INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

Especialización en Economía del Petróleo y del Gas Natural

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

PROPUESTA TECNICA

YACIMIENTO "LA ESPERANZA"

EQUIPO A – GRUPO 3

AUTOR/ES: **Aguirre, Laura Alejandra** **(Leg. Nº 103.811)**

Cella, María Marta **(Leg. Nº 103.721)**

DOCENTES: **Casares, Carlos**

Pizarro, Horacio

Reatti, José

A. PROPUESTA TÉCNICA 4

1. INTRODUCCIÓN - OBJETO Y ALCANCE 4

2. RESERVAS 4

CÁLCULO DE RESERVAS VOLUMÉTRICAS 4

GAS Y CONDENSADO RECUPERABLE 5

PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN Y PERDIDA DE CARGA EN EL TUBING 6

PLAN DE PERFORACIÓN 8

3. MERCADO 10

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA OFERTA 10

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA DEMANDA 11

COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL 12

FORMACIÓN DE PRECIO DEL GAS NATURAL 13

PERSPECTIVAS FUTURAS DEL MERCADO ARGENTINO DE GAS NATURAL 14

4. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL 15

REGULACIÓN VIGENTE 15

5. OBRAS DE CAPTACIÓN, MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO 19

ESQUEMA DE CAPTACIÓN 19

COMPRESIÓN 20

PLANTAS DE PROCESAMIENTO 21

6. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES 24

CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL CRUDO: (SEPARACIÓN PRIMARIA) 24

ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE RECUPERACIÓN DE GLP 24

7. OBRAS DE TRANSPORTE 26

ESQUEMA BÁSICO 26

DIMENSIONAMIENTO DEL GASODUCTO 26

DIÁMETROS Y PRESIONES DE OPERACIÓN 27

NECESIDADES DE COMPRESIÓN EN TRANSPORTE 27

8. PRECIOS Y COSTOS 27

PRECIOS APLICABLES AL GAS NATURAL (POR CANAL COMERCIAL) 27

PRECIOS APLICABLES A LOS CONDENSADOS Y GASOLINA 30

COSTOS OPERATIVOS (OPEX) 33

9. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES 34

ASPECTOS GENERALES. CONTRATOS DE GAS NATURAL. 34

CONSIDERACIONES ESPECIALES. VOLUMEN A ENTREGAR POR SEGMENTO. 34

CONDENSADOS. CARACTERÍSTICAS DE COMERCIALIZACIÓN. 35

GAS LICUADO DE PETRÓLEO 35

10. FLUJO DE CAJA 36

FLUJO DE CAJA: INGRESOS Y CÁLCULO EBITDA 36

FLUJO DE CAJA: CASH FLOW OPERATIVO, CASH FLOW FREE Y ACUMULADO 36

11. EVALUACIÓN DEL PROYECTO 37

ANÁLISIS DEL RESULTADO FINANCIERO 37

FLUJO DE CAJA: CUADRO DE MARCHA DEL FINANCIAMIENTO 37

11. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD 38

12. RESULTADOS 40

A. Propuesta Técnica

1. Introducción - Objeto y alcance

El objetivo del presente trabajo final integrador caracterizar la oportunidad de negocio asociada a la obtención del permiso de explotación del yacimiento La Esperanza, ubicado en la provincia de Neuquén. El yacimiento se encuentra localizado a 200 km de la cabecera de los gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste y a 100km de una central termoeléctrica existente.

Se pretende realizar un análisis contextual del mercado regulado del gas en la República Argentina en todas sus etapas a fin de entender las oportunidades y amenazas que afectan al sector gasífero y demostrar la viabilidad técnica y la rentabilidad económica del proyecto.

2. Reservas

Cálculo de reservas volumétricas

Como primer paso para delinear el proyecto de puesta en producción del yacimiento "La Esperanza" se realizó el cálculo de reservas volumétricas. A partir de las condiciones del yacimiento, resumidas en la Tabla N° 1, se estimó el volumen de gas "in situ".

Tabla N° 1 – Datos del yacimiento.

Volumen de roca (Vr)	1.250 Mm^3
Porosidad (ϕ)	12%
Saturación de agua irreductibe (S_W)	33%
Temperatura del reservorio (Tr)	87 ° C (360 ° K)
Presión del reservorio (Pr)	238 kg/cm^2
Relación Gas – Petróleo (GOR)	23.000 m^3_{gas}/m^3_{liq}
Temperatura ambiente (Ta)	15 ° C (288 ° K)
Presión atmosférica (Pa)	1,033 kg/cm^2

Volumen de gas "in situ" (G):

$$G = \frac{\mathrm{Vr}\,.\,\varphi\,.\,(1-\mathrm{Sw})}{Bg}$$

Siendo el factor volumétrico de gas (Bg):

$$Bg = \frac{Pa\,.\,Tr\,.\,Zr}{\mathrm{Pr}.\,Ta\,.\,Za}$$

(*) Nota: Za = 1.

Y el factor de super compresibilidad (Zr):

$$Zr = (4{,}219\,.\,10^{-6})\,.\,Pws^2 - (1{,}394\,.\,10^{-3}).\ Pws + 1$$

(*) Nota: Pws: Presión estática de fondo de pozo.

Así, el **volumen de gas "in situ"** estimado es de **20.419 millones de m3**.

GAS Y CONDENSADO RECUPERABLE

Contando con el análisis PVT de los fluidos del reservorio (Tabla N° 2) realizado a partir de las muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento, se estimó el volumen de gas recuperable (Gp).

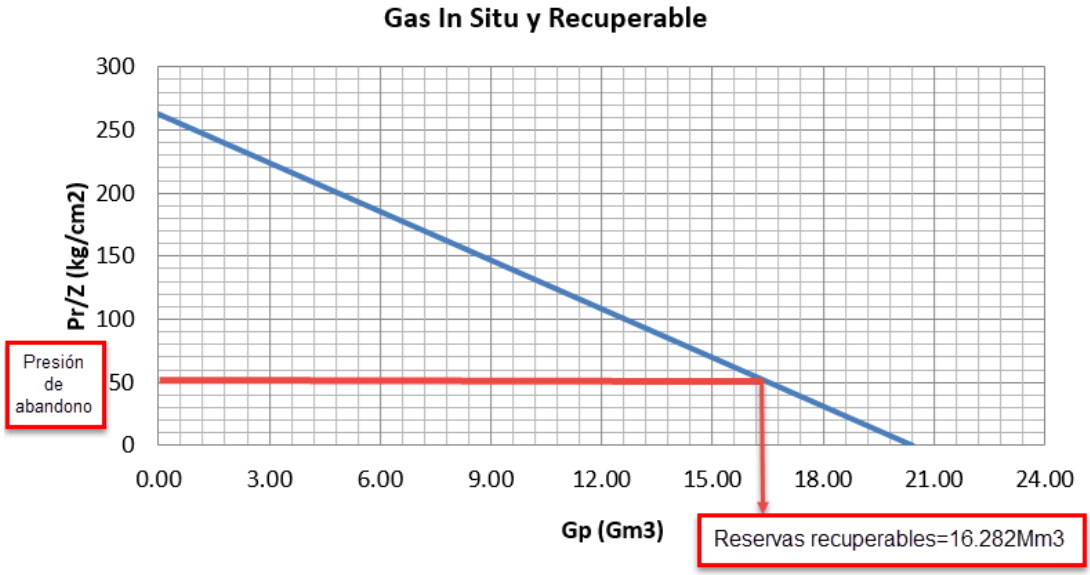
$$Gp = Vr\,.\,\varphi\,.\,(1 - \mathrm{Sw})\,.\left(\frac{Pr}{Zr} - \frac{Pa}{Za}\right)\frac{Za\,.Ta}{Pa\,.Tr}$$

Tabla N° 2 – Análisis PVT de los fluidos del reservorio.

Pr (kg/cm^2)	Z_R	Pr/Zr (kg/cm^2)	Bg	G (gm^3)	Gp (gm^3)
238	0,9072	262,34	0,0049	20,419	0,000
210	0,8933	235,08	0,0055	18,297	2,122
190	0,8874	214,10	0,0060	16,664	3,755
170	0,8849	192,10	0,0067	14,952	5,467
150	0,8858	169,33	0,0076	13,179	7,239
130	0,8901	146,05	0,0088	11,368	9,051
110	0,8977	122,53	0,0105	9,537	10,882
90	0,9087	99,04	0,0130	7,709	12,710
70	0,9231	75,83	0,0170	5,902	14,516
50	0,9408	53,14	0,0243	4,136	16,282
0	1,0000	0,00			20,419

En el gráfico a continuación se representan los valores mostrados en la Tabla N° 2.

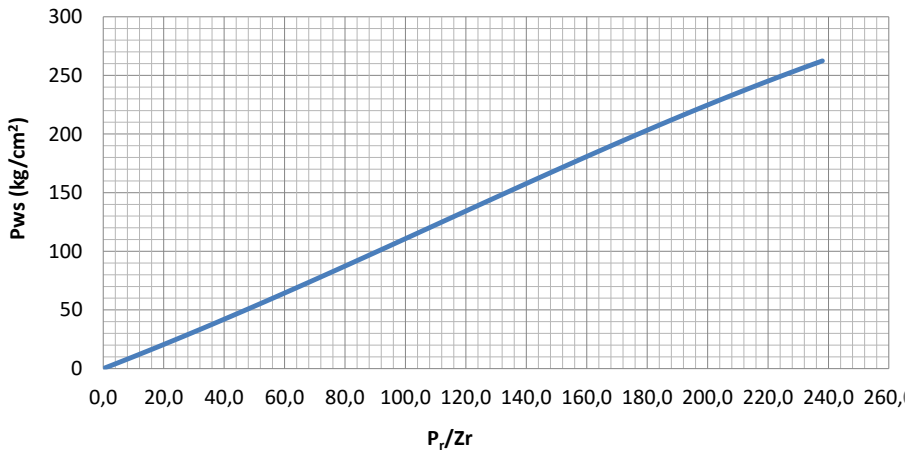
Gráfico N° 1 – Gas in situ y recuperable.



Considerando una presión teórica de abandono de 50 kg/cm2, el **volumen de reservas recuperable (Gp)** es de **16.282 millones de m3**. En el mismo sentido, a partir del GOR del yacimiento se estima un **volumen de condensado recuperable de 0,708 millones de m3.**

Por su parte, en el Gráfico N° 2 se muestran los valores de la presión estática de fondo de pozo en función de la relación Pr/Zr, donde los valores de Pws dan cuenta de la declinación del reservorio.

Gráfico N° 2 – Relación Pws vs. Pr / Zr.



PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN Y PERDIDA DE CARGA EN EL TUBING

Los ensayos y mediciones físicas realizados sobre los cuatro pozos productivos del yacimiento permitieron obtener la ecuación de comportamiento del pozo promedio (Q) (ecuación de Fetkovich).

$$\mathrm{Q} = \mathrm{C} \,.\, (\mathrm{Pws}^2 - \mathrm{Pwf}^2)^{\mathrm{n}}$$

(*) Notas: Pws: presión estática de fondo de pozo.
Pwf: Presión dinámica de fondo de pozo.
Se asume C constante: C = 12.
Se asume n constante: n = 0,94.

A partir de dicha ecuación se estimó la evolución de la producción del pozo promedio a lo largo del período de la concesión. Es decir, se definió el comportamiento del pozo promedio a lo largo del tiempo, contemplando la caída de presión del reservorio a medida que el yacimiento sea puesto en producción.

Debe señalarse que, tal como se desprende de la ecuación de Fetkovich, el comportamiento del pozo promedio depende no sólo de la presión estática de fondo de pozo, sino también de la presión dinámica de fondo de pozo. La misma fue estimada aplicando la ecuación de Smith, contemplándose las siguientes presiones dinámicas de boca de pozo (Ptf): 80 kg/cm2; 60 kg/cm2; 40 kg/cm2; 25 kg/cm2.

$$Pwf^2 = (e^s \,.\, Ptf^2) + \frac{6{,}67 \,.\, 10^{-4}\, (Q \,.\, Tp \,.\, Zp)^2\, (e^s - 1)\, f}{d^5}$$

(*) Notas: Tp (temperatura promedio en el tubing en rankline) = 614,7 R.
Zp (factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio) = 0,9243.
d (diámetro interior del tubing) = 2,92”.

Siendo:

$$S = \frac{0{,}0375 \,.\, G \,.\, L}{Tp \,.\, Zp}$$

(*) Notas: G (gravedad específica del fluido del pozo) = 0,6702
L (profundidad al punto donde se tomó la Pws) = 7.251,01 pies.

