

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Yacimiento “La Esperanza”

Equipo A - Grupo 1

AUTORES: Cova, Carlos (Leg. N° 103871)

Cassinelli, Juan Ignacio (Leg. N° 103723)

Cárdenas, Emanuel

DOCENTES TITULARES O TUTORES:

Casares, Carlos

Rodríguez, Juan José

Horacio Pizarro

José Luis Reatti

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL



Contenido

| | | |
|------|---|----|
| 1. | Introducción | 3 |
| 2. | Regulación Vigente y Marco Legal | 4 |
| 2.1 | Leyes de Emergencia | 6 |
| 2.2 | Programas de Estímulo a la Producción..... | 6 |
| 3. | Reservas | 8 |
| 3.1. | Cálculo de reservas volumétricas..... | 8 |
| 3.2. | Gas y condensado recuperable | 8 |
| 3.3. | Previsión de producción y pérdida de carga en el tubing | 10 |
| 4. | Mercado de Gas Natural en la Argentina..... | 12 |
| 4.1 | Consideraciones generales sobre la Oferta..... | 12 |
| 4.2 | Consideraciones generales sobre la Demanda | 13 |
| 4.3 | Comercialización del Gas Natural..... | 13 |
| 4.4 | Formación de Precios del Gas Natural | 14 |
| 4.5. | Perspectivas Futuras del Mercado Argentino de Gas Natural | 15 |
| 5. | Precios aplicables al Gas Natural..... | 17 |
| 5.1 | Proyecciones sobre precios..... | 17 |
| 5.2 | Precios aplicables a los Condensados | 19 |
| 5.3 | Precios aplicables al LPG | 21 |
| 6. | Aspectos Comerciales y Contractuales | 24 |
| 6.1 | Aspectos Generales. Contratos de Gas Natural. | 24 |
| 6.2 | Consideraciones Especiales. Volumen a Entregar por Segmento..... | 24 |
| 8.3 | Condensados. Características de Comercialización. | 25 |
| 8.4 | Gas Licuado de Petróleo..... | 25 |
| 7. | Costos operativos (Opex) | 26 |
| 8. | Esquema de Producción..... | 27 |
| 9. | Obras de captación, medición y acondicionamiento | 29 |
| 8.1 | Esquema de captación | 29 |
| 8.2 | Compresión | 30 |
| 8.3 | Plantas de procesamiento..... | 31 |
| 8.4 | Planta de recuperación de LPG | 32 |
| 8.5 | Tanques y Capacidad de Almacenamiento | 33 |
| 10. | Aprovechamiento de Condensables: | 34 |
| 9.1 | Características del Gas Natural Crudo: (Separación Primaria)..... | 34 |



| | | |
|------|---|----|
| 9.2 | Análisis de la alternativa de recuperación de GLP | 34 |
| | PLANTA DE RECUPERACIÓN DE GLP..... | 34 |
| | PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE PUNTO DE ROCIO..... | 35 |
| | OBSERVACIONES | 35 |
| 11. | Obras de Transporte: | 37 |
| 10.1 | Esquema Básico:..... | 37 |
| 10.2 | Dimensionamiento del Gasoducto:..... | 37 |
| 10.3 | Diámetros y presiones de operación | 38 |
| 10.4 | Necesidades de compresión en transporte | 38 |
| 12. | Evaluación del Proyecto | 39 |
| 13. | Análisis de Sensibilidades | 46 |
| 14. | Presentación de Resultados | 49 |
| 15. | Principales Gráficos e Indicadores | 50 |



1. Introducción

El presente se enfoca en señalar con detalle las tareas realizadas durante la elaboración del Trabajo Final Integrador de la Especialización en Economía del Petróleo y Gas Natural dictado en el ITBA que finaliza en diciembre del año 2017.

El objetivo del trabajo es participar en el simulacro de Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los derechos de explotación de un yacimiento de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina a 200 kms de la cabecera del Gasoducto troncal.

El desarrollo del informe seguirá la siguiente estructura:

- Regulación y Marco Legal: breve detalle de cada una de las normas vigentes que hoy conforman el marco legal que regula la actividad hidrocarburífera.
- Reservas: metodología empleada para llegar al Volumen de Gas In Situ y al volumen de gas recuperable.
- Mercado del Gas Natural en la Argentina: detallada descripción de los distintos actores de la cadena de valor del gas natural, que conforman el mercado local actual.
- Precios del Gas Natural: detallada descripción de los distintos precios del gas natural y factores que intervienen en la formación de los mismos, que conforman el mercado local actual.
- Costos Operativos asumidos en el ejercicio.
- Previsión y cálculo de la producción: perfil de producción de gas natural obtenido a partir de la determinación de un volumen objetivo de gas y en función de las ventas proyectadas.
- Obras, Medición y Almacenamiento: Se determinan, entre otras cosas, la cantidad de pozos a perforar, las instalaciones de superficie, los volúmenes de hidrocarburos condensables a obtener y el lay-out del yacimiento.
- Aprovechamiento de Condensables
- Obras de Transporte: se establecen las bases y fundamentos del cálculo para el dimensionamiento de las instalaciones necesarias para el transporte del volumen de gas extraído desde el yacimiento hacia el gasoducto troncal pasando por la central termoeléctrica según sea el caso.
- Evaluación del Proyecto: cálculo de los ingresos y egresos relacionados al desarrollo del yacimiento, con el objetivo de obtener los principales indicadores contables y financieros.
- Presentación de Resultados



2. Regulación Vigente y Marco Legal

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 |

Cuadro N°1. Ley 26.197

Vigencia concesionaria para Explotación

| CONVENCIONAL | NO CONVENCIONAL | OFFSHORE |
|--------------|-----------------|----------|
| 25 años | 35 años | 30 años |

Cuadro N°2. Ley 26.197



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 adelantado 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 USD 250 millones (anteriormente el piso era de USD 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.



2.1 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. En el caso del yacimiento “La Esperanza” existen restricciones para el abastecimiento a los usuarios residenciales a través de las distribuidoras (Condición del 20% de la inyección).

2.2 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).



3. Reservas

3.1. 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 siguiente tabla, se estimó el volumen de gas “in situ”.

Datos del yacimiento.

| | |
|---|--|
| Volumen de roca (Vr) | 1.250 Mm ³ |
| Porosidad (φ) | 12% |
| Saturación de agua irreductible (Sw) | 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 |

Cuadro N°3. Datos del Proyecto

Volumen de gas “in situ” (G):

$$G = \frac{Vr \cdot \phi \cdot (1 - Sw)}{Bg}$$

Siendo el factor volumétrico de gas (Bg):

$$Bg = \frac{Pa \cdot Tr \cdot Zr}{Pr \cdot Ta \cdot Za}$$

(*) Nota: Za = 1.

Y el factor de super compresibilidad (Zr):

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

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

Así, el volumen de gas “in situ” estimado es de 20.419 millones de m³.

3.2. Gas y condensado recuperable

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

$$Gp = Vr \cdot \phi \cdot (1 - Sw) \cdot \left(\frac{Pr}{Zr} - \frac{Pa}{Za} \right) \frac{Za \cdot Ta}{Pa \cdot Tr}$$



Análisis PVT de los fluidos del reservorio.

| Pr (kg/cm ²) | ZR | 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 |

Cuadro N°4. Elaboración Propia

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

– Gas in situ y recuperable.

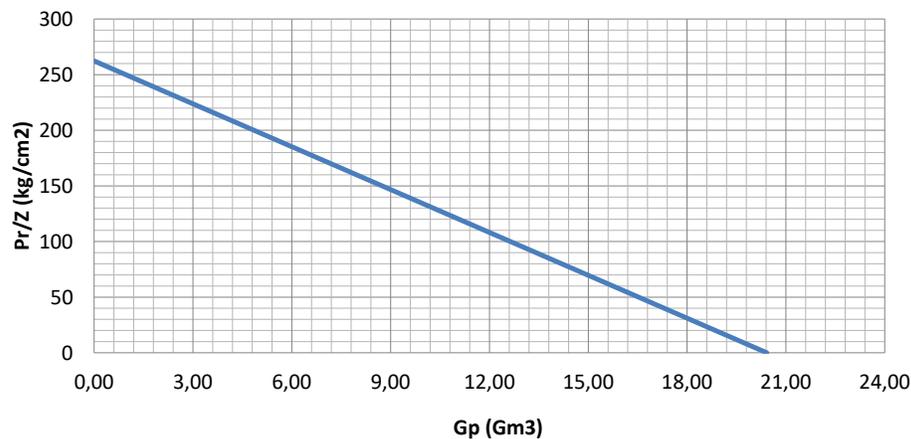


Grafico N°1. Elaboración Propia

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 siguiente gráfico 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.

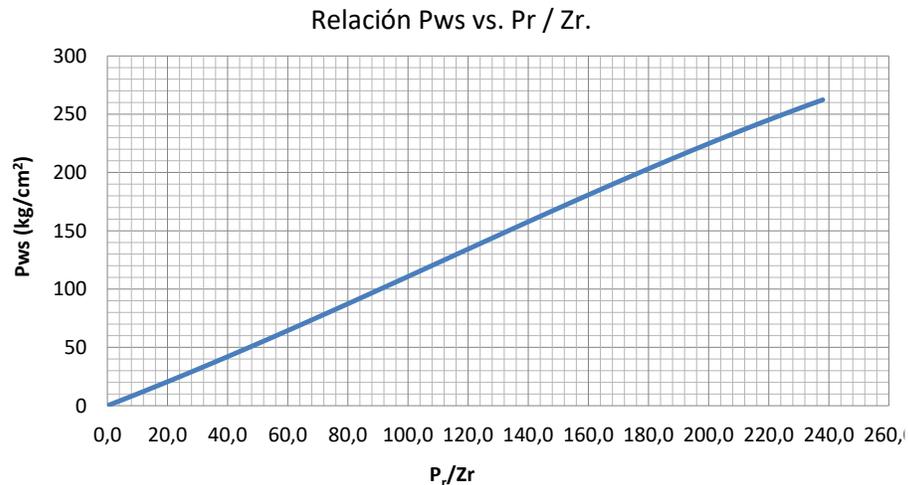


Grafico N°2. Elaboración Propia

3.3. Previsión de producción y pérdida 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).

$$Q = C \cdot (Pws^2 - Pwf^2)^n$$

(*) 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.

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

(*) 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:

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



(*) 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:

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

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

En el próximo Gráfico 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).

Curvas IPR y de contrapresión en el tubing.

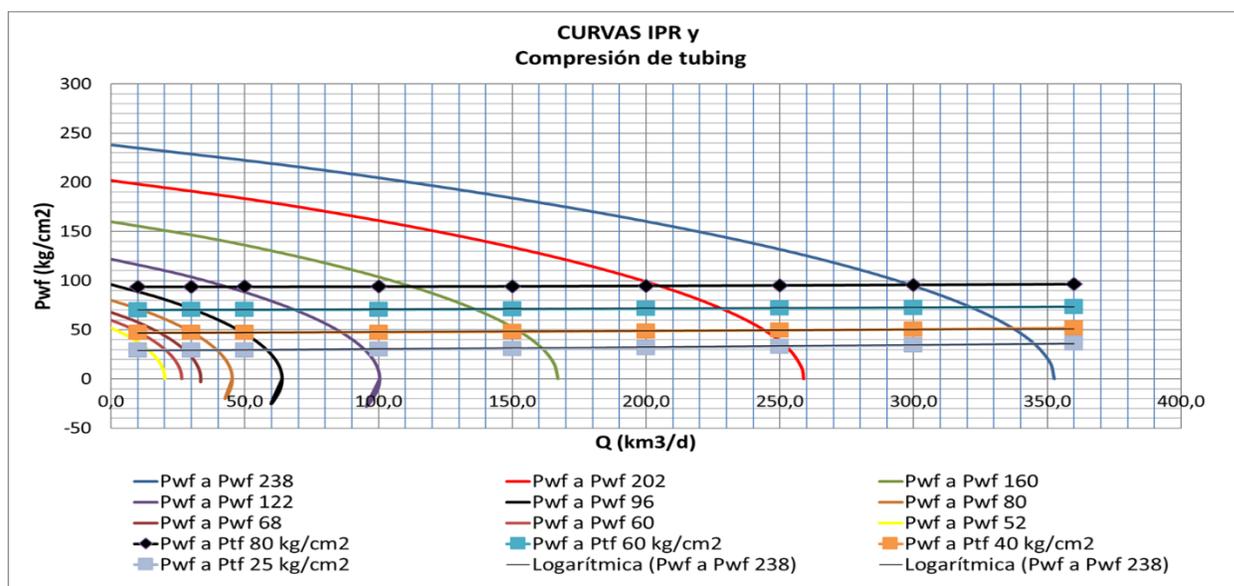


Gráfico N°3. Elaboración Propia

Pwf a pwf 238 corresponde al año 3, Pwf a pwf 202 corresponde al año 5, Pwf a pwf 160 corresponde al año 7, Pwf a pwf 122 corresponde al año 9, Pwf a pwf 96 corresponde al año 11, Pwf a pwf 80 corresponde al año 13, Pwf a pwf 68 corresponde al año 15, Pwf a pwf 60 corresponde al año 17, Pwf a pwf 52 corresponde al año 19

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 acuerdo a la demanda de mercado que se estima abastecer.



