

# **INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES**

## **Postgrado de Especialización**

### **Economía del Petróleo y Gas**

#### **TRABAJO FINAL INTEGRADOR**

#### **Desarrollo de Yacimiento de Gas La Esperanza**

**EPGN 2014 – Grupo 3 Equipo B**

**Alumnos: Bunge, Esteban**

**Diez, Esteban**

**Misurelli, Maria Eugenia**

***10 de Diciembre de 2015***

## Contenido

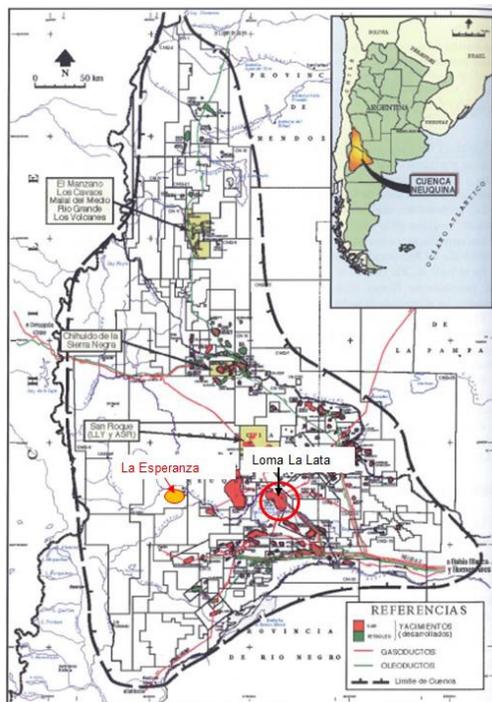
1. Reservas.....	4
Marco Geológico.....	4
Estructura y espesor útil de la formación.....	5
Cálculo de Reservas Volumétricas.....	7
Gas y Condensados Recuperables.....	7
Curvas de Comportamiento de Pozo (IPR).....	8
Pérdida de Carga por Tubing.....	9
Comportamiento y Evolución del Yacimiento durante su explotación.....	11
2. Análisis de Mercado.....	13
Tamaño del Mercado.....	13
Demanda.....	13
Oferta.....	15
3. Marco Institucional y Legal.....	16
4. Previsión de Producción de Gas y Condensado.....	27
5. Obras de Captación y Acondicionamiento.....	29
Captación.....	29
Acondicionamiento.....	36
6. Aprovechamiento de Condensables.....	38
7. Obras de Transporte.....	39

8. Costos y Tarifas Asumidas.....	40
Tarifas de Gas.....	40
Tarifas de GLP.....	42
Tarifas de Condensados.....	42
Gastos de Operación (OPEX).....	44
Inversiones (CAPEX).....	45
9. Aspectos Comerciales y Contractuales.....	48
Distribuidoras.....	48
GNC.....	48
Centrales Termoeléctricas.....	48
Grandes Usuarios Industriales y Nuevos Consumidores Directos (P3).....	49
10. Detalle de Hipótesis Realizadas.....	51
11. Información Financiera Considerada.....	54
12. Evaluación de Proyectos.....	56
13. Flujo de Caja.....	61
14. Análisis de Sensibilidad.....	63
15. Resumen de Resultados.....	67

### Marco Geológico

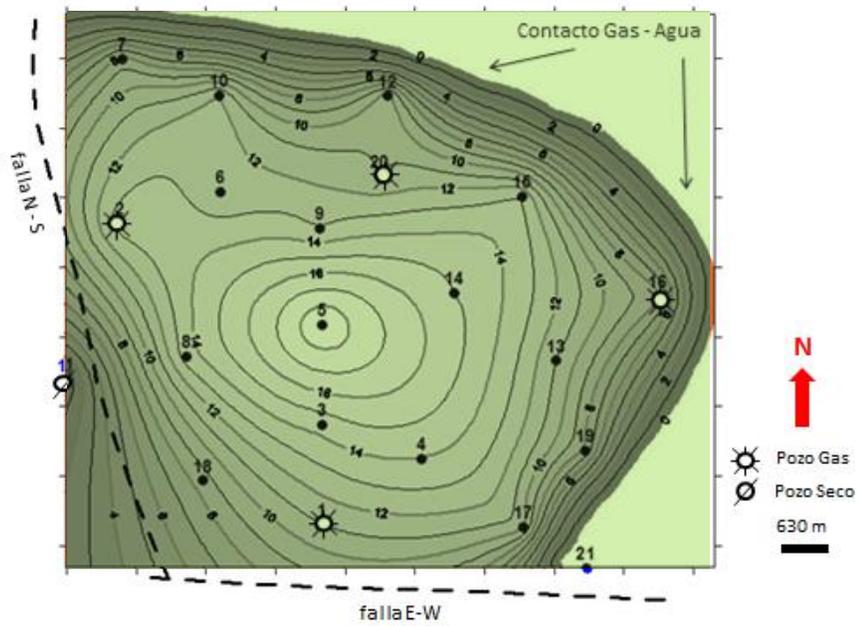
El yacimiento “La Esperanza” se encuentra en la provincia de Neuquén, Argentina. Aproximadamente a 200 kilómetros al noroeste del yacimiento “Loma la Lata”.

Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en el sector centro-oeste de la Cuenca Neuquina, localizado a una profundidad promedio de 2210 bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto por areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco. Estas areniscas, de edad Valanginianas – Cretácico inferior, se ubican en discordancia sobre la Formación Vaca Muerta o sobre la Formación Quintuco según el sector de la cuenca.

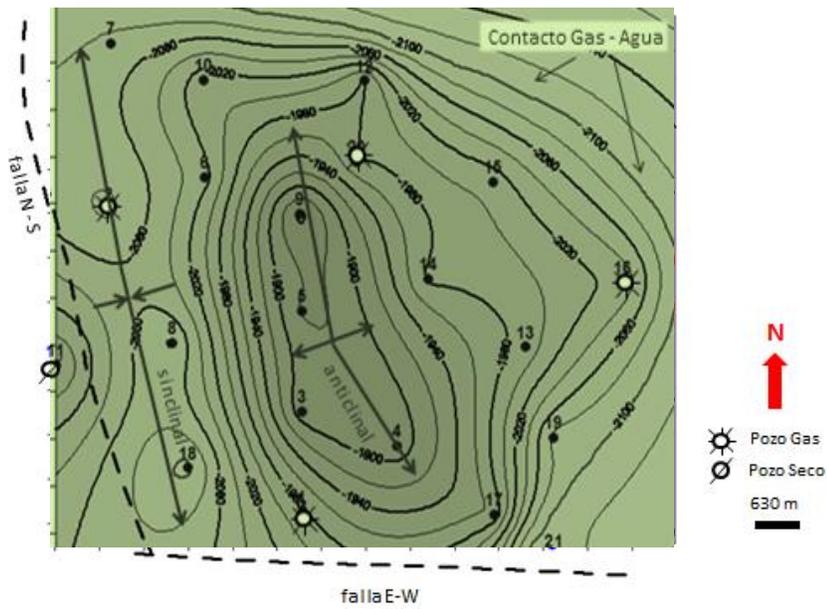


1. Cuenca Neuquina. Ubicación yacimiento La Esperanza





3. Yacimiento La Esperanza. Mapa Estructural



4. Mapa Isopáquico

## Cálculo de reservas volumétricas

---

Para el cálculo de *Gas in situ* se tomaron parámetros obtenidos en base a estudios de las áreas especializadas a partir del análisis PVT de los fluidos del reservorio. Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento.

La estimación de reservas total de gas es de 20,307 Gm<sup>3</sup>, bajo las siguientes variables:

$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_W)}{B_g} \quad \text{Volumen de gas "in situ"}$$

Donde G= volumen de gas "in situ", en condiciones estándar

Datos del Yacimiento	Valor	Unidad
V <sub>R</sub> : Volumen de Roca	1250	Mm <sup>3</sup>
∅: Porosidad	12%	%
S <sub>W</sub> : Saturación de Agua Irreductible	33%	%
T <sub>r</sub> : Temperatura de fluidos en reservorio	360	°K
P <sub>r</sub> : Presión de fluidos en reservorio	238	kg/cm <sup>2</sup>
GOR	23000	m <sup>3</sup> gas/m <sup>3</sup> liq
T <sub>a</sub> : Temperatura en condiciones estándar	288	°K
P <sub>a</sub> : Presión en condiciones estándar	1.033	kg/cm <sup>2</sup>
Z (Pr= 1 Kg/cm <sup>2</sup> )	1	
Z (Pr=238 Kg/cm <sup>2</sup> )	0.9122	
B <sub>g</sub> : Factor Volumétrico del Gas	0.0049	Adim
<b>G: Volumen de gas "in situ"</b>	<b>20.307</b>	<b>Gm<sup>3</sup></b>

## Gas y Condensado Recuperable

---

La estimación de hidrocarburos recuperables en yacimiento se llevó a cabo bajo el análisis PVT de los fluidos del mismo, el cual ha determinado que a una presión de abandono (Pab) de 50 kg/cm<sup>2</sup> (a la cual le corresponde un

---

Zab de  $0.9455 \text{ kg/cm}^2$ ), el volumen recuperable de hidrocarburos teórico es de  $16.191 \text{ Gm}^3$ . Representando el 79.73% del total de *gas in situ*.

### Curvas de comportamiento de pozo (IPR)

---

Tomando en consideración los ensayos realizados de producción y mediciones físicas sobre los 4 pozos productivos del yacimiento se obtiene en forma estadística la ecuación de comportamiento del pozo promedio (Fetkovich).

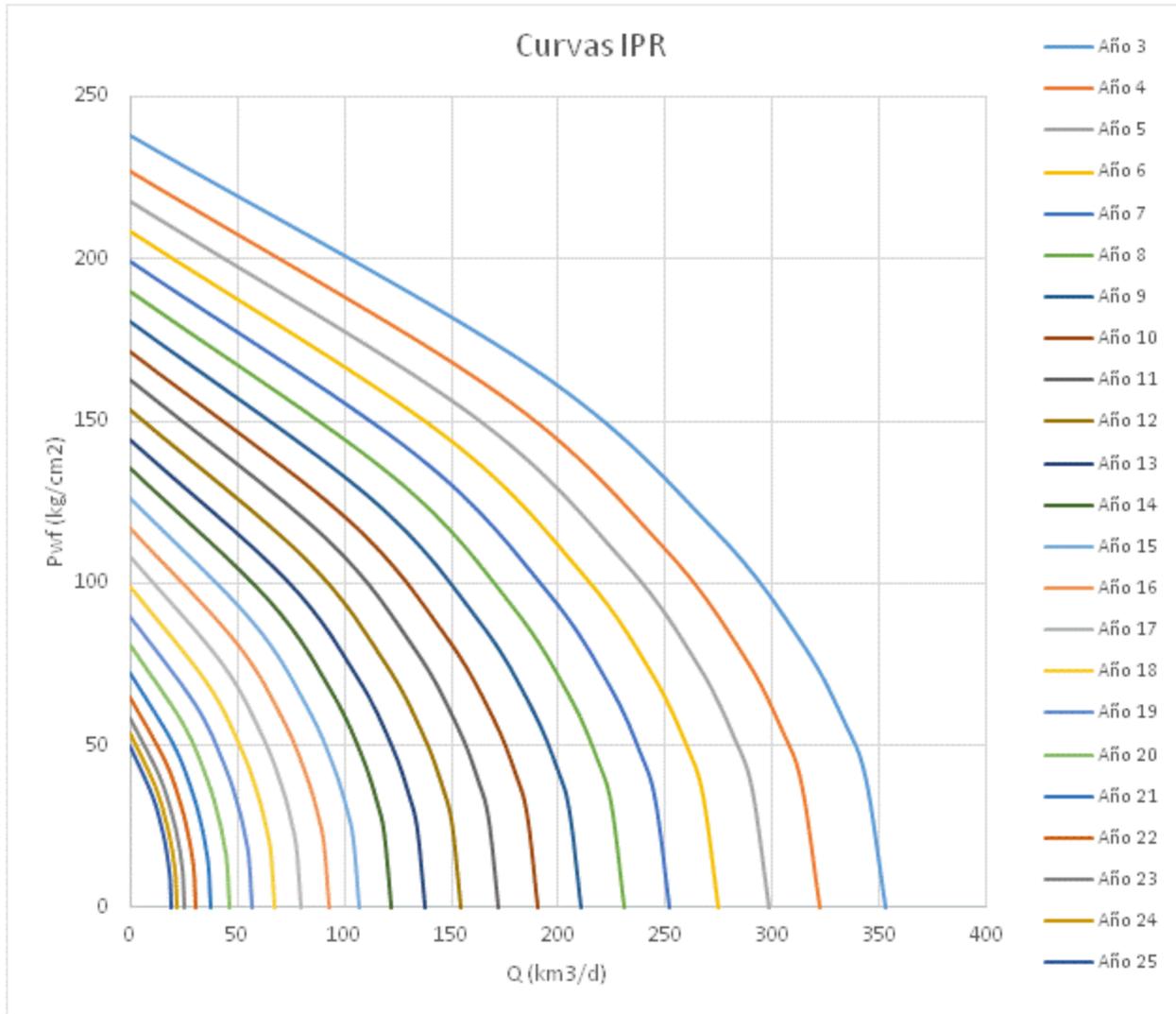
$$Q = C \cdot (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

#### 5. Ecuación Fetkovich

Con esta información se determina la evolución de la producción del yacimiento a través del tiempo, a medida que declina la presión estática del reservorio ( $P_{ws}$ ).

Esta explotación tiene un impacto en  $P_{ws}$ , que irá disminuyendo gradualmente. La previsión de la producción detalla como el yacimiento se comportará en distintas etapas de explotación, bajo diferentes presiones dinámicas de fondo, considerando consumos internos y procesos de acondicionamiento.

Cada variación en presión dinámica de fondo involucra un cambio en el comportamiento del reservorio, como así también en el cálculo de *caudal* de gas aportado por el mismo en distintas etapas de la explotación, como muestran las curvas IPR.



6. Curvas IPR

### Pérdida de carga por tubing

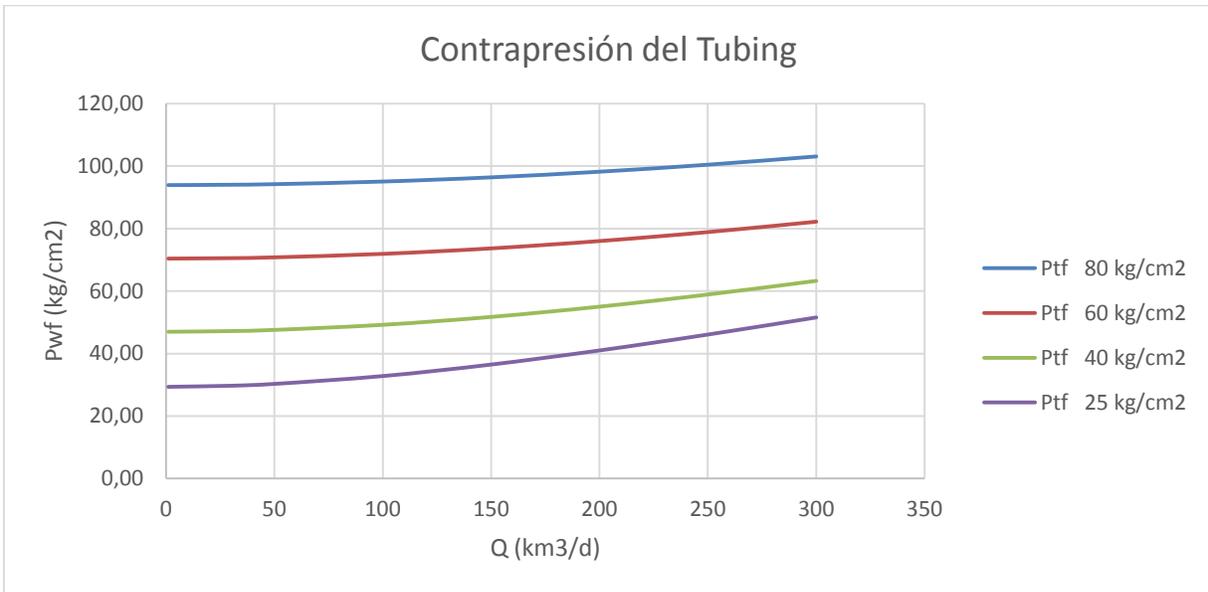
El punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca de pozo ( $P_{wf}$ ), en función del diámetro del tubing considerado.

Las curvas de contrapresión del tubing se basan en el cálculo de  $P_{wf}$  para una  $P_{ws}$  elegida ( $80 \text{ kg/cm}^2$ ,  $60 \text{ kg/cm}^2$ ,  $40 \text{ kg/cm}^2$ ,  $25 \text{ kg/cm}^2$ ), aplicando la ecuación de Smith.

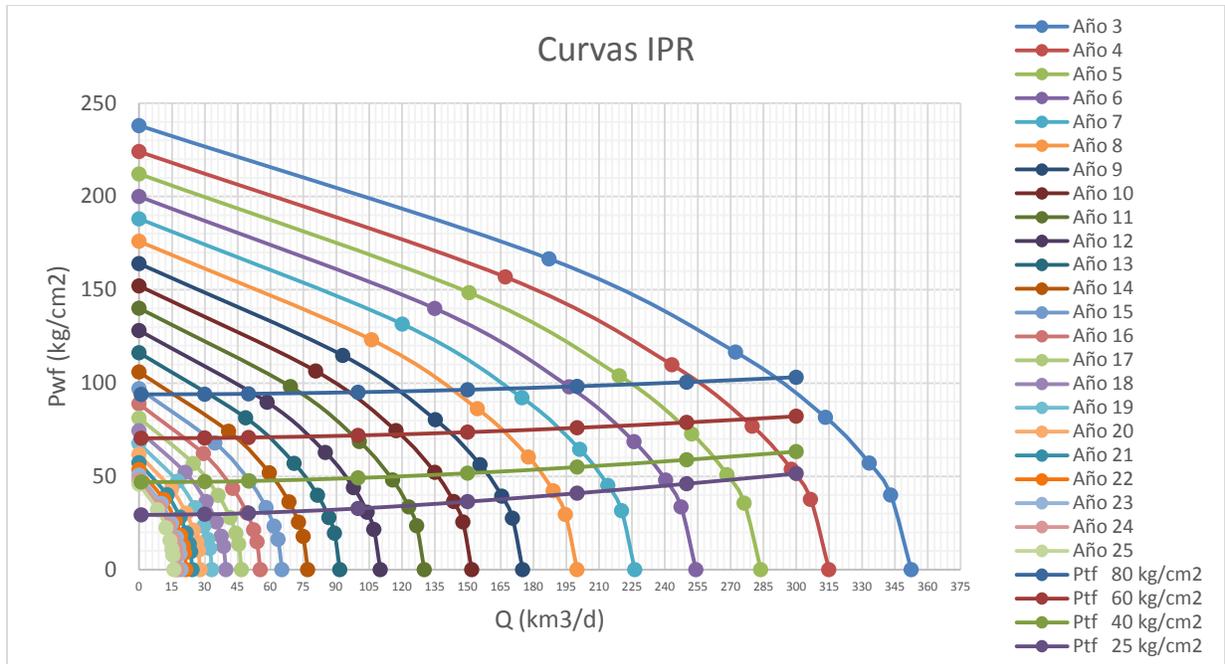
$$P_{wf}^2 = (e^s \times P_{tf}^2) + \frac{6,67 \times 10^{-4} (Q T_p Z_p)^2 (e^s - 1) f}{d^5}$$

### 7. Ecuación Smith

El siguiente gráfico ilustra el resultado del cálculo para pérdida de carga por tubing:



Como se mencionó anteriormente, la intersección entre las curvas de contrapresión y de comportamiento, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada Pwf, en función del diámetro del tubing considerado.



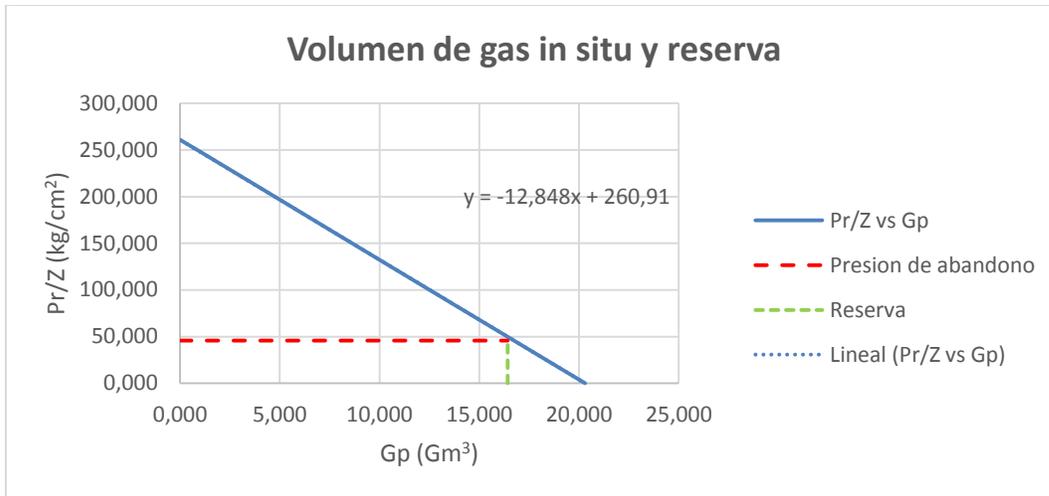
### Comportamiento y evolución del yacimiento durante su explotación

Queda determinada la evolución del yacimiento en el tiempo a través de la previsión de producción, tomando en cuenta el comportamiento del reservorio con la pérdida de presión del mismo debido a la explotación planificada.

