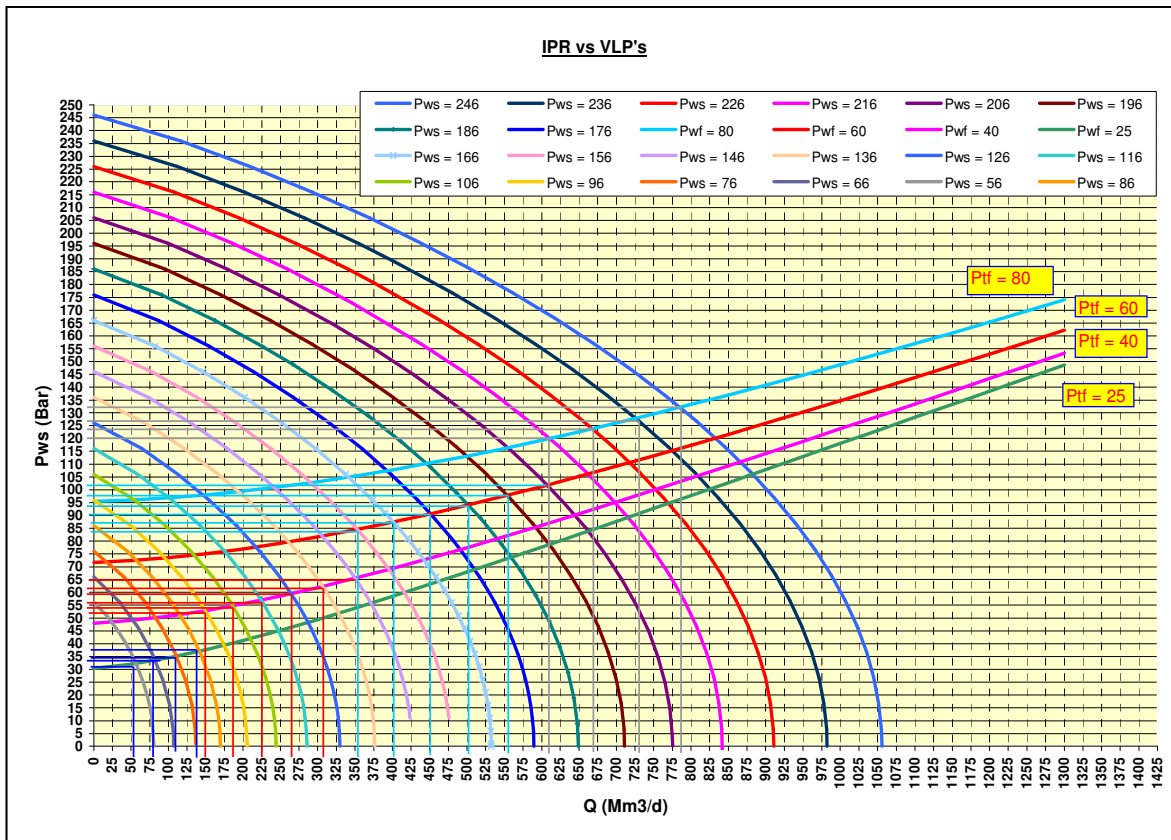
$$Q = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

siendo Q: caudal a producir, P_{ws} : Presión estática - P_{wf} : Presión dinámica - n: factor de turbulencia del gas = 0.87 y C: constante que tiene en cuenta diferentes propiedades petrofísicas del reservorio = 73, se calcularon las diferentes curvas de productividad del reservorio.

b) Luego se estudió el comportamiento del fluido dentro de la cañería a partir de una fórmula que tiene en cuenta los siguientes datos: diámetro interno de la cañería = 2.92", temperatura promedio en la cañería = 615 °R, profundidad de la formación = 2630 metros y presión dinámica en boca de pozo.

→ Se calcularon las diferentes curvas de comportamiento del fluido dentro de la cañería, para distintas presiones dinámicas de cabeza de pozo: 80 kg/cm² , 60 kg/cm² y 40 kg/cm² .

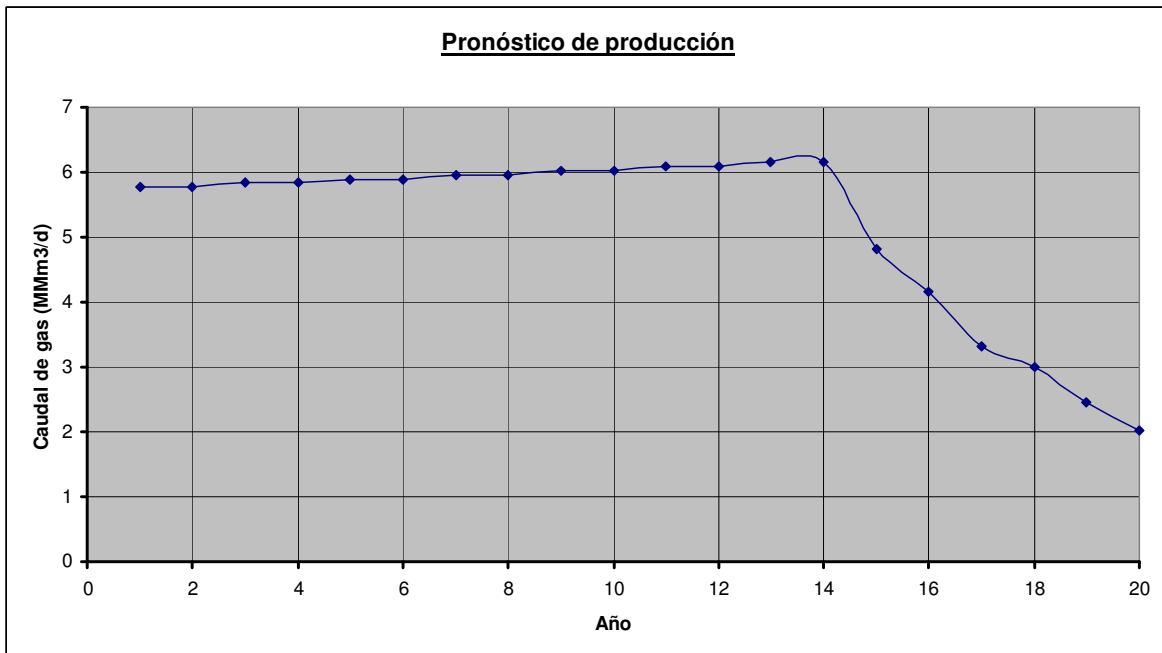
Finalmente se graficaron las diferentes curvas que permiten a partir de una presión estática y una presión de cabeza dada, determinar la presión dinámica de fondo y el caudal de gas esperado.



Pronóstico de producción

En base a la performance de los pozos y a las demandas requeridas se generó una tabla donde se ve como se comportaría la presión a través de los años, cuál sería el pronóstico de producción y cuántos pozos se perforarán anualmente. Se tuvo en cuenta que por año se pueden perforar ocho pozos y que cada diez pozos uno es estéril.

Año	Pws (Kg/Cm2)	Pwf (Kg/Cm2)	Pft (Kg/Cm2)	Caudal a producir (MMm3/d)	Retenido en Yac. (MMm3/d)	Caudal demandado (MMm3/d)	Volumen anual producido (MMm3)	Volumen anual Acumulado (MMm3)	Caudal del Pozo máximo (MMm3/d)	Caudal del Pozo promedio (MMm3/d)	Pozos por año a perforar	Pozos Acumulado	Pozos estériles
1	246	133.0	80	5.77	0.29	5.49	2107	2107	0.78	0.72	8	8	0
2	236	127.0	80	5.77	0.29	5.49	2107	4213	0.73	0.72	0	8	0
3	226	124.0	80	5.83	0.29	5.54	2129	6342	0.67	0.65	1	9	0
4	216	120.0	80	5.83	0.29	5.54	2129	8471	0.61	0.58	1	10	0
5	206	106.0	60	5.90	0.29	5.60	2152	10623	0.59	0.59	0	10	0
6	196	97.0	60	5.90	0.29	5.60	2152	12776	0.56	0.54	1	11	1



2. Acondicionamiento y Tratamiento

El gas a producir es un gas seco con 91.4% de metano y 50 ppm de ácido sulfhídrico que se deberá reducir para que pueda entrar en las especificaciones que se encuentran en la Resolución ENARGAS 622/98. De otra manera el gas no podrá ser inyectado en ningún troncal.

A continuación se muestra la composición del gas producido en La Bonanza:

Composición del Gas	
COMPONENTE	% MOLAR
METANO	91.38%
ETANO	4.22%
PROPANO	1.23%
I-BUTANO	0.34%
N-BUTANO	0.31%
I-PENTANO	0.08%
N-PENTANO	0.09%
HEXANOS	0.04%
HEPTANO Y SUP	0.00%
NITROGENO	1.77%
DIOX. CARBONO	0.54%

, y las especificaciones de la Resolución mencionada:

Especificaciones de Calidad del Gas Natural	Especificaciones Básicas
Contenidos máximos de:	
Vapor de Agua (H ₂ O)	65 mg/m ³
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,5 % a 3 % molar (2)
Nitrógeno (N ₂)	No especifica
Total de Inertes	4,5 % molar (2)
Oxígeno (O ₂)	0,2 % molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³ - 6 mg/m ³
Azufre entero	15 mg/m ³ - 20 mg/m ³
Hidrocarburos condensables (HC)	-4°C a 5500 kPa Abs
Poder Calórico superior (PCs)	Mín. 8.850 Kcal/m ³ Máx. 10.200 Kcal/m ³
Densidad relativa al aire	No especifica
Temperatura	50 °C
Otras consideraciones	Libre de arena, polvos, gomas, aceite, glicoles y otras impurezas indeseables
Índice de Wobbe [PCs/√G] (1)	Mín. 11.300 Máx. 12.470

(1) Especificación incluida para el producto suministrado a los Consumidores.

(2) En los Sistemas de Transporte los contenidos máximos de CO₂ y Total de Inertes son 2% y 4%, la posibilidad de alcanzar los valores indicados en el cuadro depende de la aceptación por parte del Transportista correspondiente.

Se utilizó una planta "Endulzadora" para alcanzar los niveles mínimos de ácido sulfhídrico que dicta la resolución.

Para recuperar los líquidos que vienen con la corriente de gas, se planteo utilizar una planta de acondicionamiento o una planta LPG. Se realizó un cálculo en base a inversiones, a costos operativos y a los líquidos recuperados sobre la conveniencia de una o de otra. Se eligió construir una planta de LPG a partir de que el Valor Actual Neto incremental fue de 164 MMUSD.