4. Mercado de Gas Natural en la Argentina

4.1 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.



Grafico N°4. Secretaría de Energía

4.2 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.

4.3 Comercialización del Gas Natural



Grafico N°5. Secretaría de Energía

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.

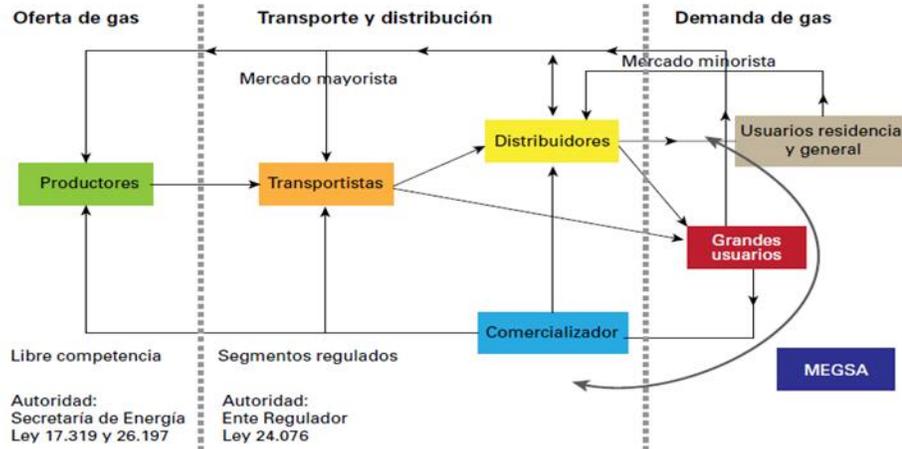


Grafico N°6. Secretaría de Energía



Grafico N°7. ENARGAS

4.4 Formación de Precios 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.

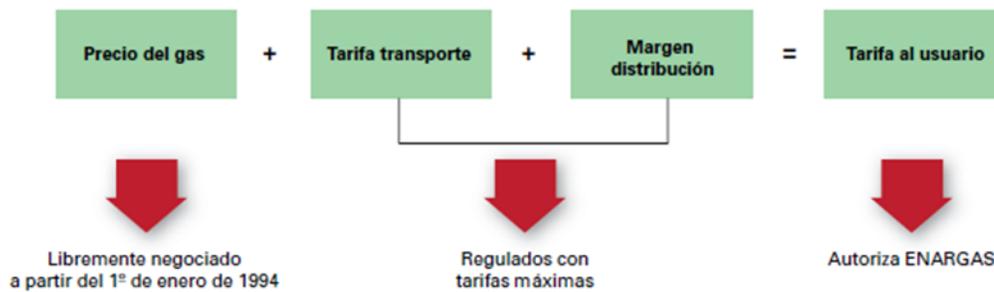


Grafico N°8. Elaboración propia

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.

4.5. 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.

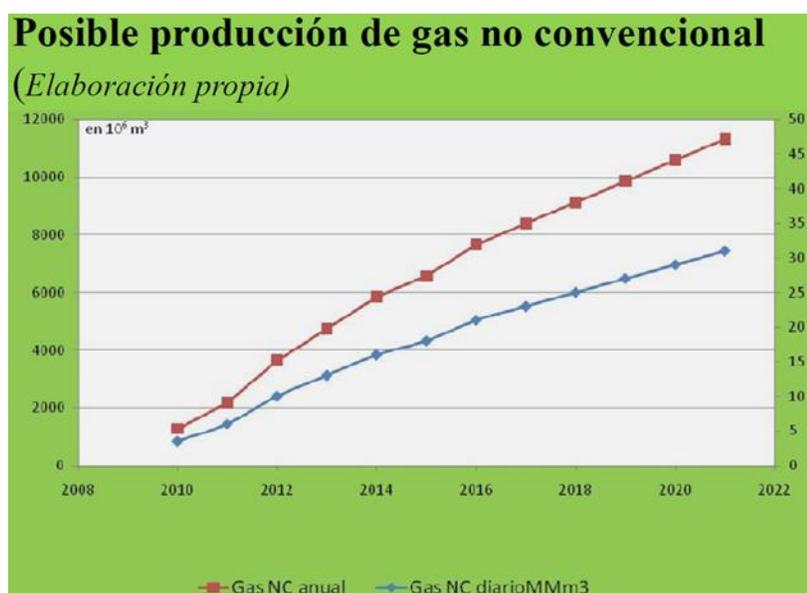


Grafico N°9. Elaboración propia



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.



5. Precios aplicables al Gas Natural

Se adoptaron las siguientes fórmulas según los segmentos de mercado:

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 USD 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 USD 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 USD 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 USD 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 USD 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.

5.1 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 USD/MBTU y USD/Km³ considerando la devaluación estimada de la moneda local para los canales Distribuidoras y GNC.



| | | Precios (USD/MBTU) | | | | | | | | Precios (USD/Km3) | | | | | |
|------|---------|--------------------|------|--------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------|------|---------|-------------------|--------|--------------------------|----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Año | Periodo | Distribuidoras | GNC | Generadora en yacimiento | Generadora eléctrica del sistema | Usuarios industriales | Ventas Spot | 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 | 2018 | 0 | 92,11 | 157,89 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 116,25 |
| 2019 | 1 | 2,85 | 4,48 | 5,20 | 4,94 | 4,50 | 3,15 | 2019 | 1 | 105,26 | 165,41 | 191,91 | 182,31 | 166,08 | 116,25 |
| 2020 | 2 | 3,26 | 4,70 | 5,20 | 4,69 | 4,50 | 3,15 | 2020 | 2 | 120,30 | 173,29 | 191,91 | 173,20 | 166,08 | 116,25 |
| 2021 | 3 | 3,73 | 4,92 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2021 | 3 | 137,49 | 181,54 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2022 | 4 | 4,26 | 5,15 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2022 | 4 | 157,13 | 190,19 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2023 | 5 | 4,87 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2023 | 5 | 179,57 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2024 | 6 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2024 | 6 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2025 | 7 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2025 | 7 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2026 | 8 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2026 | 8 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2027 | 9 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2027 | 9 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2028 | 10 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2028 | 10 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2029 | 11 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2029 | 11 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2030 | 12 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2030 | 12 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2031 | 13 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2031 | 13 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2032 | 14 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2032 | 14 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2033 | 15 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2033 | 15 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2034 | 16 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2034 | 16 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2035 | 17 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2035 | 17 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2036 | 18 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2036 | 18 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2037 | 19 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2037 | 19 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2038 | 20 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2038 | 20 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2039 | 21 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2039 | 21 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2040 | 22 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2040 | 22 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2041 | 23 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2041 | 23 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2042 | 24 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2042 | 24 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |
| 2043 | 25 | 5,20 | 5,20 | 5,20 | 4,50 | 4,50 | 3,15 | 2043 | 25 | 191,91 | 191,91 | 191,91 | 166,08 | 166,08 | 116,25 |

Cuadro N°5. Elaboración Propia a partir de los datos del proyecto.

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.

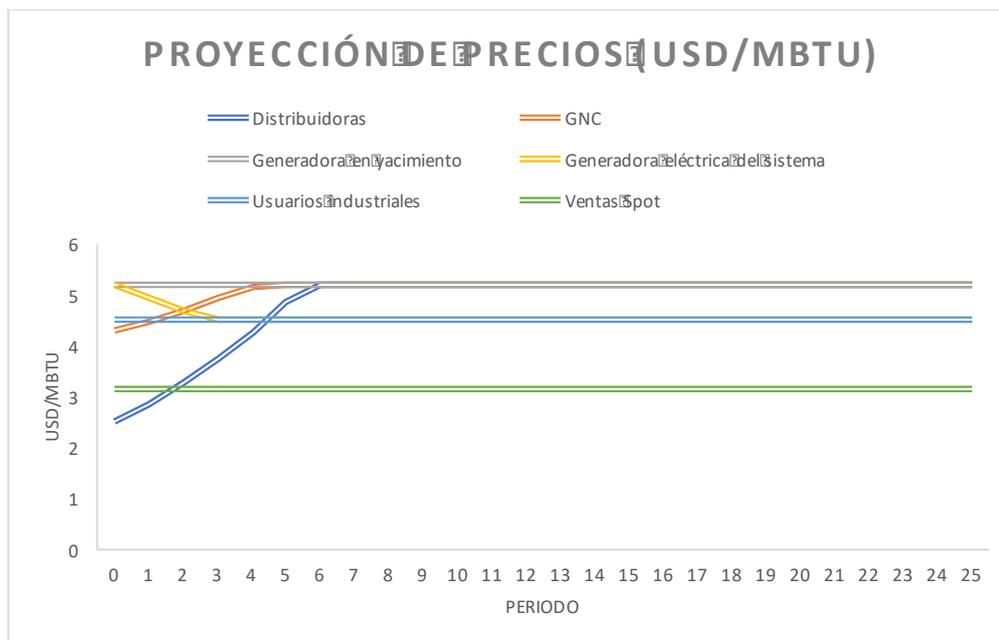


Grafico N°10. Elaboración propia



5.2 Precios aplicables a los Condensados

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 del Brent por el Banco Mundial desde el presente año hasta el 2041, 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.

El condensado y gasolina serán vendidos como calidad medanita 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.

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 1,82 USD/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 1.50 USD/Bbl.



Grafico N°11. Elaboración propia

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\$/m ³) |
|------------------|--------------------------|---|
| 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 |

Cuadro N°6. Elaboración Propia a partir de los datos del proyecto.

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 | Período | Precio Brent (BM) | Paridad (Precio en Puerto Rosales) | Costo Transporte (OLDELVAL) | Costo de ingreso OLDELVAL | Transporte 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 |

Cuadro N°7. Elaboración Propia a partir de los datos del proyecto.

5.3 Precios aplicables al LPG

Para la determinación de los valores a considerar para la comercialización de LPG (propano y butano) se tuvo en cuenta como valor de referencia la cotización de los mismos en Mont Belvieu en el período de 23 meses comprendido entre enero de 2016 y noviembre de 2017.

También se tomó en cuenta la cotización del Brent y la correlación con los otros 2 valores que, como se puede apreciar en el gráfico de a continuación, es elevada.

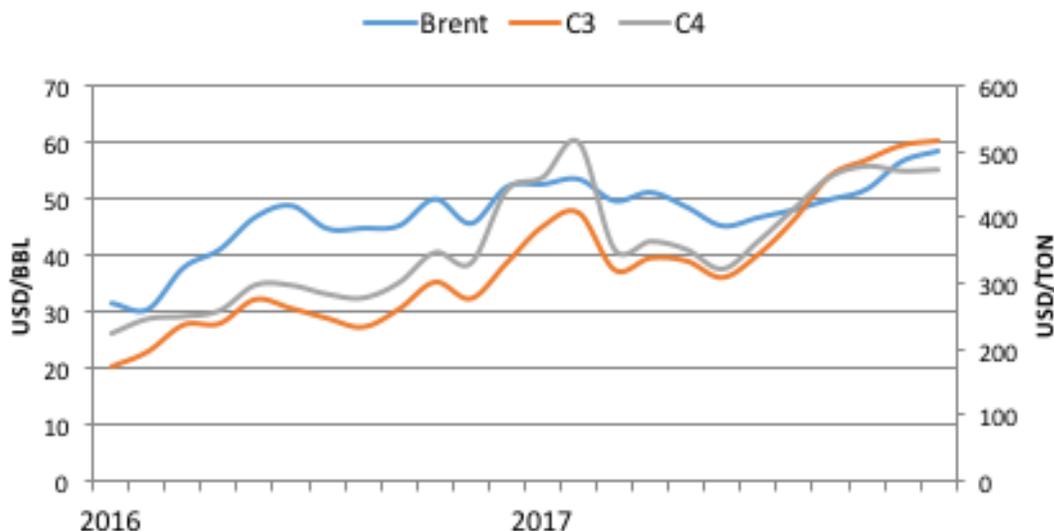


Grafico N°12. Elaboración propia

Dado que se tomaron como referencia para el Brent los futuros publicados por el Forecast 2017 del Banco Mundial, se decidió definir una regresión entre Brent y Mont Belvieu y de esta manera proyectar los valores mediante una aproximación lineal.

