

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Desarrollo de Yacimiento “La Esperanza”

Equipo B – Grupo 2

AUTOR/ES:

Gentile, Anabel (Leg. Nº 103719)

Piacentino, Silvina (Leg. Nº 103855)

Calabro, Ignacio (Leg. Nº 103717)

DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES:

Casares, Carlos Alberto María

Pizarro, Horacion

Reatti, José Luis

Rodriguez, Juan José

Índice

| | |
|---|--------------------------------------|
| 1. Introducción | 3 |
| 2. Marco institucional y legal..... | 5 |
| 2.1. Producción y Exploración de Hidrocarburos | 5 |
| 2.2. Ley del Gas Natural (Ley 24.076) | 8 |
| 2.3. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)..... | 8 |
| 2.4. Calidad del Gas | 10 |
| 2.5. Leyes de Emergencia | 11 |
| 2.6. Programas de Estimulo a la Producción | 11 |
| 2.7. Perspectivas..... | 12 |
| 3. Mercado de Gas Natural..... | 14 |
| 3.1. Upstream | 14 |
| 3.2. Downstream | 15 |
| 3.3. Comercialización..... | 20 |
| 4. Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento..... | 21 |
| 5. Esquema de Producción | 25 |
| 6. Instalaciones de Superficie | 27 |
| 6.1. Diseño de captación | 29 |
| 6.2. Compresión en yacimiento..... | 31 |
| 6.3. Acondicionamiento..... | 32 |
| 6.4. Almacenamiento y despacho de gasolinas y condensados | 35 |
| 6.5. Consumo de Gas Combustible..... | 35 |
| 7. Transporte de Gas Natural | 37 |
| 8. Precios de Venta | 39 |
| 8.1. Variables Macroeconómicas..... | 39 |
| 9. Demanda y Contratos..... | 41 |
| 9.1. Conclusiones..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 9.2. Demanda de Propano-Butano..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 10. Resultados económicos | ¡Error! Marcador no definido. |
| 10.1. Inversiones (CAPEX)..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 10.2. Costos (OPEX) | ¡Error! Marcador no definido. |
| 10.3. Modelo Económico - Flujo de Fondos | ¡Error! Marcador no definido. |
| 11. Evaluación financiera del Proyecto | 45 |
| 12. Cálculo del WACC | 50 |
| 12.1. Análisis Económico Financiero | 52 |
| 13. Análisis de sensibilidad | 53 |
| 14. Resumen de resultados | 55 |

1. Introducción

El objetivo de este análisis es la participación en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación del yacimiento gasífero denominado “LA ESPERANZA”, ubicado en la cuenca neuquina. Para esta evaluación se analizaron distintas alternativas técnico-económicas, comerciales, etc.

El yacimiento “La Esperanza” tiene una superficie aproximada de 114,78 km², sobre dimensiones aproximadas de 13,5 km en dirección E-O y 11,5 km en dirección N-S como puede observarse en la Figura 1. Se encuentra ubicado en la Cuenca Neuquina, localizado a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco (ver Figura 2).

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco (5) perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y una (1) finalizó estéril, como puede apreciarse en la Figura 3.

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000 Mm³ de gas y 695 km³ de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción. Su Rendimiento teórico es del 79,73%.

El yacimiento se encuentra a 200 km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste. A 100 km sobre la traza que une el yacimiento y la cabecera de los gasoductos mencionados, existe una Central Termoeléctrica como se observa en el croquis de la Figura 4.

Se presenta a continuación la ubicación del Yacimiento La Esperanza:

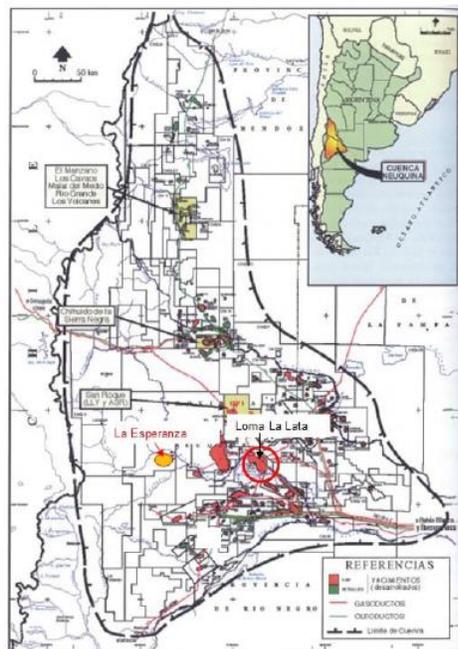


Figura 1. Cuenca Neuquina. Ubicación del yacimiento La Esperanza

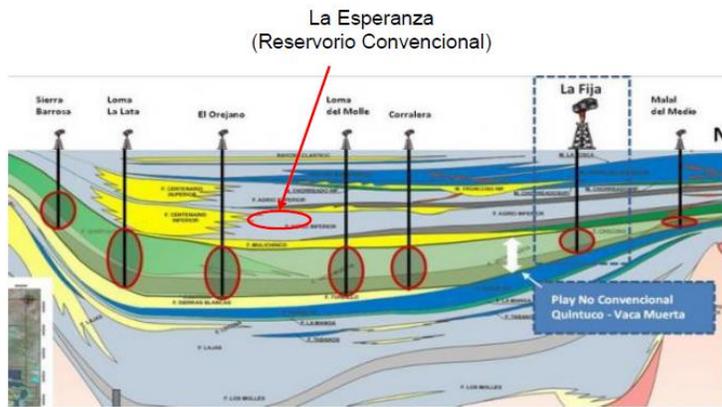


Figura 2. Cuenca Neuquina. Sección norte – sur (zona central)

Figura 3. Mapa ubicación de Pozos

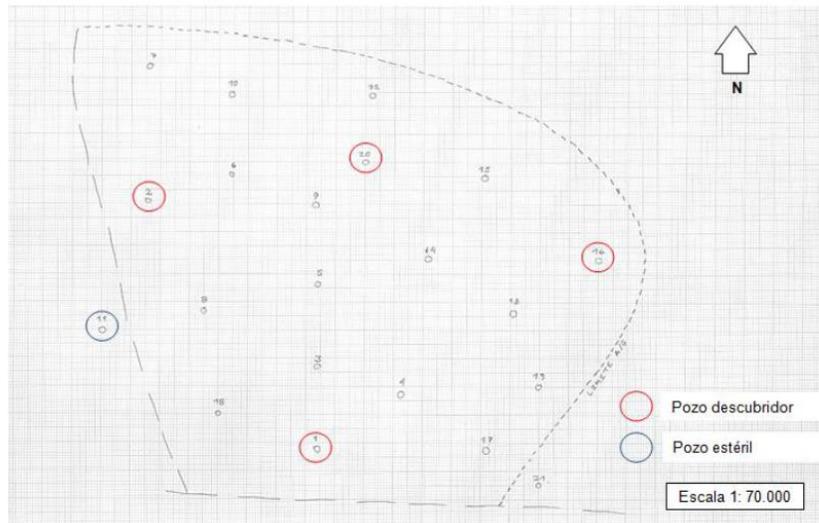
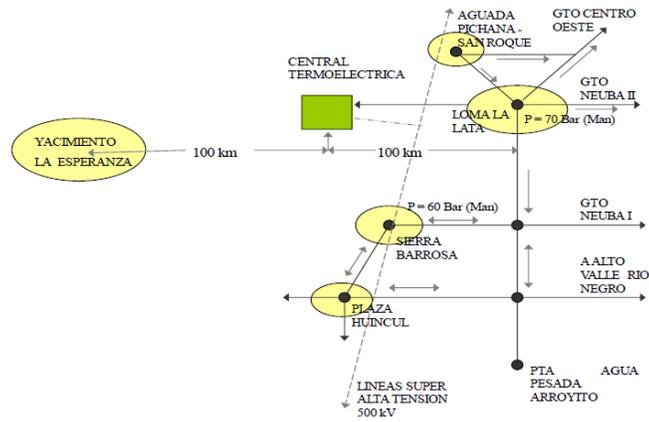


Figura 4. Esquema de ubicación del yacimiento, central termoeléctrica y gasoductos



2. Marco institucional y legal

2.1. Producción y Exploración de Hidrocarburos

El marco legal de los hidrocarburos debe ser parte de la política energética de un país y funcionar armoniosamente con los marcos legales de los otros tipos de energías.

La pirámide Jurídica está constituida por:

- Constitución Nacional
- Tratados Internacionales
- Leyes, decretos, reglamentos, etc
- Sentencias Judiciales

La validez de una norma inferior depende de que haya sido dictada según lo disponga una norma superior y no sea contraria a ninguna de ellas.

Las provincias son las propietarias de los recursos naturales tal como lo dispone la Constitución Nacional en su artículo número 124 “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”. Esto también se encuentra reflejado en el artículo número 7 del Código de Minería: “las minas son bienes privados de la Nación o de las provincias según el territorio en que se encuentren”.

Las principales leyes tomadas en cuenta para la realización del trabajo son las siguientes:

- 17.319 - Ley de Hidrocarburos
- 24.076 - Ley de Gas Natural
- 26.197 - Ley Corta de Hidrocarburos
- Decretos y Resoluciones varios

Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319)

A continuación, se resumen los aspectos de mayor relevancia de la ley 17.319.

Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas.

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de esta ley y las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo.

- ✓ El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación.

- ✓ Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan.
- ✓ Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos.
- ✓ El Poder Ejecutivo determinará las áreas en las que otorgará permisos de exploración.
- ✓ No podrán iniciarse los trabajos de reconocimiento sin previa aprobación de la autoridad de aplicación.
- ✓ A todo titular de un permiso de exploración corresponde el derecho de obtener una concesión exclusiva de explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado por el permiso.
- ✓ El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos con las mejores técnicas. El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran.
- ✓ La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas en cuestión.

De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

- a) Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco años.
- b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión.
- c) Concesión de Explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.

Adjudicación: La Autoridad de Aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, en particular proponga la mayor inversión o actividad exploratoria. El decreto 546/03 reconoce a los Estados Provinciales el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones.

Los principales objetivos del otorgamiento de Permisos de Exploración se ven reflejados en el decreto 2178/91 y son los siguientes:

- Incrementar los niveles de reservas de hidrocarburos
- Reactivación de la industria, exploración en todo el territorio nacional y plataforma continental.

Podrán presentar ofertas las personas inscritas en el registro que la autoridad de aplicación habilitará al efecto y aquellas que, sin estarlo, inicien el correspondiente trámite antes de los diez días de la fecha en que se inicie la recepción de las propuestas y cumplan los requisitos que se exijan.

Los interesados presentarán juntamente con sus ofertas, una garantía de mantenimiento de sus propuestas en las formas admitidas y por los montos fijados en la reglamentación o en los pliegos de condiciones.

El concesionario de explotación pagará un porcentaje del 12 %, en concepto de regalías, de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados. No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones. Los hidrocarburos que se pierdan por culpa o negligencia del concesionario serán incluidos en el cómputo de su respectiva producción. Conforme la Resolución SE Nº 435/2004 solo se podrá deducir de las regalías en concepto de gastos de tratamiento el 1 % del volumen extraído. El gas venteado, conforme lo enunciado en la Resolución Nº 143/98, debe ser incluido en la fórmula de cálculo de las regalías.

Constituyen obligaciones de permisionarios y concesionarios:

- a) Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de la ley 17.319 les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes;
- b) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto;
- c) Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o concesionario responderá por los daños causados al Estado o a terceros;
- d) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la autoridad de aplicación de los que ocurrieren;
- e) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación;
- f) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables.

Las principales causales de caducidad de las concesiones o permisos son:

- a) Falta de pago de una anualidad del canon respectivo, tres meses después de vencido el plazo para abonarlo;
- b) Falta de pago de las regalías, tres meses después de vencido el plazo para abonarlas.
- c) Compete al Poder Ejecutivo nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:
- d) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por esta ley.
- e) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones.

- f) Estipular soluciones arbitrales y designar árbitros.
- g) Anular concursos.
- h) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales.
- i) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial.
- j) Aprobar la constitución de sociedades y otros contratos celebrados por las empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que esta ley reserva a su favor.
- k) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficarios.
- l) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones.

2.2. Ley del Gas Natural (Ley 24.076)

A continuación, se resumen los aspectos de mayor relevancia de la ley 24.076, Ley del Gas Natural.

Son sujetos activos de la industria del gas natural los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que contraten directamente con el productor de gas natural.

El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte y distribución deberá reunir las especificaciones dispuestas en la reglamentación respectiva.

Los transportistas y distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones a fin de asegurar condiciones de operabilidad del sistema y un servicio regular y continuo a los consumidores

La tarifa de gas a los consumidores será el resultado de la suma de:

- a) Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte;
- b) Tarifa de transporte;
- c) Tarifa de distribución.

A los efectos de posibilitar una razonable rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia, las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán contemplar:

- a) Que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable;
- b) Que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios

Cada cinco años el Ente Nacional Regulador del Gas debe revisar el sistema de ajuste de tarifas.

2.3. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) es el organismo descentralizado creado por la Ley Nº 24.076, con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las problemáticas relacionadas con el servicio público de gas natural.

Los objetivos de la regulación llevada a cabo por este organismo son:

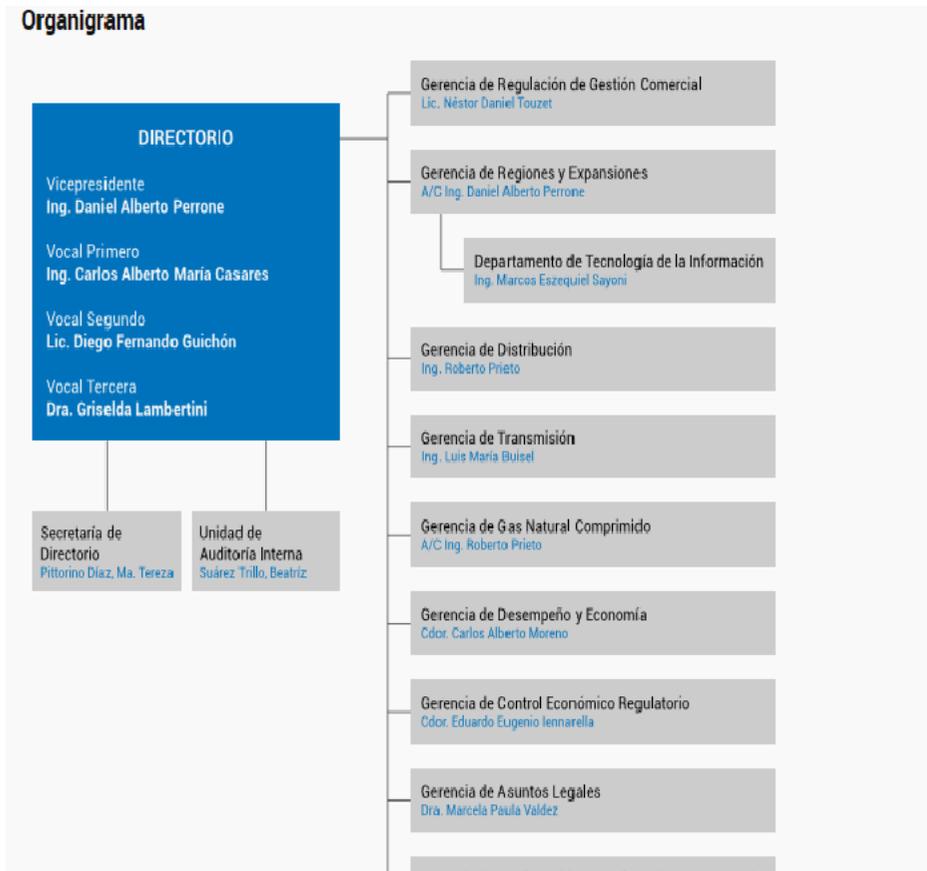
- Proteger los derechos de los consumidores.
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- Promover una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no-discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- Incentivar el uso racional del gas natural, y la protección del medio ambiente.
- Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

El ENARGAS es responsable de dictar los reglamentos necesarios que aseguren la prestación de un servicio seguro, continuó y eficiente, para ello es necesario que cuente con las herramientas necesarias para controlar, ya sea mediante requerimientos informativos, inspecciones o auditorías.

Por otro lado, el ENTE cuenta con la facultad de resolver las controversias existentes entre los sujetos de la industria en el marco de la ley 24.076, especialmente los reclamos de los usuarios del servicio de gas.

Asimismo, el ENARGAS está obligado a desempeñar una función con la comunidad en general, que es la de asesoramiento, es decir, el organismo ejerce una función en cierto modo de docente respecto de los derechos y obligaciones contenidos en la normativa del sector.