El método de recuperación que se eligió es el de turboexpansión en el que se recuperará propano, butano y gasolina que se los podrá almacenar para luego transportarlos y comercializarlos en los centros de consumo. También se pueden comercializar directamente en boca de pozo.

La turboexpansión es un proceso de expansión Joule – Thompson con el agregado de una turbina de flujo radial, en la cual la corriente de gas ingresa en ángulo recto al eje de la misma hacia el eje a través de alabes de sección variable, saliendo de la misma en forma axial. Se basa en un proceso de expansión que produce que las moleculares queden entre si más separadas que en condiciones normales. El producto que se obtiene es una mezcla de hidrocarburos en estado líquido. O sea que para obtener los productos por separados se debe realizar un fraccionamiento y una recuperación en una serie de columnas del vapor obtenido y del líquido residual.

Los rendimientos típicos alcanzados con este proceso son los siguientes:

Tipo de Proceso / Rendimiento %	Etano	Propano	Butano	Gasolina
Turboexpansión (-90°C)	85	98	100	100

A continuación se detallará el cálculo realizado para la recuperación de líquidos: Propano – Butano y Gasolina. El caudal máximo a tratar será de 6,2 MM m³/d. El Etano se decide no extraerlo para cumplir con las especificaciones del Poder Calórico.

Características del gas natural crudo

COMPONENTE	% MOLAR	Peso molecular	PCS de cada componente	PCS Total
	(1)		(2)	(3) = (1) x (2)
METANO	91.38%	16	9,008.7	8,232
ETANO	4.22%	30	15,785.4	666
PROPANO	1.23%	44	22,444.2	276
I-BUTANO	0.34%	58	29,004.9	99
N-BUTANO	0.31%	58	29,098.1	90
I-PENTANO	0.08%	72	35,685.1	29
N-PENTANO	0.09%	72	35,756.8	32
HEXANOS	0.04%	86	42,420.3	17
HEPTANO Y SUP	0.00%	100	49,079.0	0
NITROGENO	1.77%	28	0.0	0
DIOX. CARBONO	0.54%	44	0.0	0
Total	100.00%			9441

Características del gas natural residual (luego de haber recuperado los licuables y extraído el SH2)

COMPONENTE	Factor de Recuperac.	Gas residual	% molar gas residual	PCS Total
	(4)	(5) = [(1) x (1 - (4))]	(6) = (5) / 87.82%	(7) = (6) x (2)
METANO	0.00%	91.38%	93.65%	8,436.46
ETANO	0.00%	4.22%	4.32%	682.68
PROPANO	88.00%	0.15%	0.15%	33.95
I-BUTANO	98.50%	0.01%	0.01%	1.52
N-BUTANO	99.50%	0.00%	0.00%	0.46
I-PENTANO	100.00%	0.00%	0.00%	0.00
N-PENTANO	100.00%	0.00%	0.00%	0.00
HEXANOS	100.00%	0.00%	0.00%	0.00
HEPTANO Y SUP	100.00%	0.00%	0.00%	0.00
NITROGENO	0.00%	1.77%	1.81%	0.00
DIOX. CARBONO	90.00%	0.05%	0.06%	0.00
Total		97.58%	100.00%	9,155.06

Extracción de condensables

COMPONENTE	% molar recuperac.	Densidad (KG/M3)	Propano (kg/100m3)	Butanos (kg/100m3)	Gasolinas (L/100m3)
	(8) = (1) x (4)	(9)	(10) = (8) x (9)	(11) = (8) x (9)	(12) = (8) / (9) x 1000
METANO	0.000%				
ETANO	0.000%				
PROPANO	1.082%	1.90	0.021		
I-BUTANO	0.335%	2.54		0	
N-BUTANO	0.308%	2.55		0	
I-PENTANO	0.080%	194			0.004
N-PENTANO	0.090%	193.8			0.005
HEXANOS	0.040%	166.3			0.002
HEPTANO Y SUP	0.000%	140.6			0.000
NITROGENO	0.000%				
DIOX. CARBONO	0.486%				
Total			0.021	0.016	0.011

Resumen de resultados

Productos m3 c/100 m3	Unidad	Volumen Real	PCS (Kcal/[m3], [Kg], [lt])	Volumen Equivalente m3/9300 Kcal	% líquidos obtenidos por m3 de gas
Gas Rico	S m3/dia	1,000,000	9,441	1,015,148	
Gas Residual	S m3/dia	975,783	9,155	960,575	
Propano	Kg/dia	20,554	12,034	26,597	2.1%
Butanos	Kg/dia	16,362	11,817	20,791	1.6%
Gasolina	litros/dia	11,173	5,980	7,185	1.1%

En base al pronóstico de producción de gas hallado, se calculo la totalidad de líquidos que se pueden extraer por año. El volumen anual de condensados que se muestra en la tabla se halló a partir de la relación GCR (Relación Gas-Condensado) = 50000 m3/m3.

ANO	Gasolina m3/año	Condensado m3/año	Líquidos m3/año	Propano Tn/año	Butano Tn/año	GLP Tn/año
1	23,537	42,133	65,670	43,347	34,506	77,853
2	23,537	42,133	65,670	43,347	34,506	77,853
3	23,788	42,581	66,369	43,808	34,873	78,680
4	23,788	42,581	66,369	43,808	34,873	78,680
5	24,045	43,042	67,088	44,282	35,251	79,533
6	24,045	43,042	67,088	44,282	35,251	79,533
7	24,311	43,517	67,828	44,771	35,640	80,411
8	24,311	43,517	67,828	44,771	35,640	80,411
9	24,584	44,007	68,591	45,275	36,041	81,315
10	24,584	44,007	68,591	45,275	36,041	81,315
11	24,866	44,511	69,377	45,794	36,454	82,247
12	24,866	44,511	69,377	45,794	36,454	82,247
13	25,156	45,031	70,187	46,328	36,879	83,207
14	25,156	45,031	70,187	46,328	36,879	83,207
15	19,615	35,111	54,725	36,122	28,755	64,877
16	16,999	30,429	47,429	31,306	24,921	56,227
17	13,512	24,187	37,700	24,884	19,809	44,693
18	12,205	21,847	34,051	22,476	17,892	40,368
19	10,025	17,945	27,971	18,462	14,697	33,159
20	8,282	14,825	23,106	15,252	12,141	27,393

Se estima que de la totalidad del gas de boca producido, el 6,4 % se utilizará para la producción de líquidos, se venteará y se consumirá como gas combustible para los compresores.

Inversiones y costos:

Planta endulzadora para 6.2 MMm³/d de capacidad → 18,3 MMUSD

Planta de LPG para 6.2 MMm³/d de capacidad → 47,2 MMUSD

Costos de tratamiento (LPG + SH₂) → 3 USD/MMm³

3. Gasoductos

Líneas dentro del yacimiento:

De Captación → Longitud: 20 Km y 6" de diámetro

Colectoras → Longitud: 5 Km y 10" de diámetro

Inversión en líneas → 2,55 MMUSD

Líneas fuera del yacimiento:**Teoría:**

Para poder determinar el caudal de gas a transportar por el gasoducto, se deben tener en cuenta muchas variables que serán función del gas a transportar, de la presión de trabajo, de la geometría, del material y de los procesos de fabricación del caño.

Entonces, el caudal transportado será función de:

$$Q = f(P_1, P_2, D_i, t, L, \gamma, \mu, \sigma, f, F, E, T, \text{etc.})$$

P1: presión máxima de operación

P2: presión mínima de operación

D_i: diámetro interior de la cañería

t: espesor de la cañería

L: longitud del tramo en estudio

γ : densidad del gas

μ : viscosidad del gas

δ : tensión de fluencia del material

f: factor de fricción

F: factor de diseño → para el cálculo se tomó 0.72

E: factor de junta → para el cálculo se tomó 1

T: factor de variación por temperatura → para el cálculo se tomó 1

El caudal que se transportará depende de la diferencia de los cuadrados de las presiones de cabecera y final. Parecería conveniente fijar una alta presión en la cabecera y una baja al final. Esto traería como consecuencia un aumento del espesor de la cañería y también en la potencia de compresión o sea costos crecientes.

Tampoco se puede fijar presiones al final muy bajas porque en general son fijadas por el sistema al que el gasoducto abastece.

Parte A

El cálculo que se ha realizado fue un cálculo simplificado que se desprende de la fórmula siguiente:

$$Q(m^3/d) = KP * \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

La P_2 es la presión de llegada y es dato. El caudal Q es el máximo demandado por la central o por el Troncal.

Se supuso una presión P_1 y se obtuvo una K_p . Se fue a tablas y se obtuvo el diámetro nominal del gasoducto.

Parte B

Luego mediante las siguientes fórmulas se determino si los valores obtenidos eran correctos y se determinó el peso de la cañería:

- Caudal de gas:

$$Q = 0,007575 \frac{T_0}{P_0} \frac{((P_1^2 - P_2^2) * D^5)^{0,5}}{f * z * L * G * T} \text{ (m}^3\text{/hora)}$$

- Espesor:

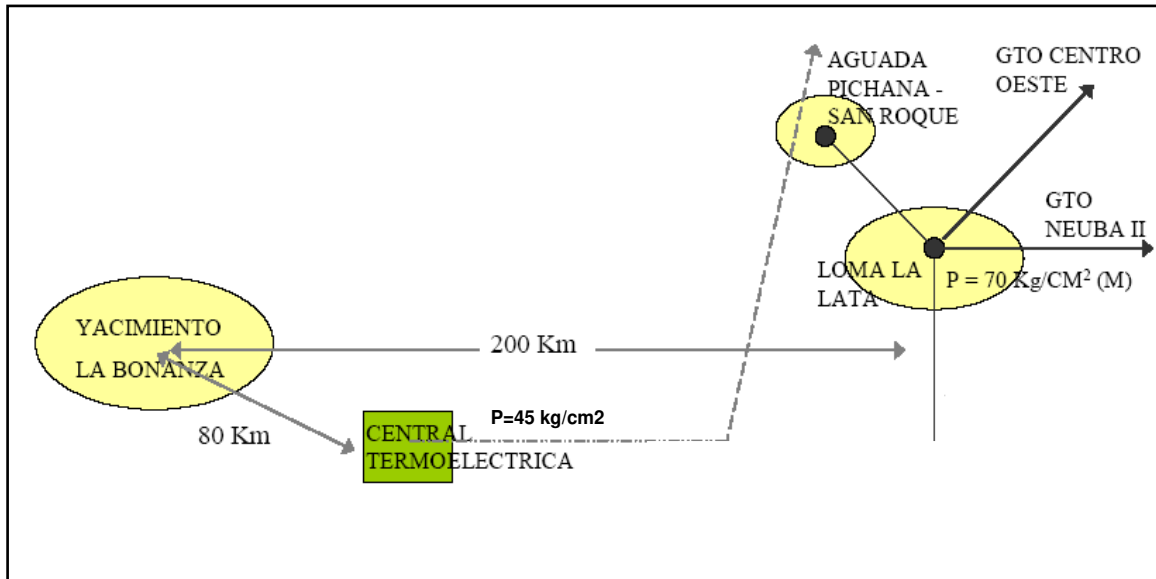
$$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \delta \cdot F \cdot E \cdot T}$$

- Peso:

$$\text{Peso[kg/m]} = [P_1 * \frac{De^2}{4} - P_2 * \frac{(De - 2 * e)^2}{4}] * 0,78495$$

Como se ve el esquema siguiente, se llevará parte del gas hacia el gasoducto Troncal que requiere una presión de entrada de 70 kg/cm² y se encuentra a 200

km del yacimiento y otra parte a una central térmica que requiere una presión de entrada de 45 kg/cm² y se encuentra a 80 km del yacimiento.



