

ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL



TRABAJO INTEGRADOR



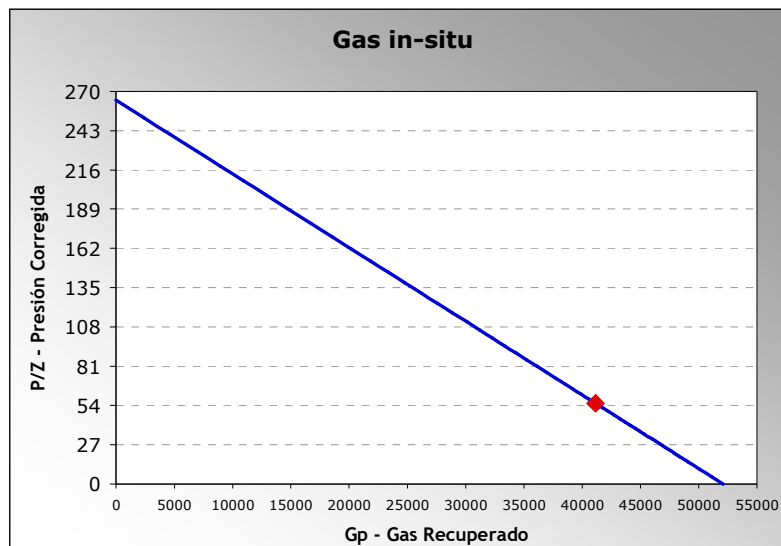
- Argüelles, Álvaro
- Dolega Zakrzewski, Carlos
- Martínez Youens, Alejo
- Vieytez, Julio

Reservas y Producción

El yacimiento "La Bonanza" tiene las siguientes características geológicas:

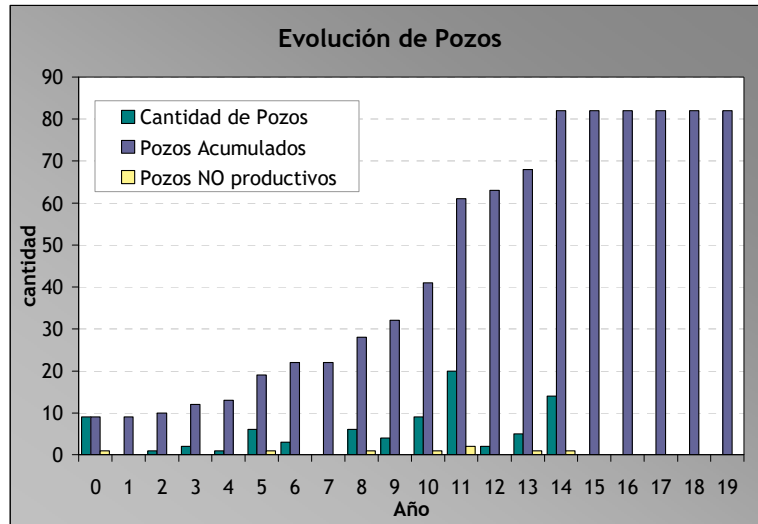
Datos del Yacimiento "La Bonanza"			
Volumen de Roca [MMm ³]	2.140		
Porosidad, q [%/100]	0,18		
Saturación de agua irreductible [%/100]	0,32		
Temperatura del reservorio, °C	97	206,6 °F	370 °K
Presión de Resevorio, kg/cm ²	246		
Temperatura ambiente, °C	15	59 °F	288 °K
Presión atmosférica, kg/cm ²	1,03		
Ácido sulfhídrico, ppm	50		
GOR	50.000		
Di tubing, pulg	2,92		
Prof. Tubing, m	2.630		0,24 ft
Viscosidad, Lb/pie-seg	0		8626,61 ft

Con esta información, y estableciendo una presión de abandono del yacimiento de 50 Kg/cm², se recuperarán 41.080 MMm³ de un total de gas in-situ de 52.090 MMm³, lo que implica un factor de recuperación de 78,9%.



El análisis de la producción fue realizado a partir de los datos de ventas, fundamentalmente, los volúmenes medios anuales de los contratos y los volúmenes máximos a vender por contrato.

Con los valores medios, se calculó el gas remanente dentro del yacimiento, dato que a su vez sirvió para calcular la presión estática en yacimiento. Para el cálculo de la cantidad de pozos necesarios por año, en cambio, se utilizó la información de caudal máximo a vender para poder asegurar esos volúmenes.