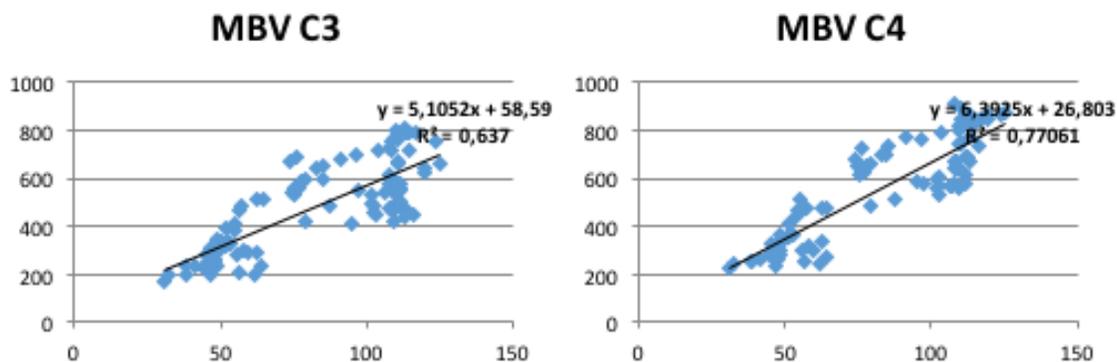


Grafico N°13 y 14. Elaboración propia

A partir de la proyección del MBV, construida a partir del Brent, se proyectó el precio de Export Parity Argentino y también el precio de exportación desde Neuquén a Chile (publicados por Secretaría de Energía).

Tomando los promedios de los últimos dos años, se estableció un premio sobre el MBV para el Export Parity de +50 USD/TON y para la exportación a Chile un premio sobre el MBV de +80 USD/TON.

A su vez se tuvieron en cuenta los volúmenes comercializados en los últimos dos años para el mercado local y el de exportación, lo cual arrojó la siguiente participación: Propano: Mercado local 70% y Exportación 30% y Butano: Mercado local 80% y Exportación 20%.

Partiendo de los valores proyectados y el mix de participación EXP/ML, se determinó el precio promedio ponderado de venta para el Butano y el Propano.

A continuación, se detallan los valores obtenidos:



| Año | Brent (USD/BBL) | MBV C3 (USD/TON) | MBV C4 (USD/TON) | EPSEN C3 (USD/TON) | EPSEN C4 (USD/TON) | EXPO C3 (USD/TON) | EXPO C4 (USD/TON) |
|-----|--------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| 0 | 55 | 339,4 | 378,4 | 389,4 | 428,4 | 419,4 | 458,4 |
| 1 | 60 | 364,9 | 410,4 | 414,9 | 460,4 | 444,9 | 490,4 |
| 2 | 61,5 | 372,6 | 419,9 | 422,6 | 469,9 | 452,6 | 499,9 |
| 3 | 62,9 | 379,7 | 428,9 | 429,7 | 478,9 | 459,7 | 508,9 |
| 4 | 64,5 | 387,9 | 439,1 | 437,9 | 489,1 | 467,9 | 519,1 |
| 5 | 66 | 395,5 | 448,7 | 445,5 | 498,7 | 475,5 | 528,7 |
| 6 | 67,6 | 403,7 | 458,9 | 453,7 | 508,9 | 483,7 | 538,9 |
| 7 | 69,3 | 412,4 | 469,8 | 462,4 | 519,8 | 492,4 | 549,8 |
| 8 | 71 | 421,1 | 480,7 | 471,1 | 530,7 | 501,1 | 560,7 |
| 9 | 71 | 421,1 | 480,7 | 471,1 | 530,7 | 501,1 | 560,7 |
| 10 | 71 | 421,1 | 480,7 | 471,1 | 530,7 | 501,1 | 560,7 |
| 11 | 71 | 421,1 | 480,7 | 471,1 | 530,7 | 501,1 | 560,7 |
| 12 | 71 | 421,1 | 480,7 | 471,1 | 530,7 | 501,1 | 560,7 |
| 13 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 14 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 15 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 16 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 17 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 18 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 19 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 20 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 21 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 22 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 23 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 24 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |
| 25 | 80 | 467,0 | 538,2 | 517,0 | 588,2 | 547,0 | 618,2 |

Cuadro N°8. Elaboración Propia a partir de los datos del proyecto.



6. Aspectos Comerciales y Contractuales

6.1 Aspectos Generales. Contratos de Gas Natural.

Con el gas disponible para la venta calculado para cada año se analizaron diferentes alternativas de contractualización, 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 | 6 (3 años cada una) | 30% producción disponible / > 1,0 M m3/d / crecimiento vegetativo |
| GNC | 1 año | 13 (un año cada una) | > 0,25 M m3/d |
| Central Termoelectrica OFF System | 5 años | - | > 1,0 M m3/d / < 1,5 M m3/d |
| Industrial | 3 años | 7 (un año cada una) | Sin limites de volumen |

Cuadro N°9. Elaboración Propia a partir de los datos del proyecto

6.2 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 ese volumen mínimo 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 lo contractualizado. A partir del siguiente año, donde con la producción no se llega a abastecer por completo el volumen convenido, se le entrega toda la producción en el invierno donde 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 15 años del proyecto. A partir del siguiente año ya no podíamos garantizar el mínimo establecido.
- **Central Termoeléctrica OFF SYSTEM:** sin dudas una opción atrayente debido a su alto precio en los primeros años del proyecto. Sus consumos son limitados entre 1,0 y 1,5 M m3/día, lo que nos impedía poder renovar el contrato a su primer vencimiento (5 años el plazo original) ya que no contamos con ese volumen mínimo para poder abastecerlos.



- **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 13 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 2036.
- **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:

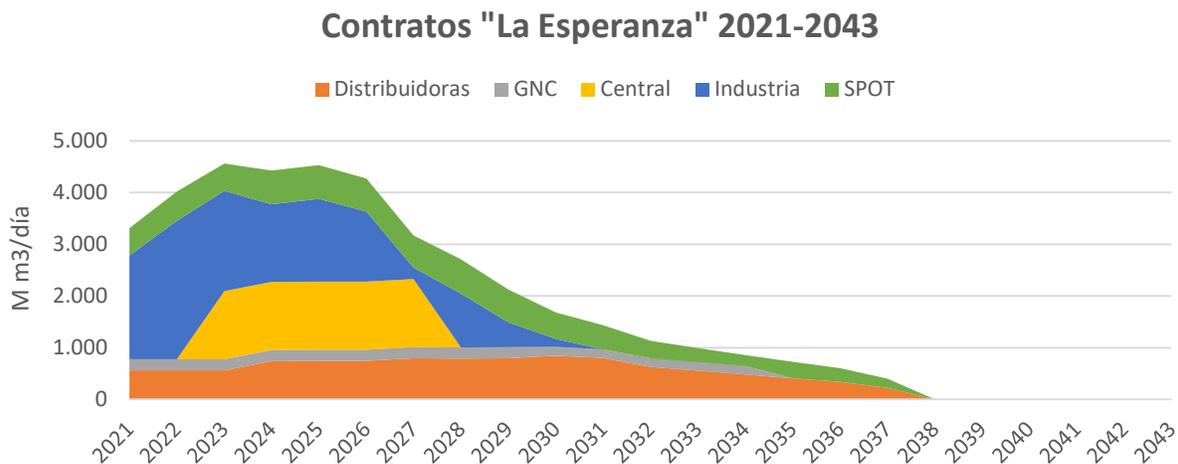


Grafico N°15. Elaboración propia

8.3 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.

8.4 Gas Licuado de Petróleo.



Por decisión comercial y estrategia de venta, se ha decidido separar y comercializar el GLP por camión desde el yacimiento. Para el caso del Butano el 80% se destinará a Mercado Local, mientras que el 20% se exportará a Chile. En el caso del Propano el 70% se venderá al Mercado Local y el 30% se exportará.

7. Costos operativos (Opex)

- Costos Operativos en Yacimiento:
 - Captación: Se considera un costo de \$ 3,5 USD / BOE lo que promedia 17 MUSD por año representando aproximadamente el 65% del total del OPEX.
 - Workover: Estos son los gastos incurridos por mantenimiento de los pozos. Se estima un 20% del total de pozos por año en un valor de \$120 KUSD / año.
 - Compresión: El costo es de 135 USD / HP instalado. Del año 11 al 14 se instalaron 1000 HP por año y luego del año 15 al 25 se instalaron 2500 HP por año.
 - Acondicionamiento: El costo de acondicionamiento de hidrocarburos es de 2,75 USD / 1000 Sm³. Este costo es proporcional a la producción.
 - Tratamiento: El costo de tratamiento es de 3,75 USD / 1000 Sm³ de gas tratado. Este costo es proporcional a la producción.
 - Abandono de pozos: representa el costo de abandono de pozos por un valor de 400 KUSD / pozo.

- Costos Operativos en Gasoducto:
 - Compresión: El gasto por compresión en transporte es de 0,25 USD / HP utilizado por año.
 - Mantenimiento de Gasoducto: El gasto de mantenimiento es de 21,5 KUSD / km por año representando aprox 4,73 MUSD por año para los 200 km de gasoducto.
 - Imprevistos: Se considera un 10% adicional de OPEX por imprevistos.

| Costo de Captación | Costo Compresión en Yacimiento | Costo Compresión en Transporte | Mantenimiento Caños de Transporte | Costo Endulzamiento | Costo Planta Pto de Rocío o GLP |
|--------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------|---------------------------------|
| 395 | 11 | 12 | 80 | 49 | 67 |

Expresado en USD MM (Incluye contingencia del 10%)

Cuadro N°10. Elaboración Propia



8. Esquema de Producción

Se estudiaron distintos esquemas producción, pasando por establecer un esquema de producción relativamente estable (en aproximadamente 3.000 M M3/día) durante varios años, otro esquema un poco más conservador que permitiese llegar con producción hasta el año 25 del proyecto, y finalmente un esquema de producción agresivo que permitiese tener en los primeros años del proyecto la mayor parte de las ventas, evitando así que los flujos no fuesen castigados por la tasa de descuento del proyecto.

En función de la capacidad de producción requerida y el caudal promedio por pozo en cada año (calculado en base a la metodología del "Pozo tipo"), se determinó la cantidad de pozos necesarios a perforar año a año para abastecer a la demanda.

Tras analizar las distintas alternativas, se notó que, de todas ellas, la que maximizaba el valor presente neto del proyecto era la opción del plan de perforación agresivo, aún cuando ello implicaba invertir en infraestructura adicionales (plantas de compresión dentro y fuera del yacimiento, plantas de endulzamiento y tratamiento, etc.). Es importante destacar, que aún cuando se buscaba un perfil de perforación agresivo, se cuidó de no sobrepasar la producción diaria en más de 5.000 M M3/día en ningún momento del proyecto, pues ello implicaba ineficiencias en inversiones que, en lugar de agregar, restaban valor al proyecto.

Tomando en cuenta la restricción de no poder perforar más de 8 pozos por año, el cronograma o plan de perforación quedó compuesto por un total de 39 pozos nuevos, perforados entre el 2do y 7mo año de la vida del proyecto, a seguir:

| Año | Nº Pozos Operativos | Nº de Pozos a Perforar / año | Nº Pozos Estériles |
|-----|---------------------|------------------------------|--------------------|
| 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 8 | 0 |
| 3 | 12 | 6 | 1 |
| 4 | 17 | 8 | 1 |
| 5 | 24 | 8 | 1 |
| 6 | 31 | 5 | 0 |
| 7 | 36 | 4 | 0 |
| 8 | 40 | 0 | 0 |
| 9 | 40 | 0 | 0 |
| 10 | 40 | 0 | 0 |
| 11 | 40 | 0 | 0 |
| 12 | 40 | 0 | 0 |
| 13 | 40 | 0 | 0 |
| 14 | 40 | 0 | 0 |
| 15 | 40 | 0 | 0 |
| 16 | 40 | 0 | 0 |
| 17 | 40 | 0 | 0 |
| 18 | 40 | 0 | 0 |
| 19 | 40 | 0 | 0 |
| 20 | 40 | 0 | 0 |
| 21 | 40 | 0 | 0 |
| 22 | 40 | 0 | 0 |
| 23 | 40 | 0 | 0 |
| 24 | 40 | 0 | 0 |
| 25 | 40 | 0 | 0 |

Cuadro N°11. Elaboración propia



Considerando que el yacimiento contaba con 5 pozos (a los que solo hubo que realizarles trabajos de Work Over para ponerlos en funcionamiento) y los pozos que resultaron estériles (tanto en la campaña de perforación como en los ya existentes en yacimiento), se llegó a tener simultáneamente 40 pozos produciendo a partir del 8vo año del proyecto, lo que conllevó a depletar completamente las reservas al año 19 del proyecto, cumpliéndose así nuestro objetivo de maximizar los flujos económicos provenientes de las ventas.