Gasoducto desde el yacimiento al Troncal:

○ Datos:

Longitud (Km) → 200
 Presión final (kg/cm²) → 70
 Grav. Especifica → 0.613

○ Supuestos:

Caudal propuesto (MMm³/d) → 4.27 → Dato según máximos demandados
 Temperatura 1 (°K) → 288
 Temperatura 0 (°K) → 288
 Desnivel (m) → 0
 Presión de salida (kg/cm²) → 100
 F: factor de diseño → 0.72
 E: factor de junta → 1
 T: factor de variación por temperatura → 1
 Tensión Fluencia Min. (Mkg/cm²) → 4.6 → Especificación API 5L X65

○ Cálculos

Parte a:

Kp	→	59.8
Diámetro nominal (")	→	18 → De tablas
Diámetro exterior (cm)	→	45.72
Diámetro interior (cm)	→	44.2 → De tablas
Espesor (cm)	→	0.7 → De tablas

Parte b:

Presión Media (kg/cm ²)	→	85.9
Factor de compresibilidad: z	→	0.95
Factor fricción: f	→	19.6
Delta Presión (desnivel)	→	0
Caudal máximo (MMm ³ /d)	→	5.2 → se comprueba el supuesto
Espesor (cm)	→	0.695 → se comprueba lo de la <u>parte a</u>

Finalmente el peso calculado es el siguiente:

Peso (Tn/m)	→	0.12
Peso Total (Tn)	→	24520

- Inversiones y costos

Costo cañería (USD/Tn)	1400
Costo cañería revestida (MMUSD)	34.3
Montaje (USD/"m)	8.0
Costo montaje (USD)	28.8
Costo Total (MMUSD)	63.1

Gasoducto desde el yacimiento a la central eléctrica:

- Datos:

Longitud (Km) → 80
 Presión final (kg/cm²) → 45
 Grav. Especifica → 0.613

- Supuestos:

Caudal propuesto (MMm³/d) → 1.5 → según máximos demandados
 Temperatura₁ (°K) → 288
 Temperatura₀ (°K) → 288
 Desnivel (m) → 0
 Presión de salida (kg/cm²) → 78
 F: factor de diseño → 0.72
 E: factor de junta → 1
 T: factor de variación por temperatura → 1
 Tensión Fluencia Min. (Mkg/cm²) → 3 → Especificación API 5L X42

- Cálculos

Parte a:

K_p → 23.5
 Diámetro nominal (") → 10 → De tablas
 Diámetro exterior (cm) → 25.4
 Diámetro interior (cm) → 24.1 → De tablas
 Espesor (cm) → 0.47 → De tablas

Parte b:

Presión Media (kg/cm²) → 63
 Factor de compresibilidad: z → 0.96
 Factor fricción: f → 18.5
 Delta Presión (desnivel) → 0
 Caudal máximo (MMm³/d) → 1.52 → se comprueba el supuesto
 Espesor (cm) → 0.46 → se comprueba lo de la parte a

Finalmente el peso calculado es el siguiente:

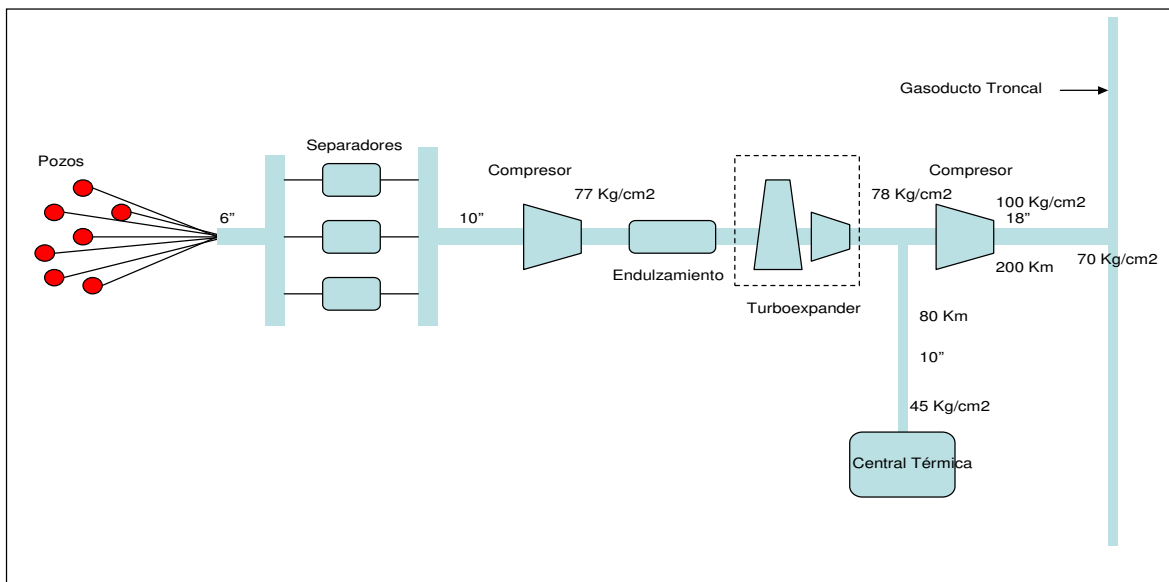
Peso (Tn/m) → 0.037
 Peso Total (Tn) → 2984

- Inversiones y costos

Costo cañería (USD/Tn)	1400
Costo cañería revestida (MMUSD)	4.2
Montaje (USD/"m)	8.0
Costo montaje (USD)	6.4
Costo Total (MMUSD)	10.6

4. Compresores

Así quedará el esquema "La Bonanza": pozos, gasoductos, plantas y compresores en el yacimiento:



Dentro del yacimiento:

Como se ve en el esquema anterior, se agregó una planta compresora antes de la planta de tratamiento, dado que la planta de endulzamiento exige una presión de entrada de 77 bar. A medida que los pozos se van depletando será necesario agregar más y más potencia.

Para el cálculo de la compresión dentro del yacimiento se utilizó la forma simplificada donde se utilizan las siguientes fórmulas:

$$P(\text{HP}) = K_{rc} * \text{Caudal (MMm}^3/\text{d)}$$

$$\text{Donde: } K_{rc} = f(R_c) = (\text{HP}/\text{Mm}^3/\text{d})$$

y la siguiente tabla:

Compresión	
Rc	Krc (HP/Mm ³ /d)
1.2	314
1.3	456
1.4	589
1.5	715
1.6	835
1.7	949
1.8	1058
1.9	1163
2	1263
2.1	1358
1	0

En base al pronóstico de producción y las presiones esperadas se armó el plan para la compresión dentro del yacimiento:

- En el año cinco, una vez que la presión de cabeza de los pozos esté en 60 bar, se tendrá una relación de compresión de 1.3 y un caudal máximo de gas de 6.05 MMm³/d. Se necesitará una potencia de 2749 HP. Para satisfacer dicha potencia se comprarán dos equipos Saturno 10 de 1450 HP cada uno.
- En el año once, una vez que la presión de cabeza de los pozos esté en 40 bar, se tendrá una relación de compresión de 2.1 y un caudal máximo de gas de 6.2 MMm³/d. Se necesitará una potencia de 7791 HP. Para satisfacer dicha potencia se comprarán un equipo Allied Signal Eng 4000 y un equipo Pratt Stanley 1050 con lo que se tendrían instalados 7950 HP.

Inversiones & Costos:

Inversión → 1750 USD/HP/INSTALDADO
 Costos de Compresión → 150 USD/HP/AÑO

Fuera del yacimiento:

- **Gasoducto desde el yacimiento a la central eléctrica:**

Dado que la presión de salida del yacimiento es de 78 bar no se necesitará compresión para llegar a la central térmica que requiere una presión de entrada de 45 bar.

- **Gasoducto desde el yacimiento al Troncal:**

Para el cálculo de la compresión fuera del yacimiento se utilizó la siguiente fórmula:

$$P[HP] = 0,001575 * Q * z * \frac{(T + 273)}{288} * \frac{k}{(k-1)} * \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(k-1)}{k}} - 1 \right] * \frac{1}{\eta}$$

, donde

Q es el caudal propuesto: 4.3 MMm³/d

Z es el factor de compresibilidad: 0.95

T es la temperatura: 15°C

K es un coeficiente: 1.285

P2:100 bar

P1: 78 bar

η: 0.84 (rendimiento adiabático)

Dando una potencia necesaria de 1943 HP.

Para satisfacer dicha potencia se comprarán dos equipos Pratt & Wittney de 1050 HP cada uno, con lo que se tendrán instalados 2100 HP.

Inversiones & Costos:

Inversión → 2000 USD/HP/INSTALDADO

Costos de Compresión → 60 USD/HP/AÑO

5. Mercado de Gas Natural

Reseña del Mercado

Actualmente la demanda interna de gas es en promedio de 128 millones de m³ diarios, lo que significa un crecimiento anual promedio del 5% desde 2001 (105 millones de m³ diarios) y de 22% si comparamos las dos puntas. Ese aumento se explica fundamentalmente por el crecimiento de la demanda de los generadores térmicos (usinas), la industria y el GNC. En el crecimiento de la demanda se pueden destacar dos factores:

- 1) Por un lado el crecimiento de la demanda energética (dentro de la cual el gas natural comprende cerca del 50% de la matriz) que acompaña el importante recupero de la actividad económica a nivel país.
- 2) Por otro lado el atraso relativo del precio del gas natural (congelado en algunos sectores, "topeado" en otros) respecto de los sustitutos (gas oil, fuel oil, etc.). Un mercado de derivados del crudo recalentado como el vigente y con las tarifas de gas topeadas ha llevado a una reconversión masiva de la demanda energética hacia el gas natural.

