

INSTITUTO TECNOLÓGICO BUENOS AIRES

ESPECIALIZACIÓN EN ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

**TRABAJO FINAL INTEGRADOR
DESARROLLO YACIMIENTO DE GAS
“LA ESPERANZA”**

Alumnos:

- Avalos Sabrina
- Marquez Malvina



A.-	CONTENIDO	pág.
	Propuesta Técnica	
1.-	Reserva	3
	Resumen de la sección	3
	Ubicación del Yacimiento	3
	Determinación de Gas in-situ y Reservas	3
	Determinación de las curvas de Comportamiento de Pozos (IPR) y Contrapresión del Tubing	4
2.-	Mercado	7
	Oferta	7
	Demanda	7
3.-	Marco Institucional y Legal	8
	Ley N° 17319	9
	Introducción Ley 24.076	9
	Consecuencia sobre el precio de las restricciones de la Oferta	10
	Regulaciones Sobre la Oferta de Gas Natural: Resolución Enargas 1410/2010	11
	Particularidades del Mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP)	12
	Marco legal de producción de Hidrocarburos. Ley 17.319	12
4.-	Obras de Captaciones y Medición y Acondicionamiento	15
	Plan de Perforación y Previsión de Producción	15
	Ubicación de Pozos y Obras de Captación	16
	Plantas de acondicionamiento, Tanques, Compresiones	18
5.-	Aprovechamiento de Condensable	19
	Comparación entre plantas de recuperación de GLP & Acondicionamiento en punto de Rocío	20
6.-	Obras de Transporte	21
	Esquema Básico	21
	Diámetros y presión de operaciones	22
	Necesidad de Compresión en transporte	22
7.-	Costos y Tarifas	23
	Costos Operativos (Opex)	23
8.-	Aspectos Comerciales y Contractuales	24
	Canales Comerciales. Requerimiento mínimo establecido. Precios previsto	25
	Decisión de Comercialización	26
9.-	Evaluación de Proyecto	27
10.-	Flujo de Caja	28
11.-	Análisis de Sensibilidad	30
12.-	Resumen de Resultados	31



A. Propuesta Técnica

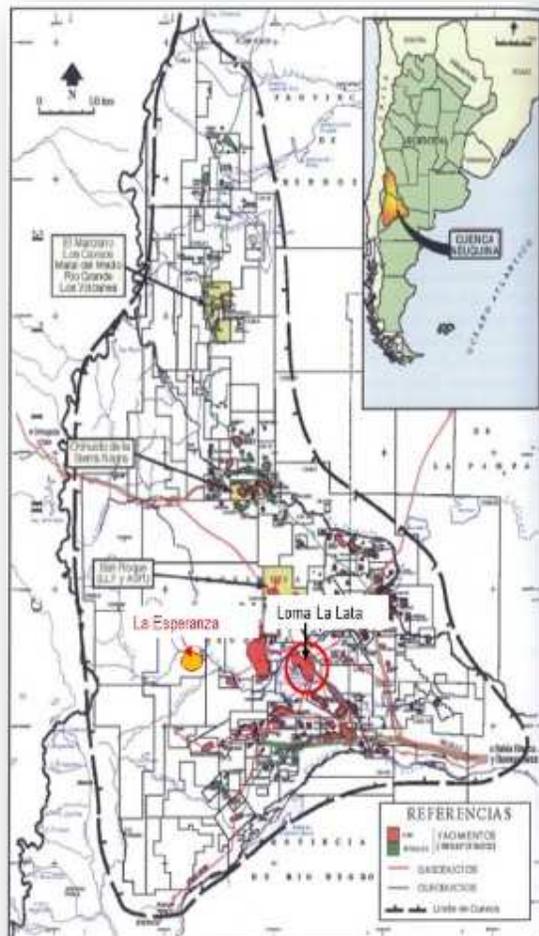
1. RESERVAS

Resumen de la sección

- Yacimiento Convencional de Gas y Condensado “La Esperanza”,
- Ubicado en la provincia de Neuquén, Argentina.
- Localizado a una profundidad promedio de 2.210 (mbbp).
- El reservorio está compuesto de areniscas y pertenece a la formación Mulichinco
- Existe una registración sísmica 2D; (5) perforaciones, de las cuales (4) son productivos y (1) estéril.
- Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas 16.000Mm³ de gas y 695Km³ de condensado recuperable, con un rendimiento teórico de 79,73%.

Ubicación del Yacimiento

Imagen N° 1



Fuente: Informe de Instrucciones

Determinación de Gas in-situ y Reservas

Para la determinación del gas in-situ en condiciones estándar se utilizaron las siguientes ecuaciones:

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

$$\text{Fórmula 2.- } B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a}$$

Donde,

- G = volumen de gas in-situ, en condiciones estándar
- V_r = volumen de roca (estimado en 1.250 Mm³)
- ϕ = porosidad (estimada en 12%)
- S_w = saturación de agua irreductible (estimada en 33%)
- T_r = temperatura del reservorio (87 °C ó 360 °K)
- T_a = temperatura ambiente (15 °C ó 288 °K)
- P_r = presión del reservorio (238 Kg/cm²)
- P_a = presión atmosférica (1,033 Kg/cm²)
- GOR = gas/oil ratio (estimado en 23.000 m³ gas / m³ líquido)
- B_g = factor volumétrico del gas
- Z_a = factor super-compresib. gas en superficie (se asume igual a 1)
- Z_r = factor super-compresib. gas en reservorio (variable fx Pws; basado en análisis PVT obtenido a través de análisis de pozo).

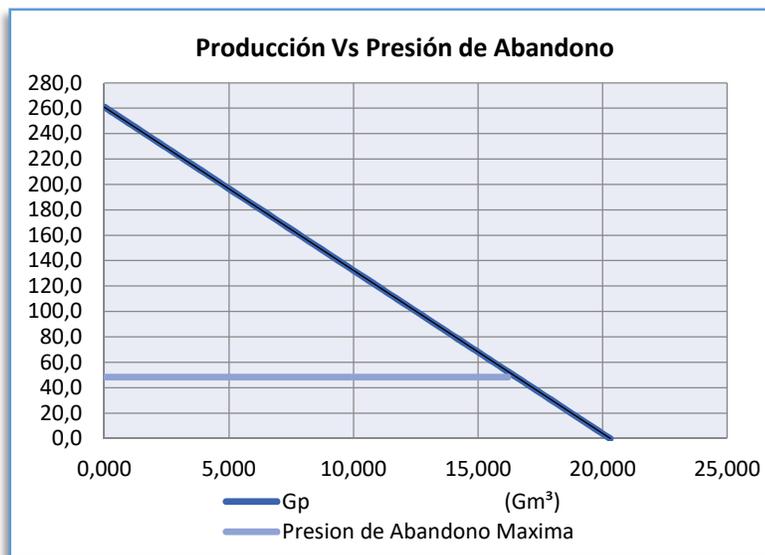
El cálculo volumétrico del recurso gasífero arroja **20,31Mm³ de gas**. Para la presión de abandono de **48,32 Kg/cm²** el volumen recuperable de gas (reservas) es **16,4113Mm³ recuperable**.

$$G_P = V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_W) \cdot \left(\frac{P_r}{Z_r} - \frac{P_{ab}}{Z_{ab}} \right) \cdot \frac{Z_a \cdot T_a}{P_a \cdot T_r}$$

El **Rendimiento Teórico alcanzado es de 81%** obtenido a través de la Formula 4

$$\%R = \frac{G_p}{G} \times 100$$

Grafico N° 1 Producción & Previsión de Abandono



Fuente: Excel hoja N° 3

Determinación de las curvas de Comportamiento de Pozos (IPR) y Contrapresión del Tubing

Al iniciar la producción del yacimiento, la presión estática del reservorio (P_{ws}) irá disminuyendo gradualmente desde los 238 Kg/cm² iniciales. Se hizo necesario definir el comportamiento del pozo promedio del yacimiento por unidad de tiempo (bajo diferentes presiones dinámicas de fondo, P_{wf}) a través de la fórmula de FetKovich.

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

Donde;

- Q = caudal de gas producido
- C = se asume constante a través del tiempo en 12
- P_{ws} = presión estática de fondo (Kg/cm²)
- P_{wf} = presión dinámica de fondo (Kg/cm²)
- n = se asume constante a través del tiempo en 0,94.

Y donde P_{wf} será

$$P_{wf}^2 = (e^5 \times P_{tf}^2) + \frac{6,67 \times 10^{-4} (Q T_p Z_p)^2 (e^5 - 1) f}{d^5}$$

Donde;

- e = 2,71828
- T = temperatura promedio en tubing en Rankine ($T_p = 617,4 R$)
- Z_p = factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio ($Z_p = 0,9243$)
- d = diámetro interior del tubing
- G = gravedad específica del fluido de pozo
- L = profundidad al punto donde se tomó la P_{ws} , en pies (7.251,01 pie)
- f = factor de fricción (Cullender y Smith) [ver ecuación 6 a continuación]
- μ = $f \times (P_{tb})$ [presión promedio en tubing = $(P_{tf} + P_{wf}) / 2$]

Y "f"

$$f = \frac{30,9208 \cdot 10^{-3} \cdot Q^{-0,065} \cdot d^{-0,058} \cdot G^{-0,065}}{\mu^{-0,065}}$$

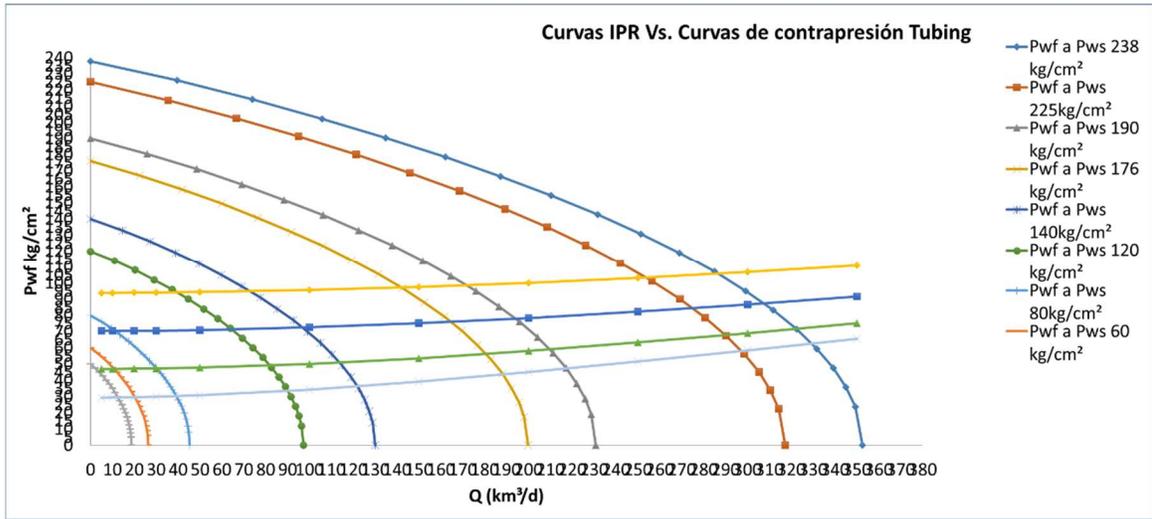
Adicional "S"

$$S = \frac{0,0375 \cdot G \cdot L}{T_p \cdot Z_p}$$

El caudal de gas del pozo promedio a diferentes presiones de boca de pozo se resuelve aplicando un método iterativo en excel. La presión dinámica de fondo (P_{wf}) es función del caudal de gas producido (Q), al igual que Q es función de P_{wf} y μ es función de P_{wf} .

