

TRABAJO INTEGRADOR

ITBA - ESCUELA DE POSGRADO

Especialización en Economía
del Petróleo y del Gas Natural

Propuesta Técnica

ALUMNOS:

Armendariz, Bárbara
Liang, Xue

TUTORES:

Carlos A. M. Casares
Hugo Carranza
José Luis Lanzini
Juan José Rodríguez

COLABORADORES:

José Reatti
Horacio Pizarro
Ruben Librandi

Diciembre 2015 / COHORTE 2014

CONTENIDO

1.	INTRODUCCION Y OBJETIVO GENERAL	4
2.	CONTEXTO GENERAL.....	4
2.1	FIGURA 1 – YACIMIENTO “LA ESPERANZA”	4
2.2	PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL	5
2.3	DEMANDA DE GAS NATURAL	8
2.4	COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL.....	10
2.5	INFRAESTRUCTURA Y TRANSPORTE	12
3.	MARCO REGULATORIO GENERAL DEL GAS NATURAL.....	15
3.1	LEY DE HIDROCARBUROS	16
3.2	TRANSPORTE	19
3.3	ESPECIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.....	21
3.4	COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	22
3.5	IMPUESTOS.....	24
4.	PLAN DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO.....	27
4.1	ESCENARIO DE PRECIOS	27
4.1.1	GAS NATURAL.....	27
4.1.2	GAS LICUADO DE PETRÓLEO:.....	30
4.1.3	CONDENSADO Y GASOLINA	34
4.2	FACTOR DE AJUSTE <i>PRODUCERS PRICE INDEX (PPI)</i>	35
4.3	TIPO DE CAMBIO.....	37
4.4	PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN	38
a.	Reservas.....	38
b.	Pozo Tipo.....	39
4.5	ESTRATEGIA DE PERFORACIÓN:	40
4.6	UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO:.....	42
4.7	FACILITES DE CAMPO:.....	45
A)	BATERÍAS:	45
B)	SEPARADORES PRIMARIOS Y DE CONTROL:	46
C)	TANQUES DE ALMACENAJE DE CONDENSADO:	47
D)	SISTEMA DE CAPTACIÓN.....	48
5	ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL	50
5.1	PRINCIPALES CONTAMINANTES DEL GAS Y SU TRATAMIENTO:	51
5.2	MECANISMOS ELEGIDOS PARA EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL “LA ESPERANZA”	55
5.3	ANÁLISIS MARGINAL DE INGRESO POR GLP :.....	56
5.4	UBICACIÓN DE LA PLANTA.....	60
6	SISTEMA DE TRANSPORTE.....	61
7	DESARROLLO COMERCIAL	63

7.2	GAS NATURAL.....	63
7.3	GLP Y GASOLINAS:	69
7.4	INGRESOS POR VENTAS :	72
8	CAPEX.....	73
8.2	COMPROMISO DE INVERSIONES	73
8.3	OPEX.....	75
8.4	DEPRECIACIONES E IMPUESTOS	76
8.5	DEPRECIACIONES.....	76
8.6	IMPUESTOS.....	77
8.7	FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS.....	78
8.8	FINANCIACIÓN:.....	78
8.9	INDICADORES FINANCIEROS:.....	80
9	SENSIBILIDADES	81
10	BONO.....	84
10.2	CAPM Y WACC	84
10.3	MONTO DEL BONO OFRECIDO.....	87
11	CONCLUSIONES.....	87
	ANEXO 2 – MAPAS :	98
	ANEXO 3 – METODOLOGIA TRANSPORTE	100

En los últimos años se ha percibido un aumento en el consumo de Gas, desafortunadamente las inversiones en el sector no han podido sostener la producción para abastecer dicha demanda. Esto se debe principalmente las políticas implementadas durante los últimos años que han limitado el precio del gas desincentivando cualquier tipo de inversión en el sector.

Sin Embargo, creemos que ante un nuevo contexto internacional que se nos presenta, en donde Argentina podría convertirse en un actor importante en lo que se refiere a Hidrocarburos, nos brinda nuevas oportunidades en la industria que resultan interesantes a la hora de analizar este nuevo negocio.

1.1 Producción y reservas de Gas Natural

En lo referente a la producción de gas natural en Argentina se distinguen principalmente cinco cuencas en explotación: Noroeste, Cuyana, Neuquina, del Golfo San Jorge y Austral. La cuenca neuquina es la que se vincula con el yacimiento “La Esperanza”.

Figura 2 – Cuencas de Gas Argentina

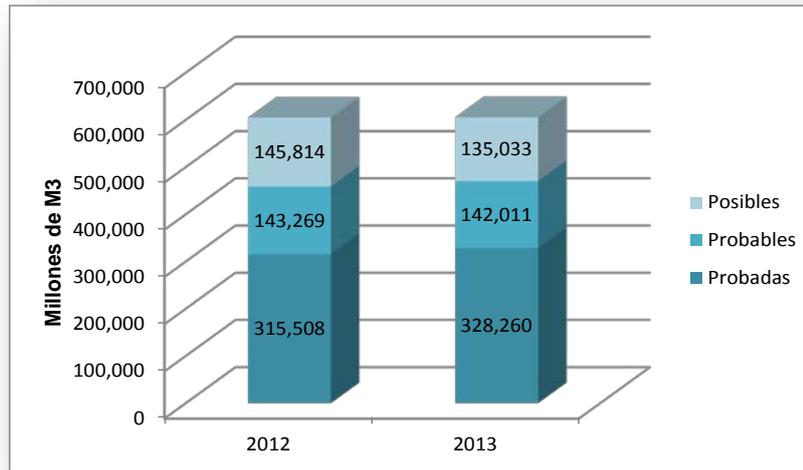


Fuente: Secretaria de Energía de Argentina.

A nivel país las reservas de gas natural totales, considerando las categorías Probadas, Probables y Posibles, en 2013, ascendieron a 605.303 Mm³ (54% de las reservas totales corresponden a reservas probadas). Este valor resulta un 0,1% superior al valor observado

en el año inmediato anterior. A continuación se presenta la composición por clase de reserva:

Figura 3 – Reservas Totales de Gas Natural



Fuente: Elaboración propia con base a la Secretaria de Energía de Argentina.

Al analizar la composición de las reservas probadas por cuenca se observa que el 42% de las mismas se ubican en la cuenca neuquina, convirtiéndola a la más importante del país. Esta cuenca corresponde a la misma donde se encuentra el yacimiento bajo licitación. Por su parte, la cuenca Austral tiene el 34% de las reservas totales. Sin embargo, sus características geográficas y la necesidad de emplear producción off-shore generan una limitante a las mismas.

En la Tabla 1 se presentan los niveles de reserva y producción por cuenca.

Tabla 1 – Reservas Probadas por Cuenca en 2013 (millones de m3)

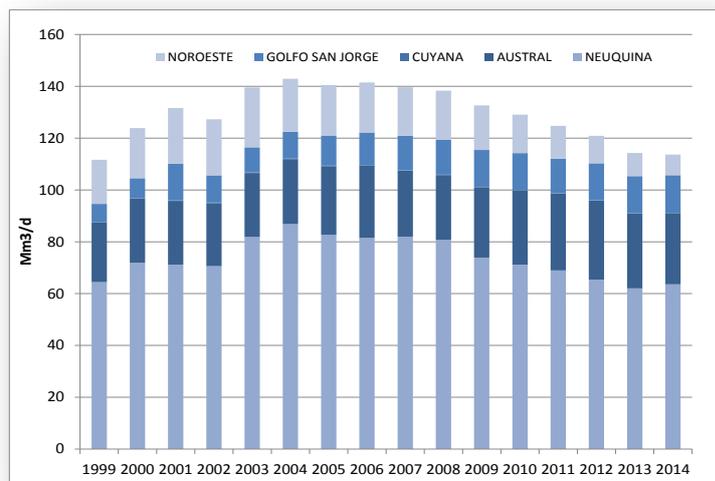
Cuenca	Producción	Reservas	Reserva / Producción
Noroeste	3.260	30.052	9,2
Cuyana	58	744	12,8
Neuquina	22.642	138.960	6,1
Golfo San Jorge	5.234	47.849	9,1
Austral	10.514	110.655	10,5
Total	41.708	328.260	7,9

Fuente: Elaboración propia con base a la Secretaria de Energía de Argentina.

Desde el punto de vista de las reservas de gas natural, Argentina es calificada como país “con” gas, en contraposición de “país gasífero”. Esta distinción reside en que el país tiene un stock de reservas probadas que no resulta suficiente para mantener el ritmo de producción sin comprometer la disponibilidad de las mismas en un horizonte razonable. En este sentido, la producción de gas exige un esfuerzo técnico y regulatorio significativo. Esta realidad deberá considerarse al momento de evaluar el yacimiento “La Esperanza”.

Por su parte, a nivel del total de producción se puede ver una tendencia de continua reducción, a razón de 2,3% anual, en el período 2005-2014. Esta situación se explica por reformas regulatorias que generaron importantes desincentivos a la inversión y a la exploración en el país. La evolución de la producción de gas natural por cuenca en Argentina es como se muestra en la figura siguiente.

Figura 4 – Producción GN por cuenca



Fuente: Elaboración propia con base Secretaria de Energía de Argentina.

Desagregando el análisis por cuenca, se puede ver que la cuenca neuquina detenta más de la mitad de la producción de todo el país, así para los últimos cinco años la participación promedio de la cuenca Neuquina fue 55% del total.

Tabla 2 – Producción por cuenca

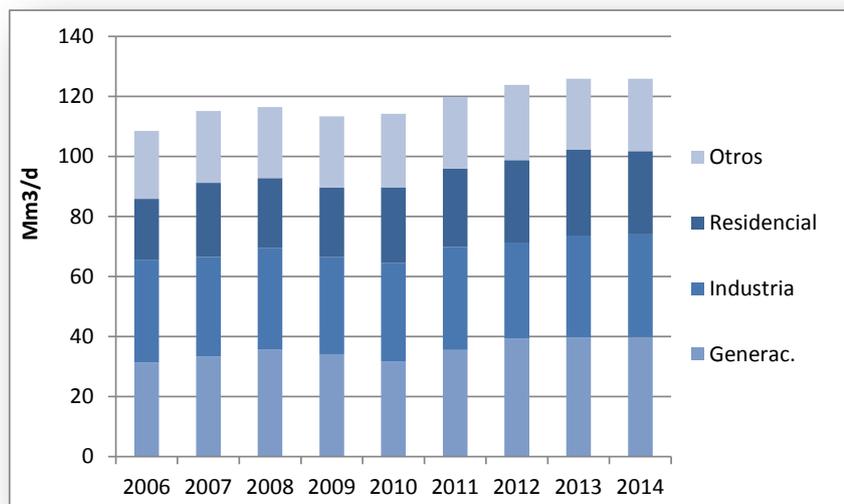
Producción Promedio 2010-2015			
Cuenca	Mm3/año	Mm3/d	%
Neuquina	24.171	66,2	54,9%
Austral	10.584	29,0	24,1%
Noroeste	4.004	11,0	9,1%
Golfo San Jorge	5.173	14,2	11,8%
Cuyana	59	0,2	0,1%
Total	43.990	120,5	100,0%

Fuente: Elaboración propia con base a la Secretaría de Energía de Argentina.

El yacimiento “La Esperanza” se encuentra en la cuenca neuquina, la principal dentro del país. Por lo tanto, la ubicación del yacimiento despierta interés estratégico. Además, las reservas de dicho yacimiento podrían ayudar a aliviar la caída de reservas nacionales.

1.2 Demanda de Gas Natural

En la Figura 5 se presenta la evolución anual de la demanda total de gas natural, así como también una segmentación en función del tipo de actividad o destino del consumo. Se puede ver que en el período 2004-2013 la demanda creció en promedio un 2,8% por año. Esta tendencia de marcado crecimiento adquiere mayor significación si se considera que la oferta presentó, para el mismo período, una caída anual de 2,3%.

Figura 5 – Evolución de la Demanda Total de GN


Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS y Secretaria de Energía.

En lo referente a los porcentajes de participación de cada actividad en la demanda final, los mismos se mantuvieron relativamente estables en todo el período analizado. Así el sector de generación térmica representa un 32%, la demanda industrial un 27%, el sector residencial 22% y finalmente otros sectores de GNV, comercial e industrial pequeño, etc., acumulan un 19%.

En lo referente a la evolución mensual del consumo final se observa un fuerte comportamiento estacionario con un consumo más elevado durante los meses del invierno, el cual se explica por las necesidades calefacción y la mayor demanda de electricidad, que se vio incentivado por el bajo costo de la energía y el crecimiento de las ciudades dormitorio¹.

En lo referente al consumo regional, la Tabla 3 muestra que el consumo final se centra principalmente en la provincia y ciudad de Buenos Aires. En conjunto, ambas regiones representan el 52% del consumo total de gas del país. Si los analizamos separadamente, la primera representa el 41%. Santa Fe, por su parte, representa el 9% del consumo, mientras que Córdoba equivale al 7%.

Tabla 3 – Consumo Final por provincia

Provincia	Consumo (Mm ³ /d)	
	2014	Participación
Bs. As.	44,8	42,5%
Santa Fe	11,8	11,2%
Cap. Fed	9,7	9,2%
Córdoba	7,0	6,6%
Chubut	6,2	5,9%
Mendoza	5,9	5,6%
Rio Negro	3,0	2,9%
Neuquén	2,6	2,5%
Salta	2,1	2,0%
Santa Cruz	1,6	1,5%
Otros	10,6	10,1%
Total	105,3	100,0%

¹ Las ciudades dormitorio son aquellas ciudades donde los usuarios tienen su hogar de residencial pero que dejan durante el día con motivos laborales. Sin embargo, el consumo de gas se mantiene mientras el usuario esta fuera del hogar ya que se debe mantener calefaccionada.

Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS

Como se puede observar, los principales centros de consumo corresponden a los de mayor población y mayor nivel de actividad económica.

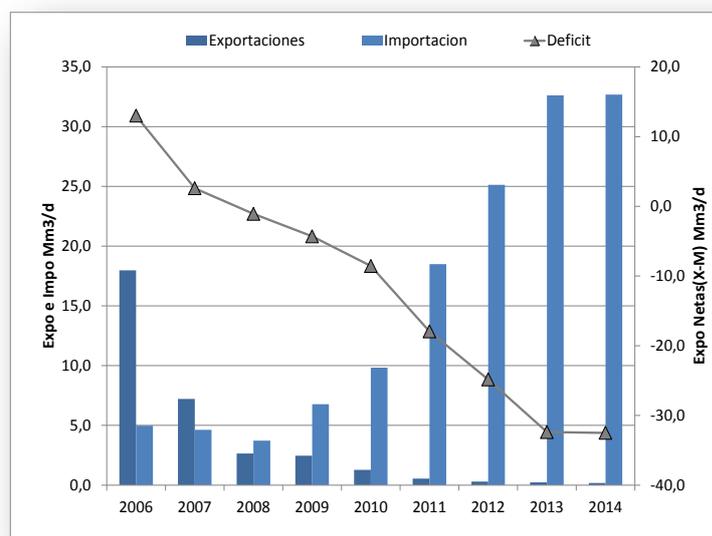
Se espera que la producción del yacimiento “La Esperanza” deberá ser transportar al resto del país para abastecer el consumo en los principales centros de consumo. Esta situación se desprende del nivel de producción actual y del consumo en la provincia de Neuquén, donde los volúmenes indican que la provincia es autosuficiente con los niveles actuales de producción: la demanda de la provincia de Neuquén representa un 4% de la producción anual, e incorporando la región Cuyo dicho porcentaje asciende a 15%.

1.3 COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL

La situación comercial energética argentina se ha visto perjudicada tanto por las condiciones externas como por las políticas adoptadas por el gobierno nacional. En concreto, mientras en el año 2006 las exportaciones netas ascendían a los 13.0 Mm³/d de gas natural, en el año 2014 fueron importados, valor neto, 32,6 Mm³/d. Pasamos de ser un país con balanza energética positiva a un país con déficit en menos de 10 años.

A continuación se presenta la evolución de las importaciones y exportaciones de gas natural.

Figura 6 – Balance Comercial de Gas Natural



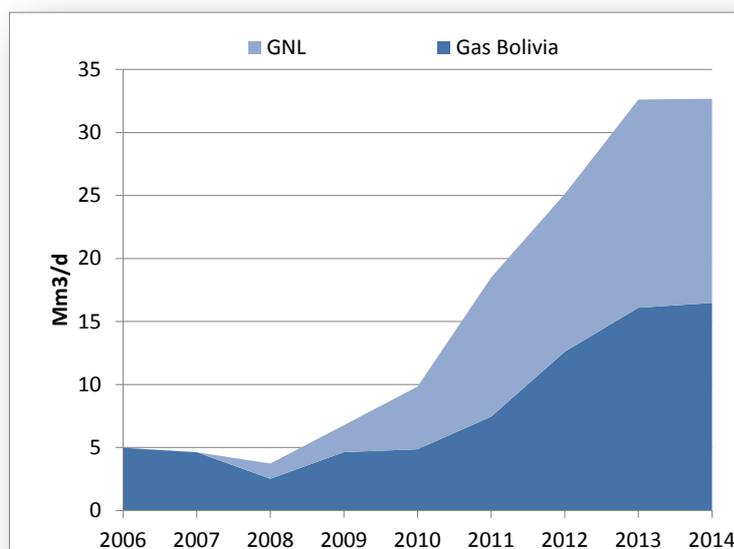
Fuente: Elaboración propia con base a Secretaria de Energía Argentina

En la Figura se observa una caída significativa en el nivel de exportaciones de gas natural. Esta responde a las trabas comerciales implementadas por el gobierno nacional. En el año 2014, se exportaron sólo 0,17 Mm³/d, un 13% a Chile a través del gasoducto del Pacífico. El restante gas exportado se dirigió a Uruguay, principalmente por el gasoducto Cruz del Sur. Lo cierto es que estos niveles representan una caída de 17,8 Mm³/d respecto al nivel exportado en el año 2006, explicado principalmente por la virtual eliminación de exportaciones de gas a Chile.

Las importaciones se vieron estimuladas por una demanda creciente y una marcada reducción en la producción de las cuencas tradicionales. Así, en el año 2014, se importaron 32,7 Mm³/d, lo que equivale a 27,7 Mm³/d por arriba del valor importado en el año 2006. Estos niveles representan el 30% del consumo Total.

Las importaciones de gas natural desde Bolivia han aumentado significativamente desde el año 2009. Sin embargo, se observa un estancamiento en el año 2014. Por su parte, las importaciones de GNL que reciben los puertos de Bahía Blanca y Escobar ascendieron a 16,2 Mm³/d en el año 2014 (un 49,5% del total importado). El objetivo que se perseguía al momento de instalar los buques regasificadores en los puertos de Bahía Blanca y Escobar era el *peak-shaving*. No obstante, los requerimientos del mercado llevaron a una importación constante a pesar de su elevado precio y del costo elevado que implica tener dos buques regasificadores amarrados durante todo el año. De este modo, los volúmenes importados desde el año 2008 aumentaron 15,0 Mm³/d.

Figura 7 – Importaciones de Gas Natural por origen



Fuente: Elaboración propia con base a Secretaria de Energía Argentina

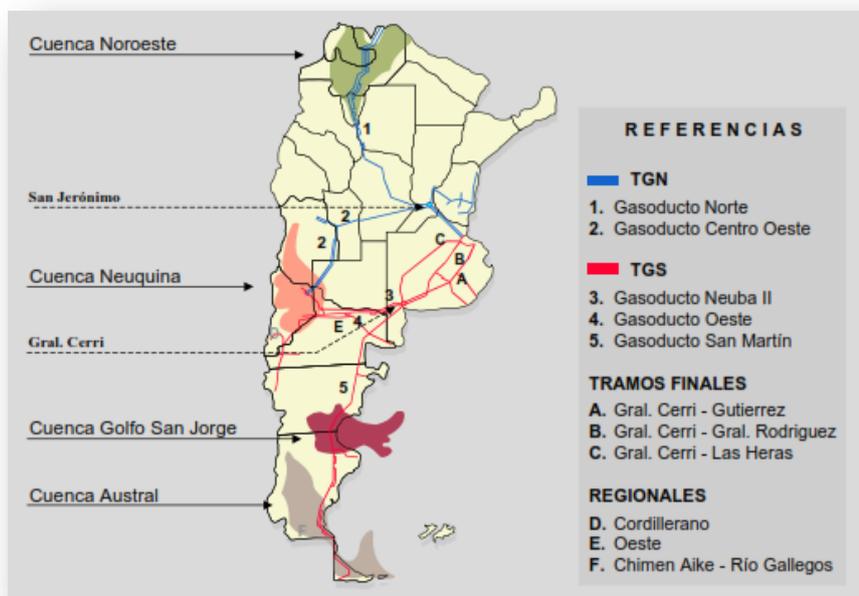
La necesidad de gas natural en el mercado Argentino genera una competencia por abastecer dicho mercado. Por lo tanto, en caso de existir ofertas de gas con un precio más competitivo, está oferta podría reemplazar el gas importado. En este contexto, el yacimiento “La Esperanza” adquiere una importancia a los fines de sustituir gas importado. No obstante, resulta importante determinar la posibilidad de transportar el gas hasta los distintos centros de consumo.

1.4 Infraestructura y transporte

La función principal del sistema de transporte de gas en alta presión es llevar el gas desde los puntos de inyección ubicados en las cuencas productoras hasta los centros de demanda. El sistema de transporte de gas argentino está conformado por cinco gasoductos principales: Gasoducto Noroeste y Gasoducto Centro Oeste, que pertenecen al sistema de Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN); y Gasoducto San Martín, Gasoducto Neuba I y Gasoducto Neuba II, operados por Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS). Como lo indica el nombre, las dos empresas licenciatarias de transporte cubren las regiones Norte y Sur del país para luego empalmar con el Anillo de Alta Presión de Buenos Aires.

A continuación se encuentra representada la estructura de transporte de gas:

Figura 8 – Infraestructura de Transporte de Gas Natural



Fuente: ENARGAS (<http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Mapas/Atlas.php>)

TGS es la mayor transportista de gas de América Latina. Sus gasoductos, de 9.133 km de extensión en total, conectan las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral con los puntos de consumo del sur argentino, e incluye además Capital Federal y el Gran Buenos Aires. Por su parte, la red de TGN cuenta con más de 9.000 km de gasoductos ubicados en 15 Provincias argentinas en Chile, Brasil y Uruguay.

Dada la ubicación del yacimiento "La Esperanza", los gasoductos que serían utilizados para transportar el gas natural hasta los distintos centros de consumo serían:

- NEUBA I. Gasoducto que une la cuenca Neuquina con la Provincia de Buenos Aires. Tiene 1959 Km de extensión. Su cañería es de 24"/30" opera con un MAPO de 60kg/cm². Cuenta con 5 plantas compresoras acumulando 61.300 HP de potencia.
- NEUBA II. Gasoducto que une la cuenca Neuquina con la Provincia de Buenos Aires. Tiene 2104 Km de extensión. Su cañería es de 30"/36" opera con un MAPO de 70kg/cm². Cuenta con 7 plantas compresoras acumulando 194,000 HP de potencia.
- GASODUCTO CENTRO OESTE. Conecta el yacimiento de Loma la Lata con la provincia de Santa Fe. A partir de San Jerónimo, dos líneas troncales paralelas se conectan con el anillo de alta presión que alimenta el Gran Buenos Aires y la Capital Federal. Otra rama del sistema nace en San Jerónimo, recorre 200 km hasta la ciudad de Santa Fe, cruza el río Paraná y termina en la provincia de Entre Ríos. Tiene en total 2,190 km de longitud y utiliza una cañería de entre 24"/30". Posee 8 plantas compresoras con una potencia total de 169,400 HP

La capacidad nominal de inyección de un gasoducto o sistema de gasoductos representa la capacidad que tienen de transportar gas natural desde uno o varios puntos de recepción hasta uno o varios puntos de entrega.

A continuación se presenta un resumen detallado de la red de transporte, definiendo los distintos ramales mencionados con anterioridad, y la capacidad de transporte de cada uno de ellos:

Tabla 4 – Sistema de Transporte de Gas Natural

Gasoducto		Longitud (km)	Capacidad (Mm3/d)
Norte	Troncal	1.459,7	26,5
	Paralelos	1.967,1	
Centro Oeste	Troncal	1.258,2	34,1
	Paralelos	915,5	
Oeste-Neuba I	Troncal	573,6	15,2
	Paralelos	37,0	
Neuba II	Troncal	591,0	31,1
	Paralelos	122,1	
Gral San Martín	Troncal	1.974,0	40,3
	Paralelos	1.958,6	
Cordillerano	Regional	243,9	1,4
	Troncal	147,3	
Pacífico	Internacional	543,0	9,7
Gasatacama	Internacional	941,0	8,5
Norandino	Internacional	1.180,0	7,1
Gasandes	Internacional	465,0	9,0

Fuente: Elaboración propia con base al capítulo IV del Informe “Estructura del mercado de gas natural” elaborado anualmente por ENARGAS.

En particular, el 41% de la producción de Neuquén es transportada por TGN a través del Gasoducto Centro Oeste –dirigiéndose principalmente a Santa Fe y norte de la provincia de Buenos Aires -, mientras que el porcentaje restante es transportado por TGS hacia la ciudad de Buenos Aires y sur de la Provincia (Neuba I y Neuba II). Por su parte, el 100% del Gasoducto del Norte es utilizado para las importaciones de gas de Bolivia y para la producción en la cuenca del Noroeste.

Tabla 5 – Porcentaje Gas Entregado sobre Capacidad Instalada

Mes	Norte	Centro Oeste	Neuba I (Neuquen)	Neuba I (Chelforo)	Neuba II	San Martín	Pacífico	Otros (Atacama, Gas Andes y Norandino)
ene-14	87%	81%	20%	22%	72%	81%	0%	-
feb-14	89%	82%	24%	5%	82%	69%	0%	-
mar-14	85%	80%	25%	10%	67%	61%	0%	-
abr-14	83%	87%	36%	16%	61%	73%	0%	-
may-14	86%	82%	41%	3%	67%	85%	1%	-
jun-14	87%	82%	45%	21%	66%	76%	0%	-
jul-14	87%	88%	40%	75%	66%	61%	1%	-
ago-14	88%	84%	34%	80%	64%	63%	0%	-
sep-14	81%	85%	39%	82%	68%	62%	0%	-
oct-14	87%	78%	39%	53%	70%	67%	0%	-
nov-14	78%	80%	35%	44%	60%	65%	0%	-
dic-14	79%	83%	32%	2%	75%	78%	0%	-
Promedio	85%	83%	34%	34%	68%	70%	0%	-

Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS.