Si uno observa las previsiones de los analistas respecto del crecimiento futuro de la economía argentina (las más conservadoras no bajan de un crecimiento de un 4% para los próximos dos años), su gran correlación con el crecimiento de la demanda, sumado a la idea de las autoridades regulatorias de no "liberar" las tarifas de gas natural en ninguno de los mercados, es inevitable concluir en que las tendencias detalladas anteriormente continuarán en el futuro.

Por otro lado tenemos el factor oferta. En este sentido la situación del mercado de gas natural argentino presenta dos situaciones igualmente críticas para mantener la capacidad de satisfacer su demanda:

- 1) Marco regulatorio: el marco regulatorio argentino presenta dos características fundamentales que amenazan el desarrollo de la oferta de gas natural: el aspecto tarifario y la seguridad jurídica. En cuanto al aspecto tarifario podemos decir que nos hallamos ante un mercado altamente regulado y con fuerte intervención por parte del estado, todos los segmentos del mercado están fuertemente intervenidos (producción, transporte y distribución), hecho que se refleja principalmente en las tarifas que se manejan en cada uno de ellos (pesificadas en algunos, limitadas en los otros). Esto lleva a que el precio del gas natural no refleje el verdadero valor del insumo en el mercado, lo que genera ineficiencias en el mismo y provoca que potenciales inversiones destinadas al sector elijan otros destinos con mayor rentabilidad. En cuanto a la seguridad jurídica, si bien puede resultar superfluo decir que es importante, no dejar de ser necesario remarcarla, ya que en este mercado, donde una inversión, cualquiera sea el

segmento en el que se haga, suele tener un período de recobro muy importante, por lo que es necesario poder tener un grado aceptable de confiabilidad que el marco regulatorio vigente al momento de la decisión de inversión se mantendrá y las actividades se puedan desarrollar dentro de lo previsto. Hoy en día, con tan solo echar una mirada al marco regulatorio vigente se puede apreciar que además de complejo y cambiante, pone en serio peligro la libre disponibilidad de la producción, así como, hasta cierto punto, la libertad de contratación.

- 2) Situación geofísica: cuando se habla de la situación geofísica para el desarrollo de la industria del gas natural (y para el desarrollo del sector hidrocarburífero en general) dentro de Argentina, se tienen que tener en cuenta dos cosas: yacimientos maduros y cuencas exhaustivamente exploradas. Esto implica un nivel declinante de producción y una dificultad creciente para realizar descubrimientos significativos.

Si vemos lo detallado en los dos puntos anteriores, podemos observar un escenario muy delicado para la evolución del mercado de gas natural. Si se quiere incrementar (o incluso mantener) la oferta en un escenario de cuencas maduras como las de Argentina, se debe apuntar a la introducción de nuevas tecnologías que permitan optimizar la explotación de los actuales yacimientos (técnicas como tight gas y recuperación terciaria) así como realizar nuevos descubrimientos (exploración de frontera y off-shore). Vemos que estos dos objetivos implican dos cosas: grandes desembolsos de capital e inversiones de alto riesgo, lo que es realmente muy difícil de llevar a cabo en un mercado con precios relativamente atrasados y con una cuota de incertidumbre político-jurídica muy grande.

Escenario de Comercialización según tipo de Clientes

Consumos Máximos de cada mercado

	MM m3/d Max
Central termoeléctrica	1,50
Distribuidoras	2,50
Mercado Local	2,00

Dado los consumos de Gas máximos de cada mercado, se propone el siguiente esquema de satisfacción de la demanda:

Central Térmica:

A partir del año 16 se destina un 40% menos de Gas acorde con lo estimado en la curva de producción.

Distribuidoras:

A partir del año 17 se hacen ventas Spot. Se considera un crecimiento vegetativo del 1,5% cada dos años.

Mercado Local

Se vende el máximo demandado, salvo en los últimos 3 años que se reduce al 50% la provisión.

Exportaciones: dadas las condiciones de mercado y regulatorias, no planificamos exportar gas.

Spot:

En el año 17, 18 y 19 se realizan ventas spot.

		Satisfacción Demanda (MMm3/día)		
Año	Total MM m ³ /d	Central termoeléctrica	Distribuidoras	Mercado Local
1	5,49	1,50	1,90	2,00
2	5,49	1,50	1,90	2,00
3	5,54	1,50	1,96	2,00
4	5,54	1,50	1,96	2,00
5	5,60	1,50	2,02	2,00
6	5,60	1,50	2,02	2,00
7	5,67	1,50	2,08	2,00
8	5,67	1,50	2,08	2,00
9	5,73	1,50	2,14	2,00
10	5,73	1,50	2,14	2,00
11	5,80	1,50	2,20	2,00
12	5,80	1,50	2,20	2,00
13	5,86	1,50	2,27	2,00
14	5,86	1,50	2,27	2,00
15	4,57	1,50	1,00	2,00
16	3,96	0,90	1,00	2,00
17	3,15	0,90	0,20	2,00
18	2,84	0,90	0,90	1,00
19	2,34	0,90	0,40	1,00
20	1,93	0,90	0,00	1,00
	100,00%	27,50%	33,25%	37,69%

Marco Legal

El marco normativo del mercado de gas natural no es un aspecto menor a la hora de hablar del funcionamiento del mismo, ya que en los últimos años a pasado de ser de un ámbito que se regía en gran medida por el libre juego de la oferta y la demanda a un ámbito crecientemente regulado y bajo control permanente.

La siguiente es una compilación de las principales normas que regulan el funcionamiento del mercado hoy en día:

Decreto 180/2004:

- Faculta a la SE a adoptar medidas en caso de crisis de abastecimiento del sistema de gas u otro servicio público.
- Actúa como piedra fundamental para la ola regulatoria que vendrá luego e instala el papel del estado como un actor fundamental a la hora de la implementación de obras de infraestructura relacionadas con el sector.

Resolución SE N° 265/2004:

- Suspende exportación de excedentes.
- Suspende procedimientos de otorgamiento de permisos de exportación de gas.
- Faculta a la SSC a crear un Programa de Racionalización que prevea un esquema de cortes útiles sobre (i) gas destinado a la exportación y generación de electricidad para exportación; y (ii) transporte de exportación.

Resolución 208/04 (conocida como “Acuerdo de Productores 2004-2006”):

- Esquema de normalización de precios (Distribuidoras- Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural y Generadores de electricidad).
- Es la norma fundamental por la que se rigió el mercado en el período 2004-2006 e insta una serie de mecanismos como unbundling de determinados segmentos del mercado, redireccionamientos y requerimientos de inyección adicional permanente (IAP).

Ley 26.020 :

- Régimen regulatorio de la industria y comercialización del GLP

Disposición SSC 27/2004 (Derogada): Crea el Programa de Racionalización que establece:

- Suspensión de Permisos de exportación (gas y electricidad generada con gas) y redireccionamiento de volúmenes al mercado interno, determinadas periódicamente por la SSC.
- Valorización de gas al precio del contrato de exportación (pago por DisCos /

- generadoras que reciben el gas redireccionado);
- Tope máximo a la exportación equivalente a los volúmenes promedio mensuales registrados durante 2003.

Resolución SE N° 659/2004: Reemplaza el Programa de la Disp. 27 por un Programan Complementario de Abastecimiento que establece:

- Obligación de los productores exportadores de inyectar volúmenes adicionales al mercado interno (restringiendo las autorizaciones de exportación) que requiera periódicamente la SSC. Valorización al precio a Julio 2005 del Acuerdo de Gas.
- Condiciona exportación al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional. Consecuencias del Incumplimiento (caducidad de autorizaciones de exportación / caducidad concesiones).

Resolución SE N° 503/2004:

- Procedimiento de implementación del Programa Complementario de Abastecimiento
(Res. 659/04): circuito de información (requerimientos de gas, destino específico del gas), roles (TransCos, Enargas, Cammesa, DistCos, Generadoras, Productores), aspectos comerciales (precio, volúmenes, origen y destino del gas para facturación).

Resolución SE N° 752/2005:

- Implementación del Unbundling progresivo de usuarios de la Distribuidora (GU, G, GNC, P mayores a 9 dam³/día), Nuevos Consumidores Directos.
- Mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas para NCD y otros consumidores:
 - (i) contratación a término (36 meses); (ii) precio mínimo (export parity); (iii) condiciones ToP DoP estandarizadas; (iv) garantía de abastecimiento de las ofertas irrevocables con Inyección Adicional Permanente (con afectación de exportaciones).
- Modifica el Programa de la Res. 659/04: condiciona la exportación no solo al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional del productor en cuestión sino también de otros productores, satisfacción de ofertas irrevocables estandarizadas y cumplimiento de compromisos de suministro domésticos.

Consideraciones comerciales:

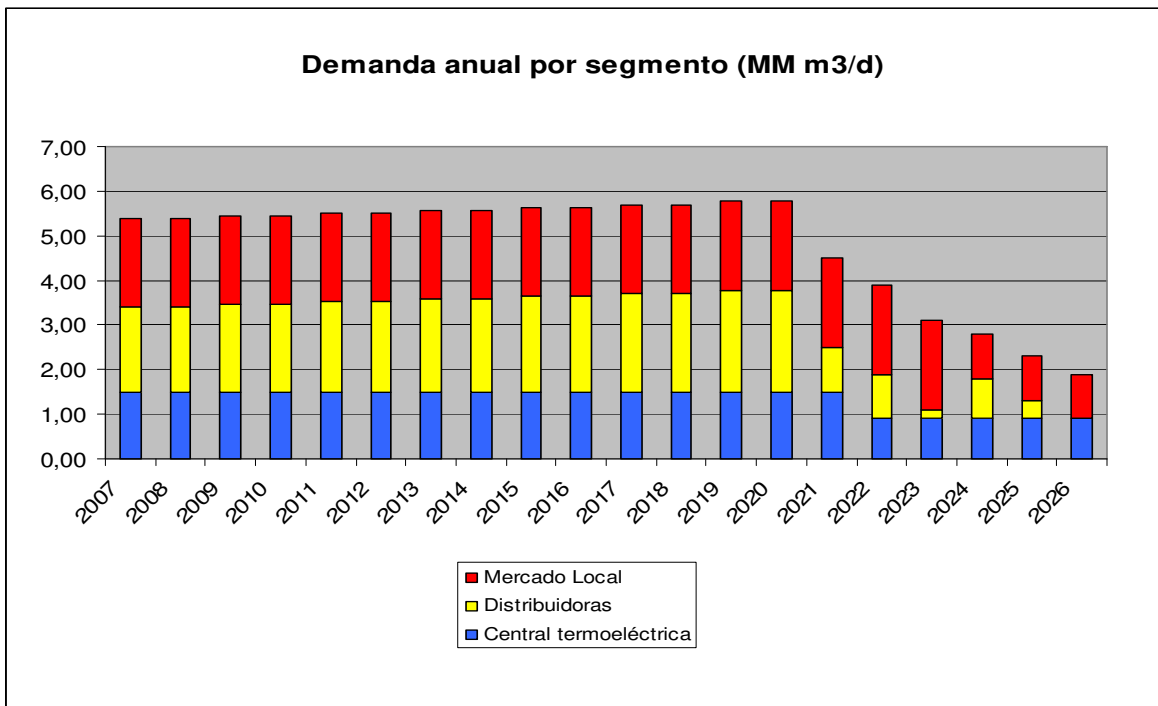
Contratos de Corto Plazo:

- Optimizan la infraestructura existente
- Fuertemente influenciados por la coyuntura
- Mayor certeza de despacho
- Mayor certeza de precios
- Menor exposición a riesgos no previsibles

Contratos de Largo Plazo:

- Necesarios para el desarrollo de nueva infraestructura
- Fuertemente influenciados por la incertidumbre
- Menor certeza de despacho
- Menor certeza de precios
- Mayor exposición a riesgos no previsibles
- Requieren una fórmula de contrato más elaborada

Es fundamental tener en cuenta que la industria del gas natural se basa en contratos de largo plazo, los cuales garantizan su rentabilidad y empujan su crecimiento. Los contratos a corto plazo, si bien rentables en muchos casos, tienen el carácter de oportunidades comerciales y son marginales en el marco global de la operación.



