

PROPUESTA TÉCNICA DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

**PROVINCIA DE NEUQUÉN
REPÚBLICA ARGENTINA**

Trabajo Final Integrador - EPGN 2015

**Equipo 3 – Grupo B
Badie, Federico Martín
Polo de la Rosa, Martín
Sava, Ezequiel**

07 de Diciembre 2016

1. Introducción.....	4
2. Marco institucional y legal.....	6
2.1. Producción y Exploración de Hidrocarburos	6
2.2. Transporte y Distribución de gas	7
2.3. Leyes de Emergencia	8
2.4. Programas de Estimulo a la Producción	8
3. Mercado de Gas Natural en la Argentina	10
3.1. Upstream	10
3.2. Downstream	14
3.3. Comercialización.....	17
4. Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento	19
5. Esquema de Producción	20
6. Instalaciones de Superficie	22
6.1. Separación de Condensados.....	22
6.2. Compresión en yacimiento.....	23
6.3. Acondicionamiento.....	23
6.4. Almacenamiento y despacho de gasolinas y condensados.....	25
7. Transporte de Gas Natural	26
8. Precios de Venta	28
8.1. Gas Natural	28
8.2. Previsión del precio del dólar	28
8.3. Previsión del PPI – Industrial Commodities.....	28
8.4. Previsión del precio del condensado.....	28
8.5. Previsión del precio del propano.....	29
8.6. Previsión del precio del butano	29
8.7. Tablas Resumen de Precios de Venta.....	30
9. Aspectos comerciales y contractuales.....	32
10. Evaluación financiera del Proyecto	34
10.1. Flujo de fondos: ingresos.....	34
10.2. Flujo de fondos: costos e inversiones.....	35
10.3. Flujo de fondos: Impuestos	36
10.4. Flujo de fondos sin financiación	36
10.5. Actividad de financiación.....	37
10.6. Evolución de la caja	37

10.7. Cuadro de resultados.....	37
10.8. Cuadro de Marcha del Crédito	38
10.9. Cálculo del WACC	38
10.10. Análisis Económico Financiero	38
11. Análisis de sensibilidad	40
12. Resumen de resultados	41

1. Introducción

El objetivo de este análisis es la participación en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación del yacimiento gasífero denominado “LA ESPERANZA”, ubicado en la cuenca neuquina.

Para esta evaluación se analizaron distintas alternativas técnico-económicas, comerciales.

El yacimiento se encuentra en la provincia de Neuquén a unos 200 km del Yacimiento Loma La Lata, cuya profundidad promedio es de 2.210 metros bajo boca de pozo (mbbp). Los hidrocarburos son producidos de areniscas de una estructura anticlinal, pertenece a la Formación Mulichinco.





Figura 1: Formación Mulichinco

La Formación Mulichinco, perteneciente al grupo Mendoza, constituye en subsuelo uno de los principales reservorios de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina, se compone de sedimentitas continentales, transicionales y marinas.

Los espesores reconocidos para la Formación Mulichinco son sumamente variables, pudiendo superar los 500 metros.

La Formación Mulichinco se dispone sobre la Formación Vaca Muerta y hacia el techo, se apoya la Formación Agrio.

M. a.	ÉPOCA	EDAD	ZONAS AMONITÍFERAS	sur	norte
133	VALANGINIANO	SUPERIOR		Arroyo Pichi Neuquén	Anticlinal Loma Ravoso
					Puerta de Curacó
			<i>Pseudofavrella angulatiformis</i> (parcial)	FORMACIÓN AGRIO (parcial)	
134		INFERIOR		FORMACIÓN MULICHINCO	
135			<i>Olcostephanus (O.) atherstoni</i>		
136			<i>Lissonia riveroi</i>		
137			<i>Neocomites wichmanni</i>	FORMACIÓN VACA MUERTA (parcial)	

Cuadro cronoestratigráfico del Valanginiano (parcial) a partir de biozonaciones de Aguirre Urreta & Rawson (1997, 1999b). Escala numérica (M. a.) de Gradstein et al. (1995).

2. Marco institucional y legal

2.1. Producción y Exploración de Hidrocarburos

Regulación Vigente

La Ley Nº 17.319 dictada en 1967, estableció el marco legal básico de la industria, regulando las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo, y la exploración y explotación del gas natural.

La Ley Nº 17.319 fue parcialmente actualizada mediante la Ley Nº 27.007 dictada en el año 2014. Entre las modificaciones que se pueden mencionar se encuentra la figura de Explotación de No Convencionales, la reducción de los plazos de permisos básicos y la eliminación del acarreo (es decir, la participación de empresas provinciales sin inversión) como mecanismo de concesión de áreas. Las adjudicaciones continúan siendo mediante concursos, pero la Nación y las Provincias acordarán pliegos modelos para lograr uniformidad en todas las jurisdicciones.

Propiedad de los Hidrocarburos

En el año 1994, con la reforma de la Constitución Nacional se incorporó el artículo 124, que estableció que los recursos naturales (hidrocarburos entre ellos) pertenecen en propiedad a la Nación o a las provincias según el territorio en que se encuentren. Los permisos y las concesiones ya adjudicadas continuarían estando regidos por la Ley Nº 17.319 de hidrocarburos.

La Ley Nº 26.197 dictada en 2007, reglamenta el mencionado artículo de la Constitución Nacional y restituye a las provincias (propiedad originaria) los yacimientos de hidrocarburos que hasta ese momento se encontraban bajo la jurisdicción del Estado Nacional. Esta ley establece que pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos ubicados en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas medidas, mientras que pertenecen al Estado Nacional aquellos ubicados más allá de las doce millas.

Concesiones

El titular del permiso de exploración que descubre cantidades comercialmente explotables de hidrocarburo tiene derecho a obtener concesión exclusiva para producirlo y explotarlo, por 25 años, prorrogables por otros 10 años, sujetos a aprobación de autoridad concedente al momento de la prórroga y siempre que el concesionario lo requiera. Luego del vencimiento, las provincias tiene el derecho de otorgar nuevas concesiones o contratos con respeto a los bloques pertinentes. La concesión de explotación da derecho al titular a realizar las actividades necesarias para la producción, mientras no interfieran con las actividades de otros concesionarios. Una concesión de explotación da derecho a una de transporte para trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes

Plazos

La Ley Nº 27.007 estableció los siguientes plazos para la exploración de Hidrocarburos:

	Objetivo Convencional	Objetivo No Convencional
1er período	Hasta 3 años	Hasta 4 años
2do período	Hasta 3 años	Hasta 4 años
Prórroga	Hasta 5 años	Hasta 5 años

Tabla 1: Plazos de exploración de Hidrocarburos

Regalías

En la Ley Nº 17.319 se establece que los titulares de concesiones de explotación deben pagar a la provincia 12% de regalías y un adicional del 3%, si el plazo se extiende, sobre el valor de boca de pozo (igual al precio donde el producto es entregado, menos costo de transporte, costo de tratamiento y otras deducciones) de la producción del petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados. El gasto de regalías en Argentina se contabiliza como costo de producción. De acuerdo a la Ley de hidrocarburos, cualquier hidrocarburo producido por el titular de un permiso de exploración antes de otorgada la concesión de explotación, debe pagar un 15% por regalías.

La Ley Nº 27.007 por otra parte, mantiene el mismo porcentaje de regalías, y las define como el único mecanismo de percepción de renta petrolera. El concesionario de Explotación, tanto por el petróleo como por el Gas Natural pagará un 12% del valor de los respectivos hidrocarburos (el valor es en Boca de Pozo, menos el flete que corresponda y lo declara el permisionario o concesionario).

Canon

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación también deben pagar un canon anual de superficie en base a la cantidad de km² de cada área, que varía en caso de ser exploración o explotación.

Las concesiones y los permisos caducan luego de tres meses de atraso en el pago de canon o regalías. El art. 2 del Decreto 1454/07, fija el valor del canon hidrocarburífero que pagará anualmente y por adelantado el concesionario al Estado Nacional o a la jurisdicción que corresponda, por cada km² o fracción abarcada por el área, en \$3447.87.-

Impuestos

Adicionalmente, la Ley Nº 27.007, fija un máximo del 3% a los Ingresos Brutos y se limita el Impuesto a los Sellos, evitando gravar a la inversión. A efectos simplificadores y dado el bajo impacto del impuesto de sellos, en el proyecto de desarrollo del yacimiento “La Esperanza”, se asumirá que no se paga impuestos de sellos.

Las ganancias netas de los titulares de permisos o concesiones, están sujetos al régimen tributario general de 35% de impuesto a las ganancias.

2.2. Transporte y Distribución de gas

Concesiones (Provincias)

La Ley Nº 26.197 dictada en 2007 establece que las concesiones de transporte de hidrocarburos ubicadas dentro de territorio de una sola provincia, son adjudicadas a la misma. Las provincias en su condición de autoridad concedente, actuarán como contraparte en los permisos de exploración de hidrocarburos, concesiones de explotación y de transporte con poder para (i) ejercer la supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidas, (ii) requerir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que correspondan en relación con inversiones, explotación racional, información y pago del canon anual y las regalías, (iii) establecer la duración de las concesiones o permisos conforme los términos legales y/o contractuales.

En la Ley Nº 17.319 se establece la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, que habilita al concesionario de explotación a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, siempre y cuando cumpla con las normativas que reglamentan dichas actividades. Este concepto ha sido reforzado por la normativa

sancionada en 1989 como consecuencia de la Ley Nº 23.696 (de Reforma del Estado), y los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89.

Licenciatarias (Nación)

La Ley Nº 24.076, dictada en 1992, regula las etapas de transporte y distribución del gas natural. Estas actividades siguen el régimen de servicio público, encontrándose las licenciatarias reguladas, condicionadas por entes de control.

La Ley Nº 26.197 dictada en 2007 establece que el estado retiene la facultad de otorgar concesiones de transporte (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) las que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos.

2.3. Leyes de Emergencia

La Emergencia de Abastecimiento (2002-2005)

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

Ley de Emergencia Económica (2002)

Se afectaron todas las operaciones luego del Default de Argentina en el 2002. Las principales restricciones se encontraban en la disponibilidad de divisas, los pagos al exterior, la incorporación de gravámenes a las exportaciones (crudo, líquidos, gas), la pesificación de contratos de compraventa de producción y el congelamiento de tarifas de distribución.

Expropiación de YPF

La Ley Nº 26.741 dictada en 2012 declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero; creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.

Resolución SE 599/2007

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

Resolución ENRG 1410

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

2.4. Programas de Estimulo a la Producción

Programas Previos a 2016

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

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

Gas Plus surge como un alivio a los productores que hasta dicho momento estaban regidos por el acuerdo de productores 2007-2011. Se les prometía que el gas adicional sería gas de libre disponibilidad y una mayor remuneración por la molécula de gas. Además se buscó el desarrollo de recursos no convencionales (Desarrollos de Tight gas eran susceptibles de entrar en el programa).

PEIE definió el precio de la molécula en 7,5 U\$S/MMBtu para el volumen que supere su Inyección Base Ajustada (por compra y venta de áreas, equipos, etc.) siempre y cuando el precio de inyección adicional no supere el precio de importación. Además castigaba a las empresas que no cumplieran con la inyección comprometida a “compensar” el volumen. Las empresas tenían que dar el detalle de los volúmenes totales de Gas Natural que se comprometía a inyectar en el mercado interno durante el período propuesto y definir el compromiso de la empresa de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto, proponiendo metodologías de compensación (que podrán incluir, entre otros posibles, la importación del GNL o el pago al Estado Nacional de la diferencia entre el Precio de Importación del GNL previo al momento en que se registró el faltante y el Precio de la Inyección Excedente).

Programas Vigentes

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

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

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

3. Mercado de Gas Natural en la Argentina

3.1. Upstream

Producción bruta mensual de gas natural local

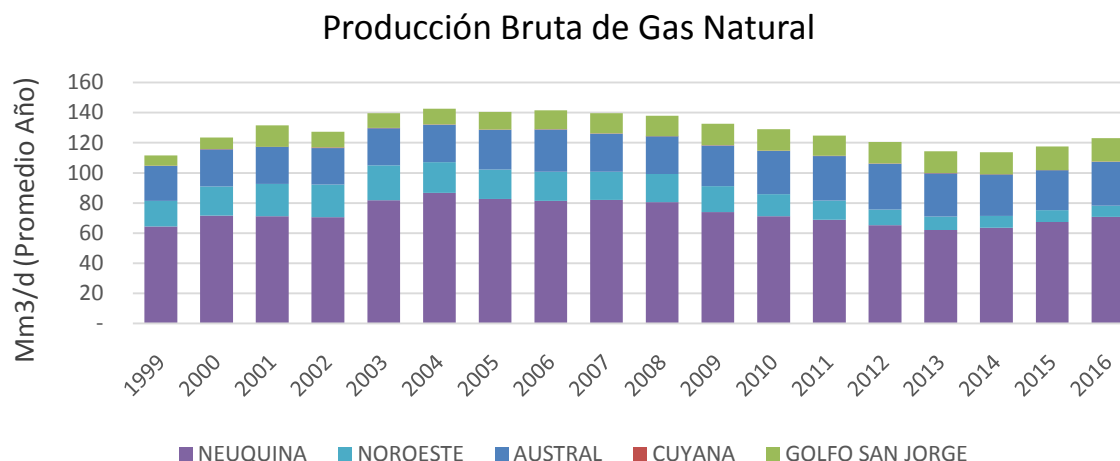


Figura 2: Producción Bruta nacional de Gas. Fuente: MINEM

La producción en Argentina muestra en los últimos tres años signos de recuperación principalmente por el desarrollo de reservas de la cuenca Neuquina con el ingreso del desarrollo de Shale y Tight. La cuenca con mayor declinación es la cuenca Noroeste, mientras que la cuenca San Jorge y Austral mantienen cierta constancia en la producción.