Como se observa en la Tabla 5, los Gasoductos de TGN operaron en el 2014 cerca de su capacidad máxima con un bajo margen de reserva. Asimismo, se observa que durante los meses de invierno el uso de la capacidad de transporte se intensifica, reflejando la elevada estacionalidad del consumo de gas natural. Sin embargo, los gasoductos de TGS tienen una capacidad disponible mayor.

De este modo, la capacidad de transporte de los gasoductos de Argentina, con cabecera en la cuenca neuquina (Neuba I, Neuba II y Centro Oeste) resulta, en los años recientes, superior al nivel de producción de gas de dicha cuenca. En este sentido, y dado el contexto de déficit de demanda nacional, no existen límites de transporte locales de gas producido en el yacimiento “La Esperanza”.

En particular, se diseñara el sistema de transporte considerando una presión de entrega de 70 kg/cm², correspondiente a los niveles de presión utilizados en el Neuba II.

2. MARCO REGULATORIO GENERAL DEL GAS NATURAL

En Argentina participan de la cadena de valor del gas natural, por la oferta, la producción, la captación, y procesamiento del gas; y por la demanda, los transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores. Mientras las primeras actividades se encuentran regulados por la Ley N° 17.319, los segundos se rigen por la Ley N° 24.076.

La norma establece la división del ciclo del gas natural en todas las instancias, desde la producción hasta el consumo, definiendo a cada uno de sus actores:

- Productor: cuya actividad es la extracción del gas de los pozos y su procesamiento.
- Transportista: es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema hasta el punto de recepción por los distribuidores o consumidores que contraten directamente con el productor y los almacenadores.
- Distribuidor: es el prestador responsable, en el marco de una jurisdicción determinada, de recibir el gas del transportista y de abastecer a los usuarios a través de la red hasta el medidor de consumo.
- Comercializador: es quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

A continuación se especificara cada uno de los aspectos que conforman el marco regulatorio general.

2.1 Ley de Hidrocarburos

En el mes de octubre de 2014 se sancionó la ley 27.007 (reforma a la ley 17.319, la cual regía en el país en materia de hidrocarburos desde el año 1967). En términos generales, la ley establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales tomando los siguientes límites:

- Estado nacional: los yacimientos que se hallaren a partir de las doce (12) millas marinas hasta el límite exterior de la plataforma continental, y
- Estados provinciales: los yacimientos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas.
- La provincia de Buenos Aires o Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata hasta una distancia de doce (12) millas marinas.

Las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos podrán ser llevadas a cabo por empresas estatales, privadas o mixtas, y será el Poder Ejecutivo nacional quién fijará la política nacional con respecto a las mismas, teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país.

En este sentido, los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante licitaciones. La autoridad de aplicación confeccionará el pliego respectivo en el que consignará a título ilustrativo las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la

oferta más conveniente que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo nacional o provincial, en particular proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.

Por lo tanto, las empresas privadas, como el caso de nuestra empresa, accederán a las áreas a través de permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos. Es decir, que la presente licitación se enmarca dentro la legislación nacional. Además, los hidrocarburos extraídos serán de dominio de los permisionarios y concesionarios.

Si bien el caso de nuestra licitación se relaciona con los derechos de explotación, es necesario realizar una mención respecto de los derechos de exploración. Estos últimos confieren el derecho de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del área delimitada por el mismo, pero en el caso de descubrir hidrocarburos el permisionario deberá determinar que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable y tendrá 30 días para declarar ante la autoridad de aplicación su voluntad de obtener la correspondiente concesión de exploración, la que deberá otorgársele dentro de los 60 días siguientes. Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de una regalía del 15%.

Ahora bien, la reforma sancionada en 2014 modifica los plazos de los permisos. En caso de ser una exploración con objetivo convencional, el 1er periodo corresponde hasta 3 años, mientras que el 2do periodo hasta 3 años. Además, se puede solicitar una prórroga hasta 5 años. En el caso de una exploración con objetivo no convencional el 1er periodo es hasta 4 años, el 2do periodo hasta 4 años, y la prórroga hasta 5 años.

El permisionario deberá restituir el total del área al término del plazo básico salvo que ejerciera el derecho de utilizar el periodo de prórroga. En ese caso, dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente antes del vencimiento del segundo periodo del plazo básico.

Por su parte, los derechos de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las aéreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo establecido por ley. El derecho será otorgado por el Poder Ejecutivo nacional o provincial a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho según la Ley. En nuestro caso de estudio sería otorgado por La Provincia de Neuquén.

El área máxima de una nueva concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta kilómetros cuadrados (250 km²). En concreto, el área del yacimiento corresponde a los 104,5 km². En este contexto, la superficie del lote debe coincidir tanto como sea posible con las trampas productivas de hidrocarburos

comercialmente explotable.

Nuestro caso en estudio corresponde a un yacimiento convencional de hidrocarburos. Por ende la Ley 27.007 (modificando la Ley 17.319) asigna un plazo de veinticinco (25) años para las concesiones de explotación. El plazo de 25 años se contará desde la fecha de la resolución que las otorgue, más el siguiente adicional en caso de corresponder: si el otorgamiento de la concesión viene de una transformación parcial del área del permiso de exploración realizada antes del vencimiento del plazo básico de exploración, se autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

Los titulares de las concesiones de explotación, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios, que estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión, podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión. No obstante, el plan de inversiones desarrollado no contempla una extensión del plazo de la concesión.

Aquella persona física o jurídica que se adjudique un derecho de explotación, podrá realizar los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas, dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios. Además, se autoriza a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades.

Ahora bien, todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

Según exige la Ley, el concesionario someterá a la aprobación de la autoridad de aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación. Tales programas deberán cumplir los requisitos establecidos

anteriormente y ser aptos para acelerar en todo lo posible la delimitación final del área. Dichos programas se deben presentar en forma periódica.

Finalizado el plazo de la concesión, se hará una reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización.

La Ley Corta 26.197 establece que le corresponde a las Provincias ser la autoridad de aplicación. Se encuentran entre sus funciones el control y fiscalización de los permisos y concesiones, exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, explotación racional de los recursos, información, y pago de cánones y regalías, disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales, aplicar el régimen sancionatorio, y otras facultados emergentes de la Ley 17.139 y su reglamentación.

2.2 Transporte

El desarrollo de este proceso contempla vender el gas producido al mercado utilizando los servicios de un transportista de gas natural. En este sentido, es importante conocer los requerimientos legales e identificar los puntos vitales que hacen al proyecto de explotación del yacimiento “La Esperanza”.

El transporte y la distribución del gas por redes constituyen un servicio público regulado y las empresas licenciatarias que los prestan están alcanzados por la Ley Nacional N° 24.076. Esta Ley brinda un marco regulatorio para todas aquellas organizaciones que deseen dedicarse al transporte y distribución de gas natural en Argentina y crea el Ente Nacional Regulador del Gas como organismo encargado de implementar dicha Ley.

El espíritu de la Ley 24.076 tiende a garantizar el libre acceso y la no discriminación en el uso de las instalaciones de transporte y distribución del gas, asegurando que las tarifas que se apliquen por dichos servicios sean justas y razonables. De esta manera, se busca aumentar la eficiencia en las operaciones y distribución de gas, generando incentivo para las inversiones a largo plazo.

Para poder ser prestador² de alguno de estos servicios, se requiere obtener una concesión otorgada por el estado mediante licitación pública. El plazo de la concesión es de 35 años, con posibilidad de renovación por 10 años más. Una vez adjudicada la concesión, el Ente Nacional Regulador del gas le exigirá a los prestadores (transportistas o distribuidores) que se tomen todos los recaudos necesarios para garantizar el suministro de todos los servicios no interrumpibles.

Ambos actores, Transportistas y Distribuidores serán sometidos a controles de calidad por medio del Ente Nacional de Regulación del Gas, quien por medio de las Resoluciones N° 1192 del 6/9/99 y N° 1482 del 11/01/00 estableció en forma definitiva el Sistema de Control mediante "Indicadores de Calidad del Servicio" para evaluar el desempeño comercial y técnico de los prestadores.

El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte y distribución deberá reunir las especificaciones dispuestas en la reglamentación respectiva a fin de garantizar la calidad del suministro de gas que llega a los consumidores y la protección de las instalaciones de transporte y distribución. En este contexto, el gas producido en el yacimiento en licitación deberá cumplir con los requisitos dispuestos por la ley.

En este sentido la ley define los siguientes los puntos de control de calidad:

- Punto de recepción de gas general y gas de corrección. Es donde ingresa al sistema de transporte todo gas dentro de especificaciones y gas de corrección.
- Punto de recepción de gas en condición flexibilizada. Es donde ingresa al sistema de transporte el gas que esta fuera de especificaciones y que debe ser corregido antes de llegar al usuario final.
- Puntos de Entrega. Pautados entre el transportista y los cargadores.
- Puntos interiores de la Red. Son puntos de control distribuidos en el recorrido de la red con autorización del Ente Nacional Regulador del Gas.

En consecuencia, se deberá considerar la calidad del gas vendido y se deberá considerar los equipos de medición y control de calidad en los puntos de entrega y recepción del gas.

Los transportistas no podrán comprar gas, excepto para su uso particular y para mantener el correcto funcionamiento de los ductos (Linepack). Por lo tanto, no existe la posibilidad de vender el gas producido a los transportistas, y el mismo se deberá destinar a los usuarios finales.

Finalmente, tanto la tarifa de transporte como la tarifa de distribución deberán contemplar los

² El objetivo en la explotación del yacimiento no se asocia con prestar el servicio de transporte.

costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable para el prestador. El objetivo es asegurar el mínimo costo para los consumidores, la seguridad del abastecimiento y una rentabilidad razonable para los prestadores.

Las tarifas máximas a cobrar para cada tipo de servicio estarán especificadas en los pliegos de la licitación en donde también se dejara constancia de los criterios utilizados para determinar la estructura de costos con que fueron fijadas las tarifas respectivas. El Ente Nacional Regulador del Gas revisara dichas tarifas cada 5 años.

2.3 Especificación Del Gas Natural

Como se explicó en la sección anterior, se debe asegurar que la especificación del gas se encuentre dentro de lo dispuesto por la ley. La Resolución ENARGAS 259/08 establece las condiciones en las cuales deberá encontrarse nuestro gas natural al momento de ser ingresado al sistema de transporte.

La misma establece que todo gas natural necesita ser acondicionado antes de considerarse apto para su transporte y posterior consumo. De otra forma, los contaminantes propios del gas extraído del pozo pueden dañar las instalaciones de transporte, distribución y consumo. Asimismo, podría existir la posibilidad de se separan los hidrocarburos fácilmente condensables. Es importante mencionar que los mismos tienen un alto valor económico y, muchas veces, conviene comercializarlos por separado.

A continuación se presentan los requerimientos de especificación:

Tabla 6 – Especificación del Gas Natural

Especificación	Requisito Basico
Vapor de Agua (H ₂ O)	65mg/M ³
Dioxido de Carbono (CO ₂)	2 % Molar
Total de Inertes	4% Molar
Oxigeno (O ₂)	0,2% Molar
Sulfuro de Hidrogeno (SH ₂)	3mg/M ³
Azufre Entero	15mg/M ³
Hidrocarburos Condensables	-4C° a 5500 kPa abs
Poder Calorico Superior (PCS)	Min 8850 / Max 10200 Kcal/M ³
Temperatura	50C°
Particulas Solidas y Liquidas	**
Indice de Wobe	Min 11300 /Max 12470

Fuente: Resolución ENARGSA 259/08.

Las condiciones de referencia dispuestos en la ley son 15C° y 101,325 kPa abs.

La reglamentación establece que el valor para el contenido de CO₂ podrá ser superado

previo acuerdo con el transportista, pero nunca mayor a 2,5% Molar. Esta situación establece una flexibilidad respecto al dióxido de carbono, elemento que posee nuestro gas natural. Por su parte, el valor para el contenido de total de inertes, podrá ser superado previo acuerdo con el transportista, pero nunca mayor a 4,5% molar

El gas deberá estar libre de arena, polvo, gomas, aceites y de cualquier otro sólido con un tamaño superior a los 5 micrones. Así como también libre de cualquier líquido que lo tornaran no comerciable o causaran daño en las instalaciones.

La norma específica también la metodología de análisis a ser utilizada para cada especificación (ASTM D; IRAM IAP; GPA 2377; etc). Para lo mismo, se deberán evaluar los métodos de extracción y tratamiento de gas natural a los fines de cumplir con los requisitos impuestos por la ley.

2.4 Comercialización del Gas Natural

Cabe mencionarse que el esquema de despacho de gas en Argentina establece un rango de prioridades según la categoría de consumidores, en este sentido, los usuarios residenciales, pequeños comerciales (SGP 1 y SGP 2) y los sub-distribuidores son considerados in-interrumpibles, una vez abastecido el consumo de dichas categorías se destina el excedente a la industria, generación eléctrica, y GNC, otorgándose prioridad en función a la firmeza de los contratos celebrados. En este sentido, la política comercial deberá contemplar el carácter de cada consumidor.

A su vez, los precios constituyen un elemento esencial en el diseño técnico y económico del yacimiento. Los mismos afectaran el resultado económico del proyecto. Por lo tanto, es importante analizar las consideraciones que el marco legal hace en referencia a este elemento.

Hasta el año 2002, el esquema tarifario para el gas natural era integrado y consistía en la suma de los componentes Gas, Transporte y Distribución. El precio del gas en boca de pozo se determina libremente, en tanto que los cargos de transporte y distribución estaban sujetos a una regulación del tipo *Price-Cap*. Las tarifas eran establecidas en dólares por un periodo de cinco años y contenían dos ajustes semestrales, en los meses de enero y julio se incorporaba un ajuste para reflejar la variación de inflación en los EE.UU, en tanto que en mayo y septiembre se aplicaba un ajuste estacional por la variación del precio de gas en boca de pozo (*passthrough*).

En las revisiones quinquenales de tarifas estaba prevista la fijación de nuevos cargos tarifarios, así como también el recalcu de los factores de eficiencia (X) y de Inversión (K). Entre los años 1997 y 1998 se realizó la primera Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT I), en

tanto que la RQT II, prevista para los años 2002 y 2003, no alcanzó a concretarse debido a la situación de crisis económica reinante en la Argentina.

A partir de la crisis económica, política y social que el país afrontó durante los años 2001 y 2002, el gobierno nacional implementó una política energética tendiente a separar los precios locales de los precios internacionales. El objetivo principal que perseguían estas medidas era mantener el poder de compra de los salarios y estimular el desarrollo industrial³.

Entre las medidas tomadas, luego de la declaración del default de la deuda pública y la devaluación del peso argentino, en marzo del 2002 se sancionó la Ley de Emergencia Económica 25.561. Por medio de la misma y del Decreto 214/2002, las tarifas fueron pesificadas, a la vez que se prohibió la inclusión de cualquier tipo de cláusula indexatoria en los mismos.

En 2004, el gobierno comenzó un proceso de recomposición de la tarifa en boca de pozo, por lo que hoy existen distintos precios fijados según la categoría del consumidor final. Esta medida fue acompañada con un proceso de desmembramiento de los distintos eslabones de la cadena conocido como *unbundling* del mercado⁴. De este modo, el precio recibido por el productor local resulta de la tarifa cobrada a los usuarios industriales y comerciales, generadores, estaciones de GNC, y residenciales (mediante distribuidores), el cual fue establecido en un valor fijo.

Dentro de este contexto general, por medio de la Resolución SE 265/2004 se establecieron retenciones a las exportaciones de gas por un periodo de cinco años. Sin embargo, cuando el precio internacional aumentó, las retenciones aumentaron alcanzando el 100%⁵.

Naturalmente, este sistema regulatorio generó un constante y profundo desincentivo para la inversión en el sector en toda la cadena productiva, incluyendo la explotación y exploración de gas. En consecuencia, nuevos esquemas fueron implementados en los últimos años, como el programa "Gas Plus" y el Régimen de Compensación para la Inyección Excedente. Bajo estos nuevos esquemas⁶, los productores pueden recibir un precio de hasta 7,5 USD/MBTU. No obstante, el mismo resulta ser inferior al precio internacional. Estos niveles

³ Fernando R. Marengo (2012). Impactos Económicos de la Política Energética. Revista Política Económica. Buenos Aires, Argentina.

⁴ Decretos PEN 180/2004 y 181/2004.

⁵ Resolución MEyP 127/2008.

⁶ Resolución SE 24/2008, Resolución ENRG I/1410 y Resolución SE 01/2013

de precio incentivaron la dinámica descrita con anterioridad, con el agravante de que en ambos casos los niveles de inversión demandados son crecientes, dada la declinación natural de los pozos.

En este contexto, se interpreta que el esquema de precios debe ser analizado con cuidado a los fines de establecer los potenciales mercados. Además, se establece que la producción de gas del yacimiento “La Esperanza” podrá utilizarse para sustituir gas importado.

2.5 Impuestos

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos al régimen fiscal nacional, por lo que tendrán a su cargo el pago de todos los tributos nacionales, provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. Además, estarán obligados al pago del canon y regalías según lo establece la Ley. Por lo tanto, será necesario analizar los impuestos que se deberán pagar a los fines de proyectar adecuadamente el resultado financiero del proyecto.

En particular, el concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado de \$ 3.445. Para las prórrogas, la autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del periodo de vigencia de la concesión por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento de otorgamiento de la prórroga.

Las regalías son un tributo aplicable a la producción de hidrocarburos, siendo La Provincia, en nuestro caso de Neuquén, el organismo recaudador y de control. Las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de Concedentes.

En términos generales⁷, el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos extraídos, el porcentaje del 12%. No obstante, la autoridad concedente del área podrá reducir la alícuota de la regalía hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. La regalía será percibida en efectivo, salvo que noventa (90) días antes de la fecha de pago, el Estado exprese su voluntad de percibirla en especie, decisión que se mantendrá por un mínimo de seis (6) meses. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

⁷ Ley 17.319 y sus modificaciones (Ley 27.007)

En particular, el régimen de regalías sobre la producción de gas⁸, estable que los concesionarios de explotación responsables del pago de regalías informarán a la Secretaría de Energía, con carácter de declaración jurada, los volúmenes de gas natural efectivamente producidos a fin de determinar la producción computable. No obstante, a los volúmenes de gas natural efectivamente producidos se le podrán descontar los siguientes conceptos:

- El volumen cuyo uso sea justificadamente necesario para el mantenimiento de las explotaciones y/o exploraciones,
- Las pérdidas producidas por caso fortuito o de fuerza mayor, debidamente comprobadas y aceptadas por la Autoridad de Aplicación, y
- Los volúmenes reinyectados a la formación del yacimiento.

Sin embargo, no podrán deducirse los volúmenes de gas natural y gasolina que se utilicen para la generación de otras formas de energía.

La declaración jurada deberá incluir la información de los precios efectivamente facturados en cada período, incluyendo ventas al mercado interno y externo, el flete comprendido entre el lugar de tratamiento del gas natural y su punto de ingreso al sistema de transporte y los gastos de acondicionamiento y compresión necesarios para colocar el producto en condiciones de ser transportado.

En particular, el Valor Boca de Pozo (VBP) se informará en Pesos Argentinos, por metro cúbico, para cuya determinación se podrán descontar los siguientes gastos:

- Gastos de Compresión: cuando el gas producido necesite ser comprimido en un compresor de tres etapas antes de ser introducido al sistema de transporte, podrá descontarse hasta 8,75 \$/Mm³. Si se utiliza un compresor de dos etapas podrá descontarse hasta 4,37 \$/Mm³. Por último, en caso de usar un compresor de una etapa antes se podrá descontarse hasta 2,19 \$/Mm³.
- Gastos internos del yacimiento (incluyendo tratamiento y acondicionamiento): siempre y cuando haya sido contemplado en los respectivos actos de adjudicación de los permisos de exploración y/o concesiones de explotación, se podrá descontar 0,32 \$/Mm³.
- Flete: se podrá descontar 0,012 \$/Mm³/Km en concepto de flete entre el lugar del tratamiento del gas natural y el punto de ingreso al sistema de transporte. Este valor podrá ser modificado por la autoridad de aplicación en la medida que se modifiquen las tarifas reguladas para el transporte de gas natural por gasoductos troncales.

⁸ Res. SE 188/93 y SE 73/94

El pago de la regalía se debe realizar el día 15 de cada mes o el día hábil inmediatamente posterior.

El yacimiento “La Esperanza” producirá condensables. En este sentido, la producción de gasolinas computable será la medida a la salida de los separadores primarios. Si es incorporada al petróleo crudo, el volumen computable le será aplicado el VBP del petróleo calculado para el mismo periodo. Sin embargo, si es comercializada directamente, la regalía se pagará sobre el precio de venta con las deducciones autorizadas para el petróleo. El VBP de la gasolina no podrá ser calculado a partir del precio de venta del Gas Natural.

El sello es un tributo provincial que grava los actos, contratos y operaciones de carácter oneroso celebrado dentro de la Provincia o cuyos efectos se verifiquen en la misma. El código fiscal de La Provincia de Neuquén fija la alícuota 14 por mil para los contratos de suministro de Gas Natural y derivados. Misma alícuota se aplica a la entrega de la Concesión de explotación.

En cuarto lugar, el impuesto a los ingresos brutos es un tributo provincial que grava la actividad económica con propósitos de lucro, siendo el mismo el principal recaudador de impuestos de Las Provincias. Se calcula sobre las ventas netas (sin IVA) y la alícuota para la actividad de extracción y producción de hidrocarburos es del 3%.

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) es un impuesto nacional indirecto sobre el consumo. Un impuesto indirecto es el que no es percibido por el fisco directamente de la persona que soporta la carga del tributo. Se aplica en las transferencias a título oneroso de bienes y prestaciones de servicios, y quien soporta el impuesto (la carga fiscal) son los usuarios finales o consumidores. La alícuota general es del 21%.

Cada actor en la cadena de añadido de valor paga a su antecesor en la cadena el IVA correspondiente al precio facturado por este, y a su vez percibe de su sucesor en la cadena el monto correspondiente al impuesto asociado al precio que facturó. En este sentido, cada actor (excepto el consumidor final) es responsable ante la autoridad tributaria por liquidar y pagar la diferencia entre el IVA pagado (crédito fiscal) y el IVA cobrado (débito fiscal).

Otro impuesto nacional de gran impacto en las empresas, es el Impuesto a las Ganancias. El mismo grava las ganancias con la alícuota general del 35%. Se calcula anualmente sobre los resultados netos de la empresa y se pagan 11 anticipos mensuales a lo largo del año calculándolos con el impuesto del año anterior. En caso que una empresa tenga pérdidas (quebrantos), las mismas pueden computarse como un crédito por los próximos 5 años.

Por último, está el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. En caso de no tener utilidades, se debe pagar este impuesto (en base al Activo total de la empresa) con una alícuota del

1%. Este impuesto se computa como crédito para futuros Impuestos a las Ganancias (por los próximos 10 años).

3. PLAN DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO

En términos generales, el diseño del plan de desarrollo y explotación del yacimiento en licitación se realizó a partir de un análisis general e iterativo entre los requerimientos de capital, los costos operativos, la producción de gas y asociados, y las posibilidades de ventas a los distintos segmentos del mercado. Es decir, que la determinación del plan de desarrollo y el compromiso de inversiones se realizó paralelamente con el desarrollo comercial de la producción de gas, condesado y gas natural licuado. Esta metodología fue seleccionada a los fines de optimizar las inversiones y determinar un valor factible para ofrecer en concepto de bono.

En esta sección se expone el plan de explotación del yacimiento “La Esperanza”. En las secciones siguientes, se analizará el desarrollo comercial como el análisis financiero.

3.1 Escenario de Precios

4.1.1 Gas Natural

Dado un escenario de precios determinado, planteamos una estrategia comercial que contemple los sectores más rentables así como también su importancia social y política dentro del mercado Argentino.

A continuación se presentan los precios de gas natural para los distintos sectores a enero del 2015:

Tabla 6 – Precios a Enero del 2015

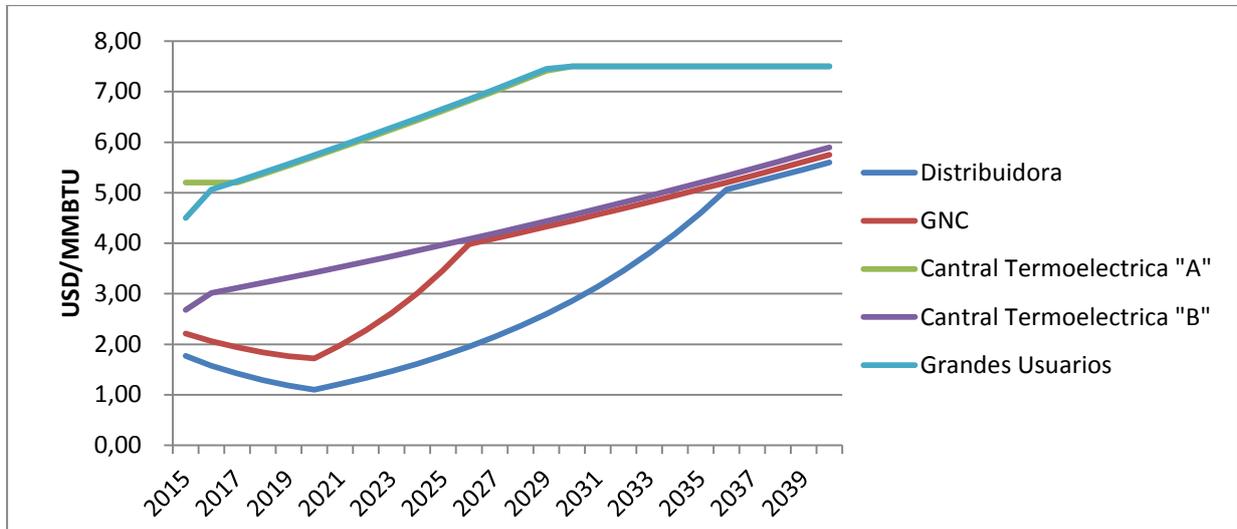
Sector	Precio \$/1000m ³	Precio Usd/1000m ³	Precio USD/MBTU
Distribuidoras	600,00	65,34	1,77
GNC	750,00	81,68	2,21
Central Termoeléctrica "a"	1762,16	191,91	5,20
Central Termoeléctrica "b"	908,19	98,91	2,68
Grandes Usuarios	1524,95	166,08	4,50

En particular, se supone que el precio de las distribuidoras crece a una tasa anual, en pesos, del 10%. Para el GNC se asume una tasa de crecimiento anual en pesos del 15%. En ambos casos, los precios aumentarían hasta alcanzar el precio para la Central Termoeléctrica “b”, y luego seguirá el crecimiento de la misma.