La constitución actual del Enargas es la siguiente:



2.4. Calidad del Gas

Para inyectar el gas natural a un gasoducto se debe cumplir con las especificaciones de calidad. Este asunto se encuentra regulado por el ENARGAS. La norma vigente que dicta las especificaciones a cumplir es la Resolución ENRG 259/08. A continuación, se detallan los aspectos más importantes de la misma.

| Especificaciones de Calidad del Gas Natural | Requisitos Básicos | Método de Control |
|---|--|---|
| Vapor de agua (H ₂ O) | 65 mg/m ³ | ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856 |
| Dióxido de Carbono (CO ₂) | 2,0 % molar(*) | ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852 |
| Total de Inertes | 4,0 % molar(**) | ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852 |
| Oxígeno (O ₂) | 0,2 % molar | ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852 |
| Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂) | 3 mg/m ³ | GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 |
| Azufre Entero | 15 mg/m ³ | GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861 |
| Hidrocarburos condensables (HC) | - 4°C a 5.500 kPa abs | GPA 2286 y Ecuación de Estado |
| Poder calórico superior (PCS) | Mín 8.850 Máx 10.200 kcal/m ³ | GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588 |
| Temperatura | 50°C | Medición "in situ" |
| Partículas sólidas y líquidas | Ver Anexo I pto. 10 | Análisis citados en Pto. 10 |
| Índice de Wobbe (PCS/δ ^{1/2}) (1) | Mín 11.300; Máx 12.470 | ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 |

Cuadro 1: Especificaciones del Gas Natural

Como aclaración del cuadro expuesto anteriormente, se aclara que las condiciones de referencia son 15°C y 101.325 kPa abs. Adicionalmente se realizan las siguientes notas aclaratorias:

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

(*) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2.5% molar.

(**) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4.5% molar.

2.5. 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 re direccionamiento 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 30% de la inyección).

2.6. Programas de Estímulo a la Producción

Programas Previos a 2017

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\$\$/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).

Programa Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural

A partir de la resolución 74/2016 Ministerio de Energía y Minería se creó Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. El Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural tiene una vigencia al 31/12/2018. El precio estímulo continúa siendo de 7.50 U\$\$/MMBtu a no ser que el precio transado sea mayor.

Mediante la misma resolución se dejó sin efecto el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección ya que nunca se reglamentó y se estableció que no se pueden presentar nuevos proyectos de Gas Plus (pero se mantienen los que ya están firmados).

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

Resolucion MeyM Nro 34/2016

El esquema regulatorio original contemplaba la posibilidad de que un gran usuario ejerciera su derecho de adquirir gas directamente a un productor o comercializador. Esta modalidad de compra de gas fue modificada a partir del dictado de la resolución SE nro. 752/05 y normas complementarias, mediante la que se estableció la obligatoriedad de adquirir gas en forma directa a productores o comercializadores para determinados segmentos de usuarios de grandes consumos, a saber, Grandes usuarios (industrias, centrales eléctricas), pequeñas industrias y estaciones de GNC.

De este modo, dichos usuarios adquieren el gas en forma directa a los productores o comercializadores, y el servicio de transporte y distribución de la distribuidora zonal, o bien contratan el transporte con una transportadora y el servicio de distribución con la distribuidora zonal, mediante la modalidad by pass comercial. Para los usuarios de GNC, mediante la resolución MEyM Nro. 34/2016 , el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dejó sin efecto lo dispuesto por la resolución de la ex SE Nro. 752/05 y dispuso que a partir del 1 de mayo de 2016, las licenciatarias de distribución debían adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC destinado a estaciones de suministro de GNC, de su zona o áreas de distribución, realizando dicha actividad en conjunto con todo el volumen de gas que estas adquirieran para el cumplimiento de sus obligaciones de suministro de gas natural a sus usuarios de servicio completo. De acuerdo a lo previsto por el Marco Regulatorio de la Industria del Gas, los grandes usuarios pueden también optar por desvincularse totalmente de la distribuidora, construyendo sus propios ductos con conexión directa al sistema de transporte, modalidad de contratación que se denomina by pass físico.

2.7. Perspectivas

En los últimos meses Estados Unidos se ha convertido en el principal exportador de GNL a la República Popular y aspira a cubrir la mitad de la demanda china en 2025. Es un dato con implicancias geopolíticas relevantes. En los próximos 3 años EE.UU. se convertiría en el tercer exportador mundial de gas líquido (GNL), después de Australia y Qatar, para llegar ser el primero en 2025. Todo este logro es un subproducto de la explosión de shale gas experimentada en los últimos 10 años. El shale representaba 5% del total de la producción de gas en Estados Unidos en 2000 y alcanza ahora a más de 60%, para orientarse a 80% o más en una década.

La internacionalización del mercado del gas a partir de las crecientes transacciones de gas por barco ya es un hecho; la Agencia Internacional de Energía (IEA) señala que las naciones importadoras de GNL aumentaron de 15 en el 2005 a 39 en la actualidad. En el listado de los nuevos importadores aparece la Argentina, que irrumpió como comprador de los primeros cargamentos en el 2008. El mercado mundial de gas natural afianza la tendencia a la sustitución intrafósil de carbón y petróleo por gas natural.

El petróleo representaba el 50% de la matriz primaria en 1970, ahora el 30%. El gas natural representa el 25% en la matriz primaria mundial. Wood McKinsey, una de las consultoras mejor informadas del mundo petrolero, estima que en el 2030 el gas natural superará al carbón mineral como segunda fuente de energía primaria (el gas natural emite 1/5 del CO2 que emite el carbón mineral).

Las proyecciones de la IEA también dan al gas en crecimiento sostenido, avanzando sobre el carbón y desplazando incluso al petróleo al promediar el siglo. El uso del gas natural que desplaza desde hace años al carbón en la generación eléctrica, empieza a sustituir a los derivados del petróleo en el transporte pesado (marítimo, fluvial, de cargas). Pero también produce una penetración indirecta a partir de la mayor electrificación del transporte en general (ferrocarril, autos eléctricos) con electrones generados por ciclos combinados que operan con gas, en principio, y que compiten con los que provienen de energías renovables.

A su vez, el gas natural se ha tornado mucho más manipulable. En el pasado reciente, su gran desventaja respecto al petróleo y los productos derivados eran las dificultades logísticas que presentaba su suministro. El negocio internacional de exportación por caños o por barcos (GNL) comprometía hasta ahora significativas inversiones (gasoductos, plantas de licuefacción e instalaciones de regasificación) cuyo recupero implicaba atar las operaciones a contratos de largo plazo. En el presente el comercio de gas por barco se está tornando mucho más flexible con terminales flotantes de almacenamiento y regasificación como las que ha usado la Argentina en Bahía Blanca y Escobar.

De aquí unos años la flexibilidad alcanzará también a la logística de licuefacción. En este escenario de un mercado mundial de gas, hay una mala y una buena noticia para la Argentina. La mala es que, con una matriz primaria y eléctrica muy dependiente del gas natural, eso tuvo serias consecuencias productivas además de un fuerte impacto sobre las cuentas públicas y externas.

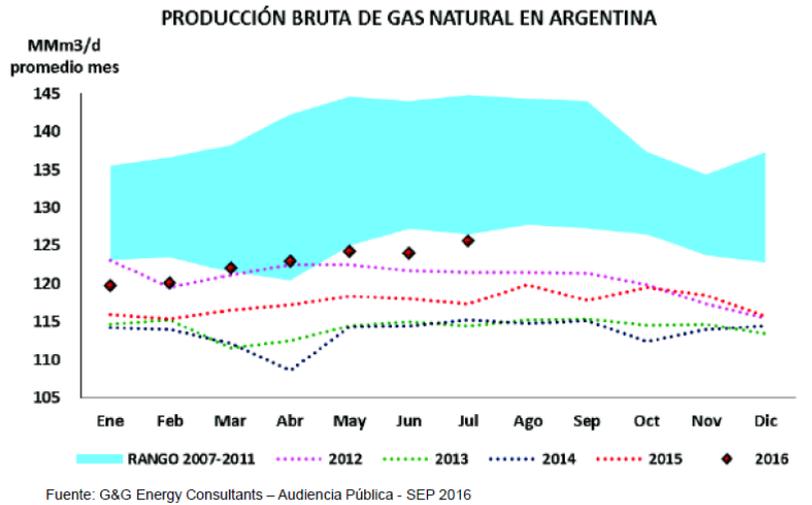
La buena es que tenemos un inmenso potencial de gas para desarrollar, contamos con una industria de gas natural madura y desarrollada, y ya conocemos la operación y la logística del mercado de GNL (con los problemas de arrastre que son de público y notorio). Empecemos entonces por asumir la importancia relativa del desarrollo del potencial gasífero argentino: de los 170 mil millones de barriles equivalentes de petróleo de recursos no convencionales, 143 mil millones son recursos de gas. El 77% del recurso técnicamente recuperable de Vaca Muerta es shale gas.

La producción doméstica de gas va a repuntar el año próximo, y, en función de un escenario de producción local de 145 millones de m³/d en los próximos años (hoy producimos 107), hay que empezar a explorar alternativas de demanda para la producción local, además de ocuparnos de los desarrollos de infraestructura que requerirán los nuevos horizontes productivos.

Con un desarrollo más intensivo de nuestro potencial podemos contar en los próximos años con un gas de producción nacional de precios competitivos (4.5 dólares el MMBTU) que sea palanca del desarrollo económico y social que nos debemos. A partir de esta plataforma, el mercado mundial de gas líquido que se viene nos interpela como potenciales exportadores.

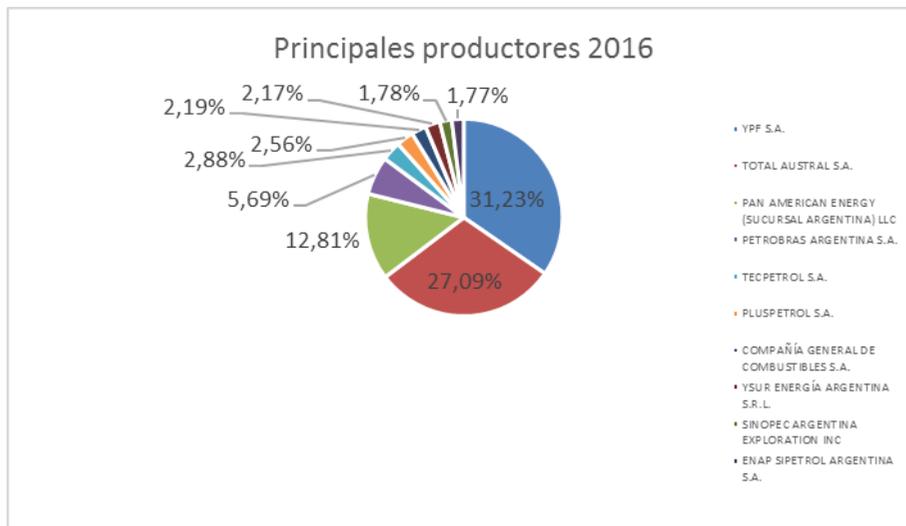
3. Mercado de Gas Natural

3.1. Upstream



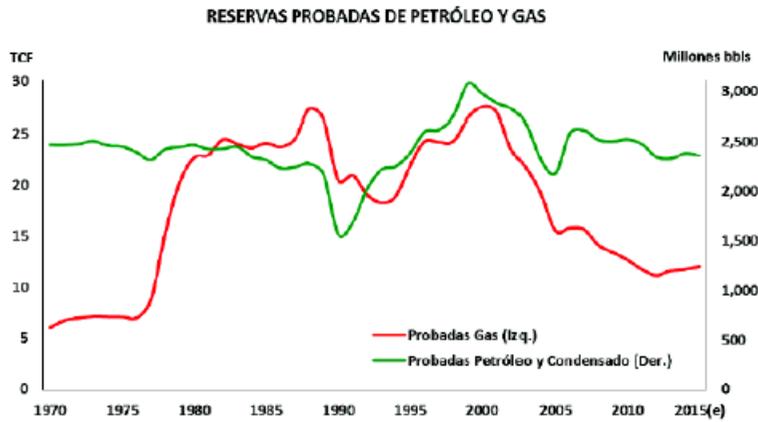
La producción en Argentina muestra en los últimos tres años signos de recuperación principalmente por el desarrollo de reservas de la cuenca Neuquina con el ingreso del desarrollo de Shale y Tight. El 2014 mostró un punto de inflexión en inversiones de estudio y entendimiento de Vaca Muerta. Tenemos un potencial de reservas No Convencionales muy importante.

Participación por empresa (fuente IAPG)



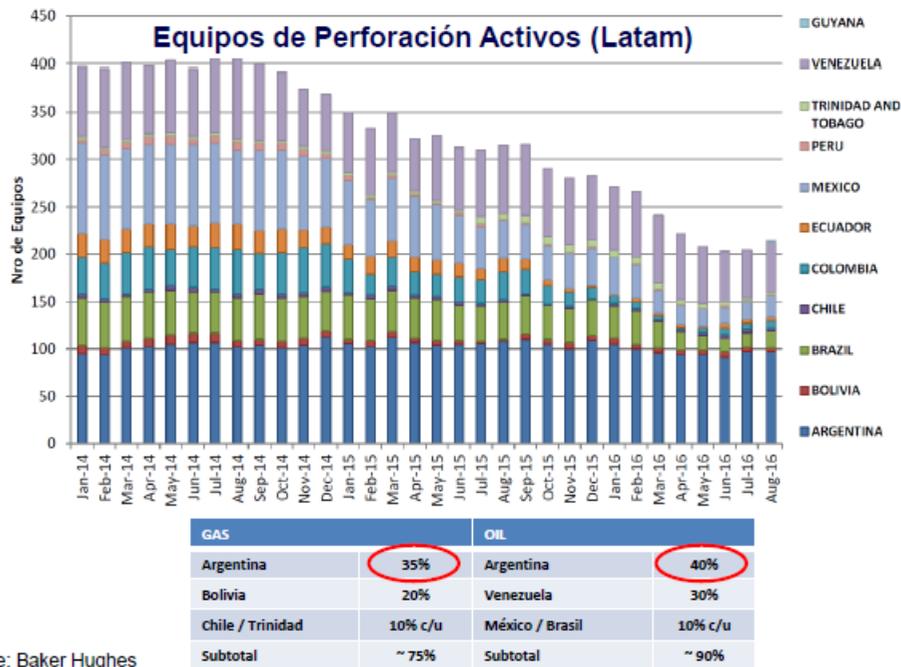
Si bien hay varias empresas productoras dentro del mercado, existe una concentración muy importante dentro de la producción por Operadores. Entre YPF, Total y PAE concentran el 70% del total de gas producido en Argentina. Otros operadores importantes son Petrobras (PESA), Pluspetrol y Tecpetrol.

Reservas (fuente Minem)



Las reservas de gas natural en Argentina, comenzaron a incrementarse luego de muchos años en los cuales se registraron bajas importantes. Es necesario destacar que la incorporación de los recursos no convencionales también fue determinante en este cambio de tendencia registrado. Se están dedicando mayores inversiones al desarrollo del Shale Oil y del Tight Gas. En convencionales la evolución es negativa sin descubrimientos relevantes.

Equipos de Perforación (fuente Baker Hughes)



Podemos ver la evolución de la cantidad de equipos perforados en Argentina, a la baja pero que se empieza a revertir por la mayor cantidad de empresas que se sumarán a Vaca Muerta.

3.2. Downstream

Mercado Argentino
 Información tomada de Enargas

El segmento regulado está compuesto por dos empresas transportistas (TGS y TGN), que conducen el gas desde el yacimiento hasta los centros urbanos percibiendo una tarifa por sus servicios, y los distribuidores (9 firmas repartidas por áreas geográficas) que son quienes se encargan de hacer llegar el combustible hasta el consumidor final (ya sea doméstico, comercial, industrial, GNC o centrales eléctricas).