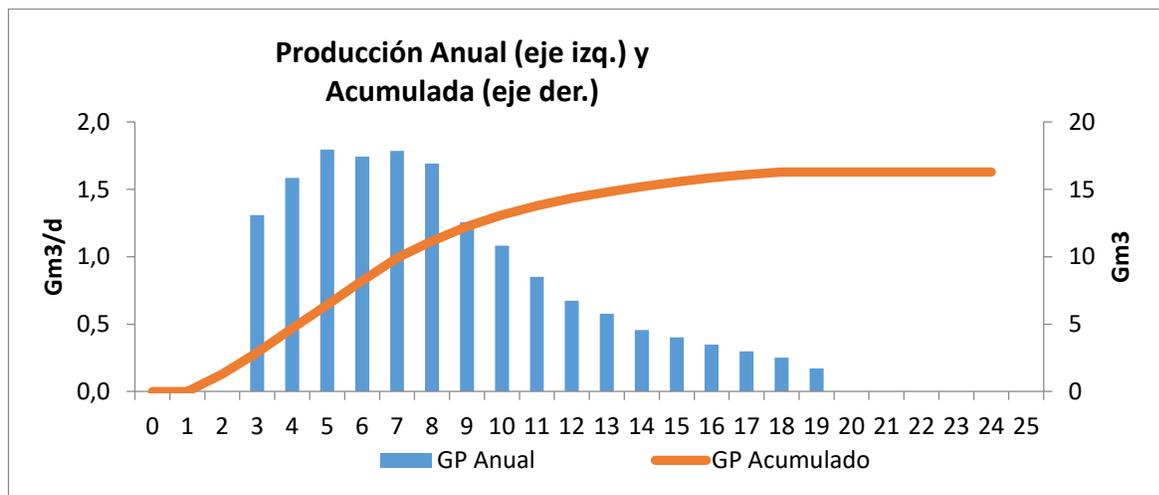


Gráfico N°16. Elaboración propia

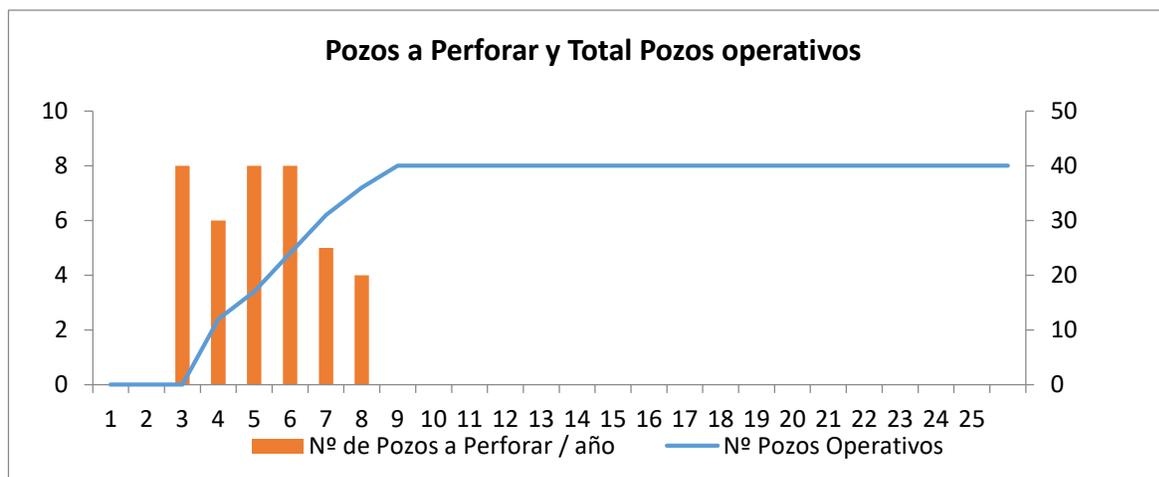
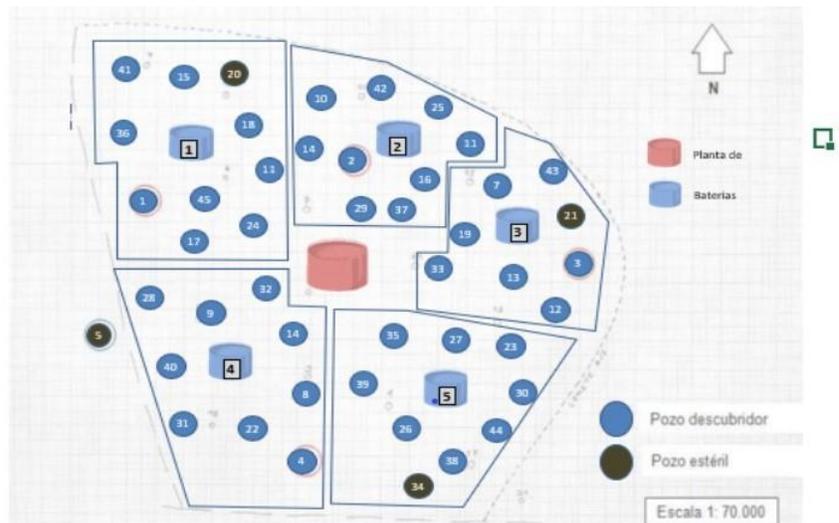


Gráfico N°17. Elaboración propia

9. Obras de captación, medición y acondicionamiento

8.1 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 siguiente esquema:

- Año 0: batería 1
- Año 1: batería 2
- Año 2: batería 3
- Año 3: batería 4
- Año 4: batería 5

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 con lo que se observa en el Mapa N° 1, la distancia promedio entre cada



pozo y su batería correspondiente es de 3.412 metros, mientras que la distancia promedio entre cada batería y la planta de tratamiento es de 7.378 metros. A partir de estos valores se estimó el costo de la cañería, considerando un costo de 40 USD/pulgada metro. Así, el costo de cañería por pozo (hasta la batería) asciende a USD 545.862 (USD 600.448 contemplando una contingencia del 10%), mientras que en el caso de la cañería de la batería a la planta de tratamiento es de USD 1.770.647 (USD 1.947.712 contemplando una contingencia del 10%).

8.2 Compresión

En el Gráfico N° X 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° X.

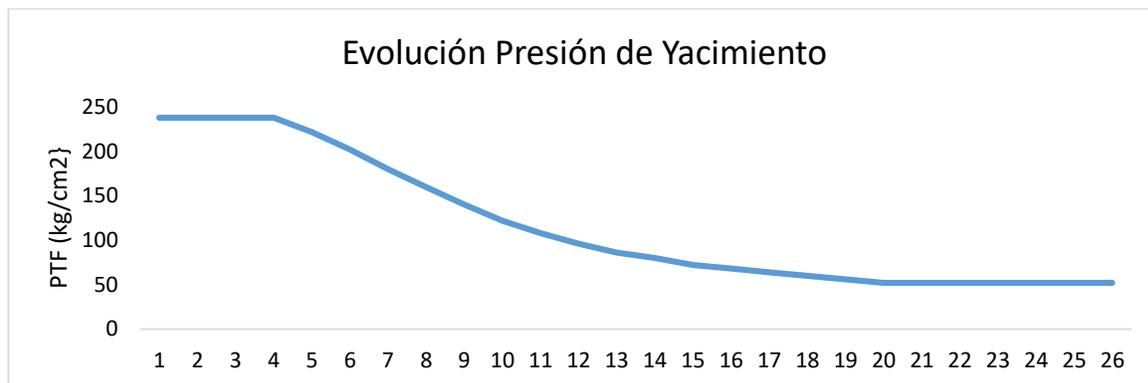


Gráfico N°18. Elaboración propia



| | Gas Diario s/condensado (km3/d) | Presión en Boca de Pozo | Relación de Compresion | 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 | 3.530 | 80 | 0,9 | 0 | 0 |
| Año 4 | 4.278 | 80 | 0,9 | 0 | 0 |
| Año 5 | 4.846 | 80 | 0,9 | 0 | 0 |
| Año 6 | 4.705 | 80 | 0,9 | 0 | 2.000 |
| Año 7 | 4.823 | 60 | 1,2 | 1.537 | 5.000 |
| Año 8 | 4.565 | 40 | 1,8 | 4.903 | 5.000 |
| Año 9 | 3.393 | 40 | 1,8 | 3.645 | 5.500 |
| Año 10 | 2.920 | 25 | 2,9 | 5.490 | 5.500 |
| Año 11 | 2.294 | 25 | 2,9 | 4.313 | 5.500 |
| Año 12 | 1.822 | 25 | 2,9 | 3.425 | 5.500 |
| Año 13 | 1.560 | 25 | 2,9 | 2.932 | 5.500 |
| Año 14 | 1.236 | 25 | 2,9 | 2.323 | 5.500 |
| Año 15 | 1.085 | 25 | 2,9 | 2.039 | 5.500 |
| Año 16 | 941 | 25 | 2,9 | 1.769 | 5.500 |
| Año 17 | 805 | 25 | 2,9 | 1.513 | 5.500 |
| Año 18 | 676 | 25 | 2,9 | 1.271 | 5.500 |
| Año 19 | 459 | 25 | 2,9 | 863 | 5.500 |
| Año 20 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |
| Año 21 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |
| Año 22 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |
| Año 23 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |
| Año 24 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |
| Año 25 | 0 | 25 | 2,9 | 0 | 5.500 |

Cuadro N°12. Elaboración propia

Tal como se observa en la Tabla N° X, se prevé la instalación de 3 motocompresores: i) año 6, con una potencia de 2.000 HP; ii) año 7, con una potencia de 3.000 HP; y iii) año 9, con una potencia de 500 HP. De ello resulta una potencia total de compresión a partir del año 9 de 5.500 HP.

Contemplando un costo de USD 3.190 por HP instalado (incluye contingencia del 10%), en el año 6 se deberían desembolsar USD 6,4 millones, en el año 7 USD 9,57 millones y, finalmente, en el año 9 USD 1,6 millones.

8.3 Plantas de procesamiento

Planta de endulzamiento

De acuerdo a las características del yacimiento y del gas natural crudo, detalladas en la Tabla N° X, se prevé instalar dos plantas de endulzamiento, una en el año cero con capacidad para procesar 3.000 MM3/día y una al año 2 con capacidad para procesar 2.000 MM3/día.

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° X – 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 |

Las plantas de endulzamiento contarán con una capacidad máxima de 5 millones de m³/día. El costo estimado de las mismas es de USD 58 millones (contemplando una contingencia del 10%). Dado que el yacimiento entraría en producción en el año 3, se prevé realizar la construcción de las plantas 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.

8.4 Planta de recuperación de LPG

El presente proyecto prevé la venta de GLP, por lo cual se definió instalar una planta de recuperación una capacidad de 5 millones de m³/día. El costo estimado de la misma es de USD 144 millones (contemplando una contingencia del 10%). En línea con lo explicado en el caso de las plantas de endulzamiento, se prevé realizar la construcción de las plantas de recuperación de líquidos 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.

| Especie | Composición (%Molar) | Recuperación (%) | Gas Residual (m3/100m3) | Gas Residual (% Molar) | Poder Calorifico Sup. (Kcal/m3) |
|--------------|----------------------|------------------|-------------------------|------------------------|---------------------------------|
| C1 | 90,97 | | 90,97 | 92,78 | 9.008,70 |
| C2 | 4,47 | | 4,47 | 4,56 | 15.785,40 |
| C3 | 1,25 | 88,00 | 0,15 | 0,15 | 22.444,20 |
| iC4 | 0,31 | 98,50 | 0,00 | 0,00 | 29.004,90 |
| nC4 | 0,34 | 99,50 | 0,00 | 0,00 | 29.098,10 |
| iC5 | 0,09 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 35.685,10 |
| nC5 | 0,07 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 35.756,80 |
| C6 | 0,04 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 42.420,30 |
| C7+ | 0,01 | 100,00 | 0,00 | 0,00 | 49.079,00 |
| N2 | 1,70 | | 1,70 | 1,73 | 0,00 |
| CO2 | 0,75 | | 0,75 | 0,76 | 0,00 |
| Total | 100,00 | | 98,05 | 100,00 | 9.114,39 |

Cuadro N°13. Elaboración propia



| Especie | Productos (m ³ /100m ³) | Dens. (kg/m ³) y Relación G/L | Propano (kg/100m ³) | Butanos (kg/100m ³) | Gasolina (lts/100m ³) |
|--------------|---|--|------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| C1 | 0,00 | | | | |
| C2 | 0,00 | | | | |
| C3 | 1,10 | 1,90 | 2,09 | | |
| iC4 | 0,31 | 2,54 | | 0,78 | |
| nC4 | 0,34 | 2,55 | | 0,86 | |
| iC5 | 0,09 | 194,00 | | | 0,46 |
| nC5 | 0,07 | 193,80 | | | 0,36 |
| C6 | 0,04 | 166,30 | | | 0,24 |
| C7+ | 0,01 | 140,60 | | | 0,07 |
| N2 | 0,00 | | | | |
| CO2 | 0,00 | | | | |
| Total | 1,95 | | 2,09 | 1,64 | 1,14 |

Cuadro N°14. Elaboración propia

8.5 Tanques y Capacidad de Almacenamiento

Bajo la premisa que es recomendable mantener una capacidad de almacenamiento de subproductos (condensados y Gases licuados de petróleo) antes posibles eventualidades en el despacho de los mismos, se procedió a calcular las necesidades óptimas de almacenamiento.