Los precios de generación se actualizarán en función al *Producers Price Index* publicado por el *Bureau of Labour Statistics* de Estados Unidos. En particular se utilizará el índice de los Industrial Commodities sin ajuste estacional. En el caso de la Central Termoeléctrica “a”, cuyo precio se encuentra en el marco de las Resolución de Gas Plus y Energía Plus, crecerá a partir del tercer año. Para el caso de la Central Termoeléctrica “b”, el ajuste comenzará desde el primer año. De modo similar, el precio de los usuarios residenciales se actualizará en función al índice de precios al productor. Es importante mencionar que el precio del gas nunca puede ser mayor a 7,5 USD/MMBTU.

A continuación se presenta la proyección de tarifas para el cada uno de los sectores en Dólares:

Figura 9 – Proyección Precio del Gas Natural por Sectores



En el gráfico podemos observar una caída de los precios a Distribuidoras y GNC entre el 2015 y el 2020. Dicha caída se explica porque el aumento esperado en pesos del 10% y 15% respectivamente es inferior a la inflación que proyectamos. Es por eso que los precios en dólares se ven comprometidos durante los primeros 5 años de nuestro proyecto. Sin embargo a partir del 2021 dichos precios comienzan a recuperarse hasta llegar a 5.6 y 5.75 Usd/MBTU respectivamente en 2040.

Tabla 7 - Evolución precio del Gas:

AÑO	USD/MBTU				
	Distribuidora	GNC	Cantral Termoelectrica "A"	Cantral Termoelectrica "B"	Grandes Usuarios
2015	1,77	2,21	5,20	2,68	4,50
2016	1,58	2,06	5,20	3,02	5,06
2017	1,42	1,94	5,20	3,11	5,23
2018	1,29	1,84	5,37	3,21	5,40
2019	1,18	1,77	5,54	3,32	5,57
2020	1,10	1,72	5,71	3,42	5,74
2021	1,21	1,98	5,89	3,53	5,92
2022	1,33	2,28	6,07	3,63	6,10
2023	1,47	2,62	6,25	3,74	6,28
2024	1,61	3,01	6,44	3,85	6,47
2025	1,77	3,46	6,62	3,97	6,66
2026	1,95	3,98	6,82	4,08	6,85
2027	2,15	4,09	7,01	4,20	7,05
2028	2,36	4,21	7,21	4,32	7,25
2029	2,60	4,33	7,41	4,44	7,45
2030	2,86	4,45	7,50	4,56	7,50
2031	3,14	4,57	7,50	4,68	7,50
2032	3,46	4,69	7,50	4,81	7,50
2033	3,80	4,82	7,50	4,94	7,50
2034	4,18	4,94	7,50	5,07	7,50
2035	4,60	5,07	7,50	5,20	7,50
2036	5,06	5,20	7,50	5,34	7,50
2037	5,19	5,34	7,50	5,47	7,50
2038	5,33	5,47	7,50	5,61	7,50
2039	5,46	5,61	7,50	5,75	7,50
2040	5,60	5,75	7,50	5,90	7,50

4.1.2 Gas Licuado De Petróleo:

Para la estimación de los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) nos hemos focalizado en el Mercado Internacional de referencia (Mont Belvieu, USA).

Dicho precio guarda estrecha relación con el precio del crudo WTI, que en el último año ha sufrido una caída estrepitosa. A valores de Diciembre 2015, nos encontramos con un crudo de Usd 39/Bbl y un precio de GLP que renda los Usd 240/Ton. Sin embargo, dado que nuestro proyecto está planteado a 25 años, no vamos a considerar esta situación como la media. Por el contrario, hemos decidido trabajar con los siguientes supuestos:

- 1- Esperamos que para el año 2025, vaca muerta se encuentre en plena producción, por lo que argentina resultara un país exportador de GLP. Ya que la demanda del mercado local no es tan grande.
- 2- Según proyecciones y estudios realizados por EIA (US Energy Information Administration) y empresas privadas como por ejemplo Exxon se prevee un aumento en la demanda de hidrocarburos a nivel mundial, este factor sumado a la disminución en la reducción de Estados Unidos que ya comienza a verse a fines de este año hace suponer que el precio del crudo podrá recuperarse a sus valores históricos de entre Usd 80 y Usd 90 por barril.

Dadas las condiciones esperadas arriba mencionadas, podemos suponer que el precio del GLP en Argentina estará determinado por el precio Internacional. Es por eso que proyectamos su evolución con base al crecimiento esperado del WTI. De esta manera, para el año 2025 se espera que el precio de GLP del mercado de referencia recupere también su valor histórico de Usd 500/Ton Approx.

A fin de estimar el correcto valor de venta tanto para el mercado nacional como internacional, hemos tenido en cuenta las particularidades de cada uno de los productos sabiendo que el precio de GLP en Argentina se encuentra regulado para garantizar el suministro confiable y continuo del mismo, sobre todo para los sectores más vulnerables que dependen del GLP como sustituido del Gas Natural (allí donde las redes de Gas Natural no llegan)

Butano: Como mencionamos anteriormente el precio del GLP (Propano y Butano) esta regulado. Para el Butano hay dos precios de referencia a considerar.

- a) La resolución 70/2015 “Programa Hogares Con Garrafa (Hogar)” Fijando un precio máximo de venta de \$ 650/Ton. (pesos seiscientos cincuenta) más una compensación adicional al productor de \$550/Ton. (Pesos quinientos cincuenta) La estimación del precio del butano se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Dada la tendencia que se observa a la quita de subsidios con el fin de sincerar los precios de los hidrocarburos y sus derivados en el mercado interno, y solo a los fines analíticos de nuestro proyecto, podemos esperar que, entre los años 2023/2025 se reduzcan los aportes del fondo fiduciario a los productores y por lo tanto se libere de a poco el precio de venta de los productores. Sin embargo, al ser un producto sensible para las clases sociales más bajas, es de esperar que a lo largo de los años se siga manteniendo algún tipo de control sobre el precio max de venta, por lo que el precio local no llega nunca a igualar el precio internacional.

- -Siguiendo con este lineamiento estimamos un aumento paulatino de los precios del orden del 20% anual en pesos. Consideramos 20% como hipótesis de media, tomando en cuenta por un lado la estabilización del precio de crudo a sus niveles históricos de entre Usd 80/90 bbl anteriormente mencionada y por otro lado, el sinceramiento de precios de los productos de petróleo en el mercado interno como consecuencia necesaria para mantener inversiones en el sector.
- A partir del Año 2033, el ajuste de precios se hace en base al PPI a fin de marcar un crecimiento mas paulatino que los años que lo preceden mientras que el importe del subsidio es despreciable.

- b) El butano que no se comercializa para garrafa dentro del “Plan Hogar” puede venderse en el mercado interno a un precio que no podrá superar en ningún caso el valor de paridad de exportación publicado por la secretaria de Energía mes a Mes ⁹

Dado que el precio publicado hasta Diciembre 2015 de la secretaria de energía no resulta una base confiable para proyectar los precios esperados de Paridad de exportación, debido a que a principios de este año se redujeron considerablemente el derecho de exportación, viciando de alguna forma la serie histórica disponible, hemos decidido proyectar nosotros mismos la paridad de exportación que estima la Secretaria de Energía, utilizando la

⁹ Ley 26020 / Res. SE 36/2015).

metodología publicada.

Precio MB + Flete S/WS Houston-SSZ – Flete S/WS Bahía Blanca – SSZ – Derecho Exportación

Paridad de Exportación BB/SSZ 2015 (Según metodología de la secretaria de Energía)

Usd 273.92 Precio Mont Belvieu

+Usd 35.00 Flete según WS (Houston/Santos)

-Usd 5.00 Flete según WS (Bahía Blanca/Santos)

-Usd 3.04 Derecho de Exportación (1%)

Usd 300.88 por Tonelada

Los costos de transporte se encuentran publicados en World Scale, y se supone que los mismos son constantes a lo largo de todo el periodo proyectado.

Propano: Para determinar el precio del propano, también hemos tenido en cuenta dos alternativas posibles

- a) Precio máximo de Paridad de Exportación publicado por la secretaria de energía para las ventas proyectadas al mercado interno, básicamente como abastecimiento a las redes del sur. Según el cálculo anteriormente mencionado
- b) Dada la ubicación de nuestro yacimiento, el segundo escenario de precios para propano será la Paridad de Importación Chilena.

Para ambos cálculos se toma en cuenta el Precio proyectado de Mount Belvieu. Siguiendo el lineamiento anteriormente mencionado, se estima que los precios internacionales del GLP volverán a sus valores históricos de Usd 500/Ton. En el año 2025. Para luego actualizarse paulatinamente por PPI hasta el año 2040.

Para determinar el precio posible de exportación a Chile, hemos estimado primero el Import Parity de este mercado meta para así conocer cuál es nuestro “Cap-Price” al exportar:

Partiendo del precio internacional Mont Belvieu obtenido de la US Energy Information Administration ¹⁰() y realizando los descuentos pertinentes obtenemos:

Import Parity Chile (2015) :

Usd 230.00 Precio Mont Belvieu

+Usd 70.00 Fee por uso en la Terminal de Carga

+Usd 100.00 Flete según WS (Houston/Quinteros)

+USd 30.00 fee por uso de Terminal de Descarga (ENAP)

Usd 430.00 por Tonelada Import Parity (O Mont Belvieu +Usd 200)

Una vez obtenido el valor del Import parity Chileno, ya tenemos el precio de referencia para nuestro producto.

$$\text{Net Back} = \text{Import parity chileno} - \text{Flete Terrestre} - \text{Dcho. de exportacion} - \text{descuento}$$

Net back precio de exportación:

Usd 437.00 Import Parity Chileno

-Usd 70.00 Transporte Terrestre (Neuquén – Valparaíso)

-Usd 3.37 Derecho de Exportación (1%)

-Usd 30.00 Descuento por suministro no confiable (estimado)

Usd 333,67/Ton Precio de Venta de exportación a Chile

Cabe destacar que los precios de Flete corresponden a los precios publicados por World Scale y los datos correspondientes a Fee de carga en Houston y Descarga en Quinteros fueron proporcionados por el departamento de GLP de YPF en base a su práctica habitual.

El descuento por riesgo de suministro corresponde a una reducción de 30 dólares en el valor del producto ofrecida al mercado chileno. Dada relación actual con el mercado chileno y las resoluciones de la Secretaria de Energía que han generado cortes repentinos de suministro en el pasado, el mercado chileno percibe a nuestro país como un proveedor poco confiable.

¹⁰http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPLLPA_PF4_Y44MB_DPG&f=D

Por lo tanto el descuento de Usd 30/ton actúa como incentivo para los compradores Chilenos, quienes elegirán nuestro producto, en lugar de comprarlo a proveedores mas confiables, pero mas distantes.

Tabla 8 - Evolución de Precios GLP

AÑO	USD/TON.							
	Mont Belvieu C3	Mont Belvieu C4	Paridad de Expo. C3	Paridad de Expo. C4	Plan Hogar C4	Paridad de Expo. Chile C3	Promedio Precio C3	Promedio Precio C4
2015	229,25	273,92	256,66	300,88	130,69	320,71	298,29	198,76
2016	233,84	279,40	261,20	306,30	105,82	355,25	322,33	186,01
2017	253,07	302,38	280,24	329,05	86,74	374,29	341,37	183,66
2018	273,43	326,70	300,39	353,13	71,45	394,44	361,52	184,12
2019	295,90	353,55	322,64	379,71	59,59	416,69	383,77	187,64
2020	320,10	382,46	346,60	408,34	55,97	440,65	407,73	196,92
2021	346,11	413,54	372,34	439,11	62,54	466,39	433,48	213,16
2022	374,50	447,47	400,46	472,70	70,41	494,51	461,59	231,33
2023	405,40	484,39	431,05	509,24	79,87	525,10	492,18	251,62
2024	438,91	524,43	464,22	548,88	86,58	558,27	525,35	271,50
2025	466,09	556,90	491,13	581,03	96,49	595,08	558,69	290,31
2026	475,41	563,86	500,35	587,92	109,86	604,30	567,92	301,09
2027	484,92	570,91	509,77	594,90	127,10	613,72	577,34	314,22
2028	494,62	578,04	519,37	601,96	148,72	623,32	586,94	330,02
2029	533,60	619,27	557,97	642,78	175,44	661,92	625,53	362,37
2030	544,27	627,01	568,53	650,44	208,10	672,48	636,10	385,03
2031	555,16	634,85	579,31	658,20	243,89	683,26	646,88	409,61
2032	566,26	642,79	590,30	666,06	292,67	694,25	657,87	442,02
2033	577,59	650,82	601,51	674,01	300,48	705,46	669,08	449,90
2034	589,14	658,96	612,95	682,07	308,42	716,90	680,52	457,88
2035	600,92	667,19	624,61	690,22	316,49	728,56	692,18	465,98
2036	612,94	675,53	636,51	698,48	324,69	740,46	704,08	474,21
2037	625,20	683,98	648,65	706,84	333,02	752,60	716,22	482,55
2038	637,70	692,53	661,03	715,30	341,49	764,98	728,60	491,01
2039	650,46	701,18	673,65	723,87	350,09	777,60	741,22	499,60
2040	663,47	709,95	686,53	732,55	358,82	790,48	754,10	508,31

4.1.3 Condensado y Gasolina

Los precios de las Gasolinas y los condensados se han estimado en base a los precios del crudo Medanito, ya que estos productos se usan generalmente para mejorar el API de los crudos. Se proyecta un precio estable del Crudo medianito, tendiente a equipararse con el precio internacional. El precio Internacional lo estimamos en base al crudo marcador Brent

por ser el marcador que se está utilizando en nuestro país para los contratos internacionales (en detrimento del WTI, que ha ido perdiendo importancia). Actualmente el precio del crudo medanito se encuentra totalmente desacoplado del precio internacional. Podemos esperar que su valor promedio de Usd 76/Bbl se mantenga a lo largo del tiempo, aun cuando el Brent vaya recuperando su valor promedio de la última década ya que resulta necesario contar con un precio competitivo para el desarrollo del Vaca Muerta, Yacimiento estratégico para nuestro país.

Tabla 9 – Evolución del precio de Gasolinas

AÑO	Brent Usd /Bbl	Medanito US\$/Bbl	Gasolinas usd/litros	Gasolinas usd/m3
2015	56,46	76,00	0,48	477,99
2016	56,46	76,00	0,48	477,99
2017	59,60	76,00	0,48	477,99
2018	62,84	76,00	0,48	477,99
2019	66,38	76,00	0,48	477,99
2020	70,11	76,00	0,48	477,99
2021	74,03	76,00	0,48	477,99
2022	78,25	76,00	0,48	477,99
2023	82,77	76,00	0,48	477,99
2024	87,58	76,00	0,48	477,99
2025	91,00	76,00	0,48	477,99
2026	91,00	76,00	0,48	477,99
2027	91,00	76,00	0,48	477,99
2028	91,00	76,00	0,48	477,99
2029	96,00	85,00	0,53	534,59
2030	96,00	85,00	0,53	534,59
2031	96,00	85,00	0,53	534,59
2032	96,00	85,00	0,53	534,59
2033	96,00	85,00	0,53	534,59
2034	96,00	85,00	0,53	534,59
2035	96,00	85,00	0,53	534,59
2036	96,00	85,00	0,53	534,59
2037	96,00	85,00	0,53	534,59
2038	96,00	85,00	0,53	534,59
2039	96,00	85,00	0,53	534,59
2040	96,00	85,00	0,53	534,59

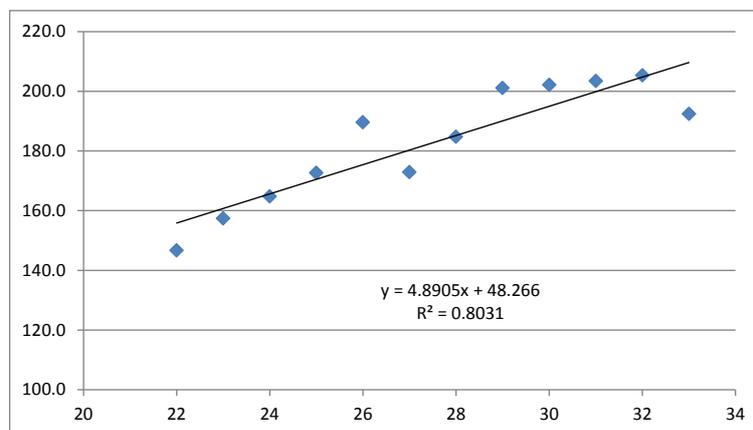
4.2 Factor De Ajuste *Producers Price Index* (PPI)

A fin de poder indexar los precios de los distintos productos, resulta de vital importancia estimar también la evolución futura del *Producers Price Index*.

Dicho Índice es publicado mensualmente por el *Bureau Labour Statistics* de Estados Unidos y mide la evolución promedio de los precios de venta de los productores en la primera transacción comercial de los distintos *commodities*. Para nuestro trabajo hemos utilizado el índice de energía¹¹.

Utilizando la tendencia de la serie histórica de los últimos 10 años hemos construido una ecuación con un coeficiente de ajuste que marca la tendencia de la serie lineal y con esa ecuación hemos proyectado los valores hasta el 2014

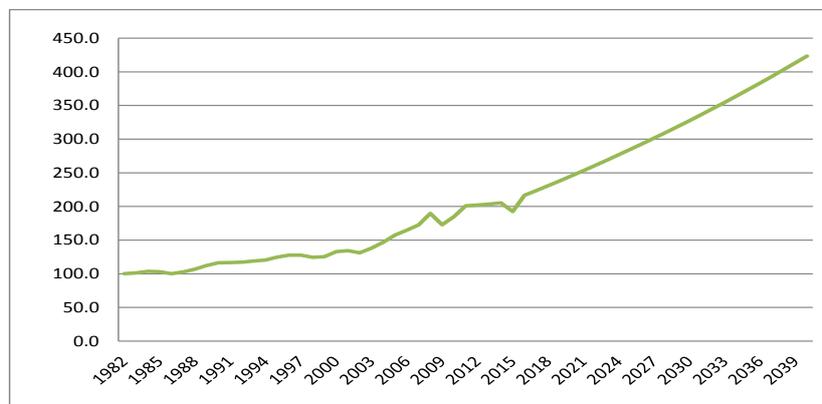
Figura 6 – Tendencia IPP



Cabe aclarar, que en el año 2009 y comienzo del 2015, el índice presentaba altas caídas (-8,8% en el primer caso, y -6,3% en el segundo). De este modo, se decidió crecer con 1 punto porcentual por arriba del tendencial, ya que el mismo está condicionado por dichas caídas. A continuación se presenta la evolución futura del Producer Price Index.

¹¹ <http://data.bls.gov/pdq/SurveyOutputServlet>

Figura 7 – Proyección IPP



En el gráfico se observa que el índice proyectado tiene una tasa de crecimiento decreciente, producto de mantener una fórmula de proyección lineal. Es importante mencionar que en el año 2016 el mismo mantiene una elevada tasa de crecimiento, producto de la caída en el año 2015 (efecto rebote).

4.3 Tipo De Cambio

La proyección del tipo de cambio es extremadamente compleja ya que además de depender de muchas variables económicas, en nuestro país tiene una importancia sociopolítica tan grande que puede generar distorsiones, particularmente en un contexto como el actual.

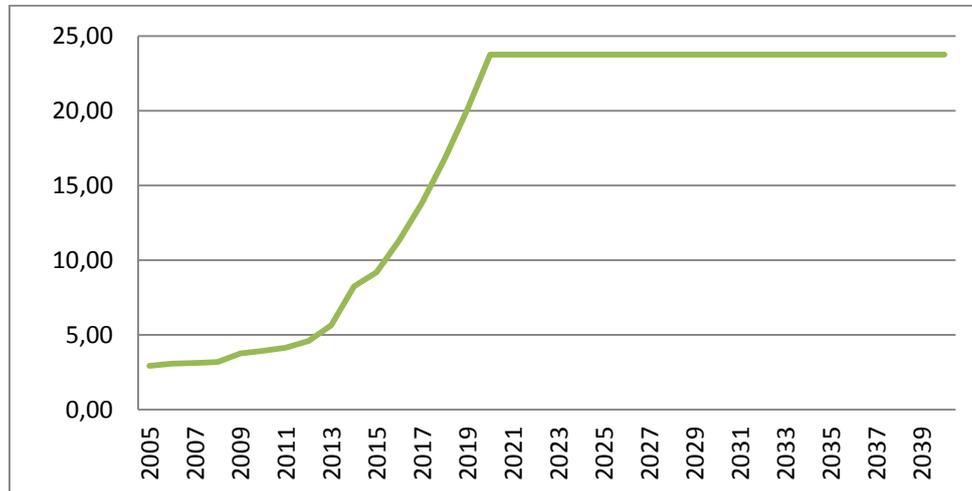
A fin de realizar nuestra estimación, partimos de las proyecciones del Banco Central de la República Argentina y estimaciones del Fondo Monetario Internacional de Producto Bruto interno en dólares y en moneda corriente¹².

La tendencia publicada indica una fuerte devaluación del peso del 23.50% para el año 2016, decreciente en 2017 y 2018 en 22% y 21% respectivamente. La publicación llega hasta el 2023 con un tipo de cambio cercano a los \$24/Usd. Este es el valor que tomaremos para completar la serie hasta el año 2040 porque entendemos que puede tratarse de un tipo de cambio de equilibrio.

Dada la imposibilidad de proyectar con certeza esta variable tan importante y determinante para nuestro proyecto, elegimos un escenario conservador que permita evaluar nuestro proyecto sin vicios por el tipo de cambio.

¹² <http://www.bcra.gov.ar/Estadisticas/estser030502.asp>
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/02/index.htm>

Figura 8 – Proyección Tipo de Cambio



3.4 Pronostico de Producción

El área que será licitada corresponde a un yacimiento de gas y condensado. El mismo tiene una profundidad promedio de 2,210 metros bajo boca de pozo (mbbp), está compuesto de areniscas, y pertenece a la Formación Mulichinco. La exploración del yacimiento se ha realizada mediante sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el deposito, cuatro de las cuales fueron productivas.

Determinar fehacientemente el potencial del yacimiento resulta esencial para estimar el caudal promedio de producción diario y en base a eso proyectar los egresos e inversiones que deberíamos comprometer en caso de ser los adjudicados de la licitación.

a. RESERVAS

El cálculo de las reservas fue calculado mediante el método volumétrico. El mismo corresponde a estimar las reservas en función a la porosidad y saturación del volumen de rocas. A continuación se presenta la ecuación empleada:

$$G = \frac{V_R \phi (1 - S_W)}{B_g}$$

donde,

G corresponde al volumen de gas "in situ", en condiciones estandar.

V_R es el volumen de roca

\emptyset es la porosidad de las rocas

S_W hace referencia a la saturación de agua irreductible

B_g es el factor volumétrico que corresponde a la siguiente expresión:

$$B_g = \frac{P_a T_r Z_r}{P_r T_a Z_a}$$

Como se observa en la ecuación el factor volumétrico depende de la presión, la temperatura y el factor de compresibilidad del gas.

En este contexto, se dispone de la información adquirida mediante la sísmica 2D y la perforación de los pozos. A continuación se presentan los valores que describen al yacimiento:

Tabla 10 – Datos del Yacimiento

Concepto	Valor
Volumen de roca	1.250 Mm ³
Porosidad	12%
Saturación de agua irreductible	33%
Temperatura del reservorio	87°C/360°K
Presión del reservorio	238 kg/cm ²
Temperatura ambiente	15°C/288°K
Presión atmosférica	1,033 kg/cm ²

Aplicando dichos valores en la fórmula de las reservas volumétricas se obtiene que existen 20.307 Gm³ de reservas de gas. Asimismo, se conoce que existe una relación gas-petróleo (GOR) de 23.000 m³_{gas}/m³_{liq}. Es decir, que a partir del cálculo de la reserva de gas se estima que existen 882 Mm³ reservas de condensado en el yacimiento.

b. POZO TIPO

Una vez estimadas las reservas de gas y condensado es importante calcular el comportamiento del pozo tipo. Es decir, que a partir del pozo tipo se podrá estimar la producción anual en relación a la cantidad de pozos perforados. En este contexto, será importante fijar las presiones de operación del pozo.

En particular, se debe analizar el comportamiento del yacimiento a los fines de comprender las dinámicas que determinan cuanto producirá un pozo tipo bajo distintas condiciones de presión. En este sentido, en el "ANEXO 1 - Metodología Pozo Tipo" se describe en detalle la metodología, y se presentan las ecuaciones y cuadros empleados para la construcción del

comportamiento del pozo tipo.

En este sentido, el análisis metodológico realizado y descrito en el ANEXO 1 permitió construir las ecuaciones que vinculan a las distintas variables, lo que limita el problema a establecer la cantidad de pozos a perforar (a los fines de determinar el caudal acumulado de producción) y la presión de operación en boca de pozo. Esta tarea fue realizada simultáneamente, determinando la cantidad de pozos y las presiones necesarias para evitar una depletación muy rápida del yacimiento.

Con respecto a la cantidad de pozos, existe un límite máximo de 8 pozos a perforar por año, ya que se usará un solo equipo de perforación por año. Además, se considera que la perforación de los pozos será realizada un año antes de que sean requeridos para producción. Finalmente, por cada 10 pozos perforados se considerara 1 pozo estéril, y se deberá contar con pozos de reserva para poder abastecer los picos de demanda.

En este sentido, es importante mencionar que en el área existe un límite de 60 pozos totales. En particular, el radio de drenaje, sobre el cual se discutirá en la siguiente sección, asciende a 748 metros. Por lo tanto, utilizando la formulas geométricas obtenemos que cada pozo tiene un área de alcance de 1,75 km². Dado la extensión de nuestra área, se podrían perforar hasta 60 pozos.

3.5 Estrategia De Perforación:

La estrategia de perforación se determinó en base a la premisa de mantener un volumen de producción constante a lo largo de todo el proyecto. El nivel de producción oscila entre los 1500Mm³/d y los 2500Mm³/día desde el inicio de la actividad en 2018 hasta el 2036, año en el que la producción cae significativamente hasta llegar a los 786Mm³/d al final de la concesión en 2040.

