

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES (ITBA)  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y GESTIÓN  
POSTGRADO

# YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

## TRABAJO FINAL INTEGRADOR

EQUIPO A - Grupo 2

Autores:

Charvay, Patricia  
Díaz, Luciano

Profesores:

Carlos Casares  
Horacio Pizarro  
José reatti

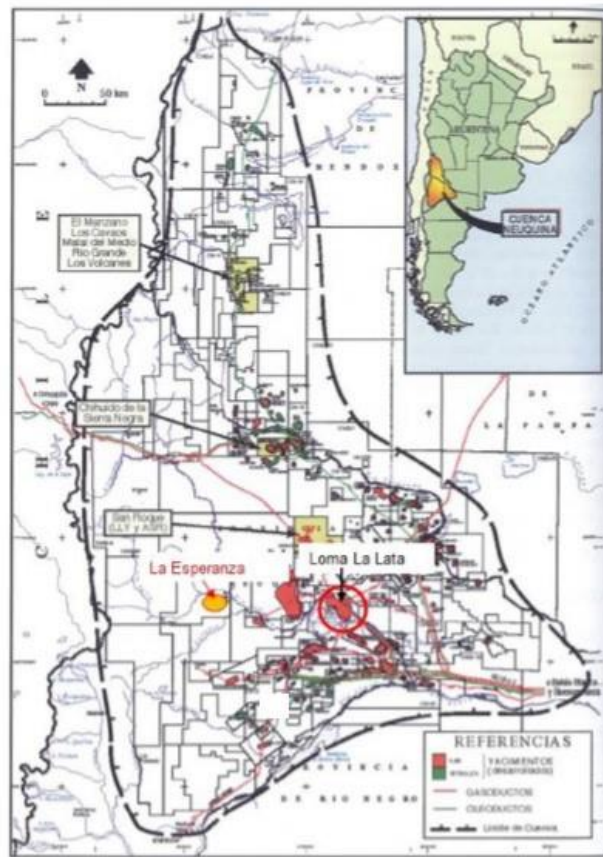
---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

### 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo es mostrar el análisis realizado para participar en la licitación pública a realizarse para la adjudicación de los derechos de explotación del yacimiento “La Esperanza”. Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina, perteneciente a la formación Mulichinco, que se encuentra localizado a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo. En el mapa a continuación se muestra su ubicación.

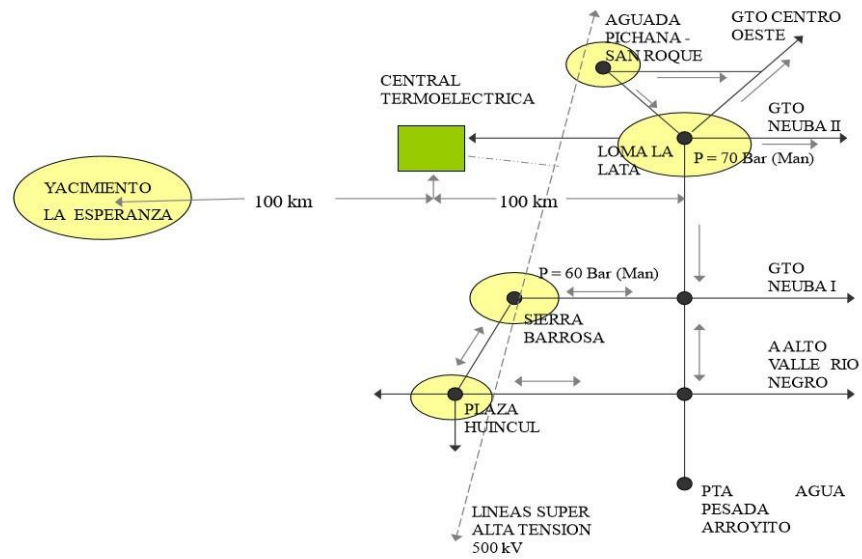
Figura N°1 – Ubicación del yacimiento La Esperanza



El yacimiento se encuentra localizado a 200 km de la cabecera de los gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste y a 100 km de una central termoeléctrica existente, tal como se muestra en el esquema a continuación.

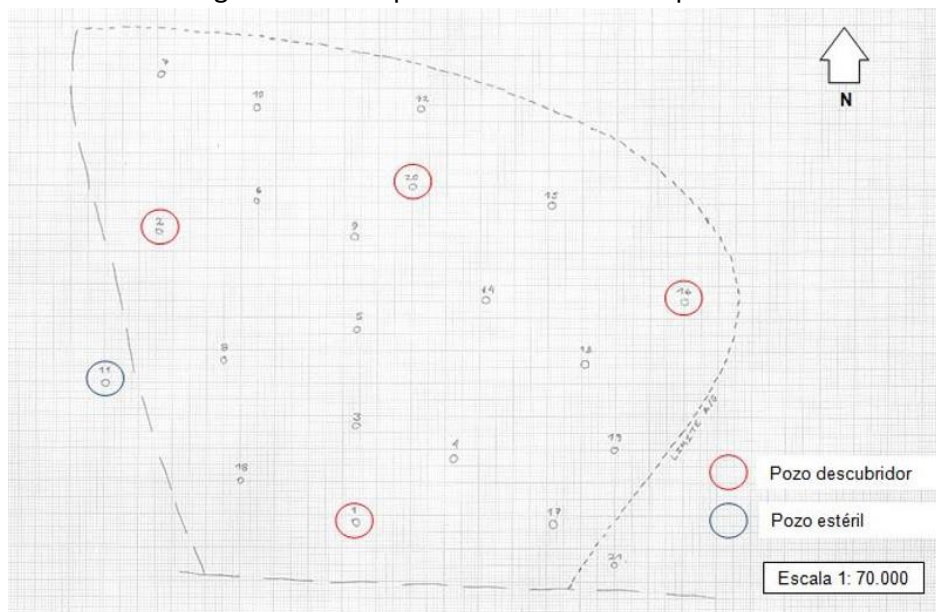
Figura N°2 – Esquema de localización del yacimiento La Esperanza.

## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"



Por otra parte, vale la pena señalar que el yacimiento fue delimitado tras la perforación de 5 pozos, 4 de ellos fueron productivos mientras que el quinto resultó estéril. La ubicación de los pozos existentes se muestra en la Figura N°3.

Figura N°3 – Mapa de ubicación de los pozos.



## 2. RESERVAS

### 2.1. Cálculo de reservas volumétricas

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

Tabla N°1 – Datos del yacimiento.

|                                      |   |
|--------------------------------------|---|
| Volumen de roca (Vr)                 | 1.250 Mm <sup>3</sup>                       |
| Porosidad (φ)                        | 12%   |
| Saturación de agua irreductible (Sw) | 33%   |
| Temperatura del reservorio (Tr)      | 87 ° C (360 ° K)                            |
| Presión del reservorio (Pr)          | 238 kg/cm <sup>2</sup>                      |
| Relación Gas – Petróleo (GOR)        | 23.000 m <sub>3gas</sub> /m <sub>3liq</sub> |
| Temperatura ambiente (Ta)            | 15 ° C (288 ° K)                            |
| Presión atmosférica (Pa)             | 1,033 kg/cm <sup>2</sup>                    |

Volumen de gas "in situ" (G):

$$G = V_r \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

Siendo el factor volumétrico de gas (Bg):

$$B_g = \frac{P_r}{P_a}$$

(\*) Nota: Za = 1.

Y el factor de super compresibilidad (Zr):

$$Z_r = \frac{1}{1 - \left( \frac{P_r - P_{ws}}{P_r} \right)^2}$$

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

Así, el volumen de gas "in situ" estimado es de 20.419 millones de m<sup>3</sup>.

### 2.2. Gas y condensado recuperable

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

$$G_p = G \cdot \left( \frac{P_r}{P_{wf}} \right)^n$$

## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"

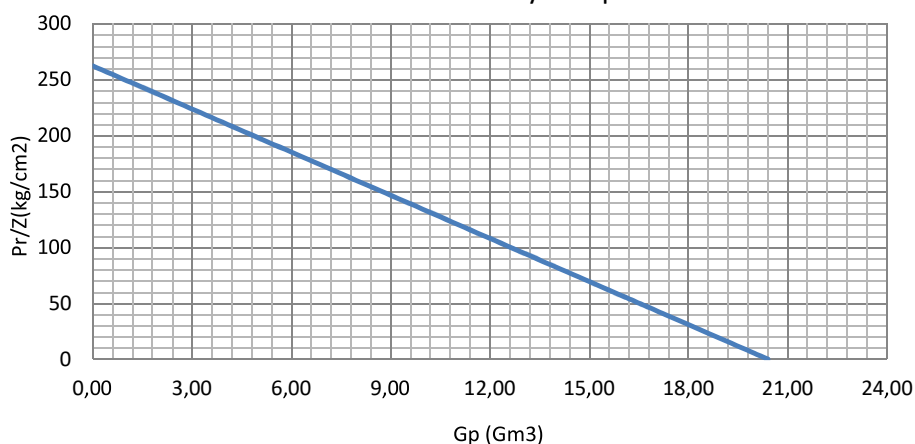
Tabla N°2 – Análisis PVT de los fluidos del reservorio.

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

Fuente: elaboración propia.

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

Gráfico N°1 – Gas in situ y recuperable.



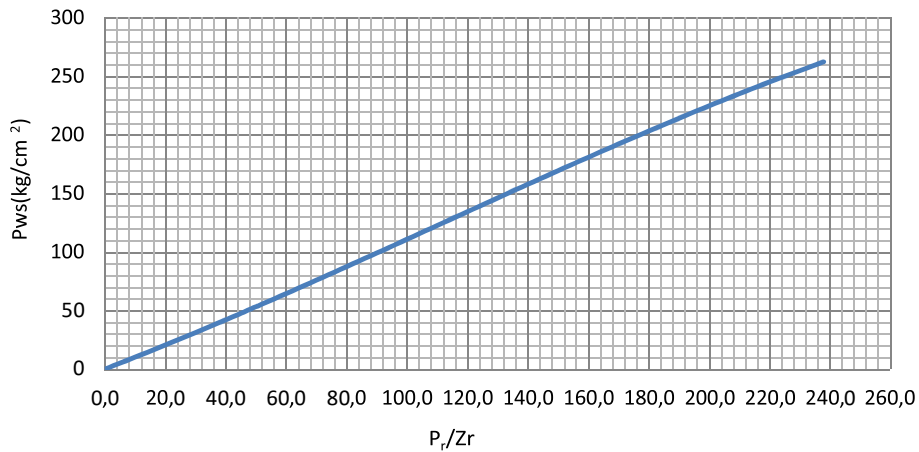
Fuente: elaboración propia.

Considerando una presión teórica de abandono de 50 kg/cm<sup>2</sup>, el volumen de reservas recuperable (G<sub>p</sub>) es de 16.282 millones de m<sup>3</sup>. En el mismo sentido, a partir del GOR del yacimiento se estima un volumen de condensado recuperable de 0,708 millones de m<sup>3</sup>.

Por su parte, en el Gráfico N°2 se muestran los valores de la presión estática de fondo de pozo en función de la relación Pr/Z<sub>r</sub>, donde los valores de P<sub>ws</sub> dan cuenta de la declinación del reservorio.

Gráfico N°2 – Relación P<sub>ws</sub> vs. Pr / Z<sub>r</sub>.

**YACIMIENTO "LA ESPERANZA"**



Fuente: elaboración propia.

