



## LICITACIÓN PÚBLICA DE EXPLOTACIÓN

# Yacimiento “La Esperanza”

Trabajo Final Integrador

Carrera de Especialización en Economía del Petróleo y Gas Natural

Cohorte 2014

### **EQUIPO 6 GRUPO B**

Integrantes:

- Castiglioni, Luciana
- Imperatrice, María Soledad

## ÍNDICE

1. Objetivo.....	4
2. Alcance .....	4
3. Resumen Ejecutivo.....	5
4. Esquema del Proyecto .....	6
5. Mercado y Marco Institucional y Legal .....	7
ECONOMICO .....	7
ECOLÓGICO .....	9
MARCO LEGAL.....	10
6. Reservas .....	13
7. Aspectos Comerciales y contractuales.....	18
A. Distribuidoras.....	18
B. GNC .....	19
C. Generación Eléctrica .....	19
D. Grandes usuarios y usuarios Industriales .....	19
Condensado y Gasolina.....	20
<i>Demanda Máxima Estimada</i> .....	20
8. Desarrollo del Yacimiento .....	21
Pozos requeridos.....	23
Pozos de Reserva .....	24
9. Obras de Captación y Compresión en Yacimiento.....	25
Sistema de Captación.....	25
<i>Mapa estructural</i> .....	27
<i>Mapa de espesores útiles</i> .....	28
Separadores requeridos.....	28
Planta compresora en Yacimiento .....	29
10. Obras de Medición y Acondicionamiento.....	30
11. Aprovechamiento de condensables.....	31

---

12.	Transporte.....	32
13.	Costos y tarifas.....	34
	Tarifas.....	34
	A. Distribuidoras.....	34
	B. GNC .....	34
	C. Generación Eléctrica .....	34
	D. Usuarios Industriales.....	34
	E. Clientes Spot .....	35
	Condensado y Gasolina.....	37
	Costos e Inversiones .....	38
	Inversiones .....	38
	Costos.....	38
	Impuestos y otros.....	40
	Financiación .....	41
14.	Evaluación de Proyectos .....	42
	Flujo de caja .....	42
	Indicadores del flujo de caja .....	42
15.	Análisis de Sensibilidad del proyecto.....	44
	Gráfico de sensibilidades de la VAN.....	44
	Sensibilidad del VAN respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios .....	44
	Sensibilidad de la TIR respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios .....	45
	Sensibilidad del Período de Repago respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios.....	45
16.	Planilla de Resultados .....	47
17.	Conclusión.....	48

## 1. OBJETIVO

El presente trabajo tiene como objetivo el cálculo y determinación de las inversiones necesarias para la Licitación Pública por los derechos de explotación del yacimiento de gas y condensado denominado “La Esperanza” ubicado en la provincia de Neuquén, en la cuenca Neuquina, actualmente la primera en producción de hidrocarburos de la Nación Argentina.

A continuación se analizarán los aspectos técnicos y económicos que demuestran la prefactibilidad de este proyecto, detallando las hipótesis y supuestos utilizados para este análisis, y describiendo los activos, procesos, decisiones técnicas, comerciales y estratégicas que nos llevan a la propuesta final.

## 2. ALCANCE

El alcance de este proyecto incluye el desarrollo planeado para la explotación del yacimiento gasífero “La Esperanza”. Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado con una profundidad promedio de 2210 m bajo boca de pozo, cuyo reservorio compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco.

Se demostrarán las evaluaciones realizadas a los efectos del cálculo de las reservas, el diseño de las instalaciones (plantas, gasoducto, sistema de captación), así como cuestiones económicas y comerciales inherentes al proyecto, demostrando la viabilidad económica del mismo.

### 3. RESUMEN EJECUTIVO

Para el desarrollo de este proyecto de extracción de gas, se ha determinado una estrategia de producción de 20 años. El proyecto contempla la perforación de un total de 75 pozos adicionales a los 5 pozos exploratorios ya perforados, incluyendo 3 pozos de reserva. Para la captación del gas extraído mediante estos pozos, se ha diseñado un sistema de 7 baterías con sus respectivos separadores y un sistema de cañerías dentro del yacimiento de aproximadamente 115 km de longitud. Asimismo, se instalará una planta de acondicionamiento de punto de rocío de 4M de m<sup>3</sup>/día y una planta de endulzamiento de 3.84 Mm<sup>3</sup>/día para dejar el gas en condiciones óptimas de especificación.

El sistema de transporte se diseña en 2 tramos de 100km cada uno, debido a la entrega parcial de gas a la Central Termoeléctrica ubicada dentro del yacimiento. Ambos tramos poseen un diámetro de 16 pulgadas, previendo la instalación de una planta compresora de 5,000 HP entre ambos tramos del gasoducto.

Desde el punto de vista económico y comercial, se realizarán contratos de venta con distribuidoras, compañías de GNC, Generadoras, y usuarios industriales. Esta estrategia de comercialización, sumado a los costos operativos derivados de la explotación, y al esquema de inversiones presupuestado de 691 MUSD, determina un VAN de 236 MUSD, con una tasa interna de retorno de 28%, con un período de repago de 6 años.

### 4. ESQUEMA DEL PROYECTO

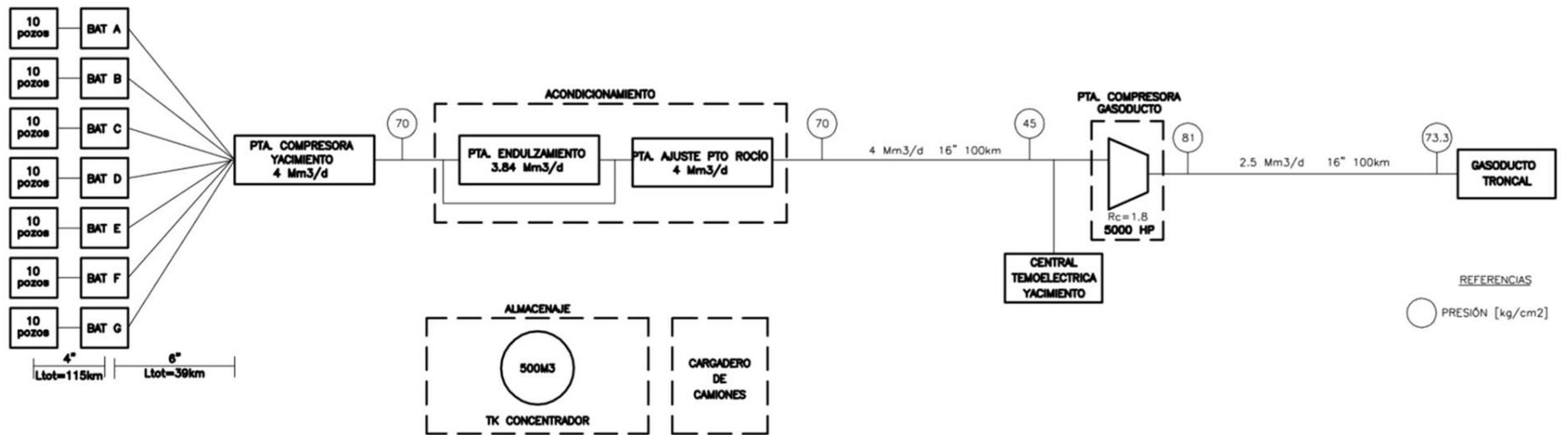


Figura 1: Esquema del proyecto

## 5. MERCADO Y MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

Para poder determinar la viabilidad del proyecto, se considera importante analizar el entorno de la industria del gas en Argentina. Para ello se realiza un análisis económico, ecológico y legal del país, focalizado en la situación particular de la industria energética.

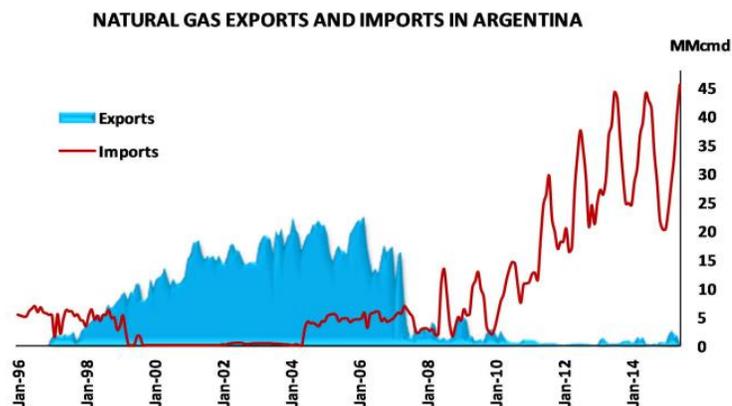
### ECONOMICO

#### Análisis de mercado en la actualidad

El mercado energético en la República Argentina se encuentra atravesando un momento complicado. El consumo de gas natural en nuestro país ha tenido un crecimiento sostenido, a un ritmo promedio de 3% anual. Por el contrario, la producción nacional no ha seguido el mismo rumbo que el consumo, en parte por la maduración de los yacimientos productivos, y por la ausencia de descubrimientos consecuencia de la falta de inversión en exploración, lo que a su vez ha generado una sostenida caída de las reservas de petróleo y gas.

Por tal motivo, y desde hace ya varios años, y con más fuerza desde el año 2011, el balance comercial energético ha ido avanzando hacia un terreno de déficit, debiendo el país importar energía para poder suplir la demanda local. La caída del precio del petróleo internacional a finales del 2014 ayudó a que el saldo de la balanza comercial energética terminara *solamente* con un déficit de 5,700 millones de dólares.

En lo que se refiere exclusivamente al Gas, las importaciones durante 2014 llegaron a un record de 45 Mm3/día, contra sólo un saldo exportador de alrededor de 2,5 Mm3/día. Estas importaciones proceden principalmente de Bolivia y de grandes barcos contenedores de gas natural licuado.



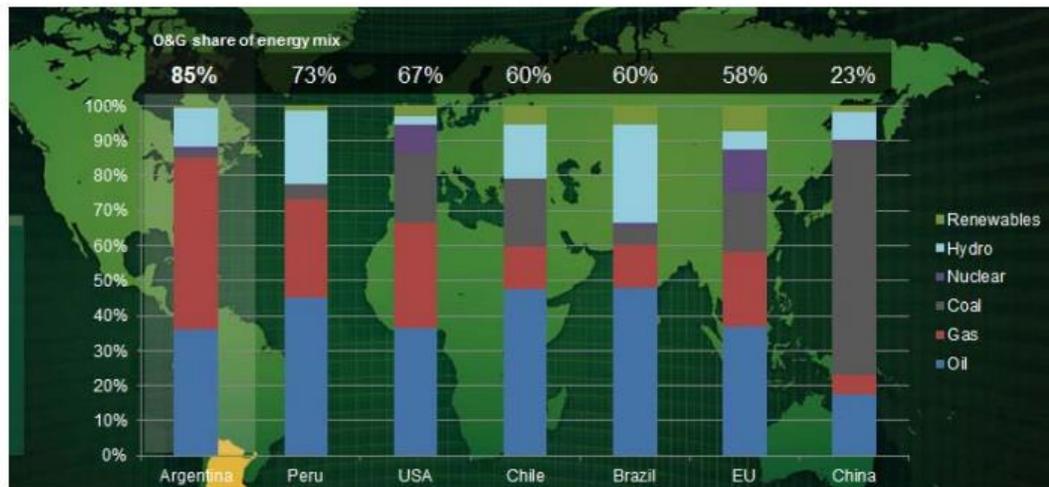
Fuente: Daniel G. Gerold JUN 2015 / G&G Energy Consultanst

Figura 2: Exportaciones e Importaciones Gas en Argentina

Históricamente, en la matriz energética de nuestro país, el Gas Natural ha sido el actor principal seguido por el petróleo, ambos con un 85% del total. Por lo expuesto, el desafío para los próximos años de nuestro país, en un contexto de escasez de reservas y tipo de cambio retrasado, será apuntar nuevamente al autoabastecimiento energético en detrimento de las importaciones. Nuestro país necesita incrementar su producción de petróleo y gas, basándose principalmente en el desarrollo de yacimientos no convencionales, como Vaca Muerta en la provincia de Neuquén emulando así lo sucedido en Estados Unidos con el boom del Shale de los últimos años.

Para que esto pueda ser llevado a cabo, será necesario un marco jurídico claro que permita la llegada de inversiones externas, que garantice la sustentabilidad de los proyectos de producción de petróleo y gas. En esta sintonía, este proyecto de explotación del yacimiento “La esperanza”, es una apuesta a contribuir al país para lograr el autoabastecimiento, generando beneficios para consumidores, industrias y la Nación en general.

A continuación se muestra la matriz energética de Argentina en comparación con otros países:



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Figura 3: Matriz Energética

### Participantes del mercado Gas Natural

Es importante mencionar el rol de los diferentes sujetos activos de la cadena del gas natural, para comprender las interacciones existentes entre tales actores, y de esta forma poder establecer una estrategia de mercado acorde:

- Productor, toda persona física o jurídica titular de una concesión de explotación de hidrocarburos.