Período	Año	Pr (kg/cm <sup>2</sup> )	Gp (Gm <sup>3</sup> )	G (Gm <sup>3</sup> )	% Recuperado (Acum.)	Condensado extraído (km <sup>3</sup> )
2	2017	238	0.000	20.307	0%	0.000
3	2018	238	1.04	19.266	5%	45.239
4	2019	224.14	2.081	18.226	10%	45.239
5	2020	212.08	3.122	17.185	15%	45.239
6	2021	200.01	4.156	16.151	20%	44.967
7	2022	188.02	5.190	15.117	26%	44.967
8	2023	176.03	6.224	14.083	31%	44.967
9	2024	164.04	7.255	13.051	36%	44.837
10	2025	152.09	8.287	12.020	41%	44.836
11	2026	140.13	9.318	10.989	46%	44.837
12	2027	128.18	10.346	9.961	51%	44.695
13	2028	116.26	11.235	9.072	55%	38.642
14	2029	105.96	12.008	8.299	59%	33.604
15	2030	97.00	12.707	7.600	63%	30.397
16	2031	88.89	13.364	6.943	66%	28.565
17	2032	81.28	13.950	6.356	69%	25.512
18	2033	74.48	14.533	5.773	72%	25.344
19	2034	67.72	15.047	5.260	74%	22.335
20	2035	61.76	15.430	4.876	76%	16.666
21	2036	57.32	15.750	4.557	78%	13.888
22	2037	53.62	16.005	4.301	79%	11.111
23	2038	50.65	16.229	4.078	80%	9.722
24	2039	48.06	16.421	3.886	81%	8.333
25	2040	45.84	16.580	3.727	82%	6.944

#### 8. Comportamiento Reservorio

Los números calculados arrojan una producción de 16.330 Gm<sup>3</sup> de volumen de gas recuperable a una presión de abandono (Pab) de 49.97 kg/cm<sup>2</sup> y un Pr/Z de 54.52 kg/cm<sup>2</sup>. Esto representa un rendimiento del 80.42%. En detalle, con una relación gas-petróleo de 23000 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>liq, el volumen de extracción corresponde a 16.329 Gm<sup>3</sup> y 0.001 Gm<sup>3</sup> de condensados.



### 9. Volumen de gas insitu + reserv

## Análisis de Mercado

### Tamaño del mercado

---

El mercado argentino de gas consume unos 120 Mm<sup>3</sup>/d promedio año, los cuales se abastecen mayormente a través de producción nacional, la cual es complementada por importaciones de gas natural licuado y de gas natural por gasoducto proveniente de Bolivia.

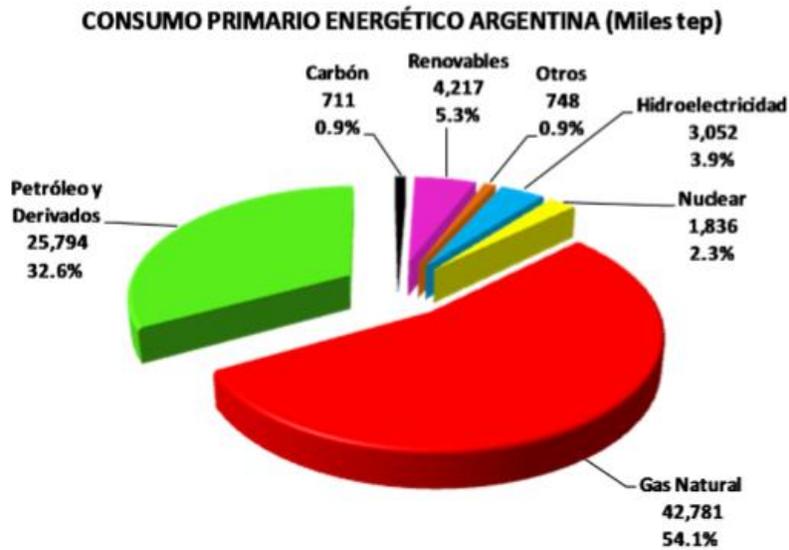
Luego de años de ostentar grandes excedentes exportables en los años 90, el país perdió el autoabastecimiento en la década pasada, pasando a depender de manera creciente de las importaciones.

En este contexto de caída progresiva de la producción local, el gobierno ha implementado una serie de programas tendientes a incentivar la producción a través de mayores precios (Gas Plus, Programas de Incentivo a la Inyección Adicional de Gas, etc.).

### Demanda

---

A nivel nacional el gas natural posee en nuestra economía una gran importancia, debido a que en el pasado frente a la gran disponibilidad del producto, se construyó una fuerte dependencia sobre el mismo, en especial a lo que se refiere a generación eléctrica.



Durante los últimos 10 años la demanda interna de Gas Natural creció fuertemente, impulsada principalmente por el crecimiento económico de nuestro país.

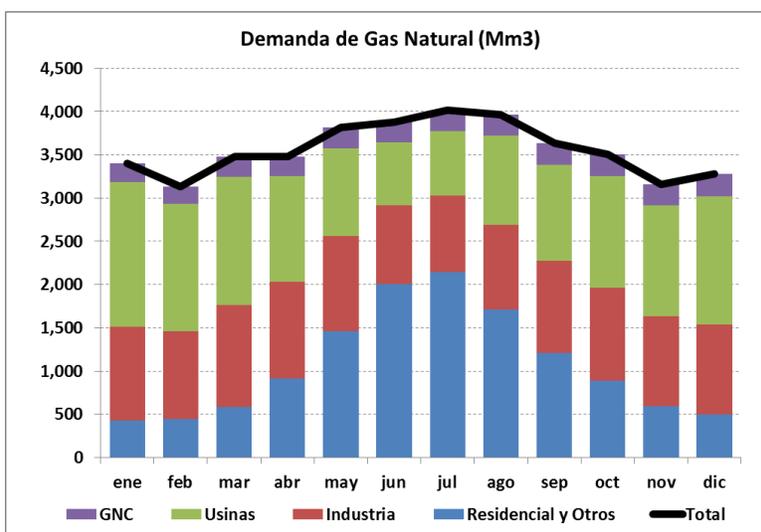
Sin embargo la oferta no reaccionó a este incremento de demanda. Dentro de los motivos más importantes que pueden explicar este comportamiento está el atraso que verificaron los precios de venta de gas natural durante muchos años.

La demanda del mercado argentino es altamente estacional, con marcados picos en los meses de invierno, impulsados por el consumo residencial. Con el correr de los años, la diferencia entre picos y valles se ha ido suavizando, en parte por restricciones al consumo de gas por parte de la industria y al uso de combustibles líquidos en la generación de energía eléctrica.

Los principales segmentos de demanda son Residencial, Industria, Usinas y GNC. Los usuarios residenciales y de GNC son considerados “demanda prioritaria” y se les asigna prioridad en el abastecimiento y además tienen precios regulados inferiores a los del resto de los usuarios.

**Año 2014:**

	Residencial y Otros	Industria	Usinas	GNC	Total
	Km3	Km3	Km3	Km3	Km3
<b>ene</b>	431	1,079	1,672	222	3,404
<b>feb</b>	446	1,010	1,473	205	3,134
<b>mar</b>	582	1,178	1,485	232	3,477
<b>abr</b>	911	1,117	1,222	228	3,479
<b>may</b>	1,461	1,103	1,013	240	3,817
<b>jun</b>	2,003	916	726	235	3,880
<b>jul</b>	2,143	882	747	242	4,014
<b>ago</b>	1,715	973	1,030	249	3,966
<b>sep</b>	1,211	1,063	1,112	244	3,631
<b>oct</b>	886	1,075	1,292	253	3,507
<b>nov</b>	595	1,034	1,288	246	3,163
<b>dic</b>	494	1,045	1,483	256	3,277
<b>Total</b>	<b>12,876</b>	<b>12,478</b>	<b>14,543</b>	<b>2,853</b>	<b>42,750</b>
<b>Mm3/d</b>	<b>35.3</b>	<b>34.2</b>	<b>39.8</b>	<b>7.8</b>	<b>117.1</b>
<b>% del total</b>	<b>30%</b>	<b>29%</b>	<b>34%</b>	<b>7%</b>	<b>100%</b>



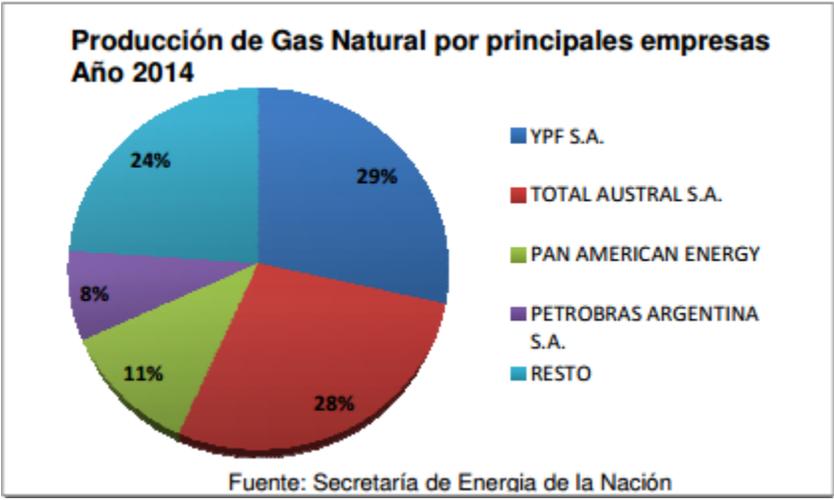
**Oferta**

---

La Ley N° 24.076 definió la estructura actual de la oferta. Anteriormente, YPF concentraba toda la disponibilidad nacional de gas natural, ya sea a través de su producción directa o la realizada por medio de contratistas nacionales. Por su parte, Gas del Estado tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Posteriormente a la sanción de esta Ley, la actividad gasífera pasó a estar compuesta por una amplia variedad de empresas privadas que operan actualmente en los 3 ámbitos de sector: producción, transporte y distribución.

---

En el ámbito de la producción, las principales empresas son YPF, Total Austral y Pan American Energy. Juntas concentran más de dos terceras partes de la producción nacional. La cuenca Neuquina tiene más del 50% de la producción y más del 40% de las reservas de gas del país. En este ámbito hay libre competencia.



Como se comentó anteriormente el Gobierno Nacional ha implementado ciertas normas con la finalidad de incentivar a las empresas del sector ha incrementar la inyección de gas natural estableciendo compensaciones monetarias para los volúmenes adicionales inyectados. Tal es el caso del Programa Gas Plus (SEN 24/08), Resoluciones CPYCEPNIH 01/2013, 32/2013 y 60/2013.

Los segmentos de transporte y de distribución están regulados. En el transporte operan 2 empresas: TGS y TGN. En el segmento de distribución operan 9 empresas con áreas geográficas delimitadas.

**Marco Institucional y Legal**

**Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319**

**Propiedad de los yacimientos**

En su redacción original, la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) preveía que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúen los yacimientos en cuestión.

En Argentina, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de la Nación sancionó la Ley 27.007 que modifica la Ley 17.319. Entre las principales modificaciones cabe referir que se otorga rango legal a la figura de la concesión de explotación no convencional que había sido creada por el Decreto 929/13. Se establece que el plazo para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una vigencia de 35 años con la posibilidad de prórrogas por plazos de 10 años.

Con la sanción de esta ley, el plazo de las concesiones para explotación convencional se mantiene en 25 años, sin embargo, habilita prórrogas sucesivas de las concesiones, tanto convencionales como no convencionales, por períodos de 10 años. Incluso las concesiones actualmente en vigencia y que ya fueron prorrogadas podrán ser prorrogadas nuevamente. Respecto de los procesos de prórroga ya iniciados por las provincias, la Ley 27.007 prevé que las mismas dispondrán de un plazo de 90 días para concluir el proceso de prórroga.

La Ley No. 27.007 elimina, con efectos hacia el futuro, la posibilidad de que el Estado Nacional y las Provincias reserven áreas para su explotación por entidades o empresas públicas o con participación estatal. Para el caso de áreas reservadas a estos fines pero que aún no están sujetas a contratos para su exploración y desarrollo, la ley permite que las contrataciones se realicen bajo el esquema asociativo que defina la autoridad concedente.

En lo que respecta al canon, la Ley 27.007 actualiza los valores del canon aplicable bajo permisos y concesiones de explotación. En el caso de los permisos de exploración se prevé la posibilidad de compensarlo en hasta un 90% con inversiones en exploración durante el segundo período del plazo básico y de la prórroga.

En relación a las regalías, la ley mantiene la alícuota del 12%, prevista en la Ley 17.319. También mantiene la posibilidad de reducir la alícuota en ciertos casos excepcionales hasta el 5%, y prevé la posibilidad de aumentarla en un 3% (resultando en 15%), y se introduce un tope máximo aplicable del 18% para las prórrogas sucesivas.

Asimismo, la Ley 27.007 introdujo un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos para aquellos proyectos de inversión que superen los USD 250.000.000 estableciendo que, en ciertas condiciones, parte de la producción podrá ser comercializada libremente en el mercado externo, sin tener que abonar derechos de exportación; a la vez previó la libre disponibilidad de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos.

### **Ley Nacional Nº 26.197**

---

La Ley Nº 26.197, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos, dispuso que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenezcan al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

## **Ley Nacional N° 26.741**

---

### ***Declaración de interés público***

A través de la Ley N° 26.741 (“Ley de Soberanía Hidrocarburífera”) se declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones (B.O. del 07 de mayo de 2012).

Asimismo, se fijaron los principios que la política de hidrocarburos debería observar (el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo; la protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; entre otras).

## **Decreto N° 1277/12**

---

A través del Decreto 1277/2012 (B.O. del 27 de julio de 2012), el Poder Ejecutivo Nacional reglamentó la Ley N° 26.741 y aprobó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”.

Entre otras cuestiones, el decreto establece:

- (i) la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas;
- (ii) la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas;
- (iii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y
- (iv) la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda; dicho Plan Anual de Inversiones debe ser aprobado por la Comisión.

## **Derechos de Exportación**

---

Con fecha 12 de marzo de 2008 se publicó en el Boletín oficial la Resolución N° 127/08 del Ministerio de Economía y Producción la cual dispuso, respecto del LPG, que en caso que el precio internacional del producto según informe diariamente la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) se mantenga por debajo del valor de referencia que establece la Resolución N° 127/08 para cada producto (U\$S 338/m<sup>3</sup> para propano, U\$S 393/m<sup>3</sup>

para butano, y U\$S 363/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será del 45%. En caso de que el precio internacional supere al valor de referencia, el productor cobrará el monto máximo establecido por la Resolución para el producto en cuestión (U\$S 233/m<sup>3</sup> para propano, U\$S 271/m<sup>3</sup> para butano, y U\$S 250/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Estado Nacional en concepto de derechos de exportación.

Estos valores fueron modificados por la Resolución 60/2015, la cual se mencionará en el acápite relacionado al sector de LPG.

### **Ley 26.896**

---

El 22 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 26.896 por la que se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2015 la emergencia económica en base a la cual se creó el esquema de retenciones a la exportación de hidrocarburos.

### **Decreto 929/ 2013**

---

El 15 de julio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 929/2013 del Poder Ejecutivo Nacional por el cual se creó el “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, en el marco de las Leyes N° 17.319, 26.197 y 26.741, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina.

Los principales objetivos del mencionado Régimen de Promoción será lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos, incrementar las inversiones y los recursos empleados a tal fin, así como la promoción de la inversión nacional y extranjera directa en esta industria, entre otros.

En tal sentido, podrán solicitar su inclusión en el mencionado Régimen:

- (i) todos aquellos sujetos que se encuentren inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos; o
- (ii) terceros asociados a tales titulares, conjuntamente con estos. A tal fin, se debe presentar un proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos que implique una inversión no inferior a U\$S 1.000.000.000 (calculada al momento de la presentación del Proyecto de Inversión para la explotación de hidrocarburos) a ser invertidos durante los primeros 5 años del proyecto.

Asimismo, el Régimen de Promoción prevé una serie de beneficios, a saber:

---

- (i) A partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos Proyectos, los beneficiarios gozarán del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables.
- (ii) Sin perjuicio de ello, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento, los beneficiarios del Régimen promocional creado por este Decreto gozarán -a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos Proyectos- del derecho a obtener un precio no inferior al precio de exportación de referencia por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación.

Finalmente, a través del presente Decreto, se estableció un nuevo régimen de concesión: “concesión de explotación de yacimientos no convencionales”, con las siguientes características:

- Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tendrán derecho a solicitar una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”.
- Las respectivas Autoridades de Aplicación de la Ley Nº 17.319 podrán dentro del área de concesión, subdividir el área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y otorgar nueva concesión que recaerá sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite.
- El plazo de la nueva concesión será el establecido por la Ley Nº 17.319 (25 años), y se le podrá adicionar en forma anticipada y simultánea con la nueva concesión la extensión del plazo de 10 años previsto en dicha ley, bajo la condición de efectivo cumplimiento de todas las obligaciones establecidas en la legislación hidrocarburífera para los concesionarios de explotación, reconociéndose todos los derechos y obligaciones estipulados en la Ley Nº 17.319 para tales concesionarios.
- Los titulares de una “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos” que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas.
- La concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afectada a la nueva concesión de explotación no convencional, seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes. A su vez, la Autoridad Concedente deberá readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión. La nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos deberá tener como objetivo principal la explotación no convencional de

hidrocarburos. No obstante ello, el titular de la misma podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos.

### **Resolución CPCEPNIH N° 09/2013**

---

El 16 de julio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 09/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), por la que se aprobó el Reglamento de Requisitos y Condiciones para la presentación y posterior incorporación, en su caso, de los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos en el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos creado por Decreto N° 929/13.

### **Repatriación de moneda extranjera**

---

A través del Decreto 1.277/2012 se derogó la “libre disponibilidad” del 70% de las divisas generadas en operaciones con hidrocarburos que había sido establecida por el Decreto N°1.589/89.

## **SECTOR GAS**

### **Mercado Electrónico del Gas**

---

Por Decreto N° 180/04 se creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución. Asimismo, estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales.

### **Acuerdos con productores de gas natural para satisfacer la demanda interna**

---

A través de diversos acuerdos celebrados entre los Productores de Gas y las autoridades nacionales se acordaron pautas para el suministro de gas natural al mercado local, comprometiéndose volúmenes de gas a ser entregados a los distintos segmentos de la demanda de gas (priorizándose el abastecimiento a los usuarios residenciales), y se fijaron los precios respectivos (Resolución SEN N° 599/07, Resolución SEN N° 172/11, Resolución SEN N° 1.070/08, Resolución SEN N° 55/2012).

## **Procedimientos para dirigir la producción de gas con el objeto de satisfacer la demanda interna**

---

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores.

## **Programa Gas Plus**

---

Por Resolución SEN N° 24/08 se creó el programa “Gas Plus” para incentivar la producción de gas natural, resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, tight gas, etc. El gas natural producido bajo el programa Gas Plus no estará sujeto al Acuerdo 2007-2011 aprobado por Resolución S.E. 599/07. Para ser parte de ese programa, es necesario que el productor haya firmado el Acuerdo 2007-2011 y que se mantenga como parte de ese acuerdo.

## **Fondo fiduciario para atender importaciones de gas natural**

---

El Decreto del Poder Ejecutivo 2.067/2008 del 3 de diciembre de 2008, creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. El Fondo Fiduciario estará integrado, entre otros, por los cargos tarifarios a pagar por las empresas que procesen gas natural. A través de la Resolución ENARGAS No. 1982/11 se ajustaron, con vigencia a partir del 1 de diciembre de 2011, los importes del cargo tarifario establecido por el Decreto 2067/08, como así también se ampliaron los sujetos alcanzados, incluyendo los procesamiento de gas (gas de RTP –retención térmica de planta–) y centrales de generación eléctrica, entre otros.

## **Regulación del precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para los servicios de Gas Natural Comprimido (GNC) y del precio de venta de GNC al público**

---

Por medio de la Resolución N° 1445/12, la SEN en ejercicio de las facultades atribuidas por el Decreto N° 1277/12, reguló el precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para los servicios Gas Natural Comprimido (GNC). En ese sentido, estableció un precio de \$0,4945 por m<sup>3</sup> de gas natural de 9300 Kcal, sin impuestos. Adicionalmente, esa norma dispuso que el precio de venta al público de GNC se deberá mantener a los mismos valores vigentes al día 8 de agosto de 2012.

## **Resolución CPyCEPNIH 01/2013 y 32/2013**

---

El 14 de febrero de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 01/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), por la que se creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, cuyos lineamientos principales son:

- El “beneficio” se trata de una compensación monetaria, pagadera mensualmente con fondos del Tesoro Nacional.
- Se establece un precio especial (7,5 USD/MMBTU) para los volúmenes de gas que la empresa se comprometa a inyectar en forma adicional.
- Las empresas podrán presentar ante la Comisión el “Proyecto de aumento de la inyección total de Gas Natural” hasta el día 4 de octubre de 2013 (prórroga conforme Res. 32/2013). Se exige que las empresas interesadas estén previamente inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creado por Decreto 1277/12.
- Los “Proyectos de aumento de la inyección total de Gas Natural” tendrán una vigencia máxima de 5 años, prorrogables a solicitud de la empresa beneficiaria, previa decisión de la Comisión.
- Se establece que si para un mes determinado la empresa beneficiaria no hubiere alcanzado el aumento de producción comprometido en el Programa, deberá compensar esa imposibilidad.

El 26 de abril de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 03/2013 por la que se aprobó el Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. A su vez, son aplicables al Sector Gas, el Decreto 929/2013 y la Resolución CPCEPNIH N° 09/2013, que se mencionan precedentemente en las normas referentes al Sector Petróleo.