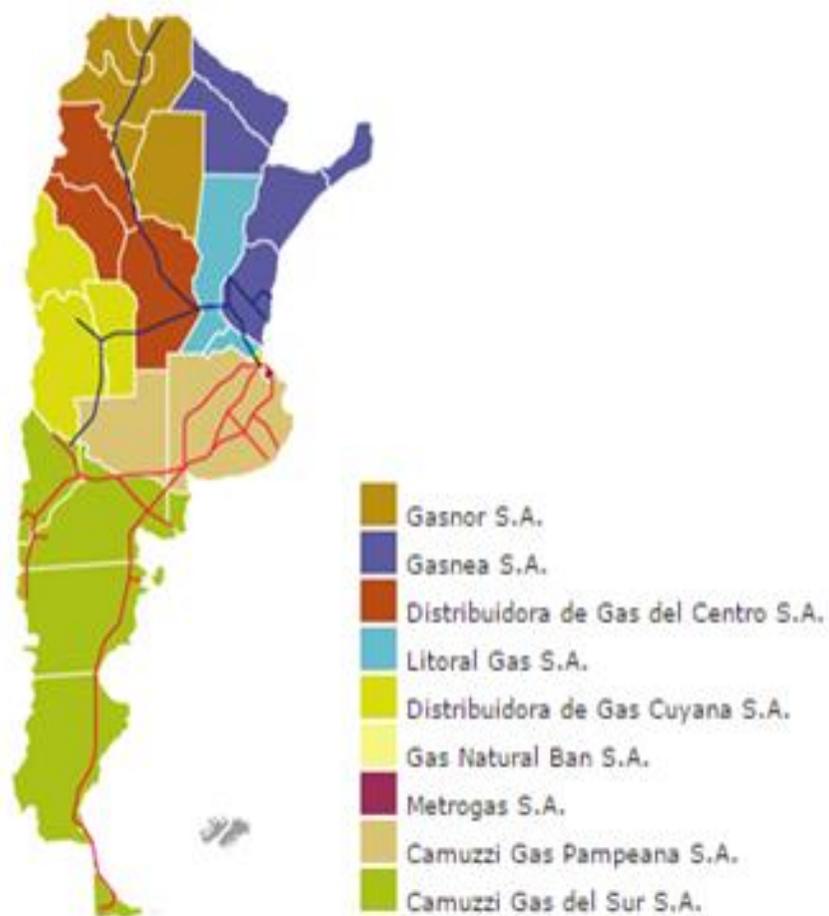


Figura 1: Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas natural.

Licenciatarias de Distribución

El siguiente cuadro muestra la evolución de los usuarios atendidos por las licenciatarias de distribución, donde podemos ver que la variación 1993-2016 representó un incremento notable para las licenciatarias regionales y una disminución importante en el caso de Metrogas.

| DISTRIBUIDORA | 1993 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2016 % s/total | VARIACIÓN 1993-2016 | |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------------|---------------------|-------------|
| | | | | | | | | | USUARIOS | % |
| METROGAS | 1.760,0 | 2.247,1 | 2.278,2 | 2.307,8 | 2.333,0 | 2.356,0 | 2.375,3 | 27,6 | 615,3 | 35,0 |
| GAS NATURAL BAN ⁽²⁾ | 943,8 | 1.468,8 | 1.498,6 | 1.533,2 | 1.564,2 | 1.591,5 | 1.608,5 | 18,7 | 664,8 | 70,4 |
| LITORAL GAS | 302,2 | 634,2 | 654,6 | 669,2 | 684,5 | 700,1 | 712,5 | 8,3 | 410,3 | 135,8 |
| CAMUZZI GAS PAMPEANA | 676,1 | 1.221,0 | 1.252,1 | 1.278,8 | 1.303,0 | 1.326,7 | 1.347,8 | 15,6 | 671,6 | 99,3 |
| CAMUZZI GAS DEL SUR | 306,4 | 583,3 | 602,4 | 618,5 | 633,3 | 648,7 | 663,2 | 7,7 | 356,9 | 116,5 |
| DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO | 298,4 | 630,3 | 654,3 | 675,2 | 691,2 | 702,3 | 714,0 | 8,3 | 415,6 | 139,3 |
| DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA | 250,5 | 515,6 | 533,6 | 545,6 | 556,8 | 568,8 | 577,7 | 6,7 | 327,3 | 130,7 |
| GASNOR | 202,6 | 440,1 | 457,7 | 474,2 | 492,2 | 508,4 | 520,5 | 6,0 | 317,9 | 156,9 |
| GAS NEA ⁽³⁾ | - | 75,5 | 81,0 | 87,5 | 92,8 | 97,6 | 101,0 | 1,2 | 101,0 | n.a. |
| TOTAL | 4.739,9 | 7.815,9 | 8.012,5 | 8.190,0 | 8.351,1 | 8.500,1 | 8.620,5 | 100,0 | 3.880,7 | 81,9 |

(1) Usuarios al mes de diciembre de cada año.

(2) Los datos de Gas Natural Ban S.A. correspondientes al período mayo-diciembre 2016 son provisorios.

(3) La Licencia a Gas Nea S.A. fue otorgada mediante Decreto N.° 558/97.

Cada una de las Distribuidoras tiene asignada una zona del país en las cuales distribuye el gas a los clientes finales. Existe una concentración en la demanda central del país (Buenos Aires Norte y Santa Fe) con alrededor del 50% de las entregas totales del país.

Licenciatarias de Transporte

| GASODUCTO | 1993 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Particip. s/total (%) | VARIACIÓN | |
|-------------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------|-------------------------------------|----------------|
| | | | | | | | | | MM m ³ /día 2016-2015 | % 1993-2016 |
| NORTE | 13,40 | 24,80 | 26,52 | 26,52 | 26,52 | 28,52 | 28,52 | 18,48 | - | 112,86 |
| CENTRO OESTE | 11,20 | 34,10 | 34,10 | 34,10 | 34,10 | 34,10 | 34,10 | 22,09 | - | 204,46 |
| TGN | 24,60 | 58,90 | 60,62 | 60,62 | 60,62 | 62,62 | 62,62 | 40,57 | - | 154,57 |
| NEUBA I | 11,00 | 14,40 | 15,96 | 15,15 | 15,15 | 15,15 | 15,15 | 9,82 | - | 37,73 |
| NEUBA II | 18,50 | 29,85 | 31,11 | 31,11 | 31,11 | 31,11 | 31,11 | 20,16 | - | 68,16 |
| SAN MARTÍN | 15,40 | 38,02 | 40,27 | 40,27 | 40,74 | 40,89 | 40,89 | 26,49 | - | 165,52 |
| TGS ⁽²⁾ | 44,90 | 82,27 | 87,35 | 86,53 | 87,00 | 87,15 | 87,15 | 56,46 | - | 94,10 |
| TOTAL TRANSPORTE | 69,50 | 141,17 | 147,97 | 147,15 | 147,63 | 149,77 | 149,77 | 97,04 | - | 115,50 |
| TOTAL DISTRIBUCIÓN | 3,02 | 3,76 | 3,76 | 4,58 | 4,58 | 4,58 | 4,58 | 2,96 | - | 51,49 |
| TOTAL SISTEMA ⁽¹⁾ | 72,52 | 144,93 | 151,73 | 151,73 | 152,20 | 154,35 | 154,35 | 100,00 | - | 112,84 |
| VARIACIÓN ANUAL | | 2,69 | 6,80 | 0,00 | 0,47 | 2,15 | 0,00 | | | |

(1) Capacidad al 31/12/2016.

(2) Incluye gasoductos regionales de transporte.

Como podemos ver en este gráfico, la capacidad nominal de inyección de gas natural de los gasoductos troncales y regionales operados por las transportistas, alcanzó a fines de 2016, un volumen aproximado de 149,77 millones de std m³ /d de 9300 kcal/m³, cifra, que si se consideran los gasoductos regionales de distribución, totaliza una capacidad diaria de 154,35 millones de std m³ de 9300 kcal/m³. Desde el año 1993 hasta el 31 de diciembre de 2016, la capacidad total de transporte se ha visto incrementada en un 112,84%. En cuanto a los sistemas de transportes, la participación de dos empresas (TGN y TGS) poseen casi la totalidad de los gasoductos de alta presión que conectan las distintas cuencas productivas con las distribuidoras y clientes directos (ByPass Físicos).

Consumo mercado local

Se pueden identificar distintos segmentos de clientes finales. Estos son los consumos residenciales (destinados a satisfacer las necesidades de alimentación, agua caliente y calefacción), consumos comerciales (destinados a la atención al público, como ser bares, restaurantes, clubes, centros comerciales, hospitales, etcétera), consumos industriales (destinados a la elaboración de productos manufacturados), consumo para generación de energía eléctrica y consumo vehicular (GNC).

Cabe mencionar, que luego de una caída en la incorporación de nuevos usuarios residenciales ocurrida en el año 2002, la cantidad de usuarios ha ido aumentando en forma sostenida desde 2003. En particular, podemos apreciar que, en los últimos cinco años, la cantidad de usuarios residenciales aumento aproximadamente en 780000 usuarios, lo que representa un incremento del 10,46%. Esto se debe a la ejecución de nuevas redes de distribución de gas, lo que permitió el acceso de usuarios residenciales de áreas geográficas que anteriormente no contaban con la posibilidad de conectarse al sistema de gas natural por redes.

Cuadro IV-2.a / Gas entregado por destino de consumo (MM m³/día de 9300 Kcal.)

| DESTINO DEL CONSUMO | 1993 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 ⁽¹⁾ | 2016 % s/total | VARIACIÓN 1993-2016 | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|-------------------|------------------------|--------------|
| | | | | | | | | | MM m ³ /día | % |
| RESIDENCIAL | 15,445 | 26,170 | 27,484 | 28,743 | 27,692 | 28,025 | 29,640 | 24,2 | 14,195 | 91,9 |
| COMERCIAL | 2,375 | 3,438 | 3,679 | 3,681 | 3,633 | 3,655 | 3,758 | 3,1 | 1,383 | 58,3 |
| INDUSTRIAL ⁽²⁾ | 18,014 | 30,623 | 28,140 | 30,056 | 30,105 | 30,793 | 29,310 | 23,9 | 11,296 | 62,7 |
| INDUSTRIAL - RTP CERRRI | 3,211 | 3,655 | 3,808 | 3,893 | 4,080 | 3,816 | 3,811 | 3,1 | 0,600 | 18,7 |
| CENTRALES ELÉCTRICAS ⁽³⁾ | 16,251 | 33,398 | 36,271 | 37,097 | 36,388 | 37,808 | 39,581 | 32,3 | 23,331 | 143,6 |
| CENTRALES ELÉCTRICAS - BOCA DE POZO | 0,000 | 2,085 | 3,042 | 2,552 | 3,456 | 3,058 | 4,261 | 3,5 | 4,261 | n.a. |
| GNC | 2,084 | 7,565 | 7,630 | 7,559 | 7,815 | 8,167 | 7,744 | 6,3 | 5,660 | 271,7 |
| SUBDISTRIBUIDORES Y ENTES OFICIALES | 2,424 | 3,573 | 3,783 | 3,994 | 3,953 | 4,049 | 4,301 | 3,5 | 1,878 | 77,5 |
| TOTAL PAÍS | 59,802 | 110,508 | 113,839 | 117,575 | 117,122 | 119,371 | 122,406 | 100,0 | 62,604 | 104,7 |

(1) Los datos de Gas Natural Ban S.A. correspondientes al período mayo-diciembre 2016 son provisionarios.

(2) No incluye gas de proceso (RTP Cerri) ni consumo de industrias en boca de pozo.

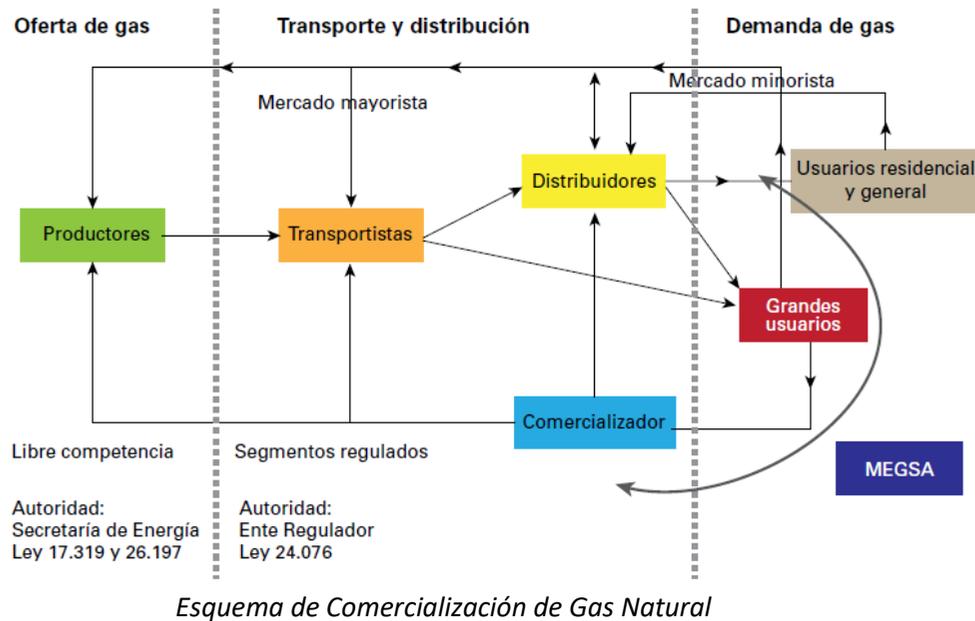
(3) No incluye consumo de centrales eléctricas en boca de pozo (off system).

Como se puede apreciar, los mayores consumos durante 2016 se verificaron en el sector industrial y en el segmento de generación eléctrica, cuya demanda ascendió al 27% y al 35,8% respectivamente, y que, en conjunto, representaron el 62,8% del total de gas entregado. Por otra parte, el 24,2% del consumo total correspondió a la demanda residencial, y el 6,3% se consumió como combustible vehicular.

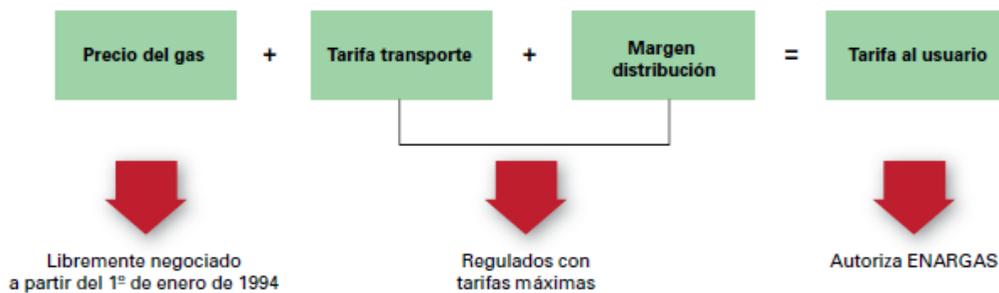
Estacionalidad de la Demanda

Es necesario expresar que la demanda de gas natural tiene particularidades, con consumos significativamente variables a lo largo del día y en las distintas épocas del año (consumo de invierno y consumo de verano) como los residenciales que utilizan principalmente el gas natural para la calefacción, mientras que otros tipos de clientes necesitan un consumo más constante como puede ser el caso de las centrales térmicas o grandes usuarios industriales.

3.3. Comercialización



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).



Esquema de determinación del precio del Gas Natural en Argentina

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.

El esquema regulatorio original contemplaba la posibilidad de que un gran usuario ejerciera su derecho de adquirir gas directamente a un productor o comercializador. Esta modalidad de compra de gas fue modificada a partir del dictado de la resolución SE nro. 752/05 y normas complementarias, mediante la que se estableció la obligatoriedad de adquirir gas en forma directa a productores o comercializadores para determinados segmentos de usuarios de grandes consumos, a saber, Grandes usuarios (industrias, centrales eléctricas), pequeñas industrias y estaciones de GNC.

De este modo, dichos usuarios adquieren el gas en forma directa a los productores o comercializadores, y el servicio de transporte y distribución de la distribuidora zonal, o bien contratan el transporte con una transportadora y el servicio de distribución con la distribuidora zonal, mediante la modalidad by pass comercial. Para los usuarios de GNC, mediante la resolución MEyM Nro. 34/2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dejó sin efecto lo dispuesto

por la resolución de la ex SE Nro. 752/05 y dispuso que a partir del 1 de mayo de 2016, las licenciatarias de distribución debían adquirir el gas natural destinado a estaciones de suministro de GNC destinado a estaciones de suministro de GNC, de su zona o áreas de distribución, realizando dicha actividad en conjunto con todo el volumen de gas que estas adquirieran para el cumplimiento de sus obligaciones de suministro de gas natural a sus usuarios de servicio completo. De acuerdo a lo previsto por el Marco Regulatorio de la Industria del Gas, los grandes usuarios pueden también optar por desvincularse totalmente de la distribuidora, construyendo sus propios ductos con conexión directa al sistema de transporte, modalidad de contratación que se denomina by pass físico.

4. Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento

En el yacimiento se ha realizado exploración mediante registración sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el depósito: cuatro fueron productivas y una estéril. A partir de dichos estudios, se han determinado las condiciones del yacimiento según se indica en el siguiente cuadro:

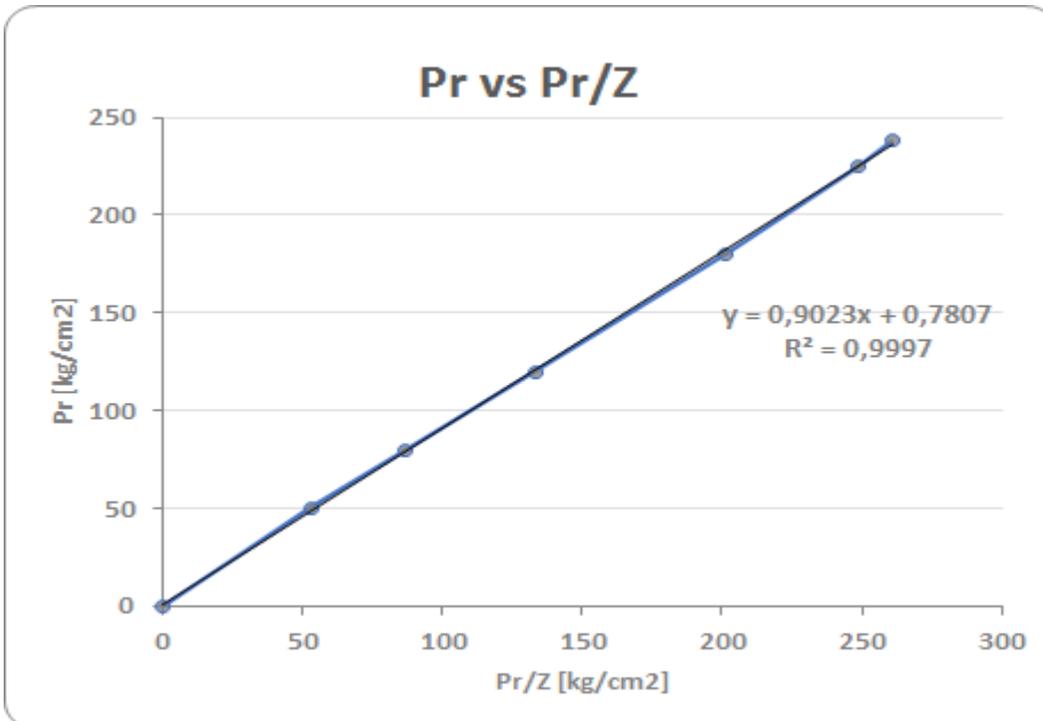
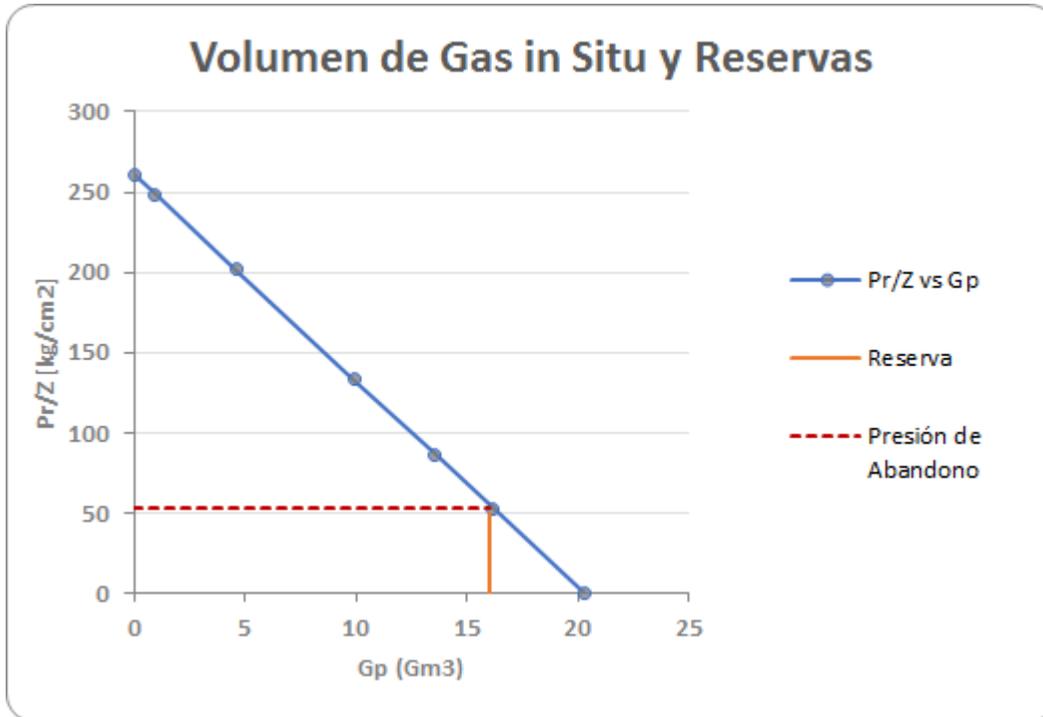
| Parámetros | Unidad | Valor |
|--|-----------------|--------|
| V _R : Volumen de Roca | Mm ³ | 1.250 |
| ∅: Porosidad | % | 12% |
| S _w : Saturación de Agua Irreductible | % | 33% |
| B _g : Factor Volumétrico del Gas | Adim. | 0,0049 |

| Detalle de Cálculo de B _g | Unidad | Valor |
|--|--------------------|---------------|
| T _r : Temperatura del Reservorio | °K | 360 |
| P _r : Presión de Reservorio | kg/cm ² | 238 |
| T _a : Temperatura Ambiente | °K | 288 |
| P _a : Presión Atmosférica | kg/cm ² | 1,033 |
| Z (Pr= 1 Kg/cm ²) | | 1 |
| Z (Pr=238 Kg/cm ²) | | 0,9122 |
| B_g: Factor Volumétrico del Gas | Adim. | 0,0049 |

A partir de las condiciones iniciales del reservorio, y utilizando el método volumétrico para el cálculo de reservas, se determinó que el Gas In Situ es de 20.307 Mm³. Considerando una presión teórica de abandono de 50 Kg/cm², el Gas In Situ remanente luego de la explotación sería de 4.245 Mm³. Por diferencia se obtiene un volumen recuperable de 16.061 Mm³ de gas y 704 Km³ de condensado (obtenido en función del GOR).

| | | |
|---------------------------------------|--|---------------|
| G: Volumen de Gas in Situ | Gm³ | 20,307 |
| Relación Gas-Petróleo (GOR) | m ³ gas/m ³ líq. | 23.000 |
| Volumen de Condensado in Situ | Sm³ | 0,883 |
| Presión de Abandono | Kg/cm² | 50,00 |
| Pr/Z | Kg/cm² | 54,55 |
| Z abandono | | 0,92 |
| Gp: Volumen Recuperable de Gas | Gm³ | 16,061 |
| Condensado | Sm³ | 0,698 |
| Rendimiento Teórico | | 79,09% |

A continuación, se presentan curvas de determinación de Gas In Situ y Reserva, y de Pws vs Pr/z:



Se presenta también una tabla de presión del reservorio y volumen de gas in situ:

| Pr [kg/cm ²] | Z | Pr/Z [kg/cm ²] | Bg (factor volum.) | G [Gm ³] | Gp [Gm ³] |
|--------------------------|--------|----------------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|
| 238 | 0,9122 | 260,9 | 0,0049 | 20,307 | 0,000 |
| 225 | 0,9058 | 248,4 | 0,0052 | 19,333 | 0,974 |
| 180 | 0,8932 | 201,5 | 0,0064 | 15,685 | 4,622 |
| 120 | 0,9014 | 133,1 | 0,0097 | 10,361 | 9,945 |
| 80 | 0,9220 | 86,8 | 0,0149 | 6,753 | 13,554 |
| 50 | 0,9455 | 52,9 | 0,0244 | 4,116 | 16,191 |
| 0 | 1,0000 | 0,0 | | 0,000 | 20,307 |

Cuando se inicie la producción del reservorio, la presión estática del reservorio (Pws) irá disminuyendo gradualmente desde los 238 kg/cm² iniciales, en función de la demanda exigida hasta llegar a la presión de abandono calculada previamente. Para ello, es necesario definir el comportamiento del pozo promedio del yacimiento (pozo tipo) por unidad de tiempo bajo diferentes presiones dinámicas de fondo (Pwf) a través de la fórmula de FetKovich.

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

Donde

Q= caudal de gas producido

C= se asume constante a través del tiempo en 12

Pws= presión estática de fondo (kg/cm²)

Pwf = presión dinámica de fondo(kg/cm²)

n = se asume constante a través del tiempo en 0,94

Y donde Pwf será aplicando la Ecuación de Smith:

$$Pwf^2 = \frac{(e^s \times Pwf^2) + 6,67 \times 10^{-4} (QT_p Z_p)^2 (e^s - 1)f}{d^5}$$

Siendo

e = 2,71828

T = temperatura promedio en tubing en Rankine (Tp = 617,4 R)

Zp = factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio (Zp = 0,9243)

d = diámetro interior del tubing

G = gravedad específica del fluido de pozo

L = profundidad al punto donde se tomó la Pws, en pies (7.251,01 pie)

f = factor de fricción (Cullender y Smith)

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

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

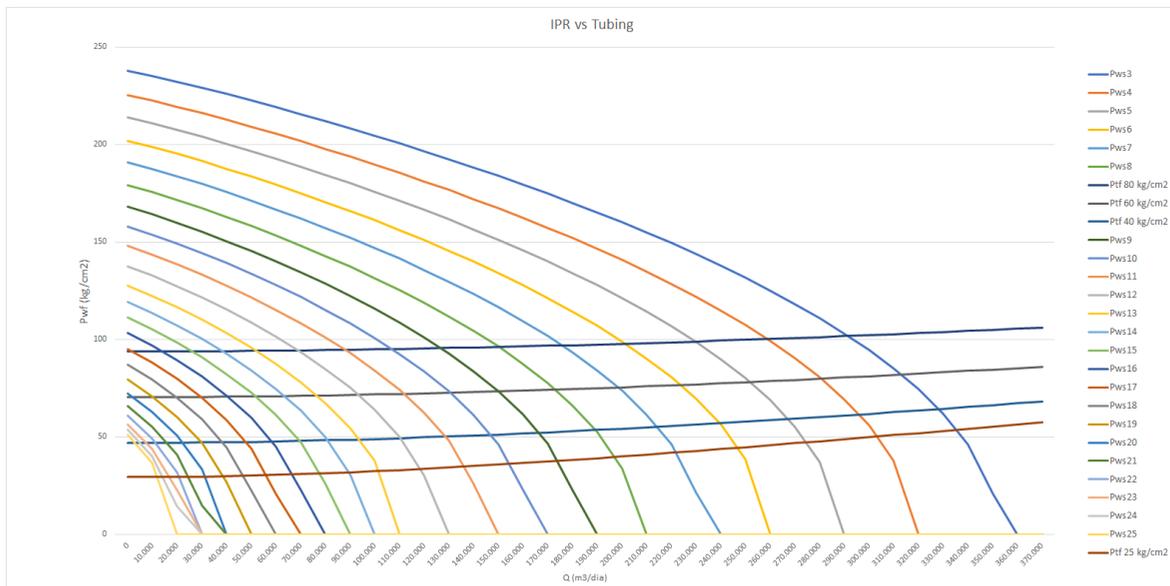
Q = en pie³/día
 f = factor de fricción (Cullender y Smith)
 μ = $f(P_{tb})$ (lb / (ft x seg)) (Ver Tabla 3)
 T_B : Presión promedio en Tubing.

Donde:
 $P_{tb} = (P_{tf} + P_{wf}) / 2$

El caudal de gas del pozo promedio a diferentes presiones de boca de pozo se resuelve aplicando un método iterativo en Excel, la presión dinámica de fondo (pwf) es función del caudal de gas producido (Q) al igual que Q es función de Pwf y μ es función de Pwf.

Se graficaron las curvas IPR, donde a partir de los Pws, se tomaron distintos valores de Pwf. En el punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica en boca de pozo (Ptf) en función del diámetro del tubing considerado y siguiendo las ecuaciones antes descritas. La confección de las curvas de contrapresión del tubing se hace mediante cálculo iterativo, para distintos caudales llegar a calcular las pérdidas de carga o sea dado una Ptf elegida, aplicando la ecuación de Smith, cuales son las distintas presiones dinámicas de fondo (Pwf). El caudal es función de Pwf y a su vez el Pwf es función del caudal.

Como podemos ver en el gráfico a continuación, a una menor presión dinámica de boca (Ptf) podemos producir más gas por pozo, pero esto a su vez obliga a realizar inversiones de compresión en yacimiento para poder llevar la presión del flujo de gas a la presión de ingreso a la planta de tratamiento. La idea es que se reduzca la presión de boca de pozo solo cuando la producción a determinada Ptf con la que se trabaja, no alcanza para cubrir el objetivo de producción (pwf Menor a Ptf).



5. Esquema de Producción

El plan de perforación tiene un total de 48 pozos productores según el siguiente detalle:

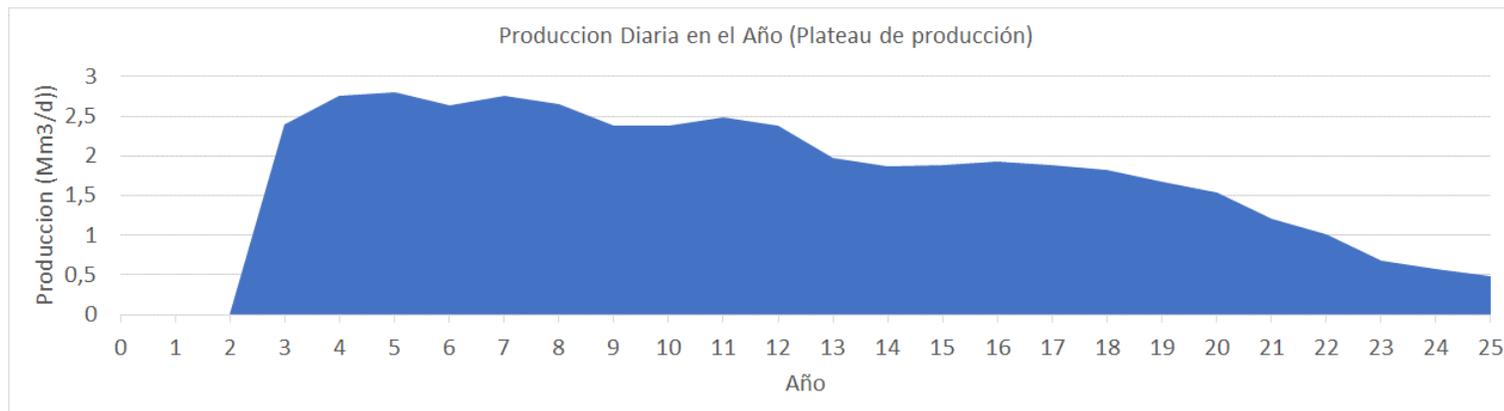
- 4 pozos productores existentes
- 44 pozos productores a perforar

A su vez se prevén 5 pozos estériles, de los cuales 1 es existente y los otros 4 surgen de las perforaciones posteriores.

Considerando que la máxima cantidad de pozos a perforar por año es 8 (Solo se usara un equipo de perforación por año), la perforación de pozos será realizada un año antes de que sean requeridos para producción por cada 10 pozos se considera 1 pozo estéril.

Se deberá tener pozos de reserva para abastecer los picos de demanda se ingresa la cantidad de pozos a perforar por año a partir de los 238 kg/cm² iniciales como presión estática del reservorio la que ir disminuyendo a medida que se vaya depletando el yacimiento. Se hizo necesario definir el comportamiento del pozo promedio del yacimiento (caudal) por año bajo diferentes presiones dinámicas de fondo (Pwf) en las que oscila según cada Ptf a través de la fórmula de Fetkovich.