- Transportista, toda persona jurídica del transporte del Gas Natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores y consumidores.
- Distribuidores, aquel prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal una zona geográfica delimitada.
- Comercializadores, aquel que compra y vende gas natural por cuenta de terceros.
- Consumidor, aquellas industrias, comercios, usinas y consumidores finales.

### Consumo de Gas

Como puede observarse en el siguiente cuadro, los principales consumidores de gas son las centrales eléctricas y las Industrias, por encima de los usuarios residenciales que reciben el gas a través de las distribuidoras.

#### Distribución. Gas Entregado por Tipo de Usuario 2009 -2013

Unidad: Mm3 de 9300 kcal

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	Sub-distribuidor	GNC	Total
2009	8.469.112	1.274.646	405.997	11.804.892	12.436.304	669.604	2.632.869	37.693.424
2010	9.182.349	1.248.009	428.535	12.037.781	11.519.388	727.349	2.664.165	37.807.576
2011	9.552.089	1.255.001	425.574	12.511.707	12.951.424	878.538	2.761.088	40.335.421
2012	10.031.821	1.342.963	444.186	11.661.256	14.350.359	936.731	2.784.981	41.552.297
2013	10.491.043	1.343.634	445.904	12.391.359	14.471.673	1.012.083	2.759.075	42.914.771

Fuente: Estadísticas de Petróleo y Gas, Anuario 2013 – Instituto Argentino del Petróleo

Tabla 1: Consumo de Gas en Argentina

## ECOLÓGICO

La explotación de hidrocarburos en cualquiera de sus formas ha estado desde hace mucho tiempo, y en particular en los últimos años, en el ojo de ecologistas y activistas. Diferentes organizaciones protagonizan campañas alrededor del mundo en contra de la actividad hidrocarburífera aduciendo que ésta genera daños a napas subterráneas, acuíferos y ríos subterráneos, contaminación del agua y la atmósfera y alteración de los ecosistemas donde se lleva a cabo la actividad.

Muchas de estas críticas surgen como consecuencia de los accidentes que han sido noticia en los últimos años, como el derrame de BP en el Golfo de México, o el boom de la utilización del “fracking” como técnica masiva para la explotación de yacimientos no convencionales. Sin embargo, muchas de las críticas hacia la industria se generan por intuición y desinformación del público en general.

A pesar de todo esto, la industria ha demostrado un alto nivel de compromiso en la elaboración e implementación de nuevas técnicas y practicas más seguras que garanticen una explotación segura en un ambiente totalmente controlado, manteniendo antes, durante y después

de la explotación el equilibrio de los ecosistemas en los cuales se trabaja. Se ha demostrado que el impacto o huella ambiental derivados de la actividad de extracción son imperceptibles en tanto sean realizados cuidadosamente, siguiendo rigurosos procedimientos de controles y seguridad a lo largo de todo el proceso. Adicionalmente, en la actualidad no se ha desarrollado un reemplazo que pueda satisfacer la inmensa demanda de energía en el mundo, que crece en función del crecimiento de la población. Los combustibles fósiles fueron, son, y probablemente lo sean por muchos años más, fundamentales para el desarrollo de la humanidad.

Para la explotación del Yacimiento “La Esperanza”, se prevén estudios de impacto ambiental antes, durante y al final de la concesión; el uso de las últimas tecnologías disponibles para garantizar la seguridad y protección del medio ambiente. Asimismo, se garantiza el correcto abandono de los activos utilizados de acuerdo a la reglamentación vigente y a las mejores prácticas de la industria.

## **MARCO LEGAL**

### **Propiedad de los Hidrocarburos**

En el Sistema Jurídico Argentino existen tres niveles de Jurisdicciones: Nacional, Provincial y Municipal. En materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos, de acuerdo a lo establecido en el art. 124 de la Constitución Nacional (1994): “corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”, teniendo estas, la facultad para conceder permisos de exploración y concesiones de explotación a empresas estatales, privadas o mixtas.

En tanto, al Estado Nacional, le pertenecen aquellos hidrocarburos que se encuentren a partir de las 12 millas marinas y a su vez, tiene la potestad para dictar políticas generales en materia de energía.

### **Legislación aplicable para la explotación de hidrocarburos**

Actualmente se encuentra en vigencia la Ley de Hidrocarburos, N° 27.007 sancionada el 29/10/2014 y promulgada por Decreto N° 2009/2014 el 30/10/2014 (B.O. 31/10/214).

Los aspectos más relevantes de la mencionada Ley y que tienen impacto sobre el desarrollo del yacimiento La Esperanza, serán detallados a continuación:

#### ***Plazos***

Para la concesión de explotación, el plazo estipulado por Ley es de veinticinco años con opción de prorroga sucesiva por períodos de diez años.

Las concesiones de explotación se otorgan en licitaciones competitivas, utilizando un pliego común utilizado en todas las Provincias.

Durante el período que dure la concesión, el concesionario está obligado a efectuar las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, asegurando la máxima producción de hidrocarburos, y observando la conveniente conservación de las reservas.

Para la solicitud de prórroga, es requisito que el concesionario haya dado buen cumplimiento a sus obligaciones bajo la concesión. La prórroga se debe solicitar con un año de antelación al vencimiento de la concesión. Es requisito para solicitar la prórroga que la concesión se encuentre en producción al momento de la solicitud y además se debe realizar el pago de un bono de prórroga.

En cuanto a las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación, el plazo estipulado es de veinticinco años más la posibilidad de prórroga por diez años.

### *Regalías*

La Ley dispone el pago mensual del 12% de regalías y agrega que en cada extensión otorgada las Provincias podrán incrementar en un 3% las regalías, con un tope del 18%. Cabe mencionar que el cálculo de regalías se realiza en base al valor de boca de pozo.

Los descuentos sobre Regalías (según la legislación vigente) por costos de compresión, tratamiento y/o transporte necesarios para poner el gas natural en Punto de Ingreso a Sistemas de Transporte (PIST) son:

Concepto	U\$/km <sup>3</sup>
Compresión 1 Etapa	2,19
Compresión 2 Etapa	4,03
Compresión 3 Etapa	8,06
Tratamiento	0,32
Transporte (Gtos. no tarifado)	0,012

*Tabla 2: Descuentos en Regalías*

Estos valores se encuentran pesificados, a partir de la Ley de Emergencia Económica, por parte de la mayoría de las provincias hidrocarburíferas; siendo la provincia de Neuquén la que lideró esta posición.

### *Canon*

La ley establece un canon pagadero en forma anual y adelantada de \$4500 por km<sup>2</sup> de extensión del área concesionada.

### *Impuestos*

- **Ingresos brutos:** la la alícuota establecida es dell 3%.
- **Sellos:** Las Provincias no podrán incrementar las alícuotas efectivas del impuesto de sellos y no podrán gravar con este impuesto los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar inversiones. A modo simplificativo, se contempla este valor dentro del 10% de imprevistos.
- **Otros Tributos:** Las Provincias y sus municipios no podrán gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de estos últimos. A modo simplificativo se contempla este valor dentro del 10% de imprevistos

### *Legislación aplicable para transporte y distribución de gas natural*

El transporte y la distribución del gas natural se encuentran regulados por la Ley N° 24.076 (Ley del Gas), sancionada el 20 de Mayo de 1992. Sin embargo, aquellas concesiones de transporte originadas por una concesión de explotación son reguladas por la Ley N° 27.007, como es el caso del desarrollo del yacimiento La Esperanza objetivo de este trabajo.

Por dicho motivo, sólo se detallaran a continuación los objetivos de La Ley del Gas N° 24.076: a) Proteger 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 a 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.

## 6. RESERVAS

Luego de analizada la situación del mercado argentino y entendiendo el contexto económico y legal desde donde se analiza el proyecto, se procede a presentar el análisis técnico de reservas y producción previsional realizado al yacimiento “La Esperanza” con el cual se puede dimensionar el potencial hidrocarburífero del reservorio.

### Estudios Preliminares

Se han realizado estudios de registración sísmica 2D y 5 pozos exploratorios con los que se ha delimitado el yacimiento. De estos cinco pozos, cuatro resultaron productivos mientras que uno de ellos finalizó estéril.

A continuación se presentan los datos obtenidos de la fase exploratoria, junto al análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura) de los fluidos del reservorio realizado a partir de la toma de muestras en un pozo representativo del yacimiento:

Datos del Reservorio	
Volumen de Roca $V_r$	1230 m <sup>3</sup>
Porosidad $\phi$	12%
Saturación de Aguas irreductible $S_w$	33%
Temperatura del Reservorio $T_r$	360 K (87°C)
Presión del Reservorio, $P_r$	238 kg/cm <sup>2</sup>
Relación Gas - Petróleo GOR	23000 m <sup>3</sup> gas/m <sup>3</sup> liquido
Temperatura Ambiente $T_a$	288 K (15°C)
Presión atmosférica $P_a$	1,033 kg/cm <sup>2</sup>

Tabla 3: Datos del Reservorio

Pr [kg/cm <sup>2</sup> ]	Z	Z*100	Pr/Z [kg/cm <sup>2</sup> ]	B <sub>g</sub>	G [Gm <sup>3</sup> ]	G <sub>p</sub> [Gm <sup>3</sup> ]
238	0,9122	91,22	260,9	0,0049	20,309	0
225	0,9058	90,58	248,8	0,0052	19,335	0,974
180	0,8932	89,32	201,5	0,0064	15,686	4,623
120	0,9014	90,14	133,1	0,0097	10,363	9,946
80	0,922	92,2	86,8	0,0149	6,754	13,555
50	0,9455	94,55	52,9	0,0244	4,116	16,193
0	1	100	0			20,309

Tabla 4: Datos PVT

Donde:

**Z** = factor de compresibilidad del fluido del reservorio.

**Pr** = Presión del Reservorio

**B<sub>g</sub>** = factor volumétrico del gas

**G y G<sub>p</sub>** = volumen de gas “in situ” y el volumen de gas recuperable

Cálculo de reserva

A partir de los datos presentados anteriormente se confecciona el análisis previsional de producción de gas, con el que se calcula, utilizando el método volumétrico, el gas y condensado recuperable a una presión de abandono de 49,9 kg/cm<sup>2</sup>, presión de abandono estimada para el desarrollo.

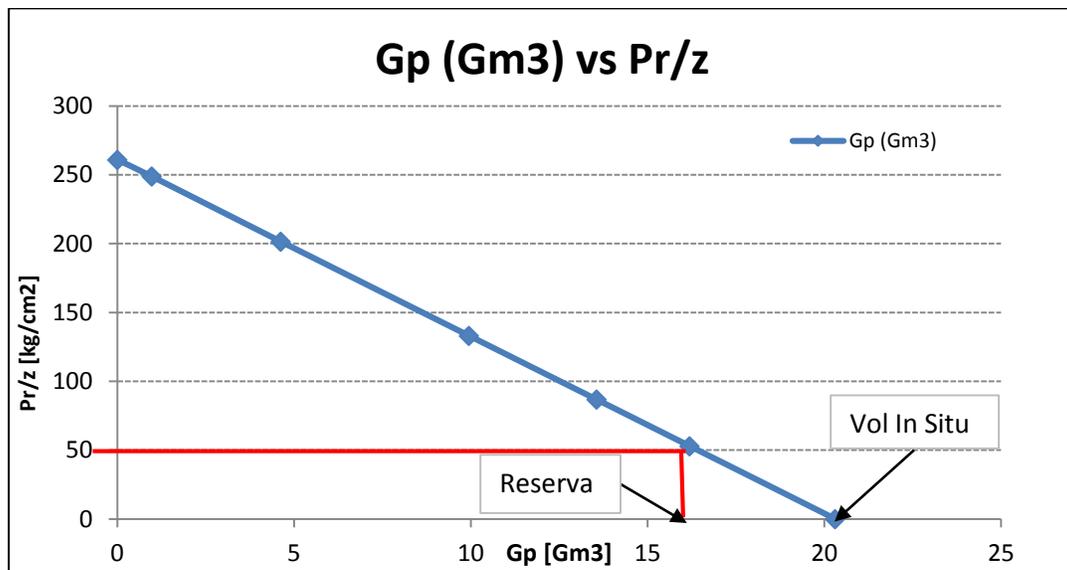


Figura 4: Reservas y Gas In Situ

De ello se obtiene que:

Presión de abandono [kg/cm <sup>2</sup> ]	49,9
(Pr/z) [kg/cm <sup>2</sup> ]	54,6
Reserva [Gm <sup>3</sup> ]	16,062
Condensado [Mm <sup>3</sup> ]	0,698
Vol Gas In situ [Gm <sup>3</sup> ]	20,309
Factor de Recuperación [%]	79,09

Tabla 5: Factor de Recuperación

Cálculo del caudal de pozo tipo

Adicionalmente se han realizado ensayos de producción y mediciones físicas completas sobre los cuatro pozos productivos del yacimiento, con lo que se obtuvo de forma estadística que el comportamiento del pozo promedio se ajusta a la fórmula de Fetkovich:

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

Donde Q= es el caudal del pozo tipo, C y n se consideran constantes a través del tiempo e iguales a 12 y 0,92 respectivamente, P<sub>ws</sub> es la presión estática de fondo de pozo y P<sub>wf</sub> la presión dinámica de fondo de pozo (cuando el pozo entra en producción).

