



Escuela de Posgrado

Especialización en Economía del Petróleo y del Gas Natural

Trabajo Final Integrado: Propuesta Técnica

2015

Alumnos:

Daiana Touceda
Ulises Macagno
Gabriel Gonzalez Sutil

Profesores:

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

CONTENIDO

1.	INTRODUCCION Y OBJETIVO GENERAL	5
2.	CONTEXTO GENERAL.....	5
2.1	PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL	6
2.2	DEMANDA DE GAS NATURAL	9
2.3	COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL	12
2.4	INFRAESTRUCTURA Y TRANSPORTE	14
2.5	CONCLUSIONES	17
3.	MARCO REGULATORIO GENERAL DEL GAS NATURAL.....	17
3.1	LEY DE HIDROCARBUROS	18
3.2	TRANSPORTE.....	20
3.3	ESPECIFICACION DEL GAS NATURAL	22
3.4	COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL.....	23
3.5	IMPUESTOS.....	24
4.	PLAN DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO.....	27
4.1	ESCENARIO DE PRECIOS	27
4.2	PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN	38
a.	Reservas	38
b.	Pozo Tipo.....	39
c.	Ubicación de los pozos	43
4.3	FACILITIES: SEPARACIÓN PRIMARIA	45
4.4	SISTEMA DE CAPTACIÓN.....	48
4.5	ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL	50
a.	Planta de Vapor de Agua	52
b.	Planta de Endulzamiento	53
c.	Planta Punto de Rocío/Recuperación de Condensables	54
d.	ubicación de la Planta	58
4.6	SISTEMA DE TRANSPORTE	59
5.	DESARROLLO COMERCIAL	61
6.	FLUJO DE CAJA	64
6.1	INGRESOS POR VENTA	64
6.2	COMPROMISO DE INVERSIONES	66
6.3	GASTOS OPERATIVOS ASOCIADOS.....	68
6.4	DEPRECIACIONES E IMPUESTOS	69
a.	Depreciaciones	69
b.	Impuestos.....	70
6.5	FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS	70
7.	FINANCIACIÓN	72
8.	SENSIBILIDADES	74
9.	BONO.....	76
9.1	CAPM Y WACC	77
9.2	MONTO DEL BONO OFRECIDO.....	79
10.	CONCLUSIONES.....	79

Índice de Figuras

Figura 1 – Yacimiento “La Esperanza”	6
Figura 2 – Cuencas de Gas Argentina	7
Figura 3 – Reservas Totales de Gas Natural	7
Figura 4 – Producción GN por cuenca	9
Figura 5 – Evolución de la Demanda Total de GN	10
Figura 6 – Consumo Final de Gas Natural (Mm3/d).....	11
Figura 7 – Balance Comercial de Gas Natural.....	13
Figura 8 – Importaciones de Gas Natural por origen	14
Figura 9 – Infraestructura de Transporte de Gas Natural	15
Figura 10 – Tendencia IPP (Índice Base 1982).....	28
Figura 11 – Proyección IPP (Índice Base 1982)	29
Figura 12 – Proyección Tipo de Cambio (\$/usd)	30
Figura 13 – Proyección Precio del Gas Natural por Sectores.....	30
Figura 14 – Precio <i>Mont Belvieu</i> y Precio WTI.....	32
Figura 15 – Producción y Perforación de Petróleo Crudo	33
Figura 16 – Proyección Petróleo Crudo WTI	33
Figura 17 – Precio <i>Mont Belvieu</i> Proyectado	34
Figura 18 – Precio del Propano Proyectado.....	36
Figura 19 – Precio del Butano Proyectado	37
Figura 20 – Proyección Crudo Brent y Medanito	37
Figura 21 – Precio de las Gasolinas Proyectado	38
Figura 22 – Perfil de Perforación	40
Figura 23 – Presiones de Boca de Pozo (Ptf).....	41
Figura 24 – Perfil de Producción	41
Figura 25– Ubicación de los Pozos	44
Figura 26 – Separación de Condensados	48
Figura 27 – Consumo de Gas Motocompresores	50
Figura 28 – Producción de GLP y Gasolinas	58
Figura 29 – Gas Disponible para la Venta (9300 kcal/m3).....	61
Figura 30 – Crecimiento Vegetativo.....	62
Figura 31 – Curva de Contratos	64
Figura 32 – Ventas Efectivas de Gas Natural.....	65
Figura 33 – Ingresos por Venta	66
Figura 34 – Flujo de Caja Acumulado.....	72
Figura 35 – Grafico Tornado VAN (%)	74
Figura 36 – Grafico Araña VAN (MUSD).....	75
Figura 37 – Grafico Tornado TIR (%).....	76
Figura 38 – Grafico Araña TIR (MUSD)	76