Asimismo, se grafica la ecuación del pozo promedio y las curvas de contrapresión y en el punto donde se interceptan es el punto de operación (Q)



| Año | Prevision de Produccion | | | Desarrollo del Yacimiento | | | | | | | | |
|------|-------------------------|----------------|---------------|---------------------------|--------------|--------------|---------------------|---------------|----------------------------|-----------------|-------------------------|------------------|
| | GP Diario (Mm3) | GP Anual (Gm3) | GP Acum (Gm3) | Pws/Z (kg/cm2) | Pws (kg/cm2) | Ptf (kg/cm2) | Q pozo tipo (km3/d) | Nro pozos op. | Nro pozos a perforar x año | Pozos esteriles | Pozos esteriles por año | Pozos perforados |
| 2017 | 0 | 0 | 0 | 261 | 238 | | 300 | 0 | 4 | 1 | 1 | 4 |
| 2018 | 1 | 0 | 0 | 261 | 238 | | 300 | 0 | 0 | 1 | 0 | 4 |
| 2019 | 2 | 0 | 0 | 261 | 238 | | 300 | 0 | 4 | 1 | 0 | 8 |
| 2020 | 3 | 2,4 | 0,88 | 250 | 225 | 80 | 300 | 8 | 4 | 1 | 0 | 12 |
| 2021 | 4 | 2,8 | 1,01 | 237 | 214 | 80 | 230 | 12 | 2 | 2 | 1 | 14 |
| 2022 | 5 | 2,8 | 1,02 | 224 | 202 | 80 | 200 | 14 | 2 | 2 | 0 | 16 |
| 2023 | 6 | 2,6 | 0,96 | 211 | 191 | 80 | 165 | 16 | 3 | 2 | 0 | 19 |
| 2024 | 7 | 2,8 | 1,01 | 198 | 179 | 80 | 145 | 19 | 4 | 3 | 1 | 23 |
| 2025 | 8 | 2,6 | 0,97 | 186 | 168 | 80 | 115 | 23 | 2 | 3 | 0 | 25 |
| 2026 | 9 | 2,4 | 0,87 | 175 | 158 | 80 | 95 | 25 | 3 | 3 | 0 | 28 |
| 2027 | 10 | 2,4 | 0,87 | 164 | 148 | 60 | 85 | 28 | 3 | 4 | 1 | 31 |
| 2028 | 11 | 2,5 | 0,91 | 152 | 138 | 60 | 80 | 31 | 3 | 4 | 0 | 34 |
| 2029 | 12 | 2,4 | 0,87 | 141 | 127 | 60 | 70 | 34 | 2 | 5 | 1 | 36 |
| 2030 | 13 | 2,0 | 0,72 | 131 | 119 | 60 | 55 | 36 | 3 | 5 | 0 | 39 |
| 2031 | 14 | 1,9 | 0,68 | 123 | 111 | 60 | 48 | 39 | 3 | 5 | 0 | 42 |
| 2032 | 15 | 1,9 | 0,69 | 114 | 103 | 40 | 45 | 42 | 3 | 5 | 0 | 45 |
| 2033 | 16 | 1,9 | 0,71 | 105 | 95 | 40 | 43 | 45 | 2 | 5 | 0 | 47 |
| 2034 | 17 | 1,9 | 0,69 | 96 | 87 | 40 | 40 | 47 | 1 | 5 | 0 | 48 |
| 2035 | 18 | 1,8 | 0,67 | 87 | 79 | 40 | 38 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2036 | 19 | 1,7 | 0,61 | 80 | 72 | 40 | 35 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2037 | 20 | 1,5 | 0,56 | 72 | 66 | 25 | 32 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2038 | 21 | 1,2 | 0,44 | 67 | 61 | 25 | 25 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2039 | 22 | 1,0 | 0,37 | 62 | 57 | 25 | 21 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2040 | 23 | 0,7 | 0,25 | 59 | 54 | 25 | 14 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2041 | 24 | 0,6 | 0,21 | 56 | 51 | 25 | 12 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |
| 2042 | 25 | 0,5 | 0,18 | 54 | 49 | 25 | 10 | 48 | 0 | 5 | 0 | 48 |

6. Instalaciones de Superficie

Los criterios con los que se determinaron las instalaciones de superficie fueron:

- Los cuatro primeros pozos descubridores serán las zonas de interés para desarrollar las primeras 4 baterías
- La distancia mínima entre los pozos es de 1000 metros, la escala es 1 cm 700 metros
- Para agregar las baterías hay que considerar las zonas de mayor espesor
- El total de pozos que convergen en una batería no debe ser mayor a 10.
- Para cumplir con la consigna de caudal, hay que tomar para cada año el caudal MAXIMO que puede producir el pozo
- Las instalaciones también deben tener una separación mínima de 1000 metros entre sí, es decir las plantas
- Hasta determinado año se distribuyen pozos cubriendo una porción importante de la superficie de yacimiento
- Dado que hay que balancear la cantidad de pozos y las inversiones debemos ir cubriendo los pozos por batería
- La idea es perforar en zonas cercanas a una misma batería cada año tratando de equilibrar el llegar a 10, Luego trasladamos los equipos de perforación a una zona cercana a otra batería
- EL tubing de 3,5" es el optimo
- Se utilizarán cañerías de 4" para las de captación y de 6" para las cañerías colectoras
- Finalmente es encontrar el óptimo entre espesor, distancia entre pozos, entre baterías y planta y traslado de equipos
- La ubicación de la planta se calculó con método de baricentro

El layout del yacimiento considero que a partir de los cuatro primeros pozos descubridores se fueron ubicando los pozos iniciales, con el mapa de espesores se marcaron las zonas de mayor potencial para comenzar con las perforaciones. La ubicación de los manifolds, baterías y planta se distribuyeron de manera de evitar extra costos y aprovechar al máximo la producción, perforándose de manera uniforme para evitar generar zonas con diferencias de presión ya que disminuye el factor de recuperación.

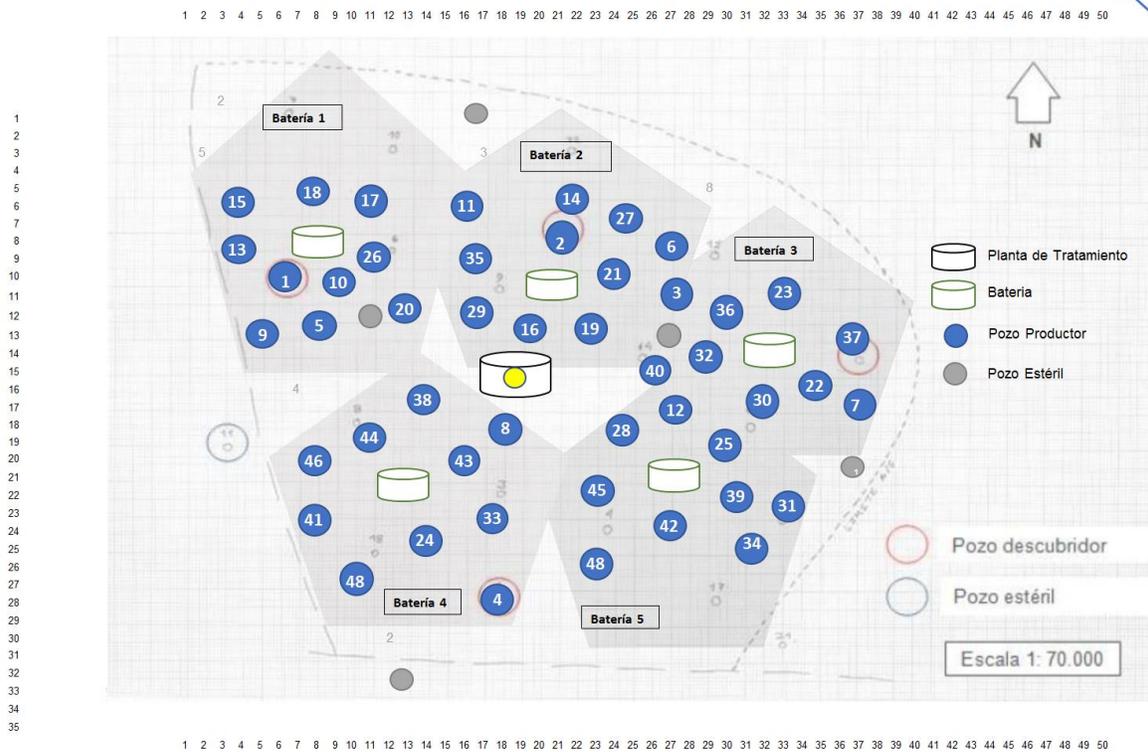
Se partió del total de pozos del análisis de producción distribuido en el tiempo. Dado que existen restricciones de distancia, se realizó una primera validación visual sobre la ubicación de los pozos entre si y luego se calculó la distancia aplicando la fórmula de cálculo de distancia para en función de la escala dato pudiéramos tener los metros requeridos en caños desde cada pozo a cada batería y a su vez la distancia de cada batería con la planta de tratamiento

Se hizo el cálculo teórico de baricentro dado en la catedra para la planta de tratamiento ajustándose su ubicación revisando a mano el caudal máximo de cada batería.

| Cañería Colectora | | | |
|-------------------|---------------|-------------|---------------|
| | Distancia [m] | Año Ingreso | Año Inversión |
| Batería 1 | 9.127 | 2019 | 2018 |
| Batería 2 | 3.770 | 2019 | 2018 |
| Batería 3 | 9.207 | 2019 | 2018 |
| Batería 4 | 5.940 | 2019 | 2018 |
| Batería 5 | 6.930 | 2026 | 2025 |
| | 34.973 | | |

Finalmente, el layout del yacimiento es el siguiente:

Croquis del yacimiento



En base a los caudales de producción de cada pozo y a su esquema de perforación, se han dispuesto las siguientes cantidades de separadores generales por batería:

| Año | Facilities | | | | |
|--------------|----------------|---------------|----------|-----------|--------------|
| | Captación | Colector | Manifold | Sep. Gral | Sep. Control |
| 2017 | - | - | - | - | - |
| 2018 | 39.045 | 28.043 | 4 | 3 | 5 |
| 2019 | 5.344 | - | - | - | - |
| 2020 | 4.737 | - | - | - | - |
| 2021 | 4.286 | - | - | - | - |
| 2022 | 8.442 | - | - | - | - |
| 2023 | 5.344 | - | - | - | - |
| 2024 | 11.870 | - | - | - | - |
| 2025 | 14.276 | - | 1 | - | 1 |
| 2026 | 8.844 | - | - | - | - |
| 2027 | 9.553 | - | - | - | - |
| 2028 | 24.943 | - | - | - | - |
| 2029 | 30.531 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - | - |
| 2036 | - | - | - | - | - |
| 2037 | - | - | - | - | - |
| 2038 | - | - | - | - | - |
| 2039 | - | - | - | - | - |
| 2040 | - | - | - | - | - |
| 2041 | - | - | - | - | - |
| 2042 | - | - | - | - | - |
| Total | 167.216 | 28.043 | 5 | 3 | 6 |

Considerando los datos de inversión de la licitación se concluye las siguientes inversiones

| | | |
|--------------------------------|-----------|--------------|
| Costo de cañería | 40 | U\$\$/pulg.m |
| Diámetro cañería de captación | 3 | pulg |
| Diámetro cañería colector | 4 | pulg |
| Costo Separador General | 1.000.000 | U\$\$ |
| Capacidad Separador General | 1.000.000 | Sm3/día |
| Costo Separador de Control | 600.000 | U\$\$ |
| Capacidad Separador de Control | 500.000 | Sm3/día |
| Costo Manifold | 350.000 | U\$\$ |

| Año | Cañería Captación [kU\$S] | Cañería Colector [kU\$S] | Manifold [kU\$S] | Separador Control [kU\$S] | Separador General [kU\$S] |
|--------------|---------------------------|--------------------------|------------------|---------------------------|---------------------------|
| 2017 | - | - | - | - | - |
| 2018 | 4.685 | 4.487 | 1.400 | 1.800 | 5.000 |
| 2019 | 641 | - | - | - | - |
| 2020 | 568 | - | - | - | - |
| 2021 | 514 | - | - | - | - |
| 2022 | 1.013 | - | - | - | - |
| 2023 | 641 | - | - | - | - |
| 2024 | 1.424 | - | - | - | - |
| 2025 | 1.713 | - | 350 | - | 1.000 |
| 2026 | 1.061 | - | - | - | - |
| 2027 | 1.146 | - | - | - | - |
| 2028 | 2.993 | - | - | - | - |
| 2029 | 3.664 | - | - | - | - |
| 2030 | - | - | - | - | - |
| 2031 | - | - | - | - | - |
| 2032 | - | - | - | - | - |
| 2033 | - | - | - | - | - |
| 2034 | - | - | - | - | - |
| 2035 | - | - | - | - | - |
| 2036 | - | - | - | - | - |
| 2037 | - | - | - | - | - |
| 2038 | - | - | - | - | - |
| 2039 | - | - | - | - | - |
| 2040 | - | - | - | - | - |
| 2041 | - | - | - | - | - |
| 2042 | - | - | - | - | - |
| Total | 20.066 | 4.487 | 1.750 | 1.800 | 6.000 |

6.2. Compresión en yacimiento

A medida que se extrayendo el gas natural del reservorio, la presión del mismo va disminuyendo, lo que ocasiona un menor caudal por pozo, para una determinada presión del tubing (PTF). Por lo tanto, a partir de determinados períodos, se decide bajar la presión de tubing para aumentar los caudales extraídos por pozo, y poder mantener la producción total en niveles estables:

| Parámetros | |
|----------------------------|-----------------------|
| Potencia Motocompresores | 500 HP/equipo |
| CAPEX Planta Compresora | 2.900 U\$S/HP |
| Presión Planta Tratamiento | 70 kg/cm ² |
| Pérdida de Carga | 10 kg/cm ² |

Las inversiones correspondientes a cada motocompresor se realizan dos años antes al comienzo de funcionamiento de los mismos.

Durante los primeros años la presión de cabeza de pozo es de 80 kg/cm², por lo que el gas ingresa a la planta con 70 kg/cm². Por lo tanto, durante los primeros años no es necesario utilizar motocompresores. Luego iremos viendo como a medida que avanzamos en los años y en función de las Ptf que cambian, es necesario instalar compresores según el siguiente esquema:

| Período | | Presiones | | | Caudal | Compresión | | | | | |
|---|-------|---------------------------|--|---|---------------------------------|------------|------------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|------------------|
| Desde | Hasta | Ptf [kg/cm ²] | Presión de Succión [kg/cm ²] | Presión de Descarga [kg/cm ²] | Caudal Máx [Mm ³ /d] | Rc | Krc [HP/SMm ³ /d] | Potencia Requerida [HP] | N° equipos requeridos | Potencia Requerida [HP] | CAPEX [U\$S] |
| 2020 | 2026 | 80 | 80 | 0 | 2,80 | | - | - | - | - | - |
| 2027 | 2031 | 60 | 60 | 80 | 2,38 | 1,30 | 456 | 1.085 | 3,00 | 1.500 | 4.350.000 |
| 2032 | 2036 | 40 | 40 | 60 | 1,88 | 1,50 | 715 | 1.344 | 2,00 | 1.000 | 2.900.000 |
| 2037 | 2042 | 25 | 25 | 40 | 1,20 | 1,6 | 835 | 1.002 | 1,00 | 500 | 1.450.000 |
| Total CAPEX Compresión en Yacimiento | | | | | | | | | 6,00 | 3.000 | 8.700.000 |

Las inversiones necesarias son las que se muestran a continuación:

| Año de Inversión | CAPEX [kU\$S] |
|------------------|---------------|
| 2018 | - |
| 2025 | 4.350 |
| 2030 | 2.900 |
| 2035 | 1.450 |
| Total | 8.700 |

6.3. Acondicionamiento

A partir del análisis de una muestra tomada se sabe que el gas crudo tiene la siguiente composición molar:

| | Composición | Recuperación | Gas Residual | Gas Residual | Poder Caloríf. Sup. |
|--------------|---------------|--------------|-----------------------------------|----------------|---------------------|
| | %Molar | % | m ³ /100m ³ | %Molar | Kcal/m ³ |
| N2 | 1,7 | 0 | 1,7 | 1,700 | 0 |
| CO2 | 0,75 | 0 | 0,75 | 0,750 | 0 |
| C1 | 90,97 | 0 | 90,97 | 90,970 | 9.009 |
| C2 | 4,47 | 0 | 4,47 | 4,470 | 15.785 |
| C3 | 1,25 | 0 | 1,25 | 1,250 | 22.444 |
| iC4 | 0,31 | 0 | 0,31 | 0,310 | 29.005 |
| nC4 | 0,34 | 0 | 0,34 | 0,340 | 29.098 |
| iC5 | 0,09 | 0 | 0,09 | 0,090 | 35.685 |
| nC5 | 0,07 | 0 | 0,07 | 0,070 | 35.757 |
| C6 | 0,04 | 0 | 0,04 | 0,040 | 42.420 |
| C7+ | 0,01 | 0 | 0,01 | 0,010 | 49.079 |
| Total | 100,00 | | 100,00 | 100,000 | 9.449 |

Luego de analizar los datos anteriores, se obtienen las siguientes conclusiones:

1. El poder calorífico del gas en el yacimiento, antes de adecuarlo a las especificaciones requeridas, es mayor a 9.300 Kcal/m³, que es el poder calorífico estándar al que se calculan los m³ equivalentes a la hora de realizar los contratos.
2. Es necesario instalar una planta de endulzamiento para eliminar el Azufre y así lograr los valores de Azufre máximos permitidos (se requiere una planta que pueda absorber la cantidad óptima para que pueda tener el mínimo de ppm requerido por Enargas)
3. Debe tratarse el gas para reducir los componentes condensables presentes en la corriente de gas, puesto que los mismos ocasionan daños en las instalaciones y disminuyen la capacidad de transporte. Esto puede lograrse mediante la instalación de una planta de acondicionamiento o una de recuperación de GLP. En este caso, se opta por instalar una planta de GLP, como se detallará en la sección 11.
4. Se calcula el gas residual y su equivalente en 9300 Kcal. Luego se procede a calcular la recuperación que se puede hacer de C5 y superiores para calcular luego los productos que se obtendrían y se corroboran que el gas tratado cumpla con las especificaciones la Resolución enargas 259/08
5. Se considera el máximo caudal diario de producción para dimensionar la necesidad de la planta y en función de los volúmenes a tratar dimensiona la capacidad optima se dimensionan los tanques necesarios en este caso no solo de gasolina sino la del condensado proveniente exclusivamente de la separación primaria

I. Cálculo de Gas Residual

| | Composición | Recuperación | Gas Residual | Gas Residual | Poder Caloríf. Sup. |
|--------------|----------------|--------------|--------------|----------------|---------------------|
| | %Molar | % | m3/100m3 | %Molar | Kcal/m3 |
| N2 | 1,70 | | 1,70 | 1,734 | - |
| CO2 | 0,75 | | 0,75 | 0,765 | - |
| C1 | 90,97 | | 90,97 | 92,783 | 9.009 |
| C2 | 4,47 | | 4,47 | 4,559 | 15.785 |
| C3 | 1,25 | 88 | 0,15 | 0,153 | 22.444 |
| iC4 | 0,31 | 98,5 | 0,00 | 0,005 | 29.005 |
| nC4 | 0,34 | 99,5 | 0,00 | 0,002 | 29.098 |
| iC5 | 0,09 | 100 | - | 0,000 | 35.685 |
| nC5 | 0,07 | 100 | - | 0,000 | 35.757 |
| C6 | 0,04 | 100 | - | 0,000 | 42.420 |
| C7+ | 0,01 | 100 | - | 0,000 | 49.079 |
| Total | 100,000 | | 98,05 | 100,000 | 9.114 |

El poder calorífico del gas tratado es mayor a 9.300 Kcal/m³ por lo que al llevar el gas a medidas standard se dispone de un mayor volumen para la venta.

II. Cálculo de Productos

Los productos que se obtendrían en base al esquema planteado en cátedra con el resumen de resultados, (destacando que para propano, butano y gasolina en un caso como en otro se toma el poder calorífico superior dado por el curso para calcular el volumen equivalente para comercializar) se corrobora que el gas tratado cumpla con las especificaciones de la resolución Enargas 259/08.

| | Productos | Dens. (kg/m3) | Propano | Butanos | Gasolina |
|--------------|---------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | m3/100m3 | y Relación G/L | kg/100m3 | kg/100m3 | lts/100m3 |
| N2 | - | | | | |
| CO2 | - | | | | |
| C1 | - | | | | |
| C2 | - | | | | |
| C3 | 1,1000 | 1,8989 | 2,089 | | |
| iC4 | 0,3054 | 2,5394 | | 0,775 | |
| nC4 | 0,3383 | 2,5473 | | 0,862 | |
| iC5 | 0,0900 | 194 | | | 0,464 |
| nC5 | 0,0700 | 193,8 | | | 0,361 |
| C6 | 0,0400 | 166,3 | | | 0,241 |
| C7 | 0,0100 | 140,6 | | | 0,071 |
| C8+ | | | | | |
| Total | 1,9537 | | 2,089 | 1,637 | 1,137 |

III. Resumen de Resultados

| Producto | Unidad | Cantidad | P.C.S. | Volumen Equiv. |
|--------------|---------|-----------|--------------------------|-----------------|
| | | | (Kcal/[m3],[/Kg], [lts]) | m3 de 9300 Kcal |
| Gas Rico | Sm3/día | 2.844.934 | 9.449 | 2.890.589 |
| Gas Residual | Sm3/día | 2.789.354 | 9.114 | 2.733.685 |
| Propano | kg/día | 59.425 | 12.034 | 76.897 |
| Butanos | kg/día | 46.576 | 11.823 | 59.212 |
| Gasolina | lts/día | 32.340 | 7.065 | 24.567 |
| | | | RTP | 156.904 |

Las inversiones necesarias en función de los productos obtenidos son:

| Inversión Requerida [MU\$S] | Capacidad [Mm3/d] | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------|--------------|-------------|
| | Tipo Planta | 2 | 3 | 4 |
| Endulzamiento | | 20 | 25 | 30 |
| Acondicionamiento PR | | 23 | 30 | 35 |
| Recuperación de GLP | | 55 | 76 | 95 |
| Caudal Máximo Proyecto | | 2,84 | Mm3/d | 3,00 |
| Planta Endulzamiento | | 25 | MU\$S | |
| Acondicionamiento PR | | | MU\$S | |
| Recuperación de GLP | | 76 | MU\$S | |

La proyección de producto obtenido según el progreso que presenta el yacimiento será:

| Año | Gas Rico | Gas Residual | Propano | Butano | Gasolina | Gas retenido | Gas consumido | Propano | Butano | PROP + BUTANO | Gasolina |
|------|--------------------|----------------------------|---------|--------|----------|----------------------------|----------------------------|------------|------------|---------------|---------------------|
| | Sm ³ /d | m ³ /d 9300kcal | kg/d | kg/d | lts/d | m ³ /d 9300kcal | m ³ /d 9300kcal | kg/año | kg/año | kg/año | m ³ /año |
| 2020 | 2.438.515 | 2.429.243 | 50.935 | 39.922 | 27.720 | 47.640 | 36.439 | 18.591.441 | 14.571.649 | 33.163.091 | 10.117.890 |
| 2021 | 2.804.292 | 2.793.630 | 58.576 | 45.911 | 31.878 | 54.786 | 41.904 | 21.380.158 | 16.757.397 | 38.137.555 | 11.635.574 |
| 2022 | 2.844.934 | 2.834.117 | 59.425 | 46.576 | 32.340 | 55.580 | 42.512 | 21.690.015 | 17.000.258 | 38.690.273 | 11.804.205 |
| 2023 | 2.682.366 | 2.672.168 | 56.029 | 43.915 | 30.492 | 52.404 | 40.083 | 20.450.586 | 16.028.814 | 36.479.400 | 11.129.679 |
| 2024 | 2.799.212 | 2.788.569 | 58.470 | 45.828 | 31.821 | 54.687 | 41.829 | 21.341.426 | 16.727.039 | 38.068.465 | 11.614.495 |
| 2025 | 2.687.447 | 2.677.229 | 56.135 | 43.998 | 30.550 | 52.503 | 40.158 | 20.489.318 | 16.059.172 | 36.548.490 | 11.150.758 |
| 2026 | 2.413.114 | 2.403.939 | 50.405 | 39.506 | 27.431 | 47.144 | 36.059 | 18.397.781 | 14.419.861 | 32.817.642 | 10.012.495 |
| 2027 | 2.418.194 | 2.409.000 | 50.511 | 39.590 | 27.489 | 47.243 | 36.135 | 18.436.513 | 14.450.219 | 32.886.732 | 10.033.574 |
| 2028 | 2.519.799 | 2.510.218 | 52.633 | 41.253 | 28.644 | 49.228 | 37.653 | 19.211.156 | 15.057.371 | 34.268.527 | 10.455.153 |
| 2029 | 2.418.194 | 2.409.000 | 50.511 | 39.590 | 27.489 | 47.243 | 36.135 | 18.436.513 | 14.450.219 | 32.886.732 | 10.033.574 |
| 2030 | 2.011.775 | 2.004.126 | 42.022 | 32.936 | 22.869 | 39.303 | 30.062 | 15.337.939 | 12.021.611 | 27.359.550 | 8.347.259 |
| 2031 | 1.902.042 | 1.894.810 | 39.730 | 31.139 | 21.622 | 37.159 | 28.422 | 14.501.324 | 11.365.887 | 25.867.211 | 7.891.954 |
| 2032 | 1.920.331 | 1.913.029 | 40.112 | 31.439 | 21.830 | 37.517 | 28.695 | 14.640.760 | 11.475.174 | 26.115.934 | 7.967.838 |
| 2033 | 1.966.053 | 1.958.577 | 41.067 | 32.187 | 22.349 | 38.410 | 29.379 | 14.989.350 | 11.748.392 | 26.737.742 | 8.157.549 |
| 2034 | 1.910.170 | 1.902.907 | 39.899 | 31.272 | 21.714 | 37.318 | 28.544 | 14.563.296 | 11.414.459 | 25.977.755 | 7.925.681 |
| 2035 | 1.853.271 | 1.846.225 | 38.711 | 30.341 | 21.067 | 36.206 | 27.693 | 14.129.496 | 11.074.454 | 25.203.949 | 7.689.596 |
| 2036 | 1.706.960 | 1.700.470 | 35.655 | 27.946 | 19.404 | 33.348 | 25.507 | 13.014.009 | 10.200.155 | 23.214.164 | 7.082.523 |
| 2037 | 1.560.650 | 1.554.716 | 32.599 | 25.550 | 17.741 | 30.490 | 23.321 | 11.898.523 | 9.325.856 | 21.224.378 | 6.475.450 |
| 2038 | 1.219.257 | 1.214.622 | 25.468 | 19.961 | 13.860 | 23.820 | 18.219 | 9.295.721 | 7.285.825 | 16.581.545 | 5.058.945 |
| 2039 | 1.024.176 | 1.020.282 | 21.393 | 16.767 | 11.643 | 20.009 | 15.304 | 7.808.405 | 6.120.093 | 13.928.498 | 4.249.514 |
| 2040 | 682.784 | 680.188 | 14.262 | 11.178 | 7.762 | 13.339 | 10.203 | 5.205.604 | 4.080.062 | 9.285.665 | 2.833.009 |
| 2041 | 585.244 | 583.018 | 12.225 | 9.581 | 6.653 | 11.434 | 8.745 | 4.461.946 | 3.497.196 | 7.959.142 | 2.428.294 |
| 2042 | 487.703 | 485.849 | 10.187 | 7.984 | 5.544 | 9.528 | 7.288 | 3.718.288 | 2.914.330 | 6.632.618 | 2.023.578 |

6.4. Almacenamiento y despacho de gasolinas y condensados

Se ha dispuesto que el almacenamiento de condensados y gasolinas sea centralizado en la ubicación del cargadero de camiones. Asimismo, cabe aclarar que cada batería tiene un tanque de condensado para poder llegar al centro operativo.

Se instalarán las siguientes unidades:

- 9 tanques de 100 m³ de capacidad. Se consideran 34.973 m de cañerías de conducción.
- 1 cargadero de camiones.

6.5. Consumo de Gas Combustible

| Comprimión en Yacimiento | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | |
|---------------------------------------|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Potencia Requerida | HP | | | | | | | 456 | 1.085 | 1.085 | 1.085 | 1.085 | 1.085 | 2.429 | 2.429 | 2.429 | 2.429 | 3.431 | 3.431 | 3.431 | 3.431 | 3.431 | 3.431 | |
| Gas Combustible | Sm ³ /d | - | - | - | - | - | - | 2.280 | 5.426 | 5.426 | 5.426 | 5.426 | 5.426 | 12.147 | 12.147 | 12.147 | 12.147 | 17.157 | 17.157 | 17.157 | 17.157 | 17.157 | 17.157 | |
| Gas Combustible en PTO | m ³ /d 9300 | - | - | - | - | - | - | 2.317 | 5.513 | 5.513 | 5.513 | 5.513 | 5.513 | 12.342 | 12.342 | 12.342 | 12.342 | 17.433 | 17.433 | 17.433 | 17.433 | 17.433 | 17.433 | |
| Comprimión en Gasoducto de Transporte | | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 |
| Potencia Requerida | HP | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 | 2.500 |
| Gas Combustible | Sm ³ /d | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 | 12.500 |
| Gas Combustible | m ³ /d 9300 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 |
| Gas Combustible Compresores | m ³ /d 9300 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 12.251 | 14.567 | 17.764 | 17.764 | 17.764 | 17.764 | 17.764 | 24.593 | 24.593 | 24.593 | 24.593 | 29.083 | 29.083 | 29.083 | 29.083 | 29.083 | 29.083 |

7. Transporte de Gas Natural

Una vez acondicionado, el gas natural se transportará por un gasoducto de 200 Km de longitud hasta el gasoducto troncal que vincula con NEUBA I, NEUBA II y Centro-Oeste. A los 100 Km habrá una derivación hacia la Central Termoeléctrica. En ese punto se localizará una planta compresora del gasoducto.

Consideraciones del diseño del gasoducto y planta compresora

- El gasoducto se debe operar con una MAPO de 95 kg/cm².
- La presión mínima requerida para la entrada al Gasoducto Troncal es de 70 kg/cm².
- La presión mínima requerida para la entrada a la Central Termoeléctrica es de 45 kg/cm².
- Se definió que ambos tramos fueran de igual diámetro: al existir un contrato de venta de gas natural a la Central Termoeléctrica, sería posible reducir el diámetro del segundo tramo. Sin embargo, en caso de romperse dicho contrato, esto imposibilitaría transportar el excedente al gasoducto troncal. La incorporación posterior de gasoductos no se consideró una opción viable.
- Se dimensionó la planta compresora de acuerdo al gas natural que se inyecta al gasoducto troncal considerando el contrato con la Central Termoeléctrica (menor caudal en el segundo tramo). En caso de romperse el contrato con la Central, sí se considera como opción el aumento en la capacidad de compresión para transporte.
- Se incorporan al diseño dos estaciones de medición y regulación, una en el punto de transferencia a la Central Termoeléctrica, y otra en el punto de inyección al gasoducto troncal.
- Para el dimensionamiento del gasoducto de transporte se utilizó una planilla de simulación de las presiones a lo largo del mismo. La simulación fue realizada de manera tal de respetar la MAPO, respetar la presión de entrega a la Central en la derivación del gasoducto, utilizar una presión mínima adecuada, y llegar al gasoducto troncal con una presión mayor o igual a 70 bar. El dimensionamiento fue realizado considerando el caudal máximo del proyecto.
- Para satisfacer estas condiciones fue necesario instalar una Planta Compresora (Turbocompresores). Se optó por instalar la misma en la mitad del recorrido, en el km 100, justo luego de la derivación de alimentación a la Central Termoeléctrica. La potencia instalada de la planta compresora será de 2500 HP

8. Precios de Venta

8.1. Variables Macroeconómicas

En la proyección de variables macroeconómicas, se tomó como dato la inflación del 2017. Luego, se supuso reducción del 25% en la inflación dos años siguientes. A partir de 2020, la inflación va disminuyendo un 3% por año hasta llegar al 2024 donde la misma se estabiliza en 5.5% hasta el fin de la concesión.

Para el caso del tipo de cambio nominal, para el año 2017, se tomó el promedio del año según publicación del BCRA y de ROFEX.

Para el caso del tipo de cambio nominal para los años siguientes a 2017, se tomó como presunción que la devaluación de la moneda va a ser igual a la inflación del año, por lo que el TC irá aumentando en la misma proporción que se devalúa la moneda.

Se adoptaron las siguientes fórmulas según los segmentos de mercado:

- Distribuidoras: \$ 1,5 /Sm³ en 2016. Crecimiento de 10 % anual en pesos hasta alcanzar el precio de la Generación Eléctrica, y luego mantenerse acoplado al mismo.
- GNC: \$ 3,0 / Sm³ en 2016. Luego del tercer año, precio equivalente al de la Generación eléctrica.
- Generación Eléctrica: 5,2 US\$/ MBTU en 2016. Actualización anual por PPI – Industrial Commodities – unadjusted index). Tarifa válida tanto para la Central Termoeléctrica como para las ventas a otras usinas.
- Usuarios Industriales: 5,0 US\$ / MBTU en 2016. Actualización anual por PPI – Industrial Commodities – unadjusted index).
- Precio spot: promedio pesado de los demás precios, ponderado por volúmenes de venta a cada segmento, y descontado un 20 %.
- Precio máximo: en ningún segmento se puede superar el valor de 7,5 US\$/MBTU.