Participación por empresa

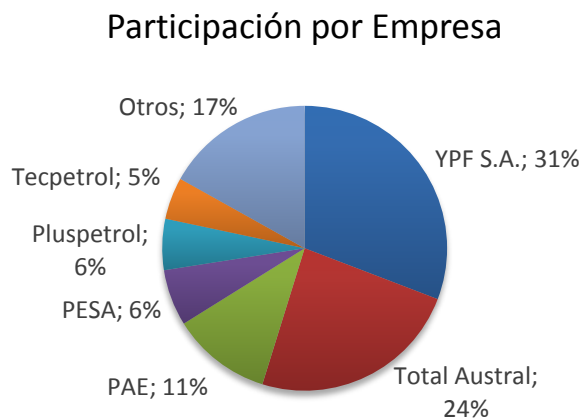


Figura 3: Participación Productores Mercado Local. Fuente: MINEM

Si bien hay varias empresas productoras dentro del mercado, existe una concentración muy importante dentro de la producción por Operadores. Entre YPF, Total y PAE concentran el 66% del total de gas producido en Argentina. Otros operadores importantes son Petrobras (PESA), Pluspetrol y Tecpetrol.

Reservas

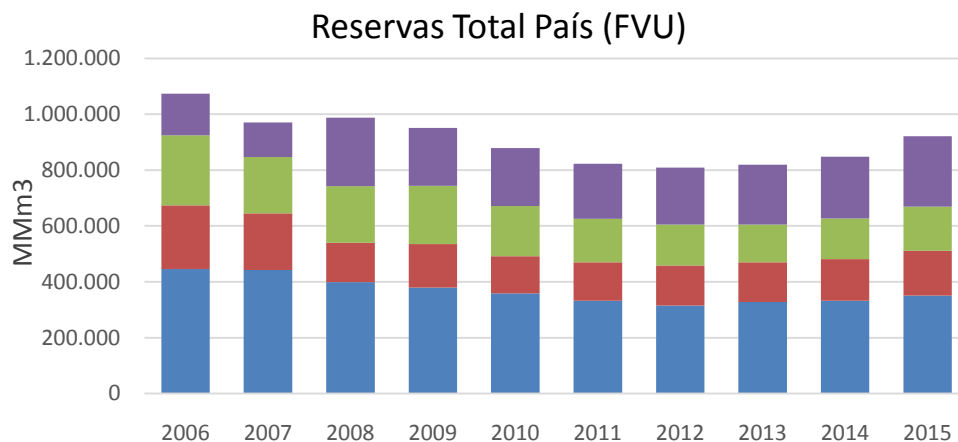


Figura 4: Reservas al fin de su vida útil. Fuente: MINEM

Al igual que la producción, las reservas de gas natural en Argentina, comenzaron a incrementarse luego de muchos años en los cuales se registraron bajas importantes. Es necesario destacar que la incorporación de los recursos no convencionales también fue determinante en este cambio de tendencia registrado.

Equipos de Perforación

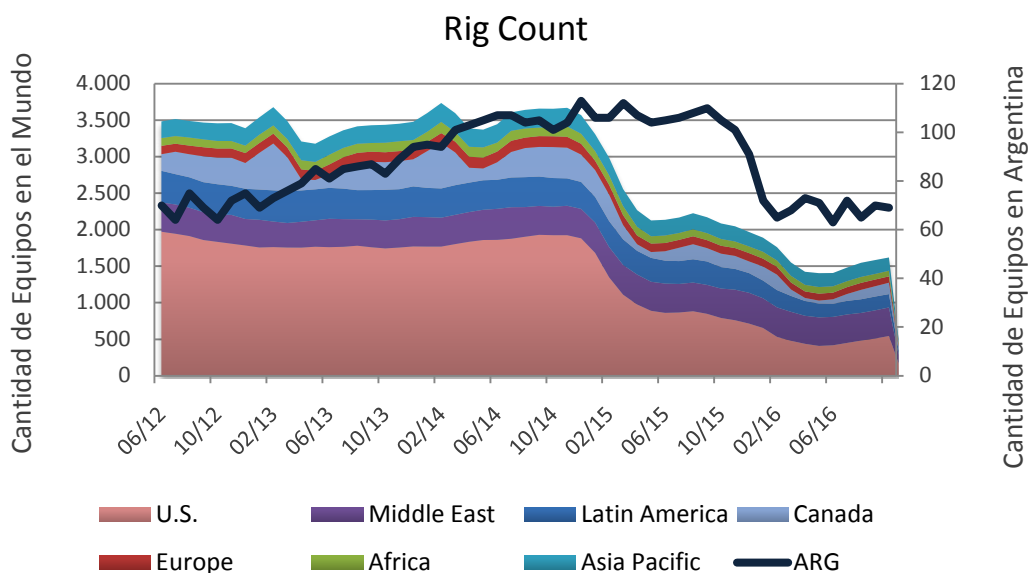


Figura 5: Equipos de Perforación en el Mundo y Argentina. Fuente: Baker Hughes

Los equipos de perforación a nivel mundial se redujeron drásticamente luego de que la OPEP decidiera no restringir la producción en Noviembre de 2014. Esta tendencia si bien comienza a revertirse muy lentamente debido a la leve recuperación del precio del crudo, está lejos de alcanzar los niveles previos al desplome del barril de crudo. En el caso de Argentina, la tendencia de bajar equipos fue inevitable, pero a comparación del resto de los países del mundo fue una disminución menos drástica y desfasada en el tiempo. Las políticas de mantener el precio del barril interno ayudaron a amortiguar la caída en la producción local.

Pozos de gas perforados

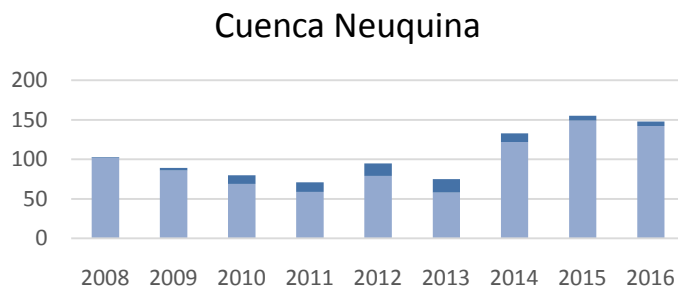


Figura 6: Pozos Productivos Cuenca Neuquina. Fuente: MINEM

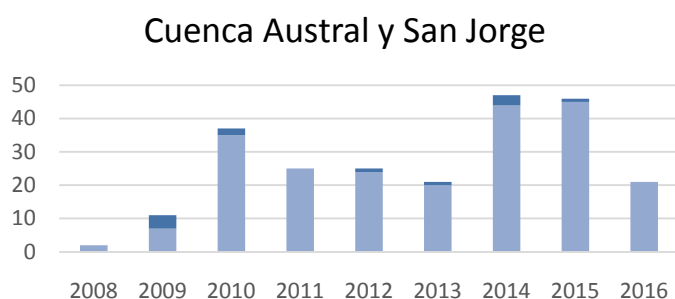


Figura 7: Pozos Productivos Cuenca Austral y San Jorge. Fuente: MINEM

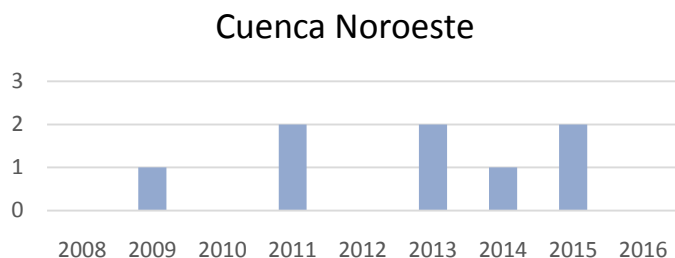


Figura 8: Pozos Productivos Cuenca Noroeste. Fuente: MINEM

La cantidad de pozos perforados en las distintas cuencas dan una idea de donde se están realizando las inversiones en el panorama local. Existe una correlación muy fuerte entre lo que se produce y los pozos perforados. Como se puede observar en la cuenca Noroeste la cantidad de pozos perforados es mínima y continúa la declinación de la misma. En cambio en la cuenca Neuquina, para revertir la declinación fue necesario incrementar considerablemente la cantidad de pozos productivos perforados por año.

Importación de gas natural

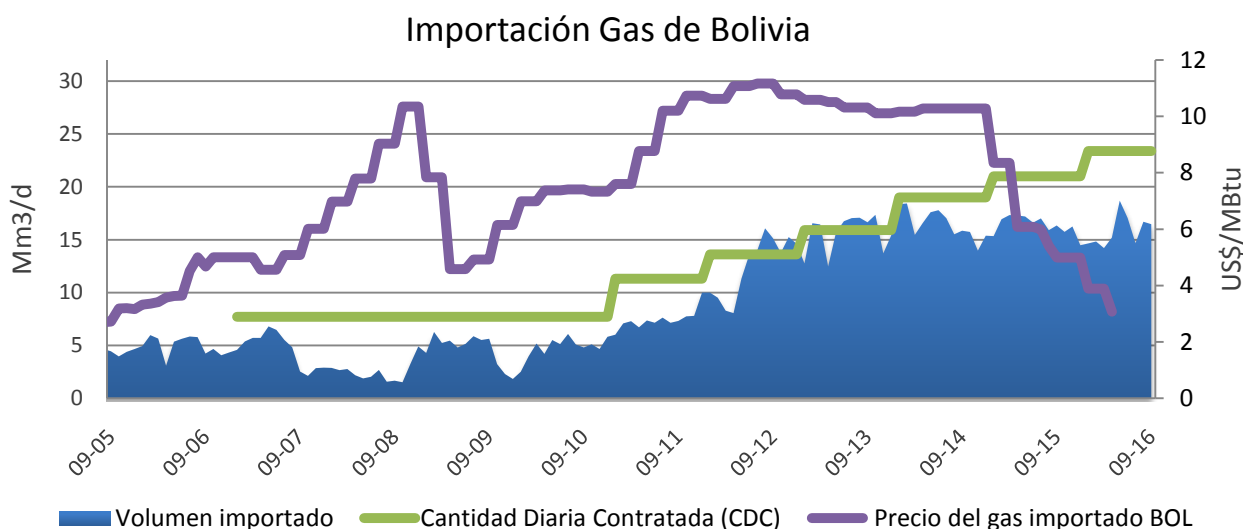


Figura 9: Importación de Gas de Bolivia. Fuente: YPFB, ENARGAS

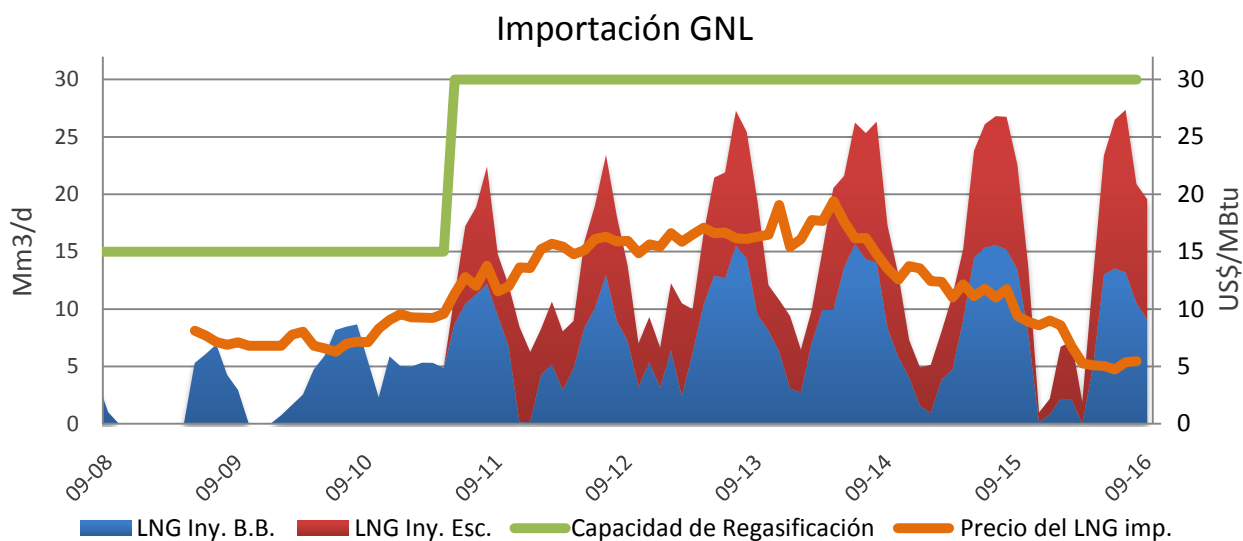


Figura 10: Importación GNL Escobar y Bahía Blanca. Fuente: ENARGAS, AFIP (SIM)

Como la producción local no alcanza a cubrir la demanda local de gas natural, la Argentina hace ya varios años tuvo que recurrir a la importación de gas natural de Bolivia y de GNL regasificado en Escobar y Bahía Blanca. A pesar de que existe un contrato con Bolivia para abastecer a la Argentina, en la Figura 9 se puede observar como constantemente Bolivia no cumple con el volumen acordado. Más allá de que el precio de la molécula haya caído drásticamente, existe una seria restricción debido a la competencia por el recurso entre el mercado interno boliviano, la exportación a Brasil y la exportación a Argentina. En el caso del GNL por otro lado, no se ha decidido momentáneamente aumentar la capacidad de regasificación y la utilización de los mismos generalmente se realiza en el periodo invernal para cubrir los picos de consumo. Cabe destacar que debido a la caída de los precios internacionales de crudo, es muy notoria la caída del precio de los contratos.