Para obtener el caudal del pozo tipo utilizando la ecuación antes mostrada se deben obtener los valores de P<sub>ws</sub> y P<sub>wf</sub>.

Los valores de **P<sub>ws</sub>** que se obtienen año a año representan los **estadios de declinación** del reservorio. A medida que se avance con la explotación del yacimiento el valor de P<sub>ws</sub> irá disminuyendo gradualmente. Se busca que el valor de P<sub>ws</sub> el último año de la concesión (presión de abandono) sea menor a 50 kg/cm<sup>2</sup>.

Para obtener los valores de P<sub>ws</sub> a lo largo del escenario de producción propuesto para el yacimiento, se parametriza la curva P<sub>ws</sub>/z vs P<sub>ws</sub> utilizando los datos obtenidos del análisis PVT, con lo que se obtiene:

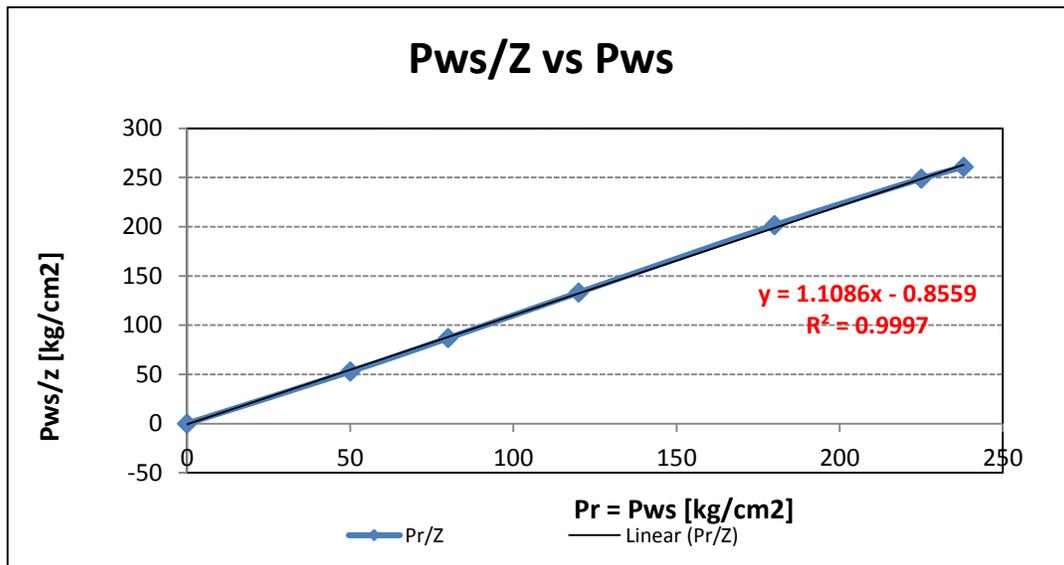


Figura 5: Presión dinámica de fondo

El valor de  $P_{ws}/z$  se relaciona linealmente con el volumen de gas producido y acumulado anualmente ( $G_p$ ), por lo que para cada  $G_p$  propuesto se tendrá un valor de  $P_{ws}/z$  el cual ingresando en el gráfico antes mostrado dará el valor de  $P_{ws}$  buscado.

Una vez que se calcula el valor de  $P_{ws}$  año a año considerando el escenario de producción propuesto para el reservorio, se aplica la fórmula de Fetkovich para distintos valores de  $P_{wf}$  y se obtienen las curvas IPR las cuales permiten evaluar el caudal de gas aportado por el reservorio para las distintas etapas de producción.

Para obtener el caudal potencial de producción, se deben graficar sobre las curvas IPR las curvas de contrapresión del tubing, las cuales se calculan aplicando la ecuación de Smith. Esta ecuación permite calcular el valor de  $P_{wf}$  dada una determinada presión dinámica de boca de pozo  $P_{tf}$  y un diámetro interior de tubing que en este caso se considera de 2,92". El punto en el que las curvas de contrapresión cortan a las curvas IPR indica el caudal potencial de producción del pozo tipo.

Se contemplan los siguientes valores de  $P_{tf}$  para el desarrollo del perfil de producción del yacimiento: 80  $kg/cm^2$ , 60  $kg/cm^2$ , 40  $kg/cm^2$ , 25  $kg/cm^2$ .

A continuación se muestran las curvas IPR junto con las curvas de contrapresión del tubing, para los distintos valores de  $P_{wf}$  considerados según el escenario de producción elegido:

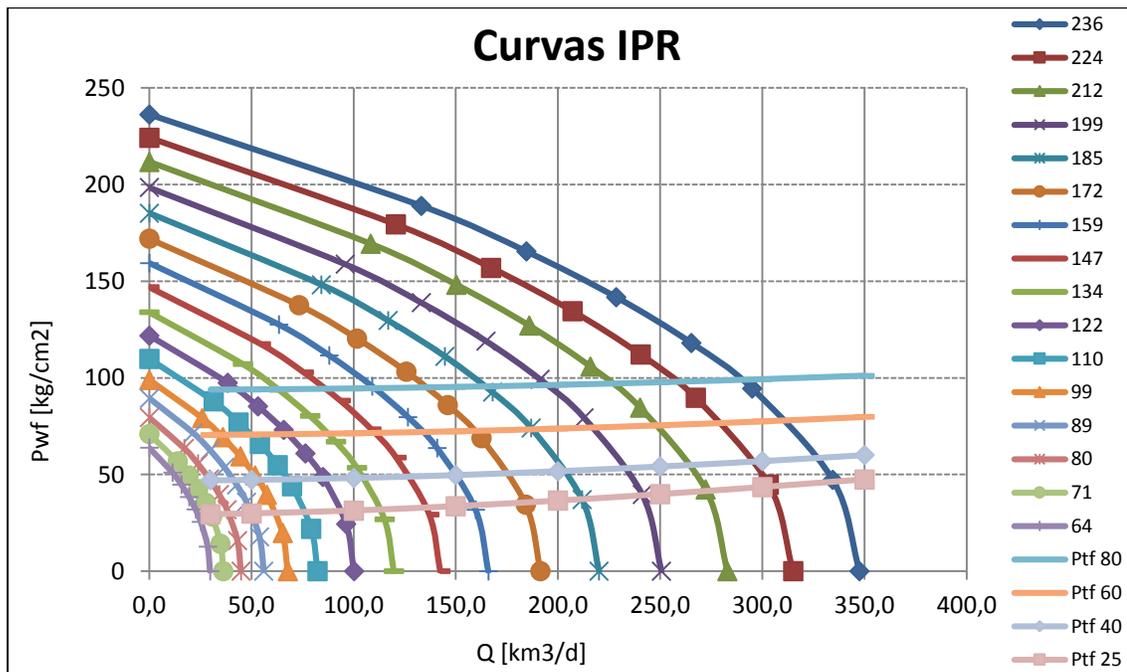


Figura 6: Curvas IPR

### Resumen de resultados del cálculo previsual de producción

En base al análisis realizado y considerando los factores económicos que se explican en secciones subsiguientes, se observa que es posible recuperar el **79% de los hidrocarburos** presentes en el yacimiento con una presión de abandono de **49,9 kg/cm<sup>2</sup>**, lo que arroja como resultado un Gp acumulado en el horizonte de 20 años de producción propuesto de **16,062 Gm<sup>3</sup>**.

Las curvas IPR permiten obtener el caudal promedio de un pozo tipo del reservorio. Teniendo en cuenta el caudal del pozo tipo y las relaciones contractuales asumidas, se puede determinar la cantidad de pozos necesarios para el desarrollo del yacimiento, los cuáles se muestran en el punto "Desarrollo del yacimiento".

## 7. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

Para este proyecto de explotación gasífera, se ha determinado la comercialización de Gas en distintos canales, satisfaciendo demandas variadas y siguiendo los requerimientos legales vigentes en nuestro país. Como se mencionó anteriormente, se considera un horizonte de producción de 20 años ajustándose al comportamiento del yacimiento.

Teniendo en cuenta la declinación natural del reservorio, se establece un orden de prioridad de abastecimiento para los distintos canales, a saber:

- A. Distribuidoras
- B. GNC
- C. Central Termoeléctrica
- D. Usuarios Industriales.

Los años en los que no se pueda cumplir con los compromisos contractuales asumidos, se abastecerá con la producción disponible respetando el orden de prioridad mencionado anteriormente.

Cabe destacar que en todos los casos el poder calorífico del gas comercializado es de 9300 kcal/m<sup>3</sup>.

### A. Distribuidoras

El primer canal a satisfacer es el de las Distribuidoras, siendo éste el más importante pues a través de este canal se abastece a los usuarios domiciliarios. Se planea la venta anual de 1Mm<sup>3</sup>/d para distribuidoras de gas residencial/comercial, el cual es ajustado mensualmente según el factor de carga. Luego de los 3 primeros años, se decide renovar por 5 años más, considerando el aumentando de la oferta por el crecimiento vegetativo de la demanda residencial. Para ello se aplica un porcentaje de crecimiento vegetativo esperado del 5% anual manteniendo la tasa de los últimos años. La renovación se repite cada 5 años, hasta el año 18, mientras que en el año 19 y 20 se abastece en base a la producción disponible.

Año	Entregas Residenciales	Delta Residenciales
2009	8.469.112	
2010	9.182.349	8%
2011	9.552.089	4%
2012	10.031.821	5%
2013	10.491.043	5%

Tabla 6: Factor de Crecimiento Residenciales

## **B. GNC**

El segundo canal de venta al cual se atiende, es el de GNC. Se ha definido comercializar por esta vía un total de 0,25Mm<sup>3</sup>/d, previendo realizar renovaciones anuales, manteniendo el volumen en cada renovación.

## **C. Generación Eléctrica**

Se planea abastecer a la central termoeléctrica ubicada dentro del yacimiento un caudal de 1,5 Mm<sup>3</sup>/d. El primer contrato será por 10 años, para luego proceder a realizar renovaciones cada tres años, manteniendo el volumen original en cada una de esas renovaciones, siempre que el volumen de producción disponible lo permita.

Se considera que la central termoeléctrica tiene capacidad de absorber volumen de gas adicional a la relación contractual establecida, razón por la cual se contempla la venta de gas spot a este cliente en los casos que se cuente con un excedente de gas que no se encuentre comprometido contractualmente con otros clientes.

## **D. Grandes usuarios y usuarios Industriales**

Se planea la venta de 0,38 Mm<sup>3</sup>/d aproximadamente a este segmento durante los primeros 3 años, con el objetivo de posicionarse como proveedor en el mercado, con la posibilidad de modificar la cuota en las subsiguientes renovaciones, de acuerdo a las posibilidades que presente el yacimiento. Se garantiza la entrega constante de gas, respetando un factor de carga del 95%.

A los 3 años, se decide renovar por 1 año más, situación que se repite año tras año ajustando las ventas de acuerdo a las posibilidades del yacimiento, y la necesidad de respetar los mínimos requerido por los sectores Distribución, GNC y Generación.

El volumen a comercializar para este sector se determina contemplando la diferencia entre la producción promedio anual y la máxima demanda (meses de invierno) de los contratos fijos (distribuidoras, GNC, Central termoeléctrica). De esta forma, se logra cumplir durante los picos de demanda con las relaciones contractuales asumidas. Al igual que en el caso de la central termoeléctrica, durante los meses de verano cuando se registra un excedente de gas producido, se contempla la venta de gas spot a los usuarios industriales.

A continuación se muestra el promedio de ventas anual de gas según lo anteriormente explicado:

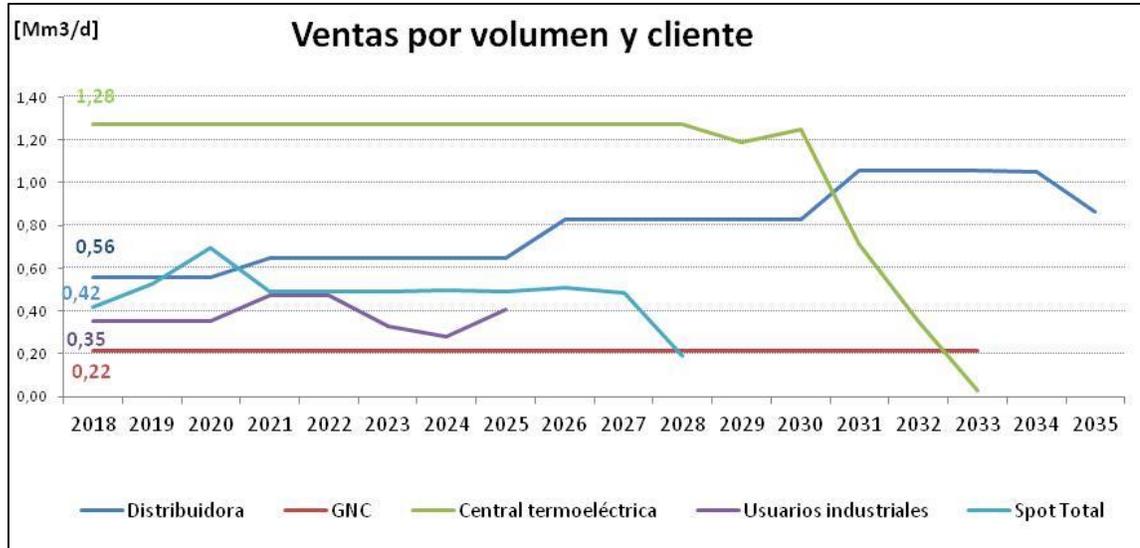


Figura 7: Curvas IPR

### Condensado y Gasolina

El condensado y gasolina serán comercializados en forma conjunta dentro del yacimiento, en función de los volúmenes producido, según lo indicando en el punto “Aprovechamiento de condensables”

#### *Demanda Máxima Estimada*

A los efectos de establecer las condiciones de diseño de las instalaciones requeridas para la operación del yacimiento y la evacuación de los productos comercializados, se determina la máxima demanda contemplando un factor de carga de 100% constante a lo largo de todos los meses para cada uno de los sectores abastecidos. De esta forma se determina que el **caudal máximo de diseño será de 4 Mm3/d.**

## 8. DESARROLLO DEL YACIMIENTO

Tomando como base la información preexistente del yacimiento entregada y los aspectos contractuales y comerciales antes mencionados, se procede a diseñar el escenario de producción que se adopta para la explotación del yacimiento. Se considera un horizonte de producción de 20 años con un perfil de producción agresivo buscando adelantar producción en el tiempo para generar valor anticipadamente, no generando daños en el reservorio que produzca la disminución de las reservas extraídas.