**2.3. Previsión de producción y pérdida de carga en el tubing**

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

$$Q = ( \dots )^*$$

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

A partir de dicha ecuación se estimó la evolución de la producción del pozo promedio a lo largo del período de la concesión. Es decir, se definió el comportamiento del pozo promedio a lo largo del tiempo, contemplando la caída de presión del reservorio a medida que el yacimiento sea puesto en producción. Debe señalarse que, tal como se desprende de la ecuación de Fetkovich, el comportamiento del pozo promedio depende no sólo de la presión estática de fondo de pozo, sino también de la presión dinámica de fondo de pozo. La misma fue estimada aplicando la ecuación de Smith, contemplándose las siguientes presiones dinámicas de boca de pozo (P<sub>tf</sub>): 80 kg/cm<sup>2</sup>; 60 kg/cm<sup>2</sup>; 40 kg/cm<sup>2</sup>; 25 kg/cm<sup>2</sup>.

$$Q = ( \dots ) + 6,67 \dots$$

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

**YACIMIENTO "LA ESPERANZA"**

Siendo:

$$3 = \frac{0,0375 \cdot 5}{\# \cdot \#}$$

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

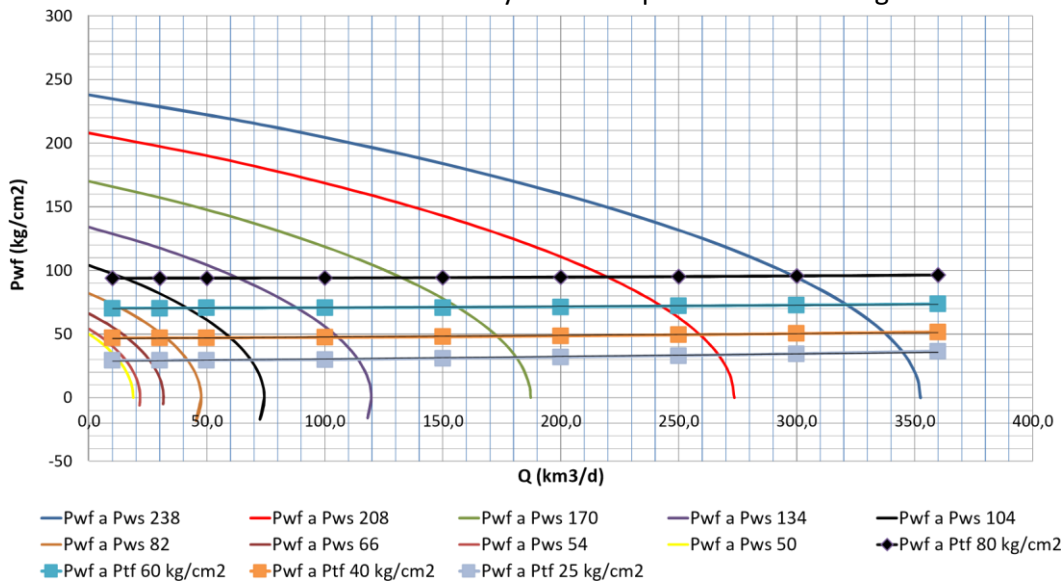
Mientras que el factor de fricción (f; Cullender y Smith) es:

$$) = \frac{30,9208 \cdot 10!}{7,72 \cdot 17,728}$$

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

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

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



(\*) Nota: Las curvas IPR presentadas corresponden a los años 3 (Pwf a Pws 238); 6 (Pwf a Pws 208); 9 (Pwf a Pws 170); 12 (Pwf a Pws 134); 15 (Pwf a Pws 104); 18 (Pwf a Pws 82); 21 (Pwf a Pws 66); 24 ((Pwf a Pws 54).

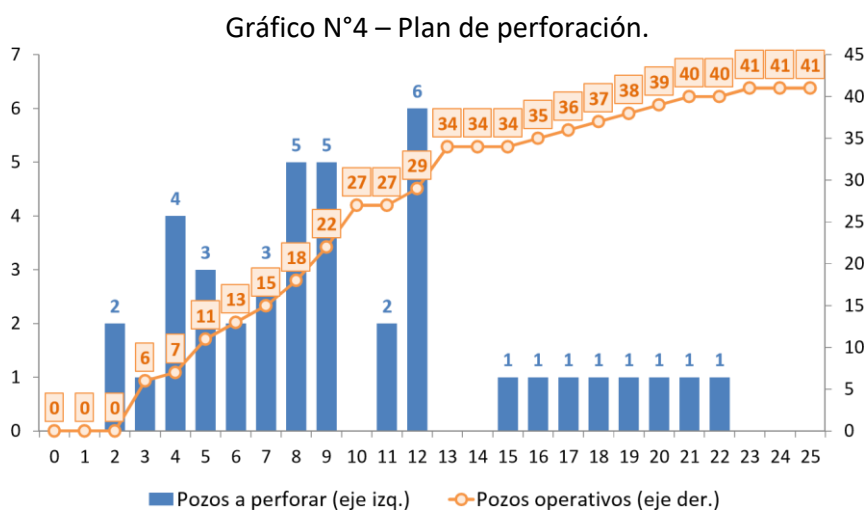
Fuente: elaboración propia.

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

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

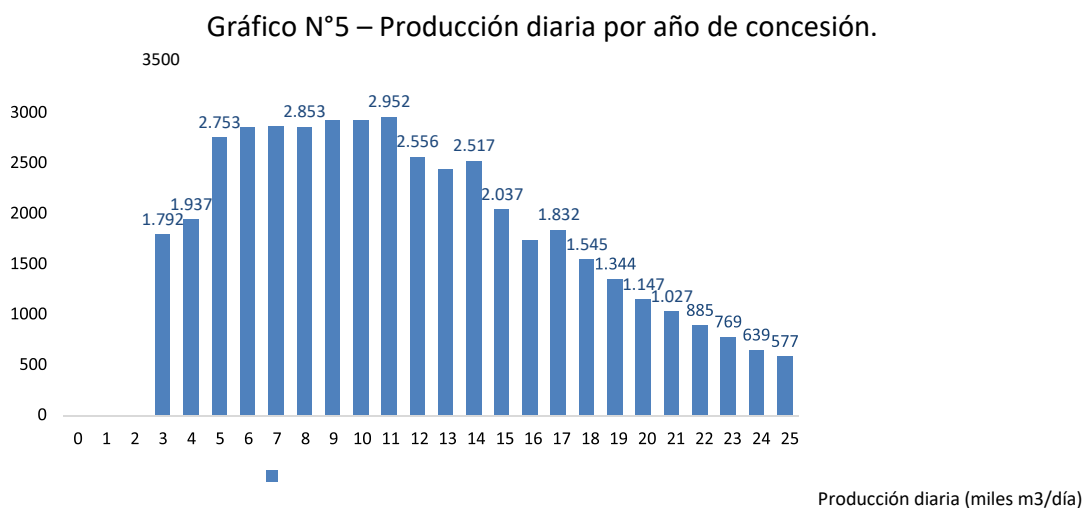
### 2.4. Plan de perforación

El presente proyecto prevé la perforación de 41 pozos entre los años 2 y 22, de los cuales se contempla que 4 sean estériles. Ello, sumado a los 4 pozos existentes en el yacimiento, determina un total de 41 pozos operativos. Vale la pena señalar que, dado que se asume para cada año que el caudal de producción es el mismo para todos los pozos, se llegaría al final de la concesión con todos los pozos operativos. En el Gráfico N°4 se presenta el plan de perforación.



Fuente: elaboración propia.

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

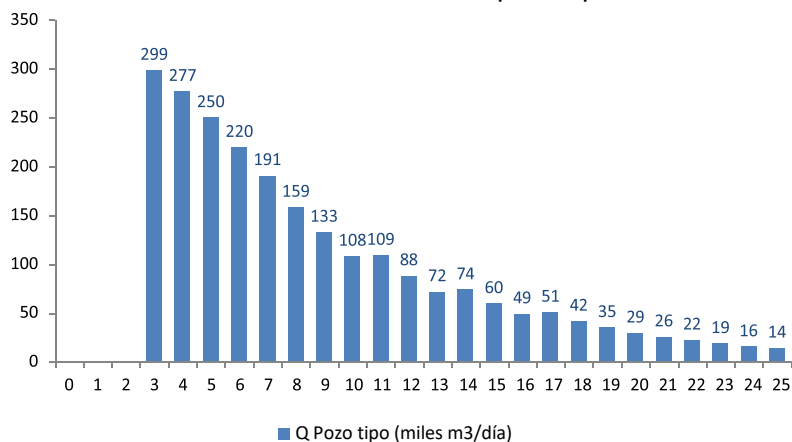


Fuente: elaboración propia.



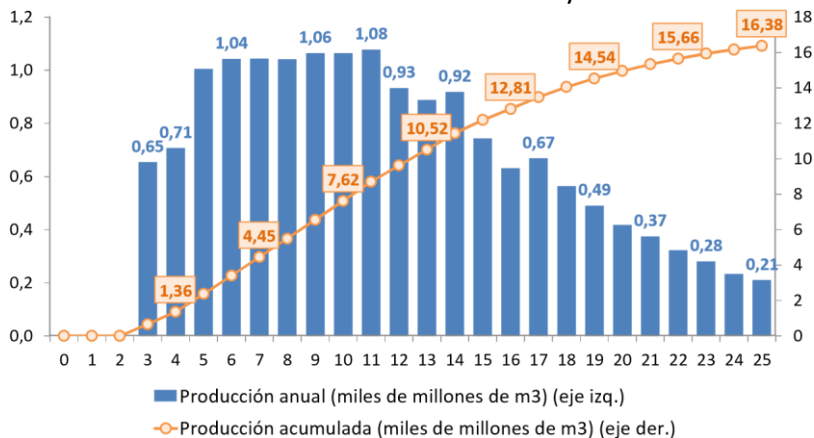
## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

Gráfico N°6 – Producción pozo tipo.



Fuente: elaboración propia.

Gráfico N°7 – Producción total anual y acumulada.



Fuente: elaboración propia.

Tal como se observa en el Gráfico N°7, se prevé alcanzar al final de la concesión una producción total de 16.380 millones de m<sup>3</sup>. Contemplando el volumen de gas in situ estimado en 20.419 millones de m<sup>3</sup>, se desprende que el porcentaje de recuperación es del 80,2%.

### 3. MERCADO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

#### 3.1. Consideraciones generales sobre la Oferta

La producción de gas natural subió por tercer año consecutivo luego de ocho años de caída. La mayor disponibilidad de gas natural local es una buena noticia tanto para el sector como para la macroeconomía. Desde principios de la década, nuestro país importa gas natural constantemente, con lo cual, una mayor producción local implica una menor presión sobre el balance de pagos. También podemos analizar la producción de gas regionalmente, por cuencas o por provincias. En este enfoque, encontramos a la cuenca

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

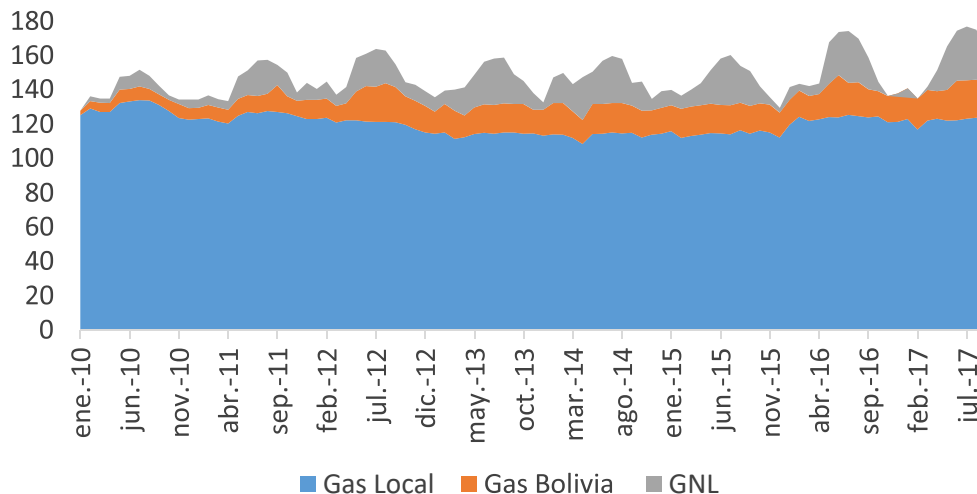
Neuquina y a la cuenca Austral como las regiones de nuestro país donde se incrementó la extracción de gas. Todas las otras cuencas muestran un descenso en su producción.