9. Demanda y Contratos

Se evaluaron diversas alternativas para contractualizar el gas natural que será producido en el yacimiento “La Esperanza”. El análisis de las distintas características y la correcta elección del esquema de contratos buscar asegurar la viabilidad del proyecto.

Las distintas alternativas se resumen en la siguiente tabla:

Demanda Distribuidoras

| | |
|---------------------------|------------------|
| Volumen Mín | 1 Mm3/d |
| Mín % Producción | 30% |
| Crecim. Vegetativo | 3% %anual |

| <u>Contratos</u> | Duración | Renovaciones | CDC variable | Días Mtto |
|-----------------------------|----------|------------------|--------------------|-----------|
| Distribuidoras | | 3 2 (mín) | Crecim.Veg. | |
| GNC | | 1 | 1 no | |
| Generación | | 10 | 3 no | |
| Grandes Usuarios Ind | | 3 | 1 sí | 15 |

Para el gas natural se decidió abastecer, además de la demanda prioritaria (distribuidoras y luego GNC), a la central eléctrica ubicada a 100 km del yacimiento y a los usuarios industriales. El gas excedente fue comercializado de forma spot bajo las condiciones que serán mencionadas debajo.

Este esquema de comercialización por segmentos fue contractualmente estructurado de la siguiente forma:

- **Distribuidoras** (incluye segmento residencial y comercial): Se fijó un contrato por tres años renovable en periodos de no menos de dos años con un requerimiento de volumen del 30% de la producción, pero no menos de 1 Millón de m3/día. La restricción de entrega es no menos de 1 millón de m3/día a 9300 kcal/m3.
- **GNC**: Se fijó contrato por un año, ventas por volúmenes anuales de no menos de 0,25 M m3/d de 9300 kcal/m3, como cantidad diaria contractual.
- **Generación**: hemos decidido contractualizar el gas de generación con la central a 100 km del yacimiento por un período de diez años. El volumen comprometido fue de 1,0 Millones de m3/día a 9300 kcal/m3. Ciclo combinado de 335 MW. Rendimiento 55% Consumo específico 6.545 kJ/kWh (1.563 kcal/kWh). Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 M m3/d de 9.300 kcal/m3, a 45 kg/cm2.

· Grandes Usuarios y Nuevos Consumidores Directos P3 (Spot): En función de la estacionalidad de la demanda, no todos los segmentos consumen el total de las CMD que nos obligan a entregar las normas vigentes. Esto dio lugar a disponer de un volumen excedente vendido a las industrias a lo largo de toda la concesión del área.

Método de cálculo: primero se establecen las restricciones y se fijan como prioritarias las entregas con mínimos comprometidos por segmento. Luego, se calcula en base al factor de carga cuánto sería lo que se demandaría por día, por mes y por año. En el caso de las distribuidoras, se obtiene un porcentaje de crecimiento vegetativo para determinar el crecimiento interanual.

9.1. Conclusiones:

| Entregas (Mms3/d) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Residencial | - | - | - | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,56 | - | - | - | - |
| GNC | - | - | - | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | - | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 |
| Generación | - | - | - | 0,93 | 1,24 | 1,27 | 1,14 | 1,23 | 1,14 | 0,91 | 0,92 | 1,00 | 0,91 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Grandes Usuarios Ind | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 0,62 | 0,52 | 0,54 | 0,58 | 0,52 | 0,47 | 0,35 | 0,22 | 0,14 | 0,65 | 0,35 | 0,26 | 0,18 |
| Spot | - | - | - | 0,61 | 0,66 | 0,66 | 0,64 | 0,66 | 0,64 | 0,60 | 0,60 | 0,62 | 0,60 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,47 | 0,47 | 0,46 | 0,43 | 0,07 | 0,05 | 0,05 | 0,04 |
| Total Entregas | - | - | - | 2,32 | 2,67 | 2,71 | 2,55 | 2,66 | 2,56 | 2,29 | 2,30 | 2,40 | 2,29 | 1,88 | 1,78 | 1,79 | 1,84 | 1,78 | 1,73 | 1,59 | 1,45 | 1,12 | 0,93 | 0,63 | 0,52 | 0,43 |
| Subsistente/No Vendido | - | - | - | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,01 | 0,01 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Venta a Central en Yacimiento? | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Entregas en Gasoducto Troncal | | | | 1,38 | 1,43 | 1,44 | 1,42 | 1,43 | 1,42 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 |

Distribuidoras: Existe una obligación de abastecimiento a las mismas, por lo que es necesario entregar de acuerdo a las condiciones establecidas. En este caso, debido al esquema de producción, nunca se supera el 30% de la inyección total, por lo que es necesario ajustarse a la restricción de 1000 km3/día ajustados por el crecimiento poblacional de los usuarios residenciales.

Generación eléctrica: Existe un interés en contractualizar con la central en boca de pozo la mayor cantidad de gas posible debido a que en los primeros años dicho contrato tendría la tarifa más alta, el mayor periodo de contrato (10 años) y de esta forma generar un ahorro importante en el consumo de gas de la planta compresora que se utiliza para llevar el gas desde el yacimiento hasta el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte. Como existe una restricción para la entrega a Distribuidoras, es necesario abastecer a las distribuidoras con las condiciones previamente mencionadas y recién allí contractualizar con la Central Termoeléctrica.

GNC: Si bien en un principio el GNC parece poco atractivo, por la forma en la que se define el precio en la actualidad (Regulado en AR\$), existe una ventaja de precio a favor por sobre el resto de los segmentos restantes y converge rápidamente al mismo valor establecido para centrales térmicas. Además, como se contractualiza por año y sin restricción de capacidad, permite optimizar el volumen producido reduciendo notablemente la venta de Spot.

Spot: la estrategia para la confección del análisis es la de vender el volumen excedente como volumen spot y con un 95% destinado a dicho compromiso y el resto dejarlo para pozos de reserva.

9.2. GLP

Propano: la estrategia para la confección del análisis es la de vender un 50% a mercado local y un 50% a internacional. Para el cálculo del precio se considero la evolución del precio internacional del periodo 2000.2016 y sobre esa base por densidad y calculo de TON equivalentes a galones , se

analizo la variabilidad del precio , determinándose una ponderación que se mantuvo estable a lo largo del tiempo. Se correlacionó el precio del propano con la evolución del Brent y se ajustó por el factor de ponderación que era de 0,125 en el caso del propano.

Butano: la estrategia para la confección del análisis es la de vender un 35% a mercado local, 15 % abastecer la demanda social y un 50% a internacional. Para el cálculo del precio, se analizó la variabilidad del precio en un periodo de 10 años, determinándose una ponderación que se mantuvo estable a lo largo del tiempo. Se correlacionó el precio del propano con la evolución del Brent y se ajustó por el factor de ponderación que era de 7 en el caso del butano.

10. Evaluación financiera del Proyecto

| Inversiones en Pozos y WO | | Total |
|---------------------------------------|--------------|----------------|
| Perforación Productivos | N° Pozos | 48 |
| Perforación Estériles | N° Pozos | 5 |
| Workover | N° Pozos | |
| Perforación Productivos | kU\$S | 216,000 |
| Perforación Estériles | kU\$S | 22,500 |
| Workover | kU\$S | 104,520 |
| Total CAPEX Perforaciones y WO | kU\$S | 343,020 |

| Inversiones en Facilities | | Total |
|-------------------------------|--------------|---------------|
| Cañería Captación | kU\$S | 20,066 |
| Cañería Colector | kU\$S | 4,487 |
| Manifold | kU\$S | 1,750 |
| Separador Control | kU\$S | 1,800 |
| Separador General | kU\$S | 6,000 |
| Total CAPEX Facilities | kU\$S | 34,103 |

| Inversiones en Plantas y otros | | Total |
|-------------------------------------|--------------|----------------|
| Planta Acondicionamiento PR | kU\$S | - |
| Planta Recuperación de GLP | kU\$S | 76,000 |
| Planta Endulzamiento | kU\$S | 25,000 |
| Planta Compresora (Motocompresores) | kU\$S | 8,700 |
| Almacenaje GLP | kU\$S | 4,000 |
| Almacenaje Gasolina | kU\$S | 2,400 |
| Cargadero de Camiones | kU\$S | 3,500 |
| Total CAPEX Plantas y Otros | kU\$S | 119,600 |

| Inversiones en Gasoductos de Transporte | | Total |
|---|--------------|----------------|
| Cañería | kU\$S | 112,000 |
| Compresión | kU\$S | 5,750 |
| Estación de Medición y Regulación | kU\$S | 1,700 |
| Total CAPEX Gasoducto | kU\$S | 119,450 |

| Bono de Ingreso al Área | | Total |
|--|--------------|---------------|
| Bono a pagarse a la Provincia | kU\$S | 52,000 |
| Total Bono a pagarse a la Provincia | kU\$S | 52,000 |

| | | |
|-----------------------------|--------------|----------------|
| Imprevistos | kU\$S | 61,617 |
| Total CAPEX Proyecto | kU\$S | 677,790 |

| | | |
|-------------------|--------------|----------------|
| VAN @15.0% | KU\$S | 342,668 |
|-------------------|--------------|----------------|

Gastos de costos operativos

| Parámetros | Valor | Unidad |
|------------------------------|-------|---------------|
| OPEX Captación | 3.50 | U\$\$/BBL eq. |
| Compresión (Motocompresores) | 135 | U\$\$/HP año |
| Acondicionamiento (H2O + HC) | 2.75 | U\$\$/km3 |
| Tratamiento (CO2 + GLP) | 3.75 | U\$\$/km3 |
| Imprevistos | 10% | |
| Costo Abandono de Pozo | 400 | kU\$\$/pozo |

| Datos Auxiliares | | Total |
|--|------|--------|
| Producción de Gas | Gm3 | 16.11 |
| Producción de Condensado | Mm3 | 0.70 |
| Producción de Gasolina | Mm3 | 0.19 |
| Producción Equivalente en Boca de Pozo | Mboe | 102.54 |

| | | |
|-------------------------|----------|-------|
| Perforación Productivos | N° Pozos | 48.00 |
| Perforación Estériles | N° Pozos | 5.00 |

| | |
|--------------------------------------|----|
| Potencia Instalada (Motocompresores) | HP |
|--------------------------------------|----|

| Costos Operativos en Yacimiento | | Total |
|---------------------------------|---------------|----------------|
| Captación | kU\$\$ | 358,894 |
| Compresión (Motocompresores) | kU\$\$ | 2,160 |
| Acondicionamiento (H2O + HC) | kU\$\$ | 44,314 |
| Tratamiento (CO2 + GLP) | kU\$\$ | - |
| Abandono de Pozos | kU\$\$ | 28,400 |
| | kU\$\$ | - |
| Total OPEX Yacimiento | kU\$\$ | 433,767 |

| Parámetros | Valor | Unidad |
|------------------------------------|--------|--------------|
| Pta. Compresora (Turbocompresores) | 90 | U\$\$/HP año |
| Mantenimiento Gasoductos | 21,500 | U\$\$/Km año |
| Longitud Gasoducto | 200 | Km |

| | |
|---------------------------------------|----|
| Potencia Instalada (Turbocompresores) | HP |
|---------------------------------------|----|

| Costos Operativos Gasoducto de Transporte | | Total |
|---|---------------|----------------|
| Compresión (Turbocompresores) | kU\$\$ | 5,175 |
| Mantenimiento Gasoductos | kU\$\$ | 98,900 |
| Total OPEX Gasoducto | kU\$\$ | 104,075 |

| | | |
|----------------------------|---------------|----------------|
| Imprevistos | kU\$\$ | 53,784 |
| Total OPEX Proyecto | kU\$\$ | 591,627 |

Valuación Económica: Estado de Resultados y Flujo de Fondos

| Sensibilidades | |
|--------------------|------|
| OPEX | 100% |
| CAPEX | 100% |
| Costo Financiación | 100% |
| Precios Gas | 100% |
| Precios Líquidos | 100% |

AUX Días por Año

| Entregas | | Total |
|----------------------------|------|--------|
| Condensado/ Gasolina | km3 | 887 |
| Gas Natural | Mm3 | 15.138 |
| GLP Propano | kTN | 342 |
| GLP Butano | kTN | 268 |
| Total Equivalente | MBOE | 105 |
| Gas Combustible Transporte | Mm3 | 103 |

| Precios de Venta | Promedio |
|----------------------|-----------|
| Condensado/ Gasolina | U\$/BBL |
| Gas Natural | U\$/MMBTU |
| GLP Propano | U\$/TN |
| GLP Butano | U\$/TN |

| Estado de Resultados | | Total |
|--------------------------------------|-------------|------------------|
| Ingresos por Ventas | KU\$ | 3.424.327 |
| Petróleo | KU\$ | 394.229 |
| Gas Natural | KU\$ | 2.631.336 |
| GLP | KU\$ | 398.762 |
| Costos Variables | KU\$ | -526.796 |
| Regalías | KU\$ | -413.068 |
| Descuento Regalías | KU\$ | 6.123 |
| IIBB | KU\$ | -119.851 |
| Costos Operativos | KU\$ | -594.816 |
| Costos Operativos en Yacimiento | KU\$ | -433.767 |
| Costos Operativos en Gasoducto | KU\$ | -104.075 |
| Imprevistos | KU\$ | -53.784 |
| Canon y Servidumbre | KU\$ | -3.190 |
| EBITDA | KU\$ | 2.302.714 |
| Amortizaciones | KU\$ | -442.338 |
| Reservas remanentes | MBOE | |
| Valor residual | KU\$ | |
| Otros Egresos No Operativos | KU\$ | - |
| Resultados Financieros | KU\$ | -31.342 |
| Resultados Antes de Impuestos | KU\$ | 1.829.034 |
| Impuesto a las Ganancias | KU\$ | -640.162 |
| Resultado Neto | KU\$ | 1.188.872 |

Valuación Económica: Estado de Resultados y Flujo de Fondos

| Sensibilidades | |
|--------------------|------|
| OPEX | 100% |
| CAPEX | 100% |
| Costo Financiación | 100% |
| Precios Gas | 100% |
| Precios Líquidos | 100% |

- **AUX Días por Año**

| Entregas | | Total |
|----------------------------|------|--------|
| Condensado/ Gasolina | km3 | 887 |
| Gas Natural | Mm3 | 15,138 |
| GLP Propano | kTN | 342 |
| GLP Butano | kTN | 268 |
| Total Equivalente | MBOE | 105 |
| Gas Combustible Transporte | Mm3 | 103 |

| Precios de Venta | | Promedio |
|----------------------|-----------|----------|
| Condensado/ Gasolina | U\$/BBL | |
| Gas Natural | U\$/MMBTU | |
| GLP Propano | U\$/TN | |
| GLP Butano | U\$/TN | |

| Estado de Resultados | | Total |
|---------------------------------|-------------|------------------|
| Ingresos por Ventas | KU\$ | 3,424,327 |
| Petróleo | KU\$ | 394,229 |
| Gas Natural | KU\$ | 2,631,336 |
| GLP | KU\$ | 398,762 |
| Costos Variables | KU\$ | -526,796 |
| Regalías | KU\$ | -413,068 |
| Descuento Regalías | KU\$ | 6,123 |
| IIBB | KU\$ | -119,851 |
| Costos Operativos | KU\$ | -594,816 |
| Costos Operativos en Yacimiento | KU\$ | -433,767 |
| Costos Operativos en Gasoducto | KU\$ | -104,075 |
| Imprevistos | KU\$ | -53,784 |
| Canon y Servidumbre | KU\$ | -3,190 |
| EBITDA | KU\$ | 2,302,714 |
| Amortizaciones | KU\$ | -667,476 |
| Reservas remanentes | MBOE | |
| Valor residual | KU\$ | |
| Perforaciones y WO | KU\$ | 47,675 |

| | | |
|--------------------------------------|---------------|------------------|
| Facilities | KU\$\$ | 1,503 |
| Plantas y Otros | KU\$\$ | 987 |
| Gasoductos de Transporte | KU\$\$ | - |
| Bono a pagarse a la Provincia | KU\$\$ | 52,000 |
| Otros Egresos No Operativos | KU\$\$ | - |
| Resultados Financieros | KU\$\$ | -31,342 |
| Resultados Antes de Impuestos | KU\$\$ | 1,603,896 |
| Impuesto a las Ganancias | KU\$\$ | -562,893 |
| Resultado Neto | KU\$\$ | 1,041,003 |

| Flujo de Fondos | | Total |
|---|---------------|------------------|
| Ingresos por Ventas | KU\$\$ | 3,424,327 |
| Petróleo | KU\$\$ | 394,229 |
| Gas Natural | KU\$\$ | 2,631,336 |
| GLP | KU\$\$ | 398,762 |
| Costos Variables | KU\$\$ | -526,796 |
| Regalías | KU\$\$ | -413,068 |
| Descuento Regalías | KU\$\$ | 6,123 |
| IIBB | KU\$\$ | -119,851 |
| Costos Operativos | KU\$\$ | -594,816 |
| Costos Operativos en Yacimiento | KU\$\$ | -433,767 |
| Costos Operativos en Gasoducto | KU\$\$ | -104,075 |
| Imprevistos | KU\$\$ | -53,784 |
| Canon y Servidumbre | KU\$\$ | -3,190 |
| Otros Egresos No Operativos | KU\$\$ | - |
| Resultados Financieros | KU\$\$ | -31,342 |
| Inversiones | KU\$\$ | -677,790 |
| Perforaciones y WO | KU\$\$ | -343,020 |
| Facilities | KU\$\$ | -34,103 |
| Plantas y otros | KU\$\$ | -119,600 |
| Gasoductos de Transporte | KU\$\$ | -119,450 |
| Imprevistos | KU\$\$ | -61,617 |
| Flujo de Fondos antes de Impuestos | KU\$\$ | 1,593,582 |
| Impuesto a las Ganancias | KU\$\$ | -562,893 |
| Flujo de Fondos Neto | KU\$\$ | 1,030,689 |
| Flujo de Fondos Neto Acumulado | KU\$\$ | 829,796 |

| Principales Indicadores | | |
|-------------------------|------|----------|
| VAN @12.9% | KU\$ | 60,688 |
| VAN @10.0% | KU\$ | 141,856 |
| TIR | | 16.1% |
| Máxima Exposición | | -324,156 |
| Plazo Recupero | | 7 |