La Figura anterior muestra la evolución de la cantidad de pozos en los 20 años del proyecto, el acumulado de pozos y los pozos no productivos.

La cantidad total de pozos (productivos y no productivos) llega a 90 en el año 20. De todas formas, a partir del año 13 no se invierte en nuevos pozos.

Mercado

Ventas de Gas Natural

Las posibilidades de venta de gas del proyecto son las siguientes:

- Distribuidoras: la demanda promedio anual para el primer año del proyecto es 1,68 MMm³/día con un factor de utilización fijo para todos los años de 55,83%.
- Generación termoeléctrica: la demanda máxima es de 1,5 MMm³/día, con un factor de carga de 80%, o sea, 1,2 MMm³/día de promedio anual.
- Usuarios industriales: la demanda es de 2 MMm³/día promedio anual con un factor de utilización constante durante los 20 años de proyecto igual a 95%.

Se utilizaron los valores máximos de demanda (valores medios ajustados por el factor de utilización correspondiente) de cada cliente, para el dimensionamiento de los pozos productivos de cada año.

La siguiente tabla muestra los valores de estacionalidad en el consumo de Gas Natural de la distribuidora:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
30%	30%	30%	45%	65%	100%	100%	100%	65%	45%	30%	30%

Adicionalmente se agregó la posibilidad de vender el gas natural sobrante en el MEG (Mercado Electrónico del Gas).

Se consideraron 3 escenarios de venta: base, alta y baja.

- Base: se considera mantener la proporción de ventas entre la distribuidora e industriales suponiendo que en el mercado habrá restricciones que no permitirán vender toda la producción a los mejores precios, como sucede actualmente en el mercado de Gas.

- **Baja:** se considera que la proporción de ventas entre la distribuidora e industriales aumenta a favor del consumo residencial a medida que avanza el proyecto. Las ventas a los usuarios residenciales aumentan a razón del 5% anual y solo el excedente se vende a la industria. De esta forma, entre el año 1 y 7 se mantiene el mismo volumen con la industria, en el año 8 se corta un 30%, en el 13 otro 50% y en el 14 se deja de vender y se destina toda la producción a los usuarios residenciales.
- **Alta:** se considera que la proporción de ventas entre la distribuidora e industriales aumenta a favor del consumo industrial a medida que avanza el proyecto. Las ventas a los usuarios residenciales se mantienen constantes hasta el año 13 y luego se les deja de vender. La generadora Termoeléctrica consume gas del yacimiento por 11 años y luego se le corta.

Hay que aclarar que cuando se habla de que se les corta a los usuarios de menor precio (residenciales y termoeléctrica) no significa que se les deja de vender sino que si desean seguir teniendo el gas deberán igualar el precio de la industria.

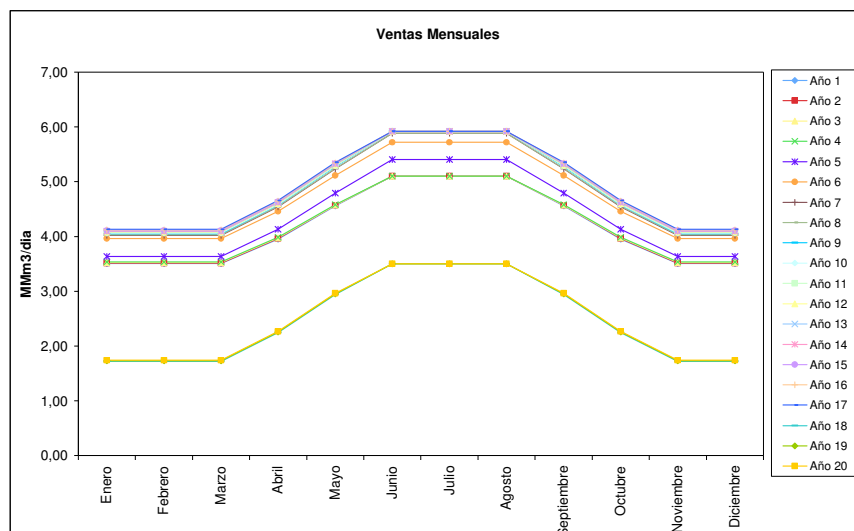
Caso Base:

AÑO	CONSUMO PROMEDIO GEN			CONS PROMEDIO INDUST			CONSUMO PROM DISTROS		
	precio	Q Termo	Cambio Vol	precio	Industria	%adic Cto	precio	Distro	%adic Cto
	[usd/Mmbtu]	[MMm3/d]	[%]	usd/Mmbtu	[MMm3/d]	[%]	[usd/Mmbtu]	[MMm3/d]	[%]
1	1,50	1,20		1,70	2,00		0,50	1,68	
2	2,00	1,20		2,35	2,00		0,83	1,68	
3	2,50	1,20		3,00	2,00		1,17	1,68	
4	2,55	1,20		3,06	2,00		1,50	1,68	
5	2,60	1,20		3,12	2,00		1,65	1,84	10%
6	2,65	1,20		3,18	2,30	15%	1,82	1,84	
7	2,71	1,20		3,25	2,30		2,00	1,93	5%
8	2,76	1,20		3,31	2,30		2,20	1,93	
9	2,82	1,20		3,38	2,30	0%	2,42	1,95	1%
10	2,87	1,20		3,45	2,30		2,66	1,95	
11	2,93	1,20		3,51	2,30		2,92	1,95	0%
12	2,99	1,20		3,59	2,30	0%	2,99	1,95	
13	3,05	1,20		3,66	2,30		3,05	1,95	0%
14	3,11	0,00	-100%	3,73	2,30		3,11	1,95	
15	3,17	0,00		3,80	2,30	0%	3,17	1,95	0%
16	3,23	0,00		3,88	2,30		3,23	1,95	
17	3,30	0,00		3,96	2,30		3,30	1,95	0%
18	3,36	0,00		4,04	0,00	-100%	3,36	1,95	
19	3,43	0,00		4,12	0,00		3,43	1,95	0%
20	3,50	0,00		4,20	0,00		3,50	1,95	

En la tabla anterior, se pueden observar no sólo los volúmenes medios anuales, sino también los precios a los cuales se vende cada año y también la variación porcentual en el contrato.

En la figura siguiente se muestran las ventas totales a industriales y distribuidora ya que los volúmenes vendidos a estos usuarios son transportados por el mismo gasoducto, por el contrario, el gas natural vendido a la Central Termoeléctrica se transporta por otro ducto.

Como se puede observar, en los meses de invierno aumenta considerablemente el consumo de gas. El hecho es que si se dimensiona el gasoducto y se comprime el gas para cumplir con las ventas de estos períodos, en los restantes meses del año la capacidad de transporte quedará ociosa.



Como consecuencia de esta estacionalidad es que se venderá en el MEG el gas remanente en los periodos en los que haya sobrantes de gas (verano y en menor medida, primavera y otoño).

Hipótesis de venta al MEG

Valores del MEG para la cuenca neuquina únicamente:

- Volumen ofertado en el 2006: 450 MMm³ y Volumen demandado: 140 MMm³.
- Volumen demandado no satisfecho cuenca Neuquina 2006: 310 MMm³ (0,85 MMm³/día)
- Operaciones cerradas por: 70,5 MMm³ (0,19 MMm³/día)
- Volumen NQN por operaciones no cerradas (oferta - operaciones cerradas): 69,5 MMm³ (0,19 MMm³/día)
- Porcentaje de operaciones cerradas sobre oferta = 50,2%
- Potencial bruto (demanda - operaciones cerradas): 379,5 MMm³ (1,04 MMm³/día)

Tomando el potencial comercializable del MEG en NQN durante 2006 con el 50% de porcentaje de cierre de operaciones, se considera como factible vender en el spot:

$$1,04 \times 50,2\% = 0,52 \text{ MMm}^3/\text{día}$$

Dado que el proyecto agregaría oferta al MEG, se consideró como límite máximo factible de ser vendido el Potencial bruto, al cual se lo ajustó por el porcentaje de operaciones cerradas sobre la oferta.

PRECIOS

- NQN (4to trimestre 2006) = 160 \$/dam³ ó 1,4 usd/MMBtu
- NQN en invierno (precio máximo del 2006) = 270 \$/dam³ ó 2,36 usd/MMBtu

Para la evolución de los volúmenes comercializables en el MEG se consideró que ésta irá ascendiendo año a año según la siguiente evolución:

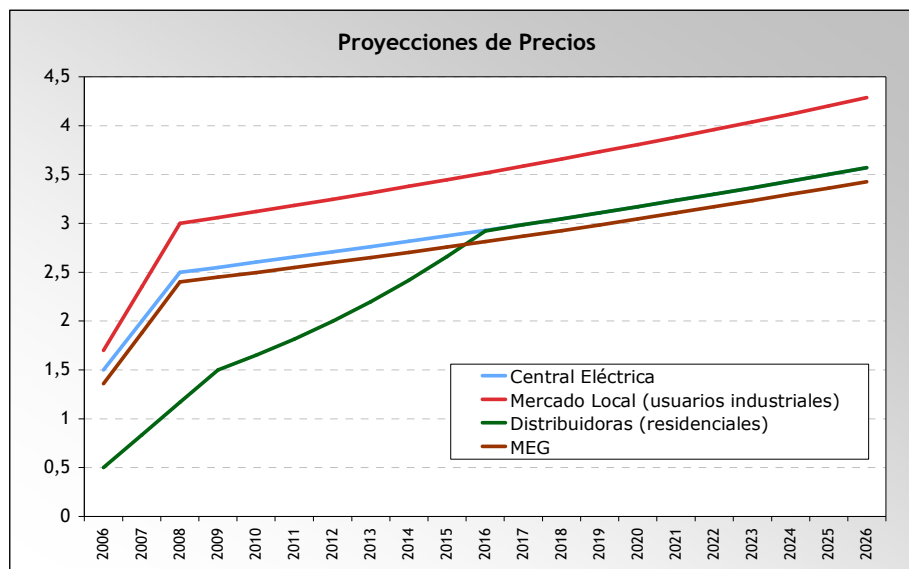
Volumen de Gas Natural comercializable en el MEG año a año [MMm3/día]																			
Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
0,5	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,6	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67	0,68	0,69

Precio del Gas Natural comercializable en el MEG año a año [usd/MMBtu]																			
1,36	1,88	2,4	2,448	2,49696	2,5469	2,59784	2,64979	2,70279	2,75685	2,81198	2,86822	2,92559	2,9841	3,04378	3,10466	3,16675	3,23008	3,29469	3,36058

En cuanto a los precios considerados para vender en el MEG, se asumió que seguirían la tendencia del precio a industriales al 80%.

Como se puede observar en la tabla de volúmenes y precios del MEG, en el año 1 se consideró un precio de 1,36 usd/MMBtu el cual es menor que actual precio del MEG para la cuenca neuquina en meses de verano ya que, como se mostró anteriormente, el precio en invierno puede ser un 69% mayor.

Dado que los remanentes de gas se dan en meses de verano y en menor medida, primavera y otoño, se considera razonable suponer que este Gas se venderá al precio de verano.



Obras de transporte

CAPTACIÓN

En el caso base se realizarán 82 pozos, entre el año 0 y el 14 ya que a partir de ese momento no es conveniente seguir perforando.

Las inversiones totales en perforación ascienden a 135 MM U\$D.

Todos los pozos se juntan en un punto en común de donde parte la colectora. La distancia promedio a la colectora de acuerdo a nuestros cálculos es de 2,31 Km y la longitud de la colectora es 3,5 Km.

El diámetro de las cañerías de captación es de 5 9/16" y el de la colectora 10 3/4", de acuerdo a los disponibles por *Tenaris Tubular Technologies* (www.tenaris.com).

Se supuso una caída de presión de 10 kg/cm².

GASODUCTOS

Se realizarán dos gasoductos independientes, uno hasta la Termoeléctrica de 80 Km totales y otro hasta la conexión con el gasoducto troncal de 200 Km.

A TERMOELECTRICA

Debido a que la presión de entrega a la central termoeléctrica es baja, permite que la presión de entrada sea de solo 64 kg/cm² con un ducto de 10 ¾". Pese a ello el espesor del gasoducto se dimensionó para poder soportar una presión de 103 kg/cm² ya que de esta forma se podría duplicar el caudal solamente agregando compresión de ingreso.

El precio por metro en el primer caso es de 122 U\$D mientras que en el segundo 129,4 U\$D. Esta diferencia de precios que estamos pagando nos permitirá, de ser necesario, ahorrar obras más importantes. Se adjunta tabla comparativa de costos y caudales tolerados para los espesores estudiados.

Caudal [M3]	1.500.000	3.000.000
Espesor [Cm]	0,396	0,478
Costo [U\$D/m]	122,07	129,41
P Ingreso	64	103

A TRONCAL

Se dimensionó el gasoducto para poder transportar un caudal máximo de 8 MMm³/día con una presión de ingreso de 110 kg/cm² y recompresión a 103 g/cm² a la mitad del gasoducto.

De acuerdo al caudal transportado año a año se agregan compresores de ingreso y para recompresión.