3.2. Downstream

Mercado Argentino

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

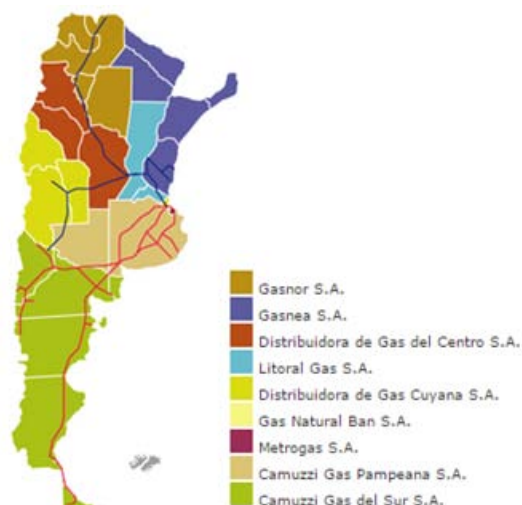
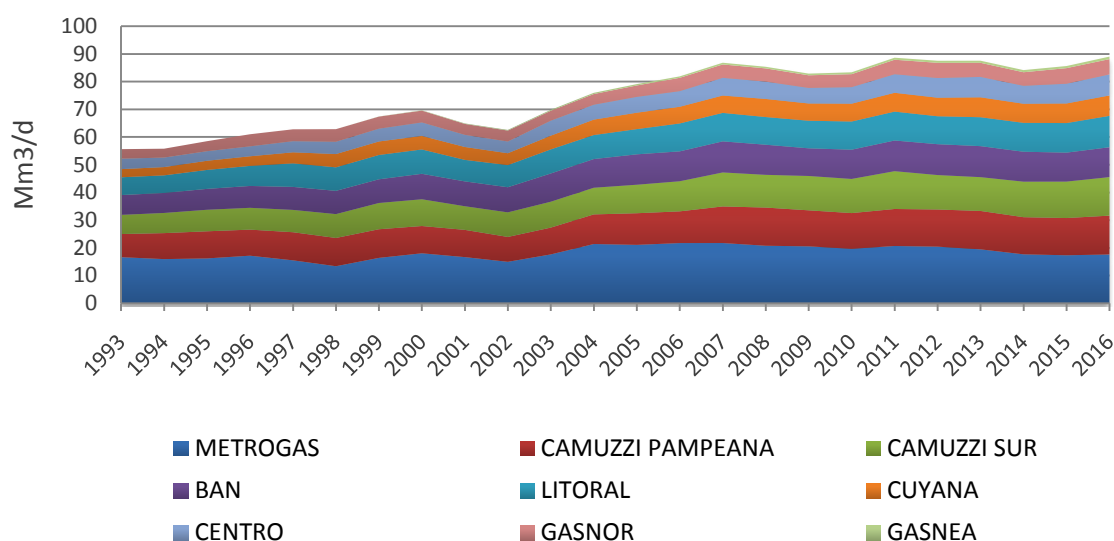


Figura 11: Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas natural.

Licenciatarias de Distribución

Licenciatarias de Distribución: Entregas



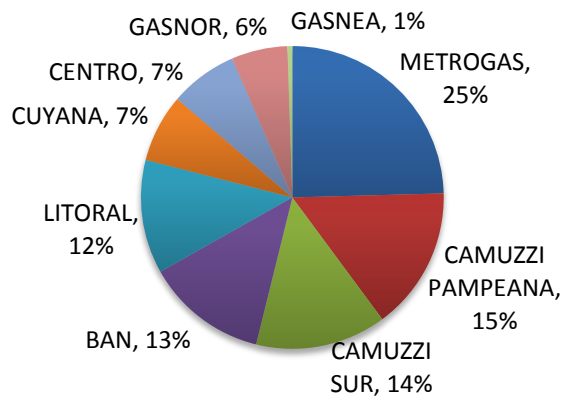
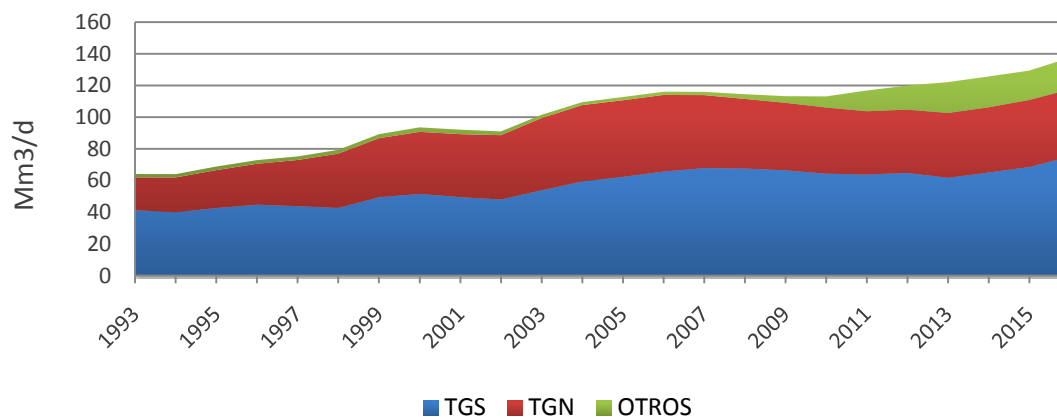


Figura 12: Entregas por Distribuidoras. Fuente: ENARGAS

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

Licenciatarias de Transporte

Sistemas de Gasoductos



Inyección a Gasoductos

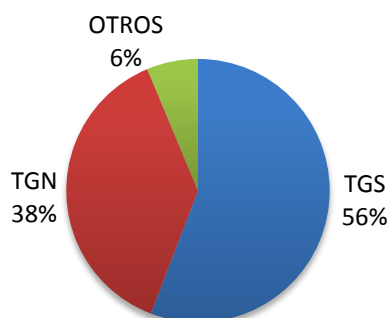


Figura 13: Inyecciones al sistema de transporte. Fuente: ENARGAS

En cuanto a los sistemas de transportes, la participación de dos empresas (TGN y TGS) poseen casi la totalidad de los gasoductos de alta presión que conectan las distintas cuencas productivas con las distribuidoras y clientes directos (ByPass Físicos).

Consumo mercado local

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

Evolución del Consumo Interno

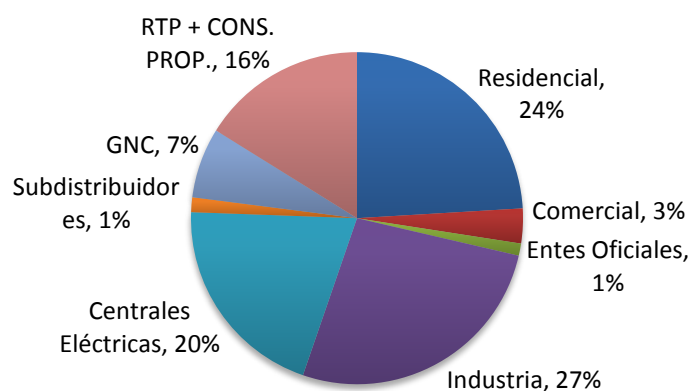
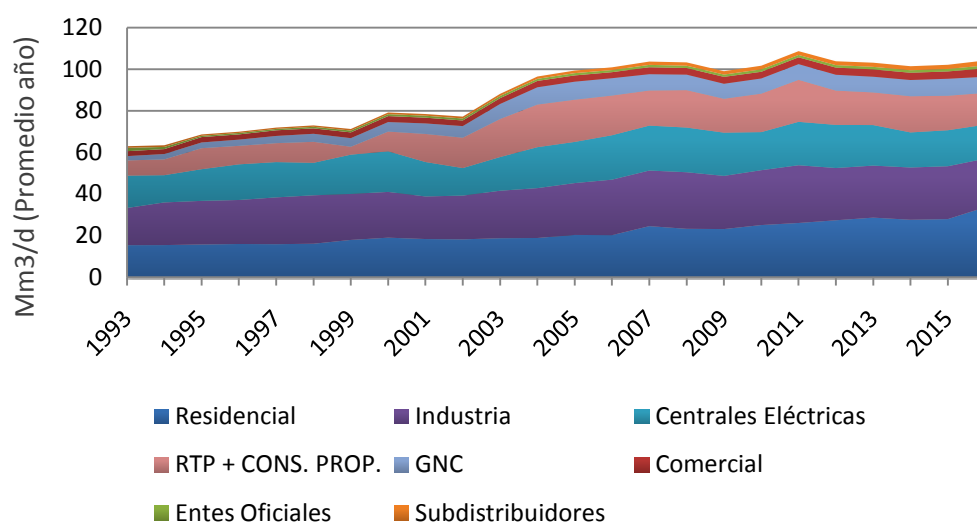


Figura 14: Participación de Clientes Finales. Fuente: ENARGAS

Estacionalidad de la Demanda

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

3.3. Comercialización

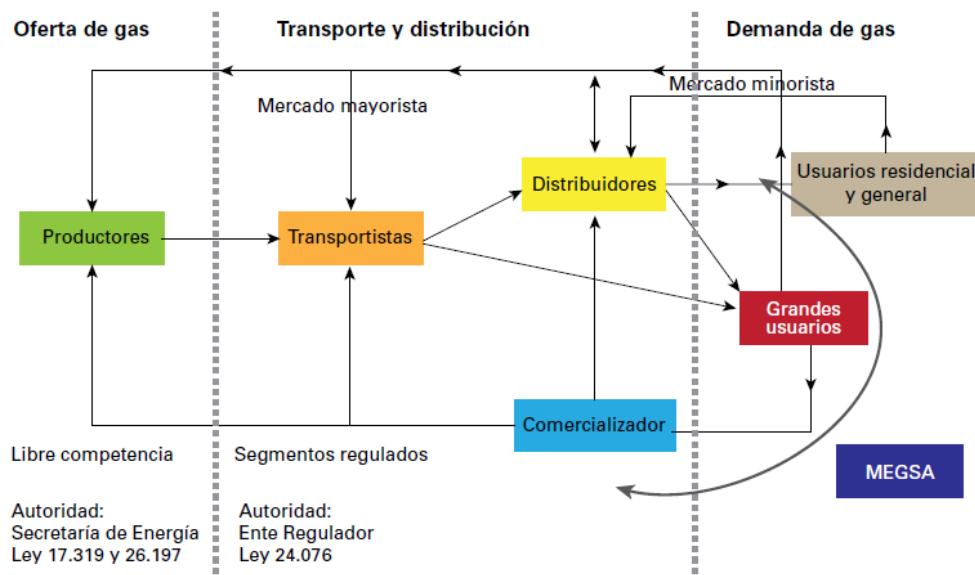


Figura 15: Esquema de Comercialización de Gas Natural

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

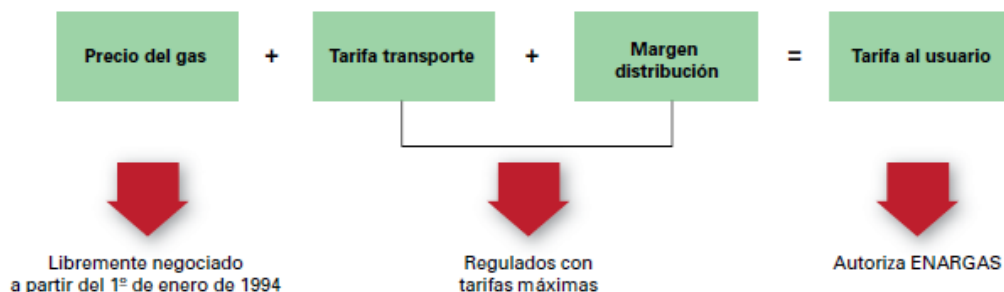


Figura 16: Esquema de determinación del precio del Gas Natural en Argentina

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

4. Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento

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

Vr: Volumen de Roca	1.250 Mm3
Ø: Porosidad efectiva	12%
Sw: Saturación irreducible de agua	33%
Tr: Temperatura del reservorio	360 °K
Pr: Presión del reservorio	238 Kg/cm2
GOR: Gas-oil ratio	23.000 m3 gas/m3 liq
Ta: Temperatura ambiente	288 °K

Tabla 2: Datos del reservorio

A partir de las condiciones iniciales del reservorio, y utilizando el método volumétrico para el cálculo de reservas, se determinó que el Gas In Situ es de 20.308 Mm3. Considerando una presión teórica de abandono de 47 Kg/cm², el Gas In Situ remanente luego de la explotación sería de 3.867 Mm3. Por diferencia se obtiene un volumen recuperable de 16.443 Mm3 de gas y 715 Km3 de condensado (obtenido en función del GOR).

Volumen de gas in situ (Mm³)	20.308
Volumen de gas recuperable (Mm³)	16.443
Porcentaje de Recuperación (%)	80,96%
Volumen de Condensado (Mm³)	0,715

Tabla 3: Volúmenes de Hidrocarburos en Reservorio

A continuación se presentan las Curvas IPR para un pozo típico vs las de contrapresión en el tubing:

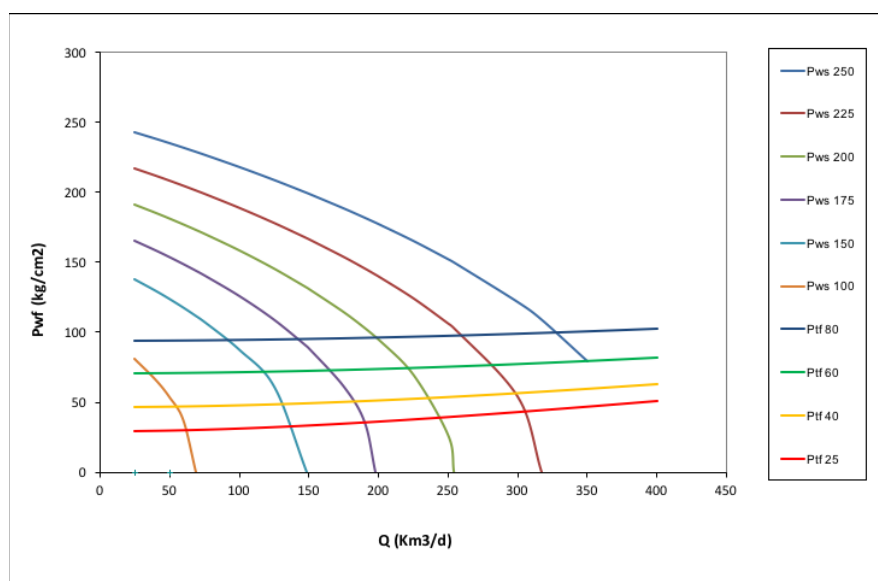


Figura 17: Curvas IPR vs Contrapresión en el Tubing

5. Esquema de Producción

Se plantea un esquema de producción que permita tener la mayor cantidad de ventas posibles en los primeros años de manera tal que esos flujos no sean castigados por la tasa de descuento del proyecto. Al mismo tiempo se busca un equilibrio en cuanto a las instalaciones de superficie para evitar tener sobredimensionamientos.