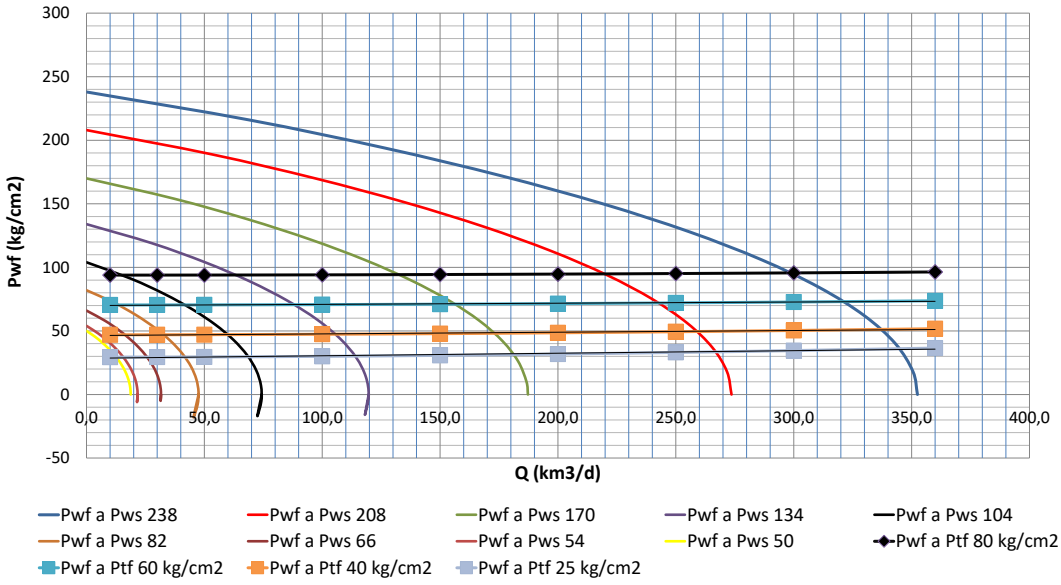
Mientras que el factor de fricción (f; Cullender y Smith) es:

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

(*) Notas: μ es función de la presión promedio en el tubing.

En el Gráfico N° 3 se muestran: i) las curvas de comportamiento del pozo (curvas IPR), que muestran el caudal de producción (Q) aportado por el reservorio en distintas etapas de la explotación, es decir, en función de la presión dinámica de fondo (Pwf); y ii) las curvas de contrapresión, que muestran el caudal en el tubing (Q) en función de la presión dinámica de fondo (Pwf), de acuerdo a la presión dinámica de boca de pozo (Ptf).

Gráfico N° 3 – Curvas IPR y de contrapresión en el tubing.



Las curvas IPR y de contrapresión en el tubing presentadas en el gráfico anterior permitieron determinar el número de pozos a perforar a lo largo de todo el período de la concesión, de acurdo a la demanda de mercado que se estima abastecer.

PLAN DE PERFORACIÓN

El presente proyecto prevé la perforación de **47 pozos entre los años 3 y 24,** de los cuales se contempla que 5 sean estériles determinando un total de **42 pozos operativos**. En el Gráfico N° 4 se presenta el plan de perforación.

Gráfico N° 4 – Plan de perforación.

Por último, en los gráficos a continuación se muestran los datos correspondientes a la previsión de producción estimados en función del plan de perforación: producción total diaria, producción acumulada y producción del pozo tipo por año.

Gráfico N° 5 – Producción promedio y total por pozo tipo

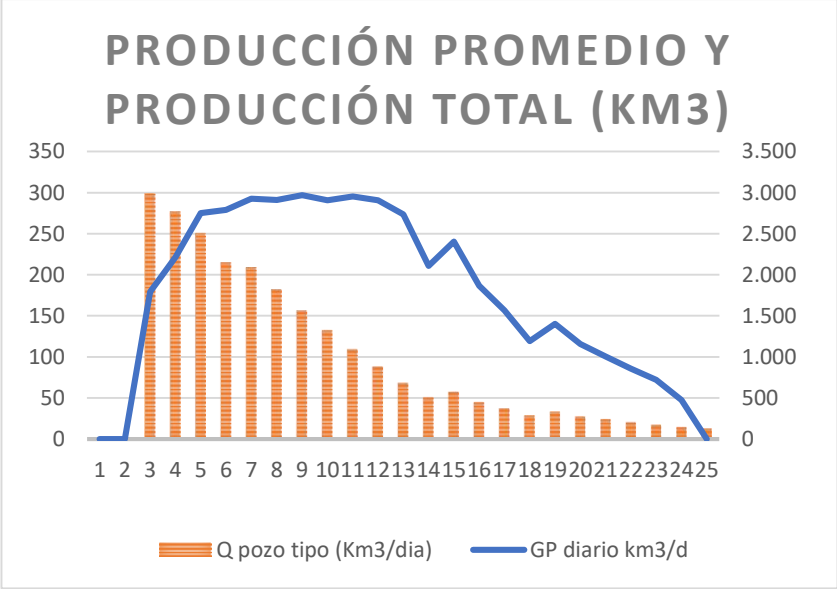
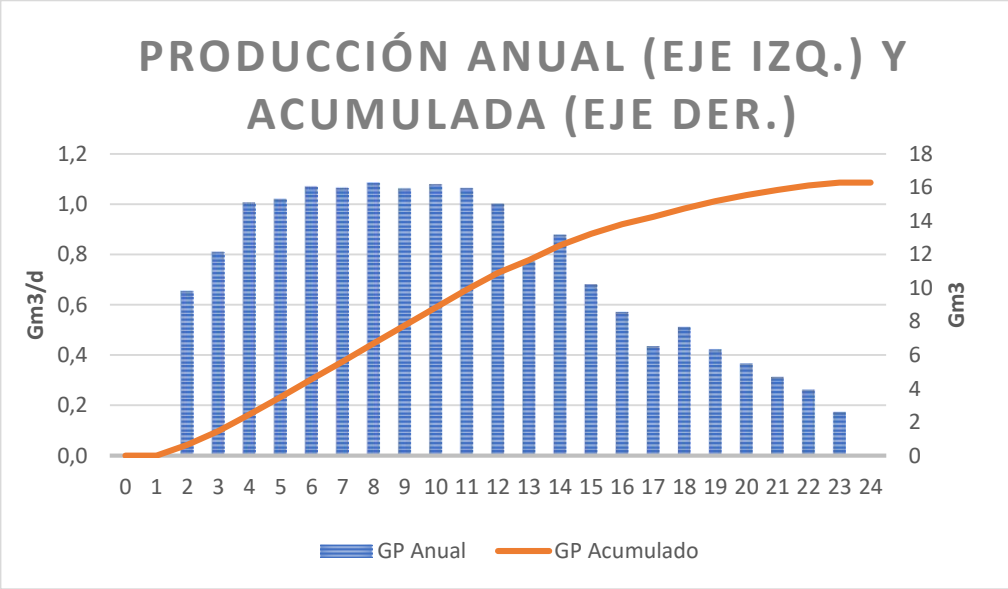


Gráfico N° 6 – Producción total anual y acumulada.



Tal como se observa en el Gráfico N° 6, se prevé alcanzar al final de la concesión una **producción total de 16.282 millones de m3.** Contemplando el volumen de gas in situ estimado en 20.419 millones de m3, se desprende que el **porcentaje de recuperación es del 79,7%.**

3. MERCADO

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA OFERTA

La producción de gas natural subió por tercer año consecutivo luego de ocho años de caída consecutiva. La mayor disponibilidad de gas natural local es una buena noticia tanto para el sector como para la macroeconomía. Desde principios de década, nuestro país importa gas natural constantemente, con lo cual, una mayor producción local implica una menor presión sobre el balance de pagos.

También podemos analizar la producción de gas regionalmente, por cuencas o por provincias. En este enfoque, encontramos a la cuenca Neuquina y a la cuenca Austral como las regiones de nuestro país donde se incrementó la extracción de gas. Todas las otras cuencas muestran un descenso en su producción.

En particular, la cuenca Neuquina se encuentra desarrollando cada vez en mayor escala los reservorios no convencionales de gas, tanto el Tight como el Shale gas. En cuanto a la cuenca Austral, el motor parece estar puesto en la parte off-shore. Todo el crecimiento de la cuenca se explica por la extracción off-shore, de hecho, la producción on-shore muestra una fuerte caída.

En el año 2017 el gobierno autorizó la exportación de gas natural a Chile para asistencia en situaciones de emergencia. El Ministerio de Energía autorizó a la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) a proveer de gas natural a Chile a través de la empresa ENAP Refinerías, por una cantidad máxima diaria de 3,5 millones de metros cúbicos diarios a 9.300 kilocalorías por metro cúbico. La medida se enmarca en compromisos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2017, o hasta completar una cantidad máxima total de 6,0 millones de metros cúbicos a 9.300 kilocalorías por metro cúbico con la obligación de reimportar volúmenes de gas natural equivalentes a los exportados dentro de los 30 días corridos desde la fecha de entrega al comprador con el objetivo de garantizar la seguridad de abastecimiento de la demanda prioritaria local.

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA DEMANDA

El consumo residencial de gas natural por red registró una caída del 18% en el primer semestre del 2017, respecto de igual período del 2016, en lo que fue la peor caída en 24 años con la fuerte suba de tarifas como la causante del menor consumo.

El consumo general de gas por red mostró una retracción del 1,3% en el primer semestre. Se trata del peor desempeño de los últimos siete años (en 2010, la caída había sido del 5,4%). La retracción se dio principalmente por la fortísima caída en la demanda residencial, que fue un 18% inferior al primer semestre del año pasado.

El comportamiento de la demanda de gas discriminado por tipo de usuario para el primer semestre de 2017 en relación al de 2016 fue a la baja. El consumo residencial registra la peor caída, con un 18%; sigue el sector del GNC, con un 11%; el comercial con un 9%; y el industrial, con un ascenso del 3%. Las centrales eléctricas, por su parte, continúan con las cifras positivas: un 9% arriba.

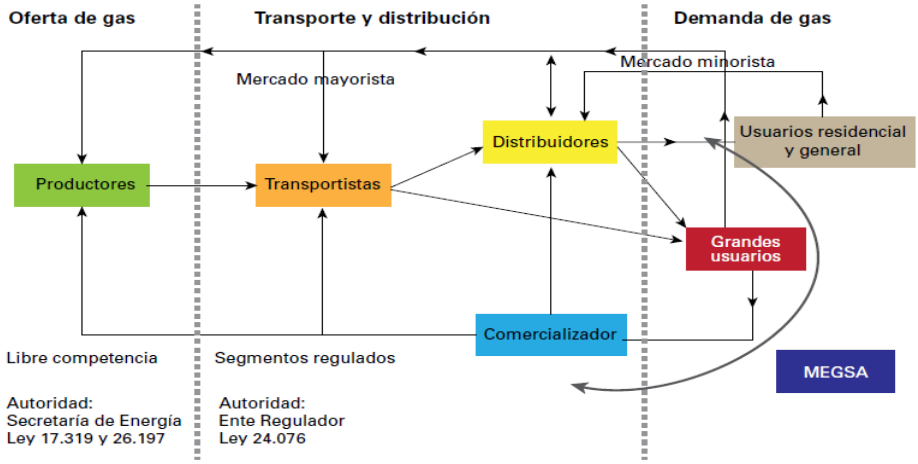
El gas natural es el energético más importante de nuestra economía, en el año 2017 representó el 52% de la energía primaria en nuestro país. Si sumamos al petróleo la representatividad alcanza al 86%. Una de las políticas recientemente adoptadas de impulsar la generación de energía eléctrica a partir de energéticos renovables, quizá pueda ser un primer paso para aliviar la demanda de gas natural por lo menos desde dicho sector.

COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

Dentro de la cadena de valor del gas natural el último eslabón es la comercialización.

Existen diferentes tipos de consumo:

- Consumo Doméstico: destinado a satisfacer las necesidades de alimentación, calefacción y agua caliente de los hogares.
- Consumo Comercial: destinado a la atención al público.
- Consumo Industrial: destinado a la elaboración de productos manufacturados.
- Consumo Usinas: destinado a la generación de energía eléctrica.



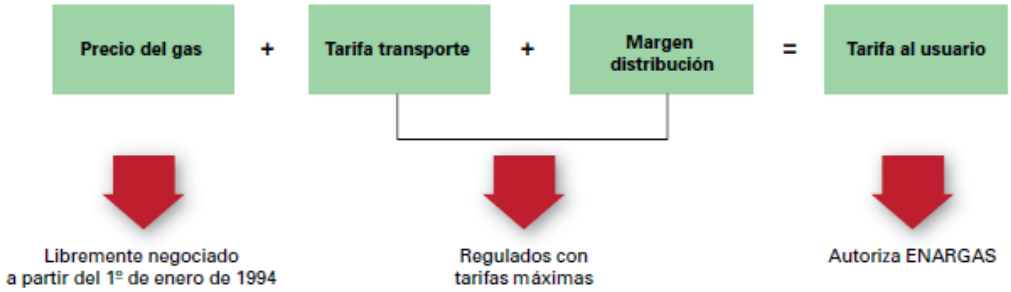
FORMACIÓN DE PRECIO DEL GAS NATURAL

En la Argentina, de acuerdo con lo establecido en el marco regulatorio de la industria del gas natural (Ley 24.076 y normas complementarias), el precio del gas natural sigue un esquema que combina el efecto de oferta y demanda junto con los precios de combustible sustitutos, y el precio regulado por el organismo gubernamental (ENARGAS, quien se encarga de regular el transporte, distribución, comercialización y almacenamiento de gas natural).