6. Precios

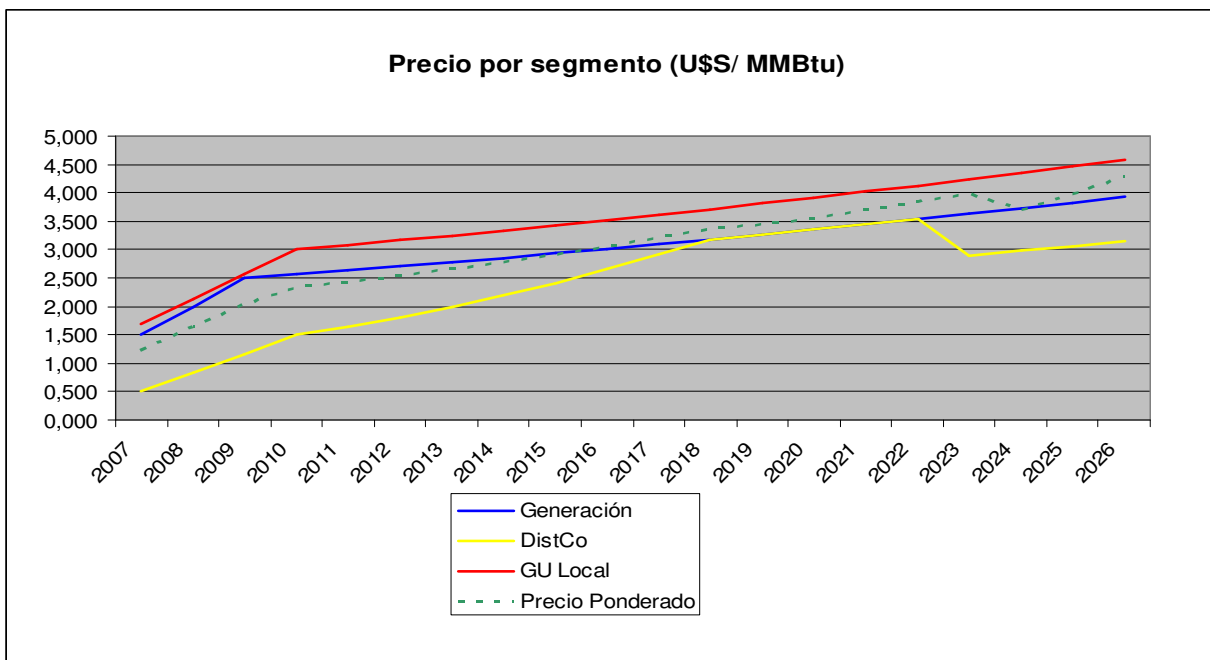
Generación Eléctrica: en Agosto de 2007 el mercado indicaba precios de 1,5 u\$/MMBtu con un crecimiento tal que al cabo de dos años esté en 2,5 u\$/MMBtu.

A partir del tercer año y cada primero de enero durante la vigencia del contrato, el precio se ajusta por el Producer Price Index - Industrial Commodities, cuyo crecimiento se estimó para los cálculos de los ingresos por ventas en un 2,69% anual.

Distribuidores (R+P1+P2): el precio será de 0,5U\$/MMBtu a agosto de 2006 y se supone un proceso de actualización de tarifas que a cabo de 3 años llegue a 1,5 U\$/MMBtu. A partir de allí el crecimiento será del 10% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica.

Mercado Local. El precio será de 1,7U\$/MMBtu a agosto 2006 y tendrá un crecimiento tal que al cabo de dos años este en 3 U\$/MMBtu y luego se actualizará por PPI.

Ventas SPOT: El precio de las ventas SPOT se calcula en un 20% menos que el vigente en ese momento para cada uno de los segmentos (ponderado por la venta a ese segmento sobre el total producido). Esta penalización se fundamenta en la necesidad de hacer al gas spot (que no está atado a ningún contrato de largo plazo) competitivo y que “entre” en un mercado con precios establecidos para el gas firme que garantiza suministro (esto en un mercado balanceado y sin faltante de fluido, ya que hoy en día se verifica lo contrario).



Precios de Líquidos

En nuestra proyección tomamos como premisa que la venta del volumen de líquidos con que contamos la realizamos a través de exportaciones en un 35% en el caso del Propano-Butano y en un 100% en el caso de la Gasolina. El 65% restante del Propano-Butano lo vendemos en el mercado local.

En lo que se refiere al cálculo de los precios dentro del mercado local lo calculamos teniendo en cuenta los precios regulados de Propano-Butano (320U\$/t y 225 U\$/t respectivamente) y a este precio le descontamos el flete; adicionalmente, este precio fue ajustado por la curva de futuros del *WTI*.

Por otra parte, los precios del mercado de exportación se estimaron tomando como base los precios de exportación del Propano, Butano en NQN y de la Gasolina (CIF BB) para luego evolucionarlos por según la curva de futuros del *WTI*. Luego se descontó el flete correspondiente desde los puertos nacionales hasta nuestro yacimiento para la gasolina. Para el Propano y Butano se descontó el 17% de retenciones. Es decir $P_{exp} = [LPG (Montelvieu) - 15 \times (1 - Ret)]$.

El cálculo de los precios de cada uno de los líquidos separados del gas natural producido surge del siguiente análisis del mercado:

Precios GLP

El mercado de GLP tiene 3 segmentos:

- *Mercado interno fraccionador
- *Mercado interno redes
- *Exportación

El precio de referencia (“export parity”) utilizado por la S.E. es el siguiente:

(Mont Belview – 15 U\$/Ton) x 0,83

Los 15 U\$/Ton que se restan al precio de referencia obedecen al descuento del mix de flete calculado por la S.E. y el factor 0,83 hace referencia al efecto de las retenciones.

Mercado Interno Fraccionador:

El mercado interno fraccionador tiene dos precios:

*Consumos históricos: en el año 2004 la S.E. dispone que aquellos compradores que adquirirían GLP a los productores, tenían el derecho de hacerlo (hasta los volúmenes promedio de los 2 últimos años) al precio promedio de los dos últimos años (esto es, precio y volumen históricos, promedio de los 2 últimos años). Los

productores tienen la obligación de garantizar esos consumos en esas condiciones. Los precios son, aproximadamente:

- * 600 \$/Ton butano
- * 900 \$/Ton propano

* Todo consumo excedente del “histórico” se comercializa a precio libre, teniendo como tope el “export parity”.

La proporción de la producción que se destina a este segmento debe ir en línea, a grandes rasgos, con la proporción de la producción del productor sobre la producción global del país (el mercado de este segmento es de aproximadamente 2,85 MM Ton/ año).

Mercado Interno Redes:

Éste mercado consume principalmente propano y se encuentra ubicado mayormente en la zona sur del país y en algunas localidades de Cuyo. El precio de este mercado es uno solo, pero tiene dos componentes:

- Los usuarios pagan 300 \$/Ton por el combustible
- El estado se hace cargo de la diferencia entre el precio pagado por los usuarios y el “export parity” de referencia, mediante la entrega de bonos que pueden utilizarse para cancelar deudas de los productores con el estado.

Este proceso implica ventajas y desventajas: por un lado el productor dispone de un mercado cercano, cautivo y constante que paga un precio equivalente al mejor de plaza (export parity) pero por el otro lado está atado a los tiempos del estado para que este haga efectivo los bonos que hacen que el precio sea efectivamente el mismo que para el mercado de exportación. De hecho hoy en día muchos productores tienen muchos fondos inmovilizados en estos “bonos” y no logran que el estado los reintegre.

El mercado para este segmento es 100% propano y comprende una demanda de aproximadamente 100.000 Ton/año. No hay obligación de abastecerlo, pero se puede llegar a suponer que si esta situación se mantiene, el mercado perderá atractivo y disminuirá la oferta, por lo que seguramente habrá que contribuir con un criterio similar al del mercado fraccionador.

Mercado Exportación:

El mercado de exportación se maneja por la fórmula de referencia “export parity” de la S.E., basándose en precios MB que se podrían fijar en:

- * Butano: 520 U\$/Ton
- * Propano: 540 U\$/Ton

Precio Condensados (C5+)

El condensado (una vez separados propano y butano), dado que sale de una estabilizado de la planta de separación de LPG, puede comercializarse como Gasolina Natural. Mediante camiones se la transporta a Bahía Blanca, donde se la comercializa como materia prima petroquímica a precios internacionales (para trazar la evolución del precio a lo largo del proyecto se ajusta por los futuros del WTI).

Si en vez de planta separadora de LPG, se hubiera optado por poner una planta de tratamiento, los condensados no saldrían de proceso lo suficientemente estabilizados y deberían ser comercializados como simplemente condensados. El condensado “simple” se utiliza para mezclarlo con crudo y tiene un valor agregado mucho menor que la gasolina natural.

7. Proyecciones económicas

Depreciaciones: se calcularon basándose en la Producción anual

Regalías: 12% se paga en el período que se devengan las ventas.