Índice de Tablas

Tabla 1 – Reservas Probadas por Cuenca en 2013 (millones de m3).....	8
Tabla 2 – Producción por cuenca	9
Tabla 3 – Consumo Final por provincia	12
Tabla 4 – Sistema de Transporte de Gas Natural	16
Tabla 5 – Porcentaje Gas Entregado sobre Capacidad Instalada	17
Tabla 6 – Especificación del Gas Natural	22
Tabla 7 – Precios a Enero del 2015	27
Tabla 8 – Datos del Yacimiento.....	39
Tabla 9 – Previsión de Producción	42
Tabla 10 – Datos de los Pozos	43
Tabla 11 – Ranking de los Pozos.....	45
Tabla 12 – Pozos por Batería (número)	46
Tabla 13 – Ubicación de las Baterías (coordenadas y Km3/d)	46
Tabla 14 – Separadores Instalados (número)	47
Tabla 15 – Tanques de Almacenaje (número)	48
Tabla 16 – Km Acumulado del Sistema de Capitación	49
Tabla 17 – Diseño de Motocompresores	50
Tabla 18 – Requerimientos de Especificación del Gas Natural	51
Tabla 19 – Composición Gas Natural “La Esperanza”	52
Tabla 20 – Gas Producido vs Regulación de Calidad.....	52
Tabla 21 – Rendimientos Refrigeración Mecánica (%).....	54
Tabla 22 – Valores de Producción Punto de Rocío	54
Tabla 23 – Procesos de Acondicionamiento y Recuperación (%).....	56
Tabla 24 – Composición y Poder Calorífico del Gas Residual y Rico (kcal/m3).....	56
Tabla 25 – Potencial Producción de GLP y Gasolinas con 1Mm3	57
Tabla 26 – Producción de Gas Residual	58
Tabla 27 – Ubicación de la Planta (coordenadas)	59
Tabla 28 – Presiones de Entrega Tramo 1.....	59
Tabla 29 – Diseño Tramo 1	60
Tabla 30 – Presión de Entrega Tramo 2.....	60
Tabla 31 – Diseño Tramo 2.....	61
Tabla 32 – Factores de Carga.....	65
Tabla 33 – Costos Plantas de Tratamiento (MUSD)	67
Tabla 34 – Costos Plantas Compresoras	67
Tabla 35 – Inversiones Totales	68
Tabla 36 – Costos Operativos Totales	69
Tabla 37 - Resumen Quinquenal Depreciaciones	70
Tabla 38 – Impuestos Considerados.....	70
Tabla 39 – Resumen Quinquenal Flujo de Caja (MUSD)	71
Tabla 40 – TIR y VAN (MUSD y %)	71
Tabla 41 – Flujo del Préstamo (MUSD).....	73
Tabla 42 – Flujo de Caja con Préstamo (MUSD)	73
Tabla 43 – Ke del Proyecto.....	78
Tabla 44 – Proyecto con Bono	79
Tabla 45 – Cuadro Resumen sin Bono	81

1. INTRODUCCION Y OBJETIVO GENERAL

El presente trabajo corresponde a la propuesta técnica referente a la licitación pública que se realizará para la adjudicación de los derechos de explotación del yacimiento “La Esperanza” en la cuenca neuquina. Para lo mismo, se han evaluado distintas alternativas para desarrollar el yacimiento a ser adjudicado, definiendo la alternativa que permite la mejor rentabilidad.