En el caso de los condensados, se estimó que una capacidad de 1.920 m³ (el equivalente a 12 tanques de 160 m³ cada uno) sería suficiente para almacenar hasta por 7 días, el máximo nivel de producción (268 m³/día) de tal subproducto que tendría lugar en el año 5 del proyecto.

En el caso del propano, se estimó que 1.500 m³ (equivalentes a 3 tanques de 500 m³ cada uno) sería suficiente para almacenar hasta por 7 días, el máximo nivel de producción de tal subproducto (194 m³/día) que tendría lugar en el año 5 del proyecto.

Asimismo, para el caso del butano, se estimó que 1.000 m³ (equivalentes a 2 tanques de 500 m³ cada uno) sería suficiente para almacenar hasta por 7 días, el máximo nivel de producción de tal subproducto (133 m³/día) que tendría lugar en el año 5 del proyecto.



10. Aprovechamiento de Condensables:

9.1 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 |

Cuadro N°15. Elaboración propia

9.2 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% |

Cuadro N°16. Elaboración propia

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 | 1.000 | 9449 | 1016 |
| Gas Residual | Sm3/d | 980 | 9.114 | 961 |
| Propano | kg/d | 21 | - | - |
| Butano | kg/d | 16 | - | - |
| Gasolinas | lts/d | 11 | - | - |

Cuadro N°17. Elaboración propia

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% |

Cuadro N°18. Elaboración propia

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 | 1.000 | 9.449 | 1.016 |
| Gas Residual | Sm3/d | 999 | 9.427 | 1.013 |
| Propano | kg/d | - | - | - |
| Butano | kg/d | - | - | - |
| Gasolinas | lts/d | 4 | - | - |

Cuadro N°19. Elaboración propia

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 Recuperación de GLP, por lo que más adelante se observará el valor que agrega la misma al proyecto y en las conclusiones se determinará que alternativa suma un mayor valor.

11. Obras de Transporte:

10.1 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:

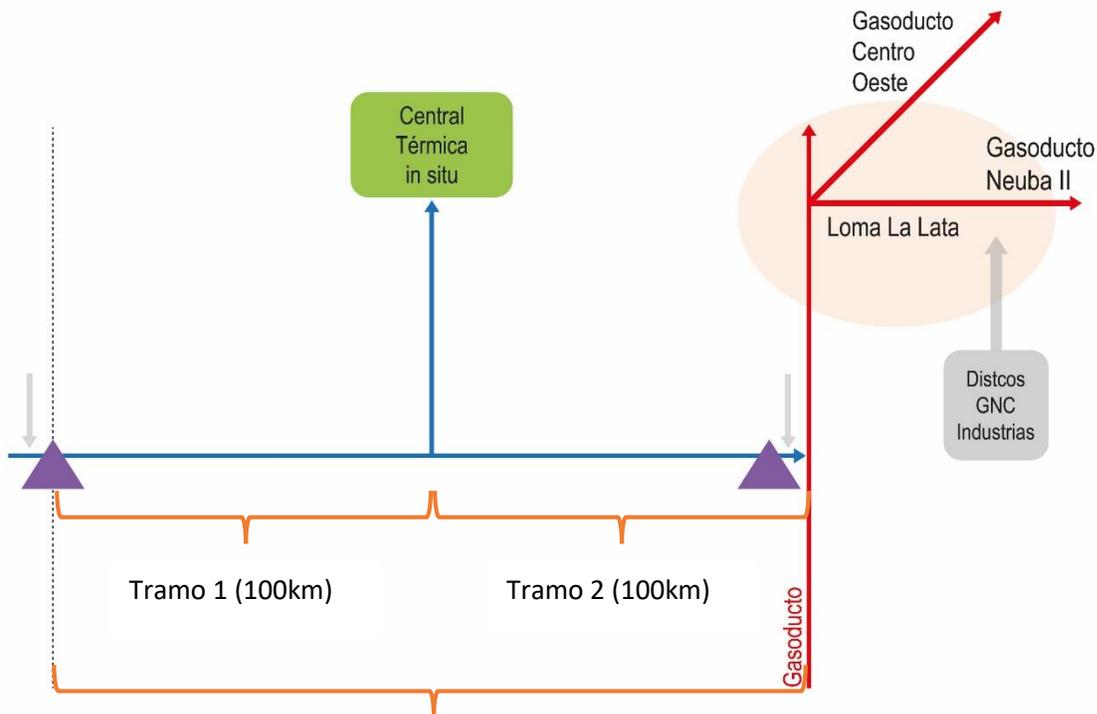


Grafico N°19. Elaboración propia
Gasoducto (200km)

10.2 Dimensionamiento del Gasoducto:

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

$$Q(MSm^3 / d) = Kp \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

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



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

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 4.920 Km³/día en el año 7.

10.3 Diámetros y presiones de operación

La presión de salida de las plantas es de 69 kg/cm², colocándose una planta antes del ingreso al transporte, se la llevo a 91,2 kg/cm² siendo la MAPO igual a 95 Kg/cm². El diámetro se definió en 16" para el gasoducto en los 200 km.

10.4 Necesidades de compresión en transporte

Se decidió diseñar 4 estaciones de compresión, que totalizan una potencia instalada de 7.000 HP, siendo la potencia utilizada 5.950 HP (índice de utilización del 85%).

Las estaciones fueron colocadas con una distancia de 50km entre cada una, llegando al gasoducto troncal con una presión de 70 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 143MMUSD, siendo la inversión en cañerías el 85% de dicho valor.



12. Evaluación del Proyecto

A continuación, se da una breve descripción de aquellos conceptos básicos utilizados para la evaluación financiera del proyecto:

Ingresos: Son las ventas brutas calculadas a partir del volumen de gas natural, condensado y líquido de gas licuados vendido por cada segmento afectado por sus respectivos precios y sumadas a las ventas de gasolinas y condensado.

Costos operativos: Son todos los gastos que hacen al funcionamiento de las distintas unidades que integran el proyecto. Los conceptos considerados son:

- Costos operativos en yacimiento: Captación, compresión, acondicionamiento y tratamiento.
- Costos operativos en gasoducto: Compresión y mantenimiento de gasoductos
- Canon y servidumbre
- Regalías e Impuestos a los ingresos brutos. Las regalías corresponden al 12% de las ventas brutas. Para el gas natural se consideraron los descuentos de compresión y transporte. Los ingresos brutos se calcularon sobre la venta bruta de líquidos y GN con una alícuota del 3 %.

A los costos calculados se le sumó un 10% en concepto de “imprevistos”

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization): Es el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros. Resulta de la resta de los costos operativos a la Ventas Netas.

Amortizaciones: Se tomó como forma de amortización, el método de amortización por unidad producida. Se incluyó la amortización del costo por abandono de pozos, calculado desde el año de la perforación. Mientras que la inversión fue considerada en el año de abandono.

EBT (Resultado antes de impuestos): Es el beneficio antes de impuestos. En este caso se calcula a partir del EBITDA, al cual se le descuentan las amortizaciones.

Impuesto a las ganancias: El impuesto a las ganancias se calcula sobre los EBT. La alícuota considerada es del 35%.

Resultado Neto: Es la diferencia entre el EBT y el Impuesto a las ganancias. Inversiones: Son las inversiones en todos los conceptos descritos a lo largo del informe. Para obtener el flujo de fondos real a partir de la utilidad neta, deben sumarse las amortizaciones (que no constituyen desembolsos reales) y restar los desembolsos en inversiones.

Inversiones: Todas aquellas erogaciones monetarias necesarias para llevar a cabo el proyecto, entre las cuales resaltan las facilities o infraestructura de yacimiento y transporte, las perforaciones de pozos y sus respectivas cañerías, plantas de tratamiento y recuperación, entre otras.

Flujo de fondos Neto: Es el flujo de caja real del proyecto, y el utilizado para calcular todos los indicadores del proyecto.



EL Valor Presente Neto (VPN): es la diferencia entre el valor presente de los flujos futuros de efectivo de una inversión y el monto de la inversión. El valor actual de los flujos de efectivo esperados se calcula mediante el descuento de ellos en la tasa de rentabilidad requerida.

Como resultado del análisis de los resultados obtenidos con los parámetros establecidos, tenemos que el proyecto da un **valor presente neto de USD 196 millones**, descontados a una tasa del 10%, y resultando la **TIR del proyecto en 15,89%**.

El proyecto a lo largo de su vida da un flujo de caja libre (FCF) acumulado de USD 827 millones, siendo **la máxima exposición** el 2do año (cuando casi la totalidad de la infraestructura del yacimiento y de transporte) ya habría sido construida y aún no se han iniciado las ventas) cuando el proyecto exige un desembolso de **USD 507 millones**. Apenas en el año 7, el valor acumulado de los flujos de caja se convierte en positivo, significando esto que el proyecto tal como fue planteado, tiene un **período de repago de 7,26 años aproximadamente**.

| Valor Presente Neto (VPN) | USD 196MM |
|---------------------------|-------------------------|
| Tasa Interna de Retorno | 15,89% |
| Máxima Exposición | USD -507 MM en el año 2 |
| Período de Repago | 7,26 años |

Cuadro N°20. Elaboración propia

A modo de recomendaciones/conclusiones, exponemos a continuación lo que consideramos fueron los factores claves que surgieron analizando y estudiando el proyecto:

- Conviene financieramente adelantar en la medida de lo posible los flujos de caja hacia el inicio de la vida del proyecto.
- Merece sumo cuidado y planeamiento el dimensionamiento de la infraestructura, teniendo en cuenta que el excederse de las capacidades instaladas, así sea por pocas cantidades, implica hacer altas erogaciones adicionales en conceptos de inversiones que no se justifican con aumentos poco significativos en las ventas.
- Se logran algunas eficiencias financieras, repartiendo las inversiones iniciales en los primeros años del proyecto, en lugar de realizarlas todas de una vez al año cero, considerando que no se necesita tenerlas listas sino justo antes de comenzar con la etapa de explotación.
- No conviene financieramente la construcción de la planta de recuperación de líquidos en el proyecto, aun cuando se proyectan precios de butano y propano convergiendo a niveles de precios internacionales en los años venideros. Ello claramente se debe a las cuantiosas inversiones adicionales que se requieren (unos USD 86 millones adicionales sobre la instalación de la planta de punto de rocío), en definitiva, destruyen (en lugar de agregar)



valor por un monto aproximado de USD 19 millones al VPN.

- El proyecto tal como fue planteado por nuestro equipo, (plan de perforación agresivo al inicio del proyecto y planta de recuperación de líquidos) implicaba de manera indispensable, la obtención de financiamiento para fondearse. Tal hecho, además de ser necesario para llevar a cabo el proyecto, implicó una disminución en el riesgo asumido por el accionista (que en este ejercicio invirtió la totalidad de los USD 250 MM) y además provee de un escudo fiscal que mejora el NPV y la TIR del proyecto, al incluirse los intereses dentro del modelo económico.
- El 63% de las inversiones requeridas (Capex) valor total aproximado de USD 821 MM (incluyendo las contingencias) será erogado en los primeros 3 años de vida del proyecto. Eso ocasiona, entre otras cuestiones:
 1. pérdida de flexibilidad del proyecto (habiéndose realizado las inversiones, es más difícil reaccionar progresivamente a cambios en las condiciones de mercado – o lo que es lo mismo, se reducen las opciones reales del caso de negocio);
 2. aumento significativo de la exposición al largo plazo (en otras palabras, el proyecto se asemeja a un bono de duration larga).
- Lo señalado anteriormente implica, que se deben buscar controlar la gestión de construcción de facilities e instalaciones, con el fin de evitar que las inversiones requeridas superen significativamente los niveles de Capex previstos en la evaluación del proyecto (si bien ya se incluye una contingencia del orden del 10% en materia de Capex). Como un medio adicional para contrarrestar la exposición financiera asumida, se sugiere establecer contratos comerciales del mayor plazo posible, con cláusulas take-or-pay, jurisdicción extranjera, identificación de mecanismos de resolución de disputas (idealmente vía arbitrajes internacionales) y penalidades en caso de incumplimiento de obligaciones por parte de los clientes.