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

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

Como se mencionó anteriormente, la reversión del declino de la producción local de gas natural significa una buena noticia para el país, ya que la caída de la oferta local desde mediados de la década de 2000 implicó que fuera necesario importar crecientes volúmenes de gas natural. En efecto, la participación del gas natural importado desde Bolivia, así como del GNL que se importa a través de los puertos regasificadores de Escobar y Bahía Blanca, fue incrementando su participación sobre la oferta total de gas a lo largo de la última década (Gráfico N° 8).

Gráfico N° 8 – Oferta de gas natural en Argentina, 2010 – 2017. (en millones m3/d) 200



Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

### 3.2. Consideraciones generales sobre la Demanda

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

El consumo general de gas por red mostró una retracción del 1,3% en el primer semestre. Se trata del peor desempeño de los últimos siete años (en 2010, la caída había sido del 5,4%). La retracción se dio

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

principalmente por la fortísima caída en la demanda residencial, que fue un 18% inferior al primer semestre del año pasado.

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

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

### 3.3. Comercialización del Gas Natural



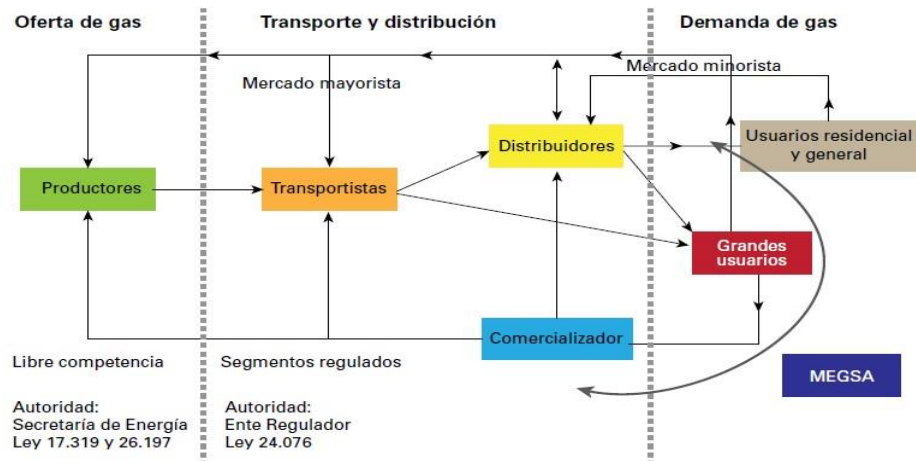
Fuente: GALP Energía.

Existen diferentes tipos de consumo:

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

Gráfico N°9

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”



Fuente: ENARGAS.

Gráfico N°10 – Distribuidores de Gas Natural de la República Argentina



Fuente: ENARGAS.

### 3.4. Formación de Precios del Gas Natural

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

Dada las nuevas características de commodity que ha adoptado el gas natural, sumado a las características de los mercados y las industrias nacionales, sus precios no se acomodan bajo condiciones competitivas. Existen factores de corto, mediano y largo plazo que influyen de formas diversas directamente sobre los precios. Hay infinitos ejemplos en los que los picos de demanda llevaron a picos en su precio que pudieron ocurrir por cambios del clima, regulaciones legales o políticas.

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



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

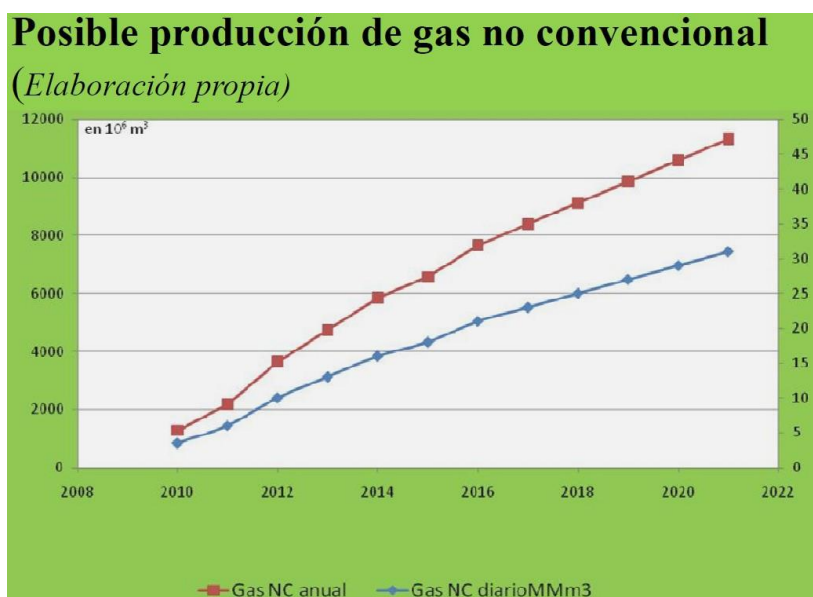
### 3.5. Perspectivas Futuras del Mercado Argentino de Gas Natural

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

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

De estos 4 ejes cabe resaltar el relacionado a los recursos convencionales versus los no convencionales. Se reconoce que en el largo plazo los recursos no convencionales serán la gran oportunidad para el país y que el tiempo de desarrollo de los mismos podrá demandar entre 5 y 10 años.

Gráfico N°12



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

## 4. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

### 4.1. Regulación vigente

En 1967 se establecieron los principios del marco jurídico que regula actualmente la industria de los hidrocarburos en la Argentina, siendo la Ley N°17.319 la que señala los lineamientos para la exploración, producción, comercialización y transporte del petróleo y del gas natural.

Esta Ley fue modificada en el año 2014, en gran medida ante el avance de la explotación de los yacimientos no convencionales, dando origen a la Ley N°27.007, que enuncia principalmente lo siguiente:

- reducción de los plazos de permisos básicos;
- lineamientos para la explotación de reservas no convencionales;
- el Gobierno Federal y las Provincias establecerán los métodos para la adjudicación de áreas a través de concursos públicos.

Vale la pena señalar también que el Artículo 124 de la Constitución Nacional determina la propiedad Nacional y de las Provincias de los hidrocarburos, dependiendo todo de su situación geográfica. En efecto, la misma establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

A su vez, la Ley N°26.197 (sancionada en el año 2007) otorga a las Provincias la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

### RESERVA DE ÁREAS

---

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

---

### CONCESIONES

---

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

Tabla N°3 - Vigencia concesionaria para la exploración de hidrocarburos.

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

Fuente: Infoleg.

Tabla N°4 - Vigencia concesionaria para la explotación de hidrocarburos.

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

Fuente: Infoleg.

---

### CANON

---

En el Artículo 2 del Decreto N°1.454 del año 2007 se proporcionan las cuotas a pagar anualmente a las Provincias. El Canon se debe calcular sobre los kilómetros cuadrados del territorio a explotar, pagando \$ 3.444,87 por kilómetro cuadrado. Este canon deberá ser pagado a la Provincia por adelantado y no permitir un retraso mayor a tres meses, pues podrá ser causa de cancelación de la concesión.

---

### REGALÍAS

---

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

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

sobre la producción de hidrocarburos que pueden percibir las provincias. Para el cálculo de regalías debe considerarse la siguiente fórmula:

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

VBP: Valor en boca de pozo (u\$s/m<sup>3</sup>)

VBP = Precio – Flete – Descuentos – gastos de compresión

PC: Producción computable (m<sup>3</sup>)

PC = Producción – consumo propio – fuerza mayor – reinyección

---

## GRAVÁMENES FISCALES

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

---

## SITUACIÓN LEGAL SOBRE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, la Ley N°26.197 otorga facultades a las Provincias para que ellas otorguen concesiones a los adjudicados. Asimismo, se les permite también el derecho a ejercer supervisión en la exploración, explotación, transporte y comercialización de los hidrocarburos extraídos en su jurisdicción. Mientras que también son las Provincias las encargadas de la recaudación de los cánones y regalías anuales.

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

---

## LEY DEL GAS: N°24.076 (AÑO 1992)

### Objeto de la Ley:

La Ley N°24.076 regula el transporte y distribución de gas natural, actividades que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la Ley N°17.319 la producción, captación y tratamiento del gas natural. La Ley N°17.319 solamente será aplicable a las etapas de transporte y distribución de gas natural, cuando en la Ley N°24.076 se remita expresamente a su normativa.

### Objetivos:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;
- d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo con lo normado en la presente ley; e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;



- f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
- g) 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.

Transporte y distribución:

El transporte y la distribución de gas natural deben ser realizados por personas jurídicas de derecho privado a las que el Poder Ejecutivo Nacional haya habilitado mediante el otorgamiento de la correspondiente concesión, licencia o permiso previa selección por Licitación Pública, excepto aquellos derivados de la aplicación del artículo 28 de la ley N°17.319. En esta ley, el término "habilitación" comprende la concesión, la licencia y el permiso, y el término "prestador" comprende al concesionario, al licenciatario y al permisionario. El Poder Ejecutivo Nacional debe determinar, en cada caso, la modalidad a adoptar. El Estado Nacional y las provincias, por sí, o a través de cualquiera de sus organismos o empresas dependientes, sólo podrán proveer servicios de transporte y distribución en el caso de que, cumplidos los procedimientos de licitación previstos en la presente ley no existieren oferentes a los que pudiese adjudicarse la prestación de los mismos o bien si, habiéndose adjudicado tales servicios, se extinguiere la habilitación por alguna de las causas previstas en la misma y se diere aquella situación.

- Dichas habilitaciones tienen una vigencia de 35 años a partir de su adjudicación.
- Los transportistas y distribuidores gozan de los derechos de servidumbre previstos en los artículos 66 y 67 de la ley 17.319.
- Los transportistas no pueden comprar ni vender gas, con excepción de: a) las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo; b). el gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el Ente en cada caso.

Tarifas:

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

- Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte
- Tarifa de transporte
- Tarifa de distribución

Ente Regulador del Gas – Funciones y facultades:

- a) Hacer cumplir la Ley N°24.076, su reglamentación y disposiciones complementarias en el ámbito de su competencia, controlando la prestación de los servicios a los fines de asegurar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los términos de la habilitación;
- b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse todos los sujetos de esta ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores de interrupción y reconexión de los suministros, de escape de gas, de acceso a inmuebles de terceros, calidad del gas y odorización. En materia de seguridad, calidad y odorización su competencia abarca también al gas natural comprimido;
- c) Dictar reglamentos con el fin de asegurar que los transportistas y distribuidores establezcan planes y procedimientos para el mantenimiento en buenas condiciones de los bienes afectados al servicio durante el período de las respectivas habilitaciones y que proporcionen al Ente informes periódicos que permitan determinar el grado de cumplimiento de dichos planes y procedimientos;

---

## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"

- d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores y dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles;
- e) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de las habilitaciones a transportistas y distribuidores y, controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes habilitaciones y con las disposiciones de la ley;
- f) Aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos;
- g) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;
- h) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de habilitaciones de transporte y distribución de gas natural mediante licitación pública;
- i) Asistir al Poder Ejecutivo Nacional en las convocatorias a licitación pública y suscribir los contratos de concesión y determinar las condiciones de las demás habilitaciones ad referendum del mismo;
- j) Propiciar ante el Poder Ejecutivo Nacional, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de las concesiones;
- k) Autorizar las servidumbres de paso mediante los procedimientos aplicables, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 23 de la Ley 24.076, y otorgar toda otra autorización prevista en dicha ley;
- l) Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en la Ley 24.076;
- m) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública, en la construcción y operación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural, incluyendo el derecho de acceso a la propiedad de productores, transportistas distribuidores y consumidores previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza potencial a la seguridad y conveniencia pública;
- n) Promover ante los tribunales competentes, las acciones civiles o penales que tiendan a asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de la ley, su reglamentación y los términos de las habilitaciones;
- o) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;
- p) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesarios para verificar el cumplimiento de esta ley su reglamentación y los respectivos términos de las habilitaciones, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder de acuerdo con lo dispuesto por la ley;
- q) Publicar información y asesorar a los sujetos de la industria del gas natural, siempre que con ello no perjudique indebidamente los derechos de terceros;
- r) Aplicar las sanciones previstas en la ley 17.319, en la ley y en sus reglamentaciones y en los términos de las habilitaciones, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- s) Asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;
- t) Someter anualmente al Poder Ejecutivo Nacional y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los consumidores y el desarrollo de la industria del gas natural;
- u) Ejercer, con respecto a los sujetos de la Ley 24.076 todas las facultades que la ley 17.319 otorga a su "autoridad de aplicación";

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

- v) Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la ley;
- w) Aprobar su estructura orgánica;
- x) Delegar progresivamente en los gobiernos provinciales el ejercicio de aquellas funciones que considere compatibles con su competencia;
- y) En general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de la Ley 24.076 y su reglamentación.