- I. **P_{ws} 238Kg/cm²** presión inicial del reservorio, la misma ira disminuyendo hasta 31 Kg/cm²; considerando que la presión de abandono estaba delimitada como máxima en 35Kg/cm².
- II. **P_{tf}** toma los valores 80 Kg/cm², 60 Kg/cm², 40 Kg/cm² y 25 Kg/cm²
- III. Al aplicar el método iterativo se obtiene Q y P_{wf} para un P_{tf} y un P_{ws} dados.
- IV. Finalmente se grafica la ecuación de pozo promedio y las curvas de contrapresión, y en el punto en donde se intersectan es el punto de operación.

Grafico N° 2 Curvas IPR y Contrapresión del Tubing.



Fuente: Excel hoja N° 6 Curvas IPR y Contrapresión del Tubing

Ejemplo Tabla N° 1 Tabla de Iteraciones

Pws Kg/cm2	Ptf = 80 kg/cm2				Ptf = 60 kg/cm2				
	Pwf Kg/cm2	Pwf PSIA	Q Km3/d	Q Kcf/d	Pwf Kg/cm2	Pwf PSIA	Q Km3/d	Q Kcf/d	
95,00	93,92	1.335,49	1,79	63,05	71,00	70,44	1.001,61	0,73	25,95
96,00	93,92	1.335,50	3,32	117,08	72,00	70,44	1.001,62	1,93	68,19
97,00	93,92	1.335,53	4,81	170,02	73,00	70,44	1.001,64	3,09	109,24
98,00	93,92	1.335,56	6,30	222,42	74,00	70,44	1.001,66	4,24	149,83
99,00	93,92	1.335,60	7,77	274,54	75,00	70,44	1.001,69	5,39	190,24
100,00	93,93	1.335,64	9,25	326,52	76,00	70,44	1.001,72	6,53	230,63
101,00	93,93	1.335,69	10,72	378,47	77,00	70,45	1.001,76	7,68	271,08
102,00	93,93	1.335,76	12,19	430,46	78,00	70,45	1.001,80	8,83	311,66
103,00	93,94	1.335,82	13,66	482,53	79,00	70,45	1.001,86	9,98	352,40
104,00	93,94	1.335,90	15,14	534,72	80,00	70,46	1.001,91	11,14	393,34
105,00	93,95	1.335,98	16,62	587,07	81,00	70,46	1.001,98	12,30	434,51
106,00	93,96	1.336,07	18,11	639,60	82,00	70,47	1.002,05	13,48	475,92
107,00	93,96	1.336,17	19,60	692,32	83,00	70,47	1.002,12	14,66	517,59
108,00	93,97	1.336,27	21,10	745,26	84,00	70,48	1.002,21	15,84	559,54

Ptf = 40 kg/cm2					Ptf = 25 kg/cm2				
Pws Kg/cm2	Pwf Kg/cm2	Pwf PSIA	Q Km3/d	Q Kcf/d	Pws Kg/cm2	Pwf Kg/cm2	Pwf PSIA	Q Km3/d	Q Kcf/d
48,00	46,96	667,74	0,90	31,82	31,00	29,35	417,34	0,91	32,04
49,00	46,96	667,75	1,71	60,48	32,00	29,35	417,35	1,44	50,77
50,00	46,96	667,77	2,51	88,81	33,00	29,35	417,36	1,97	69,63
51,00	46,96	667,78	3,32	117,12	34,00	29,35	417,38	2,51	88,73
52,00	46,96	667,81	4,12	145,53	35,00	29,35	417,40	3,06	108,12
53,00	46,96	667,83	4,93	174,13	36,00	29,35	417,42	3,62	127,85
54,00	46,97	667,86	5,75	202,96	37,00	29,36	417,44	4,19	147,92
55,00	46,97	667,90	6,57	232,05	38,00	29,36	417,47	4,77	168,36
56,00	46,97	667,94	7,40	261,42	39,00	29,36	417,51	5,36	189,17
57,00	46,98	667,99	8,24	291,11	40,00	29,36	417,55	5,96	210,38
58,00	46,98	668,04	9,09	321,12	41,00	29,37	417,59	6,57	231,97
59,00	46,98	668,10	9,95	351,45	42,00	29,37	417,64	7,19	253,96
60,00	46,99	668,16	10,82	382,13	43,00	29,37	417,69	7,83	276,35
61,00	46,99	668,23	11,70	413,15	44,00	29,38	417,75	8,47	299,15

Fuente: Excel hoja 8 Itera II

- La producción promedio de gas del yacimiento es: 2,37Mm³/d y la máxima es de 3,83M m³/d.
- La producción mínima de condensado es de 78,20 m³/d y la máxima 166,5 m³/d.
- Se definió perforar 56 pozos. De los cuales 50 pozos son operativos y 6 estériles.

2. MERCADO

Oferta: Está regulada y su última regulación fue a partir de la Ley N° 24.076 la actividad gasífera está compuesta por una amplia variedad de empresas privadas que operan actualmente en las tres unidades de negocio que componen el sector bajo estudio (**productores** más importantes son (YPF, Total Austral y Pan American Energy), **transportistas** (TGS y TGN) **y distribuidores** 9 firmas repartidas por áreas geográficas) que son quienes se encargan de hacer llegar el combustible hasta el consumidor final (ya sea doméstico, comercial, industrial, GNC o centrales eléctricas), siendo las productoras las que mayor peso específico tienen en cantidad.

Demanda: Se considera de la siguiente manera consumo **residenciales** (destinados a satisfacer las necesidades de alimentación, agua caliente y calefacción), consumos **comerciales** (destinados a la atención al público, como bares, restaurantes, clubes, centros comerciales, hospitales, etcétera), consumos **industriales** (destinados a la elaboración de productos manufacturados), consumo para **generación de energía eléctrica y consumo vehicular** (GNC); estos consumos tiene variaciones durante el año dependiendo de la época del año (verano, otoño, Invierno, primavera).

Para establecer la demanda efectiva por segmento como especificamos anteriormente se utilizaron los siguientes factores de carga.

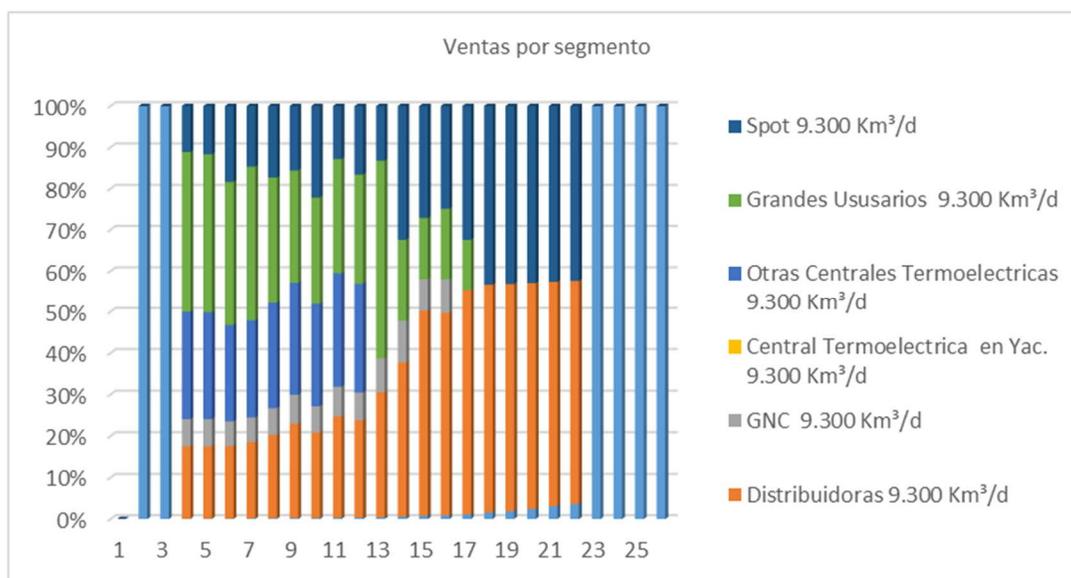


Tabla N° 2 : Factores de Carga por Segmento

Factor de Carga						
Mensual	Distribuidora	GNC	Central Termoelectrica	Otras Centrales Termoelectricas	Usuarios Industriales	Dias
Enero	0,30	0,90	0,85	0,85	0,95	31
Febrero	0,30	0,90	0,85	0,85	0,95	28
Marzo	0,30	0,90	0,85	0,85	0,95	31
Abril	0,45	0,90	0,85	0,85	0,95	30
Mayo	0,65	0,90	0,85	0,85	0,95	31
Junio	1,00	0,80	0,85	0,85	0,95	30
Julio	1,00	0,80	0,85	0,85	0,95	31
Agosto	1,00	0,80	0,85	0,85	0,95	31
Septiembre	0,65	0,80	0,85	0,85	0,95	30
Octubre	0,45	0,90	0,85	0,85	0,95	31
Noviembre	0,30	0,90	0,85	0,85	0,95	30
Diciembre	0,30	0,90	0,85	0,85	0,95	31

Fuente: Excel hoja CDC.

Gráfico N° 3: Ventas por Segmento



Fuente: Excel pestaña CDC

Como se observa en el gráfico las distribuidoras son las que presentan un mayor consumo anual.

3. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

El marco legal de la actividad petrolera se basa en la **Ley N° 17.319**, que establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina



y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.

Por otro lado, existen leyes relacionadas al **mercado al cual se destina el gas natural y los líquidos a producir (LPG)**, contemplados en **la Ley N° 24.076 y la Ley N° 26.020**.

Introducción Ley 24.076: En 1992, la reestructuración del sector a través de la ley de privatización de la industria (Ley 24.076) que, junto con los decretos reglamentarios de las licencias de transporte y distribución (Decretos 1.738/92 y 2.255/92), establecieron las bases para el funcionamiento del mercado. Se produjo la privatización de los servicios con licencias de operación, la separación vertical (por etapas) y horizontal (geográfica) de la industria, y un sistema inspirado en la regulación por incentivos con precios tope y revisión quinquenal de tarifas.