Proyecciones Financieras (en USD MM)

| Año | Total Gas despachado km3/año @ 9.300 | Total Ventas Gas | Total Ventas Líquidos | Total Ventas GLP | Total Ventas | Regalías | IIBB | Opex | ITC | EBITDA |
|-----|--------------------------------------|------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|------------|-------------|------------|--------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -2,61 | -2,61 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -1,39 | -1,39 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -2,29 | -2,29 |
| 3 | 1.209.791 | 187 | 27 | 22 | 235 | -28,16 | -7,06 | -46,45 | -3,91 | 149,77 |
| 4 | 1.468.022 | 234 | 34 | 27 | 294 | -35,20 | -8,82 | -55,13 | -4,94 | 189,95 |
| 5 | 1.664.408 | 272 | 39 | 31 | 342 | -40,92 | -10,25 | -61,74 | -5,63 | 223,14 |
| 6 | 1.614.858 | 265 | 39 | 30 | 335 | -40,08 | -10,05 | -60,40 | -5,41 | 219,02 |
| 7 | 1.653.788 | 272 | 41 | 32 | 345 | -41,19 | -10,34 | -62,21 | -5,55 | 225,43 |
| 8 | 1.558.926 | 256 | 40 | 31 | 327 | -39,04 | -9,80 | -59,21 | -4,89 | 213,80 |
| 9 | 1.156.381 | 190 | 30 | 23 | 243 | -28,93 | -7,28 | -45,67 | -3,58 | 157,12 |
| 10 | 988.620 | 162 | 26 | 19 | 206 | -24,60 | -6,19 | -40,17 | -3,00 | 132,52 |
| 11 | 775.498 | 127 | 20 | 15 | 162 | -19,26 | -4,86 | -32,90 | -2,30 | 102,66 |
| 12 | 613.867 | 102 | 16 | 12 | 130 | -15,43 | -3,90 | -27,41 | -1,79 | 81,59 |
| 13 | 524.164 | 88 | 15 | 11 | 114 | -13,55 | -3,43 | -24,36 | -1,93 | 71,14 |
| 14 | 412.319 | 70 | 12 | 9 | 91 | -10,74 | -2,73 | -20,60 | -1,56 | 55,41 |
| 15 | 361.382 | 62 | 11 | 8 | 80 | -9,47 | -2,41 | -18,84 | -1,40 | 48,27 |
| 16 | 312.151 | 54 | 9 | 7 | 70 | -8,23 | -2,10 | -17,18 | -1,23 | 41,35 |
| 17 | 265.426 | 42 | 8 | 6 | 56 | -6,51 | -1,67 | -15,59 | -1,02 | 30,94 |
| 18 | 220.848 | 35 | 7 | 5 | 46 | -5,39 | -1,39 | -14,10 | -1,08 | 24,46 |
| 19 | 146.809 | 23 | 4 | 3 | 31 | -3,53 | -0,93 | -11,57 | -0,63 | 14,27 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | 2.440 | 378 | 289 | 3.108 | -370 | -93 | -614 | -56 | 1.975 |

Cuadro N°21. Elaboración propia



Proyecciones Financieras ((en USD MM) Continuación)

| Año | EBITDA | Amortizaciones | Intereses | Margen Operativo | Impuestos Sobre las Ganancias | Resultado Neto | Cash Flow Operativo |
|------------|---------------|-----------------------|------------------|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------------|
| 0 | -2,61 | 0,00 | 0,00 | -2,61 | 1,36 | -1,25 | -1,25 |
| 1 | -1,39 | 0,00 | -13,26 | -14,65 | 5,37 | -9,29 | -9,29 |
| 2 | -2,29 | 0,00 | -42,38 | -44,67 | 16,02 | -28,65 | -28,65 |
| 3 | 149,77 | -45,45 | -38,14 | 66,18 | -22,50 | 43,68 | 89,13 |
| 4 | 189,95 | -60,50 | -33,90 | 95,55 | -32,60 | 62,95 | 123,45 |
| 5 | 223,14 | -74,83 | -29,67 | 118,64 | -40,57 | 78,07 | 152,90 |
| 6 | 219,02 | -78,41 | -25,43 | 115,18 | -39,39 | 75,79 | 154,20 |
| 7 | 225,43 | -87,03 | -21,19 | 117,21 | -40,08 | 77,13 | 164,16 |
| 8 | 213,80 | -83,48 | -16,95 | 113,37 | -38,85 | 74,52 | 158,00 |
| 9 | 157,12 | -63,41 | -12,71 | 80,99 | -27,74 | 53,26 | 116,67 |
| 10 | 132,52 | -55,68 | -8,48 | 68,36 | -23,42 | 44,94 | 100,63 |
| 11 | 102,66 | -44,86 | -4,24 | 53,56 | -18,36 | 35,21 | 80,07 |
| 12 | 81,59 | -36,74 | 0,00 | 44,85 | -15,39 | 29,46 | 66,20 |
| 13 | 71,14 | -32,68 | 0,00 | 38,46 | -13,13 | 25,33 | 58,00 |
| 14 | 55,41 | -27,14 | 0,00 | 28,26 | -9,63 | 18,64 | 45,78 |
| 15 | 48,27 | -25,27 | 0,00 | 23,00 | -7,81 | 15,19 | 40,46 |
| 16 | 41,35 | -23,65 | 0,00 | 17,70 | -5,99 | 11,72 | 35,37 |
| 17 | 30,94 | -22,42 | 0,00 | 8,52 | -2,81 | 5,71 | 28,13 |
| 18 | 24,46 | -32,46 | 0,00 | -8,00 | 2,99 | -5,02 | 27,44 |
| 19 | 14,27 | -27,31 | 0,00 | -13,03 | 4,67 | -8,37 | 18,94 |
| 20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 1.975 | -821 | -246 | 907 | -308 | 599 | 1.420 |

Cuadro N°22. Elaboración propia



Proyecciones Financieras ((en USD MM) Continuación)

| <i>Año</i> | <i>Cash Flow Operativo</i> | <i>Inversiones</i> | <i>Cash Flow Neto inversiones</i> | <i>Financiamiento</i> | <i>Repago Financiamiento</i> | <i>Aportes Capital</i> | <i>Cash Flow Neto</i> | <i>Free Cash Flow</i> | <i>Free Cash Flow Acumulado</i> |
|------------|----------------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------|
| 0 | -1,25 | -217,49 | -218,74 | 0,00 | 0,00 | 218,74 | 0,00 | -218,74 | -218,74 |
| 1 | -9,29 | -116,12 | -125,40 | 102,00 | 0,00 | 26,16 | 2,76 | -112,14 | -330,89 |
| 2 | -28,65 | -190,75 | -219,40 | 224,00 | 0,00 | | 4,60 | -177,02 | -507,91 |
| 3 | 89,13 | -41,27 | 47,86 | 0,00 | -32,60 | | 15,26 | 86,00 | -421,91 |
| 4 | 123,45 | -51,31 | 72,14 | 0,00 | -32,60 | | 39,54 | 106,05 | -315,86 |
| 5 | 152,90 | -46,89 | 106,02 | 0,00 | -32,60 | | 73,42 | 135,68 | -180,17 |
| 6 | 154,20 | -38,28 | 115,92 | 0,00 | -32,60 | | 83,32 | 141,35 | -38,83 |
| 7 | 164,16 | -36,68 | 127,48 | 0,00 | -32,60 | | 94,88 | 148,67 | 109,84 |
| 8 | 158,00 | -5,28 | 152,72 | 0,00 | -32,60 | | 120,12 | 169,68 | 279,52 |
| 9 | 116,67 | -6,88 | 109,79 | 0,00 | -32,60 | | 77,19 | 122,51 | 402,03 |
| 10 | 100,63 | -5,28 | 95,35 | 0,00 | -32,60 | | 62,75 | 103,82 | 505,85 |
| 11 | 80,07 | -5,28 | 74,79 | 0,00 | -32,60 | | 42,19 | 79,03 | 584,88 |
| 12 | 66,20 | -5,28 | 60,92 | 0,00 | -32,60 | | 28,32 | 60,92 | 645,80 |
| 13 | 58,00 | -5,28 | 52,72 | 0,00 | 0,00 | | 52,72 | 52,72 | 698,52 |
| 14 | 45,78 | -5,28 | 40,50 | 0,00 | 0,00 | | 40,50 | 40,50 | 739,02 |
| 15 | 40,46 | -5,28 | 35,18 | 0,00 | 0,00 | | 35,18 | 35,18 | 774,20 |
| 16 | 35,37 | -5,28 | 30,09 | 0,00 | 0,00 | | 30,09 | 30,09 | 804,29 |
| 17 | 28,13 | -5,28 | 22,85 | 0,00 | 0,00 | | 22,85 | 22,85 | 827,14 |
| 18 | 27,44 | -22,88 | 4,56 | 0,00 | 0,00 | | 4,56 | 4,56 | 831,70 |
| 19 | 18,94 | -5,28 | 13,66 | 0,00 | 0,00 | | 13,66 | 13,66 | 845,36 |
| 20 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |
| 21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |
| 22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |
| 23 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |
| 24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |
| 25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | 0,00 | 0,00 | 845,36 |