## **Resolución CPyCEPNIH 60/2013**

---

Por medio de esta Resolución la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (Resolución N° 60/2013).

- (i) Está destinado a empresas que acrediten tener una “inyección base” inferior a los 3.500.000 metros cúbicos/día durante los seis meses anteriores a la creación del Programa.
- (ii) Consiste en un incremento del precio del gas natural inyectado al mercado interno determinado por la relación entre la inyección de gas natural efectivamente realizada por cada empresa y la tasa de declino anual que al efecto se determine: la empresa beneficiaria podrá recibir 7,5 USD/MMBTU, 6 USD/MMBTU, 5 USD/MMBTU, o bien 4 USD/MMBTU. En definitiva, las empresas beneficiarias recibirán Estado Nacional, en forma trimestral, una compensación en moneda nacional que será la resultante de: (i) la diferencia que exista entre el precio de la inyección de gas natural excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de aquél, más (ii) la diferencia que exista entre el precio base y el precio efectivamente percibido por la venta del gas natural comprometido en el segmento denominado inyección base ajustada. Como contrapartida, las empresas deben comprometerse a mantener (según la tasa de declino anual que se determine) ciertos niveles de

inyección de gas natural, tomando la obligación de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores de inyección asumidos mediante el compromiso de abonar al Estado nacional el costo final que implique la importación del hidrocarburo por el volumen faltante.

- (iii) El Programa tendrá una vigencia máxima de 4 años, prorrogable por un año más, previa resolución favorable de la Comisión.
- (iv) Las empresas interesadas podrán petitionar su inscripción al Programa hasta el 31 de marzo de 2014.

## **SECTOR LPG**

La Ley Nacional Nº 26.020 establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de LPG, regulando las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de LPG en Argentina, y declara esas actividades como de interés público.

Entre otras cosas, la mencionada Ley: a) crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la SE publicará periódicamente precios de referencia para el LPG vendido en envases de 45 kilogramos o menos; b) otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de LPG; c) crea un Fondo Fiduciario para atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural, que se integra con varios recursos, entre ellos, los aportes específicos que la Autoridad de Aplicación convenga con los operadores de la actividad.

La SEN estableció, a través de la Resolución 70/2015, lo siguiente:

- a) Precios máximos de referencia y las compensaciones para los productores de butano y propano de uso doméstico con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos.
- b) Precios máximos de referencia de garrafas de LPG de 10, 12 y 15 kilogramos de capacidad para los fraccionadores, distribuidores y comercios.
- c) Apartamientos máximos permitidos del precio máximo de referencia para determinadas jurisdicciones.

La Disposición 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar LPG obtengan primero la autorización de la SEN.

La Resolución 127/08, de marzo de 2008, modificó la tasa sobre los derechos de exportación del LPG. Determinando una tasa variable con un valor de corte del precio neto de exportación de 250 U\$/m<sup>3</sup> (aprox. 455 U\$/tn). Además fijó una tasa mínima del 45%, que equivale a una retención efectiva del 31% sobre el precio bruto.

En Febrero 2015 se publicó la Resolución 60/2015 que modificó la Resolución 127/08 en lo concerniente al derecho de exportación, el cual será del 1% si el precio internacional del propano, butano y GLP fueren inferiores al precio de referencia informado en la Resolución (U\$ 235,3/m<sup>3</sup> para propano, U\$ 273,7/m<sup>3</sup> para butano, y U\$ 252,5/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos).

En septiembre de 2008 (Res. 1070/08), el precio interno del LPG pasó de 990 \$/tn a 100 \$/tn más una compensación de 350 \$/tn a pagar con un fondo fiduciario, cuyos ingresos son fruto de la retención de un aumento al acuerdo de precios de gas firmado en junio de 2007. A partir del mes de junio de 2011, el aporte del fondo fiduciario al precio del LPG a Mercado Interno dentro del Acuerdo, pasó a ser de 470 \$/tn.

El 19 de septiembre de 2008 la SE y los productores de LPG firmaron el “Acuerdo Complementario”. El acuerdo aplica sólo al LPG vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho LPG en garrafas de 10,12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de LPG que provean a los fraccionadores el mismo volumen de LPG suministrado al año anterior y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo.

Por Resolución No. 77/2012 de la SEN se ratificó la ejecución de la ampliación del Acuerdo Complementario para el año 2012 respecto a la provisión de garrafas de LPG de 10, 12 y 15 kilogramos para los usuarios residenciales. Esta Resolución establece que todos los productores de LPG, independientemente de que sean parte o no del Acuerdo Complementario, deben suministrar los volúmenes de LPG a ser determinado por la SE a los precios de referencia establecidos en el Acuerdo Complementario. El incumplimiento de tales obligaciones puede dar lugar a la aplicación de las sanciones de embotellado de LPG establecidos en la Resolución, incluida la prohibición de exportar LPG y la limitación de las ventas de LPG en el mercado interno.

### **Resolución N° 429/2013 de la Secretaría de Energía**

---

El 5 de julio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 429/2013 de la SE, por la que se adoptaron los recaudos legales necesarios en la cadena de suministro de LPG de todos los operadores inscriptos en el Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo, a efectos de asegurar una adecuada satisfacción de las necesidades de consumo interno en los términos del Inciso b) del Artículo 7° de la Ley N° 26.020 y del Artículo 3° de la Ley N° 17.319, de acuerdo a lo siguiente:

- Prorrogar el “Acuerdo de Estabilidad del precio del Gas Licuado de Petróleo (*GLP*) - Butano y/o Mezcla envasado en garrafas de 10, 12 y 15 kg. de capacidad” hasta el 31 de diciembre de 2013, incluyendo todos los términos de la Cuarta Adenda al citado Acuerdo.
- Aprobar los precios de referencia para la comercialización de LPG fraccionado en envases de 10, 12 y 15 kg. de capacidad, los que como Anexo II forman parte integrante de la presente resolución.
- Aprobar los valores a compensar en el marco del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de LPG, para la comercialización de LPG fraccionado en envases de 10, 12 y 15 kg. de capacidad, los que como Anexo III forman parte integrante de la presente resolución.
- Aprobar los precios de venta a usuarios residenciales de LPG fraccionado en envases de 10, 12 y 15 kg. de capacidad, los que como Anexo IV forman parte integrante de la presente resolución.
- El volumen de LPG —butano y/o mezcla— que las Empresas Fraccionadoras podrán adquirir de las correspondientes Empresas Productoras durante el año 2013, en los términos de la presente resolución, estará dado exclusivamente y sin excepción alguna, por la totalidad del volumen del cupo asignado por la SE a dichas Empresas Fraccionadoras para el año 2012, siempre y cuando el mismo haya sido efectivamente retirado y vendido dentro del periodo de asignación.

## **Resolución N° 548/2013 de la Secretaría de Energía**

---

El 24 de septiembre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 548/2013 de la SE, por la que se aprobaron los ajustes a los valores a compensar de acuerdo a la cuarta adenda al acuerdo de estabilidad del precio del gas licuado de petróleo (GLP) —butano y/o mezcla—, envasado en garrafas de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos de capacidad. En lo que aquí interesa, el Precio acordado del LPG de venta de los Productores a los Fraccionadores y Valor a Compensar al Productor, se estableció conforme a lo siguiente: (i) Productores, cada 10 kg; (ii) Precio Acordado, \$1,00; (iii) Valores Tercera Adenda, \$4,70; (iv) Valor a compensar, \$4,70.

## **MARCO AMBIENTAL**

### **Decreto 33.589/33**

---

Establece la obligatoriedad de producir informes sobre accidentes, como así también la de aislar las capas de agua para no contaminar el petróleo.

Implanta la adopción de medidas de seguridad, como distancias mínimas entre pozos a perforar.

### **Resolución SEN 105/92**

---

Esta norma fue elaborada por el Instituto Argentino del Petróleo y se considera la primera norma ambiental propiamente dicha, la cual tiene vinculación con la ley de hidrocarburos 17.319. Contiene un alto detalle técnico y establece los procedimientos para la protección ambiental en las actividades upstream. Los temas de regulación más importantes incluidos en esta norma son:

- Estudio de impacto ambiental: se deberán realizar antes de la iniciación de las actividades, durante y después de la misma o después de incidentes y actividades de remediación.
- Aspectos operativos: como se desarrollaran las tareas de exploración y explotación de hidrocarburos, como por ejemplo la provisión de agua dulce, el manejo de desechos y fluidos de perforación y terminación, la disposición de aguas de producción, entre otras.
- Abandono de instalaciones: que pasos se deben seguir para realizar el abandono de las instalaciones.

### **Resolución SEN 236/93 – Resolución SEN 142/98**

---

Por medio de esta resolución se aprueba las normas sobre aventamiento de gas, como por ejemplo la prohibición del aventamiento de gas en pozos gaseros y la autorización al aventamiento en pozos petroleros.

---

## **Resolución SEN 341/93**

---

Establece normas y plazos para el reacondicionamiento de piletas y la restauración de suelos.

## **Resolución ENARGAS Nº 3.587 de 2006**

---

Apruebas las Normas Argentinas Mínimas para la Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por cañerías (NAG 153), cuyo cumplimiento es de carácter obligatorio. Rige para los sistemas en operación como a los nuevos sistemas de transporte y distribución de gas. Los comprendidos en la norma deben elaborar e implementar los respectivos planes indicados en el Programa de Gestión Ambiental (PGA) y confeccionar el Manual de Procedimientos Ambientales (MPA).

Para la construcción de nuevos gasoductos, ramales, redes y sus instalaciones complementarias, se debe dar cumplimiento a la normativa provincial o municipal que establezca procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias previas para la realización de los proyectos. Se debe presentar ante la Autoridad Regulatoria, la siguiente información: copia de las Actas o Certificaciones de Constancia de los actos de consulta o audiencia pública celebrados, copia del proyecto definitivo del emprendimiento, Protocolos de Estudio Ambiental Previo (EAP), del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y del Plan de Protección Ambiental (PPA) específico para la obra programada, debiéndose poner a disposición del público en general una copia de cada uno de los anteriores.

## **Previsión de Producción de Gas y Condensado**

### **Plan de perforación**

---

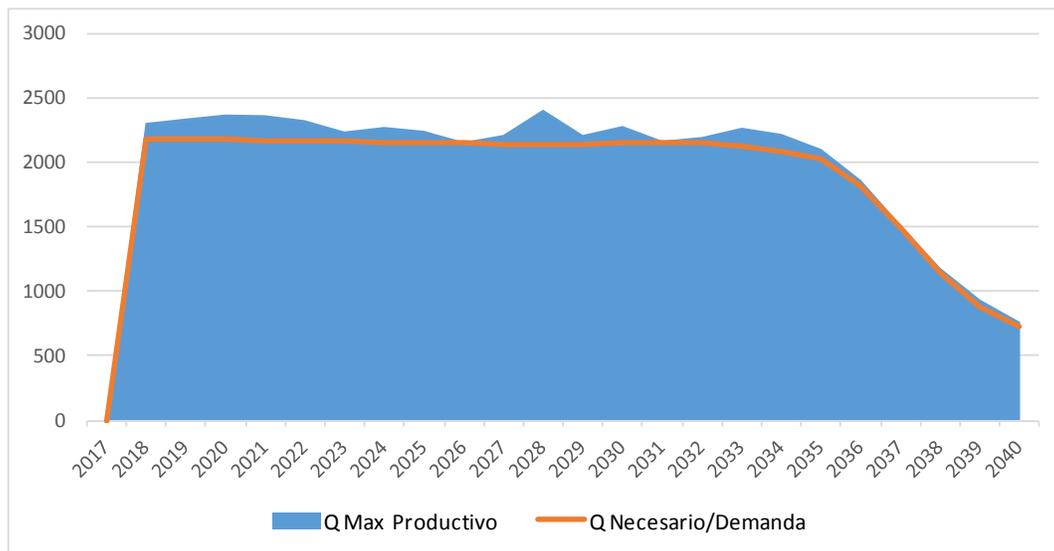
Con la información disponible y en función a la demanda a abastecer, se planifica el número de pozos necesarios a perforar cada año para compensar la declinación del yacimiento, atender el incremento de caudal requerido y, a la vez, prever el momento en que pudiera requerirse una planta compresora de gas, para elevar la presión de boca de pozo a la de tratamiento e inyección al sistema de transporte.

Las consideraciones que contextualizan el plan son las siguientes:

- El máximo de pozos que pueden ser perforados por año es de 8 (ocho)
- La relación de pozos estériles estimados es de 1 cada 10
- La declinación en la presión del reservorio en relación a la cantidad de pozos perforados
- Los cambios de volúmenes a entregar según los cambios en el mercado

Año	Ptf	Pws	Pws/Z	Pwf	Q pozo tipo (km3/día)	Q Max Productivo (km3/día)	Q Necesario/ Demanda (km3/día)	N° pozos a perforar/año	N° pozos productivos	N° pozos en prd requeridos	N° pozos estériles	N° pozos productivos /año
	(Kg/cm2)	(Kg/cm2)	(Kg/cm2)	(Kg/cm2)	(km3/día)	(km3/día)	(km3/día)					
2015		238.00	260.91									
2016	80	238.00	260.91					5	0		1	4
2017	80	238.00	260.91					4	0		0	4
2018	80	238.00	260.91	102.52	288.86	2311	2188	2	8	8	1	1
2019	80	226.94	250.65	101.02	260.47	2344	2188	1	9	8	0	1
2020	80	217.68	240.39	99.90	237.58	2376	2188	1	10	9	0	1
2021	80	208.42	230.13	98.91	215.54	2371	2173	1	11	10	0	1
2022	80	199.23	219.93	98.01	194.36	2332	2173	1	12	11	0	1
2023	80	190.03	209.74	97.22	172.62	2244	2173	2	13	13	0	2
2024	80	180.84	199.55	96.47	151.96	2279	2157	2	15	14	0	2
2025	80	171.71	189.44	95.93	132.34	2250	2157	3	17	16	1	2
2026	80	162.59	179.33	95.43	113.83	2163	2157	4	19	19	0	4
2027	80	153.46	169.21	95.00	96.41	2218	2139	0	23	22	0	0
2028	60	144.41	159.18	72.12	104.96	2414	2139	2	23	20	0	2
2029	60	135.36	149.15	71.70	88.69	2217	2139	0	25	24	0	0
2030	40	126.31	139.12	48.91	91.48	2287	2150	4	25	23	1	3
2031	40	117.22	129.04	48.45	77.56	2172	2149	2	28	28	0	2
2032	25	108.12	118.96	31.46	73.39	2202	2150	8	30	29	1	7
2033	25	99.03	108.88	30.86	61.44	2273	2128	8	37	35	1	7
2034	25	90.02	98.90	30.32	50.57	2225	2081	8	44	41	0	8
2035	25	81.21	89.14	30.01	40.53	2108	2034	8	52	50	1	7
2036	25	72.60	79.60	29.75	31.63	1866	1823	4	59	58	1	3
2037	25	64.89	71.05	29.63	24.47	1517	1494	0	62	61	0	0
2038	25	58.57	64.04	29.57	19.08	1183	1150	0	62	60	0	0
2039	25	53.70	58.65	29.52	15.10	936	882	0	62	58	0	0
2040	25	49.97	54.52	29.49	12.32	764	728	0	62	59	0	0
								70			8	62

### 5. Plan de producción y desarrollo del yacimiento



### 6. Perfil de producción vs demanda

### Captación

---

#### **Cálculo y Diseño de obras de infraestructura y Facilities**

En base a la proyección de demanda y en consecuencia al plan de producción establecido se realizó el cálculo y diseño del plan de infraestructura y facilities, el cual contempló todas las obras de captación y facilities vinculadas para obtener la producción del yacimiento, transportarla hacia la planta de tratamiento, tratarla y acondicionarla e inyectarla al gasoducto troncal.

El cálculo y diseño de obras de infraestructura y facilities incluyeron:

- Distribución de pozos dentro del yacimiento
- Cálculo del radio de drenaje
- Cálculo de mínimo distanciamiento requerido entre pozos
- Diseño de tendido de cañerías de captación (4")
- Diseño de tendido de cañerías colectoras (6")
- Diseño de tendido de cañerías de condensado (4")
- Ubicación de baterías
- Instalación de manifold, separador de control y separador primario.
- Instalación de planta de tratamiento y acondicionamiento
- Instalación de tanques de almacenamiento de condensado, tanto en las baterías como en la planta de tratamiento.
- Instalación de un cargadero de camiones para la evacuación del condensado obtenido de los pozos.
- Motocompresores, previo a la entrada del gasoducto troncal, para realizar la inyección de la producción a la mínima presión requerida.

Durante el desarrollo, cálculo y diseño del plan de infraestructura y facilities se tuvo en cuenta no solo parámetros de dimensionamiento sino también un cronograma o schedule de desarrollo de modo de distribuir la inversión de modo adecuado, eficiente y con un criterio financiero de base (EJ: cada pozo nuevo que se necesitara debía ser perforado y terminado un año antes de su puesta en producción).

Las bases de diseño utilizadas fueron:

- Límite máximo de 8 pozos perforados por año
- Distanciamiento mínimo entre pozos de 1000 mts
- 1 pozo no productivo o estéril cada 10 pozos perforados

- Pozos de reserva cuya función es la de compensar el volumen de producción para hacer frente a los picos de demanda estacionales.
- Se contaba con 4 pozos productivos al momento de tomar posesión del yacimiento. Dichos pozos fueron los primeros en vincularse a la planta de tratamiento mediante cañerías de 6" que posteriormente pasaron a emplearse como líneas colectoras del sistema de batería.

### Plan de producción / Perforación

Año	Total pozos	Productivos	Estériles
2016	5	4	1
2017	4	4	0
2018	2	1	1
2019	1	1	0
2020	1	1	0
2021	1	1	0
2022	1	1	0
2023	2	2	0
2024	2	2	0
2025	3	2	1
2026	4	4	0
2027	0	0	0
2028	2	2	0
2029	0	0	0
2030	4	3	1
2031	2	2	0
2032	8	7	1
2033	8	7	1
2034	8	8	0
2035	8	7	1
2036	4	3	1
2037	0	0	0
2038	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>70</b>	<b>62</b>	<b>8</b>

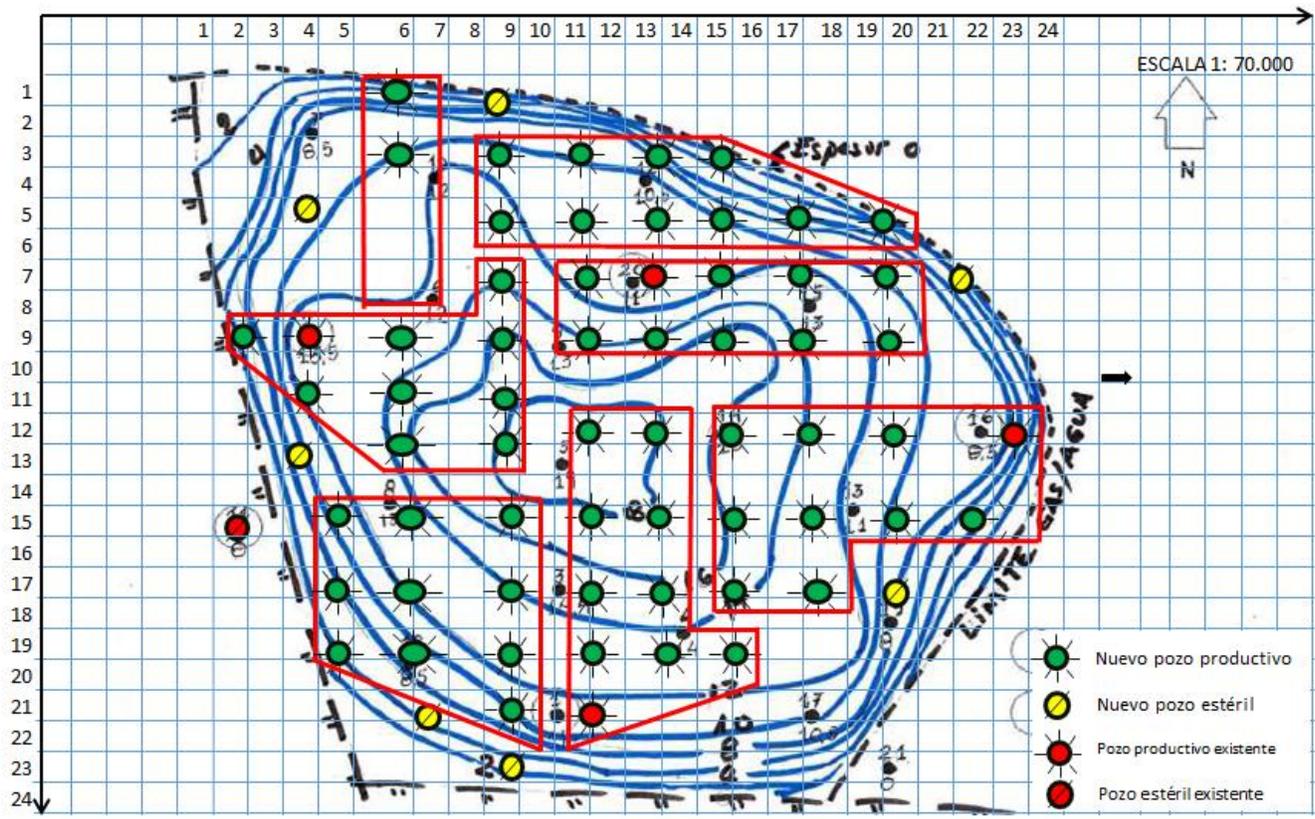
De acuerdo al lay out base las dimensiones aproximadas del área del yacimiento a explotar es de ~ 11 km de extensión en dirección Norte - Sur y 9,5 km de extensión en dirección Este - Oeste. En función de la superficie aproximada podemos estimar la separación tentativa entre pozos de la siguiente manera:

Superficie aprox	<b>10450</b>	ha	<b>25866</b>	acres
Pozos a perforar	<b>70</b>	pozos		
Superficie por pozo	<b>370</b>	acres por pozo		
Radio cuadrado	<b>5126195</b>	pie 2		
<b>RADIO DE DRENAJE</b>	<b>690</b>	metros		
* Cálculo separación entre pozos ( Separación = 2 x R ) :				
<b>SEPARACIÓN</b>	<b>1380</b>	<b>&gt; 1000 MTS</b>	<b>OK</b>	

### Configuración de Baterías

Bateria	Total pozos Prod	N° de los Pozos incluidos en cada batería																							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2038	2039	
1	10	1	1	1	1	1	1							1		3									
2	10	1	3									2	1									3			
3	10	1					1	2								1		5							
4	10	1								1	2									2	4				
5	10									2	1										6		1		
6	10															1	7	2							
7	2																						2		
	<b>62</b>	4	4	1	1	1	1	1	2	2	2	4	0	2	0	3	2	7	7	8	7	3	0	0	

### Distribución de Pozos



**Sistemas de captación - distribución de pozos y baterías en el yacimiento**

Teniendo en cuenta que el yacimiento finalmente contó con 62 perforaciones productivas y que las mismas deben ser agrupadas en baterías de no más de 10 pozos, se proyecta la construcción de 7 baterías distribuidas dentro del área como se ejemplifica en el esquema previo.