La definición de segmentos regulados o no regulados:

- ✚ Un mercado de contratos.
- ✚ Un mercado cautivo con control tarifario sujeto a políticas de precios topes.

Las autoridades regulatorias (Ente Nacional Regulador del Gas –ENARGAS– y Secretaría de Energía de la Nación) establecen los principios básicos y las normas operativas para los operadores, según las prioridades que consideran oportuno atender en cada momento:

- ✚ Expandir la oferta energética.
- ✚ Sustituir importaciones.
- ✚ Fomentar el crecimiento económico.
- ✚ Mejorar la calidad de vida de la población.
- ✚ Diversificar las fuentes primarias y garantizar la existencia y reposición de reservas.
- ✚ Preservar la seguridad del abastecimiento.
- ✚ Preservar el medio ambiente.

Costo del Gas Natural: Hasta 1992, los precios del gas eran fijados por la transferencia de YPF a Gas del Estado, y esta respondía a los intereses y necesidades del Poder Ejecutivo. En 1992, los costos de gas natural en boca de pozo fueron calculados a partir de los valores de una serie del período 1980-1992.

Tarifas de Transportes: Las tarifas de transporte fueron calculadas de acuerdo a la estructura de costos que se tenía en ese momento, basada en la movilización de una determinada cantidad de gas por cada unidad de distancia. Se establecieron así tarifas de transporte en firme, y para los casos en que se debía transportar gas interrumpible para cada gasoducto existente y para cada destino. Se estimaron además las posibles pérdidas y la cantidad de gas que las transportadoras iban a usar como combustible en sus estaciones compresoras (las existentes en ese momento), fijando así un valor de gas retenido que se asociaba a la contratación del servicio de transporte.

Tarifa de Distribución: Luego de la privatización del servicio, las tarifas de distribución fueron segmentadas por tipo de usuario, y calculadas de modo tal que los ingresos conjuntos de una distribuidora justificaran los costos de operación y mantenimiento, y proveyeran de una rentabilidad razonable a la inversión realizada por el prestador del servicio. Estas tarifas serían



ajustadas en forma periódica. El costo del gas provisto (y colocado en el sistema capilar de distribución) era directamente transferido por el distribuidor al usuario *–pass through–* sin ningún tipo de recargo o descuento. La tarifa para consumo residencial (en todas sus categorías), correspondiente a cada región, incluye un cargo fijo y un cargo variable con escalas de consumo. La tarifa industrial fue elaborada teniendo en cuenta que la distribuidora podía dar ese servicio a las industrias ubicadas en su ámbito de operación bajo distintas condiciones de servicios (firme o interrumpible); también se permitían en estos casos los by-pass físicos y comerciales que autorizaban al usuario a vincularse directamente al transportista o al productor. La tarifa correspondiente a pequeños consumos comerciales comenzó a facturarse mensualmente.

Consecuencia sobre el precio de las restricciones de la Oferta

Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario: A partir de la Ley de Emergencia Económica (Ley 25.561) en el año 2002 se suspendieron los contratos de las concesiones otorgadas a las empresas reguladas de transporte y distribución y los cuadros tarifarios permanecieron sin modificaciones. Considerando que la tarifa de los consumidores finales se compone de tres factores: gas, transporte y distribución, se produjo una disrupción en el sistema por la falta de actualización de los cuadros tarifarios. Esta situación se agravó con la paulatina reactivación económica que generó un incremento en el consumo motivado por la propia reactivación y porque las tarifas permanecían congeladas. Consecuentemente, y ante la falta de incentivos a la inversión en la producción de gas, las reservas comenzaron a caer. Por este motivo, el Gobierno adoptó diversas medidas tendientes a resolver los problemas que se acumulaban en el mercado regulado de gas.

Decreto 180/2004: Respecto a la regulación específica sobre este asunto, en enero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 (i) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte. Por otra parte, el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 181/04 autorizó a la Secretaría de Energía a negociar con los productores de gas natural un mecanismo de ajuste de precios del gas natural suministrado a industrias y compañías de generación de electricidad.

Resolución SE 265/2004 y 752/2005: Adicionalmente, se adoptaron medidas como la suspensión de las exportaciones de gas natural (Resolución SE 265/2004) y por otra parte se resolvió segmentar la demanda de gas, para lo cual el 23 de mayo de 2005, conforme a la Resolución N° 752/05, la Secretaría de Energía estableció un mecanismo mediante el cual los Nuevos Consumidores Directos estaban obligados a adquirir gas natural directamente de los productores o comercializadores desde el 1 de agosto de 2005, que luego fuera prorrogado al 1 de septiembre de 2005 mediante Resolución SE N° 930/2005, contratando sólo los servicios de transporte y distribución por parte de las compañías reguladas. De esta manera se mantenía dentro del sistema regulado el consumo de gas sólo para la denominada demanda prioritaria (usuarios residenciales y pequeñas empresas).

Resolución 599/2007: En junio de 2007, la Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía homologó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación al suministro de gas natural al mercado local durante el período 2007 a 2011, con el objeto de garantizar el abastecimiento de la demanda del mercado local a los niveles registrados en el año 2006, más el crecimiento de la demanda de los usuarios residenciales y comerciales pequeños. El Acuerdo 2007-2011 (extendido en 2012) también establece las pautas respecto de los términos de los contratos



de suministro de cada segmento del mercado y ciertos límites de precios para cada segmento de los niveles de demanda acordados.

Resolución SE 24/2008: En el 2008, mediante la Resolución SE N° 24/2008 el Gobierno Nacional implementó el Programa Gas Plus para aquellos productores firmantes del nuevo Acuerdo, como mecanismo de incentivos para incrementar la producción gasífera sobre áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos, garantizando la libre comercialización del Gas Plus, cuyo precio de comercialización no está sujeto a las condiciones previstas en el nuevo Acuerdo de Productores de Gas Natural.

Decreto 2067/2008: Ante la caída en la producción y el incremento en la demanda de gas natural, el Gobierno debió complementar la oferta local con gas natural importado, para lo cual se consideraron dos fuentes de suministro: la importación desde Bolivia mediante el ingreso a través del gasoducto norte y la importación de gas licuado a través primero, de la terminal en Bahía Blanca, y más tarde de otra terminal en Escobar. Para la financiación del gas importado y ante la diferencia significativa de precio, mediante el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2067/2008 del 3 de diciembre de 2008, se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Los cargos fueron afrontados originalmente, por los consumidores residenciales de mayor consumo y por los grandes usuarios. Con posterioridad, el cargo se amplió a todos los usuarios de gas natural y se incrementaron significativamente los valores, a pesar de que una gran parte de los usuarios alcanzados mantienen un subsidio del Estado Nacional sobre dichos cargos y otros han conseguido quedar fuera del alcance mediante diversos mecanismos de excepción o por medidas judiciales.

Regulaciones Sobre la Oferta de Gas Natural: Resolución Enargas 1410/2010

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo ciertas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de productores, y según se menciona a continuación:

- Las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la demanda prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la SE les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución SE N° 599/07.
- Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011.
- Una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones.
- En caso que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones, re-direccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detraído de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros



clientes. Si el productor no hubiese confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.

Esta resolución también establece **prioridades de abastecimiento de los segmentos de demanda**. Las prioridades son las siguientes: 1) Segmento distribuidoras; 2) Segmento GNC; 3) Segmento Usinas; 4) Segmento industrias. **Cabe mencionar que igual criterio de prioridad se ha seguido en el análisis del desarrollo del yacimiento “La Esperanza”.**

A partir de abril de 2014 se han registrado modificaciones en los cuadros tarifarios de las compañías reguladas de transporte y distribución, que reconocen incrementos en las tarifas de gas, transporte y distribución.

Particularidades del Mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La Ley N° 26.020 sancionada el 9 de marzo de 2005 establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de LPG. Esta ley regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de LPG en Argentina y declara esas actividades como de interés público.

La Secretaría de Energía estableció, a través de varias resoluciones, precios de referencia aplicables a las ventas de envases de LPG de menos de 45 kilogramos y a las ventas de LPG al por mayor exclusivamente a fraccionadores de LPG.

El 19 de septiembre de 2008, la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el Acuerdo de Estabilidad del precio del Gas Licuado de Petróleo en el mercado local. El acuerdo es aplicable al volumen destinado a las garrafas de 10, 12 y 15 kg.

Este acuerdo estableció el incremento en los cuadros tarifarios para los usuarios de gas natural, sólo en el componente gas, a partir de septiembre y noviembre de 2008, con el objeto que el delta del incremento de precio en el gas sea depositado por los productores en un fondo fiduciario que el Gobierno destina a subsidiar a los productores, fraccionadores y distribuidores de garrafas de 10, 12 y 15 kg. El objetivo de este proyecto gubernamental fue el de abaratar el costo del gas a todos los consumidores que no pueden acceder a la red de distribución de gas natural.

Del volumen total producido de LPG en Argentina **entre el 60% y el 75% se destina al mercado interno** y el resto a la exportación y del volumen destinado al mercado interno aproximadamente **el 70% se canaliza a través de los precios regulados** en el marco del Acuerdo de Estabilidad detallado arriba. El volumen destinado a la exportación se concentra en la temporada estival ante la caída de la demanda en el mercado local.

Marco legal de producción de Hidrocarburos. Ley 17.319

El marco legal de la actividad petrolera se basa en la **Ley N° 17.319**, que establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.

La **Ley N° 24.145**, en el año 1992, transfirió el dominio público de los hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar



adyacente a sus costas hasta las 12 millas marinas. Asimismo, estableció que, la transferencia a las Provincias de las concesiones otorgadas con anterioridad a la ley, operaría a partir del vencimiento de las respectivas concesiones o contratos.

En el año 1994 con la aprobación de la Reforma de la Constitución Nacional, el artículo 124, estableció que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

En el año 2007 se dicta la Ley N° 26.197, llamada la ley “corta” que divide el dominio minero entre la Nación y las Provincias, considerando que hasta 12 millas marinas de la costa corresponde a las Provincias. Se traspasa la administración de todos los yacimientos a las provincias sin afectar derechos y obligaciones de los titulares de permisos y concesiones ni el cálculo de regalías. Si bien la política energética es responsabilidad de la Nación, las Provincias son las autoridades concedentes de las concesiones y de aplicación, así como del cobro del canon.

El Congreso Nacional recientemente aprobó una modificación a Ley de Hidrocarburos, promovida por el Estado Nacional, con el objetivo de fomentar las inversiones y fortalecer a YPF como compañía insigne en las inversiones.