Impuestos a los Ingresos Brutos: 2%

Impuesto a las Ganancias: 35%

Inversiones-Capex:

- Valorizamos las siguientes Inversiones que totalizan 206.9 MM U\$s las cuales fueron amortizadas según el volumen de producción anual.
 - ✓ **Pozos Productivos:** 42 MM U\$s (#28)
 - ✓ **Facilities:** 3,3 MMU\$s teniendo como referencia que cuesta 0.25 MM U\$s para 500 Mm³. (En el año cero se invierten 3MM U\$s y en el año 8 se invierten unos 0,3MM U\$s)
 - ✓ **Cañerías :** 76,3 MM U\$s que se reparten dentro del Yacimiento 20.000 mts de 6" y 5000 mts de 10", fuera del Yacimiento-Gasoducto Ppal= 200Km de 18" y Yacimiento-Central Térmica =80KM de 10"
 - ✓ **Estaciones de Medición y Regulación:** 1,4 MM U\$s , teniendo en cuenta el diámetro de los gasoductos antes mencionados.
 - ✓ **Planta Compresora: Total:** 18,1 M U\$S en base a los HP Instalados (se invierte al comienzo 4,2MM U\$s a la salida de la planta y el resto dentro del yacimiento a lo largo del proyecto.
 - ✓ **Planta Descarbonatadota:** 18,3 MMU\$S, teniendo en cuenta el máximo caudal posible a procesar de 6,2 MM m³/d.
 - ✓ **Planta de Recuperación de LPG:** 47,6 MMU\$S teniendo en cuenta el máximo caudal posible a procesar de 6,2 MM m³/d.

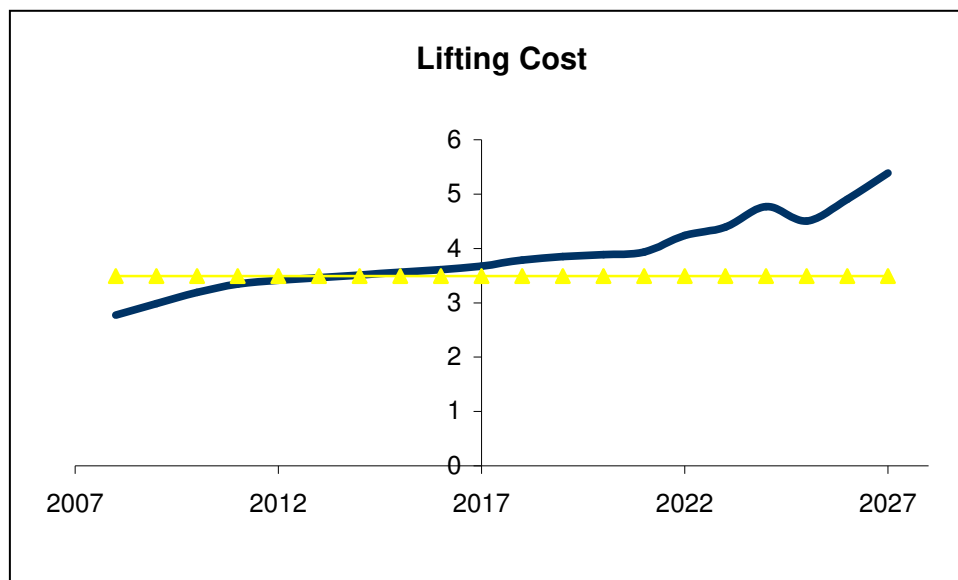
Costos de Variables de Producción

- **Dentro del Yacimiento:**
 - ✓ **Captación:** 1 U\$/bbl eq
 - ✓ **Compresión:** 150 U\$/HP/año
 - ✓ **Tratamiento:** 3 U\$/Mm³
 - ✓ **Work overs:** 20 MU\$/año/pozo (al 20% de los pozos)
 - ✓ **Costo de medición y regulación:** 0.4 MM U\$ (costo fijo)

- **Fuera del Yacimiento:**
 - ✓ Mantenimiento Gasoducto: 15 MU\$/KM año
 - ✓ Compresión: 60 U\$/HP/año
 - ✓ Costo de medición y regulación: 0.55 MM U\$ de 16" a 20" y 0.4 MM U\$ de 8" a 12" (costo fijo)

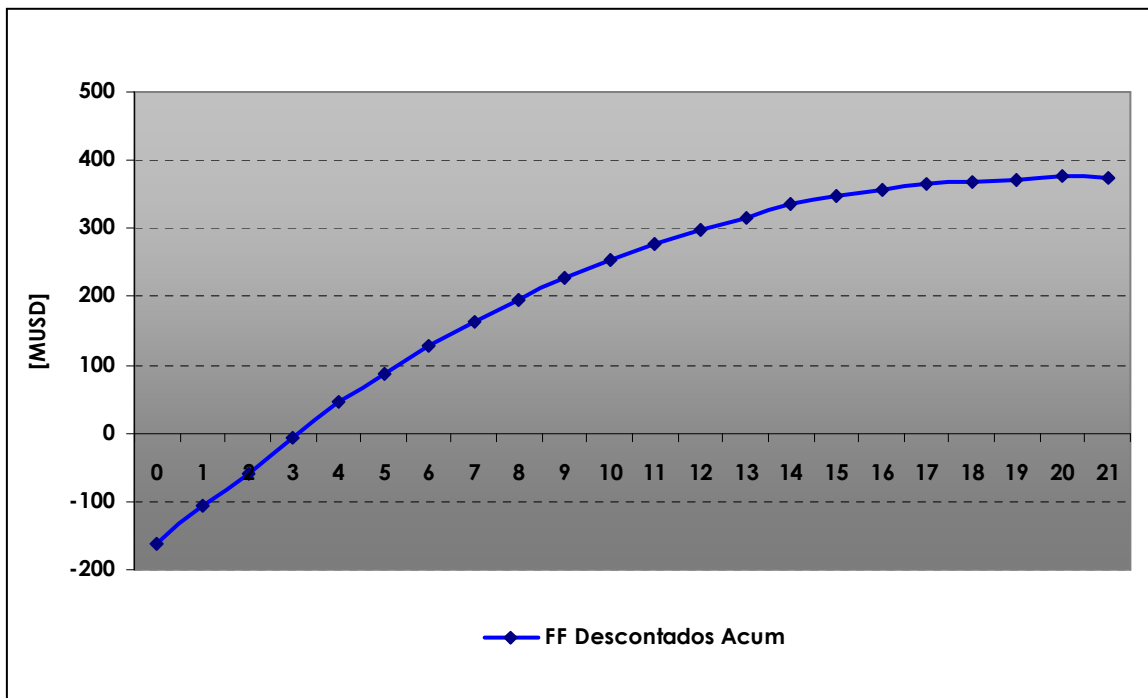
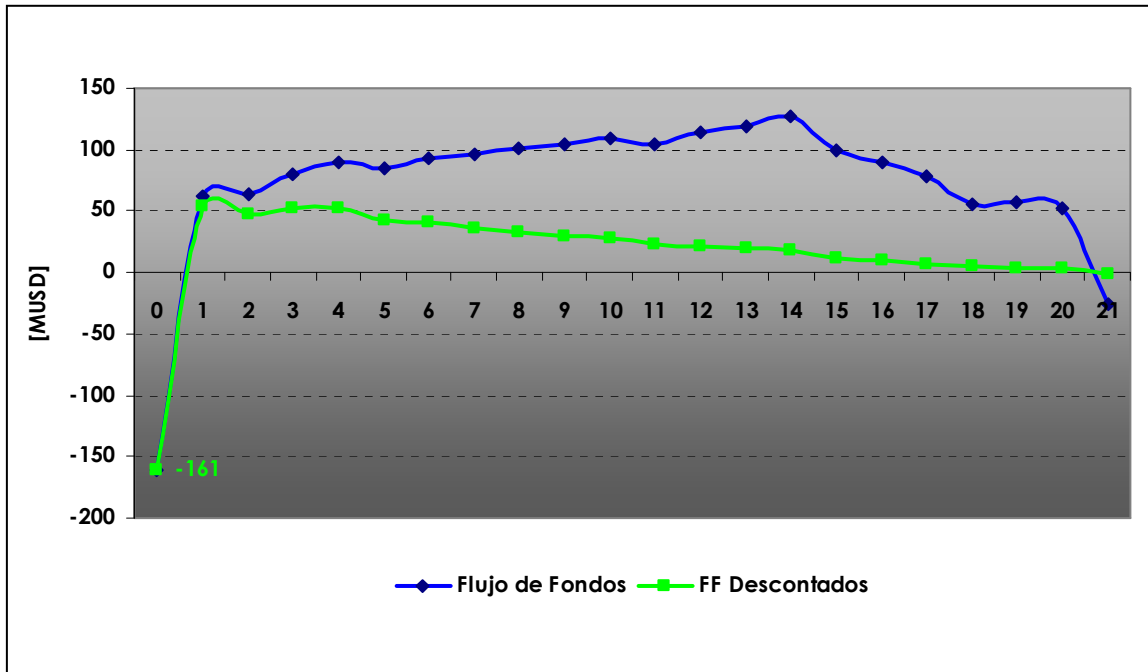
Lifting Cost [(Costos + Regalías) / Producción]

Nuestro promedio durante el proyecto es de **3.49** lo cual es algo razonable para **un yacimiento en Argentina**, graficamos la evolución de este indicador a través de la vida del proyecto.



Flujos de Fondos

Del análisis de nuestro flujo de fondos asociado al proyecto se desprende:



- **Máxima exposición financiera:** 160.8 MM U\$s
- **PAY OUT:** 2 años y 7 meses

Luego se calculó el VAN con una tasa de corte del 15% aplicándola a nuestro flujo de fondos. Obteniendo:

- **VAN (15%):** 374.1 MM U\$s
- **TIR:** 46,5%

En el cálculo de la TIR normal nos encontramos con que está arrojaba una tasa elevada, Recalculamos así la TIR Modificada considerando que los flujos obtenidos por el proyecto serán reinvertidos a una tasa igual a la de corte de nuestro proyecto.

- **TIRM:** 20,9%

Cálculo del Costo Promedio del Capital – WACC

Calculamos el Costo Promedio del Capital / WACC, para tener una referencia de nuestra tasa de corte utilizada:

Para contar con una tasa de referencia calculamos el Wacc suponiendo una estructura de financiamiento con el 30 % de deuda y el 70 % de patrimonio.