Para lograr nuestro objetivo, proponemos perforar como muestra el siguiente cuadro:

Tabla 11 – Pozos a perforar

Año	Ptf	Pozos
2017	-	1
2018	80	2
2019	80	2
2020	80	2
2021	80	2
2022	80	2
2023	80	2
2024	80	1
2025	60	2
2026	60	3
2027	60	4
2028	60	4
2029	60	4
2030	60	5
2031	60	4
2032	40	4
2033	40	4
2034	40	4
2035	25	2
2036	25	3
2037	25	3
2038	25	2
2039	25	0
2040	25	0

Cabe destacar el uso de las presiones de boca de pozo como medio para regular el caudal extraído.

Figura 13 – Pozos perforados y Caudal extraído

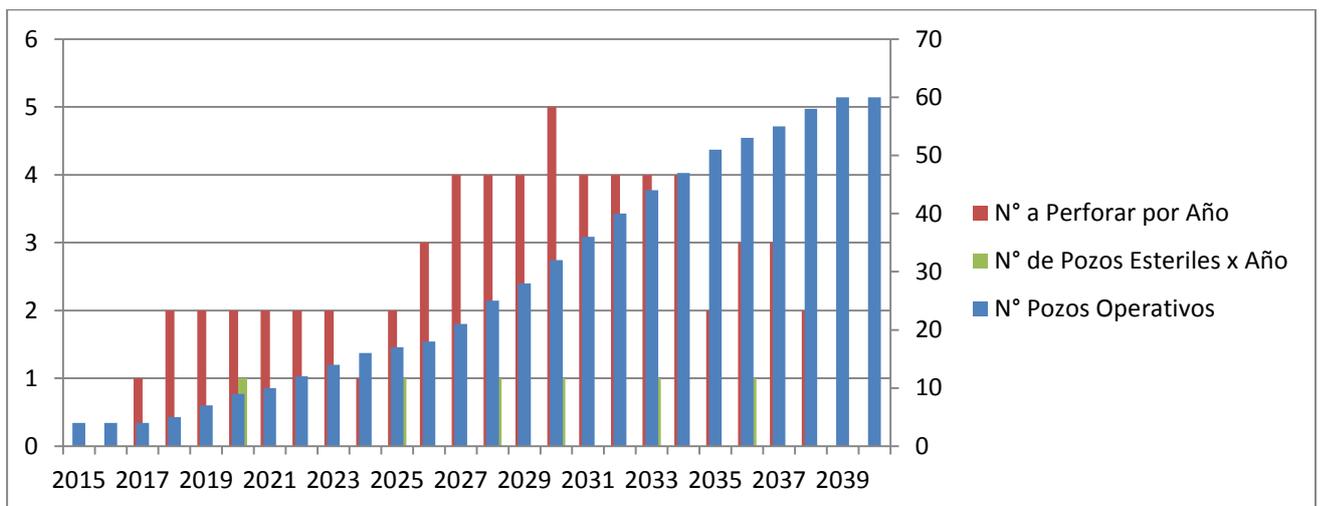
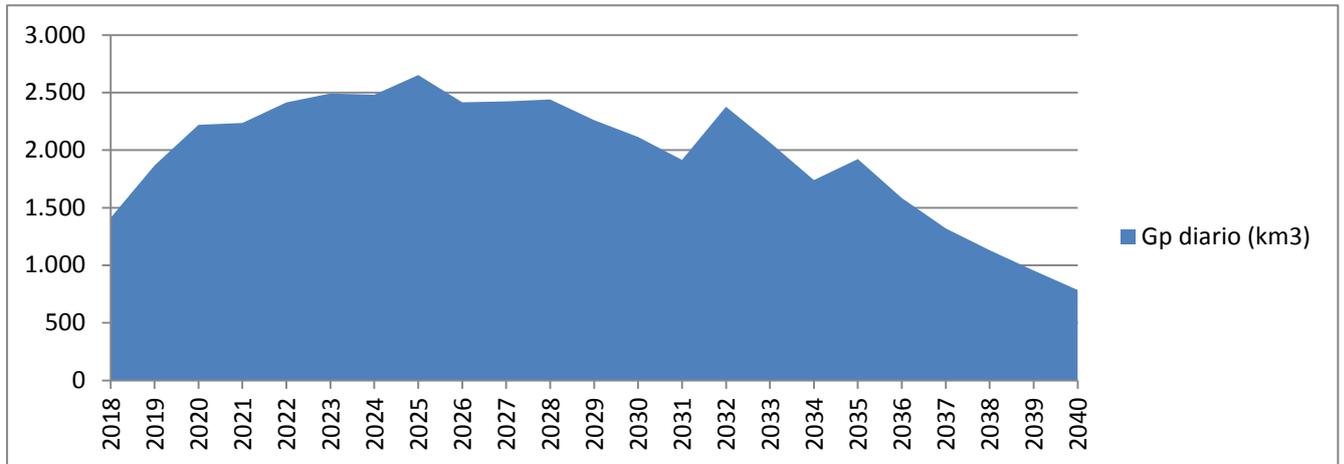


Figura 14 – Caudal de Produccion Diario



Para aprovechar al máximo el Yacimiento hemos decidido perforar 62 pozos, adicionales a los 5 pozos de exploración que ya estaban perforados. De los 67 pozos, 7 han resultado estériles por lo tanto contaremos con 60 pozos productivos.

3.6 Ubicación De Los Pozos En El Campo:

Los 60 Pozos productivos se distribuyen en el campo teniendo en cuenta el aprovechamiento de los mejores espesores de roca reservorio. Los espesores más productivos han sido estimados en base a el Mapa Isopaquico que se presenta como Anexo de este trabajo - "ANEXO 2 – Mapas Estructurales".

Cada pozo cuenta con un radio de drenaje de 743 mts, por lo tanto cada uno puede drenar un área de 1.75 km² de extensión.

A fin de optimizar las instalaciones de campo hemos decidido poner en producción los 4 pozos de exploración conectándolos a la Batería N°1. Esto implica una inversión adicional en cañería de captación de approx Usd 950k pero permite diferir en el tiempo la instalación de las demás baterías (a un costo de Usd4.5M/Cada una).

Además del criterio mencionado en el párrafo anterior, la ubicación de los pozos también se determina en relación a su cercanía con las baterías de superficie previamente instaladas, buscando completar la capacidad de cada batería antes de instalar la siguiente.

Un análisis exhaustivo de las instalaciones de campo se detalla más adelante en el presente trabajo.

Como mencionado anteriormente las presiones de boca de pozo se determinaron en función del caudal deseado de producción. Con este escenario logramos una presión de abandono de 49kg/cm³. Lo que nos permite extraer casi en su totalidad las reservas estimadas con un factor de recuperación de 81.3%.

Tabla 12 – Pronostico de Producción

Año	Gp diario (km3)	Gp anual (Mm3)	Gp acumulado (Mm3)	HC líquidos condensado (m3/día)	Pws/Z	Pws (kg/cm2)	Ptf (kg/cm2)	Pwf (kg/cm2)	Q pozo tipo (km3/d)	N° Pozos Operativos	N° a Perforar por Año	N° de Pozos Esteriles x Año
2015	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	4	0	
2016	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	4	0	
2017	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	80,00	-	-	4	1	
2018	1411,34	515,14	515,14	61,36	260,91	236	80,00	105,21	282,27	5	2	
2019	1867,04	681,47	1196,61	81,18	254,32	230	80,00	104,45	266,72	7	2	
2020	2219,98	810,29	2006,90	96,52	245,59	222	80,00	103,48	246,66	9	2	1
2021	2235,91	816,11	2823,00	97,21	235,22	213	80,00	102,36	223,59	10	2	
2022	2414,44	881,27	3704,28	104,98	224,78	204	80,00	101,27	201,20	12	2	
2023	2491,91	909,55	4613,82	108,34	213,50	193	80,00	100,14	177,99	14	2	
2024	2481,51	905,75	5519,58	107,89	201,85	183	80,00	99,03	155,09	16	1	
2025	2652,07	968,01	6487,58	115,31	190,26	172	60,00	77,08	156,00	17	2	1
2026	2415,34	881,60	7369,18	105,01	177,87	161	60,00	75,73	134,19	18	3	
2027	2423,40	884,54	8253,72	105,37	166,58	151	60,00	74,56	115,40	21	4	
2028	2439,94	890,58	9144,30	106,08	155,26	141	60,00	73,46	97,60	25	4	1
2029	2260,70	825,16	9969,46	98,29	143,86	131	60,00	72,41	80,74	28	4	
2030	2114,48	771,79	10741,24	91,93	133,30	121	60,00	71,50	66,08	32	5	1
2031	1915,22	699,05	11440,30	83,27	123,42	112	60,00	70,71	53,20	36	4	
2032	2376,91	867,57	12307,87	103,34	114,47	104	40,00	48,04	59,42	40	4	
2033	2066,86	754,40	13062,27	89,86	103,37	94	40,00	46,99	46,97	44	4	1
2034	1740,00	635,10	13697,37	75,65	93,71	85	40,00	46,16	37,02	47	4	
2035	1922,54	701,73	14399,10	83,59	85,58	78	25,00	28,85	37,70	51	2	
2036	1583,97	578,15	14977,25	68,87	76,60	70	25,00	27,98	29,89	53	3	1
2037	1320,39	481,94	15459,19	57,41	69,20	63	25,00	27,33	24,01	55	3	
2038	1130,68	412,70	15871,89	49,16	63,03	58	25,00	26,83	19,49	58	2	
2039	954,79	348,50	16220,39	41,51	57,75	53	25,00	26,43	15,91	60	0	
2040	785,63	286,76	16507,15	34,16	53,29	49	25,00	26,12	13,09	60	0	

3.7 Facilites de campo:

a) Baterías:

Dado el plan de perforación de 60 pozos a lo largo de la vida útil del proyecto, se esperan construir un total de 6 baterías (10 pozos operativos por batería). El costo Max. esperado es de Usd 2.950M, para las Bat. N°1 puesto que será la batería que reciba más caudal de producción y por lo tanto necesita la instalación de un separador general adicional.

Las baterías N°2; N°3 y N°4 contarán con un separador General y uno de control y tendrán un costo de Usd 1.950M. Y las Baterías N°5 y N°6, por ser las baterías con menos caudal de procesamiento contarán con dos separadores pequeños de 500km³/d a un costo de Usd 1.550M. Cada batería estará además conectada a un manifold

Según el plan de perforación anteriormente mencionado, los años de puesta en marcha de las 6 Baterías serán :

Bat. N°1 Año 2018

Bat N°2 Año 2022

Bat N°3 Año 2027

Bat N°4 Año 2030

Bat N°5 Año 2033

Bat N°6 Año 2035

Cada una de las baterías ha sido instalada siguiendo el cálculo del baricentro, el cual mide el caudal que se espera recibirá cada batería, Este método permite determinar la ubicación óptima de todas las instalaciones de campo en función a la producción esperada de cada uno de los pozos. En un eje cartesiano ubicamos cada una de las coordenadas que representan a los pozos para luego determinar matemáticamente las coordenadas adecuadas para la instalación cada una de las baterías. Este método será utilizado también para determinar la ubicación de la planta de tratamiento que será desarrollado más adelante.

Para las Bat N°5 y N°6, que son las últimas que entran en producción, y por lo tanto las que esperan recibir menor caudal, hemos decidido instalar dos separadores de control. Uno de ellos actuará como separador general.

A continuación se presenta un esquema donde se resume la distribución de separadores por batería:

Tabla 13 – Separadores Instalados

Instalación	Producción Max/Bat. Mm3/d	Separador General	Separador de Control
Batería 1	2,012	2	1
Batería 2	1,038	1	1
Batería 3	0,594	1	1
Batería 4	0,534	1	1
Batería 5	0,339	2	
Batería 6	0,143	2	

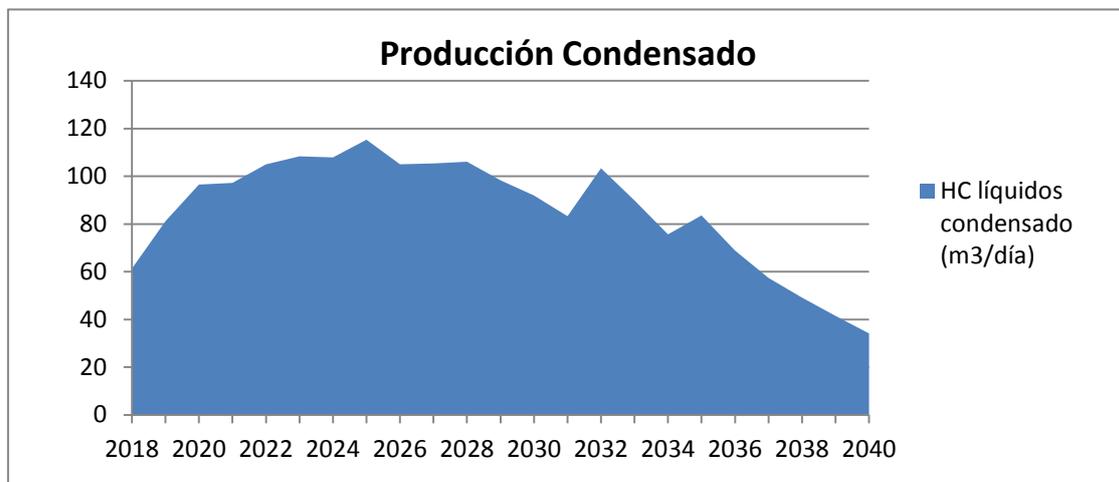
c) Tanques de Almacenaje de Condensado:

Como mencionamos anteriormente, cada separador está diseñado para extraer Líquidos fácilmente condensables (pentanos y superiores) más agua. Los hidrocarburos condensables pueden acondicionarse y venderse por separado a fin de aprovechar su mayor valor económico.

Por esto es necesario instalar en cada batería un tanque de almacenamiento de Condensado con una capacidad de 500 M3.

El tanque estará sobredimensionado para el caudal de producción que esperamos, pero de esta manera podemos coordinar la recogida una vez cada 5 días (promedio) en camión una vez que el camión este completamente cargado con el producto de distintas baterías, pasa por la estación de medición y control para luego seguir viaje. Un tanque de almacenada de menor capacidad implicaría un mayor esfuerzo logístico

Figura 16 – Separación de Condensados



Todas las instalaciones han sido construidas durante el año previo a la puesta en marcha de las mismas.

d) Sistema de Captación

En un campo, los sistemas de captación consisten en un conjunto de tuberías, equipos e instalaciones necesarias para movilizar el gas y condensado producido desde el pozo hasta su destino final. Es decir, que en superficie se cuenta con líneas de flujo (*flow lines*) que conducen los fluidos hasta un sistema de separación primaria (separación líquido-gas) y de este se desprenden otras líneas (colectora principal) hacia distintos procesos. Por lo tanto, el sistema de captación complementa lo definido en la sección anterior.

Los *flow lines* y la colectora principal son dos elementos esenciales dado que por medio de ellos se transportara el gas y condensado a los distintos lugares dentro del yacimiento. En particular, la inversión requerida en ellas dependerá de la ubicación de las baterías y la planta de tratamiento de gas, así como de la necesidad de compresión del gas para que lleguen a la presión requerida.

La ubicación de las baterías fue definida en función a la metodología del baricentro. Por lo tanto, conociendo las coordenadas de cada pozo y las coordenadas de las baterías se puede calcular los metros de *flow lines* necesario. Para lo mismo, se empleó el teorema de Pitágoras, tomando los ejes cartesianos como los catetos. Por último, se utilizó la escala del mapa (1-700) a los fines de determinar los kilómetros necesarios.

El cálculo para los colectores principales fue análogo al realizado para los *flow lines*, utilizando las coordenadas de cada batería y de la planta. La planta fue ubicada en función al método del baricentro. Para lo mismo, se consideró la producción proveniente de cada batería. Conociendo las coordenadas de estas últimas y su producción acumulada se pudo

ubicar la planta de tratamiento en el lugar óptimo dado el nivel de producción acumulado. Este punto será analizado en detalle en la siguiente sección de este trabajo.

A continuación se presentan los kilómetros acumulados por año, tanto de la red de colectora como del flow line:

Tabla 14 – Km Acumulado del Sistema de Capitación

Año	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Flow Line	16,78	19,56	21,14	29,32	52,02	70,76	78,83
Camptación	0,81	0,81	0,81	2,64	7,14	13,41	13,41

Tal como mencionamos en la sección anterior, a fin de regular el caudal de producción hemos decidido manipular las presiones de boca de pozo. Los primeros años se trabajara a una presión de 80Kg/cm² pero a partir del 2025 la presión desciende a 60 Kg/cm². Esto genera un inconveniente puesto que la presión de entrada a la planta de tratamiento no podrá ser menor a 70 Kg/cm². Para eso será necesario instalar 3 moto-compresores de 500 HP cada uno en el año 2025. Luego cuando la presión de boca de pozo vuelve a descender a 40 kg/cm², necesitaremos instalar 5 moto-compresores más de 500 HP y hacia el final, en los últimos 5 años del proyecto necesitaremos instalar 4 Moto-compresores más.

La cantidad de moto-compresores necesarios fue calculado a partir de la producción máxima a cada nivel de presión de operación del pozo. La potencia a instalar, entonces, fue calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$P(HP) = 1,575 * 10^3 * Q_{STD} * Z_{ing} * \frac{(T_i)}{288} * \left(\frac{K}{K-1} \right) * \left[\left(\frac{P_d}{P_i} \right)^{\left(\frac{K-1}{K} \right)} - 1 \right] * \frac{1}{\eta_c}$$

Donde,

Q_{std} representa el nivel de producción máximo.

Z_{ing} es el factor de compresibilidad, e igual a 0,9.

T_i corresponde a la temperatura de ingreso que asciende a 288°K.

K es el factor poli trópico e igual a 1,30.

η_c es el rendimiento adiabático y dinámico. Este se supone en 0,8.

$\frac{P_d}{P_i}$ representa la relación de compresión.

Conociendo la relación de compresión y los volúmenes máximos de producción se calculó la potencia requerida a partir del año 2025. Además, se conoce que cada motocompresor tiene

una capacidad de 500 HP. Por lo tanto, a continuación se presenta la potencia instalada por año junto con los módulos necesarios:

Tabla 15 – Diseño de Motocompresores

Año	Pi=Pt	P. Min. Planta	RC	Potencia (HP)	Motocompresores	
					Modulos	Potencia (HP)
2017	-	-	-	-	-	0
2018	80	70	1,0	-	0	0
2019	80	70	1,0	-	0	0
2020	80	70	1,0	-	0	0
2021	80	70	1,0	-	0	0
2022	80	70	1,0	-	0	0
2023	80	70	1,0	-	0	0
2024	80	70	1,0	-	0	0
2025	60	70	1,3	1446	3	1500
2026	60	70	1,3	1446	3	1500
2027	60	70	1,3	1446	3	1500
2028	60	70	1,3	1446	3	1500
2029	60	70	1,3	1446	3	1500
2030	60	70	1,3	1446	3	1500
2031	60	70	1,3	1446	3	1500
2032	40	70	2,2	3613	8	4000
2033	40	70	2,2	3613	8	4000
2034	40	70	2,2	3613	8	4000
2035	25	70	4,1	5702	12	6000
2036	25	70	4,1	5702	12	6000
2037	25	70	4,1	5702	12	6000
2038	25	70	4,1	5702	12	6000
2039	25	70	4,1	5702	12	6000
2040	25	70	4,1	5702	12	6000

Es importante mencionar que a lo largo de todos los años, la potencia utilizada será distinta de la de diseño, ya que la misma fue calculada en función al nivel máximo para cada nivel de presión. Por lo tanto, la utilización de los HP será inferior en todos los casos al de diseño. En este sentido, el consumo de gas para compresión equivale a 5 m³/d por cada HP requerido.

5 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL

Todo gas natural necesita ser acondicionado antes de considerarse apto para su transporte y posterior consumo. De otra forma, los contaminantes propios del gas extraído del pozo pueden dañar las instalaciones de transporte, distribución y consumo.

Por otra parte también se separan los hidrocarburos fácilmente condensables ya que tienen un alto valor económico y, muchas veces, conviene comercializarlos por separado.

Tabla 16 – Requerimientos de Especificación del Gas Natural

Especificacion	Requisito Basico
Vapor de Agua (H ₂ O)	65mg/M ³
Dioxido de Carbono (CO ₂)	2 % Molar
Total de Inertes	4% Molar
Oxigeno (O ₂)	0,2% Molar
Sulfuro de Hidrogeno (SH ₂)	3mg/M ³
Azufre Entero	15mg/M ³
Hidrocarburos Condensables	-4C° a 5500 kPa abs
Poder Calorico Superior (PCS)	Min 8850 / Max 10200 Kcal/M ³
Temperatura	50C°
Particulas Solidas y Liquidas	**
Indice de Wobe	Min 11300 /Max 12470

Fuente: Resolución ENARGSA 259/08.

La reglamentación establece que el **valor para el contenido de CO₂ podrá ser superado** previo acuerdo con el transportista, pero nunca mayor a 2,5% Molar. Esta situación establece una flexibilidad respecto al dióxido de carbono, elemento que posee nuestro gas natural. Por su parte, el valor para el contenido de total de inertes, podrá ser superado previo acuerdo con el transportista, pero nunca mayor a 4,5% molar

El gas deberá estar libre de arena, polvo, gomas, aceites y de cualquier otro solido con un tamaño superior a los 5 micrones. Así como también libre de cualquier líquido que lo tornaran no comerciable o causaran daño en las instalaciones.

La norma específica también la metodología de análisis a ser utilizada para cada especificación (ASTM D; IRAM IAP; GPA 2377; etc).Para lo mismo, se deberán evaluar los métodos de extracción y tratamiento de gas natural a los fines de cumplir con los requisitos impuestos por la ley.

5.1 Principales Contaminantes Del Gas Y Su Tratamiento:

De la tabla anterior se desprende que los principales contaminantes del gas son :

a) Vapor de agua :

El Gas Natural crudo contiene vapor de agua, dada la marcada diferencia de temperatura entre el reservorio y la boca de pozo, este vapor de agua condensa fácilmente generando liquido indeseable en las instalaciones del yacimiento, destacando entre las más nocivas la

aparición de Hidratos, que taponan las cañerías, o la corrosión que se genera al combinar agua dióxido de carbono o sulfuro de hidrogeno presentes en el gas. Para evitar que esto ocurra es fundamental deshidratar el gas.

Métodos para eliminar el vapor de Agua :

Absorción: Exponiendo la corriente de gas al contacto directo con un líquido higroscópico (como por ejemplo Trietilenglicol (TEG) o Etilenglicol (MEG)).

El vapor de agua, presente en un gas será "absorbido" por una solución mientras la presión parcial del vapor de agua en el gas en contacto con la solución, exceda la presión de vapor del agua en la solución.

El absorbente luego es fácilmente regenerable por medio de destilación

Adsorción: Exponiendo la corriente de gas a un lecho de material sólido de estructura porosa que retendrá selectivamente agua e hidrocarburos hasta su saturación.

El desecante es fácilmente regenerable por calentamiento a altas temperaturas, los líquidos adsorbidos volverán a su estado gaseoso y el lecho solido queda activo para ser reutilizado.

Enfriamiento: Al enfriar la corriente de gas, por medio de aerofriadores o intercambiadores de calor gas-agua, reduciendo la cantidad de vapor de agua en equilibrio. Posteriormente será necesario separar los condensados.

**Para evitar la formación de Hidratos, se puede :

Modificar las condiciones de Presión / Llevar el punto de rocío de agua por debajo de la temperatura de operación (deshidratación) / Introducir sustancias que bajan la temperatura de formación de hidratos (inhibición).

Si el Hidrato se ha formado, los métodos correctivos mas usuales son : Elevación de la Temperatura en el lugar de formación / Variación de la Presión en la cañería (despresurizar) /Introducir sustancias inhibidoras de formación de hidratos

b) Dióxido de carbono (CO₂) y Sulfuro de Hidrogeno (SH₂):

Es muy importante deshacerse de estos componentes ya que ambos son altamente corrosivos (en presencia de agua). El Sulfuro de Hidrogeno es además toxico por lo que

debe ser eliminado para evitar daños a las personas. Por otro lado, no aportan calorías a la mezcla de gas por lo que transportarlos es antieconómico.

Los procesos que se utilizan para remover estas partículas se denominan de "endulzamiento" siendo los más habituales:

Absorción con Solventes químicos: (Aminas, Carbonato de Potasio o Solventes específicos).

La corriente de gas es circulada en una torre de platos o relleno a contracorriente de dicho solvente el cual irá absorbiendo CO₂, SH₂ y los compuestos de azufre en general. Los componentes absorbidos son luego eliminados en una torre de baja presión por vaporización

Adsorción selectiva con tamices moleculares : Proceso en el cual se aprovecha la capacidad para adsorber selectivamente ciertos gases en su superficie altamente porosa. Una vez saturado, el lecho sólido se regenera por calentamiento.

Método de Membranas: se aprovecha la particularidad de ciertos polímeros de retener los hidrocarburos y dejar pasar los gases ácidos y el vapor de agua por mecanismos de difusión y/o capilaridad (permeabilidad). La fuerza impulsora es la presión parcial del gas ácido que se quiere extraer. Este método se utiliza en gases con alto contenido de CO₂ (>15%)

Proceso de esponja de hierro : Específico para el SH₂ El sulfuro de hidrógeno reacciona químicamente con el óxido férrico formando sulfuro férrico. Cuando el lecho ha reaccionado totalmente debe procederse a su recambio.

c) Acondicionamiento del Punto de Rocío:

Es un proceso mediante el cual se extraen los Hidrocarburos Líquidos fácilmente condensables presentes en el gas, para, por un lado deshidratar el gas, y por el otro aprovechar el mayor valor económico de los C₅+. Dicho ajuste puede lograrse mediante enfriamiento / subenfriamiento (hasta los -4°C) o por adsorción en donde el lecho de material sólido por el cual se hace circular la corriente de gas se retiene en forma selectiva agua y/o hidrocarburos.

d) Gases Inertes (N₂) :

Es importante que el gas que ingresa al gasoducto este libre de gases inertes ya que estos ocupan volumen pero no aportan ninguna caloría adicional.

e) Partículas sólidas y líquidas :

Resulta imperativo deshacerse de toda aquella partícula, sólida o líquida presente en el gas, ya que pueden afectar el buen funcionamiento y estado de las instalaciones del yacimiento. Cualquier roce de una partícula sólida con la cañería genera el desgaste de la misma.