Los principales cambios surgidos de la modificación se refieren a:

- Modifica los plazos de otorgamiento de permisos de exploración: 3 años para los yacimientos convencionales y 4 para los no convencionales.
- Elimina el límite de cinco (5) permisos de exploración simultáneos y elimina la obligatoriedad de devolver el 50% del área otorgada al final del período básico otorgado.
- Otorga el derecho a los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación convencionales a solicitar una concesión de explotación no convencional.
- Permite solicitar una reducción de regalías de hasta el 50% para la producción de hidrocarburos pesados (16° API o temperatura de reservorio superior a 1000 centígrados).
- Diferencia los plazos de las concesiones de explotación de la siguiente manera: a) convencionales en 25 años; b) no convencionales en 35 años; y c) off shore en 30 años.
- La adjudicación se hará considerando la mayor oferta de inversión exploratoria realizada en la licitación (en reemplazo de los concursos) utilizando el pliego modelo.
- Se actualizaron los valores a abonar por canon de exploración y explotación (este se fija en \$4.500 anuales por km²).
- Se establece la posibilidad de fijar un bono de prórroga del 2% sobre el valor de las reservas existentes valorizadas al precio de la cuenca de los últimos dos años de la concesión.
- Se fijan regalías del 12% que podrán aumentarse hasta un 18% en el caso de las concesiones existentes prorrogadas.

Permisos de Exploración: Se establecen superficies máximas (10.000 km² on shore y 15.000 km² off shore), plazos básicos de:

- Objetivos Convencionales: dos períodos de tres (3) años con una prórroga de cinco (5) años.
- Objetivos No convencionales: dos períodos de cuatro (4) años con una prórroga de cinco (5) años.
- Objetivos Off shore: se permite adicionar un (1) año al plazo de los convencionales.



Se puede obtener prórrogas, si se ha dado buen cumplimiento, con reversión del 50% de la superficie. En caso de descubrimiento se debe denunciar a la Autoridad de Aplicación dentro de los 30 días. Se puede solicitar Concesión de Explotación dentro de los 30 días desde la determinación que el yacimiento es comercialmente explotable. Si hay producción durante el permiso de exploración se deben abonar regalías con una alícuota del 15%. El otorgamiento de una concesión de explotación no implica la caducidad de los permisos de exploración durante los plazos pendientes.

Concesiones de Explotación: Se confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas. Se autoriza a realizar, dentro de los límites de la concesión, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas. Así también a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y todas las obras necesarias para el desarrollo de las actividades.

Las inversiones deben responder al mejor aprovechamiento de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con una explotación adecuada y económica del yacimiento y la conservación de las reservas.

Los plazos de otorgamiento son de 25 años para explotaciones convencionales, de 35 años para explotaciones no convencionales y de 30 años para explotaciones off shore, más el período de exploración no usado y 10 años de prórroga.

La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación implica la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen, de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas y móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación de la zona de la concesión.

Se excluyen de la reversión los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas con la industrialización y comercialización.

Concesiones de Transporte: La Ley N° 17.319 confiere el derecho a trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes. Se incluye: construcción y operación de oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y bombeo o compresión, obras portuarias, viales o férreas, infraestructura de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios.

En cuanto a los gasoductos la Autoridad política es la Secretaría de Energía y la autoridad técnica es el ENARGAS.

Los plazos serán los mismos que los otorgados en las concesiones de explotación, vencido el plazo las instalaciones pasan al dominio del Estado Nacional o Provincial. No se otorgan exclusividades por zona y el acceso debe ser abierto en la medida que haya capacidad disponible.

Regalías: La Ley N° 17.319 establece que la producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (**12%**) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.



Para el cálculo de regalías debe considerarse la siguiente fórmula:

$$R = 12\% \times VBP \times PC$$

VBP: Valor en boca de pozo (u\$s/m³)

VBP = Precio – Flete – Descuentos – gastos de compresión

PC: Producción computable (m³)

PC = Producción – consumo propio – fuerza mayor – reinyección

4. OBRAS DE CAPTACIONES MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO.

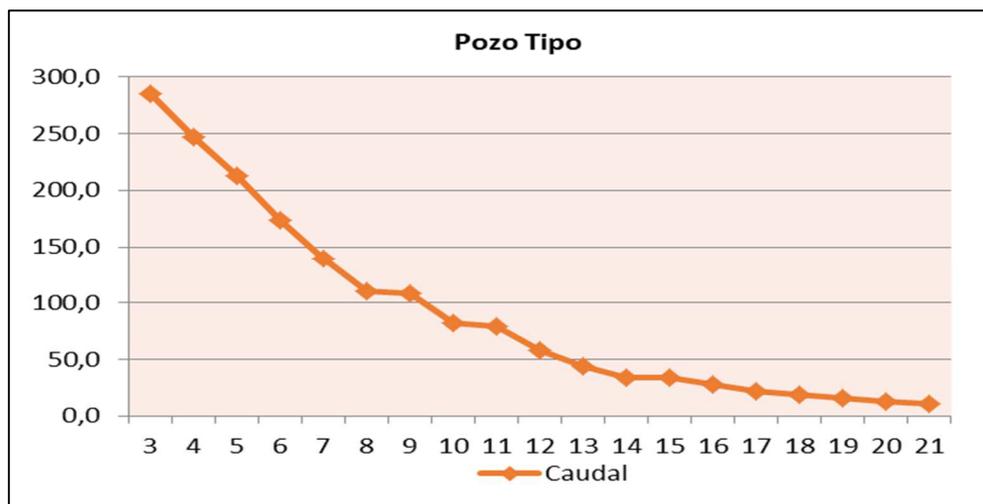
- Para el plan de perforaciones se consideraron los resultados de la exploración en el yacimiento. La cual arrojó 5 perforaciones que delimitaron, 4 pozos productivos y 1 estéril.
- Las perforaciones fueron realizadas un año antes de que sean requeridas para producción.
- La máxima cantidad de pozos a perforar por año: 8. Por cada 10 perforados se consideró 1 pozo estéril.

Teniendo presente que la producción promedio del yacimiento es de 2,37 Mm³/d y la producción máxima es de 3,83 Mm³/d, la producción de condensado es de 78,20 m³/d la mínima y 166,5 m³/d máxima, pudimos establecer la cantidad de pozos a perforar durante el periodo de la concesión.

Se definió perforar 56 pozos. De los cuales 50 pozos son operativos y 6 estériles. –llegando así a un volumen de producción acumulada de 16.411 Mm³/año. (Para los picos de consumo se estima la obtención de 1 pozo de reserva).

El comportamiento del caudal de los pozos tipo durante los años de producción

Grafico N° 4: Comportamiento del caudal del pozo tipo.



Fuente: Excel hoja 10 Previsión de producción I



En base al caudal se realizó la siguiente estimación:

Tabla N° 4 Programación de Producción

Año	Año Activo de Producción	Ptf	Pws	Caudal de Pozo promedio Km³/d	Pozos				Producción Yacimiento				Ventas	
					A Perforar	Esteriles	N° Pozos Operativos	Total Perforados	Km³/d	Mm³/d	Mm³/Año	Acumulado Mm³/Año	CDC en condición STD Anual	CDC Acumulado en condición STD Anual
0	NO	80	238,0	0,0	0	1,00	4,00	5,00	-	-	-	-	-	-
1	NO	80	236,2	0,0	0	1,00	4,00	5,00	-	-	-	-	-	-
2	NO	80	236,2	0,0	8	1,00	4,00	5,00	-	-	-	-	-	-
3	SI	80	236,2	285,5	3	1,00	12,00	13,00	3.426	3,43	1.250	1.250	1.181	1.181
4	SI	80	221,7	247,0	4	2,00	14,00	16,00	3.458	3,46	1.262	2.513	1.190	2.371
5	SI	80	207,1	212,8	4	2,00	18,00	20,00	3.831	3,83	1.398	3.911	1.315	3.686
6	SI	80	190,9	173,6	4	2,00	22,00	24,00	3.819	3,82	1.394	5.305	1.307	4.993
7	SI	80	174,7	139,0	4	3,00	25,00	28,00	3.476	3,48	1.269	6.574	1.201	6.194
8	SI	80	160,0	110,7	5	3,00	29,00	32,00	3.210	3,21	1.172	7.745	1.121	7.315
9	SI	60	146,4	108,1	5	4,00	33,00	37,00	3.568	3,57	1.302	9.048	1.235	8.550
10	SI	60	131,3	82,3	5	4,00	38,00	42,00	3.128	3,13	1.142	10.189	1.103	9.653
11	SI	40	118,1	79,3	5	5,00	42,00	47,00	3.331	3,33	1.216	11.405	1.153	10.807
12	SI	40	104,0	58,2	4	5,00	47,00	52,00	2.734	2,73	998	12.403	951	11.758
13	SI	40	92,4	44,2	0	6,00	50,00	56,00	2.209	2,21	806	13.209	769	12.527
14	SI	40	83,1	33,7	0	6,00	50,00	56,00	1.684	1,68	615	13.824	612	13.139
15	SI	25	75,9	34,2	0	6,00	50,00	56,00	1.711	1,71	625	14.448	619	13.759
16	SI	25	68,7	27,4	0	6,00	50,00	56,00	1.372	1,37	501	14.949	495	14.253
17	SI	25	62,9	22,1	0	6,00	50,00	56,00	1.104	1,10	403	15.352	390	14.643
18	SI	25	58,2	18,7	0	6,00	50,00	56,00	936	0,94	342	15.694	331	14.974
19	SI	25	54,3	15,6	0	6,00	50,00	56,00	778	0,78	284	15.978	275	15.249
20	SI	25	51,0	12,6	0	6,00	50,00	56,00	629	0,63	230	16.207	222	15.472
21	SI	25	48,3	11,2	0	6,00	50,00	56,00	558	0,56	204	16.411	197	15.669
22	NO	25	46,0	0,0	0	6,00	50,00	56,00	-	-	-	16.411	-	15.669
23	NO	25	46,0	0,0	0	6,00	50,00	56,00	-	-	-	16.411	-	15.669
24	NO	25	46,0	0,0	0	6,00	50,00	56,00	-	-	-	16.411	-	15.669
25	NO	25	46,0	0,0	0	6,00	50,00	56,00	-	-	-	16.411	-	15.669
					51,00	6,00	50,00	56,00						

Fuente: Excel pestaña N° 10 Previsión de Producción I

UBICACIÓN DE POZOS Y OBRAS DE CAPTACIÓN

Para la ubicación de los pozos se utilizó la información correspondiente a la profundidad y espesores de la formación productiva (primeros 21 pozos de desarrollo).