### Consideraciones sobre la prestación de servicios:

Los distribuidores deben satisfacer toda la demanda razonable de servicios de gas natural, de acuerdo con los términos de su habilitación y a lo normado en la Ley N°24.076.

Los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes, de acuerdo con los términos de la ley y de las reglamentaciones que se dicten a su respecto.

Los transportistas y distribuidores están obligados a responder toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días contados a partir de su recepción.

### Sanciones por incumplimiento:

- a) Multa entre \$ 100 y \$ 100.000, valores que el ENARGAS tiene facultades de modificar de acuerdo con las variaciones económicas que se operen en la industria;
- b) Inhabilitación especial de uno a cinco años;
- c) Suspensión de hasta noventa días en la prestación de servicios y actividades autorizados por el ENARGAS.

---

## BENEFICIOS SOBRE LA INVERSIÓN

El Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación (contemplado en el Decreto N°929/2013) toma forma de ley y amplía su alcance a inversiones superiores a los US\$ 250 millones (anteriormente el piso era de US\$ 1.000 millones), después de tres años de iniciado el proyecto. Estos proyectos tienen libre disponibilidad de divisas en la exportación de hasta 20% de su producción para proyectos convencionales y no convencionales y 60% en proyectos off-shore que superen los 90 metros. También rige un marco especial para permitir la importación de bienes de capital o insumos necesarios.

---

## LEYES DE EMERGENCIA

### Emergencia de Abastecimiento (2002-2005)

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

### Ley de Emergencia Económica (2002)

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

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 N° 26.741 dictada en 2012 declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero; creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.

### Resolución SE 599/2007

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

### Resolución ENRG 1410

Procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas. Procedimientos para la Administración del despacho de gas natural (Modificaciones al Reglamento Interno de los Centros de Despacho Res. ENARGAS 716/1998). Mediante esta resolución se establece el mecanismo para el redireccionamiento de gas natural de los productores para el abastecimiento del Mercado interno. En el caso del yacimiento “La Esperanza” existen restricciones para el abastecimiento a los usuarios residenciales a través de las distribuidoras (Condición del 20% de la inyección).

---

## PROGRAMAS DE ESTÍMULO A LA PRODUCCIÓN

---

### PROGRAMAS PREVIOS A 2016

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

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

Gas Plus surge como un alivio a los productores que hasta dicho momento estaban regidos por el acuerdo de productores 2007-2011. Se les prometía que el gas adicional sería gas de libre disponibilidad y una mayor remuneración por la molécula de gas. Además se buscó el desarrollo de recursos no convencionales (Desarrollos de Tight gas eran susceptibles de entrar en el programa). PEIE definió el precio de la molécula en 7,5 U\$S/MMBtu para el volumen que supere su Inyección Base Ajustada (por compra y venta de áreas, equipos, etc.) siempre y cuando el precio de inyección adicional no supere el precio de importación. Además, castigaba a las empresas que no cumplieran 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

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

comprometidos en su Proyecto, proponiendo metodologías de compensación (que podrán incluir, entre otros posibles, la importación del GNL o el pago al Estado Nacional de la diferencia entre el Precio de Importación del GNL previo al momento en que se registró el faltante y el Precio de la Inyección Excedente).

### PROGRAMAS VIGENTES

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

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

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

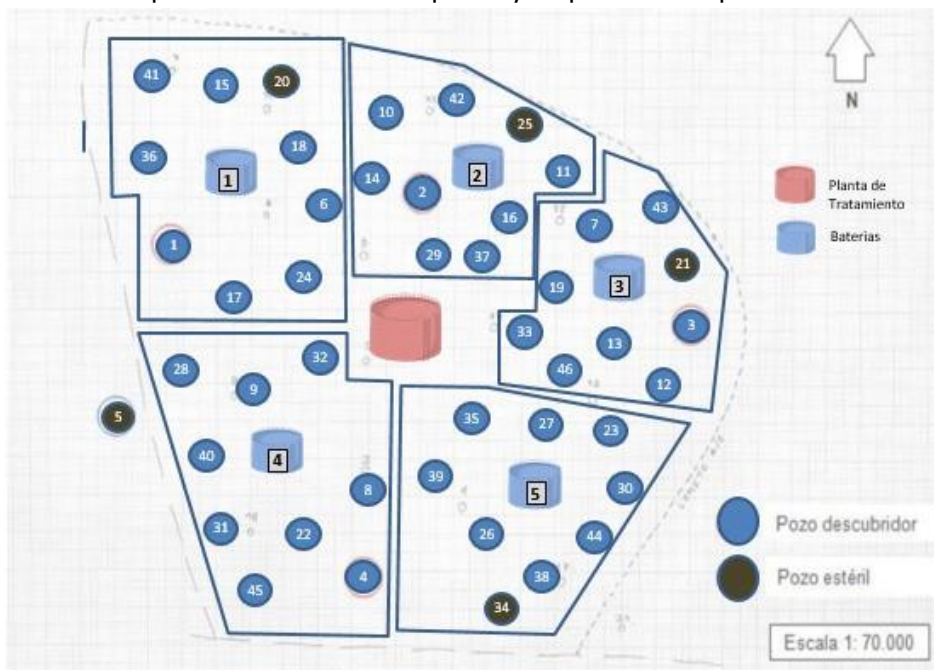
## 5. OBRAS DE CAPTACIÓN, MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO

### 5.1. Esquema de captación

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

A continuación, el mapa correspondiente:

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



---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

De acuerdo con la cantidad total de pozos a perforar, y considerando un límite económico de 10 pozos por manifold, se prevé la instalación de 5 baterías. Considerando el año de ingreso a producción de los pozos perforados, la inversión correspondiente a las baterías se realizaría de acuerdo al siguiente esquema:

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

Se estimó un costo por batería de USD 1.765.000, considerando los siguientes costos: -  
Sistema de bombeo condensado: USD 15.000

- Dos separadores de control (500 km<sup>3</sup>/d cada uno): USD 600.000 cada uno<sup>1</sup>
- manifold: USD 350.000
- Tanque condensado 100 m<sup>3</sup>: USD 200.000.

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

Por otro lado, podemos observar en el Mapa N°1, que la distancia promedio entre cada pozo y su batería correspondiente es de 1.705 metros, mientras que la distancia promedio entre cada batería y la planta de tratamiento es de 7.464 metros. A partir de estos valores se estimó el costo de la cañería, considerando un costo de 40 USD/pulgada metro y un diámetro de 3” para la cañería del pozo a la batería y de 4” para la cañería de la batería a la planta de tratamiento. Así, el costo de cañería por pozo (hasta la batería) asciende a USD 204.632 (USD 225.095 contemplando una contingencia del 10%), mientras que en el caso de la cañería de la batería a la planta de tratamiento es de USD 1.194.233 (USD 1.313.656 contemplando una contingencia del 10%).

### 5.2. Compresión

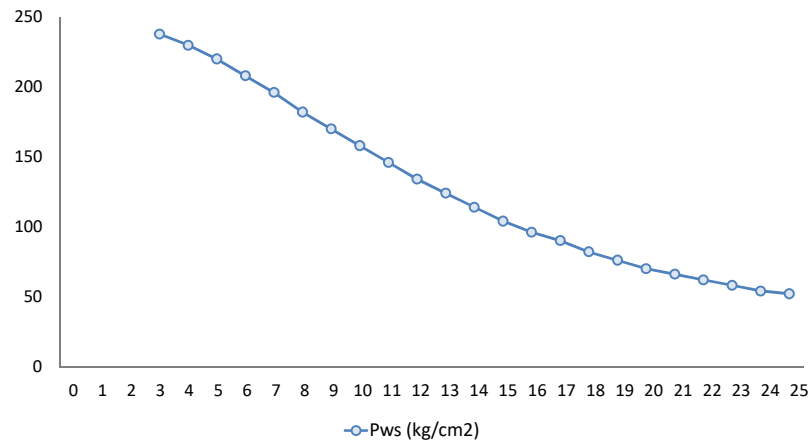
En el Gráfico N°13 se muestra la caída de presión del yacimiento con el paso del tiempo de explotación. Teniendo esto en consideración, y con el objetivo de mantener el nivel de producción de gas, se requiere realizar ajustes en boca de pozo para mantener el diferencial de presiones. A partir de ello, y de acuerdo con los volúmenes de producción previstos para cada año, se realizó el cálculo de la potencia de compresión requerida. Para ello se contempló una presión mínima de ingreso a las plantas de procesamiento de 70 kg/cm<sup>2</sup>. El detalle de las estimaciones realizadas se presenta en la Tabla N°5.

Gráfico N°13 – Evolución de la presión de reservorio.

---

<sup>1</sup> Se determinó que resulta conveniente en términos económicos instalar 2 separadores de control, en vez de un separador de control y un separador general.

## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"



Fuente: elaboración propia.

Tabla N°5 – Potencia de compresión requerida.

| Año | Gas Diario (km3/d) | Presión dinámica de boca de pozo (Ptf) | Relación de compresión | HP requeridos | Total HP instalados |
|-----|--------------------|--|------------------------|---------------|---------------------|
| 0   | 0                  | 0                                      | 0,0                    | 0             | 0                   |
| 1   | 0                  | 0                                      | 0,0                    | 0             | 0                   |
| 2   | 0                  | 0                                      | 0,0                    | 0             | 0                   |
| 3   | 1.792              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 4   | 1.937              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 5   | 2.753              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 6   | 2.856              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 7   | 2.860              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 8   | 2.853              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 9   | 2.916              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 0                   |
| 10  | 2.917              | 80                                     | 0,9                    | 0             | 1.000               |
| 11  | 2.952              | 60                                     | 1,2                    | 927           | 1.000               |
| 12  | 2.556              | 60                                     | 1,2                    | 803           | 1.000               |
| 13  | 2.435              | 60                                     | 1,2                    | 764           | 3.000               |
| 14  | 2.517              | 40                                     | 1,8                    | 2.663         | 3.000               |
| 15  | 2.037              | 40                                     | 1,8                    | 2.155         | 3.000               |
| 16  | 1.729              | 40                                     | 1,8                    | 1.829         | 3.500               |
| 17  | 1.832              | 25                                     | 2,9                    | 3.393         | 3.500               |
| 18  | 1.545              | 25                                     | 2,9                    | 2.861         | 3.500               |
| 19  | 1.344              | 25                                     | 2,9                    | 2.490         | 3.500               |
| 20  | 1.147              | 25                                     | 2,9                    | 2.125         | 3.500               |
| 21  | 1.027              | 25                                     | 2,9                    | 1.903         | 3.500               |
| 22  | 885                | 25                                     | 2,9                    | 1.640         | 3.500               |
| 23  | 769                | 25                                     | 2,9                    | 1.425         | 3.500               |
| 24  | 639                | 25                                     | 2,9                    | 1.184         | 3.500               |
| 25  | 577                | 25                                     | 2,9                    | 1.069         | 3.500               |

Fuente: elaboración propia.