Para la actividad de desarrollo del campo se adopta el criterio de perforar un 70 % de pozos de desarrollo o de bajo riesgo (pozos a 1 distanciamiento de los pozos exitosos existentes) y un 30 % de pozos de mayor riesgo (a dos o más distanciamientos de los pozos existentes) con el objeto de delinear el reservorio. Estos pozos, llamados step out o de delineación, permiten definir mejor los límites del yacimiento y optimizar el desarrollo.

Durante el 1º año de perforación, en que se perforarán 8 pozos, 3 son step out o de delineación y 5 son pozos de desarrollo a un distanciamiento de los existentes.

A partir del 2º año de perforación, el promedio de pozos a ser perforados es 3, por lo que se perforarán 2 pozos de desarrollo y uno de delineación mientras sea necesario.



Figura 18: Esquema de perforación por año

El plan de perforación tiene un total de 46 pozos productores según el siguiente detalle:

- 4 pozos productores existentes
- 42 pozos productores a perforar

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

El siguiente gráfico muestra el caudal de producción por pozo y del total de los pozos año a año.



Figura 19: Caudal producido de Gas Natural por año

6. Instalaciones de Superficie

La entrada en producción de los nuevos pozos determina el momento en el que deberán hacerse las inversiones en cañerías de captación, colectoras, manifolds y separadores generales y de control, teniendo en cuenta que:

- El máximo número de pozos a conectar por manifold es de 10.
- No se sobrepasara la capacidad diaria de los separadores.
- Las obras deben realizarse el año anterior a la incorporación efectiva del pozo a la producción.

Para el yacimiento se ha realizado una planificación de 5 baterías según el siguiente esquema.

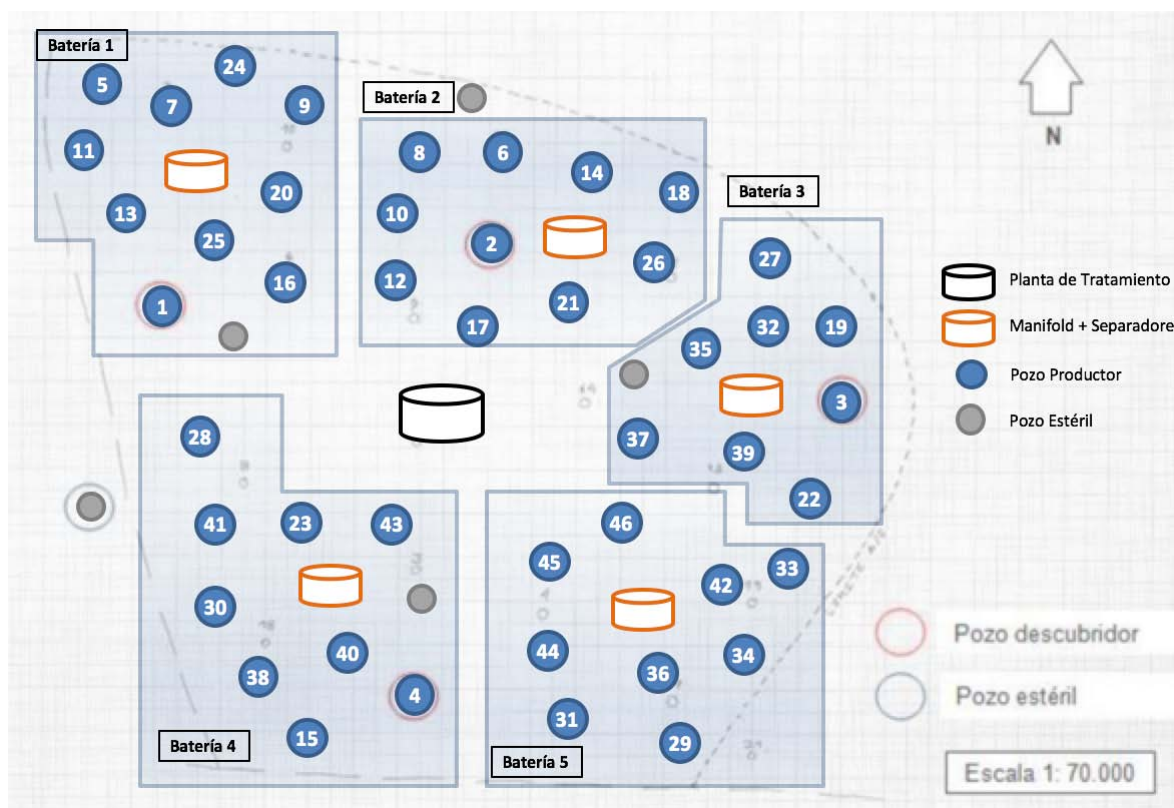


Figura 20: Esquema de distribución de pozos y baterías

6.1. Separación de Condensados

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

- Batería 1: 3 separadores generales. Año inversión: 2018
- Batería 2: 3 separadores generales. Año inversión: 2018
- Batería 3: 1 separador general. Año inversión: 2018
- Batería 4: 1 separador general. Año inversión: 2018
- Batería 5: 1 separador general. Año inversión: 2025

Cada separador general tendrá una capacidad de 500.000 Sm³/día. Además, cada batería tendrá un separador de control de 250.000 Sm³/día.

La inversión total en Separadores de Control, Generales y Manifolds es de un total de 14,25MUS\$.
La inversión total en cañerías de captación es de 33,7 MUS\$.

6.2. Compresión en yacimiento

A continuación se muestra como variará la presión del yacimiento a lo largo de la explotación del mismo junto con la presión en boca de pozo.

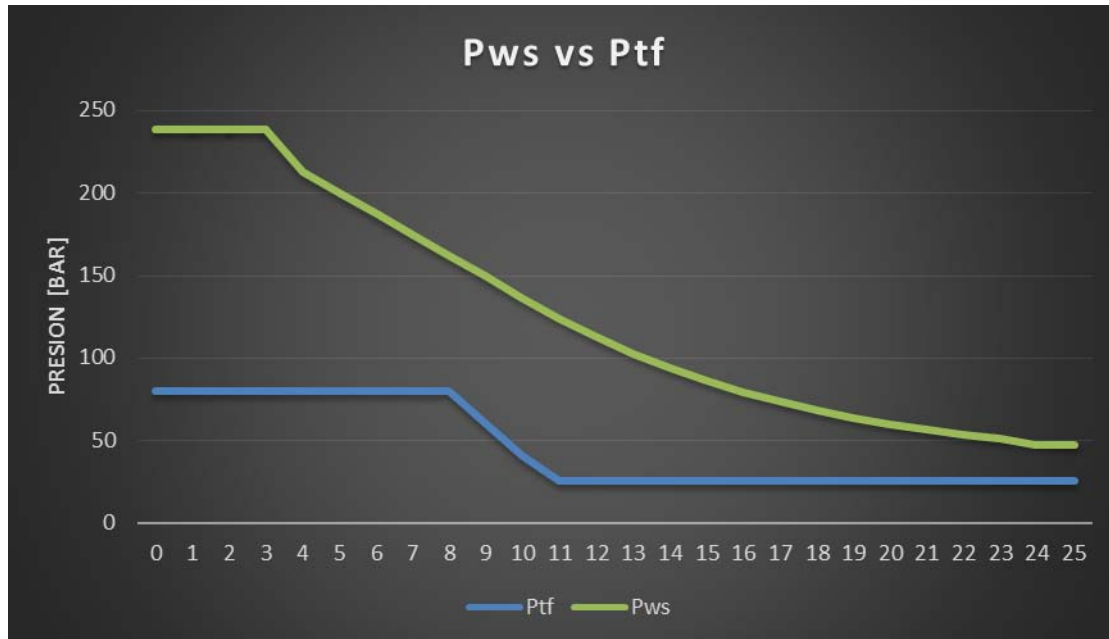


Figura 21: Evolución de presión de reservorio vs. presión en boca de pozo.

Se ha dispuesto instalar motocompresores de 500 HP de la siguiente manera:

- Año 9: 3 motocompresores. Potencia instalada: 1.500 HP.
- Año 10: 4 motocompresores. Potencia instalada: 2.000 HP. Potencia Total: 3.500 HP.
- Año 11: 6 motocompresores. Potencia instalada: 3.000 HP. Potencia Total: 6.500 HP.

El total de las inversiones en compresión asciende a 29,25 MUSD.

6.3. Acondicionamiento

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

Componente	% Molar	PCS [Kcal/m ³]
Metano	90,97%	9.008,7
Etano	4,47%	15.785,4
Propano	1,25%	22.444,2
I-Butano	0,31%	29.004,9
N-Butano	0,34%	29.098,1
I-Pentano	0,09%	35.685,1
N-Pentano	0,07%	35.756,8
Hexanos	0,04%	42.420,3
Heptanos y Superiores	0,01%	49.079,0
Nitrógeno	1,7%	0,0
Dióxido de Carbono	0,75%	0,0
Total	100 %	9.449,02

Tabla 4: Composición Molar del Gas

La siguiente tabla muestra las propiedades del condensado:

Concepto	Valor
Densidad a 15°C	0,813
Gravedad API	42,4
Calor Saybolt	-15
Agua (%)	<1
Sales en crudo (g/m ³)	10
Azufre Total (ppm)	5
T inicial de destilación (°C)	60
T final de destilación (°C)	360

Tabla 5: Propiedades del condensado

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

1. El poder calorífico del gas en el yacimiento, antes de adecuarlo a las especificaciones requeridas, es mayor a 9.300 Kcal/m³, que es el poder calorífico estándar al que se calculan los m³ equivalentes a la hora de realizar los contratos.
2. Es necesario instalar una planta de endulzamiento para eliminar el Azufre y así lograr los valores de Azufre máximos permitidos.
3. Debe tratarse el gas para reducir los componentes condensables presentes en la corriente de gas, puesto que los mismos ocasionan daños en las instalaciones y disminuyen la capacidad de transporte. Esto puede lograrse mediante la instalación de una planta de acondicionamiento o una de recuperación de GLP. En este caso, se opta por instalar una planta de Acondicionamiento, como se detallará en la sección 11.

Se instalará una planta de Acondicionamiento de punto de rocío de una capacidad de 3 SMm³/día con una inversión de 32 MUSD. A su vez, se instalará una planta de endulzamiento de capacidad 3 SMm³/día y una inversión de 40 MUSD.

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

Una vez tratado, el gas residual tendrá las siguientes características:

Componente	Gas Crudo	Recuperación	Gas Residual		PCS
	% Molar	%	m3/100m3	% Molar	[Kcal/m3]
Metano	90,97%	0%	90,97	91,04%	9.008,7
Etano	4,47%	0%	4,47	4,47%	15.785,4
Propano	1,25%	0%	1,25	1,25%	22.444,2
I-Butano	0,31%	0%	0,31	0,31%	29.004,9
N-Butano	0,34%	0%	0,34	0,34%	29.098,1
I-Pentano	0,09%	25%	0,07	0,07%	35.685,1
N-Pentano	0,07%	30%	0,05	0,05%	35.756,8
Hexano	0,04%	60%	0,02	0,02%	42.420,3
Heptano y superiores	0,01%	80%	0,002	0,00%	49.079,0
Nitrógeno	1,70%	0%	1,70	1,70%	0,0
Dióxido de Carbono	0,75%	0%	0,75	0,75%	0,0
Total	100,00%		99,92	100%	9.426,72

Tabla 6: Composición del gas acondicionado

6.4. Almacenamiento y despacho de gasolinas y condensados

Se ha dispuesto que el almacenamiento de condensados y gasolinas sea centralizado en la ubicación del cargadero de camiones. Se instalarán las siguientes unidades:

- 7 tanques de 160 m3 de capacidad. Capacidad total: 1.120 m3.
- 1 cargadero de camiones.

La inversión total asciende a 7,65 MUSD.

7. Transporte de Gas Natural

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

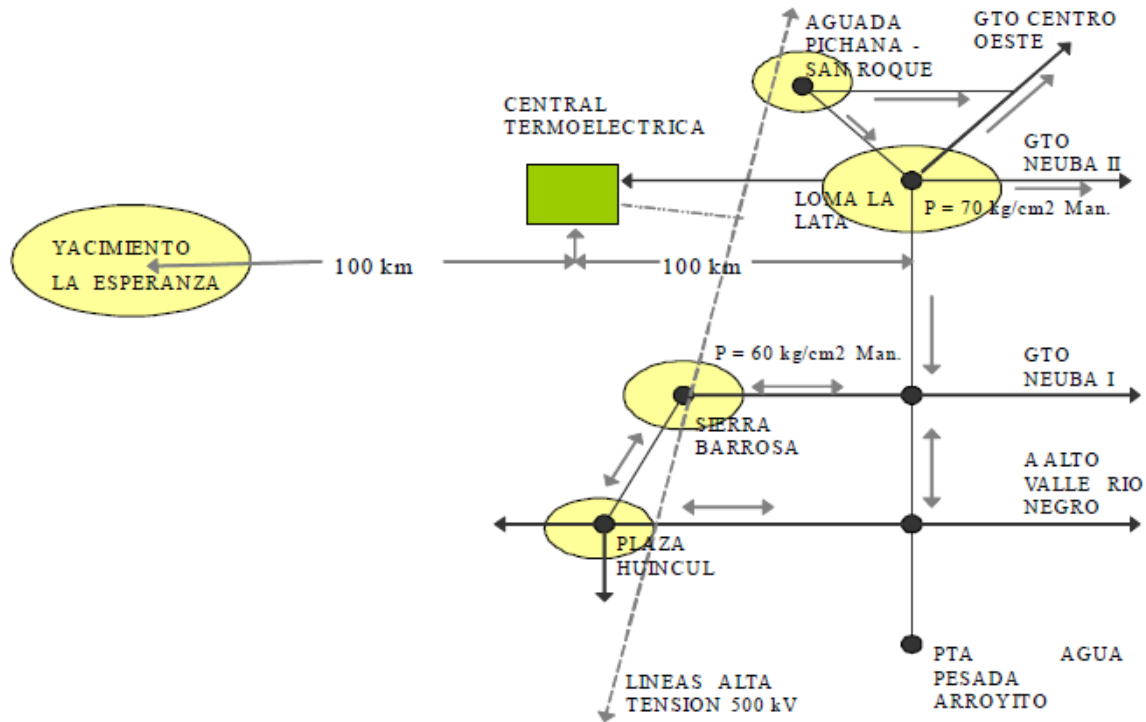


Figura 22: Esquema del gasoducto

Consideraciones del diseño del gasoducto y planta compresora

- El gasoducto se debe operar con una MAPO de 95 kg/cm².
- La presión mínima requerida para la entrada al Gasoducto Troncal es de 70 kg/cm².
- La presión mínima requerida para la entrada a la Central Termoeléctrica es de 45 kg/cm².
- Se definió que ambos tramos fueran de igual diámetro: al existir un contrato de venta de gas natural a la Central Termoeléctrica, sería posible reducir el diámetro del segundo tramo. Sin embargo, en caso de romperse dicho contrato, esto imposibilitaría transportar el excedente al gasoducto troncal. La incorporación posterior de gasoductos no se consideró una opción viable.
- Se dimensionó la planta compresora de acuerdo al gas natural que se inyecta al gasoducto troncal considerando el contrato con la Central Termoeléctrica (menor caudal en el segundo tramo). En caso de romperse el contrato con la Central, sí se considera como opción el aumento en la capacidad de compresión para transporte.
- Como resultado, se definió un diámetro de 18 in para ambos tramos y una planta compresora de 5000 HP.