Cuadro N°23. Elaboración propia



Tabla Resumen

| Año | PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN | | | DESARROLLO DEL YACIMIENTO (INFORMACIÓN BÁSICA) | | | | | | | RETENIDO + CONSUMO | | | | | COMERCIALIZACIÓN GAS & LIQUIDOS ASOCIADOS | | | | | | | |
|-----|-------------------------|----------|--------------|--|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------------|------------------------------|--------------------|--|----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|---|--|-----------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| | GP diario km3/d | GP Anual | GP Acumulado | Pws/Z | Pws (kg/cm ²) | Ptf (kg/cm ²) | Q pozo tipo (Km ³ /día) | Nº Pozos Operativos | Nº de Pozos a Perforar / año | Nº Pozos Estériles | Retenedor Separador Primario (km3/día) | Compresion en Yacimiento (km3/d) | Combustible en Procesamiento (km3/d) | Retenido Planta Tratamiento (km3/día) | Compresion en Transporte (km3/d) | Ventas Estimadas (Km3/día) | Disponibilidad de Gas (km3/d a 9.300 kcal) | HC líquidos (condensado) (m3/día) | HC líquidos (Propano) (ton/día) | HC líquidos (Butano) (ton/día) | HC líquidos (gasolina) (m3/día) | Gasolina + Condensado (m3/día) | Medanito (m3/día) |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 262 | 238 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 262 | 238 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 262 | 238 | 0 | 0 | 0 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 3.584 | 1,31 | 1,31 | 262 | 238 | 80 | 299 | 12 | 6 | 1 | 54 | 0 | 53 | 67 | 38 | 3.500 | 3.305 | 156 | 72 | 56 | 39 | 195 | 201 |
| 4 | 4.343 | 1,59 | 2,89 | 247 | 222 | 80 | 255 | 17 | 8 | 1 | 65 | 0 | 64 | 82 | 38 | 4.500 | 4.013 | 189 | 87 | 68 | 47 | 236 | 243 |
| 5 | 4.920 | 1,80 | 4,69 | 227 | 202 | 80 | 205 | 24 | 8 | 1 | 74 | 0 | 73 | 93 | 38 | 5.000 | 4.551 | 214 | 99 | 78 | 54 | 268 | 276 |
| 6 | 4.777 | 1,74 | 6,43 | 203 | 180 | 80 | 154 | 31 | 5 | 0 | 72 | 0 | 71 | 90 | 38 | 5.000 | 4.417 | 208 | 96 | 75 | 52 | 260 | 267 |
| 7 | 4.896 | 1,79 | 8,22 | 181 | 160 | 60 | 136 | 36 | 4 | 0 | 73 | 8 | 72 | 92 | 38 | 5.000 | 4.521 | 213 | 98 | 77 | 53 | 266 | 274 |
| 8 | 4.634 | 1,69 | 9,91 | 158 | 140 | 40 | 116 | 40 | 0 | 0 | 70 | 25 | 68 | 87 | 38 | 3.500 | 4.261 | 201 | 93 | 73 | 50 | 252 | 259 |
| 9 | 3.445 | 1,26 | 11,17 | 137 | 122 | 40 | 86 | 40 | 0 | 0 | 52 | 18 | 51 | 64 | 38 | 3.000 | 3.158 | 150 | 69 | 54 | 37 | 187 | 193 |
| 10 | 2.964 | 1,08 | 12,25 | 120 | 108 | 25 | 74 | 40 | 0 | 0 | 44 | 27 | 43 | 55 | 38 | 2.500 | 2.702 | 129 | 59 | 46 | 32 | 161 | 166 |
| 11 | 2.329 | 0,85 | 13,10 | 106 | 96 | 25 | 58 | 40 | 0 | 0 | 35 | 22 | 34 | 43 | 38 | 2.500 | 2.115 | 101 | 46 | 36 | 25 | 126 | 130 |
| 12 | 1.849 | 0,67 | 13,78 | 94 | 86 | 25 | 46 | 40 | 0 | 0 | 28 | 17 | 27 | 34 | 38 | 2.000 | 1.672 | 80 | 36 | 28 | 20 | 100 | 103 |
| 13 | 1.583 | 0,58 | 14,35 | 87 | 80 | 25 | 40 | 40 | 0 | 0 | 24 | 15 | 23 | 29 | 38 | 2.000 | 1.426 | 69 | 31 | 24 | 17 | 86 | 88 |
| 14 | 1.254 | 0,46 | 14,81 | 78 | 72 | 25 | 31 | 40 | 0 | 0 | 19 | 12 | 18 | 23 | 38 | 2.000 | 1.122 | 55 | 24 | 19 | 13 | 68 | 70 |
| 15 | 1.101 | 0,40 | 15,21 | 74 | 68 | 25 | 28 | 40 | 0 | 0 | 17 | 10 | 16 | 20 | 38 | 2.000 | 981 | 48 | 21 | 17 | 12 | 59 | 61 |
| 16 | 955 | 0,35 | 15,56 | 69 | 64 | 25 | 24 | 40 | 0 | 0 | 14 | 9 | 14 | 17 | 38 | 1.000 | 846 | 42 | 18 | 14 | 10 | 52 | 53 |
| 17 | 817 | 0,30 | 15,86 | 64 | 60 | 25 | 20 | 40 | 0 | 0 | 12 | 8 | 12 | 15 | 38 | 1.000 | 719 | 36 | 16 | 12 | 9 | 44 | 45 |
| 18 | 686 | 0,25 | 16,11 | 60 | 56 | 25 | 17 | 40 | 0 | 0 | 10 | 6 | 10 | 12 | 38 | 1.000 | 598 | 30 | 13 | 10 | 7 | 37 | 38 |
| 19 | 466 | 0,17 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 7 | 4 | 7 | 8 | 38 | 1.000 | 394 | 20 | 9 | 7 | 5 | 25 | 26 |
| 20 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 0,00 | 16,28 | 55 | 52 | 25 | 14 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Cuadro N°24. Elaboración propia



13. Análisis de Sensibilidades

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

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

- Precios de gas y subproductos (de manera individual y global)
- Tasa de Corte
- Costos Operativos
- Inversiones
- Producción de Gas

| | | Capex | | | | |
|---------------|-------------|-------------|------------|------------|-----------|------------|
| NPV (US\$ MM) | 196 | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% |
| Opex | -10% | 261 | 251 | 241 | 231 | 221 |
| | -5% | 238 | 229 | 219 | 209 | 199 |
| | 0% | 216 | 206 | 196 | 187 | 177 |
| | 5% | 194 | 184 | 174 | 164 | 154 |
| | 10% | 172 | 162 | 152 | 142 | 132 |

Cuadro N°25. Elaboración propia

| | | Precio Gas Residencial | | | | |
|----------------|-------------|------------------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| NPV (US\$ MM) | 196 | 90% | 95% | 100% | 105% | 110% |
| Precio Gas GNC | 90% | 175 | 178 | 180 | 183 | 185 |
| | 95% | 183 | 186 | 188 | 191 | 193 |
| | 100% | 191 | 194 | 196 | 199 | 201 |
| | 105% | 200 | 202 | 205 | 207 | 210 |
| | 110% | 208 | 210 | 213 | 215 | 218 |

Cuadro N°26. Elaboración propia

| | | Precio Propano | | | | |
|---------------|-------------|----------------|------------|-------------|-------------|-------------|
| NPV (US\$ MM) | 196 | 90% | 95% | 100% | 105% | 110% |
| Precio Butano | 90% | 188 | 190 | 192 | 194 | 196 |
| | 95% | 191 | 192 | 194 | 196 | 198 |
| | 100% | 193 | 195 | 196 | 198 | 200 |
| | 105% | 195 | 197 | 199 | 200 | 202 |
| | 110% | 197 | 199 | 201 | 203 | 204 |

Cuadro N°27. Elaboración propia



| | | Precio Central On | | | | | |
|--------------------|-------------|-------------------|------------|-------------|-------------|-------------|--|
| NPV (US\$ MM) | 196 | 90% | 95% | 100% | 105% | 110% | |
| Precio Central Off | 90% | 167 | 173 | 179 | 185 | 191 | |
| | 95% | 176 | 182 | 188 | 194 | 200 | |
| | 100% | 185 | 191 | 196 | 202 | 208 | |
| | 105% | 193 | 199 | 205 | 210 | 216 | |
| | 110% | 200 | 206 | 212 | 218 | 224 | |

Cuadro N°28. Elaboración propia

| | | Precio Gas Industrial | | | | | |
|-----------------|-------------|-----------------------|------------|-------------|-------------|-------------|--|
| NPV (US\$ MM) | 196 | 90% | 95% | 100% | 105% | 110% | |
| Precio Gas Spot | 90% | 154 | 158 | 162 | 166 | 169 | |
| | 95% | 171 | 175 | 179 | 183 | 187 | |
| | 100% | 188 | 192 | 196 | 201 | 205 | |
| | 105% | 205 | 209 | 214 | 218 | 223 | |
| | 110% | 222 | 226 | 231 | 236 | 240 | |

Cuadro N°29. Elaboración propia

| | | Produccion Gas | | | | | |
|-------------------|--------------|----------------|------------|-------------|-------------|-------------|--|
| NPV (US\$ MM) | 196 | 90% | 95% | 100% | 115% | 130% | |
| Tasa de Descuento | 15,0% | 12 | 26 | 39 | 28 | 47 | |
| | 12,5% | 81 | 95 | 109 | 98 | 118 | |
| | 10,0% | 166 | 182 | 196 | 183 | 205 | |
| | 7,5% | 273 | 290 | 305 | 290 | 311 | |
| | 5,0% | 409 | 427 | 443 | 423 | 444 | |

Cuadro N°30. Elaboración propia

| | | Precios Globales | | | | | |
|---------------|------------|------------------|------------|-------------|-------------|-------------|--|
| NPV (US\$ MM) | | 90% | 95% | 100% | 105% | 110% | |
| | 196 | 105 | 150 | 196 | 243 | 291 | |

Cuadro N°31. Elaboración propia

- Del ejercicio realizado, como era de esperarse, se obtiene que el proyecto es particularmente sensible a aumentos en la tasa de descuento, teniendo en cuenta que tan solo un incremento del orden del 25% en tal tasa, disminuye casi a la mitad el valor presente neto del proyecto.
- En segundo lugar, el proyecto también es muy sensible a variaciones en



los precios de ventas, teniéndose que una disminución del 5% en *todos* sus precios de ventas, hace caer el VPN en un 25%. Creemos importante destacar, que esta aseveración es válida solo cuando se evalúa una variación en *todos* los precios de venta, puesto que si se evaluase individualmente el impacto de cada uno de los precios en cada segmento, tenemos que tales impactos sobre el VPN son muy limitados, toda vez que las ventas se segmentan en al menos 7 segmentos (gas a distribuidoras, GNC, Centrales, Industriales, Spot, Butano, Propano y condensados) resultando en que, tal diversificación hace al proyecto poco sensible a cambios individuales en los precios.

- En siguiente orden de importancia, tenemos que el proyecto es significativamente sensible a aumentos en los costos operativos (Opex), teniendo que incrementos del 5% en tales, registran disminuciones en el VPN de aproximadamente 10%.
- Por último, se hace evidente que el proyecto es también sensible a aumentos en las inversiones, teniendo que incrementos del 5% en tales, registran disminuciones proporcionales en el VPN de aproximadamente 5%.
- El proyecto también es sensible a incrementos en la producción, es decir, aumentos en la producción pueden (contra intuitivamente) tener impactos negativos en el NPV. Ello se explica debido a que tales incrementos, en algunos casos hacen necesaria la construcción de facilities adicionales, que probablemente no se repaguen con los ingresos que esas producciones adicionales generan.



14. Presentación de Resultados

| N° | CONCEPTO | UNIDAD | CANTIDAD | |
|--|---|-----------|--------------|--------------|
| DESARROLLO Y PRODUCCIÓN | | | | |
| 1a | Gas y condensado in situ | Mm3 | 20.419 | |
| 1b | Hidrocarburos remanentes a presión de abandono | Mm3 | 4,136 | |
| 1c | Factor de Recuperación | % | 79,7% | |
| 1d | Presión de abandono | Kg/Cm2 | 50 | |
| 1e | Cantidad de pozos | | 39 | |
| 1f | Potencia Total de Compresión en Yacimiento | HP | 5.500 | |
| 1g | Producción de Gas Máxima | Mm3/d | 4.920 | |
| 1g' | Producción de Gas Promedio | Mm3/d | 2.624 | |
| 1h | Producción de Condensados Máxima | Km3/d | 0,268 | |
| 1h' | Producción de Condensados Promedio | Km3/d | 0,143 | |
| Demanda Año 3 y Año N | | | Año 3 | Año N |
| 2a | Consumo Máximo Distribuidoras | Mm3/d | 1.000 | 1.513 |
| 2b | Consumo Máximo GNC | Mm3/d | 225 | 225 |
| 2c | Consumo Máximo Termoeléctrica | Mm3/d | 0 | 1.317 |
| 2d | Consumo Máximo Industria | Mm3/d | 2.007 | 2.679 |
| 2e | Consumo Máximo Total | Mm3/d | 4.020 | 4.558 |
| Procesamiento Año 3 y Año N | | | Año 3 | Año N |
| 3a | Capacidad de Procesamiento Máxima | Mm3/d | 5,0 | 5,0 |
| 3b | Propano + Butano (GLP) | Ton/año | 128 | 177 |
| 3c | Gasolina | Km3/d | 0,039 | 0,054 |
| Transporte | | | | |
| 4a | Primer Tramo Gasoducto hasta Planta de Generación Eléctrica | pulg | 16 | |
| 4b | Capacidad Máxima de Transporte | Mm3/d | 4,9 | |
| 4c | Potencia Instalada | HP | 3.500 | |
| 4d | Segundo Tramo de Gasoducto hasta Gasoducto Troncal | pulg | 16 | |
| 4e | Capacidad Máxima de Transporte | Mm3/d | 4,9 | |
| 4f | Potencia Instalada | HP | 7.000 | |
| Inversiones | | | | |
| 5a | Inversión Campo (Yacimiento, perforación y Workover) | M us\$ | 325 | |
| 5b | Inversión Plantas Procesamiento (Facilities) | M us\$ | 200,8 | |
| 5c | Inversión Gasoducto | M us\$ | 130 | |
| 5d | Inversión Otros (Bono) | M us\$ | 100 | |
| 5e | Inversión Contingencias | M us\$ | 65,6 | |
| 5f | Inversión Total | M us\$ | 821 | |
| Precios Gas Año 1 y Año N | | | Año 1 | Año N |
| 6a | Distribuidoras | us\$/MBTU | 2,85 | 5,2 |
| 6b | GNC | us\$/MBTU | 4,48 | 5,2 |
| 6c | Centrales | us\$/MBTU | 4,94 | 4,5 |
| 6d | Industriales | us\$/MBTU | 4,5 | 4,5 |
| Precios Líquidos Año 1 y Año 25 | | | Año 1 | Año N |
| 7a | GLP Exportación | us\$/Ton | 445 | 578 |
| 7b | GLP Local | us\$/Ton | 415 | 587 |
| 7c | Gasolina y Condensado Local (Medanito) | us\$/Bbl | 56 | 76 |
| RESULTADOS | | | | |
| 8a | VAN al 10% | M us\$ | 196,43 | |
| 8b | Tasa WACC | % | | |
| 8c | TIR | % | 15,89% | |
| 8d | Repago | años | 7,26 | |
| 8e | Préstamo (Capital) Solicitado | M us\$ | 326,00 | |
| 8f | Máxima Exposición | M us\$ | -507,91 | |