El sistema de captación que se implementó dentro de las baterías fue de tipo axial, es decir una línea principal de mayor diámetro a modo de colector que corre hacia el manifold de la batería, con pozos laterales que se interconectan a la cañería colector. Las perforaciones pre-existentes que alumbraron hidrocarburos (pozos en rojo), serán conectadas al sistema de captación en los primeros años de la concesión, por lo tanto las Baterías 1 al 4 son aquellas que las contienen. Debido a su ubicación dentro del yacimiento estos pozos productivos no forman parte de la misma batería por lo que para evitar el desembolso innecesario de Capex en los primeros años estos pozos serán vinculados directamente a la planta de tratamiento mediante una línea de 6" la que posteriormente, avanzado el plan de producción, pasará a ser la cañería colectora de la batería. De este modo, estos pozos inicialmente se vincularán en forma directa con el separador general de la planta de tratamiento.

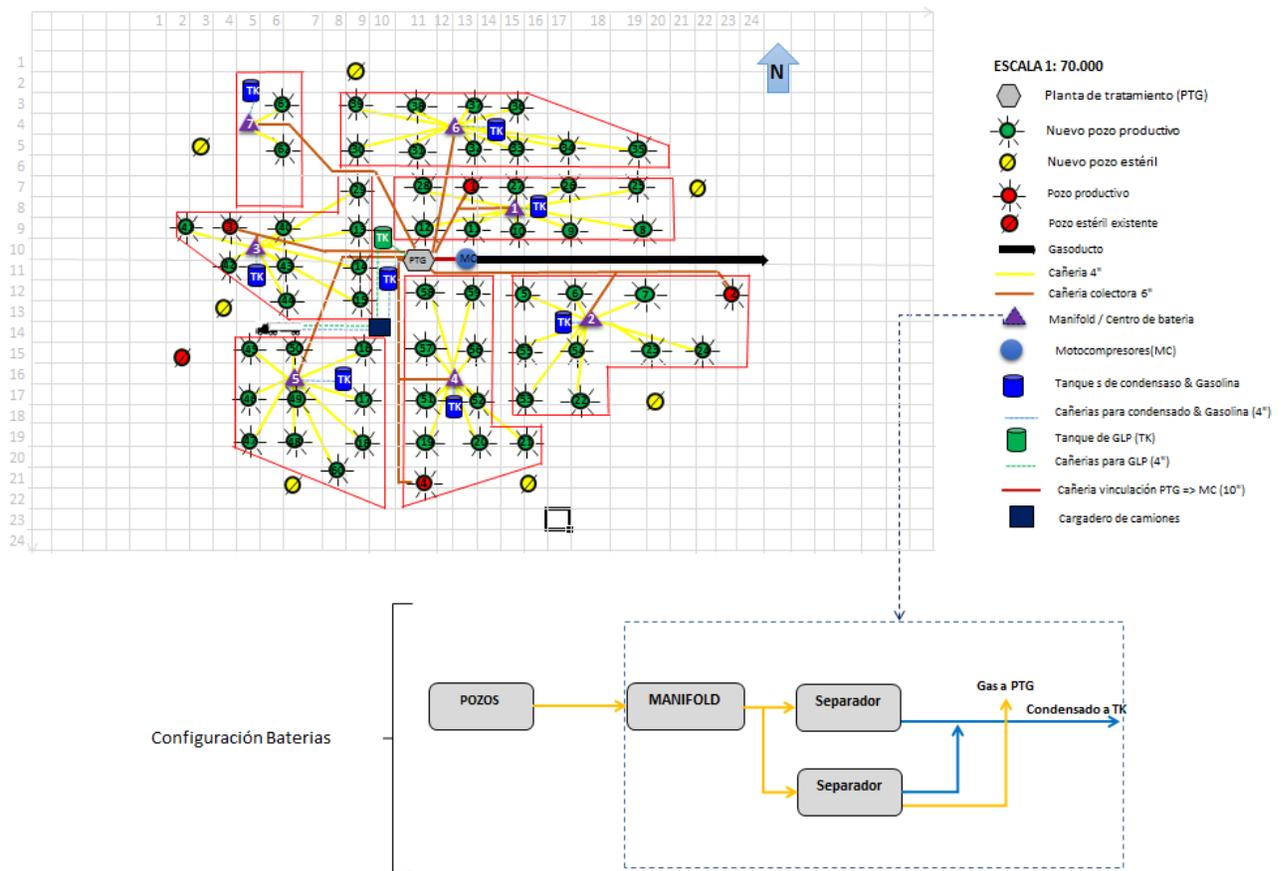
Las baterías se van ubicando y completando basadas en su ubicación dentro del yacimiento con relación a los mayores espesores productivos y ubicación estructural de la formación reservorio. De esta manera los pozos

se van ubicando comenzando por las zonas donde se espera un mayor espesor útil de la formación reservorio, como así también donde el área se encontraría más alta estructuralmente.

El sistema de cañerías internas, desde las baterías a la planta de tratamiento se esquematiza en un layout separado.

Para el cálculo del baricentro del sistema de captación, se usaron las presiones en boca de pozo (Ptf), los caudales de pozo promedio (Q pozo prom), según las coordenadas correspondientes a cada pozo.

La hipótesis principal es que todo el reservorio se encuentra conectado y que la permeabilidad y porosidad informada es válida para toda zona del mismo.



### Cálculo Baricentro sistema de captación

Dado que como supuesto se asume un pozo tipo o promedio como representativo de todo el grupo de pozos, tanto la presión en boca de pozo como el caudal promedio de cada pozo resulta coincidente en todos ellos. De este modo, el cálculo del baricentro se resume a un promedio geométrico / aritmético por lo que la planta de tratamiento es ubicada en el centro del sistema de captación.

## **Numeración de Baterías**

Las primeras baterías a conectar a la planta de tratamiento son aquellas que contienen a los 4 pozos productivos recibidos al inicio del proyecto. De este modo nos aseguramos de poner a producir estos pozos de forma inmediata.

## **Tendido cañerías de captación**

Para el tendido de las cañerías del sistema de captación se utilizó una metodología de distribución Axial donde todos los pozos convergen, mediante líneas de 4" de diámetro a un colector de mayor diámetro (6") quien se encarga de recibir la producción de todos los pozos de la batería y transportarla hasta la planta de tratamiento, previo paso por el separador general y el separador de control de la batería.

## **Manifold de operación y maniobra**

Estratégicamente ubicado dentro de la batería se ubica el manifold de operación y maniobra el cual permite, a través de un cuadro de válvulas e instrumentos, vincular cada uno de los pozos que constituyen la batería con la planta de tratamiento.

Separador general y separador de control

Cada una de las baterías cuenta con un separador general en el cual se separa la gasolina y condensados para su bombeo posterior a un tanque de condensado, y un separador de control a través del cual se direcciona el gas hacia la planta de tratamiento.

## **Planta compresora / Motocompresores**

Previo a la entrada al Gasoducto troncal se emplaza una planta compresora cuyo objetivo, cuando resulte necesario, es elevar la presión de la producción de las baterías a 70 Kg/cm<sup>2</sup> que es el requerimiento de presión de entrada del Gasoducto.

## **Tanques de Condensado & Gasolina**

La salida del separador general de cada una de las baterías se vincula a un tanque de condensado instalado en cada batería, el cual luego de acumular un cierto volumen es vaciado mediante camiones siendo el volumen transportado hacia el tanque de Condensado y Gasolina instalado en la planta de tratamiento. Dicho tanque se vincula con un cargadero de camiones que permitirá el despacho de esta producción.

A partir de los mapas de espesores y de profundidad se demarcaron las zonas de mayor potencial por donde comenzar con el desarrollo. De esta manera, la ubicación de la planta y las baterías se determinó para lograr un desarrollo lo más uniforme posible sin perder de vista las mejores zonas.

Los 4 pozos productivos al momento de la toma de posesión del yacimiento son los primeros en conectarse a la planta de tratamiento y acondicionamiento mediante cañerías de 6" que luego, al momento del desarrollo

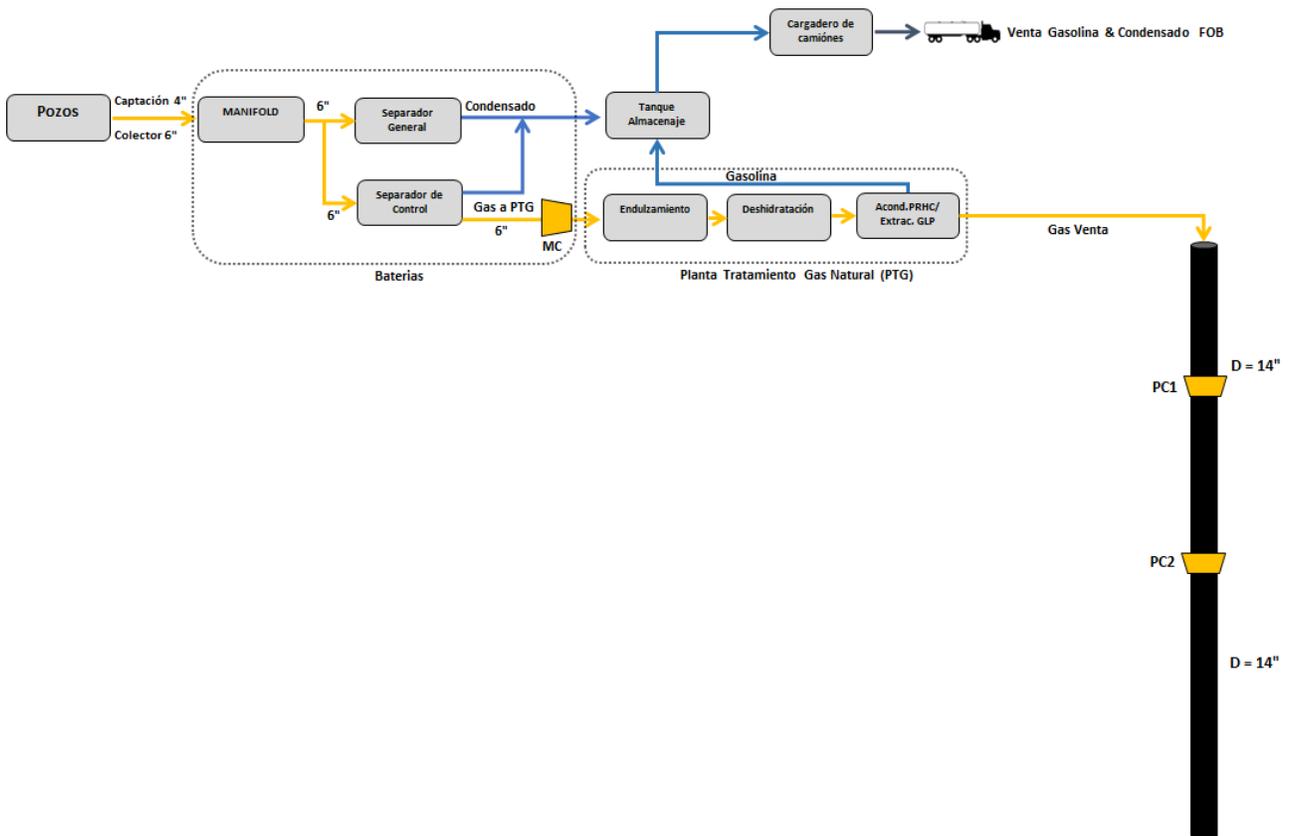
de la batería que los contendrá, pasarán a emplearse como cañerías colectoras de la batería en cuestión, recibiendo la producción de los restantes pozos a través de las líneas de captación de 4".

### Facilities

La construcción de todas las facilities indicadas a continuación se realizaría durante los dos primeros años del proyecto, de modo que las mismas se encuentren operativas desde el inicio de explotación del yacimiento:

- **Planta de tratamiento y endulzamiento**
- **Compresión / Motocompresores**
- **Tanques de condensado en planta de tratamiento**
- **Cargadero de camiones**

### Lay out General

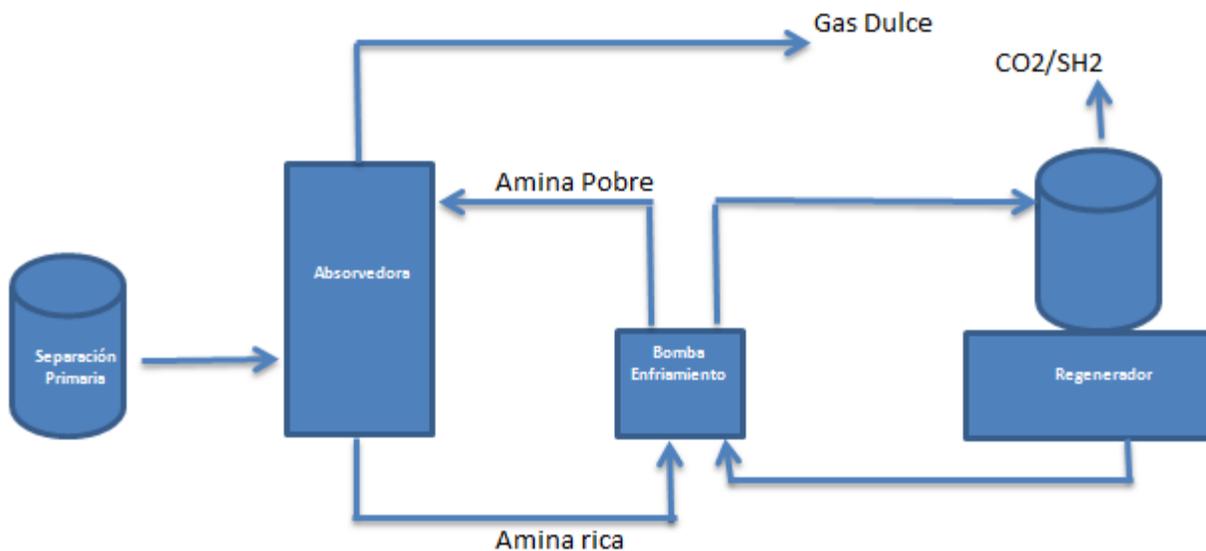


## Acondicionamiento

---

El gas natural crudo, proveniente de la explotación del yacimiento, contiene impurezas y contaminantes o productos no deseables, que es necesario remover para lograr su adecuada entrega en gasoducto, transporte y distribución, como así también obtener un producto apropiado para su utilización cumpliendo con los requerimientos de calidad.

Los métodos utilizados se basan en el ajuste por punto de rocío y el endulzamiento del gas extraído crudo. Para éste último proceso se instalará una planta de endulzamiento por absorción con aminas. El gas circula en una torre a contracorriente, eliminándose compuestos como  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SH}_2$  y otros derivados del azufre.



### *7. Planta de endulzamiento absorción con aminas*

El proceso de endulzamiento por absorción con solventes químicos, en éste caso la amina, es un proceso regenerativo, donde el gas circula a contracorriente en una torre de platos absorbiéndose  $\text{CO}_2$  y  $\text{SH}_2$ . Para luego, finalmente, ser eliminados en la torre despojadora, a baja presión, por vaporación.

En la separación primaria sucede la eliminación de hidrocarburos pesados utilizando un proceso de enfriamiento, mediante productos refrigerantes, con el fin de que hidrocarburos como los pentanos, hexanos y superiores queden separados en la entrada.

La acumulación de  $\text{H}_2\text{O}$  contenida en el gas extraído, el cual es un problema por la formación de hidratos debido a las bajas temperaturas y altas presiones de operación de los procesos de recuperación, se elimina utilizando un proceso de adsorción a través de un lecho sólido de estructura porosa. Este retiene, sobre su superficie,  $\text{H}_2\text{O}$  e hidrocarburos.

Producto	Unidad	Cantidad	P.C.S. (Kcal/[m <sup>3</sup> ],[/K g],[/lt])	Volumen Equiv. (m <sup>3</sup> de 9300 Kcal)
Gas Rico	Sm <sup>3</sup> /día	2188168	9449.25	2223284
Gas Residual	Sm <sup>3</sup> /día	2173716	9482.23	2216309
Propano	kg/día	0.00	12034.4	0
Butanos	kg/día	0.00	11823.1	0
Gasolina	lts/día	9312	7064.7	7074
<b>RTP</b>				<b>6975</b>

### 8. Cálculo de resultados sobre la muestra

Año	Gas Rico (Sm <sup>3</sup> /d)	Gas Residual (m <sup>3</sup> /d)	Propano (TN/d)	Butano (TN/d)	Gasolina (m <sup>3</sup> /d)	RTP (m <sup>3</sup> /d 9300kcal)	
		2216309	0.00	0.00	9.31	6975	0.3%
2018	2188168	2216309	0.00	0.00	9.31	6975.14	0.3%
2019	2188168	2216309	0.00	0.00	9.31	6975.14	0.3%
2020	2173063	2201009	0.00	0.00	9.25	6926.99	0.3%
2021	2173063	2201009	0.00	0.00	9.25	6926.99	0.3%
2022	2173063	2201009	0.00	0.00	9.25	6926.99	0.3%
2023	2156643	2184377	0.00	0.00	9.18	6874.65	0.3%
2024	2156643	2184377	0.00	0.00	9.18	6874.65	0.3%
2025	2156643	2184377	0.00	0.00	9.18	6874.65	0.3%
2026	2138793	2166298	0.00	0.00	9.10	6817.75	0.3%
2027	2138808	2166314	0.00	0.00	9.10	6817.8	0.3%
2028	2138793	2166298	0.00	0.00	9.10	6817.75	0.3%
2029	2149508	2177151	0.00	0.00	9.15	6851.91	0.3%
2030	2149485	2177128	0.00	0.00	9.15	6851.83	0.3%
2031	2149510	2177154	0.00	0.00	9.15	6851.92	0.3%
2032	2128394	2155765	0.00	0.00	9.06	6784.6	0.3%
2033	2081379	2108146	0.00	0.00	8.86	6634.74	0.3%
2034	2034366	2060529	0.00	0.00	8.66	6484.87	0.3%
2035	1823401	1846850	0.00	0.00	7.76	5812.39	0.3%
2036	1494354	1513572	0.00	0.00	6.36	4763.5	0.3%
2037	1149798	1164585	0.00	0.00	4.89	3665.17	0.3%
2038	881509	892846	0.00	0.00	3.75	2809.95	0.3%
2039	728203	737568	0.00	0.00	3.10	2321.27	0.3%
2040	0	0	0.00	0.00	0.00	0	0.0%

### 9. Aprovechamiento de condensado para gasolina

## Aprovechamiento Condensables

A continuación se presenta la composición molar del gas con el objeto de analizar la viabilidad de la instalación de una planta de recuperación de GLP o una planta de acondicionamiento en punto de rocío que extraiga gasolina.

Basado en la composición molar, el poder calorífico obtenido es de 9.449 Kcal/m<sup>3</sup>.

	Composición (%Molar)
N2	1,7
CO2	0,75
C1	90,97
C2	4,47
C3	1,25
iC4	0,31
nC4	0,34
iC5	0,09
nC5	0,07
C6	0,04
C7+	0,01
<b>Total</b>	<b>100</b>

Se decidió únicamente instalar una planta de acondicionamiento de Gas debido a que la recuperación de GLP no es económicamente rentable en función de los siguientes puntos:

- La forma de venta planteada del GLP era 70% en el mercado interno dentro del acuerdo (Plan Hogar) y 30% de ventas en el mercado externo, principalmente a Chile siendo nuestro potencial cliente Lipigas.
- El contexto actual y proyectado precios locales e internacionales es bajo siendo no competitivo frente al gas natural. La equivalencia del precio del GLP mercado interno acuerdo es inferior a los 2 USD/MMBTU y el de exportación cercano a los 5 USD/MMBTU. El precio ponderado no alcanza los 3 USD/MMBTU, siendo más económico venderle ese gas a la industria.
- La inversión de la planta turbo expander de recuperación de GLP sería de MUSD 83, siendo alta para el volumen potencialmente producido.