Flujo de Fondos - Punto de vista del Inversor

| Estado de Resultados | | Total |
|-------------------------------|------|-----------|
| Resultados AIG Proyecto Puro | KU\$ | 1,603,896 |
| Intereses | KU\$ | -277,775 |
| Resultados Antes de Impuestos | KU\$ | 1,326,121 |
| Impuesto a las Ganancias | KU\$ | -465,672 |
| Resultado Neto | KU\$ | 860,449 |

| Flujo de Fondos - Punto de Vista Inversor | | Total |
|---|------|-----------|
| Flujo de Fondos antes de Impuestos | KU\$ | 1,593,582 |
| Impuesto a las Ganancias | KU\$ | -465,672 |
| Préstamos | KU\$ | 338,895 |
| Intereses | KU\$ | -277,775 |
| Cuota de Capital | KU\$ | -338,895 |
| Flujo de Fondos Neto | KU\$ | 850,135 |
| Flujo de Fondos Neto Acumulado | KU\$ | 850,135 |

| Principales Indicadores | | |
|-------------------------|------|----------|
| VAN @12.9% | KU\$ | 93,533 |
| VAN @10.0% | KU\$ | 161,425 |
| Máxima Exposición | KU\$ | -301,782 |
| Plazo Recupero | | 3 |

11. Cálculo del WACC

Financiamiento de las Inversiones

| | |
|----------------|-----|
| Capital Propio | 50% |
| Financiación | 50% |

| Entregas | | Total |
|----------------------|------|-----------|
| Inversiones | KU\$ | -677,790 |
| Flujo de Fondos Neto | KU\$ | 1,030,689 |

| | | |
|-----------------|-------|---------|
| Inversión Total | KU\$S | 677,790 |
| Capital Propio | KU\$S | 338,895 |
| Financiación | KU\$S | 338,895 |

| | | |
|-----------------------|--------|--------|
| Tasa LIBOR | | 1.96% |
| Riesgo País Argentina | | 3.65% |
| Tasa Banco | | 7.00% |
| Tasa de Interés | | 12.61% |
| Repago | (años) | 10 |
| Plazo de gracia | (años) | 2 |

| | | |
|------------------|--|--|
| Préstamo | | |
| Saldo | | |
| Intereses | | |
| Cuota de Capital | | |

| | | |
|----------------------------------|--------------|----------------|
| Flujo de Fondos del Banco | | Total |
| Préstamo | KU\$S | 177,026 |
| Impuesto a pagar | KU\$S | 277,775 |

| | |
|----------------------|--------------|
| TIR del Banco | 9.91% |
|----------------------|--------------|

Cálculo de la Tasa de Descuento

| | | | |
|---|--------------|----------------|-------------|
| Apalancamiento del Proyecto (Total simplificado) | | | |
| Deuda | kU\$S | 338,895 | 50% |
| Capital Propio | kU\$S | 338,895 | 50% |
| Total | kU\$S | 677,790 | 100% |

| | | |
|--------------------------------------|-------|--------------------------------------|
| Cálculo del Costo del Capital | | |
| Rm | 15.0% | <i>Rentabilidad del mercado</i> |
| Beta desapalancado | 0.56 | |
| Beta apalancado | 0.92 | <i>Medida del riesgo sistemático</i> |
| Rf | 2.4% | <i>Tasa libre de riesgo</i> |
| Rc | 3.7% | <i>Riesgo País</i> |
| Rp | 11.7% | <i>Prima de riesgo</i> |

| | | |
|------------------------|--------------|---------------------------------|
| Cálculo de WACC | | |
| Kd | 12.6% | <i>Costo de la Deuda</i> |
| Ke | 17.7% | <i>Costo del Capital propio</i> |
| WACC | 12.9% | <i>Tasa de Descuento</i> |

11.1. Análisis Económico Financiero

Si bien el proyecto arroja un Valor Actual Neto positivo, es decir que genera valor para el accionista, el mismo es inviable sin financiamiento externo. El perfil de las inversiones a realizar, cercanas a los 360 Millones de USD en los primeros 5 años, principalmente por la compra de plantas de tratamiento y el gasoducto, genera un descalce financiero que no alcanza ser cubierto con el aporte inicial de 250 MUSD. Para cubrir estas inversiones y solventar los gastos operativos, la compañía recurre a financiación externa con un perfil de vencimiento a largo plazo. El monto solicitado es de 340 MUSD, a una tasa del 12.6%, incluso inferior la tasa de corte utilizada para la evaluación del proyecto (15%).

La estructura de financiamiento adoptada por la compañía, 50% mediante financiación externa vs un 50% de aporte inicial de accionistas, siendo el Costos de Financiamiento Promedio (WACC) de 12.9%.

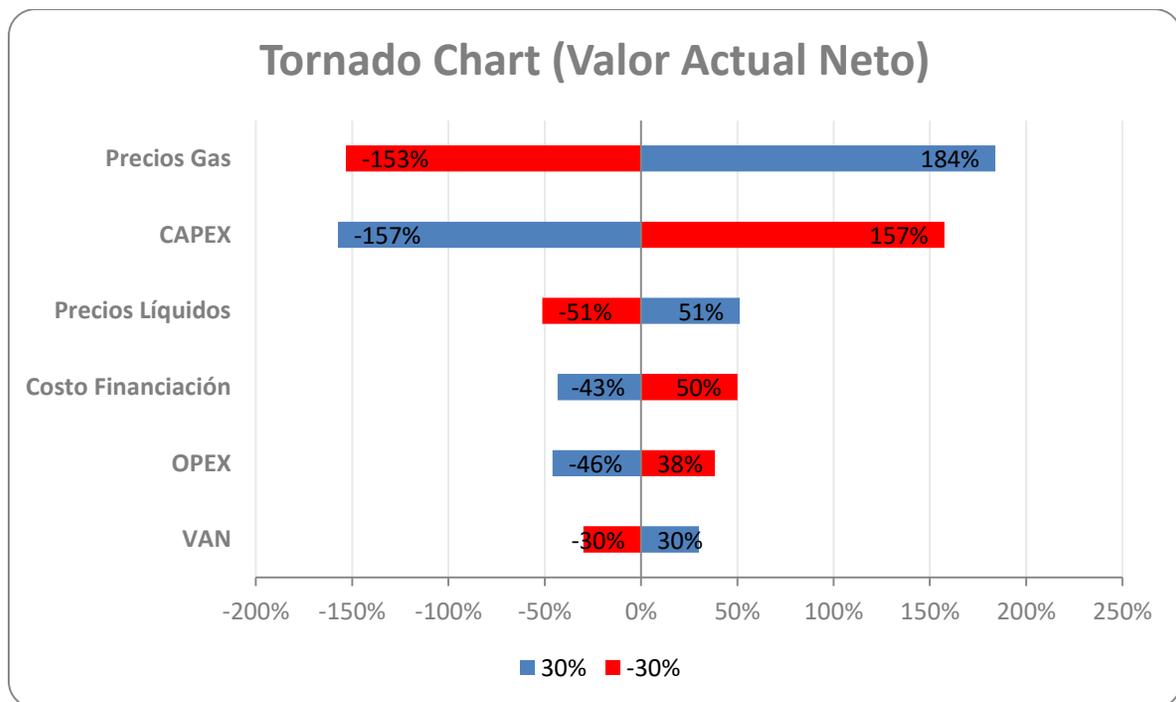
El plazo de repago (Payback) del proyecto es de 7 años, aceptable teniendo en cuenta el periodo de repago de proyectos similares cercanos a los 10 años. La TIR del proyecto (16.1%) se ve beneficiada por la tasa de interés a la cual se consigue el financiamiento. La tasa interna de retorno, supera la tasa de corte establecida (15%), lo cual indica que el proyecto es rentable.

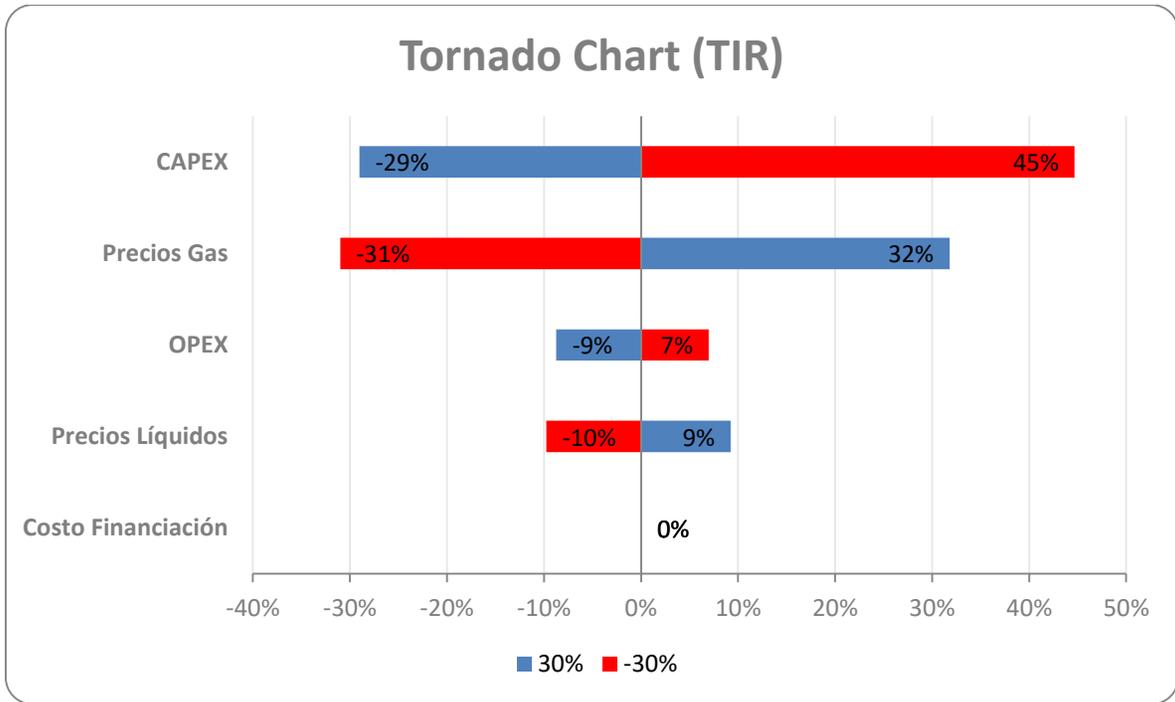
12. Análisis de sensibilidad

Para evaluar la sensibilidad del Proyecto se afectaron las siguientes variables, llevándolas desde el 70% al 130% de las mismas y viendo su impacto sobre el VAN y la TIR

- OPEX
- CAPEX
- Costo Financiación
- Precio del Gas
- Precio de los Líquidos

El OPEX y el Precio del Gas fueron las dos variables que mostraron un mayor sensibilidad y cuyas variaciones mayor impacto tienen sobre el proyecto: un aumento del 20% en el CAPEX o una reducción del 20% en el Precio del Gas tienen un impacto tal que el VAN del Proyecto se vuelve negativo, dejando de ser económico.





13. Resumen de resultados

| N° | CONCEPTO | UNIDAD | CANTIDAD | |
|-------------------------------|--|----------|--------------|------------------------|
| DESRROLLO Y PRODUCCIÓN | | | | |
| 1a | Gas y Condensado in situ | Mm3 | 20.307 | |
| 1b | Hidrocarburos remanentes a presión de abandono | Mm3 | 4.245 | |
| 1c | Factor de Recuperación | % | 79.1% | |
| 1d | Presión de abandono | kg/cm2 | 50 | |
| 1e | Cantidad de pozos | | 48 | |
| 1f | Potencia total de compresión en yacimiento | HP | 3,000 | |
| 1g | Producción de gas - máxima | Mm3/d | 2.80 | |
| 1g | Producción de gas - promedio | Mm3/d | 1.70 | |
| 1h | Producción de condensado - máxima | m3/d | 122 | |
| 1h | Producción de condensado - promedio | m3/d | 74 | |
| DEMANDA | | | AÑO 3 | Año Max Demanda |
| 2a | Consumo máximo distribuidoras | Mm3/d | 0.56 | 0.56 |
| 2b | Consumo máximo GNC | Mm3/d | 0.22 | 0.22 |
| 2c | Consumo máximo termoeléctrica | Mm3/d | 0.90 | 1.23 |
| 2d | Consumo máximo industria | Mm3/d | - | 0.65 |
| 2e | Consumo máximo total | Mm3/d | 2.27 | 2.66 |
| PROCESAMIENTO | | | AÑO 3 | Año Max Proces. |
| 3a | Capacidad de procesamiento máxima | Mm3/d | 2.40 | 2.80 |
| 3b | Propano + Butano (GLP) | ton/año | 33.16 | 38.69 |
| 3c | Gasolina | m3/año | 10,118 | 11,804 |
| 3d | Condensado | m3/año | 38,087 | 44,435 |
| TRANSPORTE | | | | |
| 4a | Gasoducto para Generación eléctrica | pulgadas | 16 | |
| 4b | Capacidad máxima de transporte | Mm3/d | 2.80 | |
| 4c | Potencia instalada | HP | 2,500 | |
| 4d | Gasoducto para gasoducto troncal | Pulg | 16 | |
| 4e | Capacidad máxima de transporte | Mm3/d | 2.80 | |
| 4f | Potencia instalada | HP | 2,500 | |
| INVERSIONES | | | | |
| 5a | Inversión campo (yacimiento) | M U\$S | 377 | |
| 5b | Inversión planta/s procesamiento | M U\$S | 110 | |
| 5c | Inversión Gasoducto | M U\$S | 119 | |
| 5d | Inversión otros | M U\$S | 72 | |

2023
2039
2021

2022
2022
2022

| | | | | |
|----|-----------------------------|-----------|--------------|---------------|
| 5e | Inversión total | M U\$S | 678 | |
| | PRECIOS GAS | | AÑO 3 | AÑO 25 |
| 6a | Distribuidoras | U\$S/MBTU | 2.86 | 5.20 |
| 6b | GNC | U\$S/MBTU | 4.91 | 5.20 |
| 6c | Centrales eléctricas | U\$S/MBTU | 5.20 | 5.20 |
| 6d | Usuarios industriales | U\$S/MBTU | 4.50 | 4.50 |
| | PRECIOS LIQUIDOS | | AÑO 3 | AÑO 25 |
| 7a | GLP exportación | U\$S/tn | 443.50 | 897.69 |
| 7b | GLP Local | U\$S/tn | 426.88 | 948.92 |
| 7c | Gasolina y Condensado Local | U\$S/BBL | 55.61 | 85 |
| | RESULTADOS | | | |
| 8a | VAN al 10% | M U\$S | 142 | |
| 8b | Tasa (WACC) | % | 12.9% | |
| 8c | TIR | % | 16.10% | |
| 8d | Repago | Años | 7 | |
| 8e | Máxima exposición | M U\$S | -324,156 | |