---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

---

Tal como se observa en la Tabla N°5, se prevé la instalación de 3 motocompresores: i) año 10, con una potencia de 1.000 HP; ii) año 13, con una potencia de 2.000 HP; y iii) año 16, con una potencia de 500 HP. De ello resulta una potencia total de compresión a partir del año 16 de 3.500 HP.

Contemplando un costo de USD 3.190 por HP instalado (incluye contingencia del 10%), en el año 10 se deberían desembolsar USD 3,19 millones, en el año 13 USD 6,38 millones y, finalmente, en el año 16 USD 1,6 millones.

### 5.3. Plantas de procesamiento

---

#### PLANTA DE ENDULZAMIENTO

---

De acuerdo con las características del yacimiento y del gas natural crudo, detalladas en la Tabla N°6, se prevé instalar una planta de endulzamiento. Más allá de que el porcentaje molar del dióxido de carbono cumple con las especificaciones de calidad del gas natural dispuestas en Argentina, no ocurre lo mismo con el ácido sulfhídrico.

Tabla N°6 – Características generales del yacimiento y del gas natural crudo y especificaciones de calidad en Argentina.

|                              |      |   |
|------------------------------|------|---|
| Ácido Sulfhídrico (ppm)      | 50   | Especificaciones de calidad: $\leq 3$ mg/m <sup>3</sup> |
| Dióxido de carbono (% molar) | 0,75 | Especificaciones de calidad: $\leq 2$ % molar           |

Fuente: elaboración propia en base a ITBA – Economía y comercialización del Gas Natural.

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

---

#### PLANTA DE AJUSTE DE PUNTO DE ROCÍO

---

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

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

Tabla N°7 – Cálculo de gas residual.

| Componente | Poder Calorífico Sup. (Kcal/m <sup>3</sup> ) | Composición Gas Rico (% Molar) | Recuperación (%) | Gas Residual (m <sup>3</sup> /100m <sup>3</sup> ) | Composición Gas Residual (% Molar) |
|------------|--|--------------------------------|------------------|---|------------------------------------|
| C1         | 9.008,70                                     | 90,97                          |                  | 90,97   | 91,04                              |



## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

|                  |           |          |       |       |          |
|------------------|-----------|----------|-------|-------|----------|
| C2               | 15.785,40 | 4,47     |       | 4,47  | 4,47     |
| C3               | 22.444,20 | 1,25     |       | 1,25  | 1,25     |
| iC4              | 29.004,90 | 0,31     |       | 0,31  | 0,31     |
| nC4              | 29.098,10 | 0,34     |       | 0,34  | 0,34     |
| iC5              | 35.685,10 | 0,09     | 25,00 | 0,07  | 0,07     |
| nC5              | 35.756,80 | 0,07     | 30,00 | 0,05  | 0,05     |
| C6               | 42.420,30 | 0,04     | 60,00 | 0,02  | 0,02     |
| C7+              | 49.079,00 | 0,01     | 80,00 | 0,00  | 0,00     |
| N2               | 0,00      | 1,70     |       | 1,70  | 1,70     |
| CO2              | 0,00      | 0,75     |       | 0,75  | 0,75     |
| Total            |           | 100,00   |       | 99,92 | 100,00   |
| Poder calorífico |           | 9.449,25 |       |       | 9.426,72 |

Fuente: elaboración propia en base a ITBA – Economía y comercialización del Gas Natural.

Tabla N°8 – Cálculo de productos.

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

Fuente: elaboración propia en base a ITBA – Economía y comercialización del Gas Natural.

### 5.4. Gas retenido y consumido

En la Tabla N°9 se muestra el detalle del gas retenido y consumido en yacimiento, de acuerdo con el volumen de producción estimado para cada año de explotación. Para ello se asume:

- Gas retenido en el separador primario: 1,5% del volumen producido.
- Gas combustible para compresión en yacimiento: 5 m3/d por HP requerido.
- Gas combustible en planta de procesamiento: 1,5% del volumen disponible.
- Gas retenido en planta: de acuerdo con cálculos de gas residual.

---

YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

Tabla N°9 – Gas producido, retenido y consumido.

| Año | GP diario (km3/d) | Retenedor Separador Primario (km3/d) | Compresión en Yacimiento (km3/d) | Combustible en Procesamiento (km3/d) | Retenido Planta Tratamiento (km3/d) |
|-----|-------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 0   | 0                 | 0                                    | 0                                | 0                                    | 0                                   |
| 1   | 0                 | 0                                    | 0                                | 0                                    | 0                                   |
| 2   | 0                 | 0                                    | 0                                | 0                                    | 0                                   |
| 3   | 1.792             | 27                                   | 0                                | 26                                   | 1                                   |
| 4   | 1.937             | 29                                   | 0                                | 29                                   | 1                                   |
| 5   | 2.753             | 41                                   | 0                                | 41                                   | 2                                   |
| 6   | 2.856             | 43                                   | 0                                | 42                                   | 2                                   |
| 7   | 2.860             | 43                                   | 0                                | 42                                   | 2                                   |
| 8   | 2.853             | 43                                   | 0                                | 42                                   | 2                                   |
| 9   | 2.916             | 44                                   | 0                                | 43                                   | 2                                   |
| 10  | 2.917             | 44                                   | 0                                | 43                                   | 2                                   |
| 11  | 2.952             | 44                                   | 5                                | 44                                   | 2                                   |
| 12  | 2.556             | 38                                   | 4                                | 38                                   | 2                                   |
| 13  | 2.435             | 37                                   | 4                                | 36                                   | 2                                   |
| 14  | 2.517             | 38                                   | 13                               | 37                                   | 2                                   |
| 15  | 2.037             | 31                                   | 11                               | 30                                   | 1                                   |
| 16  | 1.729             | 26                                   | 9                                | 25                                   | 1                                   |
| 17  | 1.832             | 27                                   | 17                               | 27                                   | 1                                   |
| 18  | 1.545             | 23                                   | 14                               | 23                                   | 1                                   |
| 19  | 1.344             | 20                                   | 12                               | 20                                   | 1                                   |

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

|    |       |    |    |    |   |
|----|-------|----|----|----|---|
| 20 | 1.147 | 17 | 11 | 17 | 1 |
| 21 | 1.027 | 15 | 10 | 15 | 1 |
| 22 | 885   | 13 | 8  | 13 | 1 |
| 23 | 769   | 12 | 7  | 11 | 1 |
| 24 | 639   | 10 | 6  | 9  | 0 |
| 25 | 577   | 9  | 5  | 8  | 0 |

Fuente: elaboración propia.

## 6. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES

### 6.1. Características del Gas Natural Crudo (Separación Primaria)

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

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

Tabla N°10 – Cromatografía del Gas Natural

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

Fuente: elaboración propia.

### 6.2. Análisis de la alternativa de recuperación de GLP

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

---

## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"

### PLANTA DE RECUPERACIÓN DE GLP

---

Asumiendo los siguientes porcentajes de recuperación:

Tabla N°11

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

Fuente: elaboración propia.

Se procedió al cálculo del Gas Residual y Productos obtenidos, que se resumen en la tabla de a continuación (expresados por cada 1.000 Sm<sup>3</sup> de Gas Natural procesados):

Tabla N°12

| Producto     | Unidad             | Cantidad | Poder Calorífico Superior | Vol. Equivalente (en m <sup>3</sup> a 9300 Kcal) |
|--------------|--------------------|----------|---------------------------|--|
| Gas Rico     | Sm <sup>3</sup> /d | 1.000    | 9449                      | 1016   |
| Gas Residual | Sm <sup>3</sup> /d | 980      | 9.114                     | 961  |
| Propano      | kg/d               | 21       | -                         | -  |
| Butano       | kg/d               | 16       | -                         | -  |
| Gasolinas    | lts/d              | 11       | -                         | -  |

Fuente: elaboración propia.

---

### PLANTA DE ACONDICIONAMIENTO DE PUNTO DE ROCIO

---

Asumiendo los siguientes porcentajes de recuperación:

Tabla N°13

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

Fuente: elaboración propia.

Se procedió nuevamente al cálculo del Gas Residual y Productos obtenidos, que se resumen en la tabla de a continuación (expresados por cada 1.000 Sm<sup>3</sup> de Gas Natural procesados):

Tabla N°14

| Producto | Unidad             | Cantidad | Poder Calorífico Superior | Vol. Equivalente (en m <sup>3</sup> a 9300 Kcal) |
|----------|--------------------|----------|---------------------------|--|
| Gas Rico | Sm <sup>3</sup> /d | 1.000    | 9.449                     | 1.016  |

---

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

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

Fuente: elaboración propia.

---

## OBSERVACIONES

---

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

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

La decisión de si es beneficioso o no colocar una planta de GLP, dependerá de cuál de las dos alternativas agregue un mayor valor al proyecto. Esto se relaciona con los precios relativos de cada uno de esos componentes, si se los vende en la corriente gaseosa o si se los vende líquidos. En este caso se optó por no colocar la Planta de Recuperación de GLP, considerando que la colocación de la planta de ajuste de Punto de Rocío nos deja un mayor valor del proyecto.

## 7. OBRAS DE TRANSPORTE

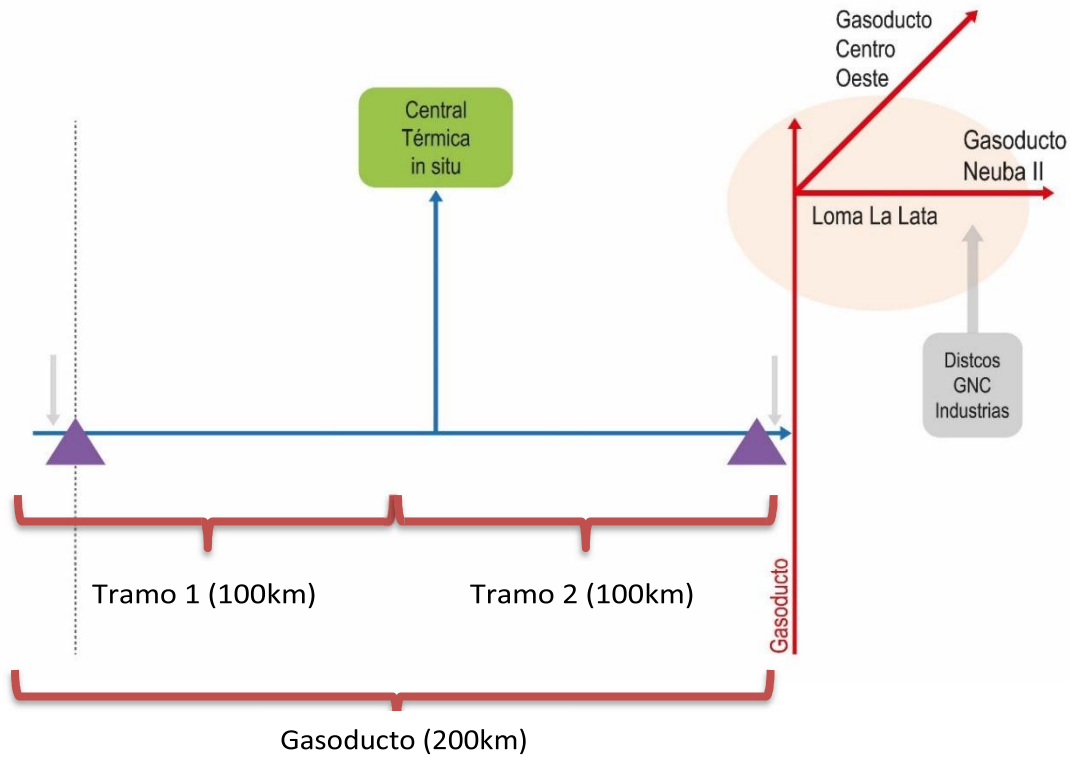
### 7.1. Esquema Básico

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

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

Mapa N°2 – Esquema de Gasoducto desde Yacimiento hasta troncal

YACIMIENTO “LA ESPERANZA”



Fuente:elaboración propia.