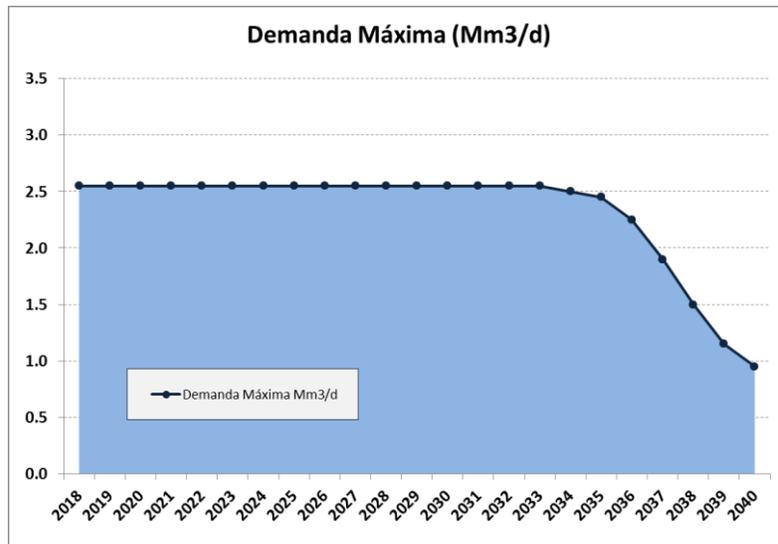
## Obras de Transporte

El yacimiento La Esperanza se encuentra a 200 km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste, y a 100 km (en la misma línea) de una central termoeléctrica existente.

El criterio general según el cual se diseñaron las obras de transporte fue el de minimización de costo de las inversiones, siguiendo la restricción de contemplar la máxima capacidad diaria de demanda requerida.

Las presiones mínima y máxima del gasoducto son 40 y 95 kg/cm<sup>2</sup>, debiendo entregarse al gasoducto troncal el flujo a una presión de 70 kg/cm<sup>2</sup>. La relación de compresión máxima es de 1.60.

	Demanda Máxima Mm <sup>3</sup> /d
2015	0.0
2016	0.0
2017	0.0
2018	2.6
2019	2.6
2020	2.6
2021	2.6
2022	2.6
2023	2.6
2024	2.6
2025	2.6
2026	2.6
2027	2.6
2028	2.6
2029	2.6
2030	2.6
2031	2.6
2032	2.6
2033	2.6
2034	2.5
2035	2.5
2036	2.3
2037	1.9
2038	1.5
2039	1.2
2040	1.0



La totalidad del recorrido del gasoducto se construirá con el mismo diámetro: 14 pulgadas. El máximo caudal que deberá transportar el segundo tramo será de 2.6 Mm<sup>3</sup>/d y se mantendrá estable durante la mayor parte de la vida del proyecto, declinando recién en los últimos años.

Como complemento a las obras de gasoductos, se instalarán 2 plantas compresoras de 2500 HP de potencia en los km 50 y 150 para contrarrestar la pérdida de presión durante el transporte de gas.



La primera de las plantas compresoras permanecerá activa a lo largo de toda la vida del proyecto, aunque los HP utilizados irán reduciéndose hacia el final de proyecto debido a que el flujo de gas irá mermando en los años finales. En el mismo sentido, la segunda planta compresora deja de utilizarse en el año 2037. Hasta el año 2036 y en la medida en que se mantiene el plateau de producción, las dos plantas compresoras tienen un grado de utilización de algo menos del 50% de su capacidad total.

Adicionalmente, se instalará una estación de medición y regulación en el km 200 (punto de ingreso al gasoducto troncal).

## Costos y Tarifas Asumidas

### Tarifas de Gas

El Gas Natural será comercializado en el mercado local. Los canales de comercialización serán: Distribuidoras, GNC, Generación Eléctrica convencional, Generación Eléctrica Gas Plus, Industria y Mercado Spot.

Se considera el precio a las **Distribuidoras** para usuario Residenciales (R), General (P1 y P2) en **600AR\$/1000m<sup>3</sup>** a enero de 2015, proyectándose un crecimiento anual de 10% hasta llegar al precio de Generación Eléctrica convencional (fuera del marco de las resoluciones de Gas Plus y Energía Plus) continuando con el crecimiento del mismo.

El precio para el **GNC** se asume en **750AR\$/1000m<sup>3</sup>** a enero de 2015. Se proyecta un crecimiento de 15% anual hasta alcanzar el precio de la Generación Eléctrica convencional y luego seguirá el crecimiento del mismo.

El precio de la **Generación Eléctrica convencional** a enero es de 2015 en **2,68 USD/MBTU** y se actualizará anualmente por PPI ("Producers Price Index" - Industrial Commodities –unadjusted index)

A la **Generación Eléctrica** dentro de las resoluciones de **Gas Plus y Energía Plus** se le asigna un precio de **5,2 USDMMBTU** a enero de 2015 y a partir del año 2018 actualizará anualmente por PPI.

El precio para los **Usuarios Industriales** será de **4,5 us\$/MBTU** a enero de 2015 y se actualizará por PPI.

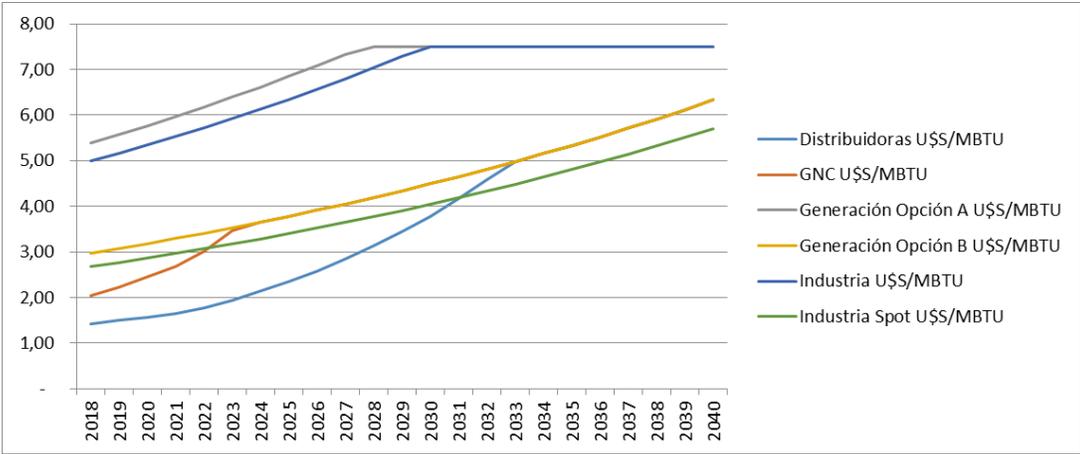
Para el precio en el **Mercado Spot**, se estimó que el mismo tendrá un **descuento de 10%** respecto del precio de la Generación Eléctrica convencional. Este descuento se debe principalmente a las dificultades para colocar excedentes en los meses de altas temperaturas.

Es importante destacar que ningún precio del Gas puede superar los **7,5 us\$/MBTU**.

En cuanto al tipo de cambio nominal, el contexto macroeconómico asumido incluye devaluaciones decrecientes hasta llegar a un de tipo de cambio real de equilibrio, estabilizado en un nivel moderadamente superior al actual.

Año	Devaluación
2015	20%
2016	30%
2017	15%
2018	10%
2019	5%
2020	5%
2021	5%
2022	3%

Considerando los supuestos anteriormente mencionados, la proyección de los precios en USD/MBTU es la siguiente:

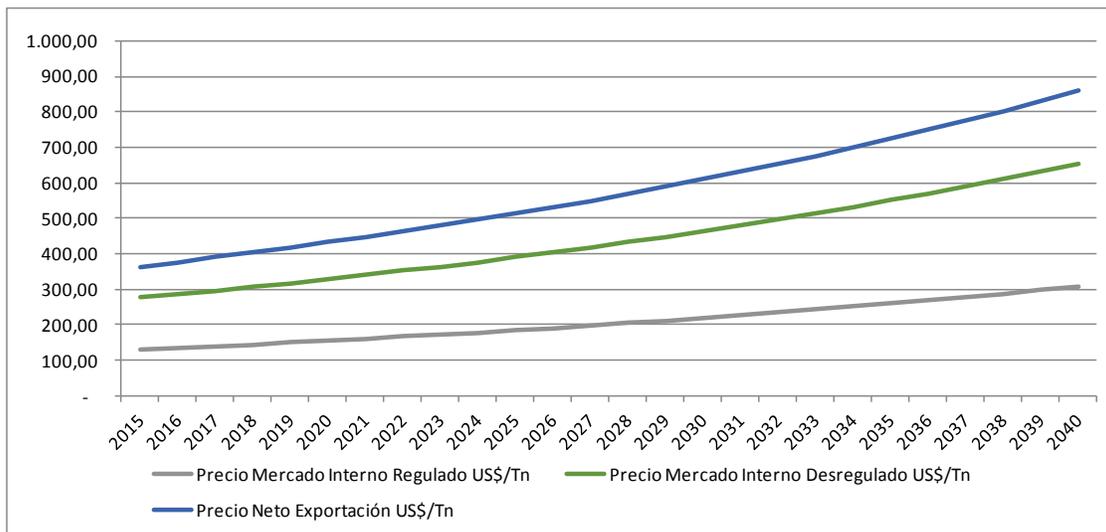


## Tarifas GLP

---

Existen 3 mercados para la venta:

- Mercado Interno acuerdo (Plan Hogar) en el cual el precio de venta para el productor es de 650 AR\$/Tn y un subsidio otorgado por el Estado de 550 AR\$/Tn el cual determina el cupo anual obligatorio de volumen de venta.
- Mercado Interno fuera del acuerdo se calculó en base a los precios de paridad de exportación 2015 del propano y butano siendo los mismos en 2015 de 270 USD/Tn y 300 USD/Tn respectivamente.
- Mercado de Exportación definido por las ventas a Chile (Lipigas) con una tasa de retenciones a la exportación del 1%, modificada en 2015 a raíz de la caída en los precios.



## Tarifas Condensado

---

El precio de la gasolina se estableció en base al precio del crudo Medanito, realizándose un ajuste por grado API del 5% e incluyendo todos los gastos inherentes a la comercialización (almacenamiento, transporte por oleoducto y camión). Es decir su cálculo es a través del netback.

El precio del Medanito, que actualmente es superior al precio internacional, se asume estable en la medida en que el Brent no lo supere. En caso de superar el precio del Brent al del crudo local, este último acompañará la tendencia del precio internacional.

---

Para el cálculo de la tarifa se consideraron los siguientes descuentos y/o premios por calidad y transporte:

### Ajuste por grado API

El crudo ingresado en Oldelval tiene que estar en especificación comercial y se calcula el ajuste volumétrico de acuerdo a la densidad del mismo. Para dicho ajuste se utilizó la siguiente fórmula:

El ajuste por gravedad – Decreto N° 44/91

$$V_r = \left( 1 + 0,0005 \frac{(^{\circ}\text{API}_{ci} - ^{\circ}\text{API}_{cr})}{0,1 ^{\circ}\text{API}} \right) \times V_i$$

$V_r$ : Volumen devuelto

$V_i$ : Volumen cargado

$^{\circ}\text{API}_{ci}$ : Densidad API del crudo cargado

$^{\circ}\text{API}_{cr}$ : Densidad API del crudo devuelto

Para ello, se utilizaron las especificaciones dados en el enunciado que se detallan a continuación.

Grados API Condensado	$^{\circ}\text{API}$	42,40
Densidad Gasolina a 15°C	kg/lts	0,813
Grados API Gasolina	$^{\circ}\text{API}$	42,55
Grado API Promedio	$^{\circ}\text{API}$	42,43
Grado API Oldelval	$^{\circ}\text{API}$	32,20
Maximo Ajuste $^{\circ}\text{API}$	%	5%
Ajuste $^{\circ}\text{API}$ Cálculo	%	5%

### Costo de Transporte con camión con cisterna

El costo de camión hasta la planta se determinó en 20 USD/m<sup>3</sup>. El impacto para el cálculo del netback es de 3,18 USD/BBL.

### Costo de transporte en Ducto

El condensado es inyectado en el oleoducto para su comercialización de acuerdo a la demanda planteada. Dicho servicio ronda en 1,59 USD/m<sup>3</sup>. Para su cálculo se utilizaron las resoluciones 5/2014 y 926/2013 de la Secretaría de energía para el Transporte por Oleoducto donde se definen los tramos y las tarifas asociadas.

### Almacenaje

Se estableció un promedio de 10 días de almacenaje a un costo de 3,84 USD/m<sup>3</sup>d, siendo la tarifa aplicada para el cálculo del netback de 6,10 USD/Bbl.

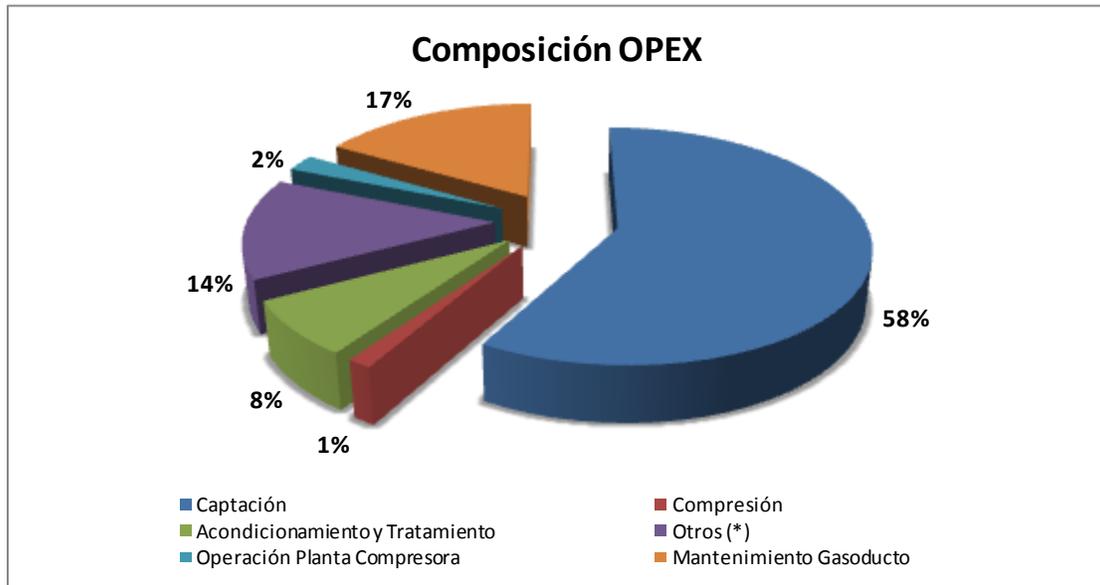
## Gastos de Operación (OPEX)

A continuación se detallan los costos operativos del yacimiento a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

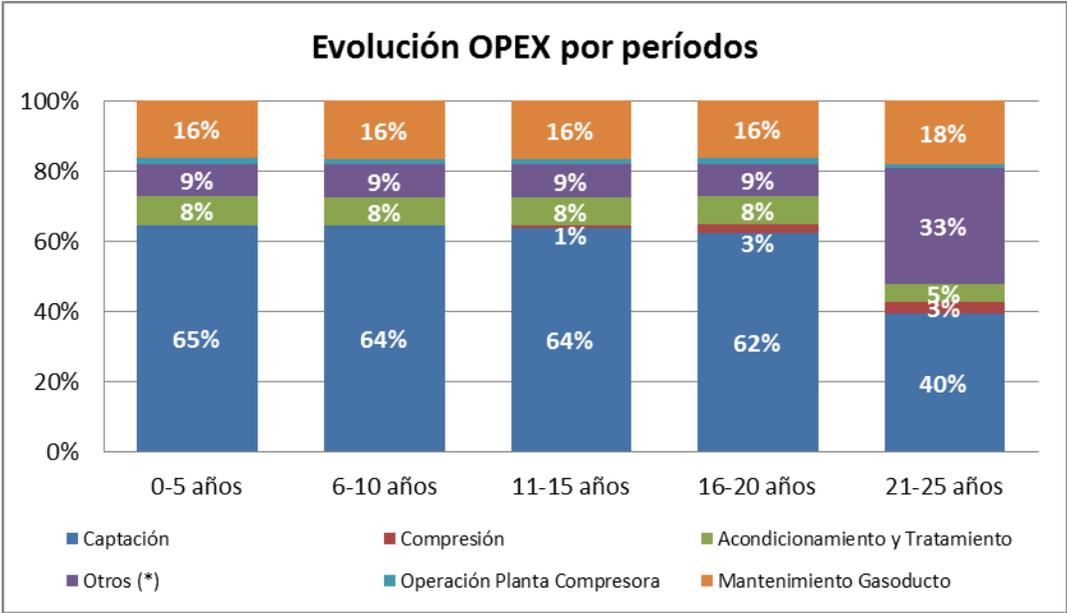
En el caso del gas combustible para compresión y procesamiento, dichos costos no fueron incluidos en este apartado ya que fueron restados del volumen de gas disponible para la venta.

OPEX Valores Nominales			
		Total	% Participación
<b>Costos Operativos en Yacimiento</b>			
Captación	MUS\$	348	74%
Compresión	MUS\$	8	2%
Acondicionamiento y Tratamiento	MUS\$	45	9%
Otros (*)	MUS\$	72	15%
<b>Costos Operativos en Transporte</b>			
Operación Planta Compresora	MUS\$	9	8%
Mantenimiento Gasoducto	MUS\$	99	83%
Otros (*)	MUS\$	11	9%

(\*) Incluye imprevistos y contingencias del 10% sobre el total más abandono de pozos



Como puede observarse en el gráfico, el 59% de los costos operativos corresponden a los costos de captación, siguiéndolo en importancia los gastos de mantenimiento del gasoducto.



En el presente gráfico se presenta la evolución de los costos operativos a lo largo de la duración del proyecto (25 años). Debido a que en la presente alternativa el plateau de producción es más sostenido a lo largo del tiempo, los costos asociados a captación son mayormente constantes durante la vida del proyecto reduciéndose en el último quinquenio, siendo las erogaciones más importantes de los OPEX.

Asimismo cabe destacar que en nuestro modelo hemos considerado el concepto de abandono de pozos (incluido dentro de "Otros") como un costo a ejecutar en el año 2040, periodo en el cual culmina el proyecto.

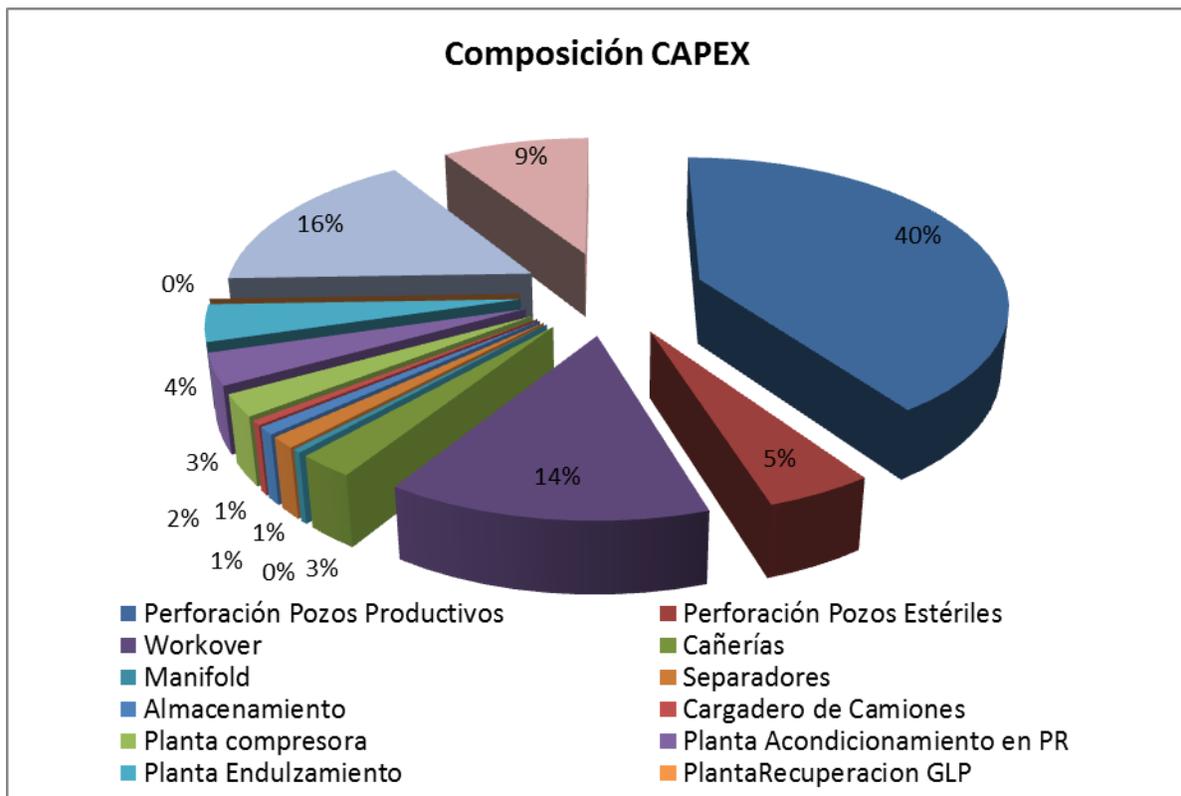
**Inversiones (CAPEX)**

A continuación se detallan las inversiones realizadas en el yacimiento durante el período del proyecto.

Como se observa en la tabla, las mayores inversiones desembolsadas se encuentran en la perforación de pozos y workovers por MU\$S 395 mientras lo sigue en importancia las inversiones en el gasoducto por MU\$S 90.