Dada las nuevas características de commodity que ha adoptado el gas natural, sumado a las características de los mercados y las industrias nacionales, sus precios no se acomodan bajo condiciones competitivas.

Existen factores de corto, mediano y largo plazo que influyen de formas diversas directamente sobre los precios. Hay infinitos ejemplos en los que los picos de demanda llevaron a picos en su precio que pudieron ocurrir por cambios del clima, regulaciones legales o políticas.

Como ejemplo de los factores a largo plazo puede tomarse como ejemplo los resultados de las exploraciones por nuevas reservas y los descubrimientos que aumentan los volúmenes de gas disponible.



A partir de este esquema, en la actualidad, la variable que establece el precio definitivo que paga cada usuario por el gas puesto en el "punto de consumo" es el precio del gas, precio que está regulado para algunos segmentos de mercado, y es libre (negociado entre partes) para otros.

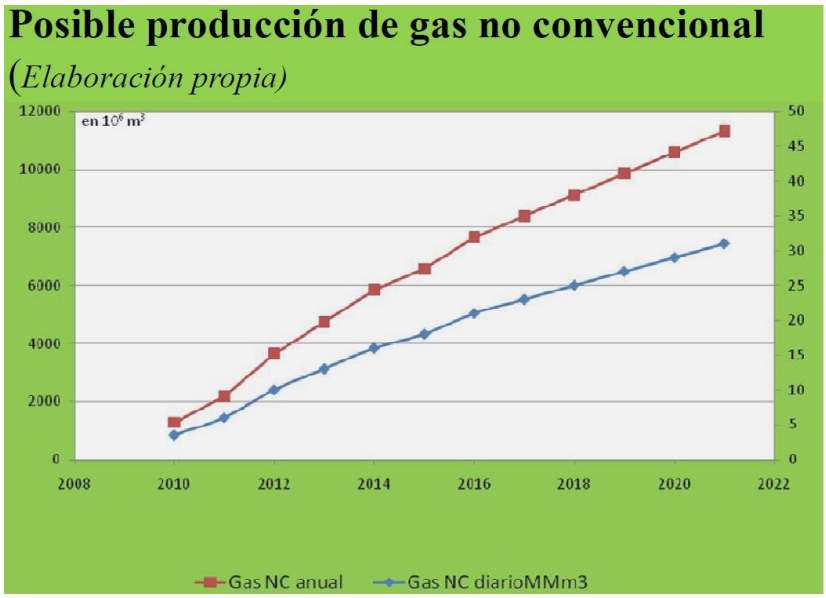
PERSPECTIVAS FUTURAS DEL MERCADO ARGENTINO DE GAS NATURAL

Existen 4 ejes que hacen al futuro de la industria y el mercado para los próximos años:

- Aumentar la producción de petróleo y gas
- Fuentes de financiamiento
- Prioridades en la inversión y el desarrollo de recursos convencionales o no convencionales
- Precios internos

De estos 4 ejes cabe resaltar el relacionado a los recursos convencionales versus los no convencionales.

Se reconoce que en el largo plazo los recursos no convencionales serán la gran oportunidad para el país y que el tiempo de desarrollo de los mismos podrá demandar entre 5 y 10 años.



A nivel internacional, el principal competidor en lo que se refiere a recursos no convencionales, es Estados Unidos, motivo por el cual los costos de producción locales deberían ser suficientemente competitivos para atraer las inversiones disponibles en el mundo.

4. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

REGULACIÓN VIGENTE

A partir de 1967 se establecen los principios del marco jurídico que regula actualmente la Industria de los HC en la Argentina. La Ley 17.319 que señala los lineamientos para la exploración, producción, comercialización y transporte del petróleo y el Gas Natural.

Con el surgimiento de yacimientos no convencionales, esta Ley fue modificada en el año 2014, dando origen a la Ley 27.007 que enuncia principalmente lo siguiente:

- Reducción de los plazos de permisos básicos
- Explotación de reservas no convencionales
- Gobierno Federal y Provincias establecerán los métodos para la adjudicación de áreas a través de concursos públicos

Artículo 124 constitucional

Es importante mencionar este artículo porque determina la propiedad Nacional y de las Provincias de los Hidrocarburos, dependiendo todo de su situación geográfica.

A su vez, la Ley 26.197 (Año 2007), otorga a las Provincias la propiedad de sus yacimientos que anteriormente pertenecían a la Nación.

Reserva de áreas

Las provincias y el Estado Nacional no podrán realizar reservas de áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal. En el caso que ya las tengan reservadas, pueden buscar socios pero tienen que comprometerse a invertir para participar el proyecto. De este modo desaparece el "acarreo", es decir, la participación sin inversión de las empresas provinciales en proyectos de concesionarias privadas.

Concesiones

La concesión exclusiva para quien haya descubierto un yacimiento comercialmente factible tiene una vigencia de 25 años con extensión prorrogable a diez años (Bajo autorización de la Autoridad concerniente). Al término de dicho plazo, las Provincias tendrán el derecho de otorgar nuevas ofertas para la concesión. La concesión considera también el derecho integral para el transporte del producto extraído.

Vigencia concesionaria para Exploración

PERIODO	CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL
Primer plazo	Hasta tres años	Hasta cuatro años
Segundo plazo	Hasta tres años	Hasta cuatro años
Prórroga	Hasta 5 años	Hasta 5 años

Vigencia concesionaria para Explotación

CONVENCIONAL	NO CONVENCIONAL	OFFSHORE
25 años	35 años	30 años

Canon

En orden al artículo 2 del decreto 145/07, se proporcionan las cuotas a pagar anualmente a las Provincias. El Canon se calculará sobre los kilómetros cuadrados del territorio a explotar, pagando $344.87 M/N, por cada uno. Este Canon deberá ser pagado a la Provincia por adelanto y no permitir un retraso mayor a tres meses pues será causalidad de cancelación de la concesión.

Regalías

El concesionario de explotación pagará por mes una regalía del 12% sobre la producción en boca de pozo. En cada prórroga, se suma una regalía adicional del 3%, hasta un máximo de 18% para las siguientes renovaciones. Este será el tope máximo también para aquellas áreas ya concesionadas. Este porcentaje puede reducirse hasta 5%. Las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las provincias.

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

Gravámenes fiscales

Se establece un 3% sobre los ingresos brutos para dejar fuera el pago de sellos, a su vez, quedan sin impuestos las inversiones efectuadas. El régimen fiscal correspondiente al ingreso a las ganancias será del 35%.

Situación legal sobre transporte y distribución

Como se mencionó anteriormente, la Ley No. 26.197, otorga facultades a las Provincias para que ellas otorguen concesiones a los adjudicados; se les permite también el derecho a ejercer supervisión en la exploración, explotación, transporte y comercialización de los Hidrocarburos extraídos en su jurisdicción. Serán las Provincias también las encargadas del recaudamiento de los cánones y regalías anuales.

En esencia, esta Ley proporciona los derechos al concesionario para transportar su producción y su libre comercialización siempre y cuando cumpla con la normatividad vigente.

Beneficios sobre la Inversión

El Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación (contemplado en el decreto 929/13) toma forma de ley y amplía su alcance a inversiones superiores a los US$ 250 millones (anteriormente el piso era de US$ 1.000 millones), después de tres años de iniciado el proyecto. Estos proyectos tienen libre disponibilidad de divisas en la exportación de hasta 20% de su producción para proyectos convencionales y no convencionales y 60% en proyectos offshore que superen los 90 metros. También rige un marco especial para permitir la importación de bienes de capital o insumos necesarios.

Leyes de Emergencia

La Emergencia de Abastecimiento (2002-2005)

Durante dicho periodo se vio afectada la libre disponibilidad de la producción. Existieron restricciones a la exportación de crudo y líquidos y restricciones a la exportación de gas natural. Se comenzó el redireccionamiento de la producción de gas natural y se desarrollaron acuerdos varios entre el Gobierno y Empresas.

Ley de Emergencia Económica (2002)

Se afectaron todas las operaciones luego del Default de Argentina en el 2002. Las principales restricciones se encontraban en la disponibilidad de divisas, los pagos al exterior, la incorporación de gravámenes a las exportaciones (crudo, líquidos, gas), la pesificación de contratos de compraventa de producción y el congelamiento de tarifas de distribución.

Expropiación de YPF

La Ley Nº 26.741 dictada en 2012 declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero; creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.

Resolución SE 599/2007

Homologación de la propuesta para el acuerdo con productores de gas natural 2007- 2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica. Se dan de baja todos los contratos de exportación de gas natural.

Resolución ENRG 1410

Procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas. Procedimientos para la Administración del despacho de gas natural (Modificaciones al Reglamento Interno de los Centros de Despacho Res. ENARGAS 716/1998). Mediante esta resolución se establece el mecanismo para el redireccionamiento de gas natural de los productores para el abastecimiento del Mercado interno.

Programas de Estímulo a la Producción

Programas Previos a 2016

Existieron distintos programas a lo largo de los últimos años buscando una mayor producción nacional de hidrocarburos. Se mencionan los siguientes:

- Gas Plus (6 de marzo de 2008).
- Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.
- Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida.
- Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección.

Gas Plus surge como un alivio a los productores que hasta dicho momento estaban regidos por el acuerdo de productores 2007-2011. Se les prometía que el gas adicional sería gas de libre disponibilidad y una mayor remuneración por la molécula de gas. Además se buscó el desarrollo de recursos no convencionales (Desarrollos de Tight gas eran susceptibles de entrar en el programa).

PEIE definió el precio de la molécula en 7,5 U$S/MMBtu para el volumen que supere su Inyección Base Ajustada (por compra y venta de áreas, equipos, etc.) siempre y cuando el precio de inyección adicional no supere el precio de importación. Además, castigaba a las empresas que no cumplían con la inyección comprometida a "compensar" el volumen. Las empresas tenían que dar el detalle de los volúmenes totales de Gas Natural que se comprometía a inyectar en el mercado interno durante el período propuesto y definir el compromiso de la empresa de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto, proponiendo metodologías de compensación (que podrán incluir, entre otros posibles, la importación del GNL o el pago al Estado Nacional de la diferencia entre el Precio de Importación del GNL previo al momento en que se registró el faltante y el Precio de la Inyección Excedente).

Programas Vigentes

A partir de la resolución 74/2016 Ministerio de Energía y Minería se creó Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural.

El Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural tiene una vigencia al 31/12/2018. El precio estímulo continúa siendo de 7.50 U$S/MMBtu a no ser que el precio transado sea mayor. Mediante la misma resolución se dejó sin efecto el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección ya que nunca se reglamentó y se estableció que no se pueden presentar nuevos proyectos de Gas Plus (pero se mantienen los que ya están firmados).

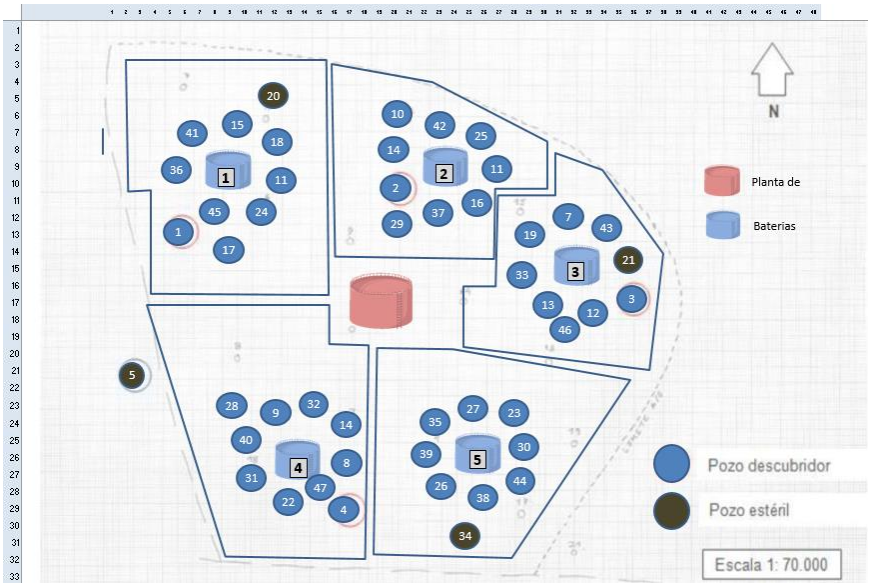
La concesión de explotación deberá haberse entregado antes de la vigencia de la Resolución 1/2013. Las moléculas de gas deberán provenir de yacimientos "Tight" o "Shale" o de empresas que no estén anotadas como petroleras (Nuevos Jugadores) y además que no sean beneficiarios programa PEIE I y PEIE II.