7.2. Dimensionamiento del Gasoducto

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

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

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

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

Partiendo de dichas ecuaciones y modelando un sistema que replicara el funcionamiento del gasoducto en Excel, se fueron analizando diferentes alternativas de diseño con el fin de definir aquella que demandase menor inversión y que durante la vida útil del proyecto tuviera menores costos de operación y mantenimientos.

Dado que los volúmenes transportados en el gasoducto cambian a lo largo de la vida del proyecto, se dimensionó el mismo para cubrir el pico de transporte (momento crítico), que en este caso es de 2.952 Km<sup>3</sup>/día en el año 11.

### 7.3. Diámetros y presiones de operación

La presión de salida de las plantas es de 68 kg/cm<sup>2</sup>. Colocándose una planta antes del ingreso al transporte, se la llevo a 92.74 kg/cm<sup>2</sup> siendo la MAPO igual a 95 Kg/cm<sup>2</sup>. El diámetro se definió en 16” para los primeros 100 km del gasoducto, hasta la usina térmica. Dado el consumo de gas natural por parte de la central termoeléctrica, se definió un diámetro de 14” para los siguientes 100 km del gasoducto.

### 7.4. Necesidades de compresión en transporte

Se decidió diseñar 1 estación de compresión, con una potencia instalada de 2.500 HP, siendo la potencia utilizada 1.675 HP (índice de utilización del 67%). De este modo, se llega al gasoducto troncal con una presión de 72,9 kg/cm<sup>2</sup>.

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

Las inversiones contemplan la adquisición e instalación de caños, plantas compresoras, equipos y estaciones de medición. Su monto total se estima en aproximadamente 123 MMUSD, siendo la inversión en cañerías el 95% de dicho valor.

## 8. COSTOS Y TARIFAS

### 8.1. Precios aplicables al gas natural (por canal comercial)

Se prevé que el gas natural producido sea comercializado en el mercado local. En este sentido, los canales comerciales son los siguientes:

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

---

### PRECIOS DE INICIO POR CANAL Y EVOLUCIÓN

---

Existe la necesidad de abastecer a las Distribuidoras (R + P1 + P2) y, de este modo, entregar gas a la demanda prioritaria (Domiciliaria y Comercial). El precio de inicio considerado es de \$1750/1.000 m<sup>3</sup>. A efectos de proyectar la evolución del mismo, se asume un crecimiento del 20% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica inicial de us\$ 5,2/MBTU; manteniendo dicho precio. Asimismo, se debe abastecer al GNC, para el cual se considera un precio inicial de \$3000/1.000 m<sup>3</sup>. De igual manera, a los efectos de proyectar su evolución, se asume un crecimiento del 10% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica inicial de us\$ 5,2/MBTU; manteniendo dicho precio. En cuanto al canal de Generación Eléctrica, la producción será dirigida a una central termoeléctrica existente en yacimiento. Se considera un precio inicial de us\$ 5,2/MBTU, el cual se mantendrá durante todo el periodo.

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

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

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

### PROYECCIONES SOBRE PRECIOS

En las siguientes tablas se pueden observar las proyecciones de precios estimados a 25 años. Con el objetivo de facilitar su comparación, se pueden observar los valores en us\$/MBTU y us\$/Km<sup>3</sup>, considerando la devaluación estimada de la moneda local para los canales Distribuidoras y GNC.

**Tabla N°15 – Precios del gas natural por segmento de la demanda.**

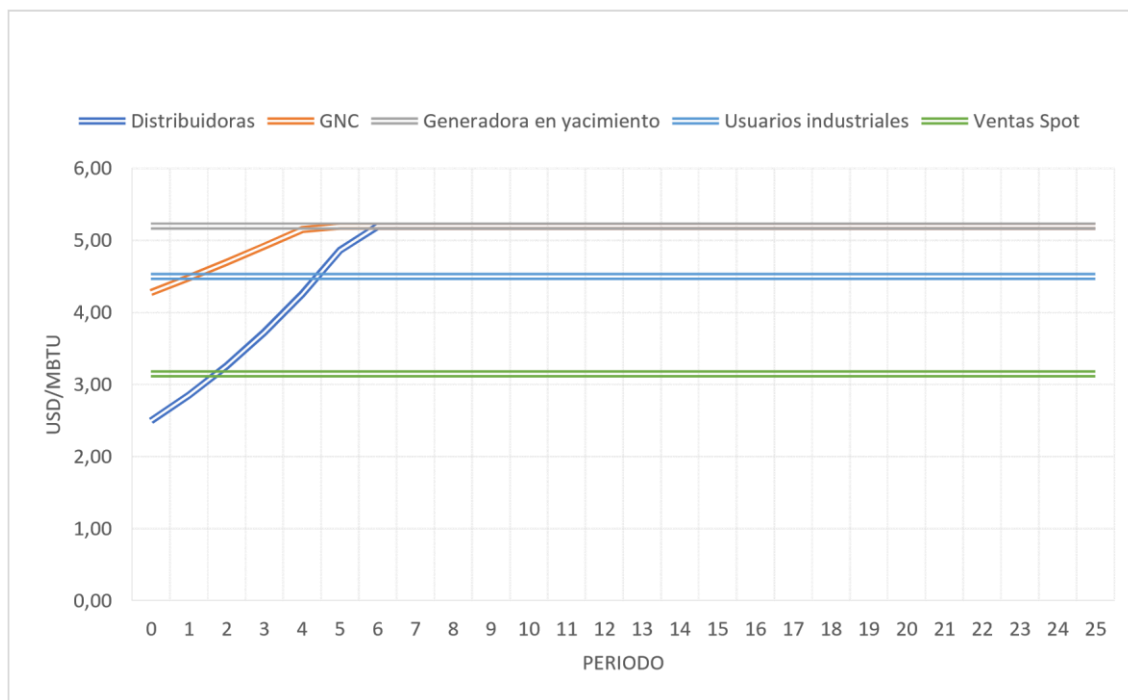
| Precios (USD/MBTU) |         |                |      |                          |                       |             | Precios (USD/Km <sup>3</sup> ) |         |                |        |                          |                       |             |
|--------------------|---------|----------------|------|--------------------------|-----------------------|-------------|--------------------------------|---------|----------------|--------|--------------------------|-----------------------|-------------|
| Año                | Periodo | Distribuidoras | GNC  | Generadora en yacimiento | Usuarios industriales | Ventas Spot | Año                            | Periodo | Distribuidoras | GNC    | Generadora en yacimiento | Usuarios industriales | Ventas Spot |
| 2018               | 0       | 2,50           | 4,28 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2018                           | 0       | 92,11          | 157,89 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2019               | 1       | 2,85           | 4,48 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2019                           | 1       | 105,26         | 165,41 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2020               | 2       | 3,26           | 4,70 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2020                           | 2       | 120,30         | 173,29 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2021               | 3       | 3,73           | 4,92 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2021                           | 3       | 137,49         | 181,54 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2022               | 4       | 4,26           | 5,15 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2022                           | 4       | 157,13         | 190,19 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2023               | 5       | 4,87           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2023                           | 5       | 179,57         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2024               | 6       | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2024                           | 6       | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2025               | 7       | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2025                           | 7       | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2026               | 8       | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2026                           | 8       | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2027               | 9       | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2027                           | 9       | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2028               | 10      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2028                           | 10      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2029               | 11      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2029                           | 11      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2030               | 12      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2030                           | 12      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2031               | 13      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2031                           | 13      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2032               | 14      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2032                           | 14      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2033               | 15      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2033                           | 15      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2034               | 16      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2034                           | 16      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2035               | 17      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2035                           | 17      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2036               | 18      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2036                           | 18      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2037               | 19      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2037                           | 19      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2038               | 20      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2038                           | 20      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2039               | 21      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2039                           | 21      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2040               | 22      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2040                           | 22      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2041               | 23      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2041                           | 23      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2042               | 24      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2042                           | 24      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |
| 2043               | 25      | 5,20           | 5,20 | 5,20                     | 4,50                  | 3,15        | 2043                           | 25      | 191,91         | 191,91 | 191,91                   | 166,08                | 116,25      |

Fuente: elaboración propia.

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



Gráfico N°14 – Proyección de Precios



PROYECCIÓN DE PRECIOS (USD/MBTU)

Fuente: elaboración propia.

8.2. Precios aplicables a los condensados y gasolina

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

Se tomó en consideración el posicionamiento de nuestro país como importador neto de crudos, situación que se prevé seguirá manteniéndose a lo largo del proyecto. Esto nos permite analizar el Netback a partir de las proyecciones de precios del Brent por el Banco Mundial desde el presente año hasta el 2041, manteniéndose el último registro constante para los restantes años. Con respecto al mismo, se calculó la paridad de importación en un incremento de 1 USD con base en referencia del mercado.

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

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

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

**Netback:** A partir de los conceptos desarrollados, se realizó el cálculo proyectado para el período en evaluación que se muestra a continuación.

**Tabla N°17 - Netbacks**

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

Fuente: elaboración propia.

### 8.3. Costos operativos (Opex)

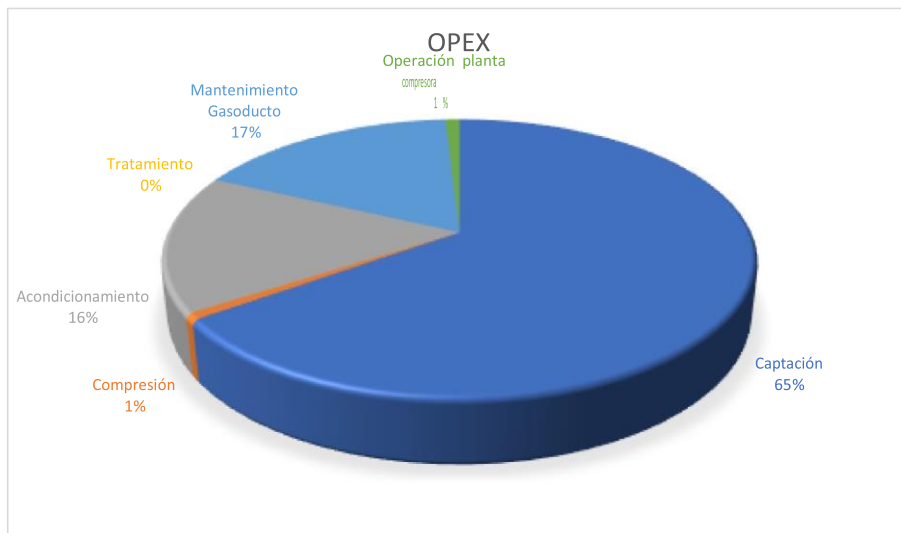
El cuadro a continuación resume todos los costos operativos asumidos durante la vida del proyecto, en millones de dólares. Cabe mencionar que el Gas Combustible para Compresión y Procesamiento no se encuentra incluido como parte del Opex, pues el mismo se deduce del volumen de gas disponible para la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

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

Tabla N°18 - OPEX

| YACIMIENTO                  |            |              | %           |
|-----------------------------|------------|--------------|-------------|
| Captación                   | 395        | M USD        | 79%         |
| Compresión                  | 4          | M USD        | 1%          |
| Acondicionamiento           | 98         | M USD        | 20%         |
| Tratamiento                 | 0          | M USD        | 0%          |
| <b>Total</b>                | <b>497</b> | <b>M USD</b> | <b>100%</b> |
| TRANSPORTE                  |            |              | %           |
| Mantenimiento Gasoducto     | 104        | M USD        | 95%         |
| Operación planta compresora | 5          | M USD        | 5%          |
| <b>Total</b>                | <b>110</b> | <b>M USD</b> | <b>100%</b> |

Gráfico N°15 - OPEX



Fuente:elaboraciónpropia.