Las instalaciones más usadas son : el separador de choque y el separador ciclónico que funcionan aprovechando las fuerzas gravitacionales, y centrífuga y la acción de choque.

f) Recuperación de Hidrocarburos condensables :

Los métodos más usados para separar los Hidrocarburos condensables (Etano, Butano, Propano y superiores con mayor valor económico) del gas natural son :

Adsorción con Tamices Moleculares: Se utiliza lecho de material sólido de estructura porosa, el cual retendrá selectivamente sobre su superficie hidrocarburos.

Refrigeración Mecánica: el enfriamiento de un gas natural reduce la cantidad de vapores de hidrocarburo en equilibrio, comenzando a separarse en estado líquido por condensación.

El nivel de recuperación logrado (propano, butanos, pentanos) dependerá del grado de enfriamiento que obtenga.

Absorción Refrigerada: con solventes orgánicos. Es un proceso derivado del indicado anteriormente, en el cual se logra mejorar significativamente el rendimiento de recuperación, haciendo circular el gas en una torre a contracorriente de un líquido absorbente (Jet o kerosene).

Turbo-expansión: Consiste básicamente en una expansión Joule-Thompson con el agregado de una turbina de flujo radial. Es un proceso de expansión, en el cual las moléculas quedan más separadas, consumiéndose trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Dicho trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, disminuyendo por lo tanto la energía interna y en consecuencia la temperatura. (al trabajo de expansión se le suma el trabajo de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose; obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento, puesto que se

absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado)

Tabla 17 – Procesos de Acondicionamiento y Recuperación

Tipo de Procesos/Rendimiento %	Etano	Propano	Butano	Gasolinas	Observ.
Adsorción con Tamices	5	35	65	80	(*)
Refrigeración simple (-25°C)	25	55	85	98	(*)
Absorción (15°C)	5	40	75	90	
Absorción refrigerada (-25°C)	15	75	90	95	
Expansión Joule-Thompson (-85°C)	70	90	99	100	
Turboexpansión (-90°C)	85	98	100	100	

(*) Estos procesos por su baja eficiencia son utilizados generalmente para acondicionamiento en punto de rocío de hidrocarburos

Fuente: Apunte Economía y Comercialización del gas Natural “Tecnología y Utilización del Gas Natural”.

A continuación se presenta el análisis de los elementos que deben ser tratados en el gas producido en el yacimiento:

Tabla 187 – Gas Producido vs Regulación de Calidad

Comparativa Gas producido vs. Regulacion de Calidad		
Concepto	Gas "La Esperanza"	Requisito Basico
H2O	N/A	65Mg/M3
CO2	0,75% Molar	2% Molar
Total Inertes	1,70% Molar	4% Molar
O2	N/A	0,2% Molar
SH2	50 ppm	3mg/M3 - 2,1 ppm
HC Condensables	2,11% Molar	-4C° a 550 Kpa
PCS	9450 Kcal /M3	Min 8850 / Max 10200 Kcal/M3

5.2 Mecanismos Elegidos Para El Acondicionamiento Del Gas Natural “La Esperanza”

Siguiendo con lo anteriormente mencionado, hemos decidido tratar el Gas extraído del yacimiento “La Esperanza” de la siguiente manera :

Vapor de Agua: Mecanismo de Absorción con Trietilenglicol – por ser el método mas efectivo ampliamente utilizado en la industria.

Dióxido de Carbono e Hidróxido de Azufre: Del análisis de los distintos métodos, y dadas las características el gas extraído del yacimiento “La Esperanza” hemos decidido endulzar el gas para llevar el contenido de SH₂ de 50ppm a 2.1 ppm y así estar en condiciones de ser transportado dentro de especificación.

Decidimos también, quitar el contenido de CO₂, porque aunque se encuentre dentro de especificaciones y podríamos obviar su tratamiento, al ya tener instalada la planta de Endulzamiento y al ser el CO₂ un gas inerte que no aporta calorías, pero si puede ser corrosivo para la cañerías resulta conveniente removerlo.

Para nuestra planta hemos instalado una unidad de absorción con Aminas (metildietanolamina) haciendo circular el gas por una torre de platos a contracorriente. Posteriormente, eliminamos el Co₂ y el SH₂ resultante en una torre despojadora a baja presión. Esta planta de endulzamiento representa una inversión de Usd 27M y tiene capacidad para procesar hasta 3Mm³ día.

Recupero de Hidrocarburos condensables: Al momento de definir la conveniencia de recuperar o no los propanos y los butanos se plantearon los dos posibles escenarios para poder analizar la conveniencia económica de cada uno de ellos. Si bien el recuperar propano y Butano podría ser, a simple vista rentable, el elevado costo de instalación de la planta de recupero de GLP vs. La planta de acondicionamiento del Punto de Roció merece un análisis mucho más exhaustivo.

De análisis marginal del ingreso por GLP, que será detallado a continuación, se desprende que resulta conveniente instalar una planta Turboexpander para separación de propanos, Butanos y superiores.

5.3 Análisis Marginal De Ingreso Por GLP :

a) Escenario 1 Acondicionamiento por Punto de Roció :

En este escenario se planteó el potencial de ingresos obtenidos recuperando solamente pentanos y superiores instalando, además de la planta de endulzamiento, una planta de acondicionamiento por punto de rocío por refrigeración mecánica.

Los rendimientos esperados son :

Tabla 89 – Rendimientos Refrigeración Mecánica

Producto	Rendimiento
CO2	0,0%
C3	0,0%
iC4	0,0%
nC4	0,0%
iC5	25,0%
nC5	30,0%
C6	50,0%
C7+	90,0%

Tabla 20 – Valores de Producción Punto de Rocío

Composicion	% Molar	Recup (%)	Gas Residual (m3/100m3)	Productos m3/100m3	Dens. (kg/m3) y relacion GL	Propano Kg/100M3	Butano Kg/100M3	Gasolinas Lt/100M3
N2	1,70%		1,70	0,000				
CO2	0,75%	100%	0,00	0,750				
C1	90,70%		90,70	0,000				
C2	4,47%		4,47	0,000				
C3	1,25%	0%	1,25	0,000	1,899	0,000		
iC4	0,31%	0%	0,31	0,000	2,539		0,000	
nC4	0,34%	0%	0,34	0,000	2,547		0,000	
iC5	0,09%	25%	0,07	0,023	194,000			0,116
nC5	0,07%	30%	0,05	0,021	193,800			0,108
C6	0,04%	50%	0,02	0,020	166,300			0,120
C7+	0,01%	90%	0,00	0,009	140,600			0,064
Total	99,73%	-	98,91	0,823		0,000	0,000	0,409

En este escenario se instala una planta de punto de rocío para tratar el volumen máximo de gas. La misma tiene una capacidad de 3Mm3/d, y la inversión requerida asciende a Usd 23M. Además, se consideró la inversión necesaria para endulzar el gas, equivalentes a Usd 27M, como especificado anteriormente. También, y dados los volúmenes de producción se asumieron la construcción de 1 almacenaje para condensado (0,7 millones de dólares) y un cargadero de camiones equivalente a 3,5 millones de dólares. Por último, se consideraron los costos operativos de 2,75 dólares por cada 1.000 metros cúbicos tratados.

Por el lado de los ingresos, se consideró la venta de gas natural al precio promedio ponderado sectorial. Este promedio depende de la política comercial que será definida en las secciones siguientes. Además, se contabilizó la venta de gasolinas.

b) Escenario 2 Recupero de Gas Licuado de Petróleo :

Se trabajó bajo la premisa de instalar una planta Turboexpander, por ser la que genera los mayores rendimientos. Los componentes C2 (Etanos) no serán separados y formaran parte de la corriente de gas residual. Sin embargo al separar los componentes C3 y superiores el poder calorífico de nuestro gas se verá igualmente afectado, resultando en un poder calorífico del Gas residual de 9167 Kcal/m³

Tabla 21 – Composición y Poder Calorífico del Gas Residual y Rico

Composicion	% Molar	Recup (%)	Gas Residual (m3/100m3)	Gas Residual (% molar)	Poder Calorifico Sup.(kcal/m3)	PCS Gas Residual
N2	1,70%		1,70	0,018	0,000	0,000
CO2	0,75%	100%	0,00	0,000	0,000	0,000
C1	90,70%		90,70	0,936	9008,700	8432,727
C2	4,47%		4,47	0,046	15785,400	728,219
C3	1,25%	98%	0,03	0,000	22444,200	5,791
iC4	0,31%	100%	0,00	0,000	29004,900	0,000
nC4	0,34%	100%	0,00	0,000	29098,100	0,000
iC5	0,09%	100%	0,00	0,000	35685,100	0,000
nC5	0,07%	100%	0,00	0,000	35756,800	0,000
C6	0,04%	100%	0,00	0,000	42420,300	0,000
C7+	0,01%	100%	0,00	0,000	49079,000	0,000
Total	99,73%	-	96,90	1,000		9166,736

Los rendimientos esperados para Propano, Butano y Gasolinas se presentan a continuación:

Tabla 22 – Potencial Producción de GLP y Gasolinas con 1Mm3

Producto	Unidad	Cantidad
Gas Rico	m3/d	1000000,00
Gas Residual	m3/d	968950,00
Propano	kg/d	23261,53
Butano	kg/d	16532,96
Gasolina	lt/d	11367,68

En este escenario se instala una planta con capacidad de procesamiento de 3Mm³/d. Esta planta demanda una inversión de Usd 67M adicionalmente a la planta de endulzamiento anteriormente mencionada. Para completar las instalaciones se considera la instalación de 3 tanques de almacenamiento, uno para Propano; uno para Butano a Usd 1.5M cada uno y uno para condensado a Usd 0.7M. Además de la instalación para cargadero de camiones equivalente a Usd 3,5M.. Por último, se consideraron los costos operativos de 3,75 dólares por cada 1.000 metros cúbicos de gas.

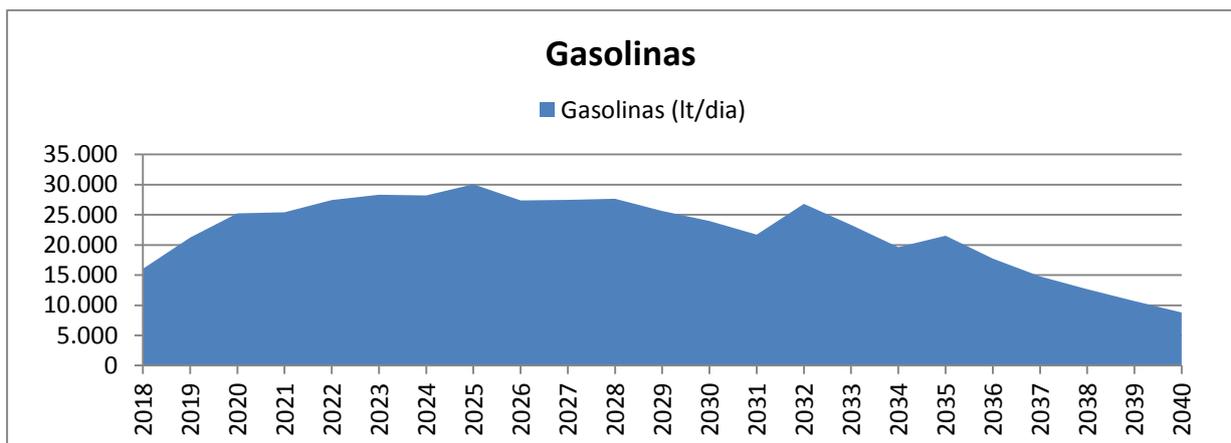
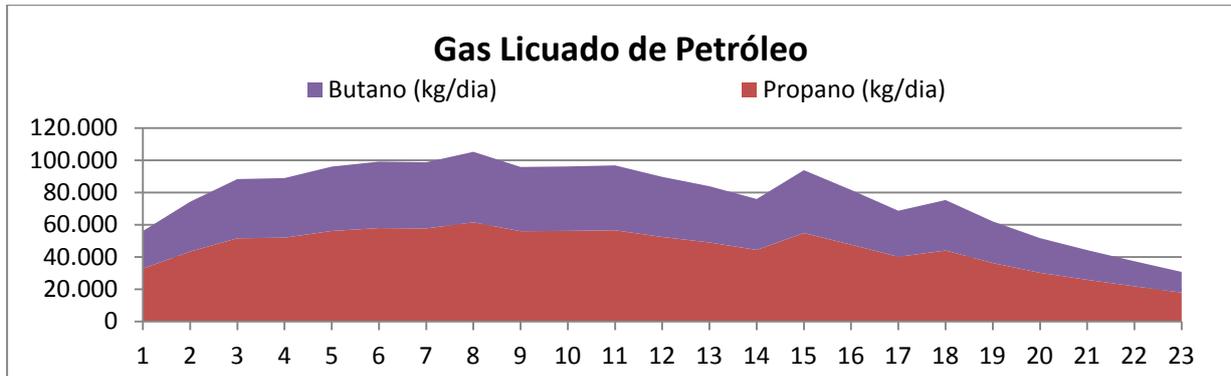
Por el lado de los ingresos, se consideró la venta de gas natural al precio promedio ponderado sectorial. Este promedio depende de la política comercial que será definida en las secciones siguientes. Además, se contabilizó la venta de gasolinas, propano y butano que también será detallada en el siguiente apartado.

De lo anteriormente expuesto surge el siguiente análisis marginal de ingresos, comprobando la conveniencia de separar Propanos y butanos por medio de una planta Turbo-expander:

Tabla 23 – Análisis Diferencial de Ingresos

Año	Ingresos Sin Separacion	Ingresos Con Separacion 3Mm³/Dia
2018	9,70	-30,89
2019	77,92	86,93
2020	88,97	100,33
2021	94,59	106,64
2022	111,07	124,75
2023	120,43	135,38
2024	123,93	139,73
2025	131,31	149,21
2026	115,52	132,25
2027	134,12	150,92
2028	140,12	157,37
2029	168,11	184,49
2030	158,91	174,67
2031	149,14	163,77
2032	172,12	191,47
2033	156,70	173,67
2034	134,99	149,47
2035	148,13	164,29
2036	123,41	136,93
2037	101,98	113,48
2038	88,63	98,62
2039	76,08	84,64
2040	62,30	69,47
Total	2688,18	2957,60
Total	947,42	1022,60

Figuras 17 – Producción de GLP y Gasolinas



5.4 Ubicación de la Planta

Todas las instalaciones de tratamiento se ubicaron en función al método del baricentro. Tal como explicado anteriormente es el método que nos permite optimizar la ubicación de las instalaciones en función del caudal esperado de producción, permitiendo de esta manera optimizar las inversiones requeridas por el proyecto.

De la misma forma que lo hicimos para ubicar las baterías en el campo, para este caso definimos en un eje cartesiano cada una de las coordenadas que representan a las baterías para luego determinar matemáticamente las coordenadas adecuadas para la instalación de nuestra planta de tratamiento y procesamiento.

A continuación se presenta la ubicación óptima de la planta:

Tabla 24 – Ubicación de la Planta

Baterías	Produccion	X	Y	X*	Y*	X2-X1	Y2-Y1	(X2-X1)^2	(Y2-Y1)^2	Distancia	Distancia Km
Bat.1	22944	10	9	220169	206782	1	1	1	0	1	0,8
Bat.3	11176	13	8	147527	89595	3	0	7	0	3	1,8
Bat.5	5277	8	7	41465	34936	3	2	8	4	3	2,3
Bat.4	3286	13	11	42004	35201	2	2	5	5	3	2,2
Bat.2	1848	13	5	23970	9265	2	3	6	12	4	2,9
Bat.6	693	8	12	5356	8500	3	4	8	14	5	3,3
Planta	45225	11	8	480491	384280						

6 SISTEMA DE TRANSPORTE

El sistema de transporte se ha diseñado a partir del máximo caudal a inyectar que corresponde al del año 2025, y equivalente a 2,5 millones de metros cúbicos de gas (volumen real). En particular, se analizó el sistema de transporte en 2 partes. La primera parte corresponde a los primeros 100 km hasta la central “A”. La segunda corresponde al segundo tramo, que finaliza en la cabecera del gasoducto de transporte. La metodología empleada se define en el “ANEXO 3 – Metodología para el Sistema de Transporte”

La presión de ingreso al primer tramo corresponde a 62 kg/cm², equivalente a la presión al ingreso de la planta de tratamiento menos la pérdida de presión en la misma planta. Se considera una presión máxima de diseño de 90 kg/cm². Ahora bien, se establecieron distintos diámetros del gasoducto y se analizó si se cumple con la presión mínima de entrega. La central “A” requiere una presión de entrega de 45 kg/cm²

Luego del análisis nos encontramos con dos alternativas:

- Es posible alcanzar la presión de entrega de 45 kg/cm² **Sin Compresión**, utilizando un ducto de 14” de diámetro
- Es posible alcanzar la presión de entrega de 45 Kg/cm² **Con Compresión**, utilizando un ducto de 12”

De análisis marginal de la inversión requerida se desprende que es conveniente utilizar un ducto de 14” sin compresión:

Tabla 25 – Comparativa de inversión en Gasoducto

Inversión 14" s/compresion				
Ductos	Plantas	Estacion Medicion y Regulacion	OPEX Compresion	Total Usd
49.000.000,00	0,00	850.000,00	0,00	49.850.000,00

Inversión 12" c/compresion				
Ductos	Plantas	Estacion Medicion y Regulacion	OPEX Compresion	Total Usd
45.500.000,00	5.750.000,00	850.000,00	225.000,00	52.325.000,00

Tabla 26 – Diseño Tramo 1

Distancia T1	100
Distancia T2	0
Mapo	90
Presion Minima	45
Diametro T1	14
Diametro T2	0
Capacidad	2524
Modulo HP	0

Para el diseño del segundo tramo del gasoducto se mantuvo la premisa de máximo caudal de 2.5Mm³/d, puesto que no hay ventas previstas para la central "A" teniendo en cuenta que la presión de entrega debe ser de 70 kg/cm². (tal es la presión que opera el gasoducto NEUBA II) La metodología empleada corresponde a la explicada en el "ANEXO 3 – Metodología para el Sistema de Transporte".

En primer lugar, es importante establecer que sin compresión no existe ningún diámetro que permita llegar a la presión mínima de entrega. Esto se debe a que la presión de ingreso es inferior a la mínima de entrega. Por lo tanto, se analizaron los diseños de gasoducto con compresión.

En términos generales, se probó sobre las distancias a la que se instale la planta, los diámetros y la relación de compresión. En particular, se establece que el gasoducto de llega y de salida de la planta tendrán el mismo diámetro.

De lo expuesto, se decidió mantener el diámetro del ducto en 14" colocando una planta compresora a los 65 km de la salida del primer tramo instalando un módulo de 5000 HP (RC 1,92) con el siguiente compromiso de inversión:

Tabla 27 – Diseño Tramo 2

Inversión 14" c/compresion				
Ductos	Plantas	Estacion Medicion y Regulacion	OPEX Compresion	Total Usd
49.000.000,00	9.500.000,00	850.000,00	450.000,00	59.800.000,00

Distancia T1	65
Distancia T2	35
Mapo	90
Presion Minima	70
Diametro T1	14
Diametro T2	14
Capacidad	2524
Modulo HP	5000

7 DESARROLLO COMERCIAL

7.2 Gas Natural

El desarrollo comercial hace referencia las distintas alternativas de venta con las que contaremos en caso de salir beneficiados en la licitación. Debemos conocer de ante mano que tipo de contratos podemos esperar, los puntos de entrega según cada cliente, el volumen que debemos comprometer para satisfacer la demanda, etc.

El desarrollo comercial se realizó en paralelo con el plan de explotación del yacimiento, ya que conociendo a los potenciales clientes podemos determinar de manera mas eficiente las inversiones que necesitamos realizar a fin de garantizar un nivel de producción estable a lo largo de la vida útil del proyecto. Nuestra propuesta busca ser una alternativa moderada en términos de expectativas de retorno. Es por eso que en nuestra estrategia comercial hemos buscado diversificar riesgos para que nuestro resultado refleje en negocio integrado que contemple los matices y dificultades particulares de esta industria.

El primer paso fue determinar el gas disponible para la venta. El mismo corresponde al

monto producido, menos los retenidos en planta, los consumos en el sistema de captación, y consumos la planta de tratamiento y planta compresora. A continuación se presenta el volumen de gas disponible para la venta.

Tabla 28 – Gas Disponible para la Venta (9300 kcal/m³)

Gp Gas diario (km ³)	Separación Primaria			Tratamiento			Gas Residual a 9300 (km ³ /día)	Transporte				Gas Disponible para la Venta 9300 Kcal//m ³
	HC líquidos condensado (m ³ /día)	Gp Gas anual (km ³ /día)	Consumo por captación (km ³ /día)	Gas a tratar (km ³ /día)	Ret. Planta Trat. (km ³ /día)	Consumo de planta (km ³ /día)		Gas Inyectado	Consumo Tramo 1	Gas a Central en yacimiento	Consumo Tramo 2	
0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
1388,9	61,36242	1389	0	1389	39	21	1328	1328	0	0	6	1321,4
1837,4	81,1756	1837	0	1837	52	28	1756	1756	0	0	9	1747,3
2184,7	96,52087	2185	0	2185	62	33	2088	2088	0	0	12	2076,7
2200,4	97,21329	2200	0	2200	62	33	2103	2103	0	0	12	2091,6
2376,1	104,9757	2376	0	2376	67	36	2271	2271	0	0	13	2258,0
2452,4	108,344	2452	0	2452	70	37	2344	2344	0	0	14	2330,1
2442,1	107,8918	2442	0	2442	69	37	2334	2334	0	0	14	2320,4
2610,0	115,3074	2610	7	2603	74	39	2488	2488	0	0	16	2472,4
2377,0	105,015	2377	6	2371	67	36	2266	2266	0	0	13	2252,7
2384,9	105,365	2385	7	2378	67	36	2274	2274	0	0	13	2260,1
2401,2	106,0844	2401	7	2395	68	36	2289	2289	0	0	14	2275,5
2224,8	98,29128	2225	6	2219	63	33	2121	2121	0	0	12	2108,9
2080,9	91,93409	2081	6	2075	59	31	1984	1984	0	0	11	1973,0
1884,8	83,27027	1885	5	1880	53	28	1797	1797	0	0	9	1787,5
2339,2	103,344	2339	18	2321	66	35	2219	2219	0	0	13	2206,2
2034,1	89,86351	2034	15	2019	57	30	1930	1930	0	0	10	1919,2
1712,4	75,65221	1712	13	1699	48	25	1624	1624	0	0	8	1616,3
1892,0	83,58869	1892	28	1864	53	28	1782	1782	0	0	9	1772,6
1558,8	68,86838	1559	23	1536	44	23	1468	1468	0	0	7	1460,9
1299,4	57,40826	1299	19	1280	36	19	1224	1224	0	0	6	1218,0
1112,7	49,15987	1113	17	1096	31	16	1048	1048	0	0	5	1043,1
939,6	41,51279	940	14	926	26	14	885	885	0	0	4	881,0
773,2	34,15803	773	11	762	22	11	728	728	0	0	3	724,9

Como se observa en la figura anterior, las pérdidas y consumos hasta el punto de entrega equivalen en promedio al 4,5% del volumen producido. En particular, dicho monto aumenta con la necesidad de compresión.

Una vez determinado el gas disponible para la venta se debe analizar las distintas alternativas de comercialización disponibles.

a) Distribuidoras :

El primer sector a analizar corresponde al residencial, el cual, como se explicó en la sección del análisis regulatorio, tiene un carácter in-interrumpible. Las distribuidoras compran el gas sobre la cabecera de cualquier gasoducto. Las ventas deberán ser del 30% del volumen de producción disponible en cada año, pero no menos de 1,0 Mm³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual. Con las distribuidoras, se asume, se podrán realizar

contratos de hasta 3 años renovables, por periodos no menos de 2 años. Además, se debe contemplar el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación.

En particular, el crecimiento vegetativo se estimó a partir de un modelo econométrico ARIMA. La variable dependiente corresponde al consumo de gas residencial publicado por ENARGAS¹³. Por su parte, la variable explicativa corresponde a la población, publicado por la ONU en su documento “Perspectivas Poblacionales”. Asimismo, el modelo contiene un elemento auto regresivo, ya que la series presenta una estructura AR(1), y permite capturar el efecto rezagado de la demanda.

Las series fueron analizadas a los fines de determinar la estacionariedad de las mismas. Dado que presentan estructuras y tienen raíces unitarias, se estimaron modelos logarítmicos que permiten la estimación de la elasticidad demanda sin realizar una regresión espuria. Este análisis permitió estimar el crecimiento vegetativo, igual a 0.58% anual. A continuación, se presenta la salida del modelo econométrico estimado:

Figura 18 – Crecimiento Vegetativo

Dependent Variable: LOG(CONSUMO_DE_GAS)				
Method: Least Squares				
Date: 11/28/15 Time: 17:23				
Sample (adjusted): 1994 2014				
Included observations: 21 after adjustments				
Convergence achieved after 6 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	-Statistic	Prob.
LOG(ONU_POBLACION)	0,59	0,08	7,14	0,00
C	6,70	1,44	4,66	0,00
AR(1)	0,73	0,12	6,07	0,00
R-squared	0,98	Mean dependen	16,939	
Adjusted R-squared	0,98	S.D. dependent \	0,034	
S.E. of regression	0,00	Akaike info crite	-7,711	
Sum squared resid	0,00	Schwarz criterior	-7,562	
Log likelihood	83,97	Hannan-Quinn cr	-7,679	
F-statistic	49,78	Durbin-Watson s	1,250	
Prob(F-statistic)	0,00			
Inverted AR Roots	.73			

Siendo este el sector más sensible y conociendo las enormes implicancias sociales que tiene el no poder cumplir con este sector, hemos dado absoluta prioridad al abastecimiento de las distribuidoras. Hemos comprometido 6 contratos por 3 años cada uno (ajustados a la demanda creciente) consecutivos hasta el 2037. Ya Hacia el final del proyecto el nivel de producción no alcanza a cubrir el mínimo contractual requerido, De igual forma, se comprometen los últimos 3 años por el total de la producción disponible.

¹³ <http://www.enargas.gov.ar/DatosOper/Indice.php>

b) GNC :

El segundo sector disponible es el GNC, Los volúmenes de venta no podrán ser en ningún caso inferiores a 0,25 Mm³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual. Los contratos son de un año con renovación anuales por subasta en el MEG.