### CAPEX Valores Nominales

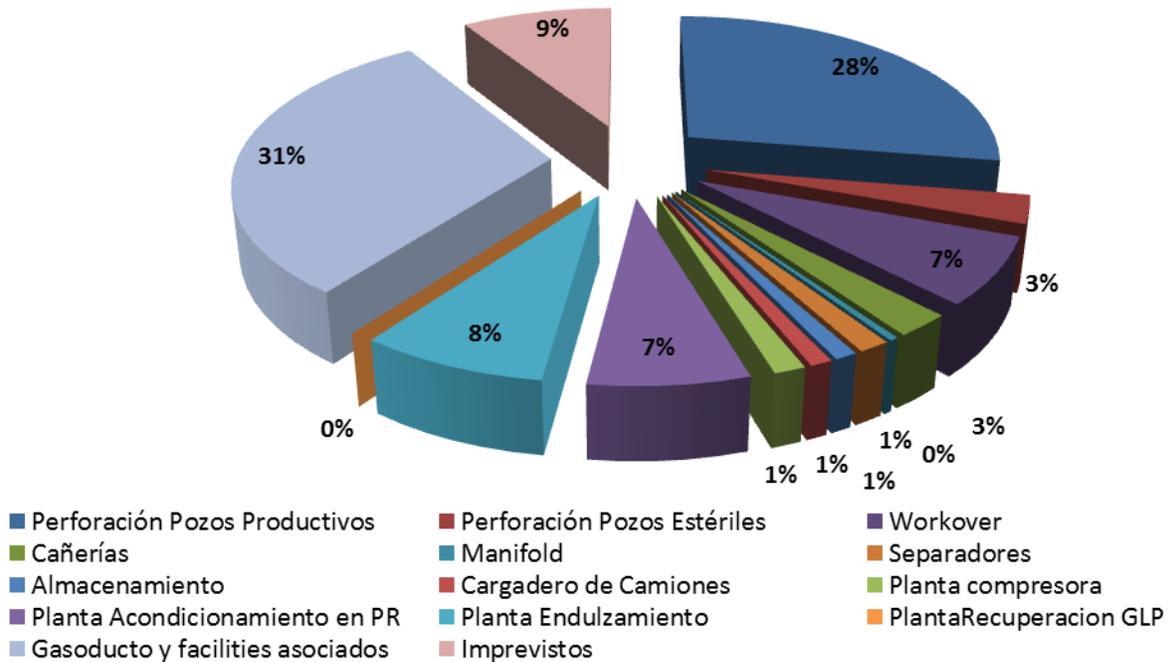
		Total	% Participación
Capex Yacimiento		669	100%
Perforación Pozos Productivos	MUS\$	270	40%
Perforación Pozos Estériles	MUS\$	32	5%
Workover	MUS\$	94	14%
Cañerías	MUS\$	17	3%
Manifold	MUS\$	2	0%
Separadores	MUS\$	8	1%
Almacenamiento	MUS\$	6	1%
Cargadero de Camiones	MUS\$	4	1%
Planta compresora	MUS\$	16	2%
Planta Acondicionamiento en PR	MUS\$	23	3%
Planta Endulzamiento	MUS\$	27	4%
Planta Recuperación GLP	MUS\$	-	0%
Gasoducto y facilities asociados	MUS\$	110	16%
Imprevistos	MUS\$	61	9%



En la tabla y gráficos siguientes se analizan las inversiones descontadas a una tasa del 10%. De ello se desprende que las inversiones en gasoducto adquieren mayor importancia siendo su porcentaje de participación similar a la de perforaciones en pozos. Esto se debe a que las inversiones en el gasoducto se hacen al inicio del proyecto mientras que la perforación en pozos se hace a lo largo de la duración del proyecto de 25 años.

<b>CAPEX Valores Descontados</b>			
		Total	% Participación
<b>Capex Yacimiento</b>		<b>305</b>	<b>100%</b>
Perforación Pozos Productivos	MUS\$	84	28%
Perforación Pozos Estériles	MUS\$	9	3%
Workover	MUS\$	22	7%
Cañerías	MUS\$	7	2%
Manifold	MUS\$	1	0%
Separadores	MUS\$	4	1%
Almacenamiento	MUS\$	3	1%
Cargadero de Camiones	MUS\$	3	1%
Planta compresora	MUS\$	4	1%
Planta Acondicionamiento en PR	MUS\$	21	7%
Planta Endulzamiento	MUS\$	25	8%
Planta Recuperación GLP	MUS\$	-	0%
Gasoducto y facilities asociados	MUS\$	94	31%
Imprevistos	MUS\$	28	9%

### Composición CAPEX Descontado



### Aspectos Comerciales y Contractuales Asumidos

Para la determinación de las cantidades de producción de nuestro yacimiento se consideraron los siguientes aspectos comerciales y contractuales, los cuales contemplan ciertas restricciones de cantidades, precios y factores de carga:

#### Distribuidoras

Debido al perfil de la demanda que poseen las distribuidoras, relacionado a los clientes que abastecen, el suministro de gas a ellas debe ser constante a lo largo de la duración del proyecto.

Por el motivo antes expuesto, las Distribuidoras poseen contratos por un periodo de 3 (tres) años renovables por periodos de no menos de 2 (dos) años. Este abastecimiento debe estar relacionado con el crecimiento vegetativo de la demanda residencial, el cual debe ser considerado en cada momento de renovación contractual. Para el cálculo futuro del mencionado crecimiento vegetativo se tomó en cuenta la variación anual del mismo durante los últimos 22 años, estimando un incremento del orden del 2.82 % anual.

La comercialización se efectúa sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos, y las ventas deben ser equivalentes al 30 % de la producción disponible en cada año, pero no menor a 1 M de m<sup>3</sup>/d de 9.300 Kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual, con la excepción que la producción máxima del yacimiento no alcance el nivel antes mencionado, en cuyo caso se deberá abastecer a las distribuidoras el máximo de dicha producción.

## **GNC**

---

El gas natural comprimido deberá comercializarse sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos, con un volumen de ventas anuales de no menos de 0.25 M de m<sup>3</sup>/d de 9.300 Kcal/m<sup>3</sup>.

Los plazos contractuales son por periodos anuales, con renovaciones por el mismo periodo de tiempo por subasta en el Mercado Electrónico del Gas

## **Centrales Termoeléctricas**

---

La comercialización de gas se efectúa a Centrales Termoeléctrica ubicadas sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos con un mínimo de 1 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 Kcal/m<sup>3</sup>.

El plazo de contrato es por 5 años renovables en periodos de no menos de 1 año, debiendo mantener el volumen original en cada renovación.

## **Grandes Usuarios industriales y Nuevos consumidores directos (P3)**

---

La venta no posee volúmenes de mínimo o máximo y las entregas se efectúan sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos.

Los plazos contractuales son de 3 años, renovables en periodos de no menos de 1 año.

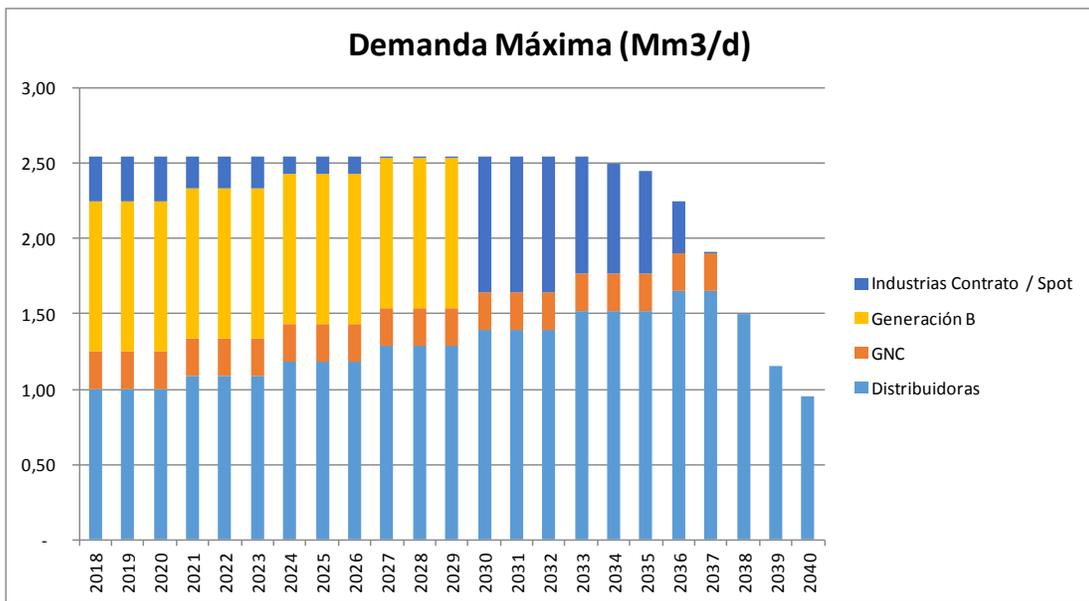
Para la determinación de cada uno de los volúmenes requeridos por los diferentes segmentos se consideraron los siguientes factores de carga:

<b>Ciente</b>	<b>Factores de entrega</b>
Distribuidoras	<ul style="list-style-type: none"><li>- Junio, Julio y Agosto =&gt; 100 %.</li><li>- Mayo y Septiembre =&gt; 65 %.</li><li>- Abril y Octubre =&gt; 45 %.</li><li>- Resto del año =&gt; 30 %.</li></ul>
GNC	<ul style="list-style-type: none"><li>- Junio a Septiembre =&gt; 80 %.</li><li>- Resto del año =&gt; 90 %.</li></ul>
Centrales Termoeléctricas	<ul style="list-style-type: none"><li>- Todo el año =&gt; 85 %.</li></ul>

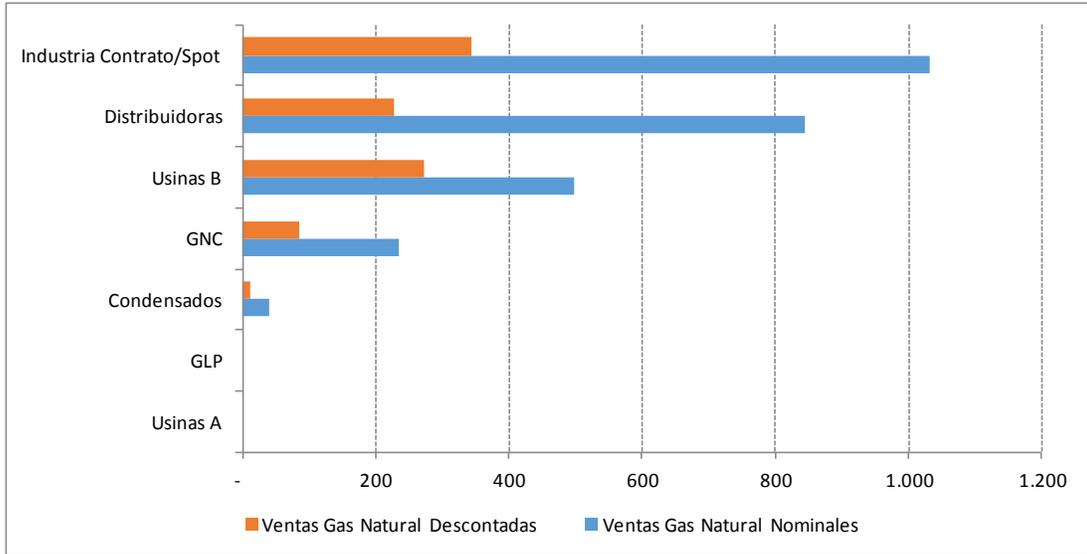
---

Grandes Usuarios Industriales y Nuevos consumidores directos (P3)	- Todo el año => 95 %. Con parada por mantenimiento de 15 días promedio año.
---	--

Año	Distribuidoras	GNC	Generación A	Generación B	Industrias Contrato / Spot	Total Demanda
2015	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-	-
2018	1,00	0,25	-	1,00	0,30	2,55
2019	1,00	0,25	-	1,00	0,30	2,55
2020	1,00	0,25	-	1,00	0,30	2,55
2021	1,09	0,25	-	1,00	0,21	2,55
2022	1,09	0,25	-	1,00	0,21	2,55
2023	1,09	0,25	-	1,00	0,21	2,55
2024	1,18	0,25	-	1,00	0,12	2,55
2025	1,18	0,25	-	1,00	0,12	2,55
2026	1,18	0,25	-	1,00	0,12	2,55
2027	1,28	0,25	-	1,00	0,02	2,55
2028	1,28	0,25	-	1,00	0,02	2,55
2029	1,28	0,25	-	1,00	0,02	2,55
2030	1,40	0,25	-	-	0,90	2,55
2031	1,40	0,25	-	-	0,90	2,55
2032	1,40	0,25	-	-	0,90	2,55
2033	1,52	0,25	-	-	0,78	2,55
2034	1,52	0,25	-	-	0,73	2,50
2035	1,52	0,25	-	-	0,68	2,45
2036	1,65	0,25	-	-	0,35	2,25
2037	1,65	0,25	-	-	0,00	1,90
2038	1,50	-	-	-	-	1,50
2039	1,15	-	-	-	-	1,15
2040	0,95	-	-	-	-	0,95



El siguiente gráfico tiene como objeto mostrar el impacto de las ventas por canal y producto. Asimismo, se hace la comparación entre valores nominales y descontados para identificar el impacto de las mismas ya que no es lo mismo las ventas actuales que a futuro.



Al ser el cliente distribuidoras muy estacional en los meses en los cuales tienen factor de carga bajo, se deriva a buena parte de la venta a canal industrias/Spot. A pesar de que está contemplado no abastecer el 100% de la demanda que dejan de tomar los clientes residenciales dada la dificultad de conseguir clientes a precios convenientes, especialmente en los meses de verano.

#### Detalle de Hipótesis realizadas

- **El yacimiento y el límite de pozos por año**

El punto de partida de este trabajo es el yacimiento La Esperanza. Con un horizonte temporal de 25 años (en 3 de los cuales no hay producción disponible) y con una cantidad total de gas recuperable de 16.330 Gm<sup>3</sup>, el punto de partida es definir qué tipo de explotación se querrá realizar, en términos de tiempos y volúmenes de gas.

Existe una limitación de perforación de 8 pozos anuales.

- **El contexto regulatorio y de precios**

El contexto regulatorio y de precios acota algunos grados de libertad en la toma de decisiones y plantea incentivos diferentes por tipo de cliente y que van cambiando en el tiempo.

La principal limitante es el abastecimiento obligatorio de la llamada “demanda prioritaria”, que son los clientes residenciales abastecidos a través de las distribuidoras. Un 30% de la producción deberá destinarse a este segmento, con un piso de 1 Mm3/d y teniendo en cuenta el crecimiento vegetativo de esta demanda. Las distribuidoras tienen los precios más bajos de todo el mercado. En el año 2015, el precio residencial es de sólo 1.77 USD/MBTU y no alcanza el 40% del precio de Industria.

Con el GNC ocurre algo similar. Tiene abastecimiento prioritario y precio bajo, pero el volumen requerido es relativamente bajo.

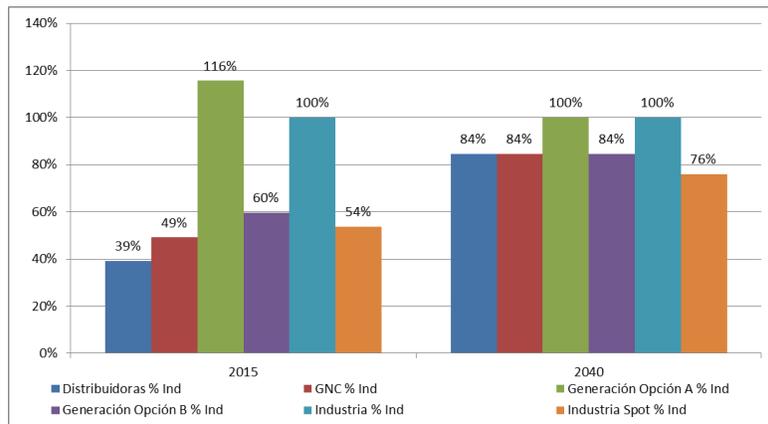
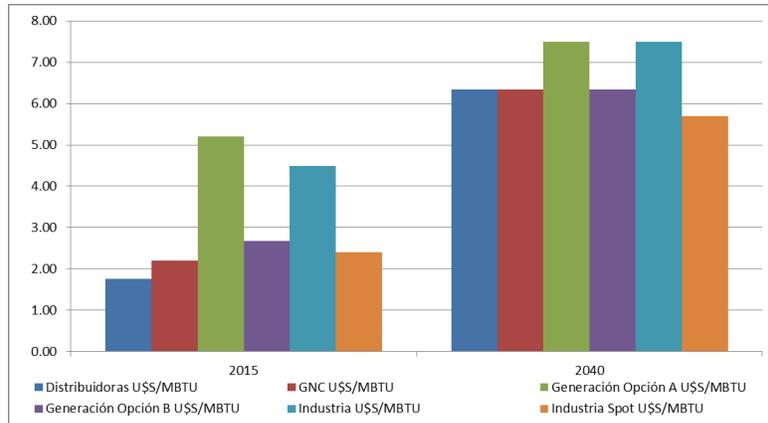
El tercer segmento que debe ser abastecido en forma obligatoria es la generación eléctrica. Las usinas tienen el tercer orden de prioridad y un precio de 2.68 USD/MBTU en 2015 (60% del precio industrial). Existe un programa especial de abastecimiento a usinas con contrato inicial de 10 años a precio diferencial de 5.20 USD/MBTU, que inclusive es superior al precio a industrias.

El segmento libre es el industrial, con contratos iniciales de 3 años y precio de 4.50 USD/MBTU en 2015.

La evolución de los precios a lo largo de la vida del proyecto es diferente según el segmento. Todos los precios crecen en el tiempo y las grandes disparidades iniciales tienden a reducirse. Esto hace que los incentivos o perjuicios por vender a uno u otro cliente se vayan modificando en términos absolutos (ej. usinas de gas plus deja de tener premio sobre industria) y relativos (ej. el GNC, las distribuidoras y la generación eléctrica común alcanzan el 84% de los precios de la industria en 2040, mientras que no superaban el 60% en el inicio).

		2015	2040	2040 vs 2015	anual %
Distribuidoras	US\$/MBTU	1.77	6.34	259%	9%
GNC	US\$/MBTU	2.21	6.34	187%	7%
Generación Opción A	US\$/MBTU	5.20	7.50	44%	2%
Generación Opción B	US\$/MBTU	2.68	6.34	136%	6%
Industria	US\$/MBTU	4.50	7.50	67%	3%
Industria Spot	US\$/MBTU	2.41	5.70	136%	6%

		2015	2040
Distribuidoras	% Ind	39%	84%
GNC	% Ind	49%	84%
Generación Opción A	% Ind	116%	100%
Generación Opción B	% Ind	60%	84%
Industria	% Ind	100%	100%
Industria Spot	% Ind	54%	76%



- **Cuestiones secundarias**

Otras decisiones asociadas a la explotación del yacimiento tienen que ver con el acondicionamiento del gas y la separación del GLP. En este sentido, tanto los montos de CAPEX asociados a estas plantas como los precios de los productos definirán la viabilidad estas alternativas.

Cabe destacar al respecto, que los precios de GLP proyectados, si bien tienen tendencia alcista, no muestran una dinámica que cambie significativamente el panorama de precios relativos observados en el presente.

- **El valor tiempo del dinero**

El timing de los flujos de fondos se vuelve muy relevante en la medida en que la tasa de descuento sea alta. Con una tasa de corte del 10% (y una WACC levemente superior), la anticipación de ingresos y la postergación de gastos se vuelve determinante.

Bajo este escenario, las mejoras de los precios de venta por segmento tienden a perder relevancia en la medida en que su ritmo de crecimiento no supere a la tasa de descuento. Por otra parte, la aceleración de la producción,

además de adelantar ingresos, permite adelantar el recupero de impuesto a las ganancias a través de amortizaciones que son proporcionales al depletamiento del yacimiento.

- **Estrategia de explotación**

El fin último de la estrategia de explotación del yacimiento es la maximización del valor actual de los flujos de fondos asociados.

En función de los incentivos descritos, pueden diferenciarse dos alternativas básicas bien diferenciadas para encarar la explotación de La Esperanza.

La primera opción, “A”, es la de obtener ingresos lo más rápido posible a través de una explotación acelerada, cuyo plateau de producción sea relativamente corto pero suficientemente alto de forma tal que permita en esos años iniciales capturar los segmentos de mayor precio, evitando tener que direccionar una mayor proporción del volumen vendido a clientes residenciales de bajo precio. La posibilidad de tener un cliente de alto volumen a una distancia inferior a los 200 km de la cabecera de gasoductos troncales también implica la posibilidad de optimizar el diseño del gasoducto, reduciendo el diámetro del segundo tramo y por lo tanto obteniendo una reducción del CAPEX asociado.

La segunda opción, “B”, es la de capitalizar las alzas progresivas de precios que se dan en todos los segmentos, pero en particular de los segmentos “prioritarios”, cuyos aumentos son de mayor magnitud. Para esta estrategia, se debe definir un plateau de producción más acotado que en la alternativa “A”, pero que se sostenga por una mayor cantidad de años. Esta producción más constante permite una mayor eficiencia en el uso del gasoducto a construir, reduciendo su ratio de ociosidad.

Para este ejercicio se optó por la alternativa “B” para desarrollar La Esperanza. En cuanto al acondicionamiento del fluido, los precios de GLP observados no justifican la inversión en una planta separadora.