Se calculó que un diámetro de 16 in reduce proporcionalmente la inversión en el ducto, pero duplica la inversión en la planta compresora. Aún con el monto de la inversión total

similar, los costos operativos de la planta compresora y su consumo de gas natural también se duplican, por lo que no resulta conveniente.

- Se incorporan al diseño dos estaciones de medición y regulación, una en el punto de transferencia a la Central Termoeléctrica, y otra en el punto de inyección al gasoducto troncal.

Gasoducto	
Longitud	2 tramos de 100 Km
Diámetro	18 pulgadas
P ₁ (entrada):	70 Kg/cm ²
P ₁ (salida):	64,6 Kg/cm ²
Q _{MAX} :	2,91 MSm ³ /d
P ₂ (entrada):	71,6 Kg/cm ²
P ₂ (salida):	70 Kg/cm ²
Q _{MAX} :	2,17 MSm ³ /d
Planta compresora	
Q _{MAX} :	2,17 KSm ³ /d
Relación de compresión máx	1,11
Máxima potencia requerida	4811 HP
Potencia instalada	5000 HP

Tabla 7: Principales características del transporte de gas natural

Inversiones	
Ducto	144,0 MUSD
Planta compresora	3,0 MUSD
Compresor	10,0 MUSD
Estaciones de M&R	1,7 MUSD
Contingencias	15,9 MUSD
Total	174,6 MUSD
Costos operativos	
Consumo máximo de GN	24053 Sm ³ /d
Planta compresora	0,53 MUSD/año
Mantenimiento del ducto	5,00 MUSD/año
Contingencias	0,55 MUSD/año
Total sin GN	6,08 MUSD/año

Tabla 8: Inversiones en transporte de gas natural

8. Precios de Venta

8.1. Gas Natural

Se adoptaron las siguientes fórmulas según los segmentos de mercado:

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

8.2. Previsión del precio del dólar

Para el período 2016-2019, se adoptó el tipo de cambio establecido en el Presupuesto nacional. Se hizo un ajuste logarítmico de dichos valores y se extrapoló hasta 2041.

8.3. Previsión del PPI – Industrial Commodities

- Se obtuvo un registro histórico de este índice del Federal Reserve Bank of St. Louis (<https://fred.stlouisfed.org/series/PPIIDC>)
- Se hizo un ajuste logarítmico de la evolución del PPI desde 2002.
- Se reconcilió la curva de ajuste para que considere su valor predicho en 2016 con el valor real de 2016.
- Se extrapoló la curva de ajuste reconciliada hasta 2041.

8.4. Previsión del precio del condensado

- Se obtuvo una proyección del precio internacional del crudo Brent del Annual Energy Outlook de EIA (<http://www.eia.gov/analysis/projection-data.cfm#annualproj>)
- Se calculó la evolución del precio internacional del crudo Medanita corrigiendo por °API respecto del Brent. Se asumió que el factor de corrección por °API evoluciona linealmente con el precio del crudo.
- Se calculó el precio local del crudo Medanita asumiendo que su diferencia con el precio internacional se reducirá linealmente en los próximos 5 años.
- Se calculó el precio del condensado producido por el yacimiento La Esperanza corrigiendo el precio local del Medanita por °API. Se estableció un ajuste máximo de 5%.
- Por último se descontó el flete desde el yacimiento para obtener el precio de venta del condensado. El costo del flete se tomó de 6,5 USD/bbl. Se ajustó el flete para los siguientes años de acuerdo a la evolución del precio del Medanita local, dada la gran incidencia del costo del combustible local en el costo del flete. Los 6,5 USD/bbl

corresponden a 50 USD/ton, que es aproximadamente la mitad de lo que sale un flete similar de LPG.

8.5. Previsión del precio del propano

La evaluación económica determina que no es conveniente instalar una planta de recuperación de LPG, por lo que no se prevé comercializar propano. A continuación se detalla cómo se calculó el precio para evaluar la opción con recuperación de LPG.

- A partir de datos históricos de precios desde 1992, se estableció una correlación lineal entre el precio del propano en Mont Belvieu y el Brent. Se obtuvo un mejor ajuste al remover los datos entre abril de 2012 y enero de 2015, ya que los precios del LPG en Mont Belvieu fueron particularmente bajos.
- Se utilizó este ajuste y la proyección del precio del crudo Brent de EIA (ver sección anterior) para proyectar el precio del propano en Mont Belvieu.
- A este precio se le sumaron 60 USD/ton, diferencial actual entre la paridad de exportación y el valor de Mont Belvieu. Dado que este diferencial se debe a fletes, se asumió que evolucionará proporcionalmente al precio del crudo internacional.
- A la paridad de exportación se le restaron 100 USD/ton, valor actual de un flete por camión desde Neuquén a Bahía Blanca o Buenos Aires. El valor de este flete se corrigió para los siguientes años según la evolución del precio del Medanita local.

8.6. Previsión del precio del butano

La evaluación económica determina que no es conveniente instalar una planta de recuperación de LPG, por lo que no se prevé comercializar butano. A continuación se detalla cómo se calculó el precio para evaluar la opción con recuperación de LPG.

- A partir de datos históricos de precios desde 1992, se estableció una correlación lineal entre el precio del butano en Mont Belvieu y el Brent. Se obtuvo un mejor ajuste al remover los datos entre abril de 2012 y enero de 2015, ya que los precios del LPG en Mont Belvieu fueron particularmente bajos.
- Se utilizó este ajuste y la proyección del precio del crudo Brent de EIA (ver sección anterior) para proyectar el precio del butano en Mont Belvieu.
- A este precio se le sumaron 60 USD/ton, diferencial actual entre la paridad de exportación y el valor de Mont Belvieu. Dado que este diferencial se debe a fletes, se asumió que evolucionará proporcionalmente al precio del crudo internacional.
- Por otra parte se calculó el precio del butano destinado al plan HoGar, de 80,1 USD/ton en 2016. Se asumió que la diferencia entre el precio para HoGar y la paridad de exportación se reducirá linealmente hasta anularse en los próximos cinco años.
- Se calculó el precio promedio al productor como ponderación entre la paridad de exportación y el precio para el Plan HoGar. En 2015, el 64 % del butano producido se destinó al Plan, y se asumió que la proporción se mantendría igual en los próximos cinco años, antes de que ambos precios se igualen.
- Al precio promedio al productor se le restaron 100 USD/ton, valor actual de un flete por camión desde Neuquén a Bahía Blanca o Buenos Aires. El valor de este flete se corrigió para los siguientes años según la evolución del precio del Medanita local.

8.7. Tablas Resumen de Precios de Venta

Año	Precios de Venta de Gas Natural (USD /MBTU)					Tipo de Cambio (\$ / USD)	PPI - IC
	Distribuidoras	GNC	G. Eléctrica	Industrias	Spot		
2016	2,71	5,42	5,20	5,00	-	15,0	180,9
2017	2,50	4,54	5,36	5,15	-	17,9	186,4
2018	2,32	3,83	5,40	5,19	-	21,2	187,8
2019	2,30	5,44	5,44	5,23	3,92	23,5	189,1
2020	2,44	5,47	5,47	5,26	3,96	24,4	190,4
2021	2,56	5,51	5,51	5,29	4,00	25,5	191,6
2022	2,72	5,54	5,54	5,33	4,01	26,5	192,7
2023	2,90	5,57	5,57	5,36	4,06	27,3	193,7
2024	3,11	5,60	5,60	5,38	4,11	28,0	194,8
2025	3,34	5,63	5,63	5,41	4,13	28,7	195,7
2026	3,61	5,65	5,65	5,44	4,19	29,2	196,7
2027	3,89	5,68	5,68	5,46	4,24	29,8	197,6
2028	4,21	5,70	5,70	5,48	4,26	30,3	198,4
2029	4,57	5,73	5,73	5,51	4,30	30,7	199,2
2030	4,96	5,75	5,75	5,53	4,38	31,1	200,0
2031	5,38	5,77	5,77	5,55	4,48	31,5	200,8
2032	5,79	5,79	5,79	5,57	4,63	31,9	201,5
2033	5,81	5,81	5,81	5,59	4,65	32,3	202,3
2034	5,83	5,83	5,83	5,61	4,67	32,6	202,9
2035	5,85	5,85	5,85	5,63	4,68	32,9	203,6
2036	5,87	5,87	5,87	5,65	4,70	33,2	204,3
2037	5,89	5,89	5,89	5,66	4,71	33,5	204,9
2038	5,91	5,91	5,91	5,68	4,73	33,8	205,5
2039	5,92	5,92	5,92	5,70	4,74	34,0	206,1
2040	5,94	5,94	5,94	5,71	4,75	34,3	206,7
2041	5,96	5,96	5,96	5,73	4,77	34,5	207,3

Tabla 9: Resumen de Precios de Venta de Gas Natural, Dólar y PPI

	Precios del Crudo				Precios del Butano				Precios del Propano		
	Brent (USD / bbl)	Medanito Internacional (USD / bbl)	Medanito Local (USD / bbl)	Condensado en Yac. (USD / m3)	En MB (USD/ton)	Paridad de exportación (USD/ton)	Promedio al productor (USD/ton)	En Yacimiento (USD/ton)	En MB (USD/ton)	Paridad de exportación (USD/ton)	En Yacimiento (USD/ton)
2016	42	40	63	375	265	325	167	67	234	294	194
2017	48	46	65	385	312	381	255	152	275	345	242
2018	57	55	69	409	376	458	363	255	333	415	306
2019	70	68	77	457	471	572	508	387	418	518	397
2020	77	74	78	466	517	627	596	472	459	569	445
2021	81	78	78	466	550	667	667	543	489	606	482
2022	85	81	81	486	576	697	697	568	511	633	504
2023	87	84	84	500	593	719	719	586	527	653	520
2024	89	86	86	511	608	736	736	600	540	669	533
2025	92	88	88	525	626	757	757	617	556	688	548
2026	95	91	91	543	648	784	784	639	576	712	567
2027	97	94	94	557	666	806	806	657	592	732	584
2028	99	96	96	570	681	824	824	673	606	749	597
2029	102	98	98	586	702	850	850	693	625	772	616
2030	104	100	100	597	715	865	865	706	636	786	627
2031	107	103	103	615	738	893	893	729	657	811	648
2032	110	106	106	634	762	921	921	752	678	837	668
2033	114	110	110	653	786	950	950	776	700	864	690
2034	117	113	113	673	812	981	981	801	723	892	712
2035	120	115	115	686	828	1000	1000	817	737	909	727
2036	123	119	119	707	854	1032	1032	843	761	938	750
2037	126	121	121	720	870	1051	1051	859	775	956	764
2038	129	124	124	741	897	1083	1083	886	799	985	788
2039	132	127	127	758	918	1108	1108	906	817	1008	806
2040	136	131	131	781	948	1144	1144	936	844	1040	832
2041	139	134	134	799	969	1170	1170	957	864	1064	851

Tabla 10: Resumen de Precios de Venta de Líquidos

9. Aspectos comerciales y contractuales

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

Las distintas alternativas se resumen en la siguiente tabla:

Gasoducto	Plazo Original (Años)	Plazo Adenda (Años)	Restricción
Distribuidora	3	2	Mínimo de 20% o 0,7 M Sm ³ /día
GNC	1		Sin Restricción
Generación en BDP	10	3 (Mín)	1,5 Mm ³ /d (Máx)
Generación PIST	3	1 (Mín)	Sin Restricción
GU	3	1 (Mín)	1 (Mín)

Tabla 11: Alternativas de contratos de Gas Natural

Existe una amplia variedad de combinaciones de contratos que permiten comercializar el gas, pero se intentó maximizar el impacto que los mismos tienen sobre el VAN del proyecto de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- **Distribuidoras:** Existe una obligación de abastecimiento a las mismas, por lo que es necesario entregar de acuerdo a las condiciones establecidas. En este caso, debido al esquema de producción, nunca se supera el 20% de la inyección total, por lo que es necesario ajustarse a la restricción de 700 km³/día ajustados por el crecimiento poblacional de los usuarios residenciales.
- **CBP:** Existe un interés en contractualizar con la central en boca de pozo la mayor cantidad de gas posible debido a que en los primeros años dicho contrato tendría la tarifa más alta, el mayor periodo de contrato (10 años) y de esta forma generar un ahorro importante en el consumo de gas de la planta compresora que se utiliza para llevar el gas desde el yacimiento hasta el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Como existe una restricción para la entrega a Distribuidoras, es necesario abastecer a las distribuidoras en PIST con las condiciones previamente mencionadas y recién allí contractualizar con la CBP.
- **GNC:** Si bien en un principio el GNC parece poco atractivo, por la forma en la que se define el precio en la actualidad (Regulado en AR\$), existe una ventaja de precio a favor por sobre el resto de los segmentos restantes y converge rápidamente al mismo valor establecido para centrales térmicas. Además, como se contractualiza por año y sin restricción de capacidad, permite optimizar el volumen producido reduciendo notablemente la venta de Spot.
- **Spot:** la estrategia para la confección del análisis es la de vender el volumen excedente como volumen spot y sin tener pozos de reserva. Esta decisión, si bien parece un poco estricta, resulta muy útil para el análisis del proyecto como caso extremo en el cual aun si todos los clientes al mismo tiempo exigen que se entregue la totalidad del volumen comprometido, se pueda cumplir adecuadamente con las obligaciones.