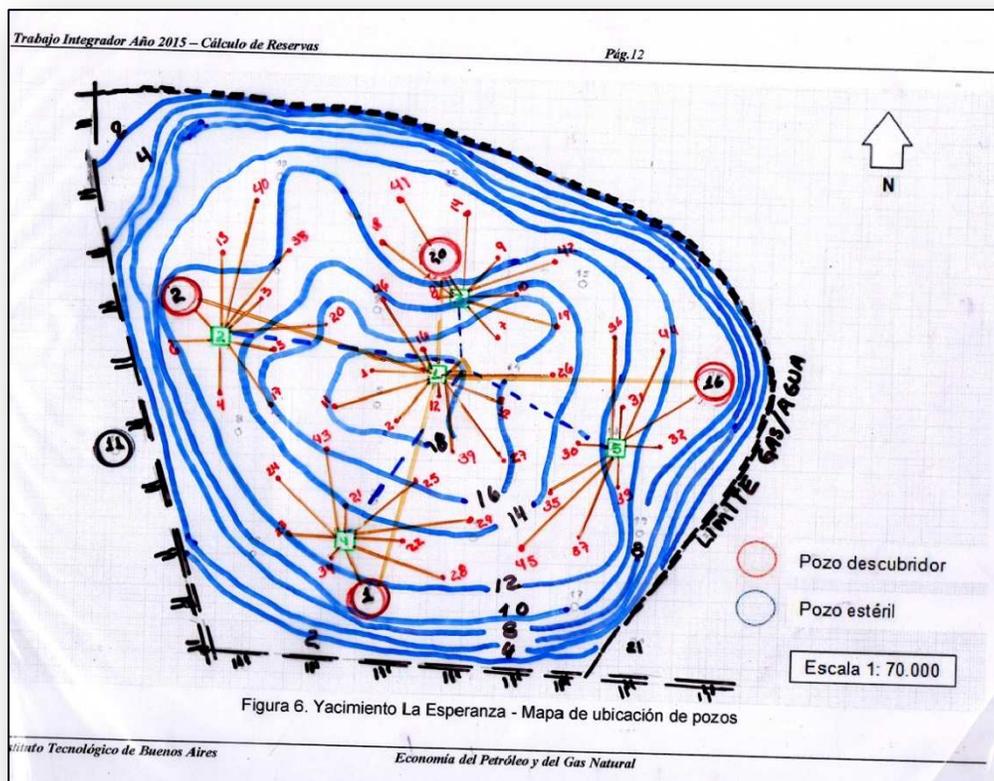
Una vez armados los mapas con los espesores, se marcaron las zonas de mayor potencial para comenzar con las perforaciones. De esta manera, la ubicación de los manifolds, las baterías y la planta se distribuyeron de forma estratégica para evitar extra costos y aprovechar al máximo la producción.

Se decidió perforar en forma uniforme para evitar generar zonas con gran diferencia de presión.

Las zonas con altas diferencias de presión generan que el gas allí presente, alcance su punto de rocío y condense dentro del reservorio. La condensación dentro del reservorio es un fenómeno indeseado, ya que disminuye factor de recuperación.



Imagen N° 2 Mapa de Distribución de Pozos



Fuente: 1 Información Suministrada (cálculo de Reserva y Previsión de Producción)

Fuente : Excel hoja 23 Cañería.

Es importante resaltar que las baterías serán construidas al tiempo del desarrollo de cada área, las colectoras serán tendidas en primer momento hasta las locaciones definidas donde se empalmarán con las captaciones de los cuatro pozos descubridores. La producción de los mismos primero será recibida en la batería 1 hasta el momento en que se desarrolle la batería correspondiente a su zona. De esta manera, la producción de cada pozo será aprovechada sin la necesidad de incurrir en el costo de construcción de todas las baterías en el primer año.

La producción de los cuatro pozos descubridores será aprovechada desde el comienzo de la explotación, definiendo las zonas de interés. La distancia mínima entre pozo que se consideró es de 1000 m. Quedan por lo tanto determinadas las siguientes zonas con prioridad de desarrollo con sus respectivas baterías.

- | | | |
|-------------------------------|------------|---|
| ✚ Zona Central del yacimiento | Batería N° | 1 |
| ✚ Zona Noreste del yacimiento | Batería N° | 2 |
| ✚ Zona Norte del yacimiento | Batería N° | 3 |
| ✚ Zona Sur del yacimiento | Batería N° | 4 |
| ✚ Zona Este del yacimiento | Batería N° | 5 |

Cada batería cuenta con un manifold que recolecta la producción de los pozos. Los separadores de control tienen una capacidad de 500.000 m³/d y los separadores generales tienen una capacidad de 1,5 m³/d.

Se utilizaron cañerías de 4" para las cañerías de captación y de 6" para las cañerías colectoras; este desarrollo se realizarán en función a las necesidades que se van a ir presentando acorde al cronograma de producción.

Los kilómetros utilizados para las cañerías se detallan a continuación:

Tabla N° 5 Cálculos de (m) de Cañería

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Cañería (m)	13.440	8.050	2.000	4.900	4.850	3.850	5.800	7.350	4.900	6.160	7.700	5.250	74.250
Cañería (Km)	13,44	8,05	2,00	4,90	4,85	3,85	5,80	7,35	4,90	6,16	7,70	5,25	74
Baterías	1	1	-	-	1	-	1		1				5

Fuente: Excel hoja Cañería

Plantas de acondicionamiento, Tanques, Compresiones.

La construcción de todas las plantas indicadas a continuación se realizaría durante los dos primeros años del proyecto, de modo que las mismas se encuentren operativas desde el inicio del Año 3 (2018) con el fin de poder poner en producción el yacimiento.

Planta de Acondicionamiento: Se utilizó el máximo caudal diario de producción. En línea con esto, se determinó la necesidad de una planta de 4 Mm³/d para procesar los aproximadamente 3,99 Mm³/d del yacimiento en su punto máximo de producción (año 2021). Esta instalación demandaría una inversión de **USD'MM 28,0**, la cual se realizara de manera fraccionada la inversión en un 50% en el (año 2016) y el otro 50% en el (año 2017).

Planta de Endulzamiento: El gas crudo emerge con una concentración de 50 ppm de H₂S. La Secretaría de Energía establece que la máxima concentración de H₂S en el gas natural debe ser de 3 ppm. Por lo tanto, se determinó el caudal necesario a ser tratado en una planta de endulzamiento, teniendo en cuenta que no es necesario procesar todo el gas extraído sino la cantidad óptima necesaria para que el total del volumen tenga una concentración de 3 ppm. (Considerando que la relación es 3mg/m³= 2,1ppm. Se asume que la planta de tratamiento tiene la capacidad de dejar el gas residual con 0, 1 mg/m³). Se estimó que el tamaño de la planta necesaria es de unos 4,0 Mm³/d lo que demandaría una inversión de unos **USD'MM 32,0**. La cual se realizara de manera fraccionada la inversión en un 50% en el (año 2016) y el otro 50% en el (año 2017).

Compresión: Es importante ir reduciendo los orificios de restricción en boca de pozo para poder mantener un diferencial de presiones que permita la surgencia del gas. Esto origina que la presión en boca de pozo (Ptf) vaya disminuyendo y tomando en consideración que la presión mínima de ingreso a la Planta de Acondicionamiento es de 70 kg/cm², en algunos años se necesitará elevar la presión del gas extraído para poder ingresar a la planta. Se consideró que la caída de presión para todos los pozos desde su boca hasta la planta de tratamiento es de 10 kg/cm².



Por lo tanto la potencia que se requiere instalar es de en el yacimiento es de 2.500 HP (motocompresor) y la inversión total en potencia constituye un monto total estimado en **USD'MMM 5,68**. La cual se realizara de manera fraccionada la inversión en un 50% en el (año 2016) y el otro 50% en el (año 2017).

Tanques de Condensado: La cantidad de tanques de condensado necesarios se estimó en base a 7 días de producción del yacimiento y considerando que no se incluyó una planta de separación de GLP como parte del desarrollo del proyecto, el producto líquido proviene exclusivamente del condensado generado durante la separación primaria, más la gasolina producida en la planta de acondicionamiento. Por lo tanto, se determinó que la necesidad en 3 tanques de 500 m³, lo que constituye una inversión de **USD'MMM 2,1**; a realizar en al año 2017.

5. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLE

Se realizó un análisis de composición molar y a su vez se evaluaron los resultados que se obtendrían en el supuesto de instalar una planta de recuperación de GLP o una planta de acondicionamiento en punto de rocío que extrajera gasolina.

El análisis mostro el siguiente resultado que teniendo en cuenta los poderes caloríficos superiores de cada uno de los componentes de acuerdo a las normas ISO 6976/95 y GPA 2145/95, se llegó a la conclusión de que **el gas producido tiene un poder calorífico de 9.426,7 Kcal/m3**.

Tabla N° 6 Cálculo del Gas Residual (Composición Molar y Poder Calorífico).

	C	D	E=C*(1-D/100)	F=E/SUMA(E)*100	G
	Composición % Molar	Recuperación %	Gas Residual (m3/100m3)	Gas Residual % Molar	Poder Calorífico Superior Kcal/m3
N2	1,7		1,700	1,701	-
CO2	0,75	0,0	0,750	0,751	-
C1	90,97		90,970	91,039	9.008,70
C2	4,47		4,470	4,473	15.785,40
C3	1,25	0,0	1,250	1,251	22.444,20
iC4	0,31	0,0	0,310	0,310	29.004,90
nC4	0,34	0,0	0,340	0,340	29.098,10
iC5	0,09	25,0	0,068	0,068	35.685,10
nC5	0,07	30,0	0,049	0,049	35.756,80
C6	0,04	60,0	0,016	0,016	42.420,30
C7+	0,01	80,0	0,002	0,002	49.079,00
Total	100,000		99,925	100,000	9.426,7

Fuente: Excel hoja de Acondicionamiento.

Comparación entre plantas de recuperación de GLP & Acondicionamiento en punto de Rocío

Planta de Recuperación de GLP

Asumiendo como premisa los siguientes porcentajes de recuperación, por cada 1.000 Sm³/d se obtiene la cantidad de productos indicada en la siguiente tabla:

Tabla N° 7 : Resumen de Resultados de Producto.

Producto	Unidad	M Cantidad	N P.C.S. (Kcal/[m ³],[kg],[lt])	O=M*N/9300 Volumen Equivalente (m ³ de 9300 Kcal)
Gas Rico	(Sm ³ /día)	1.000	9.449,2	1.016
Gas Residual	(Sm ³ /día)	974	9.170,5	961
Propano	(kg/día)	21	12.034,4	27
Butanos	(kg/día)	16	11.838,5	21
Gasolina	(lts/día)	11	7.064,7	9

Fuente: Excel hoja Acondicionamiento GN

Planta de Acondicionamiento de Punto de Rocío

Asumiendo como premisa los siguientes porcentajes de recuperación, por cada 1.000 Sm³/d se obtiene la cantidad de productos indicada en la siguiente tabla

Tabla N° 8 Resumen de Resultados de Producto.