Si bien no es un sector al que se le pueda asegurar un volumen de venta sostenido a lo largo de grandes periodos, intentamos plasmar una propuesta comercial que denote cierto compromiso e intención de continuidad en la relación comercial. Como los contratos pueden renovarse año a año, tenemos libertad para modificar las cantidades acorde a nuestra conveniencia. Sin embargo, en pos de una relación duradera con estos potenciales clientes Hemos intentado mantener los volúmenes contractuales, ofreciendo en muchos casos más de la mínima requerida.

c) Central Termoeléctrica "A"

En tercer lugar, se podrán realizar ventas de gas a las centrales eléctricas. La central "A" existe en el yacimiento y corresponde a un ciclo combinado de 335 MW. Tiene un rendimiento de 55%, y un consumo específico de 6.545 KJ/KWh (1.563 kcal/kWh). El consumo de gas a máxima potencia asciende a 1,5 Mm³/d de 9.300 kcal/m³. Los contratos serán de 10 años renovables en periodos de no menos de 3 años.

Este es el sector más tentador en cuanto a precios. Sin embargo creemos que es un riesgo comprometerse a abastecer un volumen tan grande por día. Nuestros niveles de producción buscan ser moderados y de venderle a la central A no podríamos vender a ningún otro sector, es por eso que no se contempla un desarrollo comercial con este cliente. Preferimos diversificar la cartera de clientes en lugar de apostar solo a uno.

d) Central Termoeléctrica "B"

El cuarto sector a analizar es la central termoeléctrica "B" quienes aceptan recibir el gas sobre la cabecera de sobre la cabecera del gasoducto. Estas tienen contratos de 5 años, renovables por periodos de no menos de 1 año, debiendo mantener el volumen original en cada renovación.

Con este sector hemos comprometido un contrato por 5 años, a partir del año 2022 y una renovación adicional por 2 años. En todo momento se mantuvo constante el volumen mínimo contractual de 1Mm³/día. Desafortunadamente no es posible extender la duración

de este contrato más allá del 2028 dada la imposibilidad de comprometer un volumen tan grande.

e) Grandes Usuarios Industriales

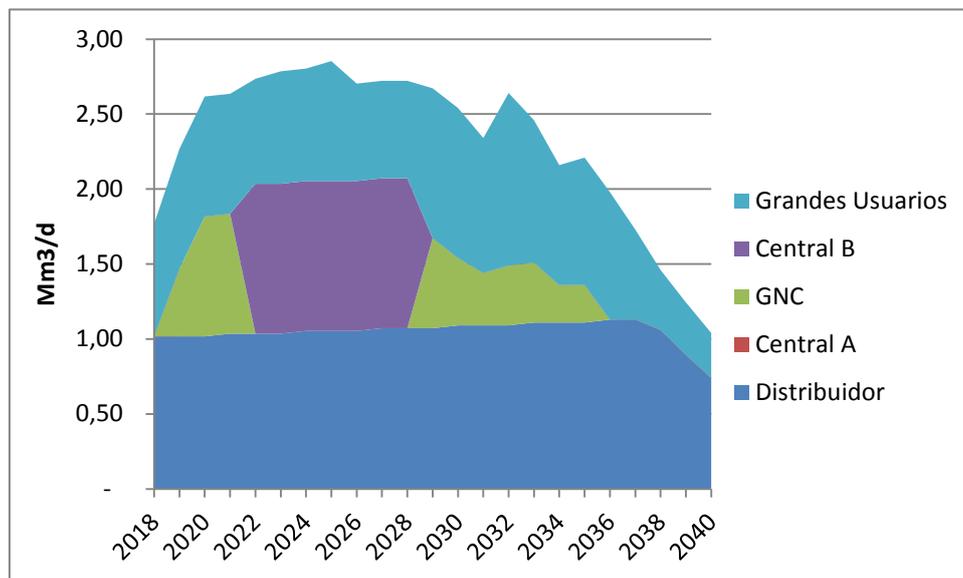
Los grandes usuarios industriales quienes aceptan recibir el gas sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos, sin límites máximos y mínimos. Con los usuarios industriales los contratos serán de 3 años, renovables en periodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades de renovación.

Siguiendo el lineamiento planteado para el sector de GNC, se busca una relación comercial sostenida en el tiempo, tratando de mantener los niveles contractuales constante. La idea es negociar un contrato inicial por 3 años y luego ir renovando por periodos hasta el fin de la concesión. La gran ventaja de este sector por sobre los demás es que podemos utilizar las cláusulas contractuales del *take or pay / Delivery or pay*. Permitiendo compensar en periodos futuros alguna merma en las entregas comprometidas.

f) Mercado Spot

Hay un Porcentaje menos de la producción que no estará contemplada en ningún contrato. Sirve de reserva de volumen en caso e que alguno de los sectores necesite tomar un poco más de gas en determinado periodo. A los fines prácticos de este trabajo, entendemos q el almacenaje de gas no es una opción factible, por eso se prevé que todo el gas que no pueda ser tomado por los sectores anteriormente descriptos será vendido en el mercado Spot, al precio de referencia considerado para la Central Termoeléctrica "B". Podríamos considerar una hipótesis más optimista y entender que todo el gas que sobra podría ser absorbido por los Usuarios Industriales a un mejor precio. Como ya hemos explicado anteriormente, preferimos plantear un escenario más conservador a fin de no exagerar las expectativas del negocio.

Figura 19 9 – Curva de Contratos

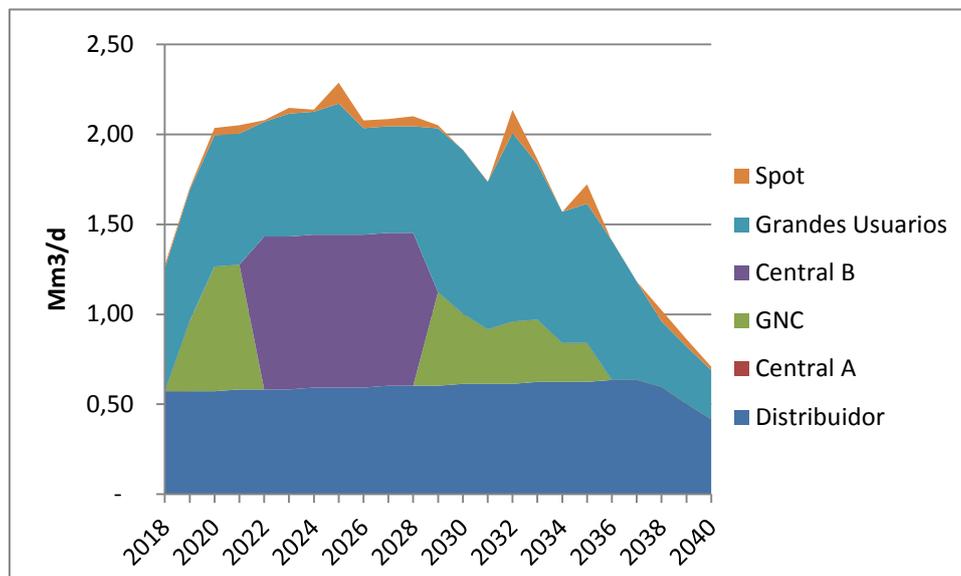


Si siguiendo con lo expuesto anteriormente cabe destacar que las ventas reales a cada uno de estos sectores están ajustadas por su factor de carga :

Tabla 29 – Factores de Carga

Mes	Distribuidoras	GNC	Central Termica A	Central Termica B	Grandes Usuario
Enero	30%	90%	85%	85%	91%
Febrero	30%	90%	85%	85%	91%
Marzo	30%	90%	85%	85%	91%
Abril	65%	90%	85%	85%	91%
Mayo	65%	90%	85%	85%	91%
Junio	100%	80%	85%	85%	91%
Julio	100%	80%	85%	85%	91%
Agosto	100%	80%	85%	85%	91%
Septiembre	65%	80%	85%	85%	91%
Octubre	30%	90%	85%	85%	91%
Noviembre	30%	90%	85%	85%	91%
Diciembre	30%	90%	85%	85%	91%

Figura 20 – Ventas Efectivas de Gas Natural



7.3 GLP y Gasolinas:

La estrategia comercial para el GLP responde a un análisis exhaustivo de las alternativas disponibles teniendo en cuenta el compromiso social que implica abastecer un mercado tan vulnerable. Cabe destacar que se plantea comercializar el propano y el butano por separado, no como mezcla. Siendo ambos sustitutos del gas natural en las clases más bajas, ahí donde el tendido de redes de abastecimiento aun no llega.

A fin de estimar el escenario potencial de ventas de GLP, se trabajó sobre los siguientes supuestos:

- Nuestro proyecto estaría en condiciones de agregar un promedio de 45 Toneladas de Propano y 30 Toneladas de Butano al año.
- El 60% de nuestra producción de Butano será destinado al plan Hogar, estimando un precio de venta de \$650/ton + \$550/ton de subsidio gubernamental. Estimamos el 60% en base al siguiente cálculo:

Visto y considerando que la producción contabilizada los últimos 5 años hasta Nov 2015 se mantiene más o menos constante, no se espera grandes cambios en la oferta de GLP de productores nacionales. Si tomamos en cuenta que la necesidad de Butano para satisfacer la necesidad del plan HOGAR es normalmente del orden de las 700.000 toneladas/año, y que nuestro proyecto agregaría aprox. 30 Toneladas más a la oferta local, entonces nuestro porcentaje a comprometer al HOGAR es del orden del 60%

Tabla 30 – Producción de Butano Argentina

Período	Producción Anual Tn
2010,0	1111651,73
2011,0	1098067,27
2012,0	1055357,36
2013,0	1060196,54
2014,0	1082947,84
*2015	782983,14

*Año 2015 excluye diciembre valor estimado a Noviembre

Fuente : Elaboración propia en base a información de la Secretaria de Energía

1.100.000 toneladas producidas + 30 Toneladas del Yacimiento “La Esperanza” = 1.130.000 Tons

$$\frac{700.000 \text{ Demanda plan Hogar}}{1.130.000 \text{ Producción Nacional}} = 61\%$$

Dada la tendencia que se observa a la quita de subsidios con el fin de sincerar los precios de los hidrocarburos y sus derivados en el mercado interno, y solo a los fines analíticos de nuestro proyecto, podemos esperar que, a partir del año 2023 se empiece a eliminar los aportes del fondo fiduciario a los productores y por lo tanto liberar el precio de venta del Butano tendiente a la Paridad de Exportación real. Siguiendo con este lineamiento estimamos un aumento paulatino de los precios del orden del 20% anual. Consideramos 20% como hipótesis de media, tomando en cuenta por un lado la estabilización del precio de crudo a sus niveles históricos de entre Usd 80/90 bbl esperada para 2025/2030 y por otro lado, el sinceramiento de precios de los productos de petróleo en el mercado interno como consecuencia necesaria para mantener inversiones en el sector.

El 40% restante de nuestra producción de Butano, se estima que será vendida a la industria aerosolera para ser utilizado como propelente. El Precio a considerar será la Paridad de Exportación publicado mensualmente por la secretaria de energía, proyectado a los fines analíticos como explicados en el apartado de precios

Con respecto al propano, estimamos el siguiente escenario de ventas:

Redes de abastecimiento en el sur del país: si bien no hay ninguna ley al respecto, no sería ilógico pensar que cierto volumen de nuestra producción deberá estar comprometido al

consumo de redes en el sur. A fin realizar una estimación lo más cercana a la realidad posible, calculamos que un 35% (en función a la operatoria normal de YPF) de la producción será destinado a abastecer el mercado de redes del sur. El precio de venta para este producto es de \$300/tonelada¹⁴ + la percepción de un subsidio gubernamental de la diferencia hasta llegar al precio de Paridad de Exportación publicado por la Secretaria de Energía.

Si bien es cierto, que esta metodología nos genera un alto nivel de riesgo e incertidumbre sobre los ingresos futuros esperados, dado que el subsidio gubernamental no siempre se paga en tiempo y forma hemos decidido, no considerar dicha posibilidad (por ser un ajuste marginal) y estimar ingresos por ventas a redes a precios de paridad de exportación (publicado por la Secretaria de Energía)

Se analiza el posible destino para el 65% restante de la producción de propano, habiendo dos alternativas posibles:

Exportación al mercado Chileno:

Elegimos Chile como potencial destino de exportación ya que es un país netamente importador de GLP. La cercanía con nuestro yacimiento se presenta como una ventaja comparativa para nuestro proyecto, ya que Chile está lejos de otras fuentes de abastecimiento (EEUU; Africa occidental; Noruega, Francia, Etc.) y necesita al GLP como sustituto del Gas Natural.

Por otro lado, Chile tiene un consumo sostenido de GLP (Propano en su mayoría) de aproximadamente 1M toneladas/año. Su demanda está concentrada en el centro/sur del país, con más del 90% de consumo registrado en los últimos años. Esto nos hace suponer que ante nuestra posibilidad de ingresar a su mercado con un estimado de 45 Toneladas/Año, el mercado Chileno recibiría muy bien nuestro producto, sin alterar los precios locales.

Hemos descartado de nuestro análisis, los mercados potenciales de Paraguay y Uruguay, que son normalmente abastecidos por GLP proveniente de Bolivia y el Noroeste de nuestro país a si como también mercados más lejanos, como por ejemplo, Angola, Costa de Marfil, Senegal y otros destinos de Africa occidental y note por no contar con fácil acceso a instalaciones portuarias.

¹⁴ Fuente YPF

Desventajas a considerar:

- La prohibición de exportar en invierno: La demanda de Chile es altamente estacional, siendo los meses de invierno donde se registra mayor consumo. Dada la imposibilidad práctica de Argentina para exportar durante ese Periodo nuestro suministro será percibido como riesgoso para nuestros potenciales clientes, lo que repercutirá en nuestro precio de venta (analizado más adelante). A fines Prácticos consideraremos la prohibición de exportar entre los meses de Mayo y Agosto (4 meses), aunque la autorización realmente dependerá de la evaluación que realiza la Secretaria de Energía año a año.
- Derechos de Exportación: Desde principio de año los derechos de exportación que antes eran del orden del 20%, se redujeron al 1%. Se espera que este tipo de retenciones desaparezca gradualmente dadas las señales del último año. Cabe destacar que para eliminar un derecho de exportación es necesario hacerlo por Ley, mientras que la reducción de la alícuota puede hacerlo el poder ejecutivo mediante Decreto. Por este motivo, interpretamos la reducción realizada en el 2015 como una señal de desregulación para las exportaciones.

Venta en el mercado interno: Como alternativa podríamos vender el propano a la industria local, ya sea como combustible o como materia prima petroquímica. El precio de referencia no podrá superar en ningún caso el precio de Paridad de Exportación publicado por la Secretaria de Energía.

Dado el análisis de precios analizado anteriormente decidimos comprometer nuestras ventas de GLP como sigue :

Tabla 31 – Escenario de Ventas para GLP

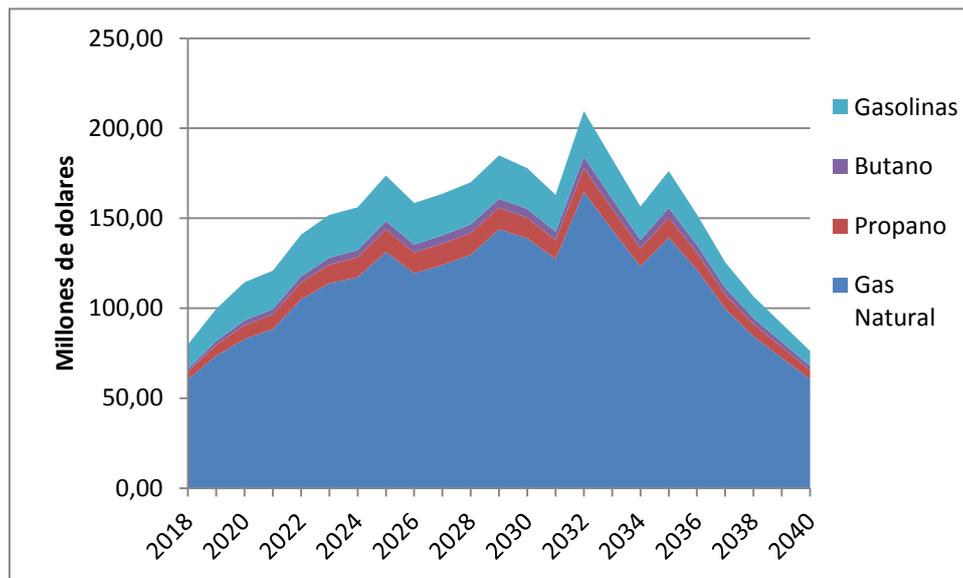
Proyecto de ventas		
Propano	Redes	35%
	Expo	65%
Butano	Plan Hogar	60%
	Propelente	40%

Gasolinas/ Condensado: La Gasolina y condensados serán comercializados en el mercado local a precio de Crudo Medanito, ya que probablemente se usen como mezcla.

7.4 Ingresos por ventas :

Dada la estrategia comercial planteada se esperan ingresos promedio de Usd 145M anuales. Los ingresos acumulados actualizados al 10% reportan un valor actual de ingresos de Usd 950M por todo el periodo.

Figura 21 – Ingresos esperados por ventas



8 CAPEX

Como todo proyecto hidrocarburífero, se espera que el desembolso necesario para hacer frente al desarrollo del campo sea importante. Los ítems destacados a tener en cuenta a la hora de determinar el compromiso de inversiones son :

- Perforación; Abandono de pozos y workovers
- Tratamiento y Acondicionamiento
- Cañerías de Captación y Transporte
- Almacenaje
- Moto-compresores
- Separadores

8.2 Compromiso de Inversiones

Como mencionamos anteriormente uno de los rubros principales de inversión es la perforación de los pozos. En nuestro caso se estima perforar 65 (productivos, de reserva y

estimación de estériles) en los 25 años de concesión, con un costo de perforación de cada uno de 4,5 millones de dólares, lo que totaliza al final del proyecto Usd 292.5M invertidos en perforación.

En el año 2040 los pozos deberán ser abandonados. El abandono de cada pozo cuesta 400 mil dólares. En este sentido, el costo de abandono de los pozos productivos será igual a Usd 24M. Ahora bien, los pozos estériles y de reserva serán abandonados al año siguiente de su utilización. El costo de abandono de estos pozos, en total, es igual a Usd 2,8M.

Todos los pozos necesitaran mantenimiento durante su vida útil, por lo tanto se espera invertir Usd 88.56M en concepto de Workover.

El segundo rubro importante es la instalación de plantas de procesamiento y acondicionamiento del gas. Hemos decidido en base al análisis anteriormente presentado, instalar una planta de endulzamiento con capacidad para 3Mm3/día a un costo de Usd 27M y una planta de recupero de GLP con capacidad para 3Mm3/día a un costo de Usd 67M. La planta se acompañara con la instalación de tanques de almacenaje de condensado, los cuales tienen un valor de 700 mil dólares cada uno. Por el otro lado, la inversión en tanques de GLP tiene un costo de 1,5 millones de dólares cada uno. Por último, se instalará un cargadero de camiones que tendrá un costo de 3,5 millones de dólares.

Para completar las instalaciones de campo tenemos 6 Baterías completas con tanque de almacenaje de condensados y separadores implican una inversión de Usd 13.85M

El costo en cañerías de captación y flow lines del yacimiento asciende a Usd 15.88 M y los moto-compresores de campo Usd 17.40M.

Con respecto a la inversión necesaria para la instalación del gasoducto podemos destacar:

Cañería de 14" Usd 98M

Planta compresora de 5000 HP Usd 9.5M

Estación de Medición Usd 1.70M

En total habremos comprometido Usd 742.59M en inversiones productivas más un 10% adicional en concepto de contingencia. Presentándose los mayores desembolsos en el año 2016 y 2017, antes de iniciar las actividades comerciales.

Es importante mencionar que la inversión representada en la Tabla anterior se distribuye a lo

largo de todo el periodo. En particular, durante los últimos 5 años se aprecia una reducción significativa de la inversión, limitándose casi exclusivamente a los trabajos de workover. Esta regla solo se rompe en el final de la concesión, donde el costo por abandono de pozos productivos, previsto en 23 millones de dólares, elevará el costo capitalizable de dicho año finalizando el mismo en aproximadamente a 30 millones.

La financiación del proyecto es con capitales propios: el capital propio para comenzar el proyecto asciende a 200 millones de dólares. Por lo tanto será necesario analizar la necesidad de financiar parte de las inversiones comprometidas.

Tabla 32 – Ranking de CAPEX

Partida	M USD
Pozos (Perforacion, Abandono y Workover)	405,06
Gasoducto	109,2
Plantas de Procesamiento	94
Cañerías y Motocompresores	33,28
Baterías	13,85
Almacenaje y Cargadero de Camiones	7,2

8.3 OPEX

Dentro de las partidas por gastos operativos, Se destaca la participación de la partida Mantenimiento de Gasoducto, que implica un gasto anual de Usd 4.3M totalizando al fin del periodo Usd 98.90M.

En segundo lugar podemos destacar la participación del gas utilizado como combustible en yacimiento, Planta de tratamiento y Gasoducto cuyo monto total asciende a Usd 69.66M y guarda relación con el volumen de gas procesado, para el caso del consumo en plantas de tratamiento) y con la potencia (HP) instalados en el caso de los motocompresores del yacimiento y del gasoducto.

En tercer lugar se encuentra el gasto de operación de la planta de tratamiento que nos insume un total de Usd 61.62M y también guarda relación con el volumen de gas procesado

en la planta de endulzamiento y recupero de GLP.

Por ultimo mencionamos los costos de operación del mantenimiento de las cañerías de captación y sus moto compresores y gastos inherentes a la captación en yacimiento por un monto total de Usd 17.08 M

Siguiendo con nuestro plan de desarrollo, notamos que los gastos operativos tienden a mantenerse más o menos constantes a lo largo de todo el periodo como consecuencia directa de nuestro plan de perforación. El total de costos operativos estimados asciende a Usd 265.61M más un 10% adicional previsto como contingencia.

Tabla 33 - Ranking OPEX

Partida	M USD
Mantenimiento de Gasoducto	98,9
Gas Combustible	69,66
Plantas de Procesamiento	61,62
Cañerías y Motocompresores	17,08
Baterías	13,85

8.4 DEPRECIACIONES E IMPUESTOS

8.5 Depreciaciones

Se entiende por la misma, a la pérdida de valor de un Activo con el tiempo. Suele usarse este término para los Activos Tangibles (todas las inversiones a realizar en este proyecto se consideran Tangibles). Para los Activos Intangibles se usa el término “Amortización” y para los recursos naturales “Depletación”.

El rol que cumple el cálculo de las Depreciaciones, se basa en una correcta estimación del Impuesto a las Ganancias, ya que afecta directamente al cuadro de resultados, no así al Flujo de Caja.

Las dos formas más usadas para obtener la Depreciación del periodo, son el método “Lineal” y por “Unidad de Producción”. Este proyecto se aferra a la normativa contable vigente, la cual estima más razonable utilizar el método por “Unidad de Producción” para este tipo de Activos.

Básicamente el mismo se basa en ir depreciando (enviando a Resultados) a medida que se depleta el yacimiento, o sea:

$$FD = \frac{P}{R}; D = FD \times I_{rem}$$

Donde,

FD es factor de depreciación del año en curso

P representa la producción del año en curso

R son las reservas del año en curso

I_{rem} hace referencia a inversión Remanente por depreciar

D es la depreciación

A continuación se muestra el resumen quinquenal del cálculo de las depreciaciones:

Tabla 34 - Resumen Quinquenal Depreciaciones

Depreciación	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Producción anual (Mm3)	0,00	810,29	968,01	771,79	701,73	286,76
Producción acumulada (Mm3)	0,00	2006,90	6487,58	10741,24	14399,10	16507,15
Reservas remanentes (Mm3)	16507,15	15696,85	15539,14	15735,36	15805,42	16220,39
CAPEX Acumulado (M U\$S)	-0,40	-293,57	-383,63	-535,38	-700,17	-816,84
Depreciación acumulada (M U\$S)	0,00	-35,69	-150,77	-348,37	-610,75	-816,84
Depreciación acum. anterior (M U\$S)	0,00	-19,96	-117,04	-299,36	-563,77	-768,11
Depreciación del Periodo (M U\$S)	0,00	-15,73	-33,73	-49,01	-46,98	-48,74

8.6 Impuestos

En el punto 3.5 se han explicado los principales impuestos que gravan estas actividades, tanto nacionales como provinciales. Ahora bien, al efecto de la realización del Flujo de Caja del proyecto y por motivos prácticos, se cree conveniente hacer hincapié solamente en los siguientes impuestos calculándolos de la siguiente forma:

Tabla 35 – Impuestos Considerados

Impuesto	Alcance	Base Imponible	Alícuota	Pago
Regalía	Provincial	Producción*Valor Boca de Pozo	12%	Mensual
Ingresos Brutos	Provincial	Ventas Netas (sin IVA)	3%	Mensual
Lay 25.412 (Deb. Y Cred. Brío)	Nacional	Movimientos Bancarios	0.10%	Diario
Cánon	Provincial	N/A (monto fijo)	N/A	Anual
Impuesto a las Ganancias	Nacional	Resultado Neto (Gcia)	35%	Anual

8.7 FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS

El flujo de caja corresponde básicamente a descontar los egresos de caja del ingreso descripto con anterioridad. Es importante remarcar que las amortizaciones son funcionales al cálculo de los impuestos, pero las mismas son cuentas contables que no representan una variación de caja. A continuación se muestra el resumen quinquenal del flujo de caja:

Tabla 36 – Resumen Quinquenal Flujo de Caja

Cash Flow (M U\$)	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ingresos por ventas	0,00	114,43	173,72	177,82	176,26	76,24
Regalías	0,00	-13,73	-20,85	-21,34	-21,15	-9,15
OPEX	0,00	-11,01	-13,63	-12,77	-15,03	-9,85
CAPEX	-0,40	-17,15	-32,91	-36,01	-18,75	-35,16
IMPUESTOS	0,00	-4,16	-6,34	-6,49	-6,35	-2,93
CANON	-0,04	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02
IIGG	0,00	-24,56	-35,01	-32,01	-31,49	-2,20
FLUJO DE CAJA	-0,44	43,80	64,98	69,18	83,47	16,94
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-0,44	-135,13	186,30	537,97	916,07	1136,95

8.8 Financiación:

Del Análisis del Flujo de caja se desprende la necesidad de tomar financiación dado que la máxima exposición del flujo de caja acumulado muestra en el año 2017 un desembolso de Usd 248.66 M cuando contamos con Usd 200M de capital propio. Al estimarse el mayor egreso en el año 2017 no contamos todavía con fondos para financiar el propio proyecto puesto que el yacimiento entrara en funcionamiento en el 2018. Por lo tanto es imperativo tomar financiación para hacerle frente al compromiso de inversión anteriormente descripto

Método de cálculo para la financiación:

EL esquema de financiación es mediante un año de gracia de pago de capital, y un repago de 8 años vencidos en cuotas iguales. Los intereses se calcularan a partir de la siguiente formula:

$$I = Li + TR + 7\%$$

Donde,

I es la tasas de interés fija del préstamo

Li representa la tasa LIBOR

TR es la tasa por riesgo país de Argentina

La prima por riesgo país se construyó a partir de la información publicada en enero del 2015

por Damodaran¹⁵. Según Damodaran, la prima para es de Colombia 3.4, Chile 2.2, Brasil 4.3, y Perú 2.9%. Como Argentina se escapa de la escala, se puede pensar que se encuentra en 10 o 12 puntos, producto de la situación con los fondos buitres. No obstante, el cambio de gobierno y el optimismo sobre el futuro permite pensar que debería parecerse a los países de la región por lo menos. Por lo tanto, se le asigna un valor de 4.5%.