5. Obras de captación, medición y acondicionamiento

Esquema de captación

Una vez determinado el plan de perforación anual, se definió la ubicación de los pozos en el yacimiento en función de la ubicación de los cuatro pozos descubridores existentes y del pozo estéril.

Mapa N° 1 – Ubicación de pozos y esquema de captación.



De acuerdo a la cantidad total de pozos a perforar, y considerando un límite económico de 10 pozos por manifold, se prevé la instalación de 5 baterías. Considerando el año de ingreso a producción de los pozos perforados, la inversión correspondiente a las baterías se realizaría de acuerdo al inicio del proyecto, proporcionando la inversión en los primeros 3 periodos.

- Se estimó un costo por batería de USD 1.765.000, considerando los siguientes costos:
- Sistema de bombeo condensado: USD 15.000
- Separador de control (500 km3/d): USD 600.000
- Separador general (1.000.000 km3/d): USD 1.000.000
- Manifold: 350.000
- Tanque condensado 100 m3: 200.000.

Vale la pena señalar que para el análisis financiero del proyecto se consideró un costo por batería de USD 1.941.500, contemplando una contingencia del 10% del valor de la inversión.

Por otro lado, de acuerdo a lo que se observa en el Mapa N° 1, la distancia promedio entre cada pozo y su batería correspondiente es de 1.941 metros, mientras que la distancia promedio entre cada batería y la planta de tratamiento es de 7.665 metros. A partir de estos valores se estimó el costo de la cañería, considerando un costo de 40 USD/pulgada metro y un diámetro de 4” para

7,665 y de 3” para 1,941. Así, el costo de cañería por pozo (hasta la batería) asciende a USD 232.978 (USD 256.276 contemplando una contingencia del 10%), mientras que en el caso de la cañería de la batería a la planta de tratamiento es de USD 1.226.455 (USD 1.349.100 contemplando una contingencia del 10%).

COMPRESIÓN

En el Gráfico N° 7 se muestra la caída de presión del yacimiento con el paso del tiempo de explotación. Teniendo esto en consideración, y con el objetivo de mantener el nivel de producción de gas, se requiere realizar ajustes en boca de pozo para mantener el diferencial de presiones. A partir de ello, y de acuerdo a los volúmenes de producción previstos para cada año, se realizó el cálculo de la potencia de compresión requerida. Para ello se contempló una presión mínima de ingreso a las plantas de procesamiento de 70 kg/cm2. El detalle de las estimaciones realizadas se presenta en la Tabla N° 3.

Gráfico N° 7 – Evolución de la presión de reservorio.

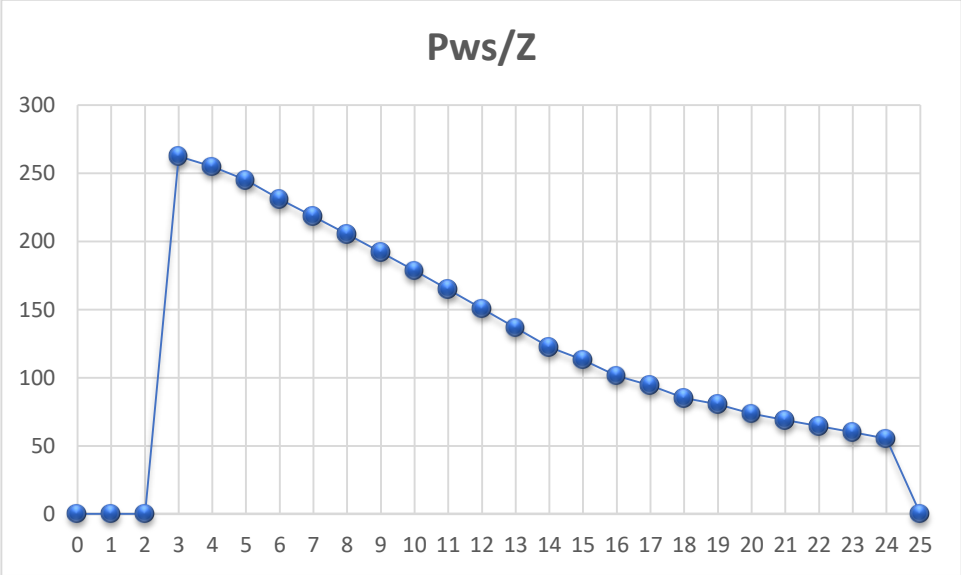


Tabla N° 3 – Potencia de compresión requerida

Año	Gas Diario (km3/d)	PTF	RC	HP Requeridos (Pta Compresora)	Total HP Instalados
Año 0	0	0	0	0	0
Año 1	0	0	0.0	0	0
Año 2	0	0	0.0	0	0
Año 3	1,792	80	0.9	0	0
Año 4	2,214	80	0.9	0	0
Año 5	2,753	80	0.9	0	0
Año 6	2,792	80	0.9	0	1,000
Año 7	2,928	60	1.2	919	1,000
Año 8	2,912	60	1.2	914	1,000
Año 9	2,969	60	1.2	932	1,000
Año 10	2,906	60	1.2	912	1,000
Año 11	2,952	60	1.2	927	1,000
Año 12	2,908	60	1.2	913	1,000
Año 13	2,737	60	1.2	859	1,000
Año 14	2,110	60	1.2	662	3,000
Año 15	2,403	40	1.8	2,542	3,000
Año 16	1,865	40	1.8	1,973	3,000
Año 17	1,564	40	1.8	1,655	3,000
Año 18	1,190	40	1.8	1,259	3,000
Año 19	1,401	25	2.9	2,594	3,000
Año 20	1,156	25	2.9	2,141	3,000
Año 21	1,003	25	2.9	1,858	3,000
Año 22	858	25	2.9	1,589	3,000
Año 23	721	25	2.9	1,335	3,000
Año 24	476	25	2.9	881	3,000
Año 25	0	25	2.9	0	3,000

Tal como se observa en la Tabla N° 3, se prevé la instalación de 2 motocompresores: i) año 6, con una potencia de 1.000 HP; ii) año 14, con una potencia de 2.000 HP.

Contemplando un costo de USD 3.190 por HP instalado (incluye contingencia del 10%), en el año 6 se deberían desembolsar USD 3,19 millones, en el año 14 USD 6,38 millones.

PLANTAS DE PROCESAMIENTO

Planta de endulzamiento

De acuerdo a las características del yacimiento y del gas natural crudo, detalladas en la Tabla N° 4, se prevé instalar una planta de endulzamiento. Más allá de que el porcentaje molar del dióxido de carbono cumple con las especificaciones de calidad del gas natural dispuestas en Argentina, no ocurre lo mismo con el ácido sulfhídrico.

Tabla N° 4 – Características generales del yacimiento y del gas natural crudo y especificaciones de calidad en Argentina.

Ácido Sulfhídrico (ppm)	50	Especificaciones de calidad: ≤ 3 mg/m3
Dióxido de carbono (% molar)	0,75	Especificaciones de calidad: ≤ 2 % molar

La planta de endulzamiento contará con una capacidad de 3 millones de m3/día. El costo estimado de la misma es de USD 33 millones (contemplando una contingencia del 10%). Dado que el yacimiento entraría en producción en el año 3, se prevé realizar la construcción de la planta durante los primeros tres años del proyecto (años 0, 1 y 2), de manera tal de evitar concentrar el monto total de las erogaciones en un único año.

Planta de ajuste de punto de rocío

El presente proyecto no prevé la venta de GLP, por lo cual se definió instalar una planta de ajuste de punto de rocío con una capacidad de 3 millones de m3/día. El costo estimado de la misma es de USD 27,5 millones (contemplando una contingencia del 10%). En línea con lo explicado en el caso de la planta de endulzamiento, se prevé realizar la construcción de la planta de ajuste de punto de rocío durante los primeros tres años del proyecto.

En las tablas a continuación se presenta el cálculo de gas residual y de productos, de acuerdo a las características del gas natural crudo.

Tabla N° 5 – Cálculo de gas residual.

Componente	Poder Calorífico Sup. (Kcal/m3)	Composición Gas Rico (% Molar)	Recuperación (%)	Gas Residual (m3/100m3)	Composición Gas Residual (% Molar)
C1	9.008,70	90,97		90,97	91,04
C2	15.785,40	4,47		4,47	4,47
C3	22.444,20	1,25		1,25	1,25
iC4	29.004,90	0,31		0,31	0,31
nC4	29.098,10	0,34		0,34	0,34
iC5	35.685,10	0,09	25,00	0,07	0,07
nC5	35.756,80	0,07	30,00	0,05	0,05
C6	42.420,30	0,04	60,00	0,02	0,02
C7+	49.079,00	0,01	80,00	0,00	0,00
N2	0,00	1,70		1,70	1,70
CO2	0,00	0,75		0,75	0,75
Total		**100,00**		**99,92**	**100,00**
Poder calorífico		**9.449,25**			**9.426,72**

Tabla N° 6 – Cálculo de productos.

Componente	Productos (m3/100m3)	Dens. (kg/m3) y relación G/L	Gasolina (lts/100m3)
C1	0,00		
C2	0,00		
C3	0,00	1,8989	
iC4	0,00	2,5394	
nC4	0,00	2,5473	
iC5	0,02	194,0	0,12
nC5	0,02	193,8	0,11
C6	0,02	166,3	0,14
C7+	0,01	140,6	0,06
N2	0,00		
CO2	0,00		
Total	**0,08**		**0,43**

Tabla N° 7 – Gas Rico, Gas Residual, Gas Retenido y Gasolina.

Año	Gas Rico		Gas residual		Gas retenido	Gasolina
	m3/día	Volumen Equiv. m3@9300	m3/dia	Volumen Equiv. m3@9300	m3/dia	lts/dia
	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	1,727,960.23	1,755,690.34	1,726,655.62	1,750,182.18	1,304.61	7,353.42
4	2,137,415.92	2,171,716.94	2,135,802.17	2,164,903.57	1,613.75	9,095.88
5	2,660,000.79	2,702,688.18	2,657,992.48	2,694,209.00	2,008.30	11,319.77
6	2,698,275.51	2,741,577.14	2,696,238.32	2,732,975.95	2,037.20	11,482.65
7	2,825,652.74	2,870,998.50	2,823,519.37	2,861,991.27	2,133.37	12,024.71
8	2,809,785.09	2,854,876.21	2,807,663.71	2,845,919.57	2,121.39	11,957.18
9	2,865,681.84	2,911,669.99	2,863,518.25	2,902,535.16	2,163.59	12,195.05
10	2,803,817.67	2,848,813.03	2,801,700.79	2,839,875.40	2,116.88	11,931.79
11	2,849,239.35	2,894,963.63	2,847,088.17	2,885,881.21	2,151.18	12,125.08
12	2,806,549.27	2,851,588.46	2,804,430.32	2,842,642.13	2,118.94	11,943.41
13	2,640,582.59	2,682,958.37	2,638,588.95	2,674,541.08	1,993.64	11,237.13
14	2,032,908.21	2,065,532.10	2,031,373.36	2,059,051.87	1,534.85	8,651.14
15	2,307,851.14	2,344,887.28	2,306,108.71	2,337,530.63	1,742.43	9,821.18
16	1,788,691.49	1,817,396.21	1,787,341.02	1,811,694.46	1,350.46	7,611.87
17	1,498,755.93	1,522,807.80	1,497,624.37	1,518,030.27	1,131.56	6,378.03
18	1,137,383.18	1,155,635.78	1,136,524.46	1,152,010.19	858.72	4,840.19
19	1,335,336.14	1,356,765.46	1,334,327.96	1,352,508.86	1,008.18	5,682.59
20	1,100,498.29	1,118,158.97	1,099,667.41	1,114,650.95	830.88	4,683.23
21	953,358.47	968,657.86	952,638.69	965,618.88	719.79	4,057.06
22	813,791.61	826,851.25	813,177.19	824,257.15	614.41	3,463.13
23	681,824.68	692,766.53	681,309.91	690,593.10	514.78	2,901.54
24	446,537.49	453,703.47	446,200.35	452,280.06	337.14	1,900.26
25	-	-	-	-	-	-

6. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES

CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL CRUDO: (SEPARACIÓN PRIMARIA)

Para determinar la factibilidad de colocar o no una planta de aprovechamiento de GLP o directamente una de punto de rocío, se evaluaron ambas alternativas, determinando las cantidades de productos a obtener en cada caso y la valoración de los mismos, establecidos más adelante en la proyección de precios en el mercado.