El esquema de contratos se puede observar a continuación:

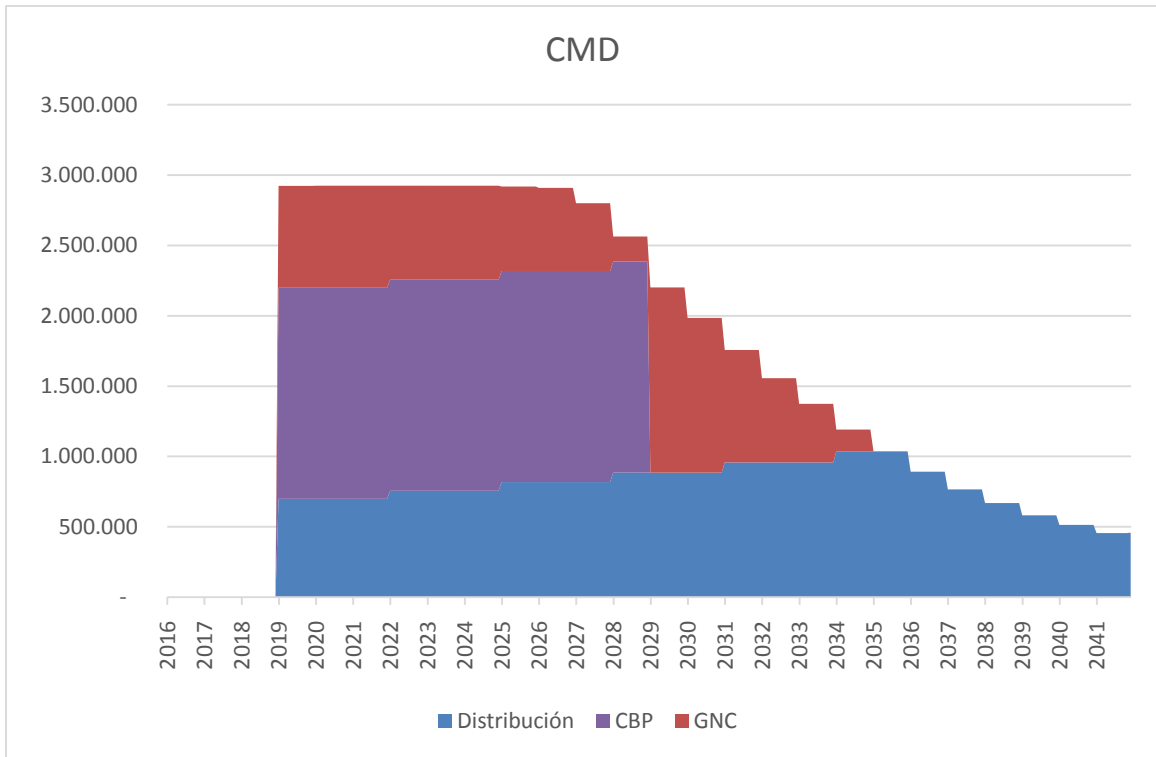


Figura 23: Esquema de contratos

Y la estimación mensual de consumo de cada uno se puede observar en el siguiente esquema:

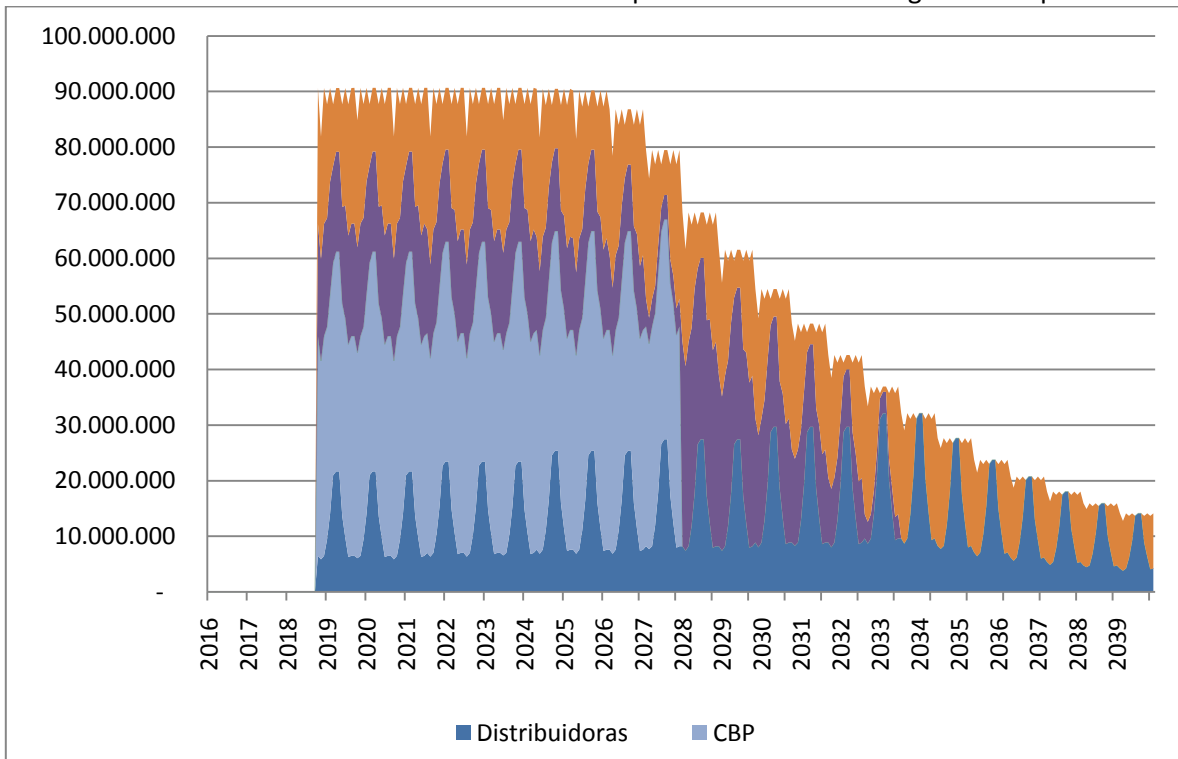


Figura 24: Consumo mensual por segmento

10. Evaluación financiera del Proyecto

10.1. Flujo de fondos: ingresos

Concepto	Unidad	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	2041
<u>Caja al Inicio del Periodo sin financiamiento</u>		250.00	229.86	69.38	(176.37)	(59.68)	61.69	151.90	232.90	301.04	398.20	482.36	573.18	662.99	745.66	818.52	884.32	942.22	993.50	1,037.72	1,078.76	1,117.47	1,150.03	1,177.04	1,200.10	1,219.70	1,237.23
<u>Caja al Inicio del Periodo</u>		250.00	229.86	300.21	24.53	85.20	152.82	191.53	223.31	244.48	296.94	338.66	389.30	441.19	488.22	561.07	626.88	684.77	736.06	780.27	821.31	860.02	892.58	919.60	942.65	962.25	979.78
<u>Producción a Venta</u>																											
Gas Natural																											
Distribudora	Mm3/año	-	-	-	143	143	143	155	155	155	167	167	167	181	181	181	196	196	196	212	212	183	157	137	119	105	93
CBP	Mm3/año	-	-	-	465	467	465	465	465	467	465	465	467	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEN	Mm3/año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria	Mm3/año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNC	Mm3/año	-	-	-	229	230	229	211	211	212	190	187	152	56	416	348	253	190	132	49	0	-	-	-	-	-	-
SPOT	Mm3/año	-	-	-	230	231	230	236	236	237	243	242	237	234	206	196	193	184	174	174	167	144	123	108	94	83	73
Líquidos																											
Propano	Tn/año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Butano	Tn/año	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina	m3/año	-	-	-	4,590	4,603	4,590	4,590	4,590	4,603	4,590	4,590	4,437	4,066	3,504	3,152	2,785	2,470	2,173	1,882	1,637	1,411	1,209	1,056	918	813	719
Condensado	m3/año	-	-	-	47,609	47,739	47,609	47,609	47,609	47,739	47,609	47,609	46,022	42,170	36,341	32,691	28,883	25,620	22,535	19,520	16,980	14,640	12,537	10,950	9,522	8,434	7,459
<u>Precios</u>																											
Gas Natural																											
Distribudora	US\$/MBTU	2.71	2.50	2.32	2.30	2.44	2.56	2.72	2.90	3.11	3.34	3.61	3.89	4.21	4.57	4.96	5.38	5.79	5.81	5.83	5.85	5.87	5.89	5.91	5.92	5.94	5.96
CBP	US\$/MBTU	5.20	5.36	5.40	5.44	5.47	5.51	5.54	5.57	5.60	5.63	5.65	5.68	5.70	5.73	5.75	5.77	5.79	5.81	5.83	5.85	5.87	5.89	5.91	5.92	5.94	5.96
CEN	US\$/MBTU	5.20	5.36	5.40	5.44	5.47	5.51	5.54	5.57	5.60	5.63	5.65	5.68	5.70	5.73	5.75	5.77	5.79	5.81	5.83	5.85	5.87	5.89	5.91	5.92	5.94	5.96
Industria	US\$/MBTU	5.00	5.15	5.19	5.23	5.26	5.29	5.33	5.36	5.38	5.41	5.44	5.46	5.48	5.51	5.53	5.55	5.57	5.59	5.61	5.63	5.65	5.66	5.68	5.70	5.71	5.73
GNC	US\$/MBTU	5.42	4.54	3.83	5.44	5.47	5.51	5.54	5.57	5.60	5.63	5.65	5.68	5.70	5.73	5.75	5.77	5.79	5.81	5.83	5.85	5.87	5.89	5.91	5.92	5.94	5.96
SPOT	US\$/MBTU	-	-	-	3.92	3.96	4.00	4.01	4.06	4.11	4.13	4.19	4.24	4.26	4.30	4.38	4.48	4.63	4.65	4.67	4.68	4.70	4.71	4.73	4.74	4.75	4.77
Líquidos																											
Propano	USD/Ton	193.96	242.05	306.17	396.82	445.18	481.66	503.90	519.52	532.52	548.06	567.44	583.67	597.34	615.77	627.04	647.60	668.41	689.74	712.27	726.64	749.85	763.98	787.54	805.82	832.12	851.22
Butano	USD/Ton	67.48	152.03	254.53	386.74	471.58	543.13	568.03	585.52	600.08	617.49	639.19	657.37	672.67	693.31	705.93	728.95	752.26	776.15	801.38	817.47	843.46	859.29	885.67	906.14	935.59	956.98
Gasolina	USD/m3	375.35	384.88	408.84	456.71	466.47	465.53	485.57	499.64	511.35	525.36	542.82	557.45	569.76	586.37	596.52	615.05	633.80	653.02	673.32	686.27	707.19	719.92	741.15	757.62	781.32	798.52
Condensado	USD/m3	375.35	384.88	408.84	456.71	466.47	465.53	485.57	499.64	511.35	525.36	542.82	557.45	569.76	586.37	596.52	615.05	633.80	653.02	673.32	686.27	707.19	719.92	741.15	757.62	781.32	798.52
<u>Ingresos</u>																											
Gas Natural																											
Distribudora	MUS\$	-	-	-	12.14	12.89	13.54	15.54	16.58	17.79	20.66	22.28	24.07	28.21	30.53	33.13	38.93	41.95	42.04	45.64	45.79	39.60	34.08	29.86	26.04	23.11	20.52
CBP	MUS\$	-	-	-	93.37	94.24	94.57	95.12	95.64	96.41	96.63	97.08	97.52	98.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEN	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industria	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GNC	MUS\$	-	-	-	45.95	46.46	46.62	43.19	43.42	43.77	39.42	38.97	31.93	11.88	87.98	73.79	53.84	40.60	28.26	10.57	0.05	-	-	-	-	-	-
SPOT	MUS\$	-	-	-	33.25	33.74	33.96	34.97	35.38	35.95	37.02	37.47	37.09	36.75	32.76	31.68	31.90	31.44	29.91	29.99	28.79	24.97	21.42	18.77	16.37	14.57	12.90
Subtotal Gas		-	-	-	184.71	187.34	188.68	188.82	191.03	193.92	193.73	195.80	190.61	175.06	151.27	138.60	124.67	114.00	100.21	86.19	74.63	64.57	55.50	48.63	42.42	37.67	33.42
Líquidos																											
Propano	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Butano	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina	MUS\$	-	-	-	2.10	2.15	2.14	2.23	2.29	2.35	2.41	2.49	2.47	2.32	2.05	1.88	1.71	1.57	1.42	1.27	1.12	1.00	0.87	0.78	0.70	0.64	0.57
Condensado	MUS\$	-	-	-	21.74	22.27	22.16	23.12	23.79	24.41	25.01	25.84	25.65	24.03	21.31	19.50	17.76	16.24	14.72	13.14	11.65	10.35	9.03	8.12	7.21	6.59	5.96
Subtotal Líquidos		-	-	-	23.84	24.42	24.30	25.35	26.08	26.76	27.42	28.33	28.13	26.34	23.36	21.38	19.48	17.80	16.13	14.41	12.78	11.35	9.90	8.90	7.91	7.22	6.53
INGRESOS TOTALES (S/IVA)	MUS\$	-	-	-	208.55	211.75	212.98	214.16	217.11	220.69	221.15	224.14	218.73	201.40	174.63	159.98	144.15	131.80	116.34	100.60	87.40	75.92	65.39	57.53	50.33	44.90	39.95
IVA CRÉDITO	MUS\$	-	-	-	43.80	44.47	44.73	44.97	45.59	46.34	46.44	47.07	45.93	42.29	36.67	33.60	30.27	27.68	24.43	21.13	18.36	15.94	13.73	12.08	10.57	9.43	8.39
INGRESOS TOTALES (C/IVA)	MUS\$	-	-	-	252.34	256.22	257.71	259.14	262.70	267.03	267.60	271.21	264.67	243.70	211.30	193.57	174.42	159.48	140.78	121.73	105.76	91.86	79.12	69.61	60.89	54.33	48.34