La tasa LIBOR se obtuvo del Banco Central Argentino¹⁶. En particular, la tasa ha mostrado un nivel similar y constante durante los años 2011 a 2013 (0.5%). Esta situación respondía a la política monetaria de Inglaterra que buscaba contrarrestar los efectos de la crisis económica internacional. No obstante, a partir de octubre del 2013, la tasa se incrementó alcanzando durante diciembre de este año un valor de 0.68% para préstamos a 180 días, y 0.98% para préstamos a 360. Por lo tanto, se considera que la tasa a la que se tomará la deuda será aproximadamente 1% considerando que nuestro préstamo es para un periodo superior a los 180 días. En conclusión, la tasa de interés asciende a 12,5%

El monto del préstamo se tomará como un porcentaje del capital requerido para invertir. Además, se tomará aquel porcentaje que mejore los resultados del proyecto descriptos en el párrafo anterior. Es importante mencionar que al endeudarse se apalancar la TIR por lo que mejora el resultado. Además, los intereses funcionan como un tax shield, lo que permite pagar menores impuestos a la ganancia. De este modo, el préstamo permite mejorar los indicadores.

En particular, se determinó un préstamo del 25% del capital ya que permite maximizar los indicadores financieros. En este sentido, el monto del préstamo asciende a Usd 194M. Es importante mencionar, que el préstamo se tomará el año de máxima exposición (2017). A continuación, se muestra el flujo asociado al préstamo.

¹⁵ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

¹⁶ <http://www.bcra.gov.ar/Estadisticas/estser030600.asp>

Tabla 37 – Flujo del Préstamo

Cash Flow (M U\$S)	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ingresos por ventas	0,00	114,43	173,72	177,82	176,26	76,24
Préstamo	0,00	-24,24	-24,24	0,00	0,00	0,00
Regalías	0,00	-13,73	-20,85	-21,34	-21,15	-9,15
OPEX	0,00	-11,01	-13,63	-12,77	-15,03	-9,85
CAPEX	-0,40	-17,15	-32,91	-36,01	-18,75	-35,16
IMPUESTOS	0,00	-4,16	-6,34	-6,49	-6,35	-2,93
CANON	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36	-0,36
Intreses	0,00	-21,21	-6,06	0,00	0,00	0,00
IIGG	0,00	-17,01	-32,77	-31,89	-31,37	-2,07
FLUJO DE CAJA	-0,76	5,55	36,57	68,96	83,24	16,72
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-0,76	-36,65	123,06	447,40	824,36	1044,12

Accediendo al préstamo logramos disminuir considerablemente la Máxima Exposición parando de Usd 248.66M a Usd 118.16M y a la vez mejorar los indicadores financieros.

8.9 Indicadores Financieros:

Sabemos que un proyecto es atractivo dependiendo de la cantidad y el tiempo de generación de caja. El tiempo hace referencia a que los fondos recibidos y disponibles para reinversión inmediata son más valioso que a futuro porque no se puede invertir hasta su recepción. El principio del valor temporal del dinero es tomado en cuenta en una evaluación de inversión a través de reflejar el valor presente de los flujos de caja futuros.

En este contexto, el análisis económico se realizó a partir de los métodos más comunes:

- Valor Presente Neto (NPV, por su sigla en inglés)
- Tasa Interna de Retorno
- Repago
- Máxima Exposición

Valor Actual Neto y Tasa Interna de Retorno: Hemos calculado este indicador descontando los flujos de caja a una tasa de corte del 10%.

Tabla 38 – TIR y VAN

VAN al 10%	197,38
TIR	26%

Periodo de repago:

En tercer lugar, el repago representa el año en el que el flujo acumulado pasa a ser positivo. Gracias al préstamo tomado en el año 2017 el periodo de repago se establece en 7 Años (2021).

Máxima Exposición:

Como mencionado anteriormente gracias al préstamo hemos podido mejorar la Máxima Exposición pasando de Usd 253.72M en el año 2017 a Usd 118M en el año 2016.

Government Take: En este proyecto se prevee un Governemnt take de 61.63%. Porcentaje habitual para este tipo de desarrollos.

9 SENSIBILIDADES

Los resultados obtenidos en los apartados anteriores encuentran su fundamento en una serie de supuestos adoptados que configuran el escenario base. Sensibilizar dichos supuestos permite ampliar el análisis a los fines de determinar los riesgos amenazas potenciales a nuestro proyecto.

Respecto de las rentabilidades se consideran las siguientes sensibilidades:

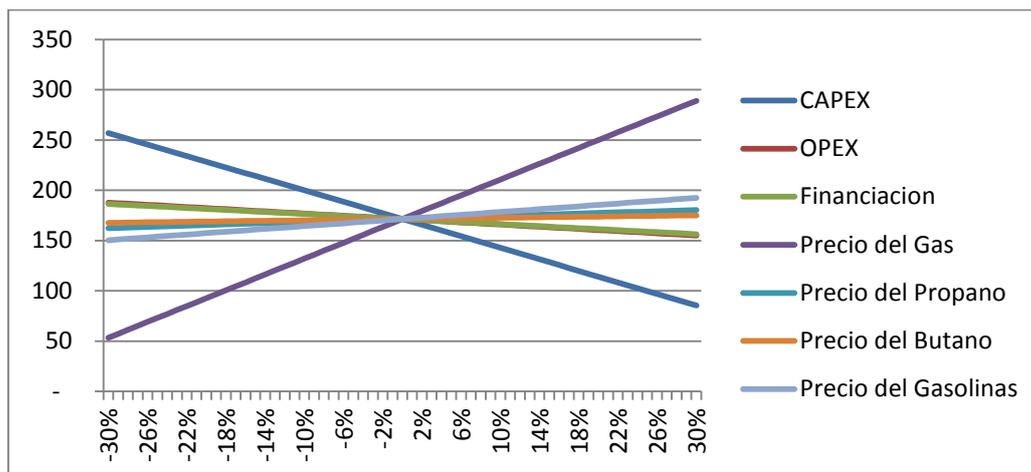
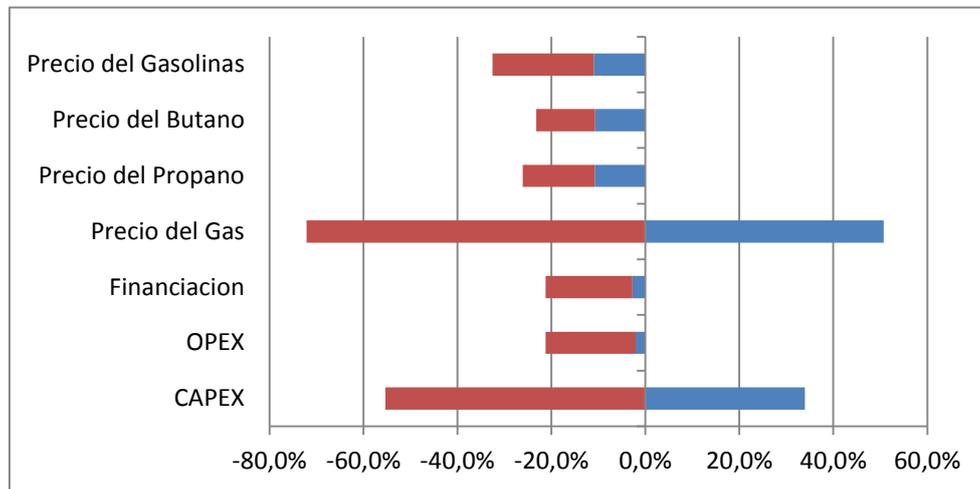
- Precio de venta del Gas
- Precio de venta de los Líquidos (condensado y LPG)
- CAPEX
- OPEX
- Tasa de Financiación

La elección de estas variables corresponde a que son las de mayor peso en la determinación de los flujos de caja.

En términos generales, la sensibilidad fue realizada utilizando las herramientas de Excel como la formula tabla y el análisis de hipótesis. Estas herramientas permiten modificar un supuesto por vez analizando los cambios del diferencial del valor presente neto entre el escenario base y alternativo. Para lo mismo se consideraron valores de crecimiento y caída de hasta un 30% en cada variable individual.

A continuación se muestra la sensibilidad del Valor Presente Neto:

Figura 22 – Gráficos Sensibilidad sobre el VAN



Como se observa en ambos gráficos, las dos variables que más afectan al VAN de nuestro proyecto son El Precio del Gas y el CAPEX. Es por este motivo que al momento de plantear los supuestos de nuestro análisis no hemos querido ser demasiado optimistas en cuanto al precio que podríamos obtener por la venta de nuestros productos. Un pequeño aumento de los CAPEX o una caída en los precios del Gas pueden modificar la totalidad de nuestro proyecto haciéndolo no rentable

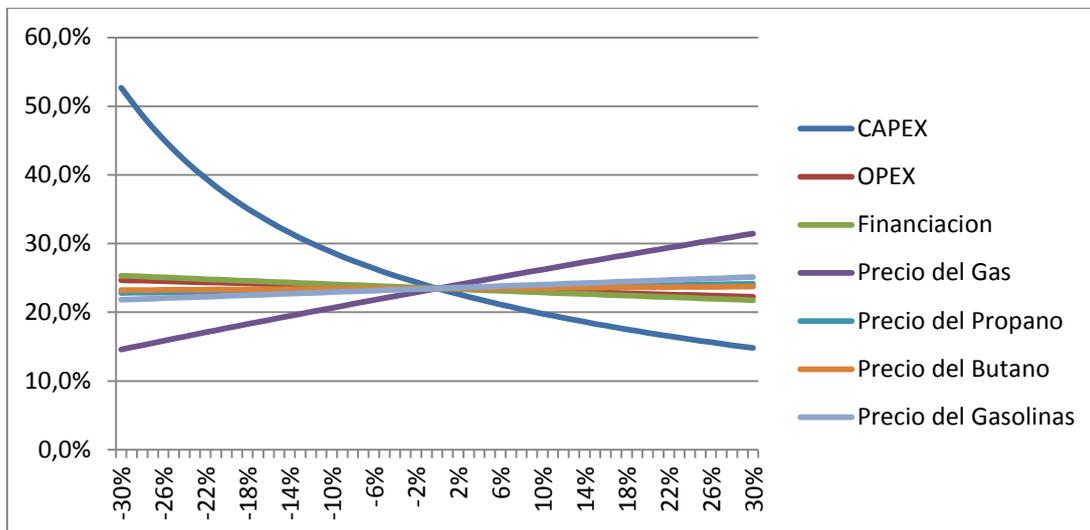
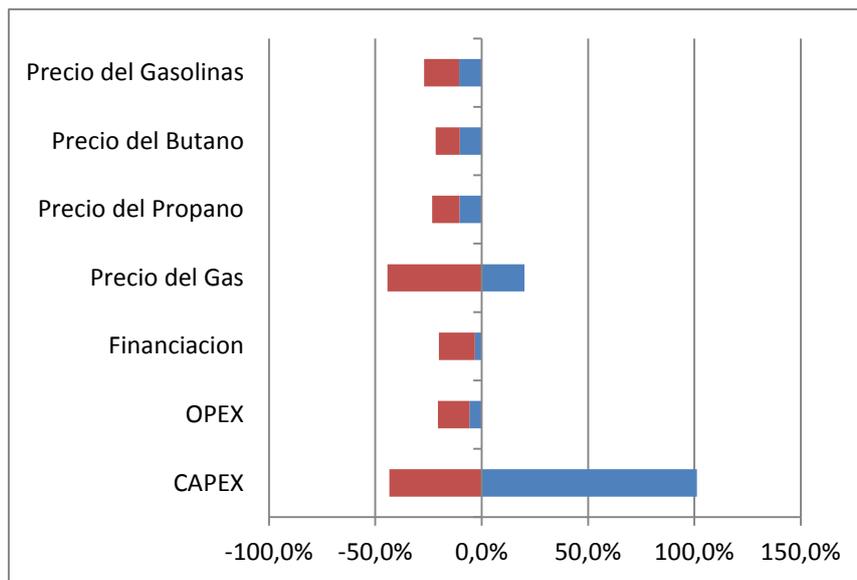
Por el contrario, en caso de que nuestras estimaciones hayan sido demasiado conservadoras y ocurra un aumento en los precios del Gas por ejemplo, entonces nuestro proyecto se vería ampliamente mejorado.

Conocer esta información nos resulta de utilidad, no solo para prestar especial atención a las variables sino también para reajustar alguno de los supuestos en caso de ser necesario, antes de presentar el sobre para la licitación.

Le sigue en importancia, en cuando a sensibilidad el precio de las gasolinas y el precio del propano/Butano.

Ahora bien, si analizamos la TIR el escenario se repite:

Figura 23 – Gráficos Sensibilidad TIR



Nuevamente las dos variables que se destacan como sensibles son el Precio de Gas y el CAPEX. Sin embargo en esta variable, la importancia se invierte, siendo la TIR mucha más sensible al CAPEX que al precio de Gas, cuando para el VAN era al revés.

En la tabla anterior se observa que la TIR es muy sensible al CAPEX, aún más que al precio del gas. Esto se debe a que el CAPEX tiene un fuerte impacto en los primeros años del proyecto lo que variaciones del mismo alteran la TIR.

Nuevamente el análisis es similar, son dos variables con las que hay que tener especial cuidado al estimar ya que una mínima variación podría desajustar el proyecto. El resto de las variables resultan marginales para este análisis.

10 BONO

A continuación se explica la metodología empleada para el cálculo del bono.

10.2 CAPM y WACC

El modelo CAPM, utilizado en el presente estudio para determinar el costo esperado del capital propio, calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este último riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, existe una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su riesgo sistemático (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término beta para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto.

Por otro lado, el riesgo no sistemático resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado. La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales. Considerando que los inversores en Argentina consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de spread que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará más adelante en este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F)$$

Dónde:

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_L es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_M es el retorno de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ($r_M - r_F$) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas aversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

La fuente de información empleada para construir los valores de los betas fueron obtenidos

de la información publicada por Damodaran¹⁷. En particular se utilizaron los beta desapalancados de “Oil/Gas (Production and Exploration)” para luego introducir la estructura de financiación propia de nuestro proyecto. De modo similar, la prima de riesgo se obtuvo de la información publicada en enero del 2015 por Damodaran¹⁸. La tasa libre de riesgo se corresponde a los T-bonds de Estados Unidos, y se tomó el valor promedio histórico¹⁹. Por último el riesgo país, fue definida en la sección anterior.

A continuación se presenta el cálculo de la tasa del capital propio.

Tabla 39 – Ke del Proyecto

Mercado de Estados Unidos	Unidad	Valor
Risk prime (rm-rf) USA	%	5.8%
rf	%	2.6%
Industrias Comparables	Unidad	Sector Gas
Beta Desapalancado	#	0.91
Proyecto	Unidad	Sector Gas
Equity	%	45%
Préstamo	%	54.7%
Beta en Condiciones del Proyecto	#	1.6
Argentina	Unidad	Valor
Impuesto a la Ganancia	%	35.0%
Riesgo País (Damodaran)	%	4.5%
Ke Argentina	%	16,4%

Por su parte, la tasa del préstamo fue calculada en la sección anterior.

El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más la tasa de rentabilidad de las acciones o capital propio. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D + E} \times r_D \times (1 - t) + \frac{E}{D + E} \times r_E$$

Dónde:

WACC es la tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

¹⁷ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html

¹⁸ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

¹⁹ <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

t es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

En particular, la ponderación dependerá de la estructura de capital elegida para el proyecto. De este modo, la tasa WACC después de impuestos asciende a 11,9%. Del análisis de la TIR del proyecto se observa que el mismo es rentable dado la tasa WACC.

10.3 Monto del Bono Ofrecido

El bono corresponde al monto que estamos dispuestos a ofrecer en la licitación del área que comprende al yacimiento “La Esperanza”.

- a) Dicho monto ha sido consensuado entre los integrantes del Equipo cuidando dos variables importantes :
- b) Que al incluir el monto del Bono en el flujo de fondos la TIR Resultante no sea menor a la tasa WACC (11.90%) que simboliza el costo de oportunidad para el capital a comprometer en el desarrollo del proyecto.

Que al estimar un escenario en donde las variables más sensibles al proyecto (CAPEX Y precio del Gas) fluctúen entre un 20% y un 25% no provoque el quiebre de la compañía licitante en cuestión.

El bono será presentado en un sobre cerrado independiente de este documento. Independientemente de ello, el resultado del proyecto con bono se presenta a continuación.

Tabla 40 – Proyecto con Bono

VAN al 10%	146,99
Tasa (WACC)	11,93%
TIR	18,95%
Repago	9
Préstamo (capital) solicitado	204,21
Máxima exposición	-163,16

11 CONCLUSIONES

Luego del desarrollo exhaustivo del proyecto y luego de haber comparando las distintas alternativas de desarrollo del mismo, podemos concluir que el Área nos resulta de sumo interés, dado el potencial del campo.

Estamos dispuestos a ofrecer un bono a la provincia de Neuquén para resultar adjudicatarios del área en Licitación.

Dicha oferta se presentara en Sobre Cerrado el dia Lunes 14 de Diciembre 2015 en la Cede del ITBA.

Tabla 41 – Cuadro Resumen

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y Condensado in situ	G m3	20306,85
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	G m3	3799,71
1c	Factor de recuperación	%	0,81
1d	Presión de abandono	kg/cm2	48,86
1e	Cantidad de pozos	numero	60,00
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	6000,00
1g	Producción de gas promedio	M m3/d	1,71
1g	Producción de gas máxima	M m3/d	2,61
1h	Producción de condensado promedio	m3/d	75,63
1h	Producción de condensado máxima	m3/d	115,31
DEMANDA Año 3 y Año "n" - Contrato			
2a.1	Consumo distribuidoras - 2018	M m3/d	1,02
2a.2	Consumo distribuidoras - max (2036)	M m3/d	1,13
2b.1	Consumo GNC - 2018	M m3/d	0,00
2b.2	Consumo GNC - max (2020)	M m3/d	0,80
2c.1	Consumo termoeléctrica "a" - 2018	M m3/d	0,00
2c.2	Consumo termoeléctrica "a" - max (-)	M m3/d	0,00
2c.3	Consumo termoeléctrica "b" - 2018	M m3/d	0,00
2c.4	Consumo termoeléctrica "b" - max (2022)	M m3/d	1,00
2d.1	Consumo industria - 2018	M m3/d	0,75
2d.2	Consumo industria - max (2032)	M m3/d	1,15
DEMANDA Año 3 y Año "n" - Consumo Real			
2a.1	Consumo distribuidoras - 2018	M m3/d	0,57
2a.2	Consumo distribuidoras - max (2036)	M m3/d	0,64
2b.1	Consumo GNC - 2018	M m3/d	0,00
2b.2	Consumo GNC - max (2020)	M m3/d	0,69
2c.1	Consumo termoeléctrica "a" - 2018	M m3/d	0,00
2c.2	Consumo termoeléctrica "a" - max (-)	M m3/d	0,00
2c.3	Consumo termoeléctrica "b" - 2018	M m3/d	0,00
2c.4	Consumo termoeléctrica "b" - max (2022)	M m3/d	0,85
2d.1	Consumo industria - 2018	M m3/d	0,68
2d.2	Consumo industria - max (2032)	M m3/d	1,05
2e	Consumo máximo total	M m3/d	2,09
PROCESAMIENTO Año 3 y Año "n"			
3a.1	Capacidad de procesamiento - endulzamiento	M m3/d	3,00
3a.2	Capacidad de procesamiento - recuperacion liquidos	M m3/d	3,00
3b.1	Propano + butano (GLP) - 2018	ton/año	20499,63
3b.2	Propano + butano (GLP) -max (2025)	ton/año	38416,30
3c.1	Gasolina - 2018	M lt/año	5,86
3c.2	Gasolina - max (2025)	M lt/año	10,97
TRANSPORTE			
4a	Primer tramo gasoducto hasta planta de generación eléctrica	pulg	14,00
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2524,28
4c	Potencia instalada Primer Tramo	HP	0,00
4d	Segundo tramo de gasoducto hasta gasoducto troncal	pulg	14,00
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2524,28

4f	Potencia instalada Segundo Tramo	HP	5000,00
INVERSIONES			
5a	Inversión de campo (yacimiento - Perf. Y WO)	M us\$	408,06
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	187,97
5c	Inversión gasoducto	M us\$	109,20
5d	Inversión otros	M us\$	37,36
5e	Inversiones (contingencia)	M us\$	74,26
5f	Inversión total	M us\$	816,84
PRECIOS GAS Año 1 y Año 2040			
6a.1	Distruidoras - 2015	us\$/MBTU	1,77
6a.2	Distruidoras - 2040	us\$/MBTU	5,60
6b.1	GNC - 2015	us\$/MBTU	2,21
6b.2	GNC - 2040	us\$/MBTU	5,75
6c.1	Centrales eléctricas - 2015	us\$/MBTU	3,94
6c.2	Centrales eléctricas - 2040	us\$/MBTU	6,70
6d.1	Usuarios industriales - 2015	us\$/MBTU	4,50
6d.2	Usuarios industriales - 2040	us\$/MBTU	7,50
PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 2040			
7a.1	Propano exportacion - 2015	us\$/tn	320,71
7a.2	Propano exportacion - 2040	us\$/tn	790,48
7a.3	Butano exportacion - 2015	us\$/tn	364,93
7a.4	Butano exportacion - 2040	us\$/tn	836,50
7b.1	Propano Local - 2015	us\$/tn	256,66
7b.2	Propano Local - 2040	us\$/tn	686,53
7b.3	Butano Local - 2015	us\$/tn	198,76
7b.4	Butano Local - 2040	us\$/tn	508,31
7c.1	Gasolina y condensados - 2015	us\$/bbl	76,00
7c.2	Gasolina y condensados - 2045	us\$/bbl	85,00
RESULTADOS			
8a	VAN al 10%	M us\$	187,90
8b	Tasa (WACC)	%	0,12
8c	TIR	%	0,26
8d	Repago	Años	7,00
8e	Préstamo (capital) solicitado	M us\$	204,21
8f	Máxima exposición	M us\$	-118,16

ANEXO 1 – Metodología para la Determinación del Pozo Tipo

El gas natural fluirá a la superficie siempre que exista diferenciales de presión entre el yacimiento y la presión en boca del pozo. Cuando el pozo se encuentra cerrado, existe un equilibrio entre la presión del fondo de pozo y de boca de pozo. Al momento de comenzar a producir, se producirán diferenciales de presión que harán fluir al producto. En este sentido, como operadores del pozo podremos determinar la presión dinámica en boca de pozo, lo que exigirá una presión determinada de fondo de pozo y un volumen de producción por pozo.

Ahora bien, la presión estática de fondo de pozo, $P_{ws} = P_r$, corresponde a la presión en el reservorio cuando el pozo se encuentra cerrado. Este concepto se puede entender como la presión dada al comienzo de cada año, que será igual a la presión final del año anterior. Lo cierto es que el nivel de presión será distinta si el volumen de gas y condensado es inferior. Por lo tanto, la presión se reduce a medida que aumenta el volumen de gas producir.

Como se explicó en el párrafo anterior, la caída de presión del pozo dependerá del nivel de producción. En este sentido, es importante comprender como se comporta la presión en el yacimiento frente a distintos niveles de producción acumulada. Es decir, es importante definir la relación entre la presión estática y los niveles de producción.

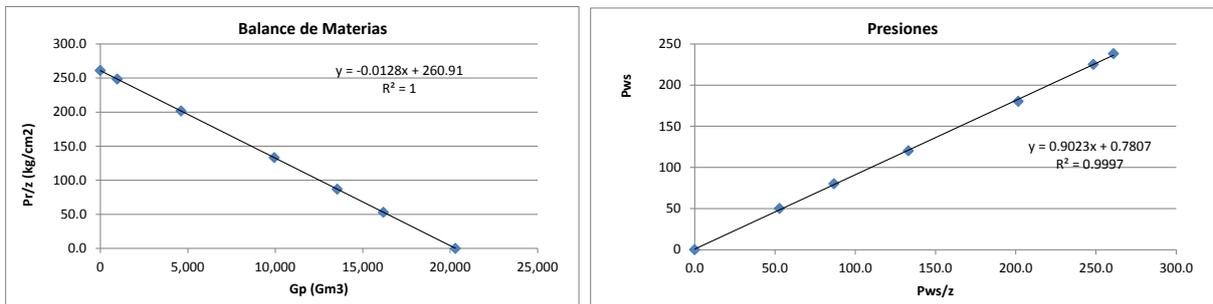
Se dispone de un análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomada en un pozo representativo del yacimiento. Considerando la fórmula del cálculo volumétrico, explicado en el inciso anterior, se calculó el gas y condensado recuperable a distintos niveles de presión, alcanzando una presión de abandono de 50 kg/cm². A continuación, se presentan los cálculos:

Análisis de Presiones

P_r	Z_r	P_r/Z_r	B_g	G	G_p	P_{ws}/Z_r (testeo)	P_{ws} (testeo)
238	0.91	260.9	0.0049	20,307	0	261	236
225	0.91	248.4	0.0052	19,333	974	248	225
180	0.89	201.5	0.0064	15,685	4,622	202	183
120	0.90	133.1	0.0097	10,361	9,945	134	121
80	0.92	86.8	0.0149	6,753	13,554	87	80
50	0.95	52.9	0.0244	4,116	16,191	54	49
0	1.00	0.0			20,307	1	2

A partir de la tabla anterior se puede construir la relación entre la presión de reservorio y el nivel de producción acumulada. El método empleado corresponde a la línea recta sin empuje de agua. A continuación se presentan los resultados:

Balance de Materias



Como se observa en los cuadros anteriores, las ecuaciones construidas mantienen un factor de ajuste R2 elevado, cercano o igual a 1. En este sentido, se puede corroborar que la presión dividida el factor de compresibilidad mantiene una relación inversa con la producción acumulada, que viene definida en la ecuación presentada en el gráfico. Como es lógico, además, la Pws mantiene una relación positiva con ella misma dividida el factor de compresibilidad.