Cuadro N°32. Elaboración propia



15. Principales Gráficos e Indicadores

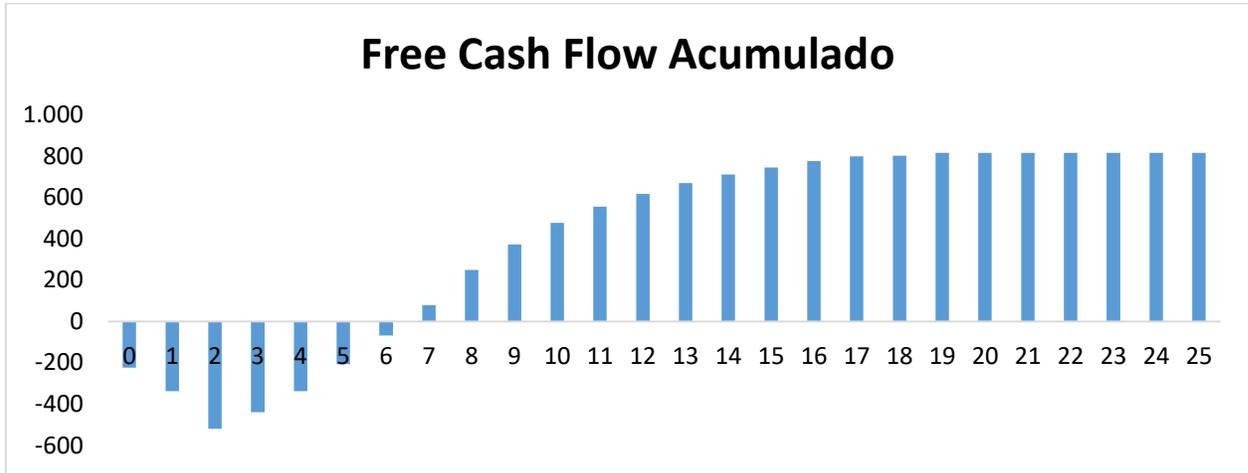


Grafico N°20. Elaboración propia

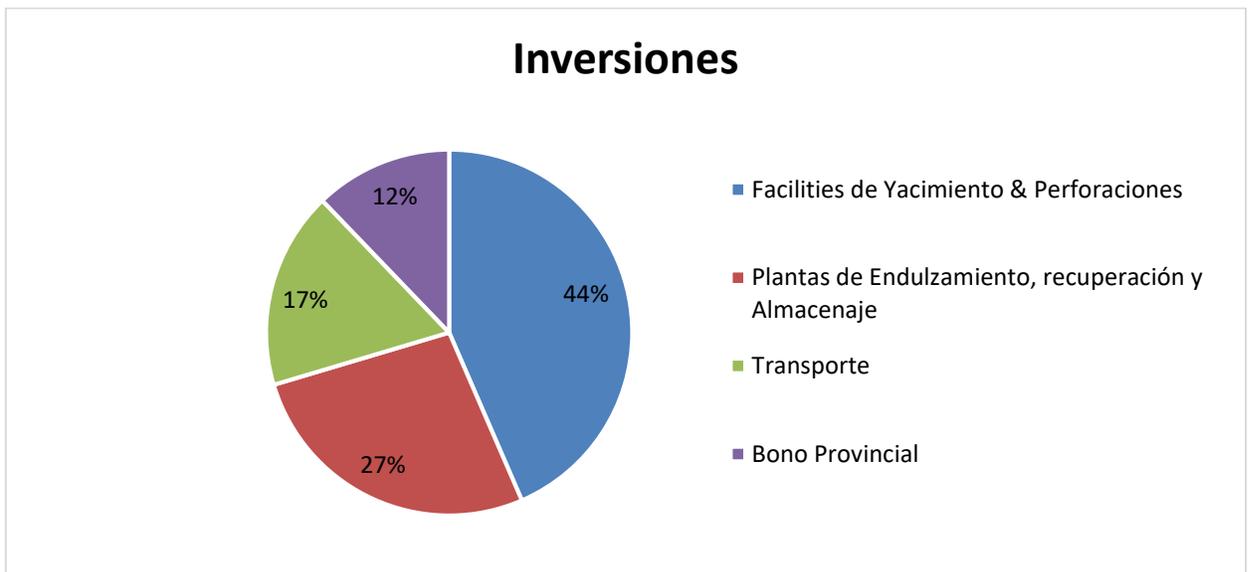


Grafico N°21. Elaboración propia

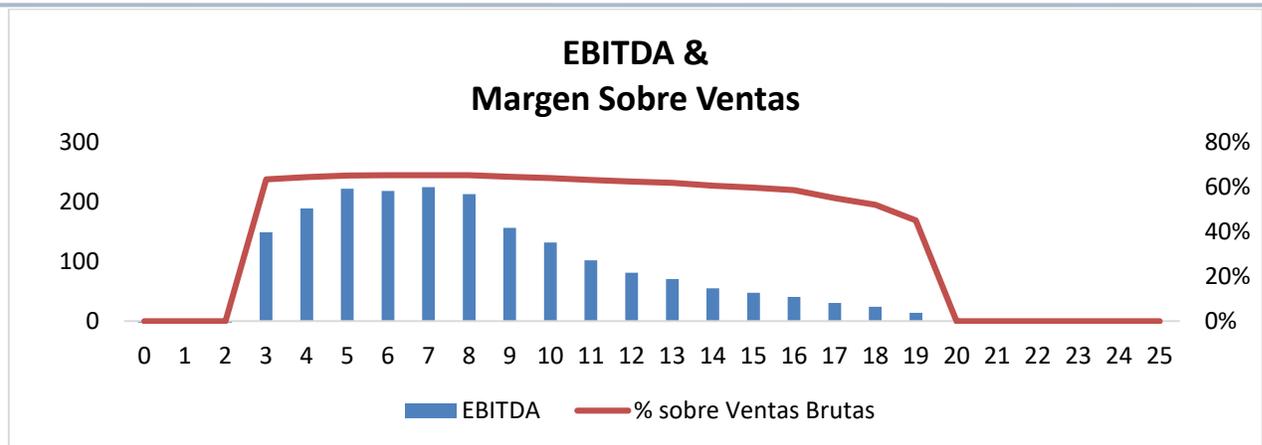


Grafico N°22. Elaboración propia

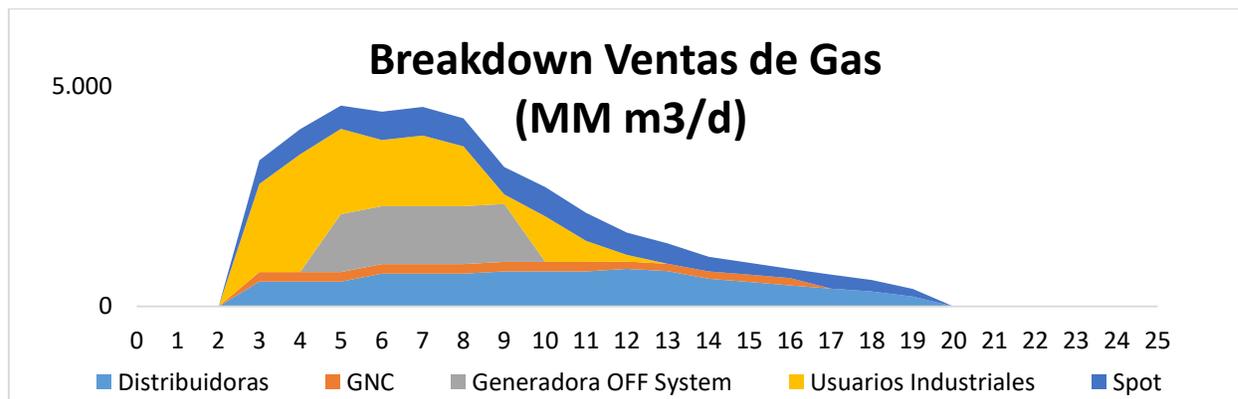


Grafico N°23. Elaboración propia

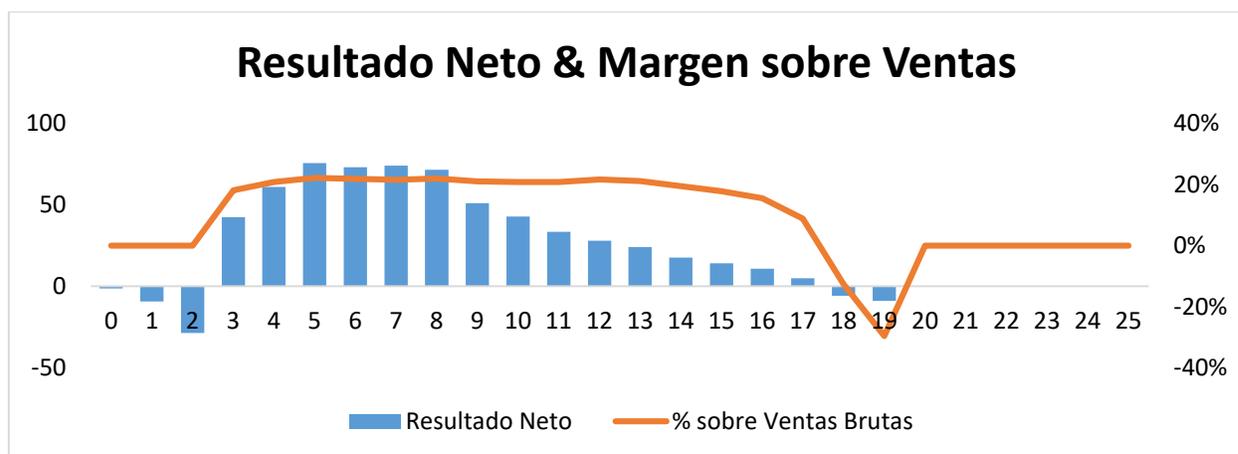


Grafico N°24. Elaboración propia

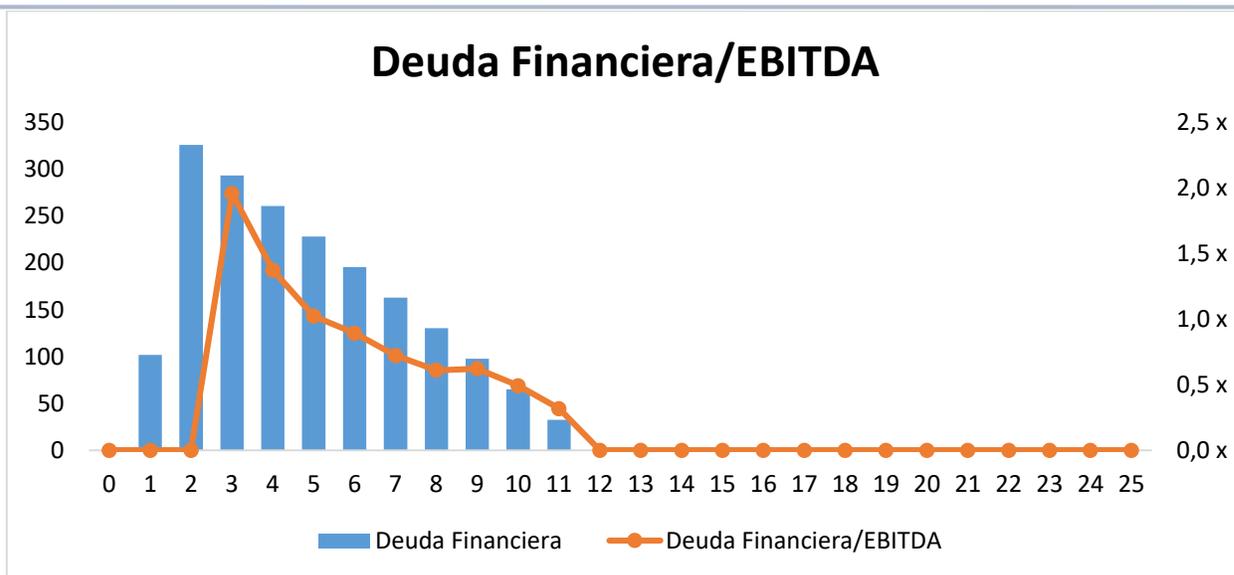


Grafico N°25. Elaboración propia