Producto	Unidad	M Cantidad	N P.C.S. (Kcal/[m ³],[kg],[lt])	O=M*N/9300 Volumen Equivalente (m ³ de 9300 Kcal)
Gas Rico	(Sm ³ /día)	1.000	9.449,2	1.016
Gas Residual	(Sm ³ /día)	999	9.426,7	1.013
Propano	(kg/día)	0	12.034,4	0
Butanos	(kg/día)	0	11.838,5	0
Gasolina	(lts/día)	4	7.064,7	3

Fuente: Excel hoja Acondicionamiento GN

Como resultados podemos ver que:

- ✓ Se necesita planta de endulzamiento para sacar el ácido sulfhídrico
- ✓ Ambas ponen en especificación comercial el gas, para ser inyectado al gasoducto en especificación conforme resolución ENARGAS 259/08.



Comparando resultados financieros:

Tabla N° 9 : Valoración Económica entre plantas de acondicionamiento Punto de Rocío & Recuperación GLP

Denominación		Planta Acondicionamiento Punto de Rocío	Planta de Recuperación de GLP
Inversión	MU\$S	566,40	636,45
VAN	MU\$S	203,87	174,79
Préstamo	MU\$S	56,64	190,93
TIR		26%	21%

Fuente: Excel hoja Resumen económico de plantas

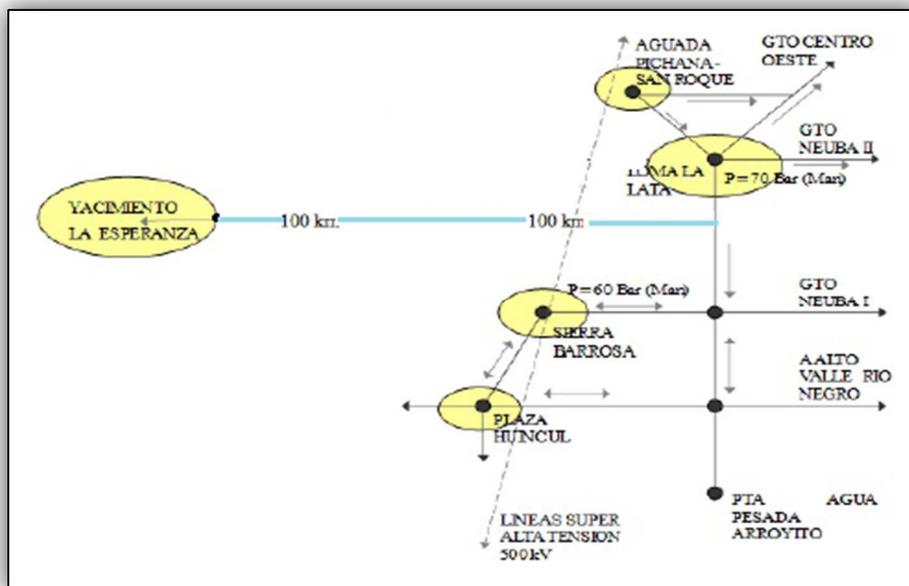
- ✓ Se requiere una mayor inversión para la recuperación del GLP y se obtiene un menor rendimiento.
- ✓ Para tratar de igualar la ganancia se necesita un préstamo mucho mayor.
- ✓ Se obtiene un mayor periodo de repago.

Como resultado de lo analizado anteriormente se concluye que **no es beneficioso para el proyecto la instalación de una planta de GLP**; por lo que se asumen que la planta de acondicionamiento de punto de rocío es quien mayor rendimiento económico nos aporta.

6. OBRAS DE TRANSPORTE

Cuando el producto es Gas Natural resulta importante el análisis detallado del requerimiento de transporte para llevar el gas natural desde yacimiento a su destino final. Se considera que todo el volumen de gas tendrá como destino final el Gasoducto Troncal.

Imagen N° 3 : Esquema de transporte.



Teniendo claro el esquema de transporte del gas natural y la distancia necesaria de 200 km se utilizó un simulador de gasoducto en Excel, el cual nos permite establecer como premisas el diámetro y la potencia instalada de compresión. Consideramos para los cálculos el máximo caudal obtenido durante los 21 años de operación, igual a **4 Km³/día**.

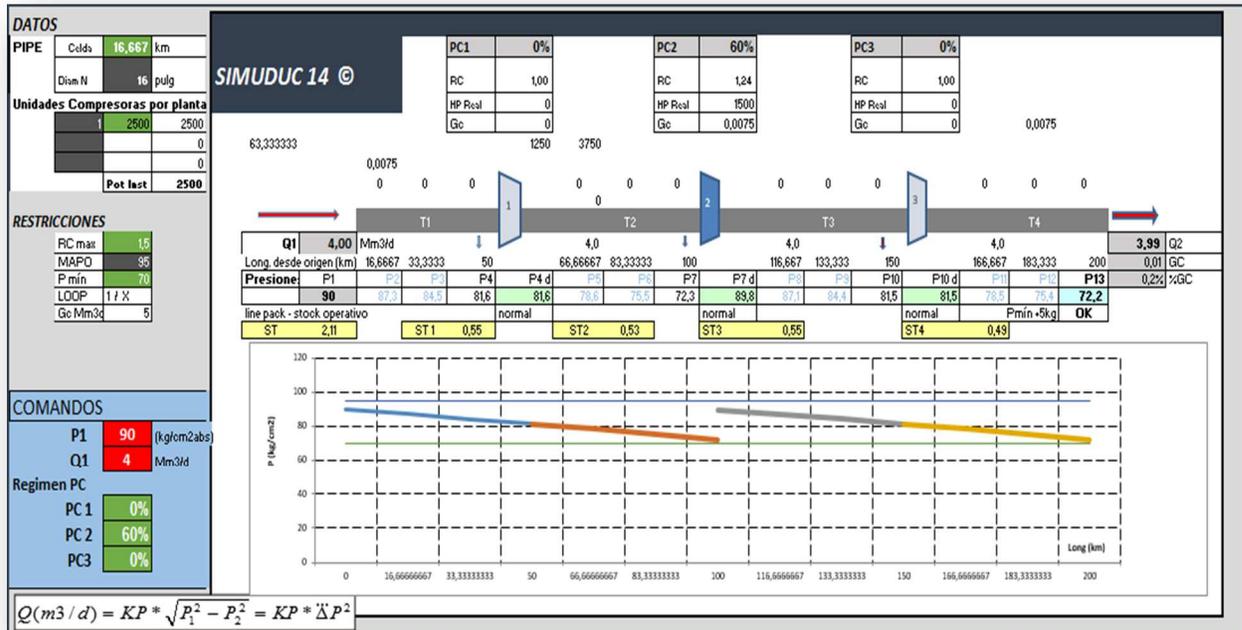
Diámetros y presión de operaciones: La presión de ingreso se definió en 90 kg/cm² siendo la MAPO igual a 95 kg/cm². El diámetro se definió en **16" (pulg)** para el gasoducto de 200 km.

Necesidad de Compresión en transporte: Se diseñó la instalación de 2 plantas compresoras **2.500 HP**

- La primera estación de compresión sería instalada antes del ingreso al gasoducto, con el fin elevar la presión de salida de la planta de acondicionamiento (70 kg/cm²) hasta alcanzar la presión necesaria (90 kg/cm²).
- La segunda estación se instalaría a mitad del recorrido (100 km), para evitar que la presión alcance presiones por debajo de la mínima establecida (70 kg/cm² y con la cual el gas llega al Gasoducto Troncal con una presión igual a 72,2 Kg/cm², cumpliendo de esta manera la presión requerida por la empresa Transportista.

Es importante resaltar que se instalará una única estación de Medición y Regulación en el punto de ingreso a Gasoducto Troncal.

Imagen N° 4: Simulador de Gasoducto



Fuente: Excel hoja Gasoducto

La inversión estimada en el gasoducto de transporte es de 98 MU\$\$; en Compresores de gasoducto 5,68MU\$\$y la estación de medición y regulación es de 0,85 MU\$\$ para un total de inversión de 104,53MU\$\$ la cual se tiene estimado realizar el 50% en el año 2016 y el otro 50% en el año 2017.

7. COSTOS Y TARIFAS

Costos Operativos (OPEX): Durante la vida del proyecto, en MU\$\$ son los que se presentan a continuación. Cabe destacar que el Gas Combustible para Compresión y Procesamiento no se encuentra incluido como parte del Opex, pues el mismo fue directamente restado del volumen de gas disponible para la venta.

Tabla N° 10 Costos Operativos Opex

Yacimiento		Total	%
Captación	MU\$\$	378,53	72,21
Compresión	MU\$\$	10,33	1,97
Acondicionamiento	MU\$\$	45,13	8,61
Total	MU\$\$	433,99	

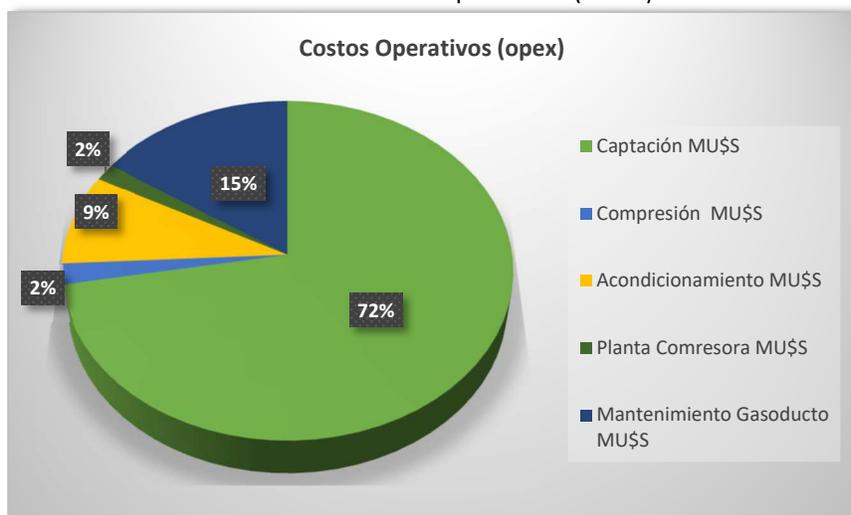
Fuente: Excel pestaña Opex.

Tabla N° 11 Costos Operativos Opex

Transporte		Total	%
Planta Compresora	MU\$\$	8,55	1,63
Mantenimiento Gasoducto	MU\$\$	81,70	15,58
Total	MU\$\$	90,25	

Fuente: Excel pestaña Opex.

Grafico N° 5 Costos Operativos (OPEX)



El costo de mayor importancia que se puede observar es el de las cañerías de captación que representa el 73% y en segundo en importancia el mantenimiento con un 16%.

8. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

Las **alternativas de comercialización** de gas son las que se indican a continuación, en virtud de los requerimientos gubernamentales de abastecimiento a los distintos segmentos de mercado:

- ✚ **Distribuidoras** - Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes de hasta un 30% de la producción disponible en cada año, pero no menos de 1,0 M m³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual.
- ✚ **Gas natural comprimido** - Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes anuales de no menos de 0,25 M m³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual.
- ✚ **Central Termoeléctrica** - Ventas por un volumen anual de gas de no menos de 1,0 M m³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual mediante alguno de las siguientes opciones:
 - Central Termoeléctrica existente en yacimiento (a partir de una conexión directa desde el yacimiento y dedicada, a cargo del productor) - Ciclo combinado de 335 MW. Rendimiento 55%. Consumo específico 6.545 kJ/kWh (1.563 kcal/kWh). Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 M m³/d de 9.300 kcal/m³, a 45 kg/cm².
 - Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos a otras Centrales Termoeléctricas.
- ✚ **Grandes Usuarios y Nuevos Consumidores Directos [P3]** - Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas sin límite de volúmenes máximo o mínimo.

Otras consideraciones del mercado para la estimación de los volúmenes mensuales requeridos por cada uno de los posibles canales de comercialización, se consideraron los **Factores de Carga** que se describen a continuación:

- ❖ **Distribuidoras:** Junio, Julio y Agosto 100%, Mayo y Septiembre 65%, Abril y Octubre 45%, resto 30%
- ❖ **GNC:** 80% durante Junio a Septiembre y 90 % el resto del año.
- ❖ **Generación Eléctrica:** 85%, tanto para la opción a) como para la opción b).
- ❖ **Usuarios Industriales:** 95%, con parada por mantenimiento de 15 días promedio año.
- ❖

Por último, los **Plazos de Contratos** sobre los que nos basamos para planificar las ventas son los siguientes:

- ❖ **Distribuidoras:** 3 años inicial, renovables por períodos de no menos de 2 años; debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido.
- ❖ **GNC:** 1 año inicial, con renovaciones anuales por subasta en el MEG, debiendo mantener el mínimo establecido.
- ❖ **Generadores:** para la opción a) de 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años y para la opción b) es de 5 años, renovables en períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- ❖ **Usuarios Industriales:** 3 años inicial, renovable en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

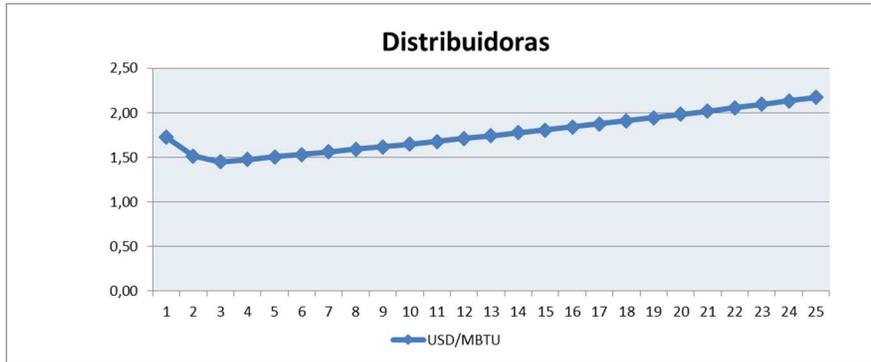
Para los acuerdos que se alcancen con los segmentos Generación e Industria se sugiere formalizar los mismos por medio de contratos de suministro, incluyendo elementos tales como: Cantidad;



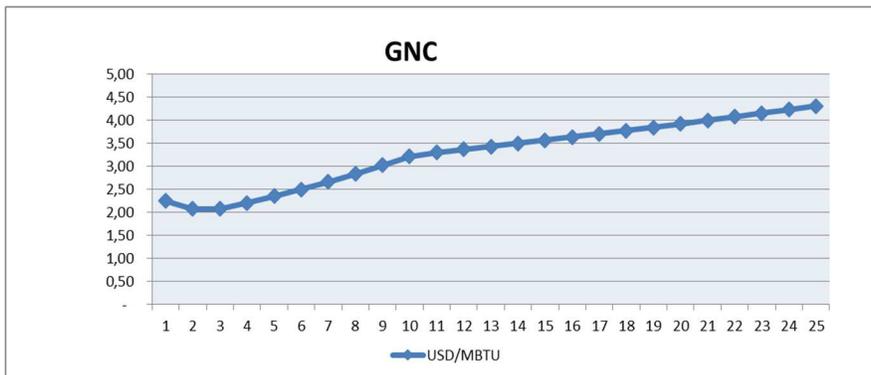
Factor de Carga; Plazo y Vigencia; Punto de entrega (Carga) / Medición / Transferencia de título y riesgo; Condiciones de entrega (Presión / Calidad) / Programación; Precios (Ajustes / Revisión); etc

Precios de Venta

- ❖ **Distribuidoras:** el precio será de 600\$/1000 m³ a enero de 2015. El crecimiento será del 10% anual hasta alcanzar el precio para generación eléctrica (de la opción b) y luego seguirá el crecimiento del mismo.

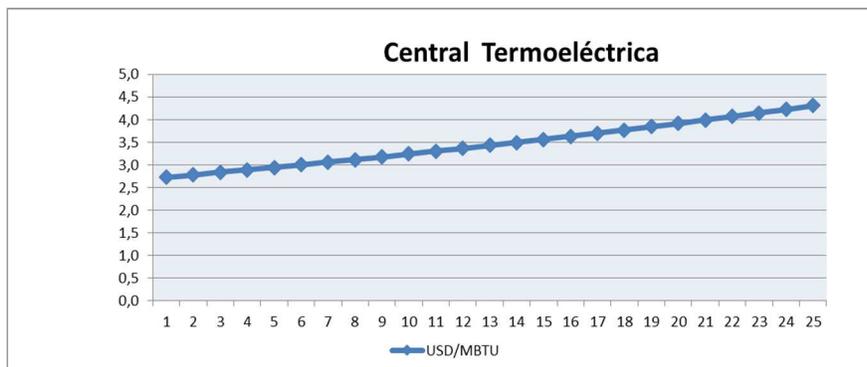


- ❖ **GNC:** el precio será de 750 \$/1000 m³ a enero del 2015, el crecimiento será del 15% anual hasta alcanzar el precio para generación eléctrica (de la opción b) y luego seguirá el crecimiento del mismo.



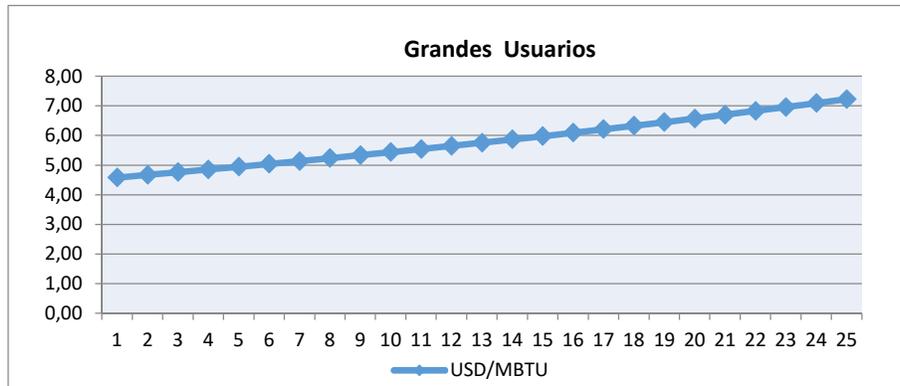
❖ **Generación Eléctrica según opción:**

- ✓ Yacimiento: 5,2 U\$\$/MBTU en el marco de las Resoluciones de Gas Plus y Energía Plus, a partir del tercer año se actualizara anualmente por Producers Price Index (PPI);



✓ Gasoducto: 2,68 US\$/MBTU y se actualizara anualmente por PPI;

❖ **Usuarios Industriales:** 4,5 US\$/MBTU a enero de 2015 y se actualizara anualmente por PPI.



❖ Para todos los segmentos, el precio del gas nunca puede ser mayor a 7,5 US\$/MBTU.

Decisión de Comercialización

- ✚ A Otras Central será abastecida durante los 5 años que dura el contrato inicial y luego se prevé una renovación por un período de 4 años. Con posterioridad se decidió no avanzar en la misma y volcar los excedentes en la demanda a la industria
- ✚ Para el caso de grandes usuarios se decidió vende durante los primeros 14 años que es cuando la declinación de la producción afecta al sector y solo queda la venta para Distribuidoras.
- ✚ Se decidió vender durante los 19 años de producción al segmento Distribuidoras (como consecuencia del declino normal del yacimiento, combinado con un crecimiento vegetativo igual al 3% anual para la demanda residencial, según datos estadísticos obtenidos de fuentes oficiales). No obstante, al ser la demanda de dicho segmento marcadamente estacional, hay meses en los cuales los excedentes deberán ser comercializados en el mercado Spot.
- ✚ Se asume que las ventas Spot serán a un precio inicial de 3,83 US\$/MBTU el cual se ajustará por un crecimiento en un valor rango del 15% -25 %. No obstante, es importante indicar que la planificación de las ventas se realizó procurando minimizar el volumen a ser vendido en el canal Spot, ya que el mismo representa un riesgo comercial (contrato no cerrado; volumen no comprometido; precio sin cerrar).



Tabla N° 12 Volumen de Venta Real por Segmento

CDC - Volumen de Ventas Reales por Segmentos							
Año	Distribuidoras	GNC	Central Termoelectrica en Yac.	Otras Centrales Termoelectricas	Grandes Usuarios	Spot	Total de ventas por Segmento
	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d	9.300 Km ³ /d
0	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-
3	572	217	-	850	1.275	365	3.278,91
4	577	217	-	850	1.275	385	3.304,41
5	639	217	-	850	1.275	672	3.652,19
6	669	217	-	850	1.360	535	3.630,73
7	669	217	-	850	1.020	580	3.334,92
8	709	217	-	850	850	486	3.112,33
9	709	217	-	850	893	761	3.429,72
10	753	217	-	850	850	395	3.064,47
11	753	217	-	850	850	534	3.203,25
12	798	217	-	-	1.275	351	2.641,00
13	798	217	-	-	425	696	2.135,96
14	847	134	-	-	255	465	1.700,87
15	847	144	-	-	298	431	1.719,53
16	754	-	-	-	170	450	1.374,25
17	606	-	-	-	-	477	1.083,01
18	515	-	-	-	-	404	918,75
19	428	-	-	-	-	336	763,60
20	346	-	-	-	-	272	617,58
21	307	-	-	-	-	241	548,00
22	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Excel hoja CDC.

9. EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

La evaluación económica del proyecto, se deben descontar los flujos de fondos proyectados a valor actual y determinar así el Valor Actual Neto (VAN). La estimación de la tasa de descuento suministrada es del 10%.