En este sentido, es importante mencionar que Pws del final del año t-1 será igual a la presión con la cual se comenzará a operar al año siguiente. Por su parte, Pwf es la presión dinámica de fondo de pozo, que corresponde a la presión cuando el pozo se encuentra en producción. El diferencial entre esta presión y la estática de fondo de pozo establecerá el comportamiento del pozo promedio por año.

La presión Pwf depende en última instancia de la presión dinámica en boca de pozo (Ptf). La presión dinámica en boca de pozo corresponde a una de las variables independientes sobre la que podemos elegir como operadores del pozo. La relación entre las variables viene definida por la pérdida de carga en tubing. La confección de las curvas de contrapresión del tubing se basa en el cálculo de pérdidas de carga para distintos caudales, o sea, el cálculo de la presión dinámica de fondo (Pwf), para un Ptf elegido, aplicando la ecuación de Smith:

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

Donde,

P_{wf} es la presión dinámica de fondo en psia

P_{tf} representa la presión dinámica de boca en psia

e es igual a 2.71828

Q hace referencia al caudal en kcf/d

T_p es la temperatura promedio en el tubing en Rankine, e igual a 614.7 R

Z_p representa el factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio, que es

igual a 0.9243

d es el diámetro interior del tubing (para un tubing de diámetro exterior de 3.5", corresponde un diámetro interior igual a 2.92"

f corresponde al factor de fricción

S viene definido por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{0.0375 GxL}{T_p Z_p}$$

Donde,

T_p es la temperatura promedio en el tubing en Rankine, e igual a 614.7 R

Z_p representa el factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio, que es igual a 0.9243

G es la gravedad específica del fluido del pozo, igual a 0.6702

L representa la profundidad al punto donde se tomó la Pws, en pies y equivale a 7,251.01

En este contexto, el factor de fricción (Cullender y Smith) se encuentra expresado por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{30.9208 \times 10^{-3} \times Q^{-0.065} \times d^{-0.058} \times G^{-0.065}}{\mu^{-0.065}}$$

Donde,

f es el factor de fricción

Q corresponde a la producción en pie³/día

d es el diámetro interior del tubing

G es la gravedad específica del fluido del pozo, igual a 0.6702

μ es la viscosidad del gas en función a la presión

A su vez, la viscosidad es una función de la presión y se encuentra expresada en la siguiente tabla:

PTB

Ptb (kg/cm ²)	u x 10 ⁶ (lb/(ftXseg))
110	9.9115000
100	9.6737000
90	9.4753000
80	9.1583000
70	8.9204000
60	8.7722000
50	8.5636000
45	8.5429000

Como se observa la viscosidad mantiene una relación lineal con la presión con la presión Ptb la cual es la presión promedio en el tubing, y corresponde al promedio aritmético entre las presiones Ptf y Pwf. Por lo tanto se puede construir una relación lineal que tiene un factor de ajuste elevado (R2), e igual a 0.9887.

De la combinación de las ecuaciones anteriores, y con la utilización de iteraciones se puede construir las curvas de contrapresión para niveles de caudal teóricos. En la ecuación de Smith, la presión dinámica de boca de pozo (Ptf) y el caudal de Gas (Q) movilizado a lo largo del tubing son variables independientes, mientras que la variable dependiente es la presión dinámica de fondo de pozo (Pwf). Por lo tanto, esta metodología permite construir ecuaciones lineales con elevado nivel de ajuste que permite conocer la Pwf, correspondientes a etapas de producción del yacimiento, contemplando las siguientes alternativas:

80 kg/cm²

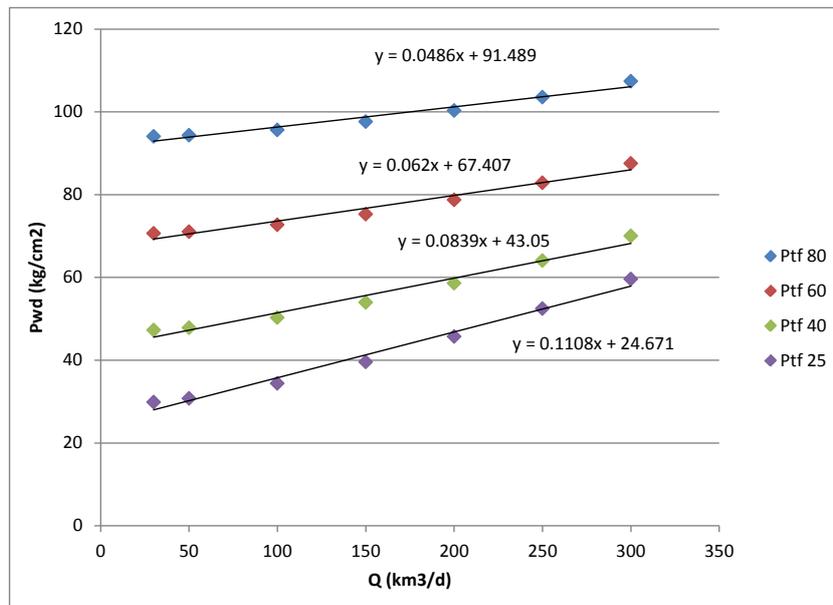
60 kg/cm²

40 kg/cm²

25 kg/cm²

A continuación se presentan las curvas de contrapresión del tubing, construidas a partir de las ecuaciones definidas con anterioridad:

Curvas de Contrapresión del Tubing



Como se observa en el cuadro anterior, las curvas de contrapresión permiten establecer la relación, dado un caudal fijo y un nivel de P_{tf} dado, entre la presión dinámica en fondo de pozo y en boca de pozo, mediante ecuaciones lineales. A continuación se presentan los niveles de P_{wf} calculados para construir las curvas de contrapresión del tubing:

Presión Dinámica de Fondo

Caudal Tubbing (Km ³ /d)	Presión Dinámica de Fondo: P _{wf} (kg/cm ²)			
	P _{tf} : 80 kg/cm ²	P _{tf} : 60 kg/cm ²	P _{tf} : 40 kg/cm ²	P _{tf} : 25 kg/cm ²
30	94.08	70.66	47.29	29.88
50	94.37	71.03	47.84	30.74
100	95.62	72.69	50.27	34.38
150	97.62	75.29	53.94	39.55
200	100.29	78.71	58.61	45.70
250	103.57	82.84	64.04	52.47
300	107.40	87.57	70.03	59.62

El análisis anterior permitió construir la relación entre la P_{tf} y la P_{wf} , bajo escenarios de producción y presiones independientes. Por lo tanto, como operadores del pozo podremos definir las presiones a los fines de fijar el nivel de P_{wf} que nos establecerá un caudal de producción en función a la presión P_{ws} que se tiene dado la producción acumulada.

En este contexto, es importante mencionar que el diferencial entre la presión estática y la dinámica establecerá el comportamiento del pozo tipo. Se han realizado ensayos de producción y mediciones físicas completas sobre los cuatro pozos productivos del yacimiento, obteniéndose en forma estadística la ecuación de comportamiento del pozo

promedio. A continuación se presenta la ecuación de Fetkovich:

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

Donde,

Q es el caudal

C representa un coeficiente igual a 12

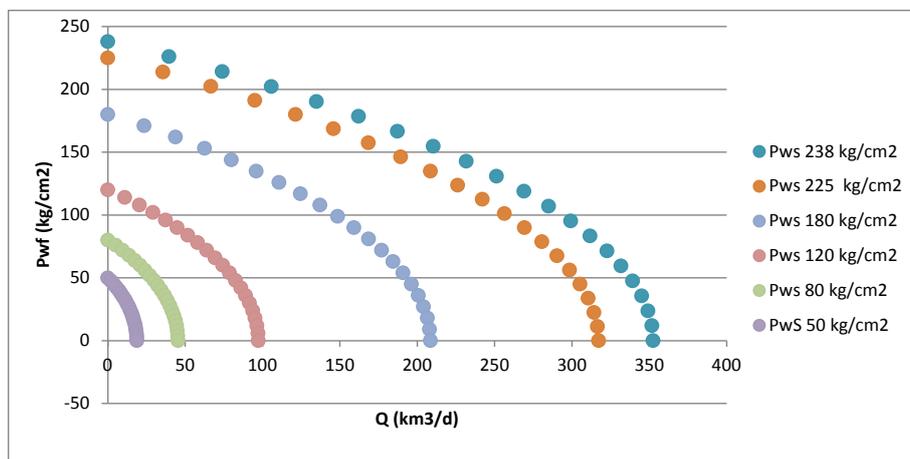
P_{ws} es la presión estática del reservorio

P_{wf} hace referencia a la presión dinámica del pozo

n es un coeficiente que determina el flujo en el reservorio, que en nuestro caso será igual a 0,94 (tiende a un flujo laminar)

En este sentido, conociendo P_{ws} y P_{wf} a partir de los análisis anteriores se puede construir las curvas IPR. Los valores P_{ws} representan los estadios de declino del reservorio. Dichos valores podrán ser aplicados en la ecuación de comportamiento del pozo promedio y calcular los caudales de gas aportados por el reservorio en distintas etapas de explotación.

Curvas IPR



Del análisis del cuadro anterior, se observa que dado distintos niveles de P_{ws} , y suponiendo estadios de declinación del pozo se puede construir la relación entre la presión dinámica de fondo de pozo y el caudal promedio.

Valores Curva IPR

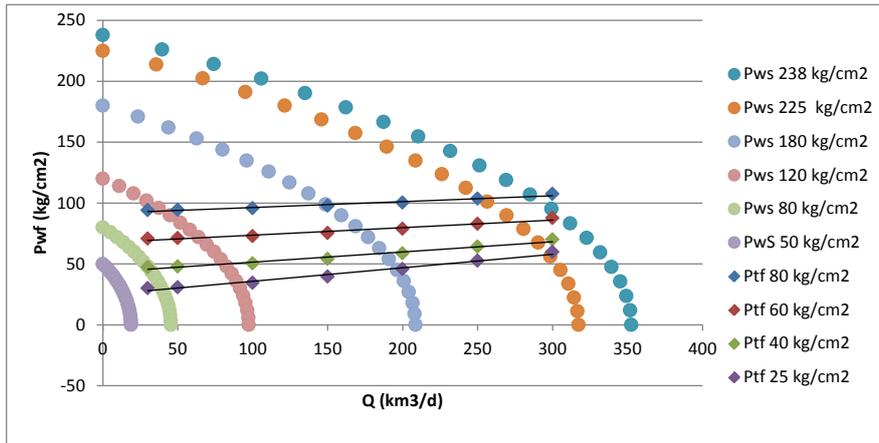
Pwf a Pws 238 kg/cm2		Pwf a Pws 225 kg/cm2		Pwf a Pws 180 kg/cm2		Pwf a Pws 120 kg/cm2		Pwf a Pws 80 kg/cm2		Pwf a Pws 50 kg/cm2	
Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)	Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)	Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)						
238.0	0.0	225.0	0.0	180.0	0.0	120.0	0.0	80.0	0.0	50.0	0.0
214.2	74.0	202.5	66.6	162.0	43.8	108.0	20.4	72.0	9.5	45.0	3.9
190.4	134.9	180.0	121.4	144.0	79.8	96.0	37.2	64.0	17.4	40.0	7.2
166.6	187.2	157.5	168.4	126.0	110.7	84.0	51.7	56.0	24.1	35.0	10.0
142.8	231.7	135.0	208.5	108.0	137.1	72.0	64.0	48.0	29.8	30.0	12.3
119.0	269.0	112.5	242.0	90.0	159.1	60.0	74.2	40.0	34.6	25.0	14.3
95.2	299.2	90.0	269.2	72.0	177.0	48.0	82.6	32.0	38.5	20.0	15.9
71.4	322.6	67.5	290.3	54.0	190.8	36.0	89.0	24.0	41.5	15.0	17.2
47.6	339.2	45.0	305.2	36.0	200.6	24.0	93.6	16.0	43.7	10.0	18.1
23.8	349.2	22.5	314.2	18.0	206.5	12.0	96.4	8.0	45.0	5.0	18.6

La tabla anterior fue construido suponiendo escenarios de declinación del pozo dado distintos niveles de presión P_{ws} . Como se observa ante cada escenario existen distintos niveles de caudal por pozo tipo.

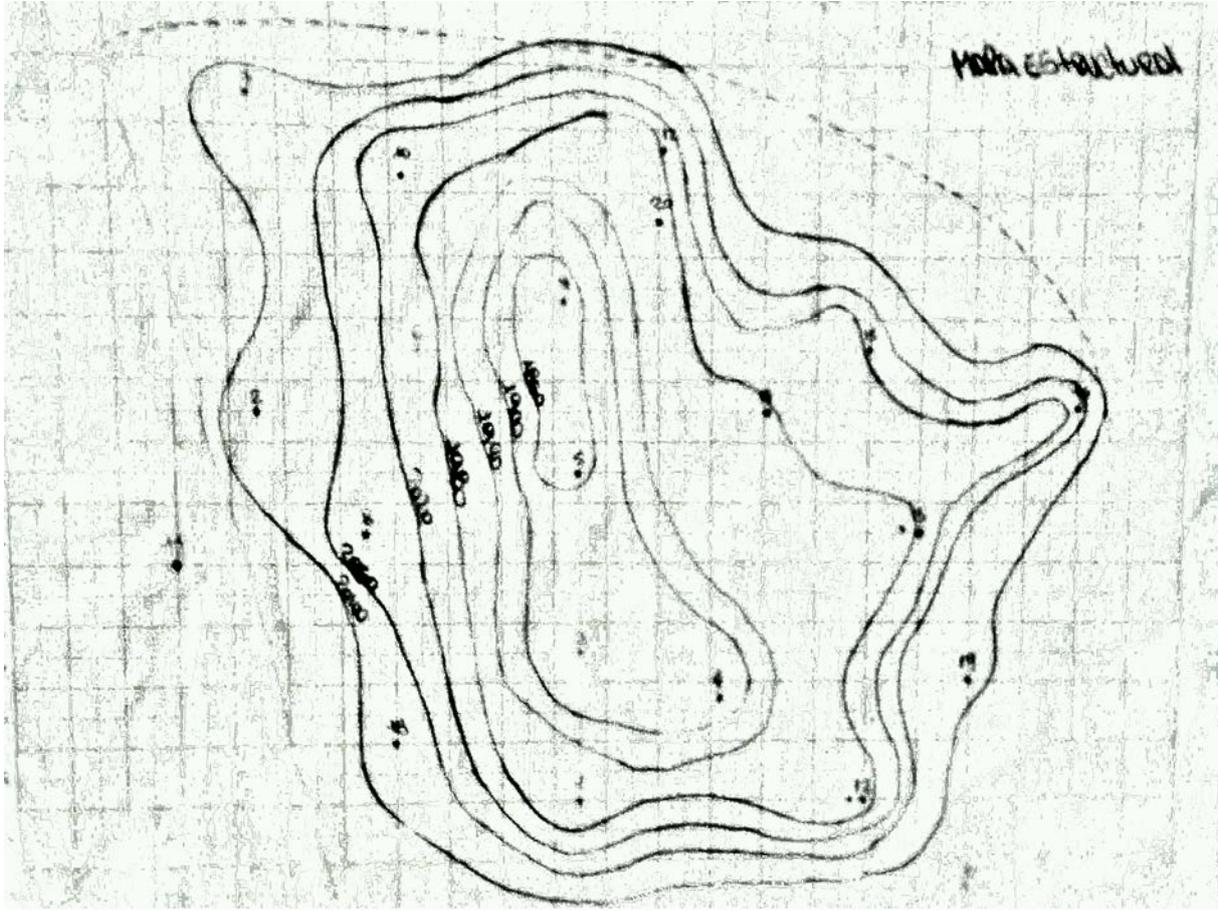
En resumen, con la explotación del yacimiento, la presión estática del reservorio (P_{ws}) ira disminuyendo gradualmente, definido mediante el análisis PVT y las relaciones lineales entre el caudal producido y la presión. En consecuencia, se hace necesario definir el comportamiento del pozo promedio del yacimiento a través del tiempo, utilizando la ecuación de comportamiento del pozo. Es decir, se deberá determinar, mediante los diferenciales de presión y distintos escenarios de declino del pozo, el caudal de gas y condensado (en función al factor GOR) que producirá dicho pozo, en distintas etapas de explotación y bajo diferentes presiones dinámicas de fondo.

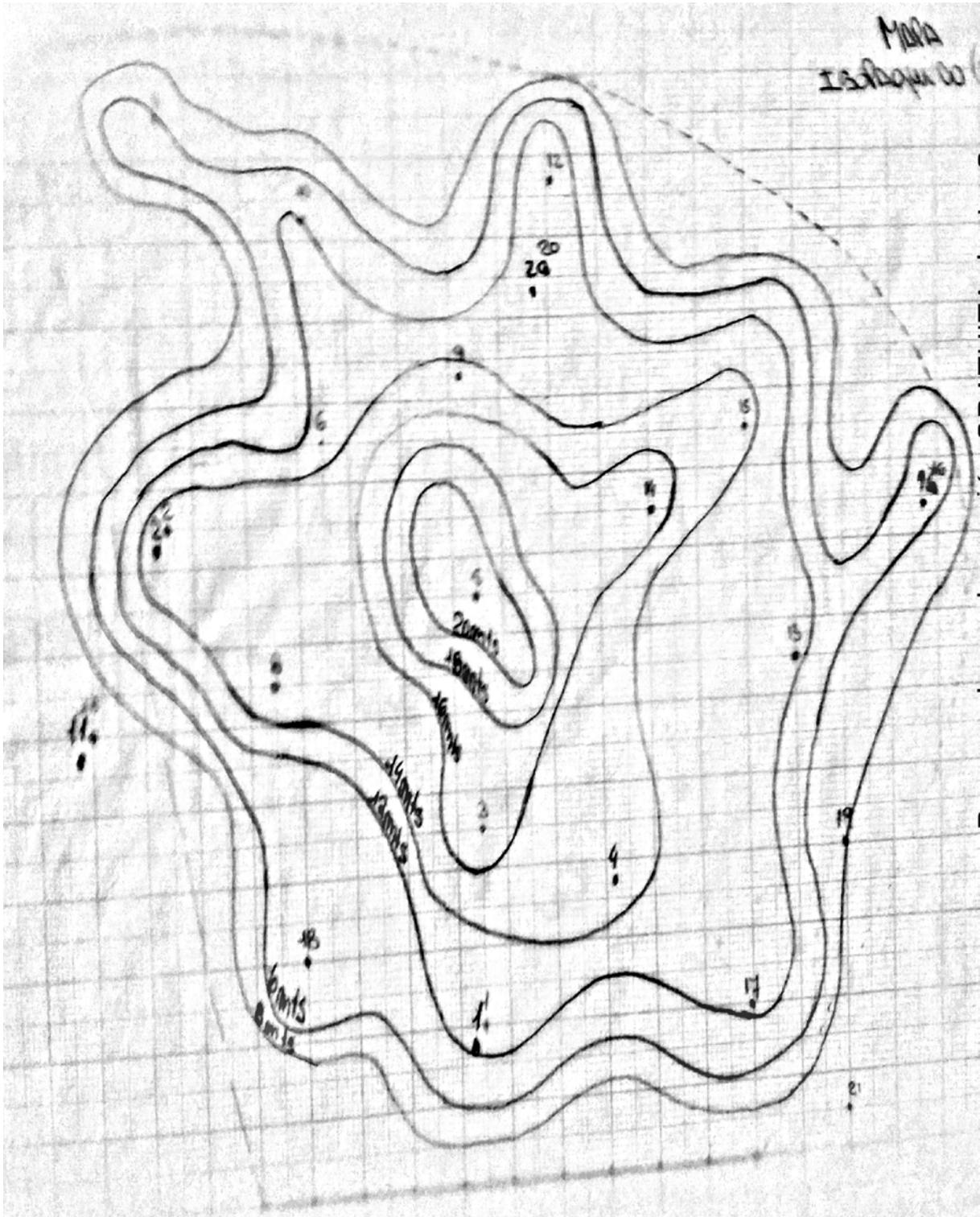
No obstante, la presión de fondo dependerá de la presión dinámica de boca de pozo establecida por el operador y el nivel de caudal. Este elemento fue definido mediante la ecuación de Smith. Es decir que se observa una interrelación entre las variables que exigen implementar un cálculo iterativo (el punto donde las curvas de contrapresión interceptan a las curvas de comportamiento del pozo, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca, en función al diámetro del tubing).

Curvas de Contrapresión e IPR



ANEXO 2 – MAPAS :





ANEXO 3 – METODOLOGIA TRANSPORTE

El transporte por gasoducto se calcula como la distancia por el volumen transportado. El diseño de un gasoducto implica grandes inversiones iniciales. Por lo tanto, el diseño del gasoducto implica realizar un análisis para optimizar la inversión. Es decir, analizar las alternativas de diámetro de gasoductos y necesidad de compresión para encontrar aquel diseño que implique la menor inversión.

En este contexto, las instalaciones básicas de un gasoducto son el gasoducto propiamente, las trampa de Scraper, las válvulas, la planta compresora, y la estación de medición y regulación.

En estado estacionario el caudal de ingreso a un gasoducto es igual al caudal de salida. No obstante, el movimiento del fluido en la cañería produce una pérdida de energía por rozamiento contra las paredes de la cañería que se traduce en pérdidas de presión. Podemos decir entonces que el gas se mueve del punto de mayor a menor presión. En este sentido, el caudal transportado se define como:

$$Q = k \sqrt{(P_1^2 - P_2^2)}$$

Donde,

Q es el caudal transportado

k representa una constante que es función del diámetro y la inversa de la longitud

P_1^2 es la presión de ingreso

P_2^2 corresponde a la presión final

Por lo tanto, el caudal se puede definir como:

$$Q = cte \times E \times \frac{T_0}{P_0} \times \sqrt{\frac{D^5}{ZGTL}} \times \sqrt{\frac{1}{f} \sqrt{(P_1^2 - P_2^2)}}$$

Donde,

L es la longitud

D es el diámetro interior

E corresponde a la eficiencia (0,8)

Z hace referencia al factor de compresibilidad, que es igual a 0,9

G es la densidad relativa (0,62)

P es la presión absoluta

f corresponde al factor de fricción el cual se asume como 20

T es la temperatura del gas (288 °K)

En particular, la fórmula anterior contiene un componente iterativo que viene dado por el factor de fricción que se define como:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -4 \log \left(\frac{e/d}{3.7} + \frac{1.25}{\text{Re} \sqrt{\frac{1}{f}}} \right)$$

Por lo tanto, el cálculo se realizó a partir de la siguiente tabla asumiendo que dicho valor equivale a 20, el cual permite simplificar el cálculo y estimar la constante de las ecuaciones anteriores.

Matriz Kp

Diam nom (")	36	30	24	22	20	18	16	14	12	10	8
Esp (cm)	1.27	1.031	0.87	0.82	0.78	0.64	0.64		0.64	0.64	0.64
Diam int (cm)	88.9	74.1	59.2	54.2	49.2	44.4	39	35	29.2	24.1	19
Pmáx (kg/cm2 abs)	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99		99.5	99.5	99.5
Long. KM	KP = 10^{^3} (m3/d/Kg/cm2)										
25	1215.3	771.9	440.2	353.4	277.5	214.7	158.0		75.1	46.6	25.8
50	859.4	545.8	311.2	249.9	196.2	151.8	112.0		53.1	33.0	18.2
75	701.7	445.6	254.1	204.0	160.2	124.0	91.5		43.4	26.9	14.9
100	607.7	385.9	220.1	176.7	138.7	107.4	79.3		37.6	23.3	12.9
150	496.2	315.1	179.7	144.3	113.3	87.7	64.7		30.7	19.0	10.5
200	429.7	272.9	155.6	124.9	98.1	75.9	56.0		26.6	16.5	9.1
250	384.3	244.1	139.2	111.7	87.7	67.9	50.1		23.8	14.7	8.2
300	350.8	222.8	127.1	102.0	80.1	62.0	45.8		21.7	13.5	7.4
400	303.8	193.0	110.0	88.3	69.4	53.7	39.6		18.8	11.6	6.4
500	271.8	172.6	98.4	79.0	62.0	48.0	35.4		16.8	10.4	5.8
600	248.1	157.6	89.8	72.1	56.6	43.8	32.4		15.3	9.5	5.3
700	229.7	145.9	83.2	66.8	52.4	40.6	30.0		14.2	8.8	4.9
800	214.8	136.4	77.8	62.5	49.1	38.0	28.0		13.3	8.2	4.6
900	202.6	128.6	73.4	58.9	46.2	35.8	26.4		12.5	7.8	4.4
1000	192.2	122.0	69.6	55.9	43.9	34.0	25.1		11.9	7.4	4.1

En particular, el diámetro interior para un gasoducto de 14 pulgadas fue consultado directamente con el producto. Además, la tabla anterior sirve a modo de estimar la constante en la función de caudal.

A partir de la ecuación anterior, eligiendo un diámetro de gasoducto, conociendo el caudal y la distancia, se puede estimar la presión final de entrega del gas. Por lo tanto, se puede analizar la necesidad de compresión. Para lo mismo se analiza la presión mínima de entrega y la presión de llegada.

En particular, la potencia a instalar, entonces, fue calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$P(HP) = 1,575 * 10^3 * Q_{STD} * Z_{ing} * \frac{(T_i)}{288} * \left(\frac{K}{K-1} \right) * \left[\left(\frac{P_d}{P_i} \right)^{\left(\frac{K-1}{K} \right)} - 1 \right] * \frac{1}{\eta_c}$$

Donde,

Q_{std} representa el nivel de producción máximo.

Z_{ing} es el factor de compresibilidad, e igual a 0,9.

T_i corresponde a la temperatura de ingreso que asciende a 288°K.

K es el factor poli trópico e igual a 1,30.

η_c es el rendimiento adiabático y dinámico. Este se supone en 0,8.

$\frac{P_d}{P_i}$ representa la relación de compresión.

Conociendo la relación de compresión y los volúmenes máximos de producción se calcula la potencia requerida. Una vez definidos estos elementos se puede construir distintas alternativas y elegir aquella que minimice el costo de la inversión.