10.2. Flujo de fondos: costos e inversiones

Concepto	Unidad	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	2041
<u>Costo de Adquisición e instalación en yacimiento</u>																											
Perforación	MUS\$	-	-	(36.00)	(18.00)	(9.00)	(9.00)	(18.00)	(27.00)	-	(4.50)	(9.00)	(13.50)	(13.50)	(9.00)	(9.00)	(9.00)	(9.00)	(9.00)	(4.50)	-	-	-	-	-	-	-
Workover	MUS\$	-	(1.40)	(1.40)	(2.10)	(2.10)	(2.80)	(2.80)	(3.50)	(4.20)	(4.20)	(4.20)	(4.90)	(4.90)	(5.60)	(5.60)	(5.60)	(6.30)	(6.30)	(6.30)	(7.00)	(7.00)	(7.00)	(7.00)	(7.00)	(7.00)	(7.00)
Facilidades Yacimiento																											
Cañería	MUS\$	-	-	(15.86)	(1.31)	(1.14)	(0.98)	(1.52)	(2.64)	-	(3.00)	(1.03)	(1.50)	(0.57)	(0.76)	(0.81)	(0.94)	(0.82)	(0.42)	(0.39)	-	-	-	-	-	-	-
Separador de Control	MUS\$	-	-	(2.40)	-	-	-	-	-	-	(0.60)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Separador General	MUS\$	-	-	(8.00)	-	-	-	-	-	-	(1.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manifold	MUS\$	-	-	(1.80)	-	-	-	-	-	-	(0.45)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almacenaje																											
Almacenamiento Condensado	MUS\$	-	(1.58)	(1.58)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Almacenamiento GLP	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cargadero de camiones	MUS\$	-	(2.25)	(2.25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Planta Compresora	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	(3.38)	(7.88)	(11.25)	(6.75)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Planta Procesamiento Capacidad																											
Planta Acondicionamiento PR	MUS\$	-	(16.00)	(16.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Planta Endulzamiento	MUS\$	-	(20.00)	(20.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Planta Recuperación GLP	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contingencias (10%)	MUS\$	-	(4.12)	(10.53)	(2.14)	(1.22)	(1.28)	(2.23)	(3.65)	(1.21)	(2.50)	(2.10)	(1.99)	(1.90)	(1.54)	(1.54)	(1.55)	(1.61)	(1.57)	(1.12)	(0.70)	(0.70)	(0.70)	(0.70)	(0.70)	(0.70)	(0.70)
Subtotal Costo de Adquisición e Inst. En yacimiento	MUS\$	-	(45.35)	(115.81)	(23.55)	(13.46)	(14.06)	(24.56)	(40.17)	(13.28)	(27.50)	(23.08)	(21.89)	(20.86)	(16.89)	(16.95)	(17.09)	(17.74)	(17.29)	(12.31)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)
<u>Costos Operativos</u>																											
Pozos Esteriles		1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5
Abandono de Pozos	MUS\$	(0.13)	-	-	-	(0.13)	-	-	-	(0.13)	-	-	-	-	(0.13)	-	-	-	-	(0.13)	-	-	-	-	-	-	(5.75)
Captación	MUS\$	-	-	-	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.06)	(1.03)	(0.94)	(0.81)	(0.73)	(0.65)	(0.57)	(0.50)	(0.44)	(0.38)	(0.33)	(0.28)	(0.24)	(0.21)	(0.19)	(0.17)
Compresión Yacimiento	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.22)	(0.51)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)	(0.94)
Acondicionamiento	MUS\$	-	-	-	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(8.26)	(7.98)	(7.29)	(6.30)	(5.67)	(5.01)	(4.43)	(3.91)	(3.39)	(2.94)	(2.53)	(2.17)	(1.90)	(1.65)	(1.46)	(1.29)
Tratamiento	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contingencias (10%)	MUS\$	(0.01)	-	-	(0.93)	(0.94)	(0.93)	(0.93)	(0.93)	(0.94)	(0.95)	(0.98)	(1.00)	(0.92)	(0.82)	(0.73)	(0.66)	(0.59)	(0.54)	(0.49)	(0.43)	(0.38)	(0.34)	(0.31)	(0.28)	(0.26)	(0.82)
Subtotal Costos Operativos	MUS\$	(0.14)	-	-	(10.25)	(10.39)	(10.25)	(10.25)	(10.25)	(10.39)	(10.49)	(10.81)	(10.95)	(10.09)	(9.00)	(8.08)	(7.26)	(6.54)	(5.89)	(5.38)	(4.69)	(4.18)	(3.74)	(3.40)	(3.09)	(2.85)	(8.97)
<u>Inversiones en Gasoductos de Transporte</u>																											
<u>Transporte</u>																											
Costo de Cañería	MUS\$	-	(72,00)	(72,00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Planta compresora	MUS\$	-	(1,50)	(1,50)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de Equipo de compresión	MUS\$	-	(5,00)	(5,00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo de estaciones de medición y Regulación	MUS\$	-	(0,85)	(0,85)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contingencias (10%)	MUS\$	-	(7,94)	(7,94)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Inv. En gasoducto de Transporte	MUS\$	-	(87,29)	(87,29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Costos Operativos de Transporte</u>																											
Planta compresora	MUS\$	-	-	-	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)	(0.53)
Mantenimiento de gasoducto	MUS\$	-	-	-	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)	(5.00)
Contingencias (10%)	MUS\$	-	-	-	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)	(0.55)
Subtotal Costos Operaivos de Transporte	MUS\$	-	-	-	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)	(6.08)
EROGACIONES INVERSION (S/IVA)	MUS\$	-	(132.63)	(203.09)	(23.55)	(13.46)	(14.06)	(24.56)	(40.17)	(13.28)	(27.50)	(23.08)	(21.89)	(20.86)	(16.89)	(16.95)	(17.09)	(17.74)	(17.29)	(12.31)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)	(7.70)
EROGACIONES COSTOS OPERATIVOS (S/IVA)	MUS\$	(0.14)	-	-	(16.33)	(16.47)	(16.33)	(16.33)	(16.33)	(16.47)	(16.57)	(16.89)	(17.03)	(16.17)	(15.08)	(14.15)	(13.33)	(12.62)	(11.97)	(11.46)	(10.77)	(10.26)	(9.81)	(9.47)	(9.16)	(8.93)	(15.05)
IVA DÉBITO	MUS\$	-	(27.85)	(42.65)	(4.95)	(2.83)	(2.95)	(5.16)	(8.44)	(2.79)	(5.78)	(4.85)	(4.60)	(4.38)	(3.55)	(3.56)	(3.59)	(3.72)	(3.63)	(2.58)	(1.62)	(1.62)	(1.62)	(1.62)	(1.62)	(1.62)	(1.62)
EROGACIONES TOTALES (C/IVA)	MUS\$	(0.14)	(160.49)	(245.74)	(44.82)	(32.76)	(33.34)	(46.04)	(64.94)	(32.54)	(49.85)	(44.82)	(43.51)	(41.42)	(35.52)	(34.66)	(34.02)	(34.08)	(32.89)	(26.35)	(20.09)	(19.58)	(19.13)	(18.79)	(18.48)	(18.24)	(24.36)

10.3. Flujo de fondos: Impuestos

Concepto	Unidad	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	2041
Bonos a la provincia	MUS\$	(20.00)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos																											
IVA Débito	MUS\$	-	-	-	43.80	44.47	44.73	44.97	45.59	46.34	46.44	47.07	45.93	42.29	36.67	33.60	30.27	27.68	24.43	21.13	18.36	15.94	13.73	12.08	10.57	9.43	8.39
IVA Créditos	MUS\$	-	27.85	42.65	4.95	2.83	2.95	5.16	8.44	2.79	5.78	4.85	4.60	4.38	3.55	3.56	3.59	3.72	3.63	2.58	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62
IVA SALDO A FAVOR	MUS\$	-	27.85	70.50	31.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA A PAGAR	MUS\$	-	-	-	-	(9.99)	(41.77)	(39.82)	(37.16)	(43.55)	(40.67)	(42.22)	(41.34)	(37.91)	(33.13)	(30.04)	(26.68)	(23.95)	(20.80)	(18.54)	(16.74)	(14.33)	(12.12)	(10.46)	(8.95)	(7.81)	(6.77)
Impuesto a las Ganancias EERR	MUS\$	(0.05)	-	-	58.40	59.13	59.23	58.93	58.67	59.41	58.49	58.45	55.99	50.39	42.57	38.15	33.40	29.68	24.79	20.18	16.66	13.62	10.72	8.38	6.05	3.78	(1.79)
IG SALDO A FAVOR	MUS\$	(0.05)	(0.05)	(0.05)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.79)
IG A PAGAR	MUS\$	-	-	-	(58.35)	(59.13)	(59.23)	(58.93)	(58.67)	(59.41)	(58.49)	(58.45)	(55.99)	(50.39)	(42.57)	(38.15)	(33.40)	(29.68)	(24.79)	(20.18)	(16.66)	(13.62)	(10.72)	(8.38)	(6.05)	(3.78)	-
REGALIAS	12,0%	-	-	-	(25.18)	(25.56)	(25.71)	(25.85)	(26.20)	(26.63)	(26.69)	(27.05)	(26.38)	(24.25)	(21.12)	(19.32)	(17.38)	(15.87)	(14.00)	(12.10)	(10.50)	(9.12)	(7.85)	(6.91)	(6.04)	(5.39)	(4.80)
IIBB	3,5%	-	-	-	(7.30)	(7.41)	(7.45)	(7.50)	(7.60)	(7.72)	(7.74)	(7.84)	(7.66)	(7.05)	(6.11)	(5.60)	(5.05)	(4.61)	(4.07)	(3.52)	(3.06)	(2.66)	(2.29)	(2.01)	(1.76)	(1.57)	(1.40)
Subtotal Impuestos y bonos	MUS\$	(20.00)	-	-	(90.83)	(102.09)	(134.17)	(132.09)	(129.63)	(137.32)	(133.59)	(135.57)	(131.36)	(119.61)	(102.93)	(93.10)	(82.51)	(74.12)	(63.66)	(54.34)	(46.96)	(39.73)	(32.98)	(27.76)	(22.81)	(18.56)	(12.97)

10.4. Flujo de fondos sin financiación

Concepto	Unidad	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	2041
Flujo de Fondos del Proyecto	MUS\$	(20.14)	(160.49)	(245.74)	116.69	121.37	90.20	81.01	68.13	97.17	84.16	90.82	89.80	82.68	72.85	65.81	57.89	51.28	44.22	41.04	38.71	32.56	27.01	23.05	19.60	17.53	11.01
Flujo de Fondos del Proyecto Acumulado	MUS\$	(20.14)	(180.62)	(426.37)	(309.68)	(188.31)	(98.10)	(17.10)	51.04	148.20	232.36	323.18	412.99	495.66	568.52	634.32	692.22	743.50	787.72	828.76	867.47	900.03	927.04	950.10	969.70	987.23	998.24

VAN @ 15 %	MUS\$	69,09
TIR	%	18,9
Periodo de Repago	Años	7,00

10.5. Actividad de financiación

Tasa de interés prevista: LIBOR (1,53 %) + RIESGO PAÍS (4,82 %) + 7 % = 13,4 %.

Concepto	Unidad	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	2041
<u>Actividad de Financiación</u>																											
Créditos	MUS\$		260.78																								
Cuota del capital	MUS\$		-	-	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)	(26.08)													
Intereses	MUS\$		(34.81)	(34.81)	(34.81)	(31.33)	(27.85)	(24.37)	(20.89)	(17.41)	(13.93)	(10.44)	(6.96)	(3.48)													
IVA sobre Intereses	MUS\$		(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)	(7.31)													
IG sobre Intereses			12.18	12.18	12.18	10.97	9.75	8.53	7.31	6.09	4.87	3.66	2.44	1.22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Crédito	MUS\$	-	230.84	(29.94)	(56.02)	(53.75)	(51.49)	(49.23)	(46.97)	(44.70)	(42.44)	(40.18)	(37.91)	(35.65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Concepto	Unidad	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	2041
FLUJO DE FONDOS apalancado	MUS\$	(20.14)	70.35	(275.68)	60.67	67.62	38.71	31.78	21.17	52.46	41.72	50.64	51.89	47.03	72.85	65.81	57.89	51.28	44.22	41.04	38.71	32.56	27.01	23.05	19.60	17.53	11.01
FLUJO DE FONDOS Apalancado Acumulado	MUS\$	(20.14)	50.21	(225.47)	(164.80)	(97.18)	(58.47)	(26.69)	(5.52)	46.94	88.66	139.30	191.19	238.22	311.07	376.88	434.77	486.06	530.27	571.31	610.02	642.58	669.60	692.65	712.25	729.78	740.79

VAN @ 15 %	MUS\$	63,65
TIR	%	22,0
Periodo de Repago	Años	8,00

10.6. Evolución de la caja

Concepto	Unidad	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	2041
CAJA SIN FINANCIAMIENTO	MUS\$	229.86	69.38	(176.37)	(59.68)	61.69	151.90	232.90	301.04	398.20	482.36	573.18	662.99	745.66	818.52	884.32	942.22	993.50	1,037.72	1,078.76	1,117.47	1,150.03	1,177.04	1,200.10	1,219.70	1,237.23	1,248.24
CAJA CON FINANCIAMIENTO	MUS\$	229.86	300.21	24.53	85.20	152.82	191.53	223.31	244.48	296.94	338.66	389.30	441.19	488.22	561.07	626.88	684.77	736.06	780.27	821.31	860.02	892.58	919.60	942.65	962.25	979.78	990.79