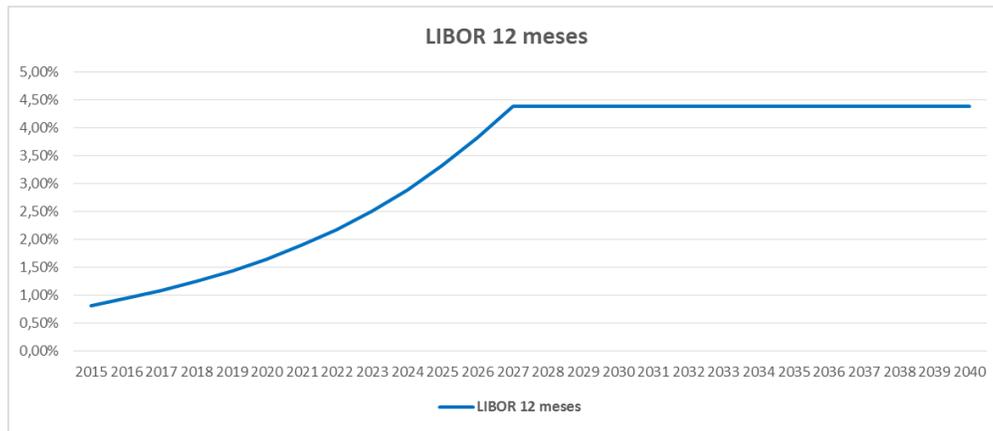
## Información Financiera Considerada

El capital con el que se cuenta para comenzar con el proyecto es de 200 Mus\$ a su vez existe la posibilidad de financiarse hasta un 40% del total de la inversión a TASA LIBOR + Tasa Riesgo País Argentina + 7% anual. El préstamo tendrá un año de gracia de pago de capital y deberá pagarse en 8 cuotas iguales a año vencido.

El Riesgo País de Argentina se proyectó en base al promedio de los últimos 5 años (8,3%)



Por otro lado, la Tasa Libor se estimó con un crecimiento constante para estabilizarse en 4,39% hacia el 2028.



De este modo la tasa de financiación proyectada es:

	LIBOR	TASA RIESGO PAIS ARGENTINA	PRIMA	TASA FINANCIACION
<b>2017</b>	1,1%	8,3%	7%	<b>16,4%</b>
<b>2018</b>	1,2%	8,3%	7%	<b>16,5%</b>
<b>2019</b>	1,4%	8,3%	7%	<b>16,7%</b>
<b>2020</b>	1,6%	8,3%	7%	<b>16,9%</b>
<b>2021</b>	1,9%	8,3%	7%	<b>17,2%</b>
<b>2022</b>	2,2%	8,3%	7%	<b>17,5%</b>
<b>2023</b>	2,5%	8,3%	7%	<b>17,8%</b>
<b>2024</b>	2,9%	8,3%	7%	<b>18,2%</b>
<b>2025</b>	3,3%	8,3%	7%	<b>18,6%</b>

Para nuestro proyecto la necesidad de financiamiento ocurre en el año 2017 por un total de 19,1 Mus\$ lo que representa un 3% sobre el total del CAPEX. La estructura del pago de intereses más el capital será:

	<b>SALDO</b>	<b>INTERESES</b>	<b>CAPITAL</b>
2017	19,1	0,0	0,0
2018	16,7	-3,1	-2,4
2019	14,3	-2,7	-2,4
2020	11,9	-2,3	-2,4
2021	9,5	-1,9	-2,4
2022	7,2	-1,6	-2,4
2023	4,8	-1,2	-2,4
2024	2,4	-0,8	-2,4
2025	0,0	-0,4	-2,4

Considerando que la Tasa interna de Retorno de nuestro proyecto es de 15,7% queda de manifiesto que el financiamiento es una decisión inevitable para que el proyecto pueda llevarse a cabo.

## Evaluación del Proyecto

La evaluación del proyecto se realizó de acuerdo al flujo de fondos futuros descontados a una tasa establecida del 10% pero al mismo tiempo se calculó la tasa WACC para de dicho proyecto siendo la misma de 12,7%.

Para el cálculo de dicha tasa de descuento se utilizó la siguiente metodología.

## 1. TASA FULL EQUITY

	E&P Argentina
Libre de Riesgo	2,5%
Riesgo País	8,3%
Beta Unlevered	0,87
Market Risk Premium	4,6%
<b>Tasa Full Equity USD Corrientes</b>	<b>14,7%</b>

Inflación	1,8%
<b>Tasa Full Equity USD Constantes</b>	<b>12,7%</b>

## 2. WACC

	E&P Argentina
Libre de Riesgo	2,5%
Riesgo País	8,3%
Beta Levered	1,25
Market Risk Premium	4,6%
<b>Tasa Equity USD Corrientes</b>	<b>16,5%</b>

Tasa Deuda	10,7%
IIGG	35%
D/A	40%
<b>WACC USD Corrientes</b>	<b>12,7%</b>

Inflación	1,8%
<b>WACC Moneda USD Constantes</b>	<b>10,7%</b>

Del análisis del flujo de fondos, se desprendieron indicadores que se utilizaron para determinar la viabilidad del proyecto y el bono a ser ofertado por el área.

Entre los indicadores calculados se consideraron:

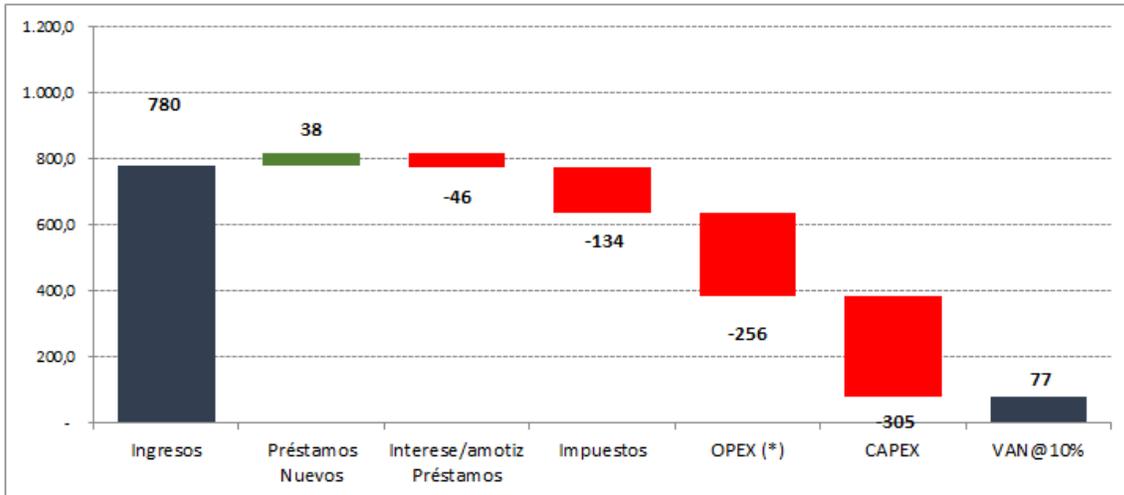
- **VAN:** es el valor actual neto o valor presente neto de los flujos futuros de caja originados por la inversión, descontados a una tasa de actualización o corte.  
En el caso del proyecto, se determinó una tasa de corte del 10% que originó un VAN de KUSD 77.347. Con respecto a la tasa WACC del proyecto del 12,7%, el VAN fue de KUSD 23.851.
- **TIR:** es la tasa interna de retorno de una inversión. Es el promedio de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.  
La TIR se utilizó como indicador de la rentabilidad del proyecto y fue uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión comparándolo con la tasa de corte, es decir el costo de oportunidad.  
En el caso del proyecto, la TIR obtenida fue de 14,4%.

- **Período de Repago:** Es el tiempo necesario para que las inversiones requeridas por el proyecto sean compensadas por los rendimientos netos previstos para su ejecución. La idea es medir la velocidad de recuperación de las inversiones requeridas, de modo que, cuanto más breve sea el lapso necesario, mayor será el atractivo que presenta el proyecto.  
El proyecto arroja un período de recupero de 10 años.
- **Máxima exposición:** Representa el valor máximo negativo de los flujos de fondos de caja acumulados. Representa el máximo endeudamiento que se presenta al llevar a cabo el proyecto.  
La máxima exposición del proyecto en cuestión es de KUSD -196.364.
- **Inversión/Producción:** Indica el capital invertido por cada barril de producción invertido. En este caso el índice arroja un valor de 6,19 USD/BOE.
- **IVAN:** Indica cuál es el VAN logrado por unidad monetaria invertida.  
El proyecto arroja un IVAN de KUSD 0,12.

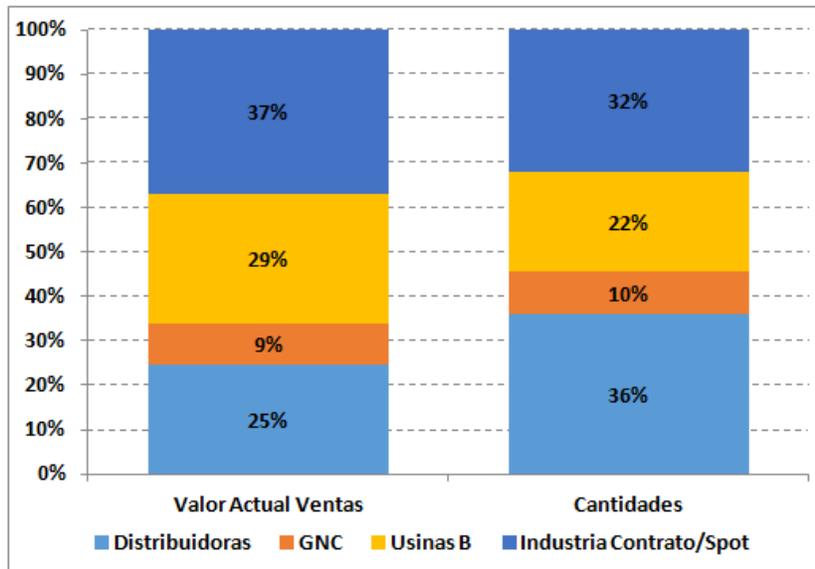
Resultados	Unidad	Valor
<b>VAN@10%</b>	KUSD	<b>77.347</b>
<b>VAN@12,7%</b>	KUSD	<b>23.851</b>
<b>TIR</b>	%	<b>14,4%</b>
<b>Período Repago</b>	años	<b>10</b>
<b>Inversión/Producción</b>	USD/BOE	<b>6,19</b>
<b>IVAN</b>	KUSD	<b>0,12</b>
<b>Máxima Exposición</b>	KUSD	<b>-196.364</b>

Los resultados obtenidos en la tabla resumen indican que el proyecto sería rentable desde el punto de vista económico y financiero. Es importante aclarar que cualquier movimiento en las variables puede generar modificaciones en los resultados presentados. El análisis de este impacto se verá reflejado en el apartado de análisis de sensibilidad.

A continuación se muestra gráficamente la evolución de los flujos descontados para la obtención del VAN.

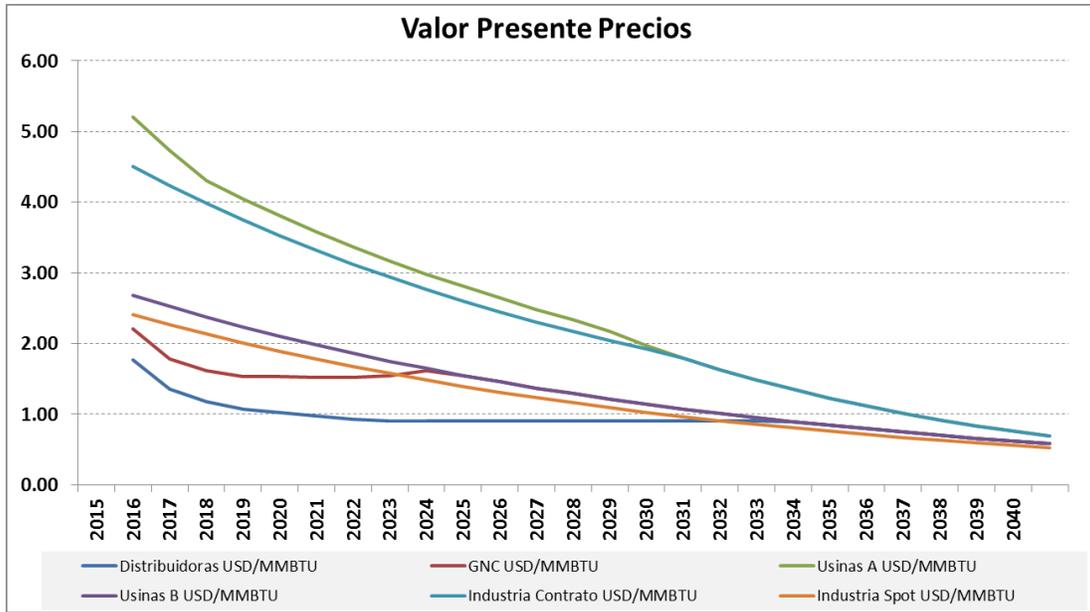


(\*) Incluye Regalías e impuestos a los créditos y débitos



Puede apreciarse en el gráfico anterior como las ventas a distribuidoras e industrias contrato o spot representan más de la mitad del valor actual del facturado (ventas gas). En el caso de las distribuidoras, el valor presente del facturado representa un 25% del total, a pesar de que el volumen asociado es mayor, el 36%.

En el caso de la Usina ocurre lo inverso a distribuidoras, el valor actual de las ventas representa el 29% mientras que el volumen es del 22% sobre el total. Esto se debe a la combinación de que las ventas se encuentran al inicio de la vida útil del proyecto y los precios son mayores.



Debe tenerse en cuenta que la fecha en la que se realizan las ventas es determinante para el valor del proyecto. Como se muestra en el gráfico anterior, el valor presente de los precios disminuye progresivamente a medida que avanza el tiempo. Ni siquiera aquellos precios con ajustes más agresivos logran revertir esta cuestión.

## Flujo de Caja

A continuación se presenta el flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto:

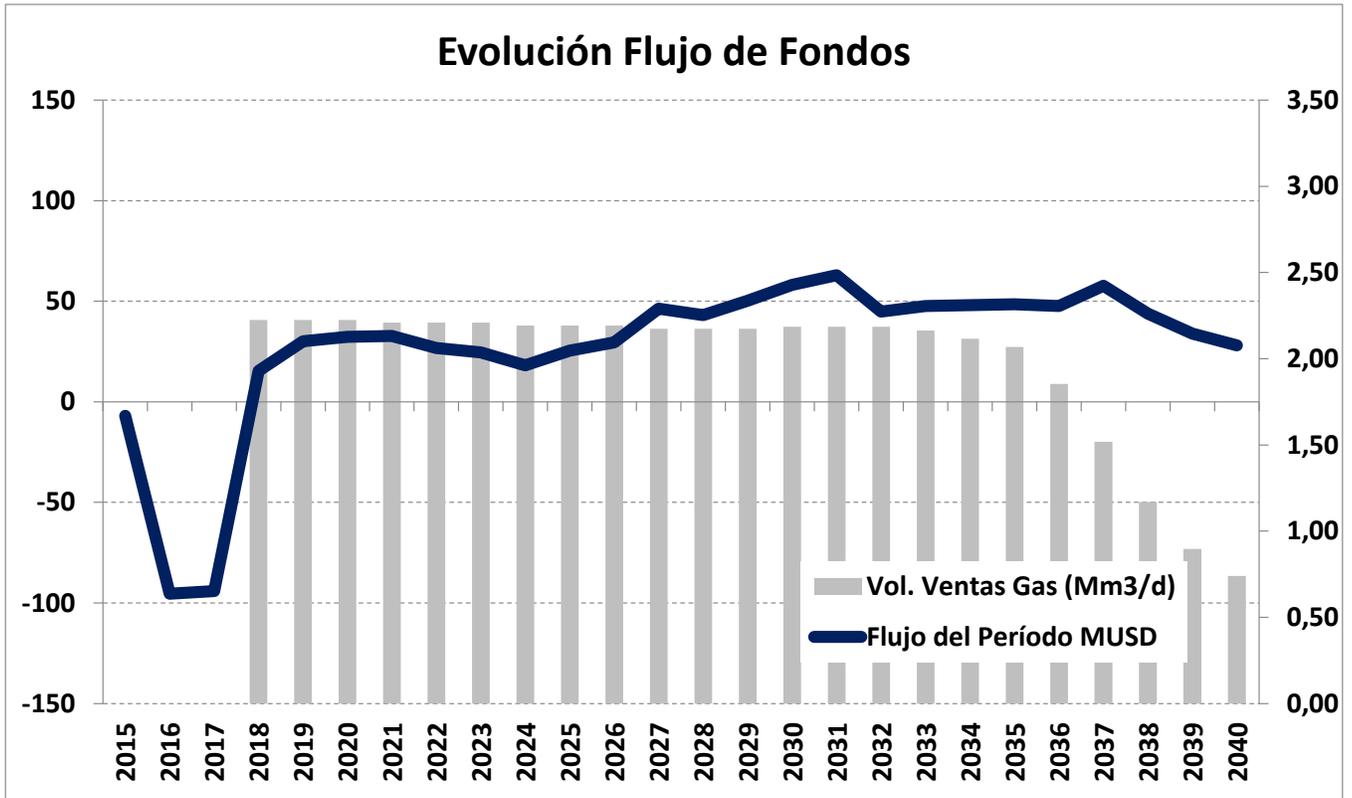
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
<b>Saldo Inicial de Caja</b>	MUSD	<b>200,0</b>	<b>193,0</b>	<b>97,7</b>	<b>3,6</b>	<b>19,0</b>	<b>49,1</b>	<b>81,5</b>	<b>114,2</b>	<b>140,9</b>	<b>165,5</b>	<b>183,6</b>	<b>209,1</b>	<b>238,6</b>	<b>284,8</b>	<b>327,9</b>	<b>378,2</b>	<b>436,3</b>	<b>499,2</b>	<b>544,1</b>	<b>591,7</b>	<b>639,8</b>	<b>688,3</b>	<b>736,0</b>	<b>793,7</b>	<b>837,5</b>	<b>871,4</b>	
Ventas Brutas	MUSD	-	-	-	82,4	85,8	89,3	88,7	92,9	98,0	97,9	102,5	107,4	107,2	112,9	118,7	158,0	163,1	168,7	165,2	165,8	166,3	134,6	115,8	91,9	73,0	62,4	
IIBB	MUSD	-	-	-	-2,5	-2,6	-2,7	-2,7	-2,8	-2,9	-2,9	-3,1	-3,2	-3,2	-3,4	-3,6	-4,7	-4,9	-5,1	-5,0	-5,0	-5,0	-4,0	-3,5	-2,8	-2,2	-1,9	
Ventas Netas	MUSD	-	-	-	80,0	83,2	86,6	86,1	90,1	95,1	94,9	99,4	104,2	104,0	109,5	115,1	153,2	158,2	163,7	160,3	160,8	161,3	130,6	112,3	89,2	70,8	60,5	
Egresos	MUSD	-0,1	-0,6	-0,6	-35,0	-35,3	-35,8	-35,5	-36,1	-36,8	-36,7	-30,8	-31,5	-31,2	-32,2	-32,9	-38,4	-39,1	-40,2	-39,6	-39,4	-39,2	-33,9	-29,2	-24,2	-20,2	-20,9	
<b>Flujo Operativo</b>	MUSD	<b>-0,1</b>	<b>-0,6</b>	<b>-0,6</b>	<b>45,0</b>	<b>47,9</b>	<b>50,9</b>	<b>50,5</b>	<b>54,0</b>	<b>58,3</b>	<b>58,2</b>	<b>68,6</b>	<b>72,7</b>	<b>72,7</b>	<b>77,3</b>	<b>82,1</b>	<b>114,8</b>	<b>119,1</b>	<b>123,4</b>	<b>120,6</b>	<b>121,4</b>	<b>122,0</b>	<b>96,7</b>	<b>83,1</b>	<b>65,0</b>	<b>50,5</b>	<b>39,6</b>	
<b>Flujo CAPEX</b>	MUSD	<b>-6,0</b>	<b>-83,4</b>	<b>-122,8</b>	<b>-17,3</b>	<b>-6,3</b>	<b>-7,5</b>	<b>-6,8</b>	<b>-8,8</b>	<b>-12,6</b>	<b>-20,2</b>	<b>-19,9</b>	<b>-24,8</b>	<b>-7,8</b>	<b>-13,8</b>	<b>-9,7</b>	<b>-24,0</b>	<b>-23,3</b>	<b>-47,0</b>	<b>-46,5</b>	<b>-47,4</b>	<b>-48,7</b>	<b>-31,4</b>	<b>-8,2</b>	<b>-8,2</b>	<b>-8,2</b>	<b>-8,2</b>	
Préstamos Nuevos	MUSD	-	-	46,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses Financieros	MUSD	-	-	-	-7,5	-6,6	-5,7	-4,7	-3,8	-2,8	-1,9	-0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizaciones de Préstamos	MUSD	-	-	-	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-5,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujo Financiero</b>	MUSD	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>46,2</b>	<b>-13,3</b>	<b>-12,4</b>	<b>-11,4</b>	<b>-10,5</b>	<b>-9,5</b>	<b>-8,6</b>	<b>-7,7</b>	<b>-6,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>														
IVA	MUSD	-1,3	-17,5	-25,8	8,1	11,1	11,6	11,7	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IIIGG	MUSD	0,5	6,1	9,0	-7,2	-10,2	-11,3	-12,2	-11,0	-12,5	-12,3	-16,5	-18,4	-18,7	-20,5	-22,2	-32,7	-32,8	-31,6	-26,5	-25,9	-24,9	-17,6	-17,2	-13,0	-8,4	-3,4	
<b>Flujo Impositivo</b>	MUSD	<b>-0,8</b>	<b>-11,4</b>	<b>-16,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,4</b>	<b>-0,5</b>	<b>-9,0</b>	<b>-12,5</b>	<b>-12,3</b>	<b>-16,5</b>	<b>-18,4</b>	<b>-18,7</b>	<b>-20,5</b>	<b>-22,2</b>	<b>-32,7</b>	<b>-32,8</b>	<b>-31,6</b>	<b>-26,5</b>	<b>-25,9</b>	<b>-24,9</b>	<b>-17,6</b>	<b>-17,2</b>	<b>-13,0</b>	<b>-8,4</b>	<b>-3,4</b>	
<b>Flujo del Período</b>	MUSD	<b>-7,0</b>	<b>-95,4</b>	<b>-94,0</b>	<b>15,4</b>	<b>30,1</b>	<b>32,3</b>	<b>32,7</b>	<b>26,7</b>	<b>24,6</b>	<b>18,1</b>	<b>25,5</b>	<b>29,5</b>	<b>46,2</b>	<b>43,1</b>	<b>50,3</b>	<b>58,2</b>	<b>62,9</b>	<b>44,8</b>	<b>47,7</b>	<b>48,1</b>	<b>48,5</b>	<b>47,7</b>	<b>57,7</b>	<b>43,8</b>	<b>34,0</b>	<b>28,0</b>	
<b>Saldo Final de Caja</b>	MUSD	<b>193,0</b>	<b>97,7</b>	<b>3,6</b>	<b>19,0</b>	<b>49,1</b>	<b>81,5</b>	<b>114,2</b>	<b>140,9</b>	<b>165,5</b>	<b>183,6</b>	<b>209,1</b>	<b>238,6</b>	<b>284,8</b>	<b>327,9</b>	<b>378,2</b>	<b>436,3</b>	<b>499,2</b>	<b>544,1</b>	<b>591,7</b>	<b>639,8</b>	<b>688,3</b>	<b>736,0</b>	<b>793,7</b>	<b>837,5</b>	<b>871,4</b>	<b>899,4</b>	

\*Nota: Egresos Incluye las regalías

Este flujo de caja surge de las decisiones tomadas como modalidad de explotación y comercialización del yacimiento. Como consecuencia, se muestra el siguiente estado de resultados.