Primero que nada se definió a la composición del Gas Natural mediante la cromatografía del Gas Natural en su estado crudo (sin tratar):

COMPONENTE	% molar
METANO (C1)	90,97
ETANO (C2)	4,47
PROPANO (C3)	1,25
I-BUTANO (iC4)	0,31
N-BUTANO (nC4)	0,34
I-PENTANO (iC5)	0,09
N-PENTANO (nC5)	0,07
HEXANOS (C6)	0,04
HEPTANOS Y SUP (C7+)	0,01
NITRÓGENO (N2)	1,70
DIOX. CARBONO (CO2)	0,75

ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE RECUPERACIÓN DE GLP

Teniendo estos datos se procedió a realizar el cálculo del gas residual y de los productos que se pueden obtener instalando una planta de recuperación de GLP, versus una destinada exclusivamente al acondicionamiento en punto de rocío. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

PLANTA DE RECUPERACIÓN DE GLP

Asumiendo los siguientes porcentajes de recuperación:

C3	iC4	nC4	C5+
88,00%	98,50%	99,50%	100,00%

Se procedió al cálculo del Gas Residual y Productos obtenidos, que se resumen en la tabla de a continuación (expresados por cada 1000 Sm3 de Gas Natural procesados):

Producto	Unidad	Cantidad	Poder Calorífico Superior	Vol. Equivalente (en m3 a 9300 Kcal)

Gas Rico	Sm3/d	1	9449	1016
Gas Residual	Sm3/d	980	9.114	961
Propano	kg/d	21	-	-
Butano	kg/d	16	-	-
Gasolinas	lts/d	11	-	-

PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE PUNTO DE ROCIO

Asumiendo los siguientes porcentajes de recuperación:

iC5	nC5	C6	C7+
25,00%	30,00%	60,00%	80,00%

Se procedió nuevamente al cálculo del Gas Residual y Productos obtenidos, que se resumen en la tabla de a continuación (expresados por cada 1000 Sm3 de Gas Natural procesados):

Producto	Unidad	Cantidad	Poder Calorífico Superior	Vol. Equivalente (en m3 a 9300 Kcal)
Gas Rico	Sm3/d	1	9.449	1.016
Gas Residual	Sm3/d	999	9.427	1.013
Propano	kg/d	-	-	-
Butano	kg/d	-	-	-
Gasolinas	lts/d	4	-	-

OBSERVACIONES

Como se puede apreciar en las tablas incluidas, el Gas Natural en cuestión no posee gran cantidad de condensables asociados.

Para poder procesar el Gas Natural en cualquiera de las dos plantas se necesitará de una planta de endulzamiento (donde se le removerá el ácido sulfúrico).

La decisión de si es beneficioso o no colocar una planta de GLP, dependerá de cuál de las dos alternativas agregue un mayor valor al proyecto. Esto se relaciona con los precios relativos de cada uno de esos componentes, si se los vende en la corriente gaseosa o si se los vende líquidos.

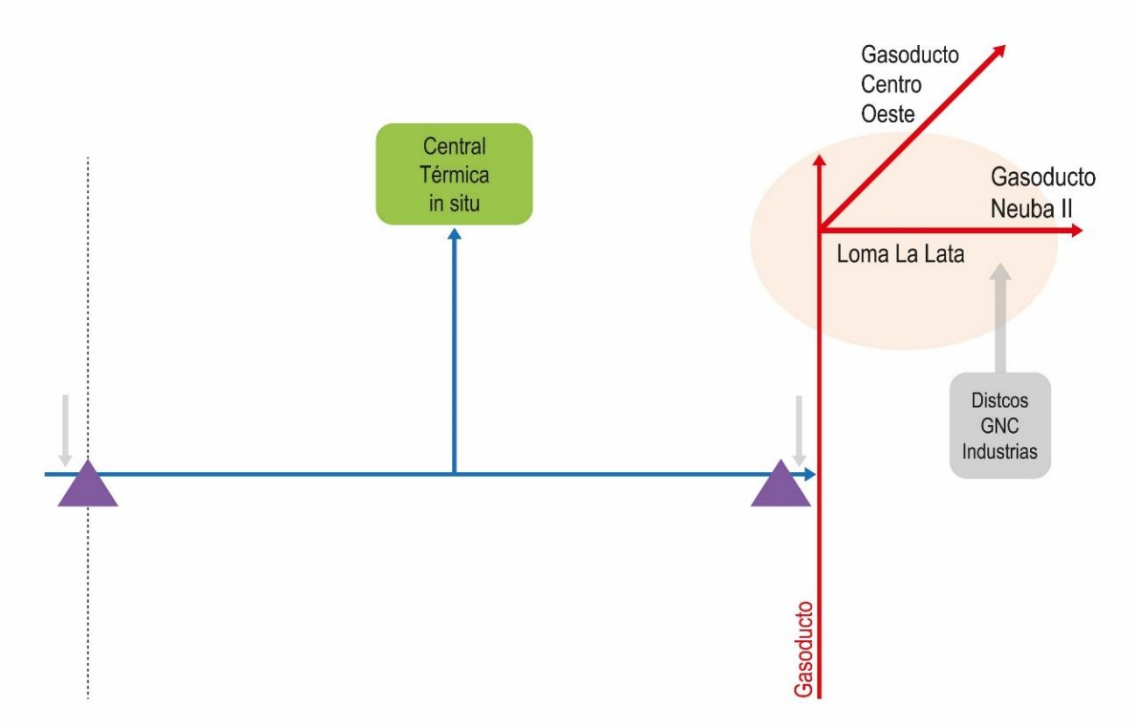
En este caso se optó por colocar la Planta de Acondicionamiento de Punto de Rocío ya que los costos de inversión relacionados con incorporar una Planta de Recuperación de GLP son significativamente mayores y no garantizan un mayor valor para el proyecto en las condiciones planteadas.

7. OBRAS DE TRANSPORTE

ESQUEMA BÁSICO

Resulta esencial para todo proyecto de producción de Gas Natural el esquema de transporte de la misma producción hacia los gasoductos troncales más próximos, de manera tal de poder cuantificar inversiones y esquemas logísticos.

A continuación se presenta el esquema de transporte asignado por la Catedra para el Trabajo en cuestión:



DIMENSIONAMIENTO DEL GASODUCTO

Para el dimensionamiento del gasoducto en cuestión se utilizó la ecuación básica indicada a continuación:

$$Q(MSm3/d) = Kp \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

En cuanto a los compresores necesarios para suplir las necesidades de compresión en transporte se dimensionaron aplicando la siguiente ecuación:

$$P(HP) = Q_{STD} \bullet Z_s \bullet \frac{Ts}{288} \bullet \left(\frac{K}{K-1}\right) \bullet \left[\left(\frac{P_d}{P_i}\right)^{\left(\frac{K-1}{K}\right)} - 1\right] \bullet \frac{1}{\eta_c}$$

Partiendo de dichas ecuaciones y modelando un sistema que replicara el funcionamiento del gasoducto en Excel, se fueron analizando diferentes alternativas de diseño con el fin de definir

aquella que demandase menor inversión y que durante la vida útil del proyecto tuviera menores costos de operación y mantenimientos.

Dado que los volúmenes transportados en el gasoducto cambian a lo largo de la vida del proyecto, se dimensionó el mismo para cubrir el pico de transporte (momento crítico), que en este caso es de 2.969 Km3/día en el año 9.

Diámetros y presiones de operación

La presión de salida de las plantas es de 68 kg/cm2, colocándose una planta antes del ingreso al transporte, se la llevo a 90,94 kg/cm2 siendo la MAPO igual a 95 Kg/cm2. El diámetro se definió en 16" para el gasoducto en los 200 km.

Necesidades de compresión en transporte

Se decidió diseñar 1 estación de compresión, que totalizan una potencia instalada de 2.500 HP, siendo la potencia utilizada 1.575 HP (índice de utilización del 63%).De este modo, se llega al gasoducto troncal con una presión de 71,40 Kg/cm2.

Cabe aclarar, que se instalará una única estación de Medición y Regulación en el punto de ingreso a Gasoducto Troncal.

Las inversiones contemplan la adquisición e instalación de caños, plantas compresoras, equipos y estaciones de medición. Su monto total se estima en aproximadamente 130MMUSD, siendo la inversión en cañerías el 95% de dicho valor.

8. Precios y Costos

Precios aplicables al gas natural (por canal comercial)

El Gas Natural será comercializado en el mercado local. En este sentido los canales comerciales son los siguientes:

- Distribuidoras
- GNC
- Generación Eléctrica
- Usuarios Industriales
- Mercado Spot

Precios de inicio por canal y evolución

Existe la necesidad de abastecer a las Distribuidoras (R + P1 + P2) y de este modo entregar gas a la demanda prioritaria (Domiciliaria y Comercial). El precio de inicio considerado es de **$1750/1.000 m3**. A efectos de proyectar la evolución del mismo, se asume un crecimiento del 20% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica inicial de **us$ 5,2/MBTU**; manteniendo dicho precio.

Asimismo, se debe abastecer al GNC, para el cual se considera un precio inicial de **$3000/1.000 m3**. De igual manera, a los efectos de proyectar su evolución, se asume un crecimiento del 10% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica inicial de **us$ 5,2/MBTU**; manteniendo dicho precio.

Existen dos opciones en cuanto al canal de Generación Eléctrica, ya sea que se dirija la producción a una central termoeléctrica existente en yacimiento (Opción A) o sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos a otras centrales termoeléctricas (Opción B). Se considera un precio inicial de **us$ 5,2/MBTU** para ambos casos y el mismo se mantendrá durante todo el periodo en evaluación de optar por la opción A, o bien decrecerá en un 5% anual hasta alcanzar el valor de **us$ 4,5/MBTU** manteniéndose hasta la finalización del proyecto para el caso de la opción B.

Para el canal de comercialización a Usuarios Industriales en contratos firmes se considera un precio de **us$ 4,5/MBTU** durante todo el periodo en evaluación.

Finalmente, los excedentes de producción podrán comercializarse en el Mercado Spot, para el que consideramos un precio que se ubica en el orden del 70% del precio convenido para Usuarios Industriales.

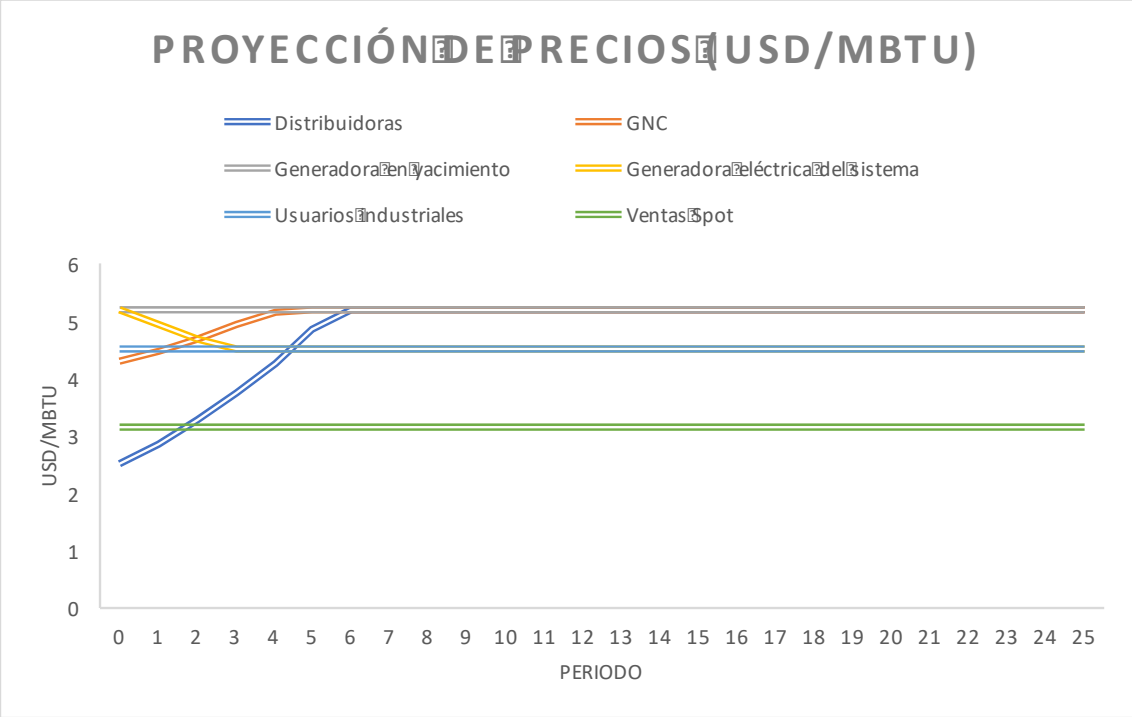
PROYECCIONES SOBRE PRECIOS

En las siguientes tablas se pueden observar las proyecciones de precios estimados a 25 años. Con el objetivo de facilitar su comparación, se pueden observar los valores en us$/MBTU y us$/Km3 considerando la devaluación estimada de la moneda local para los canales Distribuidoras y GNC.