Para el cálculo de la misma se estimaron las variables de la siguiente forma:

- Tasa libre de riesgo: Se tomó promedio de futuros de los próximos 6 meses de T-Bond de USA a 30 años.
- Premio por riesgo del mercado: Estimación propia
- Riesgo país: EMBI Argentina promedio desde la reestructuración de deuda (Jun-05 a Dic-06).
- Rendimiento promedio del mercado: U.S. Standard and Poor's 500 promedio móvil de 12 meses de los últimos 20 años

Estructura de Financiamiento

Deuda:	30,0%
Patrimonio Neto:	70,0%
D / PN	42,9%
Tasa Impositiva:	35,0%

Costo de la Deuda

$$rd = rf + rm + rp$$

rf:	Tasa Libre de Riesgo
rm:	Premio por Riesgo de Mercado
rp:	Riesgo País

rf:	4,80% Tasa de los Bonos de Deuda de USA a 30 años
rm:	5,50% Premio del Mercado
rp:	3,85% Promedio EMBI Argentina Desde Jun-2005 (Reestr. Deuda)

rd:	14,15%
------------	---------------

Costo del Capital Propio

$$re = rf + B (rm - rf) + rp$$

rf: Tasa Libre de Riesgo
 rm: Rendimiento Promedio del Mercado
 rp: Riesgo País

rf: 4,80% Tasa de los Bonos de Deuda de USA
 B: 0,96
 rm: 8,99% Rendimiento Promedio del S&P 500
 rp: 3,85% Promedio EMBI Argentina Desde Jun-2005 (Reestr. Deuda)
re: 12,65%

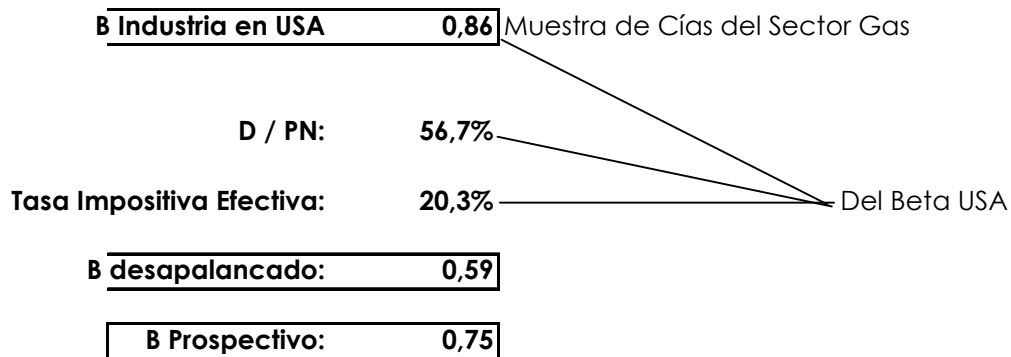
Nota:

El EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) es un indicador económico que prepara diariamente el banco de inversión [JP Morgan](#) desde 1994. El objetivo de dicho indicador es ser un índice de referencia (*benchmark*) que refleje objetivamente la percepción del mercado del riesgo asociado a invertir en títulos del país emergente seleccionado.

Este riesgo, habitualmente denominado "riesgo país", se mide a través del diferencial de los retornos financieros de la deuda pública del país emergente seleccionado respecto del que ofrece la deuda pública norteamericana, que se considera que tiene un riesgo de incobrabilidad "nulo".

Los títulos sobre los cuales se realiza dicho cálculo incluyen bonos Bradys, globales, domésticos y colocaciones bancarias.

Para calcular el Beta apalancado, primero se calculo en base al Beta desapalancado y el prospectivo según se detalla:

Cálculo del Beta

Luego con la r_d y el r_e , pasamos a calcular la WACC:

WACC (nominal)

$D / (D + PN) :$	30,0%
$r_d :$	14,15%
$(1 - t) :$	65,0%
$PN / (D + PN) :$	70,0%
$r_e :$	12,65%

WACC : 11,62%

Teniendo en cuenta la WACC fijamos el siguiente criterio:

- Para rendimiento del proyecto inferior a la WACC, lo descartamos.
- Para rendimiento del proyecto superior al 15%, lo aprobamos.
- Para rendimiento del proyecto entre el 15 y la WACC, merecen seguir siendo evaluados.

En este caso con la TIRM 20,9% saldremos a licitar el área.

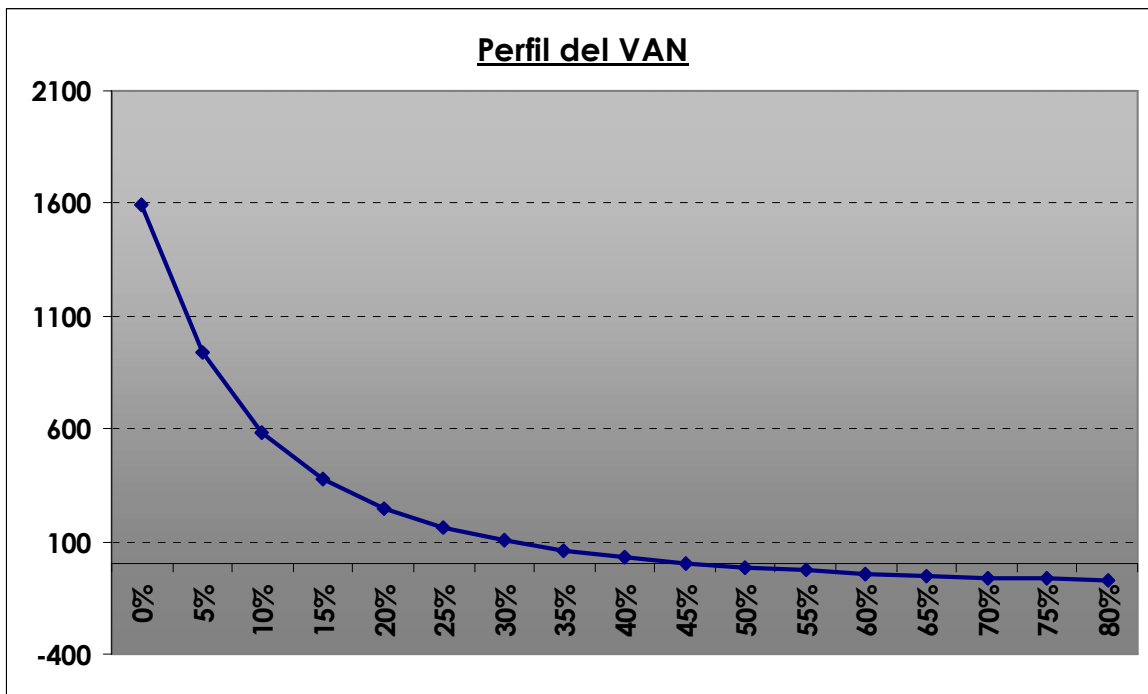
8. Sensibilidades

A los efectos de contar con información sobre el comportamiento del proyecto ante cambios en las principales variables, se realizaron diversos análisis de sensibilidad que muestran los efectos de estos cambios en los indicadores de rentabilidad: el VAN y la TIRM.

En primer lugar analizamos el perfil del VAN y luego corrimos sensibilidades a Precios, Gastos Inversiones y Demanda.

Perfil del VAN

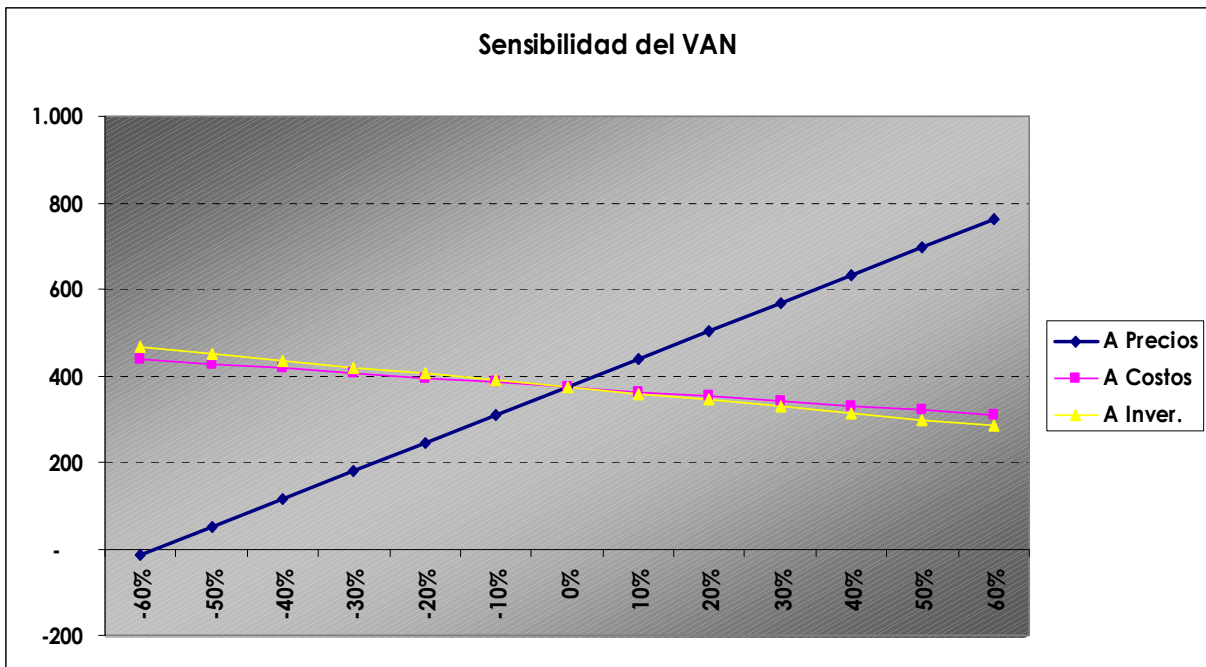
En primer lugar se analizó cómo se comporta el VAN para distintas tasas de descuento lo que nos permite observar qué tan sensible es el proyecto a los cambios que se puedan producir en las condiciones económicas, tanto globales como del país y que incidan sobre el mercado financiero de modo de alterar las tasas de rendimiento del capital.



Sensibilidad del VAN ante variaciones en el precio de los productos, costos e inversiones.

Mediante el siguiente gráfico, se puede apreciar la fuerte e importante correlación positiva existente entre el VAN y el precio de los productos comercializados, por otro lado se advierte la relación inversa entre VAN y los montos destinados a las inversiones y el comportamiento de los costos. El aumento considerado en las inversiones y en los costos hace referencia a las variaciones de los insumos locales e internacionales. Es importante analizar cómo se podría ver afectado nuestro proyecto, ante un contexto de variaciones en los precios relativos de los insumos, especialmente en una economía como la nuestra. Como se ve en el gráfico, el VAN es bastante menos sensible a variaciones en las inversiones y costos, que a los precios, por lo cual habrá que prestar especial atención a esta variable que más adelante analizaremos en cada uno de los mercados que se prevé operar.

Por ejemplo para una variación del 30% en el precio de los productos, el VAN se ve incrementado en un 52%, mientras que si suponemos un 30% de reducción de costos o inversión, el aumento del VAN es del 8% y 12 % respectivamente.