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ventas Distribuidoras	MUSD	-	-	-	10,8	11,3	11,8	13,4	14,4	15,9	19,0	20,9	23,0	27,5	30,2	33,2	39,7	43,7	48,1	56,8	58,8	60,9	68,5	70,9	66,7	52,9	45,3
Ventas GNC	MUSD	-	-	-	6,0	6,5	7,2	7,8	8,8	10,1	10,7	11,0	11,4	11,8	12,2	12,7	13,1	13,6	14,0	14,5	15,0	15,6	16,1	16,7	-	-	-
Ventas Usinas A	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas Usinas B	MUSD	-	-	-	34,0	35,2	36,4	37,7	39,0	40,4	41,8	43,3	44,8	46,4	48,0	49,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas Industria Contrato	MUSD	-	-	-	18,4	19,0	19,7	14,5	15,0	15,5	8,9	9,2	9,5	1,3	1,3	1,4	83,2	83,2	83,2	62,6	62,6	62,8	-	-	-	-	-
Ventas Industria Spot	MUSD	-	-	-	11,7	12,1	12,6	13,6	14,1	14,6	15,8	16,4	17,0	18,5	19,1	19,8	19,9	20,6	21,3	29,0	27,0	24,7	47,9	26,4	23,8	18,8	16,1
Ventas Condensado	MUSD	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	2,0	1,9	2,1	2,0	2,1	2,3	2,3	2,3	2,1	1,8	1,4	1,2	1,0
Ventas GLP	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Ventas Brutas</b>	MUSD	-	-	-	<b>82,4</b>	<b>85,8</b>	<b>89,3</b>	<b>88,7</b>	<b>92,9</b>	<b>98,0</b>	<b>97,9</b>	<b>102,5</b>	<b>107,4</b>	<b>107,2</b>	<b>112,9</b>	<b>118,7</b>	<b>158,0</b>	<b>163,1</b>	<b>168,7</b>	<b>165,2</b>	<b>165,8</b>	<b>166,3</b>	<b>134,6</b>	<b>115,8</b>	<b>91,9</b>	<b>73,0</b>	<b>62,4</b>
Ingresos Brutos	MUSD	-	-	-	(2,5)	(2,6)	(2,7)	(2,7)	(2,8)	(2,9)	(2,9)	(3,1)	(3,2)	(3,2)	(3,4)	(3,6)	(4,7)	(4,9)	(5,1)	(5,0)	(5,0)	(5,0)	(4,0)	(3,5)	(2,8)	(2,2)	(1,9)
<b>Total Ventas Netas</b>	MUSD	-	-	-	<b>80,0</b>	<b>83,2</b>	<b>86,6</b>	<b>86,1</b>	<b>90,1</b>	<b>95,1</b>	<b>94,9</b>	<b>99,4</b>	<b>104,2</b>	<b>104,0</b>	<b>109,5</b>	<b>115,1</b>	<b>153,2</b>	<b>158,2</b>	<b>163,7</b>	<b>160,3</b>	<b>160,8</b>	<b>161,3</b>	<b>130,6</b>	<b>112,3</b>	<b>89,2</b>	<b>70,8</b>	<b>60,5</b>
Regalías	MUSD	-	-	-	(7,7)	(8,1)	(8,5)	(8,5)	(9,0)	(9,6)	(9,6)	(3,7)	(4,3)	(4,3)	(5,0)	(5,7)	(10,4)	(11,0)	(11,7)	(11,3)	(11,6)	(11,8)	(8,9)	(7,9)	(6,4)	(5,2)	(4,6)
Opex	MUSD	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(26,4)	(26,4)	(26,4)	(26,2)	(26,2)	(26,2)	(26,1)	(26,1)	(26,1)	(25,9)	(26,1)	(26,1)	(26,5)	(26,5)	(26,8)	(26,6)	(26,2)	(25,7)	(23,7)	(20,3)	(16,9)	(14,3)	(15,7)
Impuestos a los débitos y créditos	MUSD	(0,0)	(0,6)	(0,6)	(0,9)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,0)	(1,1)	(1,1)	(1,5)	(1,6)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,3)	(1,0)	(0,8)	(0,7)	(0,6)
<b>EBITDA</b>	MUSD	<b>(0,1)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>45,0</b>	<b>47,9</b>	<b>50,9</b>	<b>50,5</b>	<b>54,0</b>	<b>58,3</b>	<b>58,2</b>	<b>68,6</b>	<b>72,7</b>	<b>72,7</b>	<b>77,3</b>	<b>82,1</b>	<b>114,8</b>	<b>119,1</b>	<b>123,4</b>	<b>120,6</b>	<b>121,4</b>	<b>122,0</b>	<b>96,7</b>	<b>83,1</b>	<b>65,0</b>	<b>50,5</b>	<b>39,6</b>
Amortizaciones	MUSD	-	-	-	(25,9)	(24,1)	(25,4)	(23,4)	(21,9)	(20,8)	(22,2)	(21,5)	(21,3)	(20,4)	(19,9)	(19,9)	(23,0)	(26,8)	(34,8)	(46,7)	(49,0)	(52,7)	(47,6)	(35,0)	(28,7)	(27,2)	(30,4)
<b>EBIT</b>	MUSD	<b>(0,1)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>19,1</b>	<b>23,8</b>	<b>25,4</b>	<b>27,1</b>	<b>32,2</b>	<b>37,5</b>	<b>36,0</b>	<b>47,2</b>	<b>51,4</b>	<b>52,3</b>	<b>57,4</b>	<b>62,3</b>	<b>91,8</b>	<b>92,3</b>	<b>88,6</b>	<b>74,0</b>	<b>72,4</b>	<b>69,3</b>	<b>49,1</b>	<b>48,0</b>	<b>36,3</b>	<b>23,3</b>	<b>9,2</b>
Intereses Financieros	MUSD	-	-	-	(7,5)	(6,6)	(5,7)	(4,7)	(3,8)	(2,8)	(1,9)	(0,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>	MUSD	<b>(0,1)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(0,6)</b>	<b>11,5</b>	<b>17,2</b>	<b>19,8</b>	<b>22,4</b>	<b>28,4</b>	<b>34,7</b>	<b>34,1</b>	<b>46,2</b>	<b>51,4</b>	<b>52,3</b>	<b>57,4</b>	<b>62,3</b>	<b>91,8</b>	<b>92,3</b>	<b>88,6</b>	<b>74,0</b>	<b>72,4</b>	<b>69,3</b>	<b>49,1</b>	<b>48,0</b>	<b>36,3</b>	<b>23,3</b>	<b>9,2</b>
Impuesto a las Ganancias	MUSD	0,0	0,2	0,2	(4,0)	(6,0)	(6,9)	(7,8)	(9,9)	(12,1)	(11,9)	(16,2)	(18,0)	(18,3)	(20,1)	(21,8)	(32,1)	(32,3)	(31,0)	(25,9)	(25,3)	(24,3)	(17,2)	(16,8)	(12,7)	(8,2)	(3,2)
<b>Resultado Neto</b>	MUSD	<b>(0,1)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>7,5</b>	<b>11,2</b>	<b>12,8</b>	<b>14,5</b>	<b>18,4</b>	<b>22,5</b>	<b>22,2</b>	<b>30,0</b>	<b>33,4</b>	<b>34,0</b>	<b>37,3</b>	<b>40,5</b>	<b>59,7</b>	<b>60,0</b>	<b>57,6</b>	<b>48,1</b>	<b>47,0</b>	<b>45,1</b>	<b>31,9</b>	<b>31,2</b>	<b>23,6</b>	<b>15,2</b>	<b>6,0</b>

\*Nota: Egresos Incluye las regalías

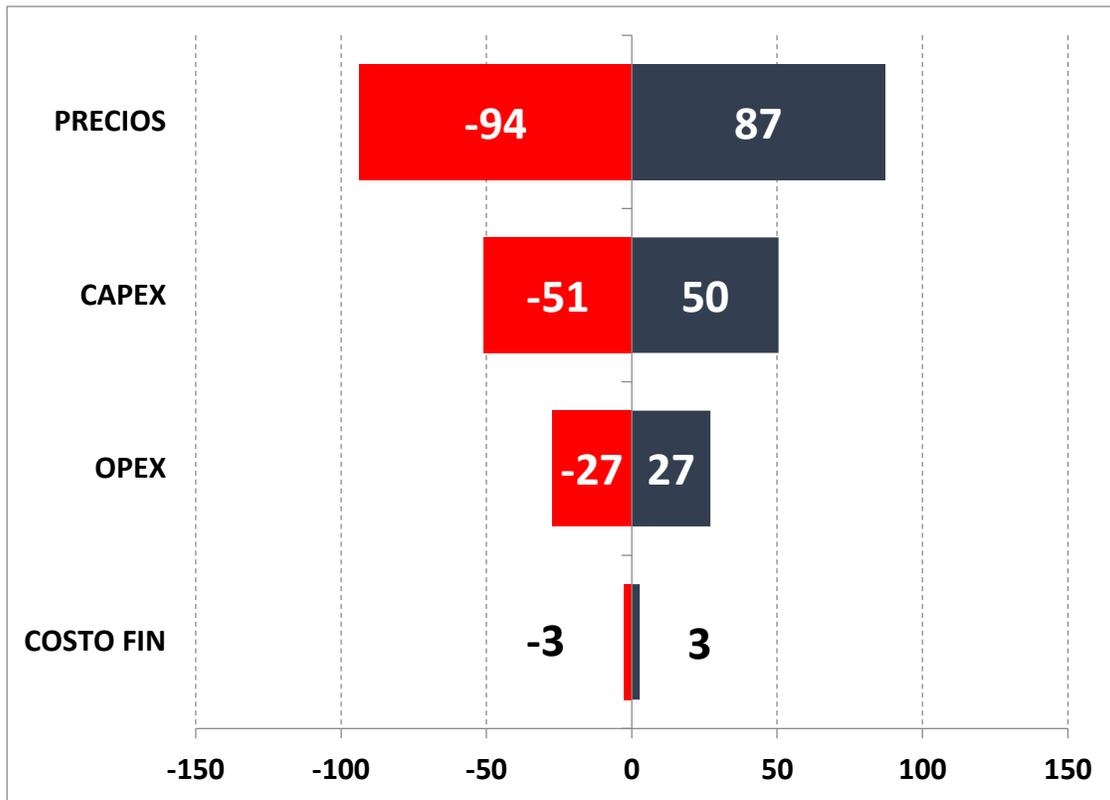


El flujo de fondos muestra la fuerte inversión inicial (ductos, instalaciones de captación y acondicionamiento, etc.) y luego está mayoritariamente asociado a la evolución de la producción. En los últimos años, el efecto de mayores precios permite evitar una baja más abrupta de los ingresos.

#### Análisis de Sensibilidad

Con el objetivo de analizar el impacto de las diferentes variables sobre el valor del proyecto, se presentan sensibilidades a las principales variables críticas del modelo de valuación.

#### Sensibilidades al 20%



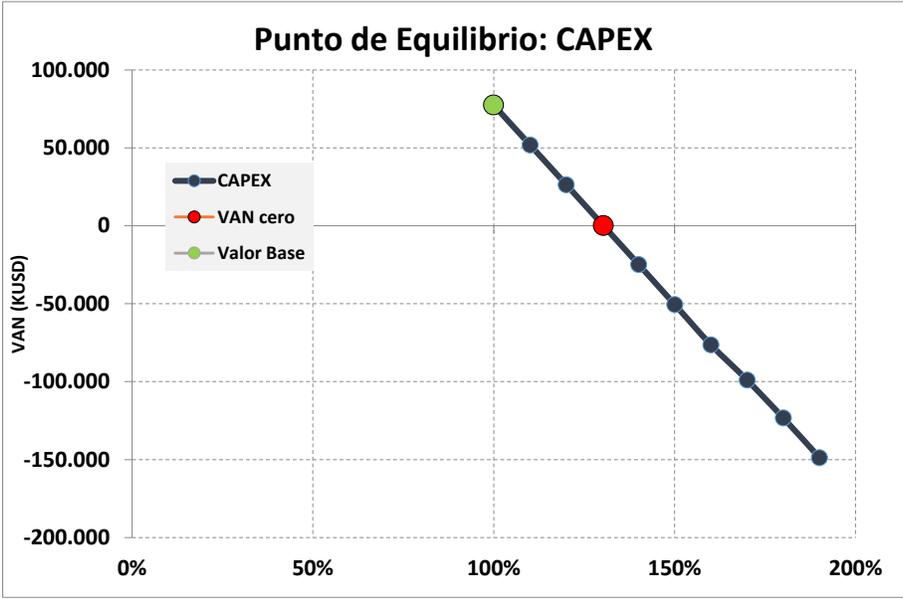
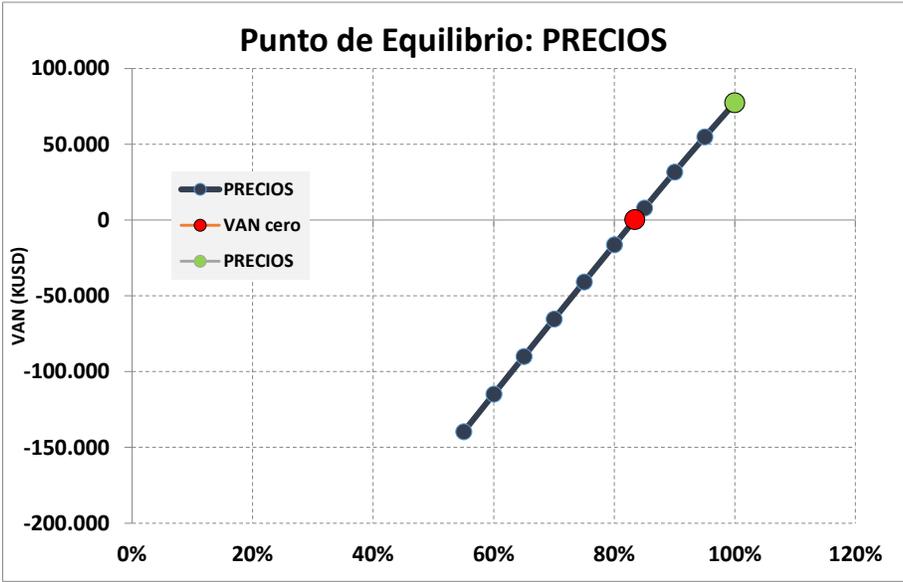
Los precios constituyen la variable de mayor incidencia sobre el VAN. Movimientos del 20% de los precios implican cambios de un 100 % en el VAN. Esto implica que en caso de incrementarse un 20 % los precios, el VAN se duplicará, mientras que en caso de reducirse un 20 %, el VAN tenderá a 0.

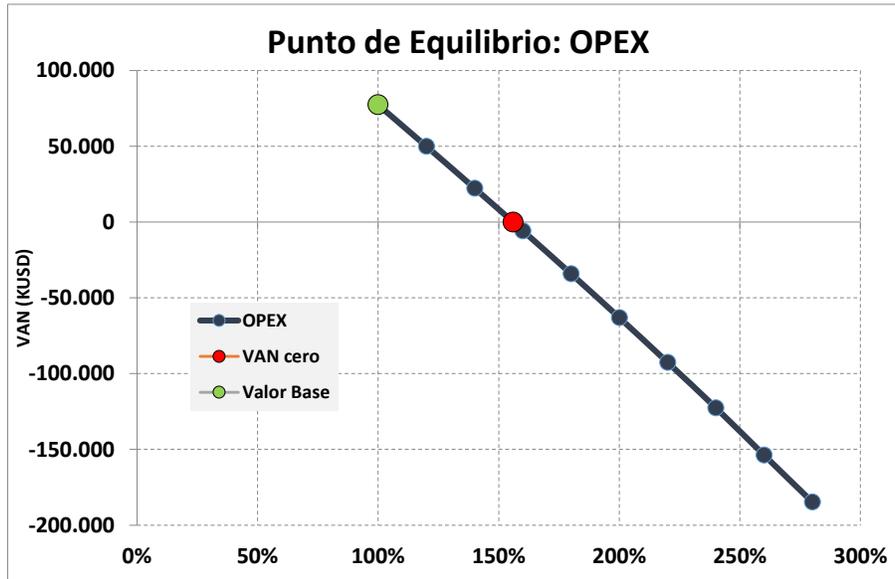
La segunda variable en términos de incidencia en el VAN es el CAPEX. Cambios del 20% en el valor unitario de las inversiones resultan en un 50% de cambio en el valor presente.

La incidencia del OPEX en el VAN del proyecto es algo menor, observándose cambios de un 30% en el valor presente del proyecto frente a cambios de 20% de valor unitario del OPEX.

Por último, el costo financiero tiene una incidencia mínima en el valor del proyecto, con cambios de 20% del costo financiero redundando en cambios del VAN de sólo un 1%.

A continuación se presenta el análisis de punto de equilibrio:





Como se puede observar en los gráficos anteriores, el proyecto puede soportar una caída de los precios del orden de hasta un 20%, mientras que para el CAPEX y el OPEX deberían aumentar por encima del 35% y 60% respectivamente para que dejen de ser rentables económicamente.

## Resumen de Resultados

N°	Concepto	Unidad	Cantidad Año 1 (2018)	Cantidad Año "n"	Año "n"	Cantidad Total	Promedio
<b>Desarrollo y Producción</b>							
1a	Gas y Condensado in situ	Mm3				20.307	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	Mm3				3.977	
1c	Factor de Recuperación	%				80,41%	
1d	Presión de Abandono	Kg/cm2				49,97	
1e	Cantidad de pozos					70	
1f	Potencial total de compresión en yacimiento	HP				5.500	
1g	Producción de Gas - máxima y promedio	Mm3/d				2,55	2,33
1h	Producción de Condensado - máxima y promedio	m3/d				104,96	88,95
<b>Demanda Año 1 y Año "n"</b>							
2a	Consumo máximo Distribuidoras	Mm3/d	1,00	1,65	2036		
2b	Consumo máximo GNC	Mm3/d	0,25	0,25	2018		
2c	Consumo máximo Termoeléctrica	Mm3/d	1,00	1,00	2018		
2d	Consumo máximo Industrias	Mm3/d	0,30	0,90	2030		
2e	Consumo máximo total	Mm3/d	2,55	2,55	2018		
<b>Procesamiento Año 1 y Año "n"</b>							
3a	Capacidad de Procesamiento Máxima	Mm3/d	2,31	2,41	2028		
3b	Propano + Butano (GLP)	Tn/año	-	-	-		
3c	Gasolina	m3/año	3.589	3.750	2028		
<b>Transporte</b>							
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación Eléctrica	Pulg				14	
4b	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d				2,55	
4c	Potencia Instalada	HP				7500	
4d	Segundo Tramo del Gasoducto Troncal	Pulg					
4e	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d					
4f	Potencia Instalada	HP					
<b>Inversiones</b>							
5a	Inversiones de Campo (Yacimiento - Perforación y WO)	M us\$				422,80	
5b	Inversión Plantas Procesamiento (Facilities)	M us\$				75,05	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$				109,95	
5d	Inversión Otros	M us\$					
5e	Inversiones (contingencias)	M us\$				60,78	
5f	Inversión Total	M us\$				668,58	
<b>Precios Gas Año 1 y Año "n"</b>							
6a	Distribuidoras	us\$/MBTL	1,43	6,34	2040		
6b	GNC	us\$/MBTL	2,04	6,34	2040		
6c	Centrales Eléctricas	us\$/MBTL	2,97	6,34	2040		
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTL	4,99	7,50	2030		
<b>Precios Líquidos Año 1 y Año "n"</b>							
7a	GLP Exportación	us\$/Tn	403,17	859,70	2040		
7b	GLP Local	us\$/Tn	144,62	308,39	2040		
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/bbl	70,10	133,51	2040		
<b>Resultados</b>							
8a	VAN al 10%	M us\$				77,35	
8b	Tasa WACC	%				12,7%	
8c	TIR	%				14,4%	
8d	Repago	Años				10	
8e	Préstamo (Capital) Solicitado	M us\$				46,2	
8f	Máxima Exposición	M us\$				-196,4	