El perfil de producción se establece teniendo en cuenta:

- El análisis de reservas anteriormente realizado en el punto “Reservas”
- La demanda ajustada por poder calorífico de cada uno de los sectores a abastecer (distribuidoras, GNC, central termoeléctrica y grandes usuarios) según lo establecido en el punto “Aspectos Comerciales y Contractuales”
  - Los compromisos contractuales de abastecimiento asumidos con cada sector, según lo establecido en el punto “Aspectos Comerciales y Contractuales”
  - Los consumos y retenidos requeridos para las distintas plantas (compresión en yacimiento, compresión en gasoductos y plantas de tratamiento), según lo indicado en el punto “Obras de Captación Medición y Acondicionamiento”, desarrollado más adelante.

A su vez, para el desarrollo del yacimiento se tienen en cuenta los siguientes supuestos:

- Máxima cantidad de pozos a perforar por año: 8
- Se considera que la perforación de los pozos será realizada un año antes de que sean requeridos para la producción.
  - Por cada 10 pozos perforados se considera 1 pozo estéril
  - Se debe contar con pozos de reserva para poder abastecer los picos de demanda.

Teniendo en cuenta lo anteriormente explicado, se procede a calcular la **cantidad de pozos requeridos** por año de forma de poder establecer el perfil de producción del reservorio año a año.

El número de pozos productivos año a año se calcula conocido el  $G_p$  requerido (Demanda + Retenidos + Consumos) y el  $Q$  (caudal del pozo tipo). Cuando el número de pozos a perforar el año anterior supere 8, se debe bajar la presión dinámica de boca de pozo respetando las siguientes escalones de presión: 80 kg/cm<sup>2</sup>, 60 kg/cm<sup>2</sup>, 40 kg/cm<sup>2</sup>, 25 kg/cm<sup>2</sup>.

Se muestra a continuación el perfil de producción del reservorio:

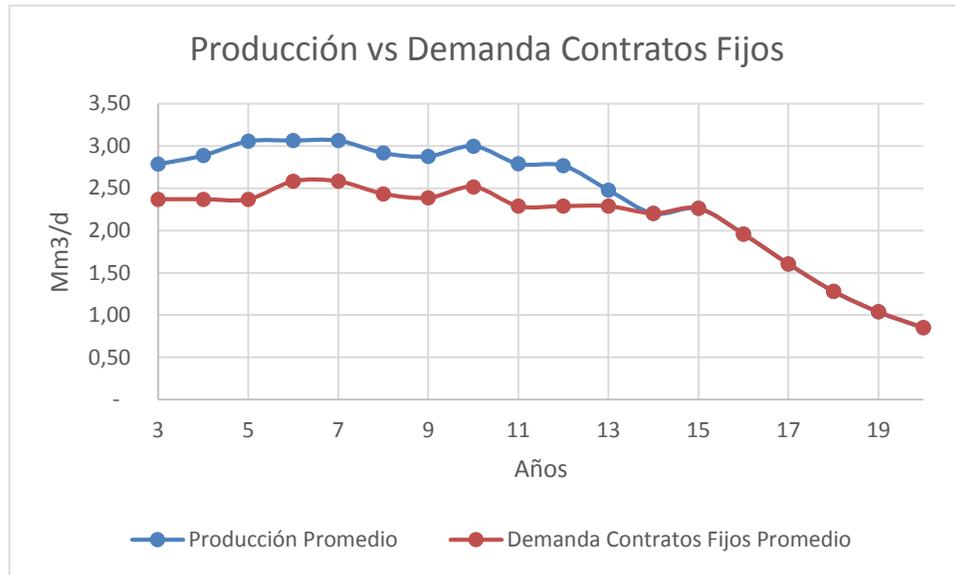


Figura 8: Producción vs Demanda Contratos Fijos

Período	Promedio de producción disponible para la venta [Mm3/d]	Demanda Promedio Contratos Fijos
0	-	
1	-	
2	-	
3	2,78	2,37
4	2,89	2,37
5	3,05	2,37
6	3,06	2,58
7	3,06	2,58
8	2,92	2,43
9	2,88	2,39
10	3,00	2,52
11	2,79	2,29
12	2,77	2,29
13	2,48	2,29
14	2,20	2,20
15	2,26	2,26
16	1,96	1,96
17	1,61	1,61
18	1,28	1,28
19	1,04	1,04
20	0,85	0,85

Tabla 7: Producción Promedio vs Demanda Contratos Fijos promedio

### Pozos requeridos

El escenario de producción propuesto requiere de la perforación de 77 pozos de los cuales 70 resultan productivos y 7 estériles. Dado que el yacimiento contaba con 5 pozos perforados inicialmente, sólo se debe contemplar la **perforación de 72 pozos adicionales de los cuales se asume que 6 resultarán estériles**. Se muestran a continuación la cantidad de pozos a perforar por año y los operativos requeridos por año:

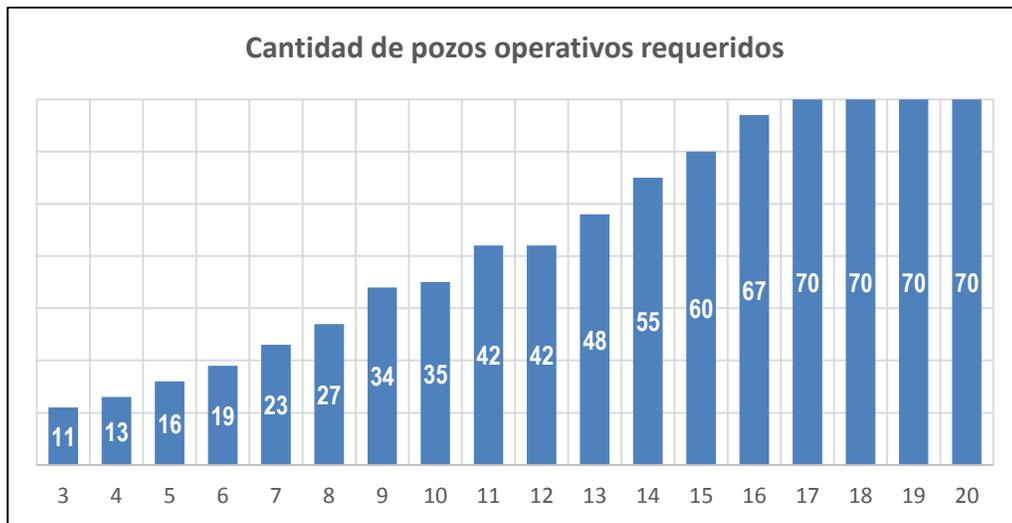


Figura 9: Cantidad de pozos operativos requeridos

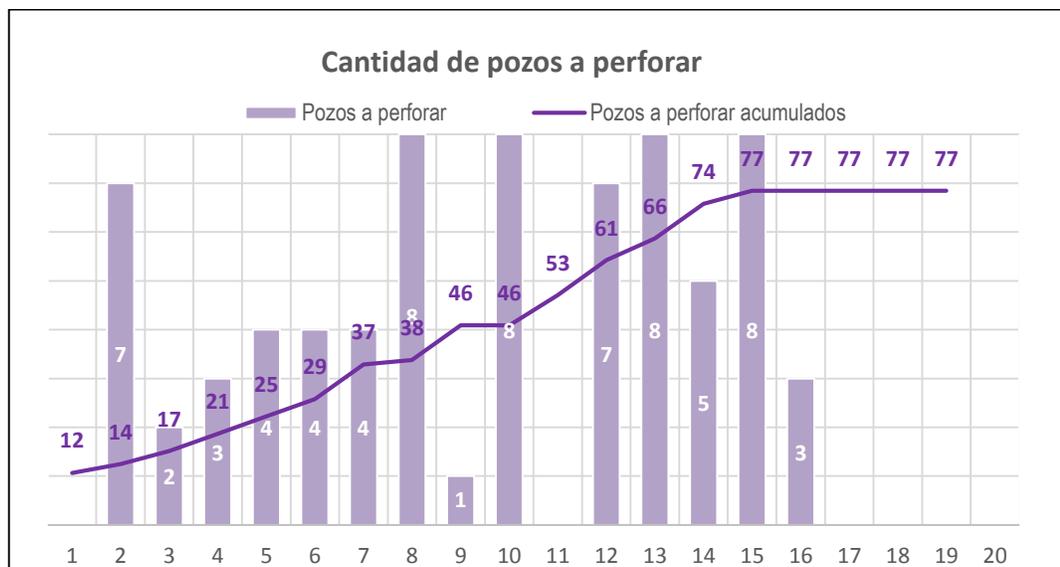


Figura 10: Cantidad de Pozos a Perforar

### Pozos de Reserva

Como anteriormente se mencionó, se deben contemplar pozos de reserva para satisfacer los picos de demanda. Estos pozos se contabilizarán como una inversión adicional pero no se incluirán en el desarrollo del sistema de captación. Para estimar la cantidad de pozos de reserva requeridos se compara la demanda máxima en los meses invierno (Junio, Julio, Agosto) de la distribuidora, GNC y Central termoeléctrica con la producción promedio anual del reservorio.

Cabe destacar que este análisis simplificado no contempla el perfil real de producción del yacimiento a lo largo del año, sino que contempla solo un promedio de producción. Se prevé regular durante los meses de verano el caudal de producción de los pozos de manera de retrasar producción hacia los meses de invierno donde no se llega a suplir la demanda con la producción de los pozos operativos.

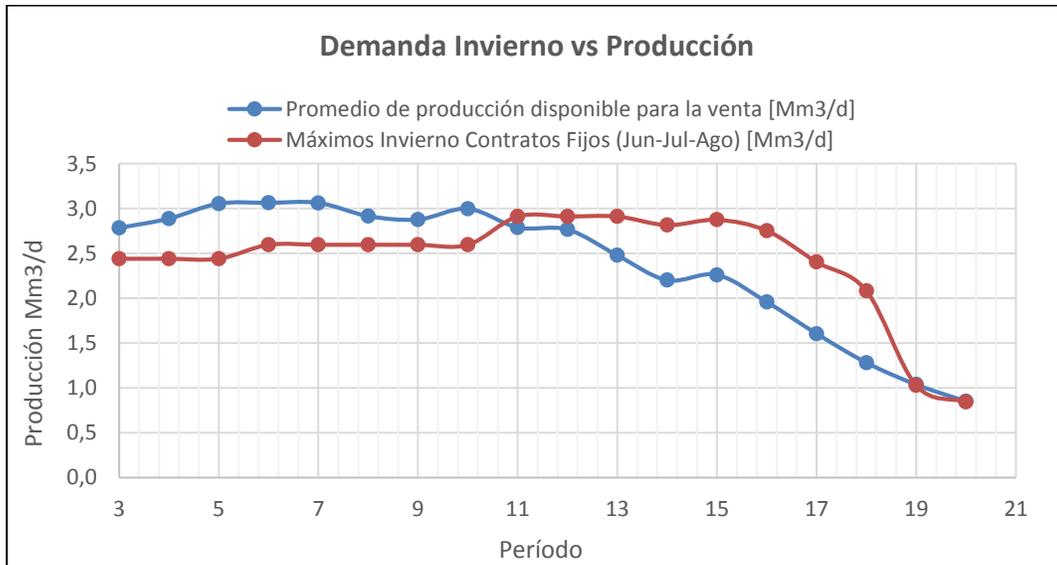


Figura 11: Demanda Invierno vs Producción

Como se observa en el gráfico mostrado anteriormente, a partir del año 11 la demanda de invierno supera la producción promedio, por lo que se requiere contemplar la incorporación de pozos de reserva a partir de dicho año:

Período	Caudal Pozo tipo Mensual [Mm3/d]	Diferencia producción / demanda a suplir con pozos de reserva [Mm3/d]	Pozos de reserva requeridos
11	0,07	-0,12	2
12	0,07	-0,15	3

Tabla 8: Cantidad de Pozos Tipos

Teniendo en cuenta lo anteriormente explicado, se decide realizar **3 pozos de reserva**, que se contemplarán como inversión adicional.