10.7. Cuadro de resultados

Cuadro de resultados		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	2041
Ingresos	MUS\$	-	-	-	208.5	211.8	213.0	214.2	217.1	220.7	221.2	224.1	218.7	201.4	174.6	160.0	144.2	131.8	116.3	100.6	87.4	75.9	65.4	57.5	50.3	44.9	39.9
Gastos Operativos	MUS\$	-0.1	-	-	-10.3	-10.4	-10.3	-10.3	-10.3	-10.4	-10.5	-10.8	-10.9	-10.1	-9.0	-8.1	-7.3	-6.5	-5.9	-5.4	-4.7	-4.2	-3.7	-3.4	-3.1	-2.8	-9.0
Gastos Comercialización	MUS\$	-	-	-	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1	-6.1
Gastos Administrativos	MUS\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Operativo	MUS\$	-0.1	-	-	192.2	195.3	196.7	197.8	200.8	204.2	204.6	207.2	201.7	185.2	159.6	145.8	130.8	119.2	104.4	89.1	76.6	65.7	55.6	48.1	41.2	36.0	24.9
Amortizaciones	MUS\$	-	-	-	-25.4	-26.3	-27.4	-29.5	-33.1	-34.5	-37.5	-40.2	-41.7	-41.3	-37.9	-36.8	-35.4	-34.4	-33.5	-31.5	-29.0	-26.7	-24.9	-24.1	-23.9	-25.2	-30.0
Resultado Neto antes de IG	MUS\$	-0.1	-	-	166.9	169.0	169.2	168.4	167.6	169.7	167.1	167.0	160.0	144.0	121.6	109.0	95.4	84.8	70.8	57.7	47.6	38.9	30.6	23.9	17.3	10.8	-5.1
IG	35%	-0.05	-	-	58.40	59.13	59.23	58.93	58.67	59.41	58.49	58.45	55.99	50.39	42.57	38.15	33.40	29.68	24.79	20.18	16.66	13.62	10.72	8.38	6.05	3.78	-1.79
Resultado Neto	MUS\$	-0.1	-	-	108.5	109.8	110.0	109.4	109.0	110.3	108.6	108.6	104.0	93.6	79.1	70.9	62.0	55.1	46.0	37.5	30.9	25.3	19.9	15.6	11.2	7.0	-3.3

10.8. Cuadro de Marcha del Crédito

Año	Saldo	Cuota de Capital	Intereses	IVA	Cuota Total
2016					
2017	\$ 260,78	\$ -	\$ 34,81	\$ 7,31	\$ 42,12
2018	\$ 260,78	\$ -	\$ 34,81	\$ 7,31	\$ 42,12
2019	\$ 260,78	\$ 26,08	\$ 34,81	\$ 7,31	\$ 68,20
2020	\$ 234,70	\$ 26,08	\$ 31,33	\$ 6,58	\$ 63,99
2021	\$ 208,62	\$ 26,08	\$ 27,85	\$ 5,85	\$ 59,78
2022	\$ 182,54	\$ 26,08	\$ 24,37	\$ 5,12	\$ 55,56
2023	\$ 156,47	\$ 26,08	\$ 20,89	\$ 4,39	\$ 51,35
2024	\$ 130,39	\$ 26,08	\$ 17,41	\$ 3,66	\$ 47,14
2025	\$ 104,31	\$ 26,08	\$ 13,93	\$ 2,92	\$ 42,93
2026	\$ 78,23	\$ 26,08	\$ 10,44	\$ 2,19	\$ 38,71
2027	\$ 52,16	\$ 26,08	\$ 6,96	\$ 1,46	\$ 34,50
2028	\$ 26,08	\$ 26,08	\$ 3,48	\$ 0,73	\$ 30,29

10.9. Cálculo del WACC

- Se adoptó una tasa de interés libre de riesgo del 1,82 %, de acuerdo a la tasa de un bono de EE.UU a 10 años, valor promedio 2016 (<http://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield-historical-data>)
- Se adoptó una tasa de riesgo país de 4,82 %, según su promedio 2016 (<http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/>)
- Se adoptó un valor de Beta para el cálculo de la tasa sobre capital propio de 1,63
- (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html)
- Se consideró la tasa de interés sobre el crédito de 13,4 % mencionada anteriormente
- Con estos parámetros se estimó una tasa sobre el capital propio del 14,5 % y un WACC del 11,5 %.

10.10. Análisis Económico Financiero

Si bien el proyecto arroja un Valor Actual Neto positivo, es decir que genera valor para el accionista, el mismo es inviable sin financiamiento externo. El perfil de las inversiones a realizar, cercanas a los 426 Millones de USD en los primeros 3 años, principalmente por la compra de plantas de tratamiento y el gasoducto, genera un descalce financiero que no alcanza ser cubierto con el aporte inicial de 250 MUSD.

Para cubrir estas inversiones y solventar los gastos operativos, la compañía recurre a financiación externa con un perfil de vencimiento a largo plazo. El monto solicitado es de 260.9 MUSD, a una tasa del 13.4%, incluso inferior la tasa de corte utilizada para la evaluación del proyecto (15%).

La estructura de financiamiento adoptada por la compañía, 51.1% mediante financiación externa vs un 48.9% de aporte inicial de accionistas, da como resultado una disminución del costo de financiamiento promedio (WACC) a un número cercano al 11.5%. El descenso del WACC, se debe principalmente al escudo fiscal, es decir la deducción de los intereses en el impuesto de las ganancias abonados por el proyecto.

El plazo de repago (Payback) del proyecto es de 8 años, aceptable teniendo en cuenta el periodo de repago de proyectos similares cercanos a los 10 años. La TIR del proyecto se ve beneficiada por la tasa de interés a la cual se consigue el financiamiento, pasando de 18,9 % a 22,0 %. En ambos casos, la tasa interna de retorno, supera la tasa de corte establecida (15%), lo cual indica que el proyecto es rentable. Es importante destacar, que debido al alto riesgo de las inversiones a realizar y la naturaleza del negocio, se ha decidido determinar una caja mínima de 25 MUSD. A partir del 2019, año en que comienza la comercialización de los productos, comienza un periodo de recuperación de los fondos hasta los 991 MUSD.

El margen bruto sobre ventas ronda el 92%, mientras que el resultado neto luego de impuestos es del 52% anual. El resultado neto se ve beneficiado principalmente por la amortización de las inversiones: el sistema de amortización utilizado para reflejar la depreciación de las inversiones es sobre unidad producida.

11. Análisis de sensibilidad

Se evaluó la sensibilidad del proyecto modificando los siguientes parámetros en un 5 %:

- Monto total de inversiones
- Costos operativos
- Precios de Gas Natural en todos los segmentos
- Precios de Líquidos (Propano, Butano y Condensado)
- Costo de financiación (tasa de interés)

Se resumen los resultados obtenidos en el siguiente gráfico:

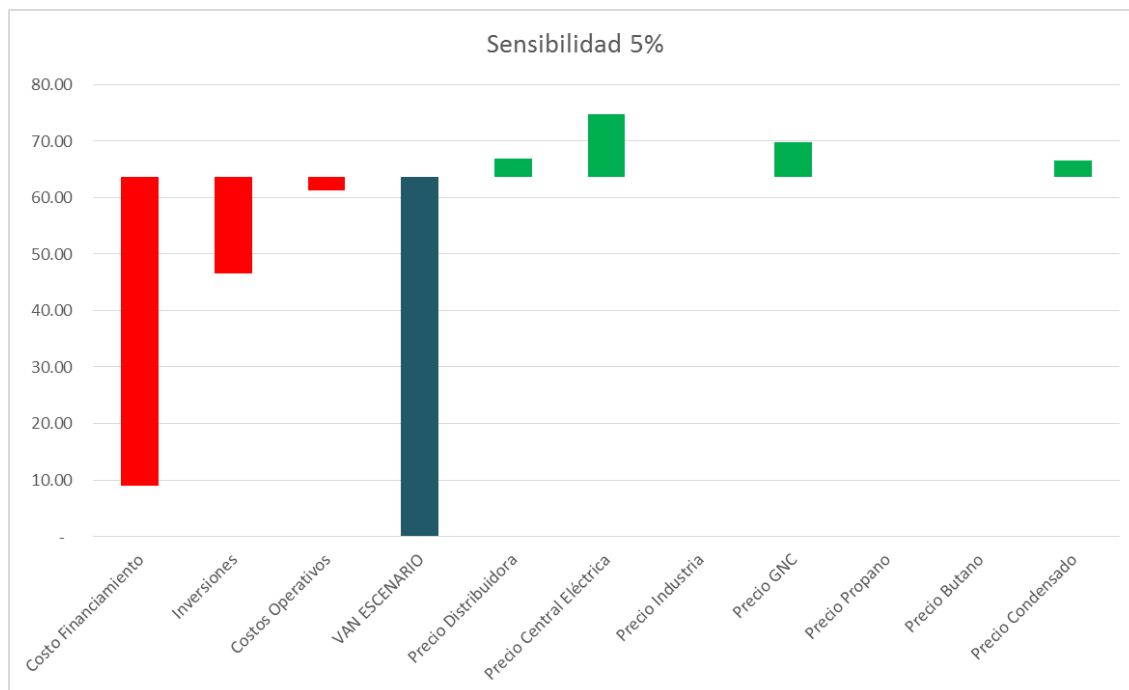


Figura 25: Análisis de sensibilidad

Se puede observar que el VAN base del proyecto con financiamiento (63,65 MUSD) es particularmente sensible a un aumento del 5 % en la tasa de interés del crédito, y en segundo lugar a un aumento del 5 % en el monto de las inversiones.

Entre los aumentos de precios, incide mayormente el de venta a Centrales Eléctricas, seguido por el precio a GNC y a distribuidoras. El precio del condensado tiene un efecto menor. Esto se relaciona directamente con el esquema de comercialización previsto en este proyecto, orientado hacia estos segmentos.

En el mismo sentido, no tienen incidencia el precio de venta de Gas Natural a Industrias (no se le vende a este segmento), ni los precios de propano y butano, que no se comercializan como tales.

También se evaluó la posibilidad de incorporar al proyecto una planta de recuperación de GLP en lugar de una unidad de ajuste de punto de rocío. Se observó una reducción del VAN de 63,7 MUSD a 42,2 MUSD, por lo que se descartó esta opción. El principal efecto de una planta de GLP es un aumento considerable en el monto de inversiones (de 710 a 765 MUSD), que requiere un mayor endeudamiento. Dicho esfuerzo no se recupera en ventas ya que el gas que se extrae tiene bajo contenido de condensables (aproximadamente 2 %).

12. Resumen de resultados

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y Condensado in situ	M Sm ³	20.308
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M Sm ³	3.867
1c	Factor de Recuperación	%	81.0%
1d	Presión de abandono	kg/cm2	47.1
1e	Cantidad de pozos		51
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	6,500
1g	Producción de gas máxima	M Sm ³ /d	3.00
	Producción de gas promedio	M Sm ³ /d	1.73
1h	Producción de condensado máxima	k m ³ /d	45.00
	Producción de condensado promedio	k m ³ /d	25.03
DEMANDA Año 3 y Año de máxima			
2a	Consumo máximo distribuidoras - Año 3	M Sm ³ /d	0.700
	Consumo máximo distribuidoras - Año de máxima	M Sm ³ /d	1.037
2b	Consumo máximo GNC - Año 3	M Sm ³ /d	0.652
	Consumo máximo GNC - Año de máxima	M Sm ³ /d	1.184
2c	Consumo máximo termoeléctrica - Año 3	M Sm ³ /d	1.275
	Consumo máximo termoeléctrica - Año de máxima	M Sm ³ /d	1.275
2d	Consumo máximo industria - Año 3	M Sm ³ /d	0.000
	Consumo máximo industria - Año de máxima	M Sm ³ /d	0.000
2e	Consumo máximo total - Año 3	M Sm ³ /d	2.924
	Consumo máximo total - Año de máxima	M Sm ³ /d	2.925
PROCESAMIENTO Año 3 y Año de máxima			
3a	Capacidad de procesamiento máxima - Año 3	M Sm ³ /d	3.000
	Capacidad de procesamiento máxima - Año de máxima	M Sm ³ /d	3.000
3b	Propano + Butano (GLP) - Año 3	ton/año	-
	Propano + Butano (GLP) - Año de máxima	ton/año	-
3c	Gasolina - Año 3	k m ³ /año	52.20
	Gasolina - Año de máxima	k m ³ /año	52.34
TRANSPORTE			
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléctrica	pulg	18
4b	Capacidad máxima de transporte	M Sm ³ /d	3.000
4c	Potencia instalada	HP	0
4d	Segundo tramo de Gasoducto hasta Gasoducto troncal	pulg	18
4e	Capacidad máxima de transporte	M Sm ³ /d	3.000
4f	Potencia instalada	HP	5,000

INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimiento - Perf y WO)	M US\$	330.20
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M US\$	156.84
5c	Inversión Gasoducto	M US\$	158.70
5d	Inversión otros	M US\$	0
5e	Inversiones (contingencia)	M US\$	64.57
5f	Inversión total	M US\$	710.31
PRECIOS GAS Año 1 y Año 25			
6a	Distribuidoras - Año 1	US\$/MBTU	2.50
	Distribuidoras - Año 25	US\$/MBTU	5.96
6b	GNC - Año 1	US\$/MBTU	4.54
	GNC - Año 25	US\$/MBTU	5.96
6c	Centrales eléctricas - Año 1	US\$/MBTU	5.36
	Centrales eléctricas - Año 25	US\$/MBTU	5.96
6d	Usuarios Industriales - Año 1	US\$/MBTU	5.15
	Usuarios Industriales - Año 25	US\$/MBTU	5.73
PRECIOS LÍQUIDOS Año 1 y Año 25			
7a	Propano exportación - netback - Año 1	US\$/tn	242.1
	Propano exportación - netback - Año 25	US\$/tn	851.2
	Butano exportación - netback - Año 1	US\$/tn	278.3
	Butano exportación - netback - Año 25	US\$/tn	957.0
7b	Propano local - netback - Año 1	US\$/tn	242.1
	Propano local - netback - Año 25	US\$/tn	851.2
	Butano local - netback - Año 1	US\$/tn	152.0
	Butano local - netback - Año 25	US\$/tn	957.0
7c	Gasolina y Condensado Local - Año 1	US\$/bbl	61.2
	Gasolina y Condensado Local - Año 25	US\$/bbl	127.0
RESULTADOS			
8a	VAN Proyecto @ 15%	M US\$	69.1
	VAN con Financiamiento @ 15%	M US\$	63.7
8b	Tasa (WACC)	%	11.5%
	TIR Proyecto	%	18.9%
8c	TIR con Financiamiento	%	22.0%
	Repago Proyecto	Años	7
8d	Repago con Financiamiento	Años	8
8e	Préstamo (capital) solicitado	M US\$	260.8
8f	Máxima exposición	M US\$	426.4