Con este ducto y para cada una de las cantidades transportadas las inversiones son las siguientes:

	Caudal Maximo [MM M3]			
	=<5	6	7	8
Gasoducto Primer Tramo [M U\$D]:	26.444.553	26.444.553	26.444.553	26.444.553
Gasoducto Segundo Tramo [M U\$D]:	26.444.553	26.444.553	26.444.553	26.444.553
Compresión Ingreso [M U\$D]:	-	4.250.000	4.250.000	8.500.000
Recompresión [M U\$D]:	7.500.000	7.500.000	9.500.000	11.500.000
TOTAL	70.154.672	74.404.672	76.404.672	82.654.672
HP Ingreso	-	1.291	3.039	5.039
HP Recomp	4.180	4.819	5.621	6.544

El costo del gasoducto se mantiene constante para todos los caudales porque corresponde al espesor necesario para transportar 8 MMm³ (e= 0.792 cm).

Acondicionamiento y Recuperación de Líquidos

El gas natural crudo, proveniente de los yacimientos, trae consigo un gran número de impurezas y contaminantes que es necesario quitar antes de permitir su ingreso a la cabecera de los gasoductos, con el fin de cumplir con las estrictas especificaciones de calidad establecidas por la Resolución ENARGAS 622/98

Componente	Límite Admitido
Dióxido de Carbono (CO ₂)	< 2% molar
Total de Inertes (N ₂ + CO ₂)	< 4% molar
Oxígeno (O ₂)	< 0.2% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	< 3 mg/m ³ std
Azufre Entero	< 15 mg/m ³ std

(resumidas en la tabla contigua). El gas debe ser tratado y acondicionado en las instalaciones de superficie.

El principal contaminante del gas del yacimiento "La Bonanza" es su alto contenido de azufre, un compuesto corrosivo y tóxico que debe ser eliminado para evitar daños tanto a las personas como a los sistemas de transporte y distribución. Para ellos se invertirán 21,2 MM USD en una Planta de Endulzamiento con capacidad para procesar el 90% del caudal máximo de producción. Durante los años de producción máxima se trabajará con un caudal un poco mayor, y el pequeño volumen de gas remanente (sin tratar) será mezclado con el endulzado, resultando así una mezcla en especificación.

Por otra parte, la posibilidad de que exista líquido condensado dentro de las cañerías, tanto de capitación como de transporte, presenta un problema grave ya que reduce el área de pasaje de gas, haciendo difícil su circulación y consecuentemente aumentando la pérdida de carga. Además incrementa el trabajo necesario para transportar el fluido, puesto que se debe mover una sustancia de mayor densidad y viscosidad que el gas. Las simulaciones realizadas en base a las muestras cromatográficas del yacimiento para el cálculo del punto de rocío demuestran que el gas cumple con las especificaciones necesarias, ya que posee poco contenido de gases ricos (ver tabla). Esto implica que el gas podría ser inyectado sin ajuste.

Componente	% molar
Metano y Etano	95.60%
LPG	1.88%
Gasolina	0.21%
Inertes	2.31%

Dada la coyuntura actual donde existe un *spread* atractivo entre los precios del gas y de los líquidos asociados, se procedió a analizar la posibilidad de invertir en una planta de recuperación de líquidos. Siendo coherente con las proyecciones de precios de los distintos segmentos de clientes, existe la certeza que este *spread* continuará atractivo durante el corto y mediano plazo, por lo que se realizó un desarrollo completo para analizar el atractivo de ejercer el *optionality* de estar *long* en líquidos. Los resultados fueron que la opción más atractiva era la instalación de una planta de Planta de Recuperación de LPG (Turboexpansora) capaz de separar casi la totalidad del LPG y la Gasolina. Por otro lado, la alternativa de inversión en una Planta de Refrigeración Mecánica o LTS no resulta económicamente atractiva dado el bajo porcentaje de contenido de pentano y superiores.

La inversión para la Turbex con capacidad para procesar 7.540 Mm³/día asciende a 53,4 MM USD.

A continuación se resume la producción de líquidos del yacimiento, incluyendo el condesado proveniente de la separación primaria del gas crudo (especificada por el GOR de 50.000 m³ de gas por cada m³ de condensado).