## 9. OBRAS DE CAPTACIÓN Y COMPRESIÓN EN YACIMIENTO

### Sistema de Captación

Se decide diseñar un sistema de captación centralizado de 7 baterías totales. A cada batería se conectan 10 pozos, un manifold y un tanque de almacenaje de condensado. Los pozos se ubican en forma radial con un distanciamiento mínimo de 1000m alrededor del manifold y el tanque de condensado. Los pozos se conectan al manifold por medio de cañerías de 4", y del manifold a la planta compresora del yacimiento por medio de cañerías de 6".

Con el objeto de retrasar inversiones, se comenzará a trabajar sólo con dos baterías a las cuales se conectarán los pozos ya perforados en el yacimiento y los requeridos a perforar durante los primeros años. A medida que se requiera un mayor número de pozos, y se supere el número máximo de pozos por batería, se irán agregando baterías. Dado que los 4 pozos inicialmente perforados se encuentran demasiado separados se propone desafectarlos de la batería a la que originalmente fueron vinculados, siendo conectados a nuevas baterías ubicadas en las cercanías de dichos pozos. A continuación se muestra el diseño elegido para el sistema de captación:

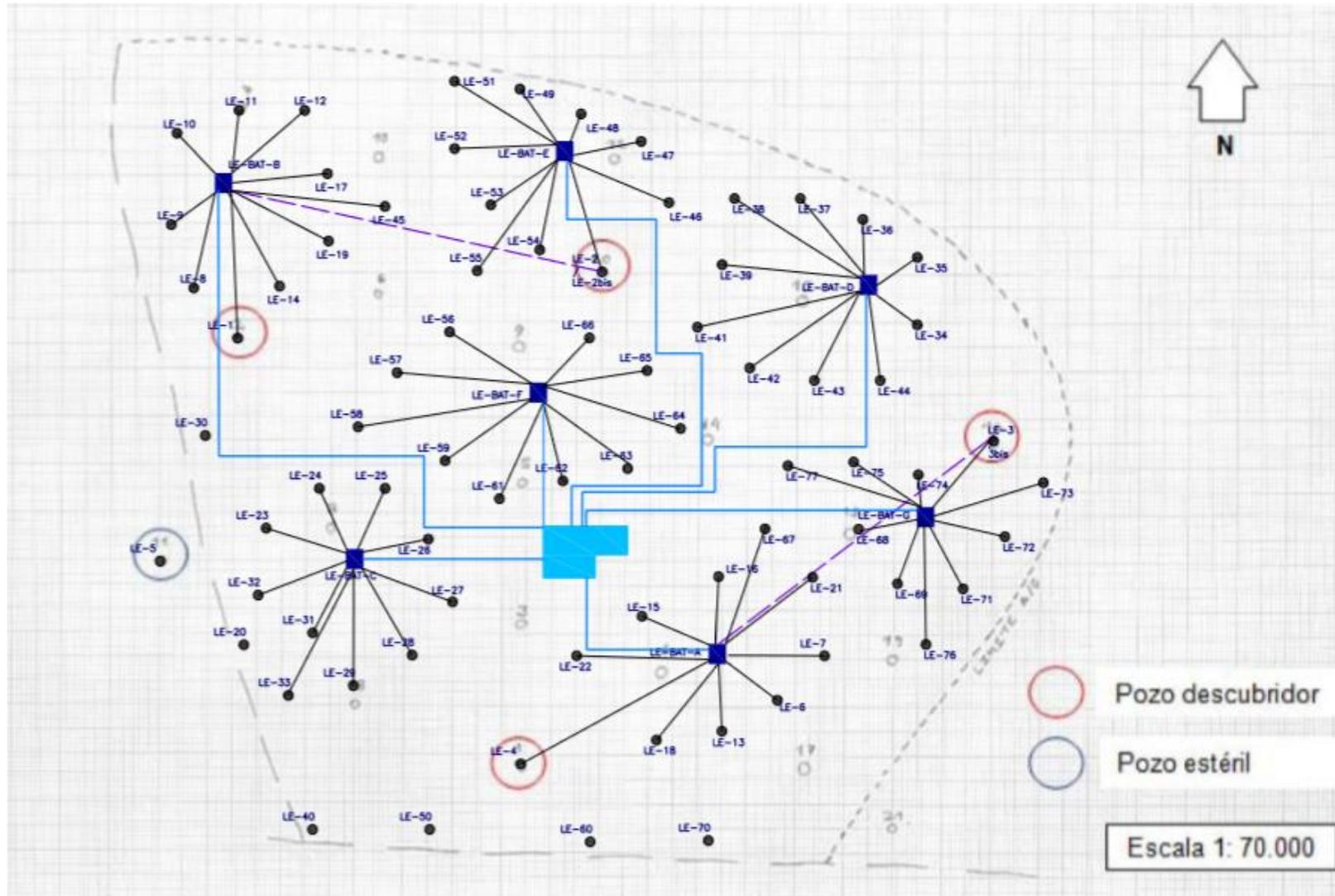


Figura 12: Sistema de captación

Para poder contabilizar la longitud de cañerías requerida y la medición del distanciamiento entre pozos se utiliza el programa de dibujo AutoCAD. Las líneas mostradas en celeste representan las líneas de captación que vinculan cada batería con la planta compresora en yacimiento. La planta compresora se ubica en un punto central del yacimiento buscando minimizar la longitud de las cañerías del sistema.

En violeta y punteado se muestra la situación inicial del sistema de captación: durante los primeros años, los pozos 1 y 2 se conectarán a la batería B, mientras que los pozos 3 y 4 se conectarán a la batería A. A medida que aumente el número pozo requeridos, se agregarán nuevas baterías desvinculando los pozos 2 y 3 de las baterías antes mencionada y conectándolos a las baterías E y G respectivamente.

A partir del esquema antes mencionado se contabiliza la longitud de cañería requerida año a año. Se obtiene un total de **115 km de cañería de 4"** y **39 km de cañería de 6"**.

Debajo se encuentran los mapas geológicos de la formación que se utilizan para el diseño del sistema de captación:

*Mapa estructural*

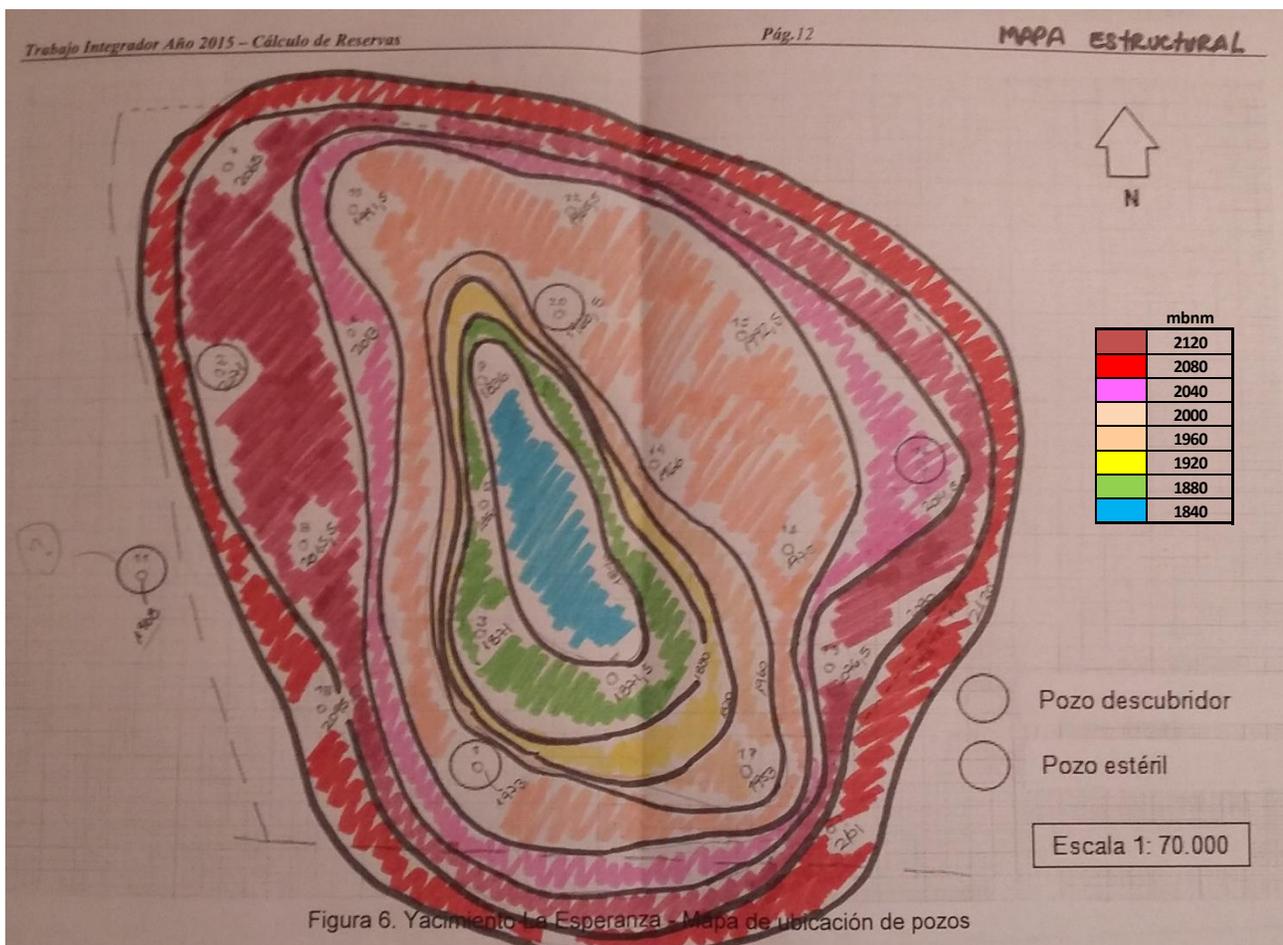


Figura 13: Mapa Estructural

Mapa de espesores útiles

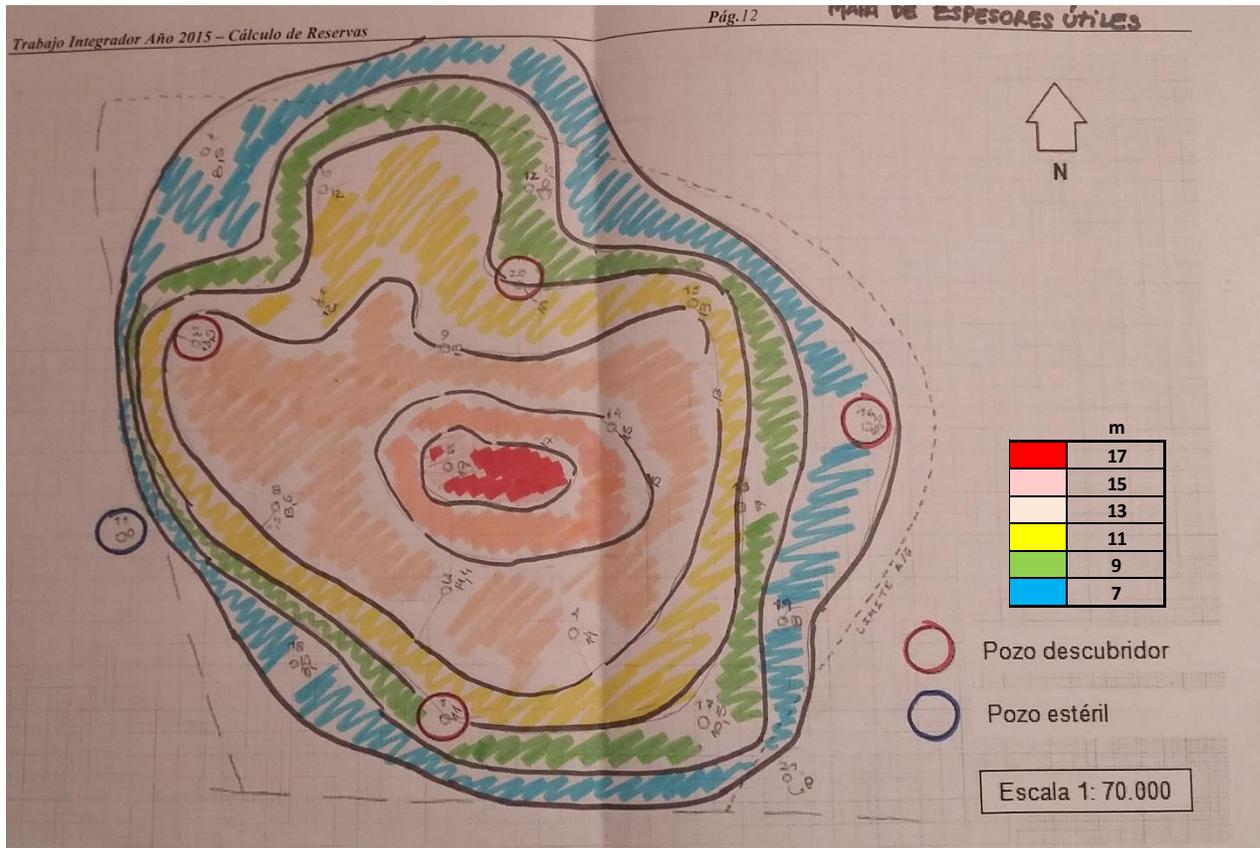


Figura 14: Mapa de espesores útiles

**Separadores requeridos**

Con el fin de determinar la cantidad de separadores requeridos se calcula el máximo caudal que cada batería deberá manejar a lo largo del horizonte de producción en función de los pozos asociados a las mismas. Dado que se cuenta con separadores de capacidades 1,5 Mm<sup>3</sup>/d y de 0,5 Mm<sup>3</sup>/d, y teniendo en cuenta que por cada batería se requieren por lo menos dos separadores (general y de control), se propone el siguiente esquema por batería:

Batería	Máximo Caudal	Separador	Separador	Año construcción
	[Mm3/d]	1,5Mm3	0,5 Mm3	
A	1,48	1	1	2
B	1,82	2	1	2
C	0,88	1	1	6
D	0,68	1	1	8
E	0,43	-	2	10
F	0,39	-	2	13
G	0,24	-	2	15
<b>Total</b>		<b>5</b>	<b>10</b>	<b>-</b>

Tabla 9: Separadores Requeridos

### Planta compresora en Yacimiento

Para el diseño de la planta compresora en yacimiento se tienen en cuenta las siguientes premisas:

- La pérdida de presión en el sistema de captación es de 8 a 10 kg/cm<sup>2</sup>
- La presión mínima de ingreso a las planta de procesamiento debe ser de 70 kg/cm<sup>2</sup>.
- Se busca una inversión eficiente colocando la menor cantidad de módulos de compresión requeridos año a año.