		Precios (USD/MBTU)					
Año	Periodo	Distribuidoras	GNC	Generadora en yacimiento	Generadora eléctrica del sistema	Usuarios industriales	Ventas Spot
2018	0	2,50	4,28	5,20	5,20	4,50	3,15
2019	1	2,85	4,48	5,20	4,94	4,50	3,15
2020	2	3,26	4,70	5,20	4,69	4,50	3,15
2021	3	3,73	4,92	5,20	4,50	4,50	3,15
2022	4	4,26	5,15	5,20	4,50	4,50	3,15
2023	5	4,87	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2024	6	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2025	7	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2026	8	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2027	9	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2028	10	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2029	11	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2030	12	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2031	13	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2032	14	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2033	15	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2034	16	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2035	17	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2036	18	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2037	19	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2038	20	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2039	21	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2040	22	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2041	23	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2042	24	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15
2043	25	5,20	5,20	5,20	4,50	4,50	3,15

		Precios (USD/Km3)					
Año	Periodo	Distribuidoras	GNC	Generadora en yacimiento	Generadora eléctrica del sistema	Usuarios industriales	Ventas Spot
2018	0	92,11	157,89	191,91	191,91	166,08	116,25
2019	1	105,26	165,41	191,91	182,31	166,08	116,25
2020	2	120,30	173,29	191,91	173,20	166,08	116,25
2021	3	137,49	181,54	191,91	166,08	166,08	116,25
2022	4	157,13	190,19	191,91	166,08	166,08	116,25
2023	5	179,57	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2024	6	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2025	7	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2026	8	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2027	9	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2028	10	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2029	11	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2030	12	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2031	13	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2032	14	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2033	15	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2034	16	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2035	17	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2036	18	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2037	19	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2038	20	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2039	21	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2040	22	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2041	23	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2042	24	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25
2043	25	191,91	191,91	191,91	166,08	166,08	116,25

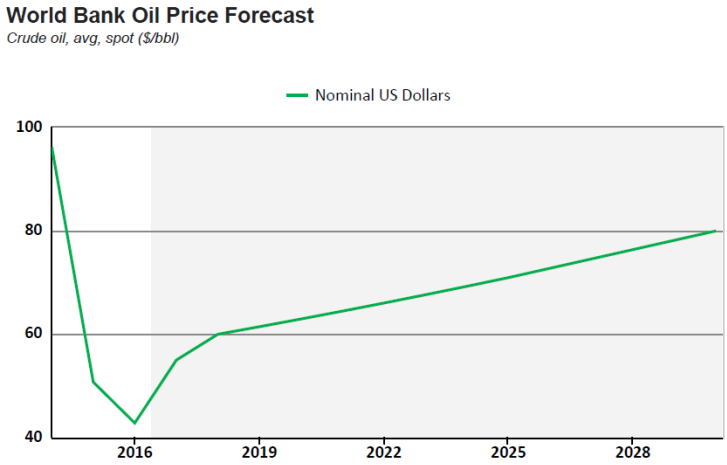
En el siguiente gráfico puede observarse la evolución año a año de los precios en USD/MBTU hasta llegar a los valores constantes establecidos de acuerdo con cada canal comercial.



PRECIOS APLICABLES A LOS CONDENSADOS Y GASOLINA

Para el cálculo del valor de comercialización del condensado y gasolina, se ha determinado un valor Netback proyectando su evolución durante los periodos de evaluación.

Consideramos el posicionamiento de nuestro país como importador neto de crudos, situación que se prevé seguirá manteniéndose a lo largo del proyecto. Esto nos permite analizar el Netback a partir de las proyecciones de precios promedio de crudo por el Banco Mundial desde el presente año hasta el 2031, manteniéndose el último registro constante para los restantes años. Con respecto al mismo, se calcula la paridad de importación en un incremento de 1 USD con base en referencia del mercado.



	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Nominal US Dollars	55.0	60.0	61.5	62.9	64.5	66.0	67.6	69.3	71.0	80.0

El condensado y gasolina serán vendidos como calidad medanito por lo que se realiza el ajuste volumétrico correspondiente.

Los líquidos producidos se venden en la brida del cargadero de camiones del yacimiento. En todos los casos, lo percibido por el volumen corresponderá al precio en Puerto Rosales menos todos los descuentos y/o premios, sean por calidad o transporte, necesarios para trasladarlo de un punto a otro.

LOGÍSTICA

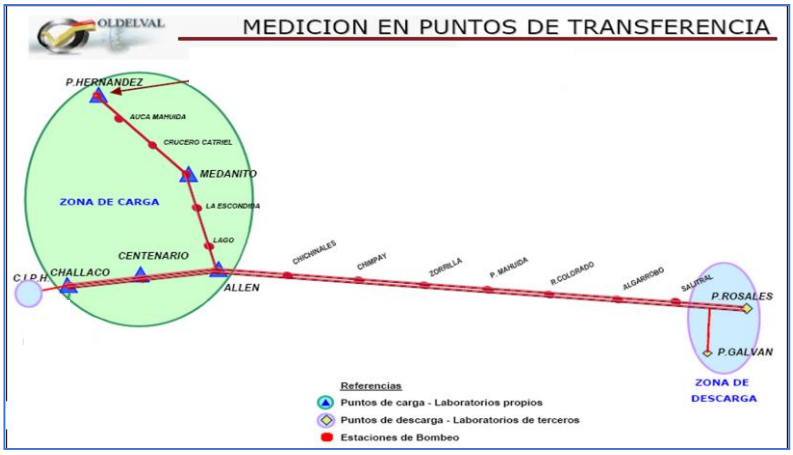
A continuación, se describe la logística de evacuación del condensado para transportarlo a Puerto Rosales de manera de especificar las variables a ser tenidas en cuenta para el cálculo:

De los tanques de almacenaje del yacimiento se trasladará el condensado hasta el punto de ingreso al ducto de Oldelval más cercano mediante camión con cisterna. Allí se ingresará al ducto mediante contrato de inyección con operador que tenga instalaciones de medición y evacuación ya instalada. El crudo se mezclará con las corrientes que ingresen al ducto en toda su extensión y el volumen, corregido por grado API, será devuelto en las instalaciones de Ebytem en Puerto Rosales.

Costo de transporte con camión con cisterna: El costo de transporte por camión cisterna de volumen nominal 35 m3 se estima en 1USD por kilómetro recorrido. Al tener una ubicación estimada del yacimiento La Esperanza y ser el punto de inyección a Oldelval más cercano a esa zona es punto de Challacó, se toma como distancia al yacimiento de 200km. Al recorrer el camión 400km en total (ida y vuelta) con 35 m3 por vez, el costo queda determinado en 1,82USD/Bbl.

Tarifa recepción y despacho Oleoducto: Varios productores de la zona con capacidad ociosa y acceso a Oldelval mediante ductos propios y unidades LACT, prestan el servicio de recepción y despacho de crudo de productores que no cuentan con las instalaciones. Dicho servicio ronda en la actualidad los 9,50 USD por metro cúbico, resultando una tarifa de 1.50USD/Bbl.

Tarifa bombeo Oleoducto y ajuste API: Como se mencionó anteriormente, por cercanía a la ubicación estimada el crudo ingresaría al ducto en punto cercano a Challacó. El esquema del mismo se muestra a continuación.



Mediante la Resolución N° 49 de fecha 8 de marzo de 2017 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, se ha aprobado un nuevo cuadro tarifario para Oldelval.

Estas tarifas reemplazan a las aprobadas por Resolución de la ex Secretaría de Energía dependiente del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N°926 del 28 de noviembre de 2013.

Desde	Hasta	Tarifas de Transporte (U$S/m3)
Medanito	Allen	1,67
Centenario	Challacó	2,36
Allen	Puerto Rosales	6,24
Challacó	Destilería Plaza Huincul	1,15
Puesto Hernández	Medanito	4,04
Centenario	Allen	1,39

La tarifa determinada para el caso considerado es de 9,99USD/m3, o 1.59 USD/bbl.

NETBACK: A partir de los conceptos desarrollados, realizamos el cálculo proyectado para el periodo en evaluación que se muestra a continuación:

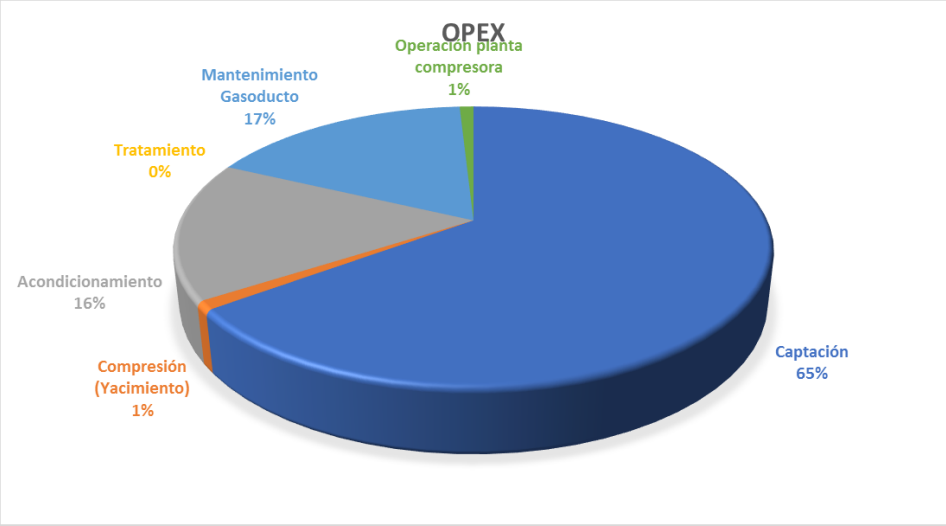
Año	Periodo	Precio Brent (BM)	Paridad de Impo (Precio en Puerto Rosales)	Costo Transporte (OLDELVAL)	Costo de ingreso a OLDELVAL	Tranporte x camión	Netback
2018	0	55	56	1,59	1,5	1,82	51,1
2019	1	60	61	1,59	1,5	1,82	56,1
2020	2	61,5	62,5	1,59	1,5	1,82	57,6
2021	3	62,9	63,9	1,59	1,5	1,82	59,0
2022	4	64,5	65,5	1,59	1,5	1,82	60,6
2023	5	66	67	1,59	1,5	1,82	62,1
2024	6	67,6	68,6	1,59	1,5	1,82	63,7
2025	7	69,3	70,3	1,59	1,5	1,82	65,4
2026	8	71	72	1,59	1,5	1,82	67,1
2027	9	71	72	1,59	1,5	1,82	67,1
2028	10	71	72	1,59	1,5	1,82	67,1
2029	11	71	72	1,59	1,5	1,82	67,1
2030	12	71	72	1,59	1,5	1,82	67,1
2031	13	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2032	14	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2033	15	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2034	16	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2035	17	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2036	18	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2037	19	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2038	20	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2039	21	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2040	22	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2041	23	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2042	24	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1
2043	25	80	81	1,59	1,5	1,82	76,1

Costos operativos (Opex)

El cuadro a continuación resume todos los costos operativos asumidos durante la vida del proyecto, en millones de dólares. Cabe mencionar que el Gas Combustible para Compresión y Procesamiento no se encuentra incluido como parte del Opex, pues el mismo se deduce del volumen de gas disponible para la venta.

YACIMIENTO			%
Captación	395	M USD	79.2%
Compresión	6	M USD	1.2%
Acondicionamiento	98	M USD	19.6%
Tratamiento	0	M USD	0%
Total	**499**	**M USD**	**100%**

TRANSPORTE			%
Mantenimiento Gasoducto	104	M USD	95.0%
Operación planta compresora	5	M USD	5.0%
Total	**110**	**M USD**	**100%**



En el gráfico de torta se puede observar que el 80% de los costos operativos corresponden a costos de captación y acondicionamiento. Le sigue en importancia el mantenimiento del gasoducto, que representa un 17% del volumen total del Opex.

Nota: Se considera un 10% incluido en OPEX por imprevistos.

9. Aspectos comerciales y contractuales

Aspectos Generales. Contratos de Gas Natural.

Con el gas disponible para la venta calculado para cada año se analizaron diferentes alternativas de distribución de contratos, siempre teniendo en cuenta las restricciones de precio y/o volumen que se presentaron. Dentro de la variedad de combinaciones de contratos de comercialización que se podían lograr con los distintos segmentos del mercado, buscamos aquellos que nos permitía maximizar el valor del VAN. A continuación, el detalle de cada contrato y las consideraciones tomadas en cada caso:

Demanda	Plazo Original	Renovaciones	Condiciones especiales
Distribuidoras	3 años	7 (3 años c/u hasta 2038 y 2 años c/u entre 2039 y 2042)	30% producción disponible / > 1,0 M m3/d / crecimiento vegativo
GNC	1 año	12 (un año cada una)	> 0,25 M m3/d
Central Termoelectrica OFF System	5 años	Sin renovacion	> 1,0 M m3/d
Industrial	3 años	13 (un año cada una)	Sin limites de volumen

Consideraciones Especiales. Volumen a Entregar por Segmento.