Componente	Eficiencia	Yields
Propanos	97.00%	22.7 [tn/MMm ³]
Butanos	99.00%	15.8 [tn/MMm ³]
Pentanos y superiores	99.00%	10.4 [m ³ /MMm ³]
Condensado	-	0.00002 [m ³ /MMm ³]
Total LPG		38.5 [tn/MMm ³]
Total Gasolinas		10.4 [m ³ /MMm ³]

El poder calorífico del gas rico es 9.462 Kcal/m³, y el del gas residual es 9.144 Kcal/m³. La cromatografía del gas residual es:

A continuación se enumeran los supuestos considerados para la etapa de acondicionamiento y tratamiento el gas crudo:

- Las inversiones incluyen los filtros para la eliminación de polvos, partículas sólidas y vapor de agua (humedad del gas).

- La planta de turbo-expansión opera 353 días por año, previendo 12 días para mantenimiento.
- Cada una de las plantas consume un 1.5% del gas inyectado como combustible de los compresores, la regeneración de los deshidratadores y mermas.
- Salvo en la fase de arranque, el gas consumido que se menciona en (iii) es gas residual (pobre) tomado a la salida de la planta de recuperación y re-direccionado a alimentar los equipos de las dos plantas.
- Los costos de acondicionamiento ascienden a 2.5 USD/Mm³ y para la planta endulzadora 3 USD/Mm³.

Componente	Eficiencia
Metano	93.29%
Etano	4.31%
Propano	0.04%
i-Butano	0.00%
n-Butano	0.00%
l-Pentano	0.00%
n-Pentano	0.00%
Hexanos	0.00%
Heptanos y Superiores	0.00%
Nitrogeno	1.81%
Dióxido de Carbono	0.55%
Total	100.00%
Total inertes	2.36%
Azufre	en especificación
Agua	en especificación

OPEX

Costos Operativos

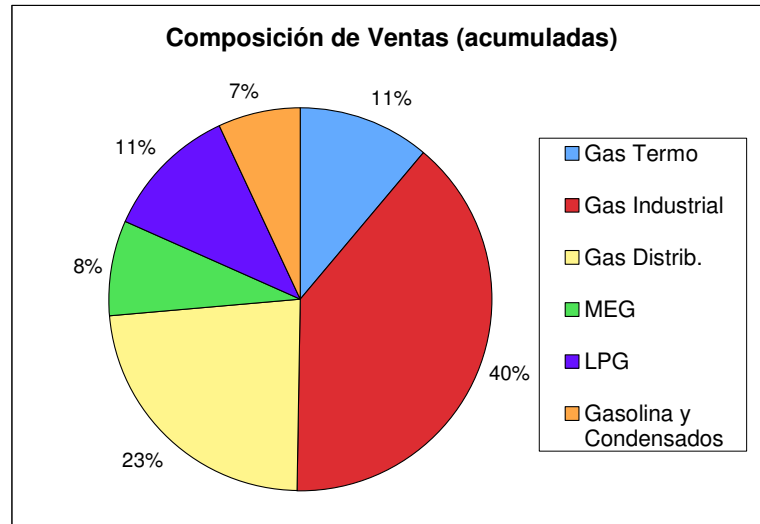
- Captación: 1 USD/bbl eq.
- Tratamiento (CO₂): 3 USD/Mm³
- Turbex: 2.5 USD/Mm³
- Compresión en yacimiento: 150 USD/HP año.
- Compresión en ductos: 60 USD/HP año.
- Mantenimiento de Pozos: 4000 USD/Pozo*Año
- Mantenimiento de Gasoductos: 15.000 USD/Km*Año
- Imprevistos: 10 %

Resultados Económicos y Financieros

CUADRO DE RESULTADOS

Se realizó el cuadro de resultados a fin de determinar el impuesto a las ganancias al que estará sujeto el proyecto. Se consideró que el monto de la oferta no se amortiza.

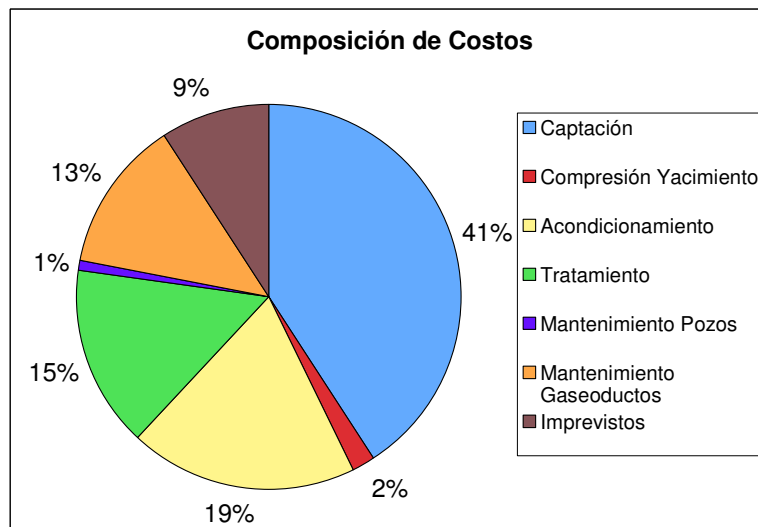
- **Ventas:** De acuerdo a las proyecciones de precios y volúmenes del caso base la distribución de las ventas fue la siguiente:



Se consideró que los condensados y la gasolina se venden como crudo. Para ello se entrega la producción en Loma la Lata y se transporta hasta Ebytem donde se vende como crudo Medanito. Los costos de esta operación se toman de la resolución 5/04 que establece valores máximos para los ductos tarifados.

Se pagarán 7,64 U\$D/bbl en todo el sistema de Oldelval y 0,5 U\$D/bbl para la conexión Loma La Lata - Oldelval.

- **Costos:** Los costos a lo largo del proyecto totalizan 768 MM USD de acuerdo a la siguiente distribución:



Las inversiones en *facilities*, perforación, transporte, captación y colectora se amortizan proporcionalmente a la producción y el resto durante el transcurso de 10 años.

IMPUESTOS:

Se consideraron los siguientes impuestos y tasas:

- IG: 35%
- IIBB: 2% de acuerdo al convenio de la provincia de Neuquén.
- Créditos y Débitos: 0.6% por débitos y 0.6% por acreditaciones de lo cual se recupera un 34% directo de ganancias.
- Regalías: 12% que lo consideramos directamente sobre ventas pero ajustando las ventas de LPG ya que pagan de acuerdo al precio de gas. Esto es bastante conservador ya que hay muchos costos de transporte, compresión, etc. que se descuentan de la venta.
- Sellos: No se pagan ya que se utilizarán ofertas entre ausentes no alcanzadas por el impuesto.

FLUJO DE FONDOS:

Para calcular el flujo de fondos se partió del cuadro de resultados ajustándolo por los conceptos devengados y pagados.

En este caso son solo las amortizaciones ya que para la financiación se consideró que el comprador es una empresa grande y que como consecuencia aumenta su financiación en un 30% del monto del proyecto.

- **Ventas:** se consideró que las ventas se cobran en el período que se devengan.
- **Costos:** los costos operativos se pagan en el período que se devengan.
- **Impuestos:** se pagan en el período en que se generan.
- **WACC:** se consideró que el costo del capital propio es de 13% de acuerdo a lo acostumbrado por diversas empresas del sector y considerando que el costo de la deuda es de 8% de acuerdo a los bonos emitidos por empresas argentinas del *Upstream*.
- El costo promedio del dinero utilizado para descontar el flujo de fondos es de 10.66% (WACC: $8\%(1-35\%)+30\%+13\%*70\%$).

INDICADORES MAS IMPORTANTES

WACC	11%	
VAN	683.931.374	[usd]
VAN (iva)	-1.973.924	[usd]
VAN TOTAL	681.957.450	[usd]
Periodo de Repago	2,55	[Años]
Repago Descontado	3,01	[Años]
TIR	45,94%	
MAX EXPO	-183.153.207	[usd]
IVAN	266,5%	
VP de Inversiones	-255.882.754	[usd]

SENSIBILIDAD

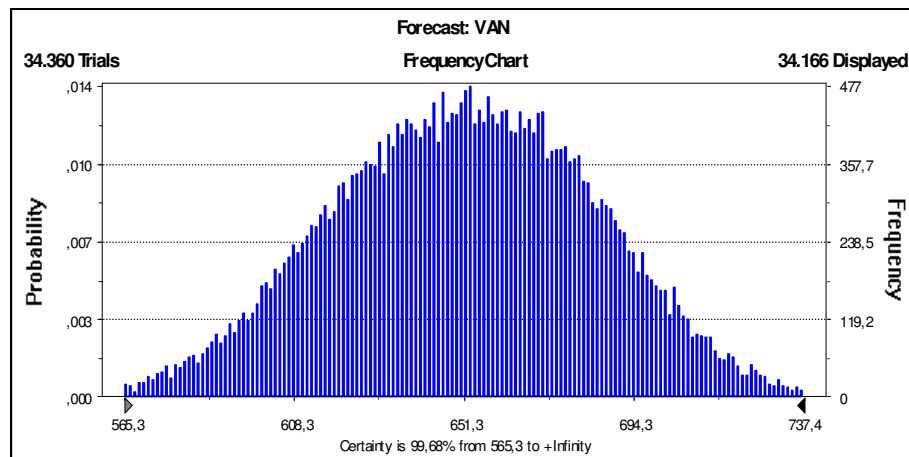
Se utilizó el Cristal Ball® para analizar diferentes valores que podrían tomar las principales variables del proyecto. Entre ellas se destacan:

- Inversiones.
- Costos.
- Precios.

Tanto para las inversiones como para los costos se asumió que las mismas podrían variar con una distribución uniforme entre 1 y 1,2, siendo 1 el valor para el caso base y 1,2 un 20% desfavorable.

Para el caso de los precios se asumieron las siguientes hipótesis:

- Central Termoeléctrica: los precios pueden variar un $\pm 10\%$ con una distribución triangular centrada en 1 y extremos 0,8 y 1,2.
- Distribuidora: el factor que afecta al precio tiene una distribución normal con media 1, desvío 0,1 y con valor mínimo 0,5 y valor máximo 1,5.
- Industriales: distribución triangular con media 1 y extremos 0,7 y 1,7 pero con variación entre 0,87 y 1,1.
- MEG: distribución normal con media 1, desvío 0,1, valor mínimo 0,9 y valor máximo 1,1.



Anexo: Resultados

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
	DESARROLLO Y PRODUCCION		Ntro
1a	Reserva in situ	Mm ³	52.090.465
1b	Reserva a presion de abandono	Mm ³	11.010.008
1c	Presion de abandono Pws	kg/cm ²	53
1d	Cantidad de pozos		82
1e	Potencia total de compresion en yacimiento año 20	HP	2.294
1f	Produccion maxima	Mm ³ /d	9.391
	DEMANDA		
2a	Consumo maximo termoelectrica	Mm ³ /d	1,500
2b	Consumo maximo distribuidoras	Mm ³ /d	4,555
2c	Consumo maximo industria	Mm ³ /d	3,197
2d	Consumo maximo total	Mm ³ /d	9,252
	PROCESAMIENTO (valores maximos)		
3a	Capacidad de procesamiento	Mm ³ /d	7.540
3b	Propano y butano	ton/año	78.854
3c	Gasolina	m ³ /año	21
3d	Condensado	m ³ /año	40.202
	TRANSPORTE		
4a	Gto p/ Generación eléctrica	pulg	10,75
4b	Capacidad maxima de transporte (sin compresión)	Mm ³ /d	1.500
4c	Potencia instalada	HP	12.404
4d	Gto p/ Gto troncal	pulg	18
4e	Capacidad maxima de transporte (a máxima compresión)	Mm ³ /d	8.000
4f	Potencia instalada (recompresión)	HP	5.551
	INVERSIONES		
5a	Inversion campo (yacimiento)	Musd	135.000
5b	Inversion planta/s acondicionamiento	Musd	74.603
5c	Inversion gasoducto	Musd	78.721
5d	Inversion otros	Musd	
5e	Inversion total (valor presente)	Musd	255.883
	PRECIOS 1er AÑO		
6a	Central eléctrica	usd/MMBTU	1,50
6b	Distribuidores	usd/MMBTU	0,50
6c	Usuarios Industriales	usd/MMBTU	1,70
	PRECIOS AÑO "20"		
7a	Central eléctrica	usd/MMBTU	3,50
7b	Distribuidores	usd/MMBTU	3,50
7c	Usuarios Industriales	usd/MMBTU	4,20
	PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1		
8a	GLP exportacion	usd/ton	328
8b	GLP local	usd/ton	328
8c	Gasolina local	usd/m ³	6,91
8d	Gasolina exportacion	usd/m ³	6,91
	PRECIOS LIQUIDOS AÑO 20		
8a	GLP exportacion	usd/ton	298
8b	GLP local	usd/ton	298
8c	Gasolina local	usd/m ³	5,92
8d	Gasolina exportacion	usd/m ³	5,92
	RESULTADOS		
9a	VAN	Musd	681.957
	IVAN	%	266,5%
9b	Tasa (WACC)	%	10,66%
9c	TIR	%	45,9%
9d	Repago	Años	2,55
9e	Maxima exposicion	Musd	183.153