El sistema se diseña contemplando tres etapas de compresión teniendo en cuenta los diversos escalones de presión de boca de pozo, utilizados para el escenario de producción presentado anteriormente. Se tendrá en cuenta que la cantidad de motocompesores requeridos aumentará a medida que la presión en boca de pozo disminuya, por lo que se colocan módulos de compresión de 500 HP en paralelo en el año en que sean requeridos. Se muestran a continuación los resultados obtenidos:

Etapas de compresión	RC	Krc	HP Requeridos	Compresores requeridos (unid)	Año de compra
0	0	0	0		
1	1,4	589	2385	4	9
2	1,7	949	3843	8	11
3	2	1263	5115	10	14
			<b>Total</b>	<b>22</b>	

Tabla 10: Compresión en Yacimiento

## 10. OBRAS DE MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO

Las obras de medición y almacenamiento incluyen la incorporación en la zona central del yacimiento de un cargadero de camiones con su respectivo sistema de medición fiscal y un tanque concentrador para el despacho de condensado.

Dado que el gas producido no cumple con las especificaciones de calidad requeridas, es necesario acondicionarlo removiendo los contaminantes y productos no deseados para lograr el adecuado transporte y distribución como así también para obtener un producto apropiado para su utilización. Para el acondicionamiento del gas producido se decide instalar una planta de endulzamiento y una planta de ajuste de punto de rocío.

La planta de endulzamiento permite eliminar el azufre presente en la corriente de gas hasta cumplir con la especificación requerida según Resolución 259/08 ENARGAS (contenido de H<sub>2</sub>S (ácido sulfhídrico) < 3 mg/sm<sup>3</sup> = 2,1 ppmv). Es importante disminuir el contenido de azufre ya que en solución acuosa puede producir corrosión en el sistema de transporte y tratamiento, mientras que en forma de ácido sulfhídrico es tóxico para la salud.

Se asume que al pasar por la planta de endulzamiento, el gas queda con un contenido residual de H<sub>2</sub>S de 0,1 ppmv. Por esta razón se entiende que es posible bypassear parte del gas buscando cumplir con la especificación antes mencionada en el punto de mezcla entre el gas tratado y el gas bypassado.

Se sabe por los ensayos realizados que el contenido de azufre del gas producido es de 50 ppm (75 mg/Sm<sup>3</sup>, considerando una densidad en condiciones estándar calculada con el simulador Hysys de 1,49 kg/m<sup>3</sup>). Se decide por lo tanto diseñar una **planta de endulzamiento de 3,84 Mm<sup>3</sup>/d**, logrando de esta forma cumplir con los requerimientos de la resolución antes mencionada.

Caudal máximo [Mm <sup>3</sup> /d]	Caudal a tratar	Contenido de H <sub>2</sub> S inicia [ppmv]	Contenido de H <sub>2</sub> S final [ppmv]
	[Mm <sup>3</sup> /d]		
4	3,84	50	2,1

Tabla 11: Planta de endulzamiento

A su vez, se debe instalar una **planta de ajuste de punto de rocío** del gas para eliminar los hidrocarburos fácilmente condensables, como ser pentanos, hexanos y superiores que componen el gas natural crudo. De esta forma se evita que al condensar se pierda capacidad de transporte y se dañen los sistemas de compresión y medición. La planta a instalar deberá tener una capacidad igual al máximo de diseño siendo la misma **de 4 Mm<sup>3</sup>/d**

## 11. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES

Dado que en este caso se decide colocar una planta de ajuste de punto de rocío, sólo se dispone para la venta gasolina y condensado. A continuación se muestra la producción esperada de gasolina y condensado:

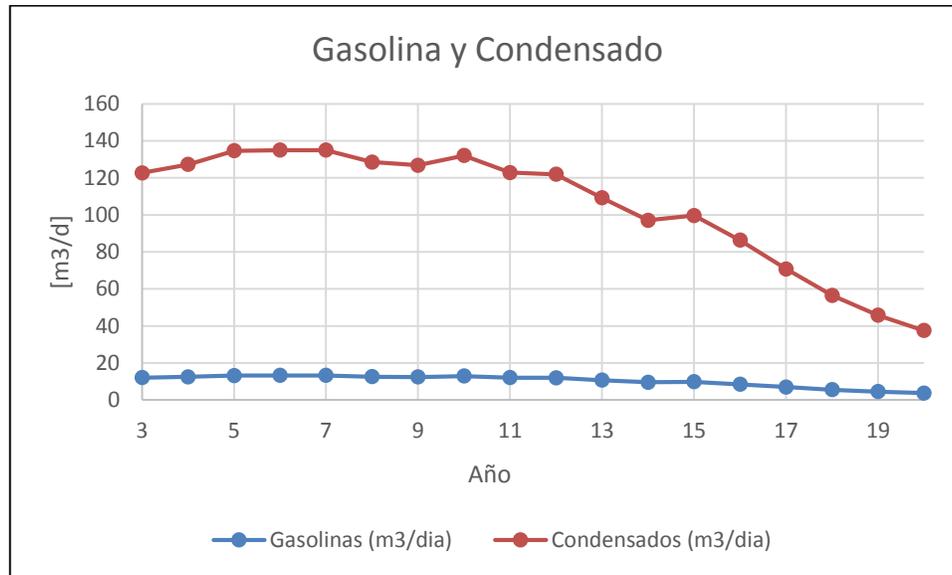


Figura 15: Producción de gasolina y condensado

Como se mencionó anteriormente se contempla la instalación de un tanque de almacenaje de condensados por batería y un tanque concentrador adicional en la zona de despacho. Se muestra a continuación el máximo volumen de almacenaje requerido según las estimaciones de producción realizadas:

Producto	Gasolina	Condensado
Días de almacenaje	7	7
Volumen [m3]	119	1.216

Tabla 12: Almacenaje

## 12. TRANSPORTE

El diseño del gasoducto se plantea en dos tramos de 100 km cada uno respectivamente ya que se debe realizar una primera entrega a la central termoeléctrica ubicada dentro del yacimiento. El primer tramo se diseña teniendo en cuenta el caudal máximo total de 4 Mm<sup>3</sup>/d y considerando una presión de entrega requerida por la central termoeléctrica de 45 kg/cm<sup>2</sup>. El segundo tramo contempla un caudal de 2,5 Mm<sup>3</sup>/d, y una presión de entrega en el punto de inyección al gasoducto central de 70 kg/cm<sup>2</sup>.

Para los cálculos de pérdida de presión se usa el simulador SIMDUC 14. Luego de realizar un análisis económico, se concluye que resulta conveniente la construcción de una planta compresora de mayor potencia que de un gasoducto de mayor diámetro. Por ello se propone diseñar un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro y la instalación de una planta compresora de 5000HP ubicada en el km 100.

A continuación se detalla el diseño del gasoducto:

	Tramo 1	Tramo 2
Q MAX [Mm <sup>3</sup> /d]	4,0	2,5
Diametro de gasoducto ["] Tramo 1	16	-
Diametro de gasoducto ["] Tramo 2	-	16
RC elegida	<b>1,8</b>	

P1	70
P2	45
P3	81
P4	73,7

Krc	1058
HPs requeridos	2.697,89
Compresor a Instalar (HP instalado)	<b>5000</b>

*Tabla 13: Gasoducto*



## 13. COSTOS Y TARIFAS

### Tarifas

A continuación detallaremos las tarifas contempladas según los clientes para el caso de Gas Natural, y por otro lado gasolinas y condensados.

Los clientes considerados son los siguientes:

- A. **Distribuidoras**
- B. **GNG**
- C. **Generación eléctrica**
- D. **Usuarios industriales**
- E. **Clientes Spot**

#### A. Distribuidoras

Involucra a los usuarios: R+P1+P2. El precio establecido a Enero 2015 es de 1,89 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual de 10% en pesos hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica (en cabecera de gasoducto troncal), y luego seguirá el comportamiento de éste.

#### B. GNC

El precio establecido a Enero 2015 es de 2,36 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento del 15% anual en pesos hasta alcanzar el precio para Generación (en cabecera de gasoducto troncal).

#### C. Generación Eléctrica

El precio establecido a Enero 2015 es de 5,2 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de "Producers Price Index" (PPI).

#### D. Usuarios Industriales

El precio establecido a Enero 2015 es de 4,5 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de "Producers Price Index" (PPI).

## E. Cientes Spot

- i. **Industriales**: se establece un precio intermedio entre el contrato no interrumpible de los usuarios industriales y el precio de generación eléctrica de ventas spot más una prima de 0.1 USD/MBTU. Ello representa en -18 % respecto de precio establecido para los contratos del punto D y un +38% respecto de generación eléctrica de ventas spot. El precio establecido a Enero 2015 es de 3.7 USD/MBTU.
- ii. **Generadora Eléctrica**: El precio establecido a Enero 2015 es de 2,68 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de “Producers Price Index” (PPI).

A continuación se detalla un cuadro evolutivo de las tarifas en USD/MBTU. Recién a partir del año 2018 se comienza con las ventas:

Año		2015	2018	2020	2025	2030	2035
Período		0	3	5	10	15	20
Tipo de cambio		15,51	17,91	20,76	24,07	27,91	
Cliente	Distribuidora	1,89	1,40	1,46	2,03	2,82	3,91
	GNC	2,36	1,99	2,28	3,29	3,60	3,91
	Central termoeléctrica	5,20	5,31	5,54	6,11	6,68	7,25
	SPOT Generadora Eléctrica	2,68	2,86	2,99	3,29	3,60	3,91
	Usuarios Industriales	4,50	4,81	5,01	5,53	6,04	6,56
	SPOT Usuarios Industriales	3,70	3,95	4,12	4,55	4,97	5,39

Tabla 14: Tarifas

Detalle de la variación porcentual de los precios respecto del período anterior expuesto en el cuadro:

Año		2015	2018	2020	2025	2030	2035
Cliente	Distribuidora	-	-26%	5%	39%	39%	38%
	GNC	-	-16%	15%	44%	9%	9%
	Central termoeléctrica	-	2%	4%	10%	9%	9%
	SPOT Generadora Eléctrica	-	7%	4%	10%	9%	9%
	Usuarios Industriales	-	7%	4%	10%	9%	9%
	SPOT Usuarios Industriales	-	7%	4%	10%	9%	9%

Tabla 15: Variación Porcentual de precios

Detalle de la variación porcentual de los precios del 2018 respecto los siguientes períodos:

Año		2020 vs 2018	2030 vs 2018	2035 vs 2018
Cliente	Distribuidora	5%	102%	180%
	GNC	15%	81%	96%
	Central termoeléctrica	4%	26%	36%
	SPOT Generadora Eléctrica	4%	26%	36%
	Usuarios Industriales	4%	26%	36%
	SPOT Usuarios Industriales	4%	26%	36%

Tabla 16: Variación Porcentual de precios

A continuación se grafica de manera evolutiva los precios, los volúmenes y los ingresos de los clientes mencionados:

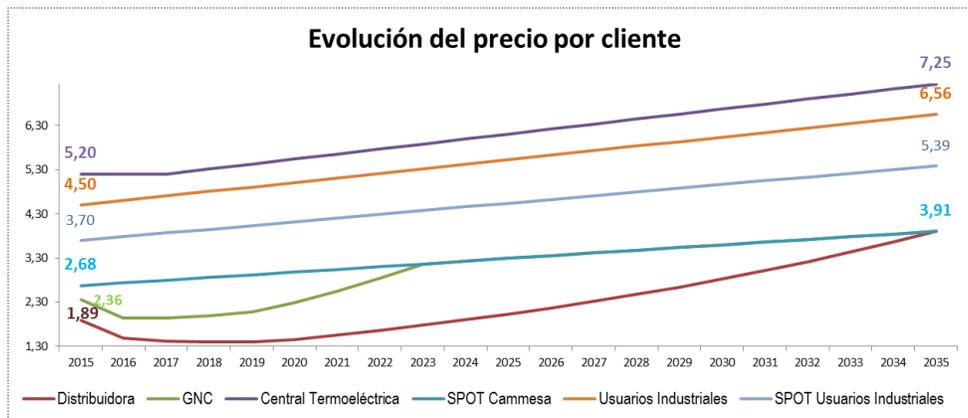


Figura 18: Evolución de precios por cliente

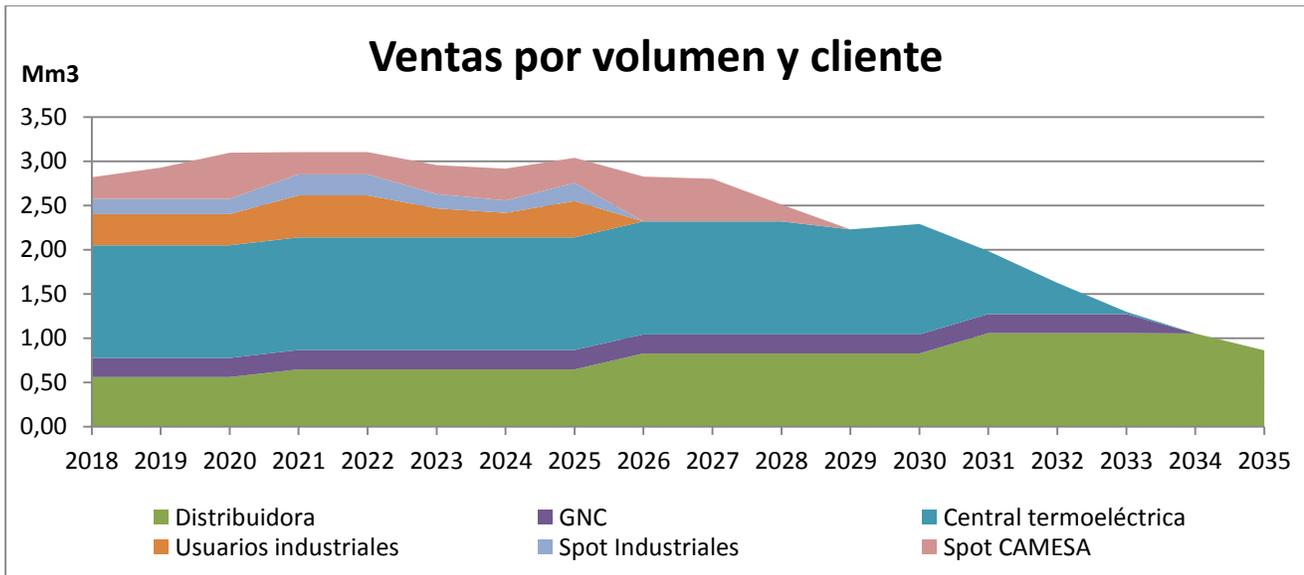


Figura 19: Ventas por volumen y cliente

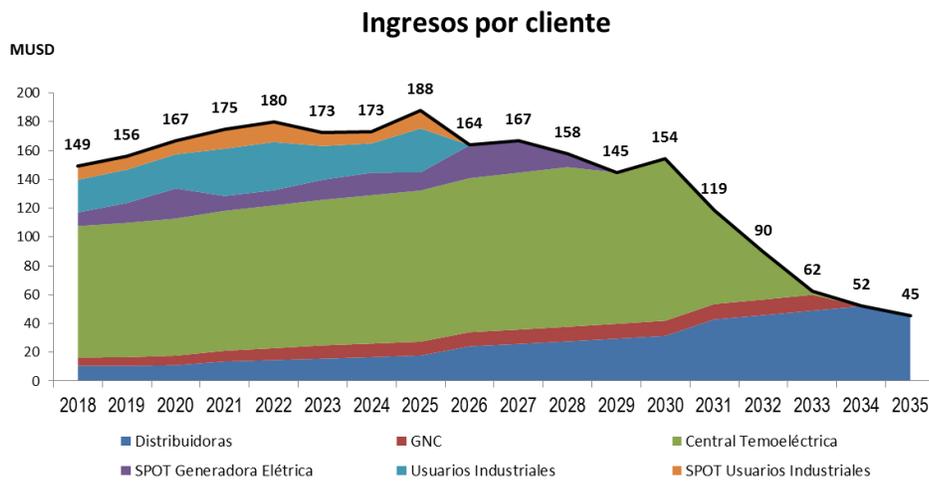


Figura 20: Ingresos por cliente

## Condensado y Gasolina

El precio establecido a Enero 2015 es igual al precio de un petróleo liviano, estimado en alrededor de 480 USD/M3, en base a la información extraída de la Secretaría de Energía para la

cuenca Neuquina. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de “Producers Price Index” (PPI).

En el último año del proyecto, se estima que el precio será de alrededor de 754 USD/M3.

### **Costos e Inversiones**

#### **Inversiones**

El total de las inversiones requeridas es de 366 MUSD (a valor actual descontado a una tasa del 10%).

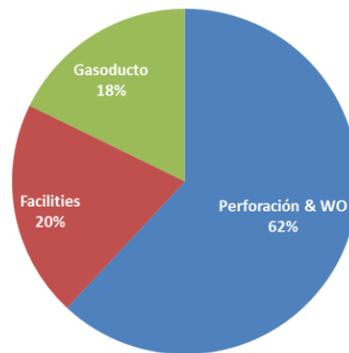


Figura 21: Inversiones

#### **Costos**

El costo total asciende a 222 MUSD (a valor actual descontado a una tasa del 10%).

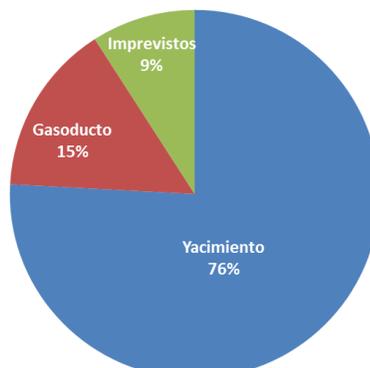


Figura 22: Costos

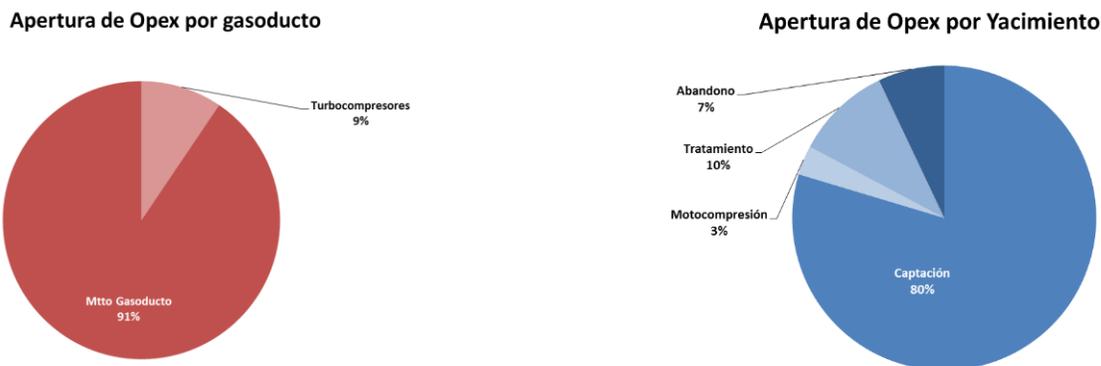


Figura 23: Costos Operativos

A continuación se detallan los costos e inversiones utilizados para la realización de la evaluación económica:

Actividad	Concepto	Unidad de medida	Monto	Capacidad
Perforación & WO	Perforación de pozo	MUSD/Pozo	4,50	
	WO	MUSD/Pozo	0,60	
	Costo de abandono	MUSD/Pozo	0,40	
Facilities	Costo de cañería sistema de captación	USD/Pulg-metro	40,00	
	Costo Separador de Control	MUSD/Separador	0,60	0,500 Mm3/d
	Costo Separador General	MUSD/Separador	1,00	1,5 Mm3/d
	Costo Manifold	MUSD/Batería	0,35	
	Almacenaje Condensado	MUSD/tanque	0,70	500 m3
	Almacenaje GLP	MUSD/tanque	1,50	1.000 m3
	Cargadero de Camiones	MUSD/Cargadero	3,50	
	Planta de motocompresores	MUSD/HP Instalados	0,00	
	Planta de Endulzamiento	MUSD/Planta	31,30	2 Mm3/d
	Planta de acondicionamiento	MUSD/Planta	28,00	3,84 Mm3/d
	Costos de captación	USD/ BOE	3,50	
	Motocompresores	MUSD/HP Instalados	0,00014	
Costos de acondicionamiento (H2O+HC)	USD/Km3	2,75		
Gasoducto	Costo de cañería gasoducto	USD/Pulg-metro	35,00	
	Planta compresora gasoducto	MUSD/Planta	27,00	5000 HP
	Equipos compresión gasoducto	MUSD/HP Instalados	0,00138	
	Estación de medición y regulación	MUSD	0,85	
	Planta Compresora(Turbocompresores)	USD/HP Instalados	0,00009	
	Mantenimiento de Gasoductos	MUSD/Km año	0,02	
Impuestos y otros	Regalías	Alícuota	12,00	
	Ingresos brutos	Alícuota	3,00	
	Impuesto a las ganancias	Alícuota	35,00	
	Canón	M\$/Km2	0,0045	
	Tasa de financiamiento	Alícuota	12,400	

Tabla 17: Costos e Inversiones

Impuestos y otros

El total a recaudar por el fisco asciende a 398 MUSD (a valor actual descontado a una tasa del 10%), sin considerar el bono.

A continuación se describe en forma gráfica cómo es la repartición tributaria:

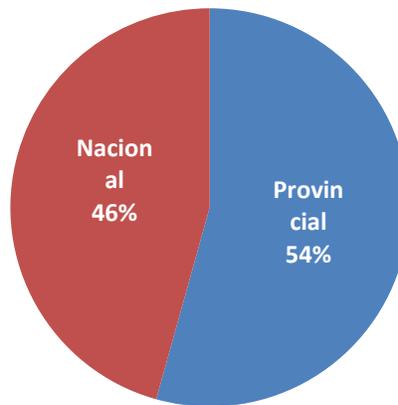


Figura 24: Recaudación por el Fisco

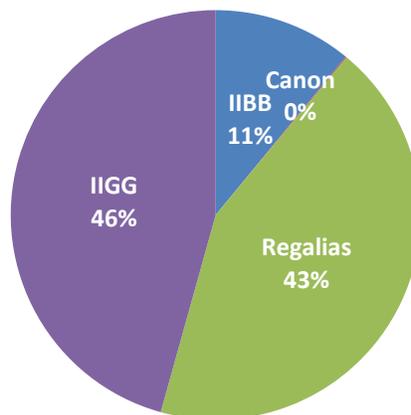


Figura 25: Tributo / Derecho

## Financiación

Se manifestó la necesidad de recurrir a un préstamo en el año 2 por un monto de 33,68 MUSD bajo las siguientes condiciones de mercado:

- a) Un año de gracia de pago de capital, repago en 8 años vencidos en cuotas iguales.
- b) Tasa de interés de LIBOR + Tasa Riesgo País Argentina + 7% anual sobre saldos de capital.
  - Tasa LIBOR considerada = 0,7353% anual.
  - Tasa Riesgo País considerada = 4,66% anual.
  - Tasa resultante = 12,40% anual.
- c) Pago de intereses decreciente.

## 14. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Para determinar la viabilidad de este proyecto, se realizó un análisis año tras año, separando las inversiones de capital (CAPEX), los costos operativos (OPEX), el estado de resultados (EERR) y el flujo de efectivo (Cash Flow) para entender la relación de las distintas variables, y tomar decisiones que favorezcan a una inversión eficiente.

### Flujo de caja

Debajo se puede apreciar la evolución de la caja del proyecto a los largos de los 20 años de explotación del yacimiento, donde se muestra tanto el flujo generado cada año en particular como el flujo acumulado hasta el final del mismo.