Distribuidoras: existe la obligación del abastecimiento de gas natural para el sector residencial y comercial con demanda prioritaria, en donde la cantidad contractual mínima debe ser del 30% de la producción disponible para la venta, pero no menos de 1.000.000 m3/día. Además, se debe tomar en cuenta que el crecimiento vegetativo de la demanda condiciona esos valores todos los años, incrementándose en este caso un 2,2% anual (según estimaciones del Ministerio de Energía y Minería). Realizamos contratos de 3 años de duración cada uno para condicionar el volumen mínimo del periodo bajo contrato ya que al principio el precio de venta es el más bajo del mercado. Hasta el año 2035 (año 17 del proyecto) se lo puede abastecer cumpliendo con las condiciones ideales de contratación pautadas. A partir del siguiente año, cuando con la producción no se llega a abastecer por completo el volumen convenido, se le entrega toda la producción durante el periodo invernal (ya que el factor de carga es del 100%), dejando el gas remanente de los demás meses para la venta SPOT.

Gas Natural Comprimido (GNC): si bien al principio no es un precio muy atractivo, año a año va incrementándose hasta alcanzar un competitivo precio de venta. Existe la limitación sobre el volumen que nunca debe ser inferior a 250 mil m3/día. Se realizaron contratos durante los primeros 14 años del proyecto, renovando por última instancia en el año 2034. A partir del siguiente año ya no podíamos garantizar el mínimo establecido.

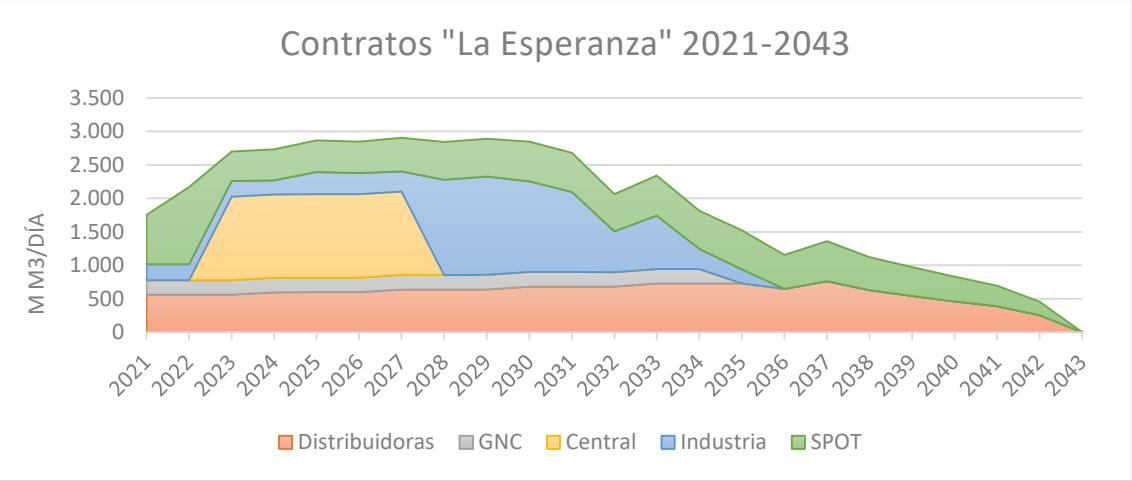
Central Termoeléctrica OFF SYSTEM: Dentro de las alternativas de generación eléctrica, resulta la menos conveniente debido a que el precio decrece durante los primeros años, cuando el volumen producido no permite cumplir con un volumen de contratación atractivo. Por esta causa, se

realiza únicamente un contrato a 5 años desde el año 2023 que es cuando la producción disponible se acerca a los volúmenes máximos del proyecto. Se decide no renovar la contratación bajo esta modalidad ya que el precio iguala al de contratación con usuarios industriales y estos últimos resultan más convenientes ya que no tienen restricciones de volumen a considerar.

Usuarios Industriales: luego de todas las obligaciones con los demás segmentos de la demanda, nos encontramos con los grandes usuarios industriales los cuales tenían como ventaja un muy buen precio comparados con el resto, además sin limitaciones de volumen, por lo que el remanente de la producción se destinaba a este sector. Como se mencionó anteriormente, en el año 18 del proyecto ya no es posible garantizar un volumen diario durante un año ya que en los meses de invierno el 100% de la producción se destina a las distribuidoras, por lo que se les hizo un primer contrato por tres años y luego con renovación anual hasta el año 2035.

Ventas SPOT: Las ventas SPOT las realizamos año a año con el volumen no ubicado en los demás sectores debido a los factores de carga que cada uno de ellos posee. Se trabajó para minimizar las ventas de este tipo lo máximo posible. Tomamos como precio de venta que sea el 70% del precio de un contrato con la industria, es decir, un precio muy por debajo del mercado.

A continuación, podemos observar el esquema de contratos durante toda la vida del proyecto de manera anual:



Condensados. Características de Comercialización.

Respecto a la comercialización del mix de condensados, una vez que los mismos se obtienen en los separadores primarios y en la planta de ajuste de punto de rocío, son enviados y almacenados en las instalaciones contiguas al yacimiento. El despacho se realiza por medio de camiones, donde se efectúan las ventas y transferencia del dominio del producto al cliente final. Los cargos quedan a cargo de cada comprador evitando de esta manera los gastos de transporte, problemas logísticos, riesgos y desgastes operativos.

Gas Licuado de Petróleo

Por decisión comercial y estrategia de venta, se ha decidido no comercializar el GLP. Consideramos, luego de evaluar dicha alternativa, que se tendrá mayor rendimiento sin la instalación de la planta respectiva de GLP en las condiciones del proyecto.

10. Flujo de Caja

A continuación, presentamos un resumen del Flujo de Caja del proyecto dividido por un lado los ingresos, luego los impuestos y los gastos operativos para luego finalizar con el resultado neto y los flujos de caja, free y acumulado. Sobre el final, con los resultados financieros expuestos explicamos brevemente los resultados arrojados.

Flujo de Caja: Ingresos y Cálculo EBITDA

Año	Total Gas despachado km3/año @ 9.300	Total Ventas Gas	Total Ventas Líquidos	Total Ventas	Regalías	IIBB	Opex	Imp DyC	EBITDA
0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	-1.60	-1.60
1	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	-0.87	-0.87
2	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	-1.05	-1.05
3	640,479	88.26	11.88	100	-11.99	-3.00	-24.77	-1.83	58.55
4	791,853	110.56	15.08	126	-15.05	-3.77	-29.43	-2.25	75.15
5	985,049	160.44	19.22	180	-21.53	-5.39	-35.38	-3.00	114.36
6	998,468	165.01	20.00	185	-22.15	-5.55	-35.96	-3.12	118.22
7	1,046,331	172.86	21.53	194	-23.28	-5.83	-37.47	-3.23	124.58
8	1,040,465	171.90	21.96	194	-23.22	-5.82	-37.29	-3.29	124.26
9	1,061,173	175.16	22.40	198	-23.66	-5.93	-37.92	-3.41	126.64
10	1,037,480	170.12	21.92	192	-23.00	-5.76	-37.22	-3.40	122.66
11	1,055,094	173.03	22.27	195	-23.39	-5.86	-37.74	-3.59	124.73
12	1,039,359	170.31	21.94	192	-23.02	-5.77	-37.25	-3.61	122.60
13	978,002	160.28	23.41	184	-22.00	-5.51	-35.36	-3.09	117.73
14	752,472	123.36	18.05	141	-16.89	-4.24	-28.72	-2.44	89.11
15	855,043	140.01	20.55	161	-19.18	-4.82	-31.96	-2.67	101.93
16	663,113	108.61	15.94	125	-14.86	-3.74	-26.02	-2.10	77.84
17	555,934	88.55	13.37	102	-12.15	-3.06	-22.70	-1.75	62.27
18	421,441	66.79	10.17	77	-9.15	-2.31	-18.56	-1.36	45.58
19	495,553	78.57	11.97	91	-10.78	-2.72	-20.89	-1.57	54.58
20	408,590	64.78	9.88	75	-8.88	-2.24	-18.19	-1.32	44.03
21	354,103	56.14	8.57	65	-7.68	-1.94	-16.50	-1.16	37.43
22	301,841	47.84	7.33	55	-6.54	-1.66	-14.90	-1.01	31.07
23	253,551	40.20	6.16	46	-5.48	-1.39	-13.38	-0.87	25.23
24	166,422	26.39	4.06	30	-3.57	-0.91	-10.68	-0.84	14.45
25	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Flujo de Caja: Cash Flow Operativo, Cash Flow Free y Acumulado

Año	Amortizaciones	Intereses	Margen Operativo	Impuestos Sobre la renta	Resultado Neto	Cash Flow Operativo	Inversiones	Cash Flow Neto inversiones	Financiamiento	Repago Financiamiento	Aportes Capital	Free Cash Flow	Free Cash Flow Acumulado
0	0.00	0.00	-1.60	0.83	-0.77	-0.77	-133.27	-134.03	0.00	0.00	134.03	-134.03	-134.03
1	0.00	0.00	-0.87	0.45	-0.42	-0.42	-72.33	-72.75	0.00	0.00	72.75	-72.75	-206.78
2	0.00	-6.22	-7.27	2.72	-4.55	-4.55	-87.66	-92.20	48.98	0.00	43.22	-85.98	-292.76
3	-12.29	-6.22	40.04	-13.70	26.34	38.63	-12.69	25.94	0.00	0.00		32.16	-260.60
4	-16.12	-5.60	53.43	-18.32	35.11	51.23	-18.15	33.08	0.00	-4.90		38.68	-221.92
5	-20.92	-4.98	88.46	-30.45	58.01	78.93	-12.91	66.03	0.00	-4.90		71.00	-150.91
6	-22.40	-4.35	91.46	-31.48	59.98	82.38	-16.02	66.36	0.00	-4.90		70.72	-80.20
7	-24.57	-3.73	96.28	-33.15	63.13	87.70	-12.91	74.80	0.00	-4.90		78.53	-1.67
8	-26.16	-3.11	94.99	-32.69	62.30	88.46	-19.03	69.43	0.00	-4.90		72.54	70.87
9	-29.11	-2.49	95.04	-32.68	62.35	91.47	-23.98	67.49	0.00	-4.90		69.98	140.85
10	-31.88	-1.87	88.92	-30.54	58.37	90.25	-30.61	59.64	0.00	-4.90		61.50	202.35
11	-37.66	-1.24	85.82	-29.43	56.39	94.06	-41.69	52.37	0.00	-4.90		53.61	255.96
12	-43.92	-0.62	78.06	-26.71	51.35	95.27	-47.81	47.46	0.00	-4.90		48.08	304.05
13	-43.87	0.00	73.86	-25.33	48.54	92.41	-16.21	76.20	0.00	-4.90		76.20	380.25
14	-35.58	0.00	53.53	-18.32	35.21	70.79	-12.32	58.47	0.00	0.00		58.47	438.72
15	-41.65	0.00	60.28	-20.64	39.64	81.28	-5.94	75.34	0.00	0.00		75.34	514.06
16	-33.40	0.00	44.43	-15.19	29.24	62.64	-5.94	56.70	0.00	0.00		56.70	570.76
17	-29.13	0.00	33.14	-11.30	21.84	50.97	-5.94	45.03	0.00	0.00		45.03	615.79
18	-23.20	0.00	22.39	-7.61	14.78	37.98	-5.94	32.04	0.00	0.00		32.04	647.83
19	-28.79	0.00	25.79	-8.76	17.03	45.82	-5.94	39.88	0.00	0.00		39.88	687.71
20	-25.40	0.00	18.64	-6.30	12.34	37.73	-5.94	31.79	0.00	0.00		31.79	719.50
21	-23.98	0.00	13.45	-4.51	8.94	32.92	-5.94	26.98	0.00	0.00		26.98	746.48
22	-22.99	0.00	8.08	-2.65	5.42	28.41	-5.94	22.47	0.00	0.00		22.47	768.96
23	-22.89	0.00	2.34	-0.67	1.67	24.56	-5.94	18.62	0.00	0.00		18.62	787.58
24	-39.53	0.00	-25.09	8.92	-16.16	23.37	-24.42	-1.05	0.00	0.00		-1.05	786.53
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	786.53

11. Evaluación del Proyecto

Análisis del Resultado Financiero

NPV	TIR	Bono	Máxima Exposición	Tiempo de Repago
139.89	15.4%	60	-292.76	8.02

Con los resultados expuestos precedentemente podemos destacar que el proyecto únicamente es viable económicamente con un financiamiento externo que complemente nuestro capital inicial de 250 MM USD.
En los primeros años, donde se realiza la gran erogación de dinero por la cantidad de inversiones necesarias, no contamos con ingresos por ventas que comienzan recién en el año 3, por lo tanto, nos vemos obligados a financiarnos con capitales de terceros.
Las inversiones que realizar, sumadas al bono ofrecido a la provincia, nos arroja un total cercano a los 635 MM USD de CAPEX, donde la mayor parte de dichas erogaciones se realizan al principio (bono incluido). Eso nos achica el NPV y la TIR del proyecto, que igualmente, con la generación de dinero propia de la actividad a partir del tercer año, nos arroja un resultado final considerado y con un período de repago de 8 años, que es un plazo normal para este tipo de proyectos.
También destacamos que el monto financiado externamente es de aproximadamente 49 MM USD, lo que representa un 20% del Capital Propio y un 16% del Capital Total (propio más externo). Consideramos que es un monto bajo de endeudamiento teniendo en cuenta la magnitud del proyecto, que a su vez, ayudada por una tasa de interés moderada y los dos años de gracia del pago del capital, nos beneficia aún más en el valor neto del proyecto.