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

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

## 9. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

### 9.1. Aspectos Generales. Contratos de Gas Natural.

Con el gas disponible para la venta calculado para cada año se analizaron diferentes alternativas de contractualización, siempre teniendo en cuenta las restricciones de precio y/o volumen que se presentaron. Dentro de la variedad de combinaciones de contratos de comercialización que se podían

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

lograr con los distintos segmentos del mercado, buscamos aquellos que nos permitía maximizar el valor del VAN. A continuación, el detalle de cada contrato y las consideraciones tomadas en cada caso:

Tabla N°19 – Contratos de Gas Natural

| Demanda                          | Plazo Original | Renovaciones         | Condiciones especiales  |
|----------------------------------|----------------|----------------------|---|
| Distribuidoras                   | 3 años         | 7 (3 años cada una)  | 30% producción disponible / > 1,0 M m3/d / crecimiento vegetativo |
| GNC                              | 1 año          | 14 (un año cada una) | > 0,25 M m3/d   |
| Central Termoelectrica ON System | 10 años        | -                    | > 1,0 M m3/d / < 1,5 M m3/d                                       |
| Industrial                       | 3 años         | 13 (un año cada una) | Sin limites de volumen  |

Fuente: elaboración propia.

### 9.2. Consideraciones Especiales. Volumen a Entregar por Segmento.

- **Distribuidoras:** existe la obligación del abastecimiento de gas natural para el sector residencial y comercial con demanda prioritaria, en donde la cantidad contractual mínima debe ser del 30% de la producción disponible para la venta, pero no menos de 1.000.000 m3/día. Además, se debe tomar en cuenta que el crecimiento vegetativo de la demanda condiciona esos valores todos los años, incrementándose en este caso un 2,2% anual (según estimaciones del Ministerio de Energía y Minería). Realizamos contratos de años 3 de duración cada uno para condicionar ese volumen mínimo ya que al principio el precio de venta es el más bajo del mercado. Hasta el año 2036 (año 19 del proyecto) se lo puede abastecer cumpliendo con lo contractualizado. A partir del siguiente año, donde con la producción no se llega a abastecer por completo el volumen convenido, se le entrega toda la producción en el invierno donde el factor de carga es del 100%, dejando el gas remanente de los demás meses para la venta SPOT.
- **Gas Natural Comprimido (GNC):** si bien al principio no es un precio muy atractivo, año a año va incrementándose hasta alcanzar un competitivo precio de venta. Existe la limitación sobre el volumen que nunca debe ser inferior a 250 mil m3/día. Se realizaron contratos durante los primeros 15 años del proyecto. A partir del siguiente año ya no podíamos garantizar el mínimo establecido.
- **Central Termoeléctrica ON SYSTEM:** sin dudas es la opción más atrayente debido a su alto precio y manteniéndose constante a lo largo de todos los años. Sus consumos son limitados entre 1,0 y 1,5 M m3/día, lo que nos impedía poder renovar el contrato a su primer vencimiento (10 años el plazo original) ya que no contamos con ese volumen mínimo para poder abastecerlos. De la misma, recién durante el tercer año de ventas es que realizamos el primer contrato, los años previos no alcanzábamos con la producción.
- **Usuarios Industriales:** luego de todas las obligaciones con los demás segmentos de la demanda, nos encontramos con los grandes usuarios industriales los cuales tenían como ventaja un muy buen precio comparados con el resto, además sin limitaciones de volumen, por lo que el remanente de la producción se destinaba a este sector. Como se mencionó anteriormente, en el año 20 del proyecto ya no es posible garantizar un volumen diario durante un año ya que en los

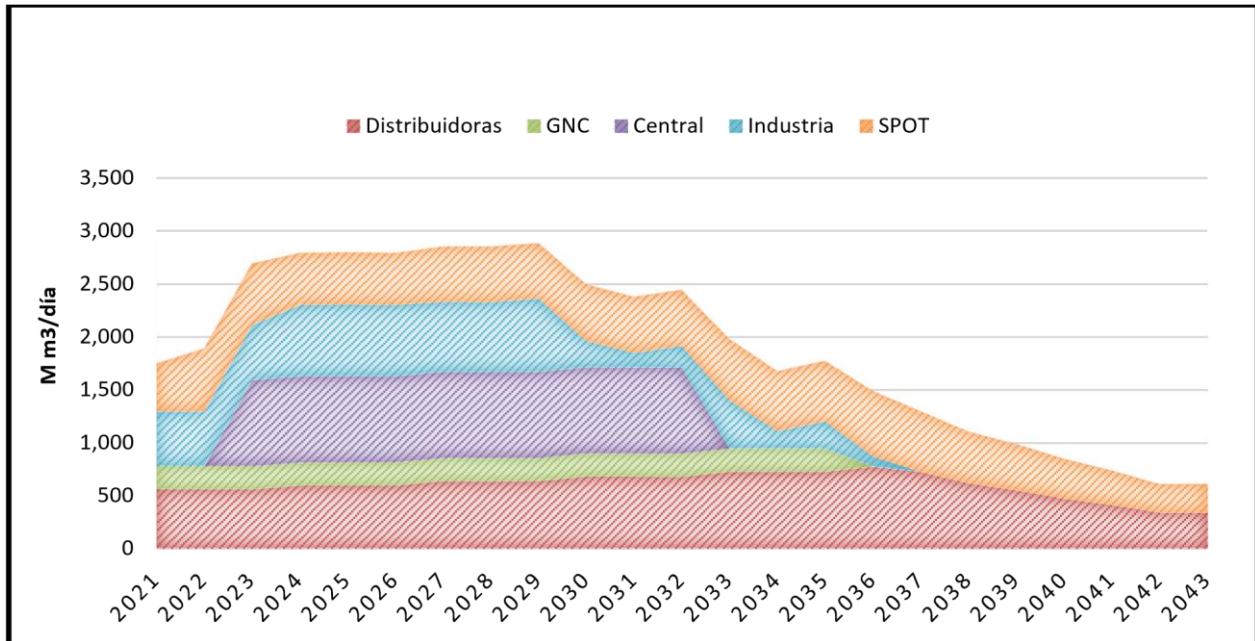
## YACIMIENTO "LA ESPERANZA"

meses de invierno el 100% de la producción se destina a las distribuidoras, por lo que se les hizo un primer contrato por tres años y luego con renovación anual hasta el año 2036.

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

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

Gráfico N°16 – Contratos de Gas Natural



### CONTRATOS "LA ESPERANZA" 2021-2043

Fuente: elaboración propia.

#### 9.3. Condensados. Características de Comercialización.

Respecto a la comercialización del mix de condensados, una vez que los mismos se obtienen en los separadores primarios y en la planta de ajuste de punto de rocío, son enviados y almacenados en las instalaciones contiguas al yacimiento. El despacho se realiza por medio de camiones, donde se efectúan

las ventas y transferencia del dominio del producto al cliente final. Los cargos quedan a cargo de cada comprador evitando de esta manera los gastos de transporte, problemas logísticos, riesgos y desgastes operativos.

#### 9.4. Gas Licuado de Petróleo.

Por decisión comercial y estrategia de venta, se ha decidido no comercializar el GLP. Consideramos, luego de evaluar otras alternativas, que el proyecto tendrá mayor rendimiento sin la instalación de la planta respectiva de GLP y se venderá solamente el Gas Natural.

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

### 10. Flujo de Caja y Evaluación del Proyecto

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

#### 10.1. Flujo de Caja: Ingresos

| Año                   | 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 | 2043 |
|-----------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Total Ventas Gas      | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 93.2  | 103.9 | 165.1 | 175.7 | 176.0 | 175.7 | 179.2 | 179.1 | 181.1 | 157.7 | 150.6 | 154.7 | 118.3 | 100.3 | 105.9 | 86.4 | 75.0 | 63.9 | 57.2 | 49.0 | 42.6 | 35.3 | 31.8 |
| Total Ventas Líquidos | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 11.9  | 13.3  | 19.3  | 20.5  | 21.1  | 21.6  | 22.1  | 22.1  | 22.4  | 19.4  | 20.9  | 21.6  | 17.5  | 14.8  | 15.7  | 13.2 | 11.5 | 9.8  | 8.8  | 7.6  | 6.6  | 5.5  | 4.9  |
| Total Ventas          | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 105.1 | 117.2 | 184.4 | 196.3 | 197.1 | 197.3 | 201.3 | 201.2 | 203.4 | 177.1 | 171.5 | 176.3 | 135.8 | 115.1 | 121.6 | 99.6 | 86.6 | 73.8 | 66.0 | 56.6 | 49.2 | 40.7 | 36.7 |

(\*) en millones de dólares

#### 10.2. Flujo de Caja: Cálculo EBITDA

| Año                  | 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  | 2043  |
|----------------------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Regalías             | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -12.6 | -14.0 | -22.1 | -23.5 | -23.6 | -23.6 | -24.1 | -24.1 | -24.4 | -21.2 | -20.5 | -21.1 | -16.2 | -13.7 | -14.5 | -11.9 | -10.3 | -8.8  | -7.8  | -6.7  | -5.8  | -4.8  | -4.3  |
| IIBB                 | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -3.2  | -3.5  | -5.5  | -5.9  | -5.9  | -5.9  | -6.0  | -6.0  | -6.1  | -5.3  | -5.1  | -5.3  | -4.1  | -3.5  | -3.6  | -3.0  | -2.6  | -2.2  | -2.0  | -1.7  | -1.5  | -1.2  | -1.1  |
| Opex                 | 0.0  | 0.0  | 0.0  | -25.5 | -27.2 | -36.5 | -37.7 | -37.8 | -37.7 | -38.4 | -38.6 | -39.0 | -34.4 | -33.3 | -34.3 | -28.8 | -25.3 | -26.5 | -23.2 | -20.9 | -18.7 | -17.3 | -15.6 | -14.3 | -12.8 | -12.1 |
| Imp a los créd y déb | -2.0 | -0.8 | -1.0 | -1.9  | -2.4  | -3.3  | -3.4  | -3.5  | -3.6  | -3.7  | -3.4  | -3.6  | -3.4  | -3.0  | -2.9  | -2.3  | -2.0  | -2.1  | -1.8  | -1.6  | -1.4  | -1.2  | -1.1  | -0.9  | -0.8  | -0.7  |





|                       |        |       |       |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------------------|--------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Repago Financiamiento | 0.00   | 0.00  | 0.00  | 0.00 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 7.67 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Aportes Capital       | 171.15 | 66.98 | 11.86 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Free Cash Flow        | -171.2 | -67.0 | -78.9 | 36.9 | 34.2 | 77.4 | 88.3 | 83.6 | 72.7 | 74.7 | 97.7 | 91.5 | 58.3 | 80.7 | 82.1 | 56.2 | 44.6 | 49.6 | 38.7 | 32.5 | 26.5 | 23.5 | 18.9 | 20.2 | 16.2 | 15.7 |

|                     |        |        |        |        |        |        |       |     |      |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Cash Flow Acumulado | -171.2 | -238.1 | -317.0 | -280.1 | -245.9 | -168.5 | -80.2 | 3.4 | 76.1 | 150.8 | 248.5 | 340.0 | 398.3 | 479.0 | 561.1 | 617.3 | 661.9 | 711.4 | 750.1 | 782.6 | 809.1 | 832.6 | 851.6 | 871.8 | 887.9 | 903.6 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|

(\*) en millones de dólares

10.5. Análisis del Resultado Financiero

Tabla N°20 – Resultados Financieros del Proyecto

| NPV @10% | TIR   | Máxima exposición | Período de repago (Años) |
|----------|-------|-------------------|--------------------------|
| \$153.6  | 15.7% | -317.0            | 8.0                      |

Con los resultados expuestos precedentemente podemos destacar que el proyecto únicamente es viable económicamente con un financiamiento externo que complemente nuestro capital inicial de 250 MM USD. En los primeros años, donde se realiza la gran erogación de dinero por la cantidad de inversiones necesarias, no contamos con ingresos por ventas que comienzan recién en el año 3, por lo tanto, nos vemos obligados a financiarnos con capitales de terceros.