La inversión total del proyecto es de 566,40 MUSD

Tabla N° 13 Resumen del Resultado Económico y Financiero obtenido

Indicadores	Sin Bono	Con Bono
VAN (10%)	\$ 203,87	176,60
Máxima exposición	-193,09	-223,09
Periodo de Repago	6	7
TIR	26%	22%

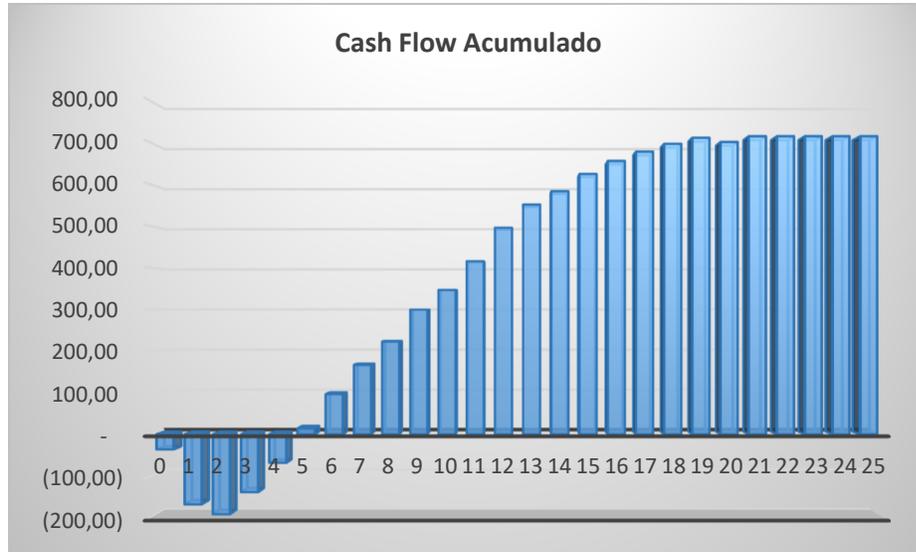


10. FLUJO DE CAJA

Se realiza el análisis del flujo de caja bajo las siguientes premisa:

- Inicio del Proyecto 2015 Como año "0"
- Duración del proyecto 25 años. (concesión)
- Tasa de descuento 10%
- Tipo de Moneda para las proyecciones USD.

Grafico N° 6 Cash Flow Acumulado



Fuente: Excel hoja Cash Flow sin bono.

El grafico N° 6 nos muestra el comportamiento del flujo acumulado de los fondos de donde podemos obtener el periodo de repago del proyecto y la máxima exposición que se tendría en la inversión del mismo. Como podemos observar ya a partir del año 21 comenzamos a tener saldos positivo lo que se traduce en que tendremos **un periodo de repago en 6 años** con una máxima exposición de 193,04 MUSD; con una **TIR de 26%** lo que nos muestra una buena rentabilidad del proyecto.

Tabla N° 14 Indicadores

Indicadores	VAN (10%)	\$ 203,87
	Máximo exposición	-193,09
	Repago	6,00
	TIR	26%

Fuente: Excel hoja Cash Flow sin bono.



Consideraciones generales que se tomaron en cuenta para la obtención del Cash Flow Acumulado

Ingresos: Equivalente a la ventas de Condensado y gasolina y los segmentos (distribuidora, GNC, Central Termoeléctrica, Otras centrales, Industriales y Spot) cada una de ellas afectadas por su importancia y factor de carga como se especificó anteriormente. En cuanto a la venta de GLP se tomó la decisión de no recuperarlo ya que no era rentable para el proyecto.

Ingresos Brutos: Equivalente al 3,00% de las Ventas Brutas (Gas y Líquidos). Tributo de carácter provincial.

Regalías: Se consideraron Regalías por un **12,0%** del valor de las Ventas de Gas y Líquidos.

Opex: Corresponde a los costos operativos en yacimiento; el costo de mayor importancia que se puede observar es el de las cañerías de captación que representa el 73% y en segundo en importancia el mantenimiento con un 16%.

Impuesto a la Ganancia: Corresponde al 35% del “Resultado antes de impuestos” para el caso desapalancado (es decir, sin deuda financiera). El “Resultado antes de impuestos” es determinado como EBITDA menos las Depreciaciones y Amortizaciones Fiscales.

Capex: Comprende todas las inversiones en Activos Fijos realizadas durante la vida del proyecto. Incluye obras en yacimiento y transporte, así como también las provisiones necesarias para llevar a cabo el abandono de pozos a la finalización del proyecto.

Préstamo: Se solicitó un 10% del valor total de la capex, lo que equivale a un monto en MUS\$ 55,04 los cuales serán ejecutados en el año 2015.



11. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Inversiones- CAPEX		\$ 203,87
-50%	\$	332,93
-40%	\$	307,12
-30%	\$	281,31
-20%	\$	255,49
-10%	\$	229,68
0%	\$	203,87
10%	\$	178,06
20%	\$	152,25
30%	\$	126,43
40%	\$	100,62
50%	\$	74,81

Precio del Gas Natural - Distribuidoras		\$ 203,87
-50%	\$	177,56
-40%	\$	182,88
-30%	\$	188,18
-20%	\$	193,42
-10%	\$	198,66
0%	\$	203,87
10%	\$	209,05
20%	\$	214,23
30%	\$	219,40
40%	\$	224,56
50%	\$	229,69

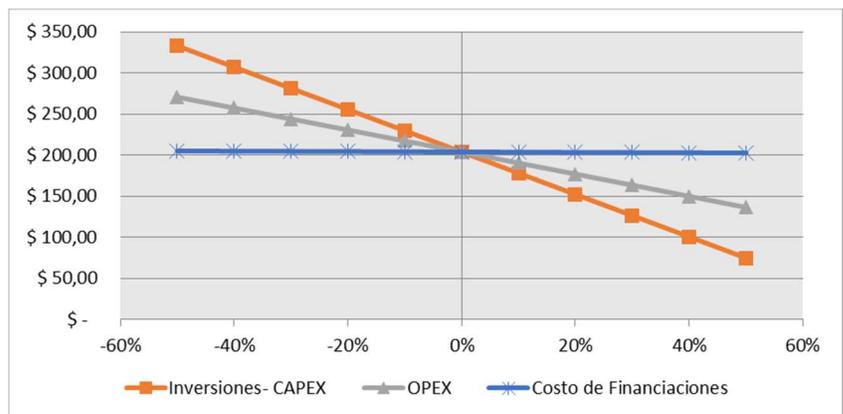
Costo de Financiaciones		\$ 203,87
-50%	\$	205,10
-40%	\$	204,85
-30%	\$	204,61
-20%	\$	204,36
-10%	\$	204,12
0%	\$	203,87
10%	\$	203,62
20%	\$	203,38
30%	\$	203,13
40%	\$	202,89
50%	\$	202,64

OPEX		\$ 203,87
-50%	\$	270,59
-40%	\$	257,28
-30%	\$	243,97
-20%	\$	230,62
-10%	\$	217,25
0%	\$	203,87
10%	\$	190,44
20%	\$	176,98
30%	\$	163,50
40%	\$	149,94
50%	\$	136,37

Precio del Gas Natural - GNC		\$ 203,87
-50%	\$	192,87
-40%	\$	195,22
-30%	\$	197,56
-20%	\$	199,91
-10%	\$	202,08
0%	\$	203,87
10%	\$	205,25
20%	\$	206,21
30%	\$	206,78
40%	\$	206,96
50%	\$	206,96

Precio del Gas Natural - GE		\$ 203,87
-50%	\$	105,95
-40%	\$	126,22
-30%	\$	146,48
-20%	\$	166,41
-10%	\$	185,45
0%	\$	203,87
10%	\$	221,77
20%	\$	239,36
30%	\$	256,69
40%	\$	273,99
50%	\$	291,30

Precio del Gas Natural - Industriales		\$ 203,87
-50%	\$	99,49
-40%	\$	120,36
-30%	\$	141,24
-20%	\$	162,12
-10%	\$	182,99
0%	\$	203,87
10%	\$	224,75
20%	\$	245,62
30%	\$	266,20
40%	\$	283,97
50%	\$	296,44



12. RESUMEN DE RESULTADOS.

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD		
Desarrollo y producción			Promedio	Maximo	
1a	Gas y condensado in situ (Gois)	M m ³	20.306,85	-	-
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M m ³	3.895,60	-	-
1c	Factor de recuperación	%	81%	-	-
1d	Presión de abandono	Kg/cm ²	48,32	-	-
1e	Cantidad de pozos	#	50,00	-	-
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	7.500,00	-	-
1g	Producción de gas - maxima y promedio	M m ³ /d	-	2,37	3,83
1h	Producción de condensado - maxima y promedio	m ³ /d	-	78,20	166,55
Demanda año 3 y año "n"			Año 3	Año de máxima Producción	
2a	Consumo máximo distribuidora	M m ³ /d	-	1,02	1,14
2b	Consumo máximo GNC	M m ³ /d	-	0,25	0,25
2c	Consumo máximo otras centrales termoeléctricas	M m ³ /d	-	1,00	1,00
2d	Consumo máximo industria	M m ³ /d	-	1,50	1,50
2e	Consumo máximo Total	M m ³ /d	-	3,28	3,99
Procesamiento 3 y año "n"			Año 3	Año 21 / Max	
3a	Capacidad de Procesamiento máximo	M m ³ /d	4,0	3,43	3,83
3b	Propano + Butano (GLP)	ton/año	-	-	-
3c	Gasolina	m ³ /año	-	5.321,03	5.950,15
Transporte					
4a	Primer tramo de gasoducto hasta planta de generación eléctrica	pulg	N/A	N/A	N/A
4b	Capacidad máxima de transporte	M m ³ /d	N/A	N/A	N/A
4c	Potencia instalada	HP	N/A	N/A	N/A
4d	Segundo tramo de gasoducto hasta gasoducto troncal	pulg	16	-	-
4e	Capacidad máxima de transporte	M m ³ /d	4	-	-
4f	Potencia instalada	HP	2.500	-	-
Inversiones					
5a	Inversión campo (yacimiento - Perfy WO)	M us\$	374,20	-	-
5b	Inversión planta/s procesamiento (facilities)	M us\$	60,00	-	-
5c	Inversión gasoducto	M us\$	110,20	-	-
5d	Inversión otros	M us\$	22,00	-	-
5e	Inversiones (contingencia)	M us\$	-	-	-
5f	Inversión total	M us\$	566,40	-	-
Precio Gas Año 1 y Año 21			Año 3	Año 21	
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	-	1,72	2,02
6b	GNC	us\$/MBTU	-	2,25	3,99
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	-	2,73	3,99
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	-	4,59	6,71
Precios Liquidos Año 1 y Año 25					
7a	GLP Exportaciones	us\$/tn	-	-	-
7b	GLP Local	us\$/tn	-	-	-
7c	Gasolina y condensado local	us\$/bbl	-	76,02	76,02
Resultados					
8a	VAN al 10%	M us\$	-	\$ 203,87	-
8b	Tasa	%	-	10%	-
8c	TIR	%	-	26%	-
8d	Repago	Años	-	6,00	-
8e	Préstamo (capital) solicitado	M us\$	-	56,64	-
8f	Máxima exposición	M us\$	-	-193,09	-