Flujo de Caja: Cuadro de Marcha del Financiamiento

Año	Tasa	Capital Desembolsado	Capital Desembolsado Acumulado	Interés	Repago	Capital Remanente
0	12.70%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1	12.70%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	12.70%	48.98	48.98	6.22	0.00	48.98
3	12.70%	0.00	48.98	6.22	0.00	48.98
4	12.70%	0.00	48.98	5.60	4.90	44.09
5	12.70%	0.00	48.98	4.98	4.90	39.19
6	12.70%	0.00	48.98	4.35	4.90	34.29
7	12.70%	0.00	48.98	3.73	4.90	29.39
8	12.70%	0.00	48.98	3.11	4.90	24.49
9	12.70%	0.00	48.98	2.49	4.90	19.59
10	12.70%	0.00	48.98	1.87	4.90	14.70
11	12.70%	0.00	48.98	1.24	4.90	9.80
12	12.70%	0.00	48.98	0.62	4.90	4.90
13	12.70%	0.00	48.98	0.00	4.90	0.00
14	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
15	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
16	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
17	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
18	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
19	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
20	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
21	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
22	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
23	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
24	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00
25	12.70%	0.00	48.98	0.00		0.00

11. Análisis de Sensibilidad

Posterior al estudio y evaluación de resultados se procedió a estudiar de qué manera afectaría los resultados obtenidos si hubiese cambios en las variables que de manera más significativa impactan en el criterio de valoración que según nuestro criterio serían el VAN.

Con tal objetivo se realizaron análisis de sensibilidad con respecto a las siguientes variables:

- Precios de gas y subproductos
- Tasa de Interés
- Costos operativos
- Inversiones

CAPEX	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	188.5	176.1	164.0	151.9	139.9	127.8	115.8	103.7	91.7
TIR	15.4%	18.1%	17.3%	16.6%	16.0%	15.4%	14.8%	14.2%	13.6%	13.1%
Sensibilidad VAN %		35%	26%	17%	9%		-9%	-17%	-26%	-34%
Sensibilidad TIR %		17.8%	12.9%	8.4%	4.1%	0.0%	-3.9%	-7.6%	-11.2%	-14.6%

OPEX	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	170.8	163.0	155.3	147.6	139.9	132.2	124.5	116.7	109.0
TIR	15.4%	16.5%	16.2%	15.9%	15.6%	15.4%	15.1%	14.8%	14.5%	14.2%
Sensibilidad VAN %		22%	17%	11%	6%		-6%	-11%	-17%	-22%
Sensibilidad TIR %		7.2%	5.4%	3.6%	1.8%	0.0%	-1.8%	-3.7%	-5.6%	-7.5%

PRECIOS DE LÍQUIDOS	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	124.4	128.3	132.2	136.0	139.9	143.8	147.6	151.5	155.3
TIR	15.4%	14.8%	14.9%	15.1%	15.2%	15.4%	15.5%	15.6%	15.8%	15.9%
Sensibilidad VAN %		-11%	-8%	-6%	-3%		3%	6%	8%	11%
Sensibilidad TIR %		-3.7%	-2.7%	-1.8%	-0.9%	0.0%	0.9%	1.8%	2.7%	3.6%

PRECIOS GAS DISTRIBUIDORAS	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	106.2	114.6	123.0	131.5	139.9	148.3	156.7	165.2	173.6
TIR	15.4%	14.2%	14.5%	14.8%	15.1%	15.4%	15.6%	15.9%	16.2%	16.5%
Sensibilidad VAN %		-24%	-18%	-12%	-6%		6%	12%	18%	24%
Sensibilidad TIR %		-7.9%	-5.8%	-3.9%	-1.9%	0.0%	1.9%	3.8%	5.6%	7.4%

PRECIOS GAS GNC	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	129.4	132.0	134.6	137.3	139.9	142.5	145.1	147.8	150.4
TIR	15.4%	15.0%	15.1%	15.2%	15.3%	15.4%	15.5%	15.6%	15.7%	15.8%
Sensibilidad VAN %		-8%	-6%	-4%	-2%		2%	4%	6%	8%
Sensibilidad TIR %		-2.6%	-2.0%	-1.3%	-0.7%	0.0%	0.7%	1.3%	1.9%	2.6%

PRECIOS GAS USINAS SISTEMA	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	117.5	123.1	128.7	134.3	139.9	145.5	151.1	156.7	162.3
TIR	15.4%	14.5%	14.7%	14.9%	15.1%	15.4%	15.6%	15.8%	16.0%	16.2%
Sensibilidad VAN %		-16%	-12%	-8%	-4%		4%	8%	12%	16%
Sensibilidad TIR %		-5.8%	-4.4%	-2.9%	-1.5%	0.0%	1.5%	2.9%	4.4%	5.8%

PRECIOS GAS INDUSTRIAS	0%

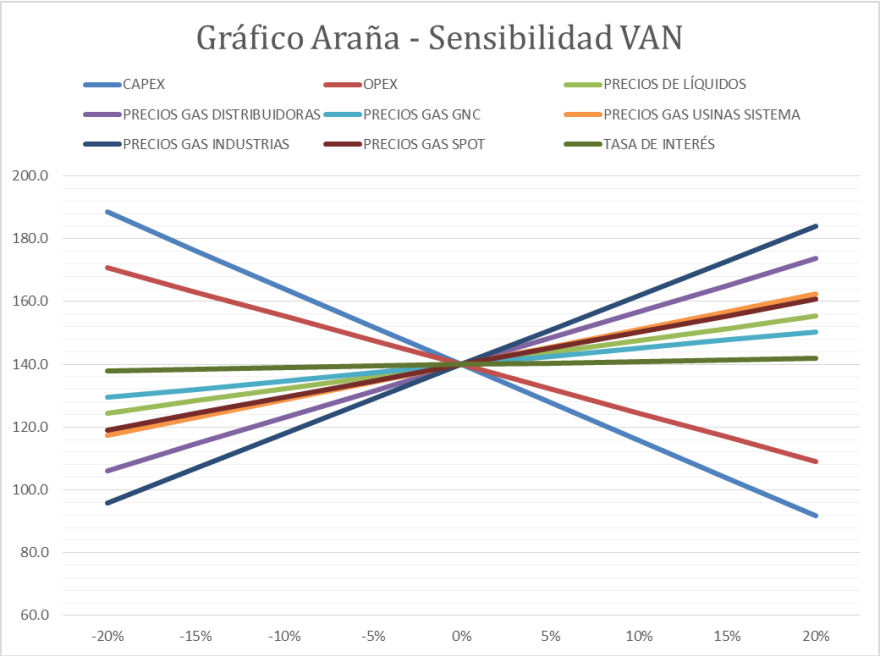
		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	95.8	106.8	117.9	128.9	139.9	150.9	161.9	173.0	184.0
TIR	15.4%	13.7%	14.1%	14.6%	15.0%	15.4%	15.7%	16.1%	16.5%	16.9%
Sensibilidad VAN %		-32%	-24%	-16%	-8%		8%	16%	24%	32%
Sensibilidad TIR %		-10.6%	-7.9%	-5.2%	-2.6%	0.0%	2.5%	5.0%	7.5%	9.9%

PRECIOS GAS SPOT	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	119.1	124.3	129.5	134.7	139.9	145.1	150.3	155.5	160.7
TIR	15.4%	14.6%	14.8%	15.0%	15.2%	15.4%	15.6%	15.7%	15.9%	16.1%
Sensibilidad VAN %		-15%	-11%	-7%	-4%		4%	7%	11%	15%
Sensibilidad TIR %		-5.1%	-3.8%	-2.5%	-1.3%	0.0%	1.2%	2.5%	3.7%	5.0%

TASA DE INTERÉS	0%

		-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%
VAN @10% (MUSD)	139.9	137.9	138.4	138.9	139.4	139.9	140.4	140.9	141.4	141.9
TIR	15.4%	15.3%	15.3%	15.3%	15.3%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%	15.4%
Sensibilidad VAN %		-1%	-1%	-1%	0%		0%	1%	1%	1%
Sensibilidad TIR %		-0.6%	-0.4%	-0.3%	-0.1%	0.0%	0.1%	0.3%	0.4%	0.6%



Del ejercicio realizado se obtiene que el proyecto es sensible principalmente para los casos resaltados en sus extremos, en los que para una variación porcentual de un +/-20% el VAN se ve afectado en mayores proporciones.

En primer orden de influencia podemos ubicar al CAPEX, para el cual el VAN sufre una variación del 35%. Para segundo lugar ubicamos la sensibilidad al precio para el canal industrial con una variación del 32%, seguido por el precio del canal de distribuidoras con el 24% y el OPEX con el 22%.

De manera opuesta el proyecto presenta sensibilidad casi nula para la variación de la tasa de interés de financiamiento, ya que el financiamiento tomado no representa mayor participación en el total de las erogaciones.

12. Resultados

A partir de los resultados obtenidos se evidencia la factibilidad técnica y económica del proyecto.

Resumen de Resultados				
N°	**CONCEPTO**	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	
	DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y condensado in situ	Mm3	**20,418.6**	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	Mm3	**4,136.25**	
1c	Factor de Recuperación	%	**79.74%**	
1d	Presión de abandono	Kg/Cm2	**50**	
1e	Cantidad de pozos		**42**	
1f	Potencia Total de Compresión en Yacimiento	HP	**3,000**	
1g	Producción de Gas Máxima	Mm3/d	**2,969**	
1g´	Producción de Gas Promedio	Mm3/d	**2,028**	
1h	Producción de Condensados Máxima	m3/d	**141**	
1h´	Producción de Condensados Promedio	m3/d	**96**	
	Demanda Año 3 y Año Máximo		**Año 3**	**Máximo**
2a	Consumo Máximo Distribuidoras	Mm3/d	**1.000**	**1.355**
2b	Consumo Máximo GNC	Mm3/d	**0.225**	**0.225**
2c	Consumo Máximo Termoeléctrica	Mm3/d	**1.248**	**1.248**
2d	Consumo Máximo Industria	Mm3/d	**0.237**	**1.472**
2e	Consumo Máximo Total	Mm3/d	**1.753**	**2.905**
	Procesamiento Año 3 y Año 24			
3a	Capacidad de Procesamiento Máxima	Mm3/d	**3.000**	**3.000**
3b	Propano + Butano (GLP)	Ton/año	**0.000**	**0.000**
3c	Gasolina	m3/d	**7.366**	**1.912**
	Transporte			
4a	Primer Tramo Gasoducto hasta Planta de Generación Electric	pulg	**16**	
4b	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	**2.969**	
4c	Potencia Instalada	HP	**2,500**	
4d	Segundo Tramo de Gasoducto hasta Gasoducto Troncal	pulg	**16**	
4e	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	**2.969**	
4f	Potencia Instalada	HP	**0**	
	Inversiones			
5a	Inversión Campo (Yacimiento, perforación y Workover)	M us$	**343.30**	
5b	Inversión Plantas Procesamiento (Facilities)	M us$	**61.30**	
5c	Inversión Gasoducto	M us$	**118.53**	
5d	Inversión Otros (Bono)	M us$	**60.00**	
5e	Inversión Contingencias	M us$	**52.31**	
5f	Inversión Total	M us$	**635.43**	
	Precios Gas Año 1 y Año 24		Año 3	Año 24
6a	Distribuidoras	us$/MBTU	**2.85**	**5.20**
6b	GNC	us$/MBTU	**4.48**	**5.20**
6c	Centrales	us$/MBTU	**4.94**	**4.50**
6d	Industriales	us$/MBTU	**4.50**	**4.50**
	Precios Líquidos Año 1 y Año 24		Año 3	Año 24
7a	GLP Exportación	us$/Ton	-	-
7b	GLP Local	us$/Ton	-	-
7c	Gasolina y Condensado Local	us$/Bbl	**56.09**	**76.09**
	RESULTADOS			
8a	VAN al 10%	M us$	**139.89**	
8b	TIR	%	**15.36%**	
8c	Repago	años	**8.0**	
8d	Préstamo (Capital) Solicitado	M us$	**48.98**	
8e	Máxima Exposición	M us$	**292.76**	