Las inversiones que realizar, sumadas al bono ofrecido a la provincia, nos arroja un total cercano a los 660 MM USD de CAPEX, donde la mayor parte de dichas erogaciones se realizan al principio (bono incluido). Eso nos achica el NPV y la TIR del proyecto, que igualmente, con la generación de dinero propia de la actividad a partir del tercer año, nos arroja un resultado final muy considerado y con un período de repago de 8 años, que es un plazo normal para este tipo de proyectos.

También destacamos que el monto financiado externamente es de aproximadamente 76,7 MM USD, lo que representa un 30,1% del Capital Propio y un 23,1% del Capital Total (propio más externo). Consideramos que es un monto bajo de endeudamiento teniendo en cuenta la magnitud del proyecto, que a su vez, ayudada por una tasa de interés moderada y los dos años de gracia del pago del capital, nos beneficia aún más en el valor neto del proyecto.

10.6. Flujo de Caja: Cuadro de Marcha del Financiamiento

Tabla N°21 – Cuadro de Marcha del Financiamiento

| Año | Tasa  | Capital Desembolsado | Interés | Repago | Capital Remanente |
|-----|-------|----------------------|---------|--------|-------------------|
| 0   | 12.7% | 0                    | 0.0     | 0.0    | 0.0               |
| 1   | 12.7% | 0                    | 0.0     | 0.0    | 0.0               |
| 2   | 12.7% | 76.7                 | 9.7     | 0.0    | 76.7              |
| 3   | 12.7% | 0                    | 9.7     | 0.0    | 76.7              |
| 4   | 12.7% | 0                    | 8.8     | 7.7    | 69.1              |
| 5   | 12.7% | 0                    | 7.8     | 7.7    | 61.4              |
| 6   | 12.7% | 0                    | 6.8     | 7.7    | 53.7              |
| 7   | 12.7% | 0                    | 5.8     | 7.7    | 46.0              |
| 8   | 12.7% | 0                    | 4.9     | 7.7    | 38.4              |
| 9   | 12.7% | 0                    | 3.9     | 7.7    | 30.7              |
| 10  | 12.7% | 0                    | 2.9     | 7.7    | 23.0              |

**YACIMIENTO “LA ESPERANZA”**

|    |       |   |     |     |      |
|----|-------|---|-----|-----|------|
| 11 | 12.7% | 0 | 1.9 | 7.7 | 15.3 |
| 12 | 12.7% | 0 | 1.0 | 7.7 | 7.7  |
| 13 | 12.7% | 0 | 0.0 | 7.7 | 0.0  |

**11. ANALISIS DE SENSIBILIDADES**

Posterior a la evaluación de resultados, se procedió a estudiar de qué manera se verían afectados los resultados obtenidos si hubiese variaciones en las variables más significativas y de qué manera impactan en el resultado más importante para nosotros, el VNP. Se realizaron análisis de sensibilidad de las siguientes variables:

- Inversiones
- Costos Operativos
- Precio de Líquidos
- Precios de Gas (por segmento de demanda)
- Tasa de Interés

**Tabla N°22 – Análisis de sensibilidad. Variación de los parámetros en un 5%.**

| VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS EN UN 5% |               |              |                |                 |
|--------------------------------------|---------------|--------------|----------------|-----------------|
|                                      | VAN @10%      | TIR          | Período repago | Máx. Exposición |
|                                      | (MUSD)        |              | (años)         | (MUSD)          |
| CAPEX                                | 147.8         | 15.4%        | 8.0            | -327.5          |
| OPEX                                 | 146.1         | 15.5%        | 8.0            | -317.0          |
| PRECIOS LÍQUIDOS                     | 157.2         | 15.8%        | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS DISTRIBUIDORAS            | 161.7         | 16.0%        | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS GNC                       | 156.2         | 15.8%        | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS GENERACIÓN ELÉCTRICA      | 168.4         | 16.2%        | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS INDUSTRIA                 | 163.4         | 16.1%        | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS SPOT                      | 158.0         | 15.9%        | 7.9            | -317.0          |
| TASA DE INTERES                      | 152.7         | 15.7%        | 8.0            | -317.2          |
|                                      |               |              |                |                 |
| <b>VALORES ORIGINALES</b>            | <b>153.58</b> | <b>15.7%</b> | <b>8.0</b>     | <b>-317.00</b>  |

**Tabla N°23 – Análisis de sensibilidad. Variación de los parámetros en un 10%.**

| VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS EN UN 10% |          |       |                |                 |
|---------------------------------------|----------|-------|----------------|-----------------|
|                                       | VAN @10% | TIR   | Período repago | Máx. Exposición |
|                                       | (MUSD)   |       | (años)         | (MUSD)          |
| CAPEX                                 | 143.7    | 15.1% | 8.1            | -337.7          |
| OPEX                                  | 138.6    | 15.2% | 8.1            | -317.0          |
| PRECIOS LÍQUIDOS                      | 160.8    | 16.0% | 7.9            | -317.0          |
| PRECIO GAS DISTRIBUIDORAS             | 169.9    | 16.2% | 7.8            | -317.0          |
| PRECIO GAS GNC                        | 158.7    | 15.9% | 7.9            | -317.0          |

**YACIMIENTO “LA ESPERANZA”**

|                                 |        |       |     |         |
|---------------------------------|--------|-------|-----|---------|
| PRECIO GAS GENERACIÓN ELÉCTRICA | 182.6  | 16.6% | 7.8 | -317.0  |
| PRECIO GAS INDUSTRIA            | 173.2  | 16.4% | 7.8 | -317.0  |
| PRECIO GAS SPOT                 | 162.3  | 16.0% | 7.9 | -317.0  |
| TASA DE INTERES                 | 151.8  | 15.7% | 8.0 | -317.4  |
|                                 |        |       |     |         |
| VALORES ORIGINALES              | 153.58 | 15.7% | 8.0 | -317.00 |

## 12. RESUMEN DE RESULTADOS

Tabla N°24

| CONCEPTO   | UNIDAD              | CANTIDAD     |              |           |
|--|---------------------|--------------|--------------|-----------|
| <b>DESARROLLO Y PRODUCCIÓN</b>                           |                     |              |              |           |
| Gas y Condensado in situ                                 | M m <sup>3</sup>    |              |              |           |
| Hidrocarburos remanentes a presión de abandono           | M m <sup>3</sup>    | 20,418.6     |              |           |
| Factor de Recuperación                                   | %                   |              |              |           |
| Presión de abandono                                      | kg/cm <sup>2</sup>  | 4,038.5      |              |           |
| Cantidad de pozos  |                     |              | 80.2%        |           |
| Potencia total de compresión en yacimiento               | HP                  |              |              |           |
| Producción de gas máxima                                 | M m <sup>3</sup> /d |              | 52.0         |           |
| Producción de gas promedio                               |                     |              | 41           |           |
| Producción de condensado máxima                          | M m <sup>3</sup> /d |              | 3,500        |           |
| Producción de condensado promedio                        | m <sup>3</sup> /d   |              | 2.952        |           |
|  |                     |              | 1.951        |           |
|  |                     |              | 128.4        |           |
|  |                     |              | 84.8         |           |
| <b>DEMANDA Año 3 y Año 25</b>                            |                     | <b>Año 3</b> | <b>Año</b>   | <b>11</b> |
|  |                     |              | <b>(máx)</b> |           |
| Consumo máximo distribuidoras                            | M m <sup>3</sup> /d |              |              |           |
| Consumo máximo GNC                                       | M m <sup>3</sup> /d | 1.000        |              | 1.139     |
| Consumo máximo termoeléctrica (*)                        | M m <sup>3</sup> /d | 0.225        |              | 0.225     |
| Consumo máximo industria                                 | M m <sup>3</sup> /d | 0.815        |              | 0.815     |
| Consumo máximo total (incluye ventas spot)               | M m <sup>3</sup> /d | 0.520        |              | 0.692     |
|  |                     | 1.747        |              | 2.883     |
| <b>PROCESAMIENTO Año 3 y Año 25</b>                      |                     | <b>Año 3</b> | <b>Año</b>   | <b>11</b> |
|  |                     |              | <b>(máx)</b> |           |
| Capacidad de procesamiento máxima Propano + Butano (GLP) | M m <sup>3</sup> /d |              |              | 3         |
| Gasolina   | ton/año             | 3.00         |              | .00       |
|  | m <sup>3</sup> /d   |              |              | -         |
|  |                     | 7.34         |              | 12.11     |
| <b>TRANSPORTE</b>  |                     |              |              |           |

## YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

|   |                     |              |               |
|---|---------------------|--------------|---------------|
| Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléct | pulg                |              |               |
|   | M m <sup>3</sup> /d | 16           |               |
| Capacidad máxima de transporte                          | HP                  | 3.0          |               |
| Potencia instalada                                      | pulg                | 2,500        |               |
|   |                     | 14           |               |
| Segundo tramo de Gasoducto hasta Gasoducto troncal      | M m <sup>3</sup> /d | 2.1          |               |
| Capacidad máxima de transporte                          | HP                  | -            |               |
| Potencia instalada                                      |                     |              |               |
| <b>INVERSIONES</b>                                      |                     |              |               |
| Inversión campo (yacimiento - Perf y WO)                | M US\$              |              |               |
| Inversión planta/s procesamiento (Facilities)           | M US\$              | 275.1        |               |
| Inversión Gasoducto                                     | M US\$              | 5 5.0        |               |
| Inversión otros   | M US\$              | 105.0        |               |
| Inversiones (contingencia)                              | M US\$              |              |               |
| Inversión total   | M US\$              | 58.9         |               |
|   |                     | 4 9.4        |               |
|   |                     | 543.4        |               |
| <b>PRECIOS GAS Año 1 y Año 25</b>                       |                     | <b>Año 1</b> | <b>Año 25</b> |
| Distribuidoras  | US\$/MBTU           |              |               |
| GNC   | US\$/MBTU           | 2.85         | 5.20          |
| Centrales eléctricas                                    | US\$/MBTU           |              |               |
| Usuarios Industriales                                   | US\$/MBTU           | 4.48         | 5.20          |
|   |                     | 5.20         |               |
|   |                     | 4 .50        | 5.20          |
|   |                     |              | 4.50          |
| <b>PRECIOS LÍQUIDOS Año 1 y Año 25</b>                  |                     | <b>Año 1</b> | <b>Año 25</b> |
| GLP exportación   | US\$/tn             | -            | -             |
| GLP local   | US\$/tn             | -            | -             |
| Gasolina y Condensado Local                             | US\$/bbl            | 5            |               |
|   |                     | 6.4          | 76.4          |
| <b>RESULTADOS</b>                                       |                     |              |               |
| VAN al 10%  | M US\$              |              |               |
| TIR   | %                   | 153.6        |               |
| Repago  | Años                | 15.7%        |               |
| Préstamo (capital) solicitado                           | M US\$              |              |               |
| Máxima exposición                                       | M US\$              | 8.0          |               |
|   |                     | 7 6.7        |               |
|   |                     | 317.0        |               |

Nota: (\*) Corresponde al año 5, por ser el primer año de contrato.