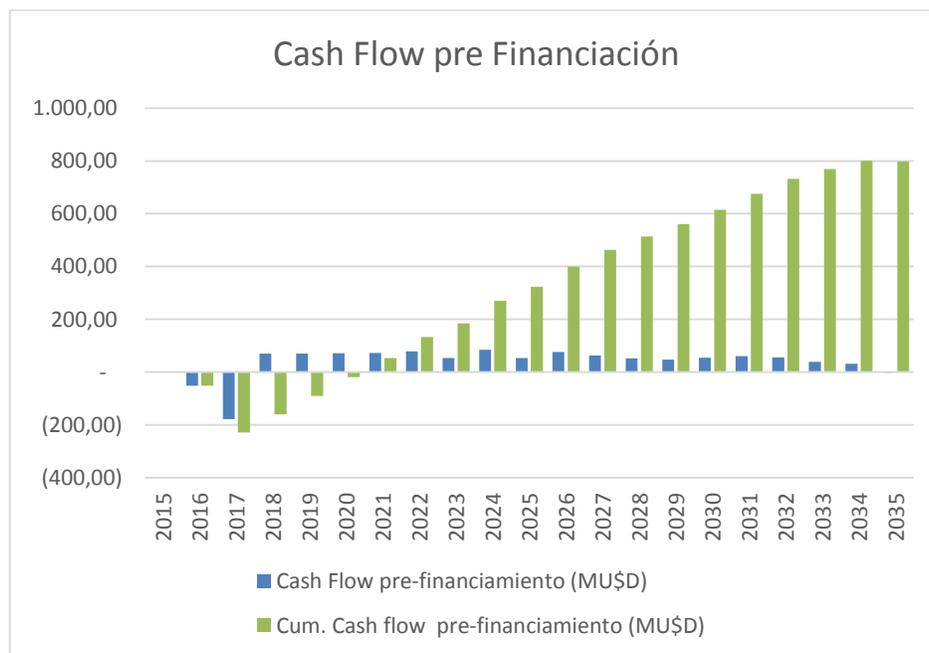


Figura 26: Cash Flow pre Financiación

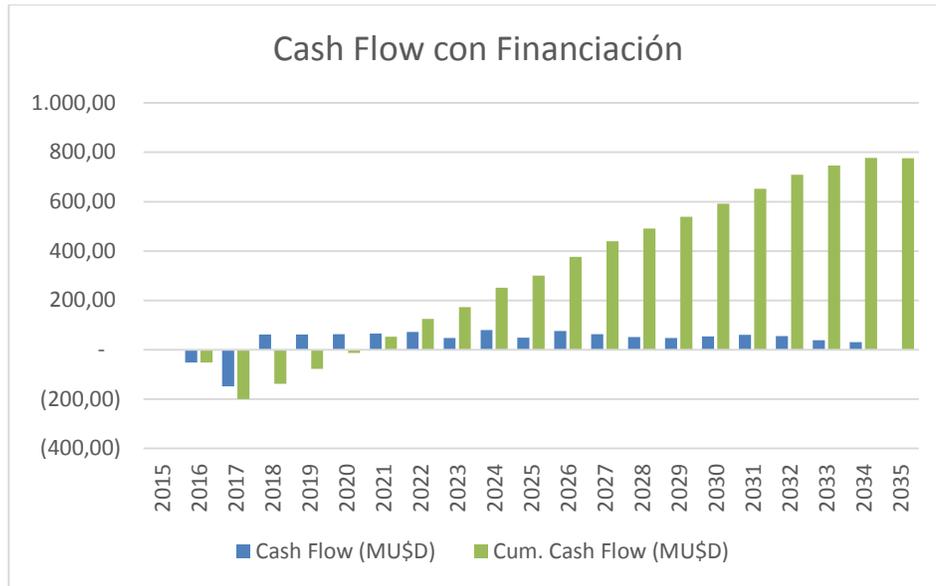


Figura 27: Cash Flow con Financiamiento

### Indicadores del flujo de caja

Los indicadores financieros del proyecto manifiestan que se genera un valor presente descontado de 229,86 millones de dólares, y una TIR de 28,64% la cuál se encuentra muy por encima del costo de capital de la empresa y por sobre el costo de endeudamiento.

Esto demuestra que este proyecto es viable a 20 años, generando valor para los accionistas el estado y en consecuencia la sociedad en su conjunto.

<b>VAN (10%) - (MU\$D)</b>	229,86
<b>TIR</b>	28,64%
<b>Maxima Exposicion (MU\$D)</b>	(229)
<b>Período de Repago</b>	6
<b>WACC</b>	10%

Tabla 18: Indicadores de flujo de caja con Financiamiento

<b>VAN Pre Financiación (MU\$D)</b>	236
<b>TIR Pre Financiación</b>	27,69%
<b>Maxima Exposicion pre financiación (MU\$D)</b>	(229)
<b>Período de Repago</b>	6

Tabla 19: Indicadores de flujo de caja pre Financiamiento

## 15. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO

Se ha realizado un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta variaciones (-30% a +30%) en las Inversiones de Capital, los costos operativos, el financiamiento y los precios. Consecuentemente, se han determinado los siguientes cuadros de sensibilidad para los principales indicadores económicos (VAN, TIR y período de repago de la inversión) que a continuación se detallan:

### Gráfico de sensibilidades de la VAN

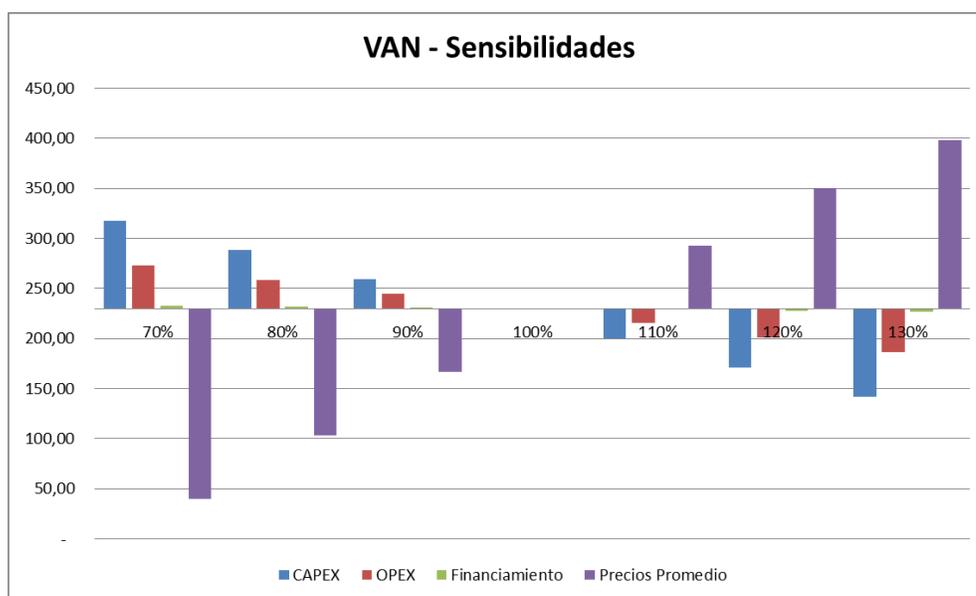


Figura 28: Sensibilidades

### Sensibilidad del VAN respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios

Sensibilidad del VAN respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios				
Variación	CAPEX	OPEX	Financiamiento	Precios Promedios
70%	317,74	273,24	232,81	40,01
80%	288,45	258,78	231,82	103,30
90%	259,16	244,32	230,84	166,59
100%	229,86	229,86	229,86	229,86
110%	200,57	215,41	228,90	292,49
120%	171,28	200,95	227,94	350,21
130%	141,99	186,49	227,00	398,15

Tabla 20: Sensibilidades VAN respecto a CAPEX/OPEX y Financiamiento

### Sensibilidad de la TIR respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios

Sensibilidad de la TIR respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios				
Variacion	CAPEX	OPEX	Financiamiento	Precios Promedios
70%	36,92%	31,65%	29,01%	13,67%
80%	34,09%	30,66%	28,89%	19,02%
90%	31,33%	29,56%	28,76%	23,97%
100%	28,64%	28,64%	28,64%	28,64%
110%	26,01%	27,61%	28,51%	33,09%
120%	23,44%	26,58%	28,39%	37,33%
130%	20,94%	25,53%	28,27%	41,24%

Tabla 21: Sensibilidades TIR respecto a CAPEX/OPEX y Financiamiento

### Sensibilidad del Período de Repago respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios

Sensibilidad del Período de Repago respecto a variaciones en CAPEX/OPEX/ Financiamiento /Precios				
Variacion	CAPEX	OPEX	Financiamiento	Precios Promedios
70%	5	5	6	9
80%	5	6	6	7
90%	5	6	6	6
100%	6	6	6	6
110%	6	6	6	5
120%	6	6	6	5
130%	7	6	6	5

Tabla 22: Sensibilidades Período de Repago respecto a CAPEX/OPEX y Financiamiento

Se observa, el proyecto es especialmente sensible en todos sus indicadores a las variaciones en los costos de capital (CAPEX) y a los precios de los productos comercializados. Variaciones en los costos operativos (OPEX) y costo del financiamiento, impactan en una medida mucho menor en los economics del proyecto.

Una suba del 30% en los costos de capital, impacta fuertemente en el flujo de fondos, disminuyendo el VAN en gran medida, lo mismo que con la tasa interna de retorno. A su vez, eleva el periodo de repago a 7 años. Algo similar, e incluso peor, ocurre con una caída del 30% de los precios. Sin embargo, el VAN sigue siendo positivo y la TIR continua por encima de la WACC.

Por el contrario, una disminución del costo de capital o suba de precios del 30% genera un importante impacto positivo en los flujos de fondos del proyecto, ocasionando notables mejoras en la performance de los principales indicadores económicos.

## 16. PLANILLA DE RESULTADOS

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
	<b>DESARROLLO Y PRODUCCION</b>			
1a	Gas y Condensado in situ	Mm <sup>3</sup>	20.309	
1b	Hidrocarburos remanentes a presion de abandono	Mm <sup>3</sup>	4.247	
1c	Factor de recuperacion	%	79,09%	
1d	Presion de abandono	kg/cm3	50	
1e	Cantidad de pozos operativos		70	
1f	Potencia total de compresion en yacimiento	HP	11.000	
1g	Produccion de gas - maxima y promedio	Mm <sup>3</sup> /d	4,05	2,44
1h	Produccion de condensado - maximo y promedio	m3/d	135	82
	<b>DEMANDA AÑO 1 Y AÑO n</b>		Año 3	Año n
2a	Consumo maximo distribuidoras	Mm <sup>3</sup> /d	1,00	2,24
2b	Consumo maximo GNC	Mm <sup>3</sup> /d	0,25	0,25
2c	Consumo maximo termoelectricas	Mm <sup>3</sup> /d	1,50	1,50
2d	Consumo maximo industria	Mm <sup>3</sup> /d	0,37	0,50
2e	Consumo maximo total	Mm <sup>3</sup> /d	3,54	4,05
	<b>PROCESAMIENTO</b>		Año n	Año 3
3a	Capacidad de procesamiento	Mm <sup>3</sup> /d	4	3
3b	Propano y butano	ton/año	-	-
3c	Gasolina	m <sup>3</sup> /año	6.200	4.378
	<b>TRANSPORTE</b>			
4a	Gto p/ Generacion electrica	pulg	16	
4b	Capacidad maxima de transporte	Mm <sup>3</sup> /d	4	
4c	Potencia instalada	HP	-	
4d	Gto p/ Gto troncal ( <b>Nota 1</b> )	pulg	16	
4e	Capacidad maxima de transporte	Mm <sup>3</sup> /d	2.5	
4f	Potencia instalada	HP	5000	
	<b>INVERSIONES</b>			
5a	Inversion campo (yacimiento)	MUSD	509	
5b	Inversion planta/s procesamiento	MUSD	59	
5c	Inversion gasoducto	MUSD	122	
5d	Inversion otros	MUSD		
5e	Inversion total	MUSD	691	
	<b>PRECIOS GAS AÑO Y N</b>		Año 1	Año n
6a	Distribuidores	USD/MBTU	1,89	3,91
6b	GNC	USD/MBTU	2,36	3,78
6c	Central electrica	USD/MBTU	5,20	7,02
6d	Usuarios Industriales	USD/MBTU	4,50	5,53
	<b>PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1 Y 25</b>			
7a	GLP exportacion	USD/tn		
7b	GLP local	USD/tn		
7c	Gasolina y Condensado Local	USD/bbl	76,34	111,23
	<b>RESULTADOS</b>			
8a	VAN - 10%	MUSD	\$ 235,53	
8b	Tasa (WACC)	%	10%	
8c	TIR	%	28%	
8d	Repago	Años	6	
8e	Maxima exposicion	MUSD	(229,28)	

Tabla 23: Resumen

## 17. Conclusión

El presente proyecto permitió analizar la factibilidad de la oferta para la Licitación Pública por los derechos de explotación de yacimiento de gas y condensado “La Esperanza”, demostrando la pre-factibilidad de este proyecto.

Se realizó un estudio de ingeniería conceptual del área mediante el cual se determinaron las reservas presentes en la misma y se estimó un escenario de producción que contempla una estrategia productiva de 20 años. A su vez se diseñaron de forma preliminar tanto las instalaciones de superficie requeridas como el diseño preliminar del sistema de transporte, logrando determinar el total de las inversiones requeridas para este proyecto.

Luego de realizar la evaluación económica del proyecto según el diseño propuesto, se determina un VAN de 236 M de dólares, con una tasa interna de retorno de 27,69%, con un período de repago de 6 años, mostrando de esta manera el alto potencial de desarrollo de este proyecto.

A su vez, se realizó un análisis de sensibilidad en el que se observa que el proyecto es especialmente sensible en todos sus indicadores a las variaciones en los costos de capital (CAPEX) y a los precios de los productos comercializados.