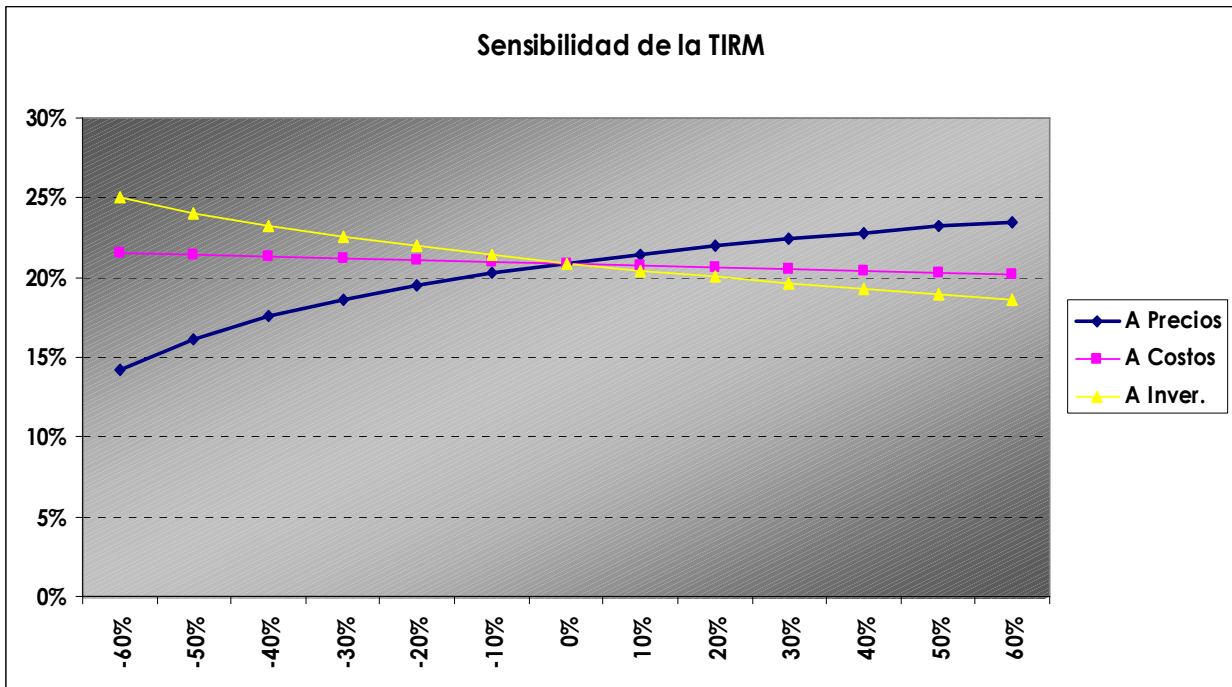


Sensibilidad de la TIRM ante variaciones de Precios, Costos e Inversiones.

Analizando el comportamiento de la TIRM ante cambios de la variables mencionadas podemos ver un comportamiento similar al de la sensibilidad del VAN aunque con una menor amplitud en las diferencias.

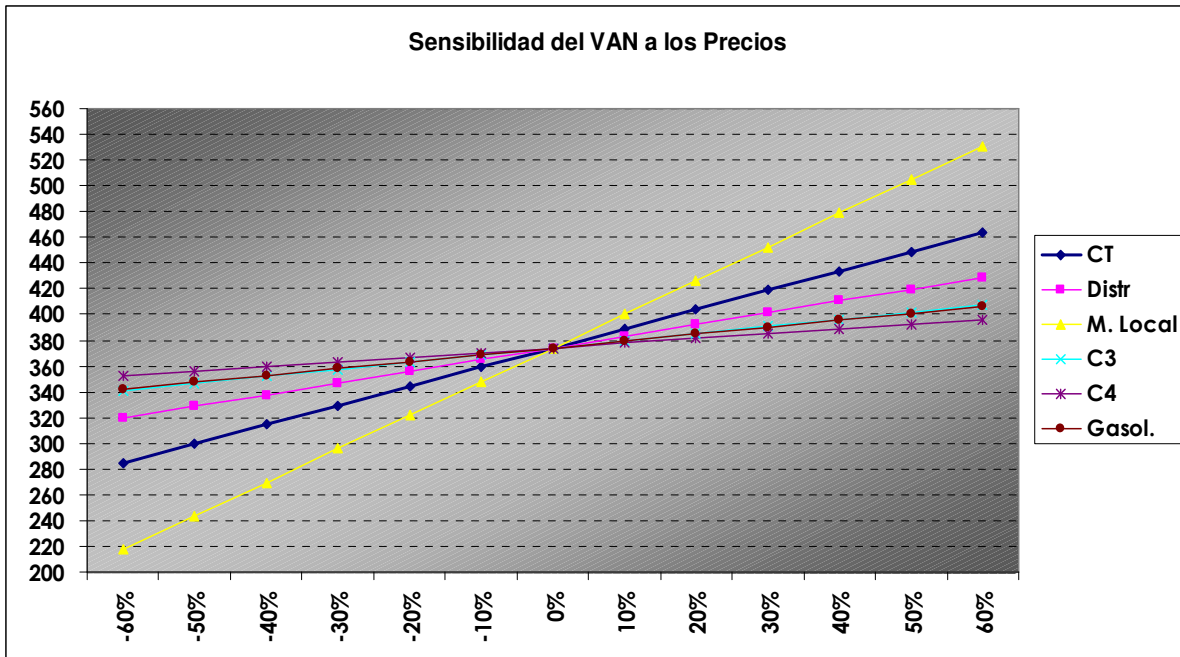
Siguiendo con el ejemplo anterior ante un cambio del 30 % en cada una de las variables la TIRM reacciona con cambios de 1,5 puntos a los precios y de 0,3 y 1,3 puntos a los costos y las inversiones respectivamente. En este ejemplo vemos que las inversiones tienen una importancia relativa mayor en el análisis de la tasa que en el del VAN.

Otra observación que surge del análisis es que las variables de costos e inversiones tienen un comportamiento casi lineal, en tanto que ante caídas importantes en los precios, la tasa cae más fuertemente. Por tal motivo volvemos a mencionar la importancia que tienen en la operación futura el sostenimiento de los precios.



Sensibilidad del VAN ante variaciones de precios en los distintos productos y mercados

Dada la importancia que ha demostrado tener la variación en los precios, analizamos la sensibilidad del VAN por separado para cada producto y mercado en los que se prevé operar. Mediante el siguiente gráfico se puede apreciar la correlación positiva entre el VAN y los precios de la Central Térmica, Distribuidoras, Mercado Local de usuarios industriales, Propano, Butano y Gasolinas. Como se puede observar la curva de mayor pendiente es la que relaciona el VAN con los precios de industria en el mercado local. Esto se debe a que este segmento no regulado, es el que presenta mayores precios por lo cual las variaciones porcentuales del mismo inciden fuertemente en la rentabilidad del proyecto. Vemos como esta variable se separa del resto de los productos y canales. En segundo lugar se ubica la central térmica nuevamente por una cuestión de más alto precio y aún con menor volumen de ventas que las distribuidoras. Por último cabe mencionar que a pesar de los altos precios de C3, C4 y gasolinas estos no inciden fuertemente en las variaciones del VAN dado su escaso volumen relativo.



Sensibilidad del VAN ante variaciones en la Demanda de los distintos mercados.

Hasta ahora hemos profundizado el análisis en los precios de los productos y mercados y su influencia en la rentabilidad del proyecto. Ahora analizaremos el comportamiento de los indicadores a la variación de la demanda que es otro componente importante de la rentabilidad del proyecto.

Nos centraremos sólo en los canales de mayor demanda como son los de Gas Natural que han demostrado su mayor importancia relativa frente a los otros productos.

Teniendo en cuenta los volúmenes demandados, se puede observar que el sector para el cual que nuestra rentabilidad es más sensible es el Mercado Local, esto se explica con un precio superior y el mayor volumen despachado al mercados. En cambio, el segundo mercado que más afecta al VAN del proyecto, es el de la Central eléctrica donde el volumen despachado es el menor, pero el precio es bastante superior al de las distribuidoras.

A modo de ejemplo una variación del 30% en la demanda del Mercado Local impacta en un aumento del VAN del 20%, mientras que para la Central Eléctrica es un 13% y por último para las distribuidoras aumenta el VAN sólo el 8%.

Conclusión respecto a las sensibilidades.

Por todo lo visto podemos concluir que el proyecto se presenta con indicadores que dan un alto grado de seguridad, ya que aún en los casos más extremos de variaciones ensayados presenta VAN positivo y TIRM por sobre el 14 %. Solamente en el extremo de una caída de todos los precios del orden del 60 % el VAN arroja un valor negativo de – 15 MMUSD.

Como recomendación habrá que tener en cuenta que las variables que afectan a la facturación (Precio y Demanda) son las más sensibles por lo que deben cuidarse en mayor medida que las inversiones y costos. En tal sentido no resultará conveniente bajar gastos a expensas de sacrificar producción.

9. Escenarios

Fueron planteados 5 (cinco) escenarios con diferentes probabilidades de ocurrencia.

Cada escenario contempla lo siguiente:

- Precio de gas a Usinas
- Precio de gas a Distribuidoras
- Precio de gas a Industrias
- Precios de Propano y Butano
- Precios de Gasolina y Condensados
- Costos Variables
- Inversiones

En lo referente a la variación porcentual en los ítems mencionados, se estandarizó en idénticas proporciones.

Las variaciones de precio corresponden tanto a ajustes de los mismos por valores internacionales tomados como referencia o control de los mismos que se reflejan en los escenarios “pesimista” y “peor”.

Resultados:

Escenarios						
	Optimista	Moderado	Base	Pesimista	Peor	
Variables						
Var. % Precios de C3 y C4	25%	15%	0%	-20%	-30%	
Var. % Precios de Gasolina y Condens. Export.	25%	15%	0%	-20%	-30%	
Var. % Precios de Gas - Usinas	25%	15%	0%	-20%	-30%	
Var. % Precios de Gas - Distribuidoras	25%	15%	0%	-20%	-30%	
Var. % Precios de Gas - Industrias	25%	15%	0%	-20%	-30%	
Var. % Inversiones	-15%	-5%	0%	15%	30%	
Var. % Costos Variables	-20%	-10%	0%	20%	40%	
Resultados:						
	VAN	582.64	492.2	374.1	203.74	95.1
	TIR modificada	23.6%	22.5%	21.4%	19.1%	17.2%
Probabilidad asignada:						
		3%	20%	60%	15%	2%
VAN esperado		372.84				
Desviación Standard						
		200.80341				
Límite Superior						
		573.65				
Límite Inferior						
		172.04				
Intervalo de Confianza						
		0.95				

De acuerdo al valor obtenido como “intervalo de confianza”, vemos que existe un 95% de probabilidad que el VAN se encuentre en el rango de 170,10 MMUSD y 573,21 MMUSD.