El objetivo que persigue este documento es el de presentar el compromiso de inversiones que se ofrece en el proceso de licitación para la adquisición del área en cuestión. En este sentido, se determinó el plan de inversiones óptimo, es decir, aquel que permita asegurar la mayor rentabilidad del negocio dada la política comercial seleccionada. Los principales conceptos definidos dentro del plan de inversión, a saber, son:

- Calculo de reservas y determinación de la cantidad de pozos a perforar
- Pronostico de producción de gas y condensado, y aprovechamiento de condensables
- Diseño de las instalaciones de superficie y captación
- Obras de acondicionamiento del gas natural
- Obras de transporte
- Pronostico de inversiones y gastos en operaciones y mantenimiento
- Determinación de los volúmenes factibles de venta a los distintos segmentos del mercado

El compromiso de inversión fue definido en paralelo con el análisis y proyección de las tarifas, la estimación del flujo de caja, el cálculo de impuestos y tasas, y la proyección financiera.

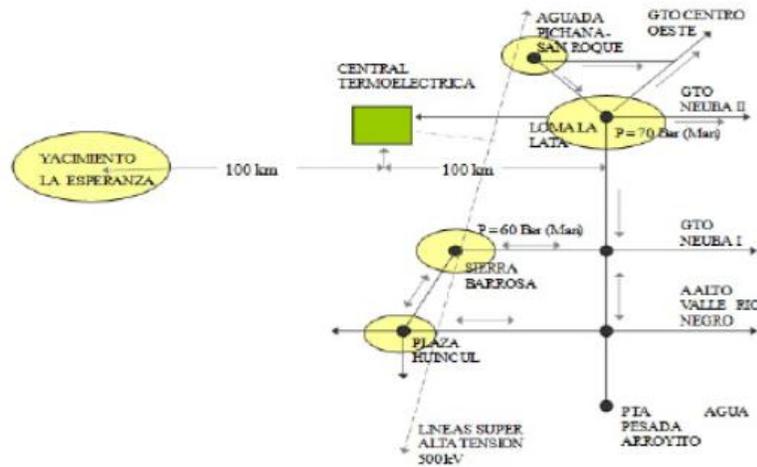
La propuesta se acompaña de un análisis de los principales aspectos contractuales y del entorno macroeconómico en general. Además, se desarrollará una descripción general del marco institucional y regulatorio asociado a la actividad.

El trabajo se acompaña de un Excel que incluye todos los cálculos realizados.

2. CONTEXTO GENERAL

El yacimiento de gas y condensado denominado “La Esperanza” se encuentra en la Cuenca Neuquina. En particular, el yacimiento se encuentra a unos 200 km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste, y a unos 100 km (en la misma línea) de una Central Termoeléctrica existente, tal como se muestra en el siguiente esquema.

Figura 1– Yacimiento “La Esperanza”



La futura producción del yacimiento “La Esperanza” implica un aumento de la oferta nacional de gas natural. Por lo tanto, resulta de interés comprender las dinámicas actuales del mercado de gas del país, a los fines de determinar los potenciales mercados y los principales riesgos en el desarrollo del yacimiento. Asimismo, el análisis del mercado de gas natural de Argentina permitirá determinar la importación estratégica de dicho yacimiento. El porcentaje de participación del gas natural en la matriz energética de Argentina es cercano al 50%. Esta situación, junto con la tendencia de consumo (agotamiento) de las reservas de gas en Argentina, y la infraestructura de gasoductos de importación/exportación disponible, convierte a Argentina en un mercado de interés a la hora de analizar el desarrollo del yacimiento.

2.1 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”.

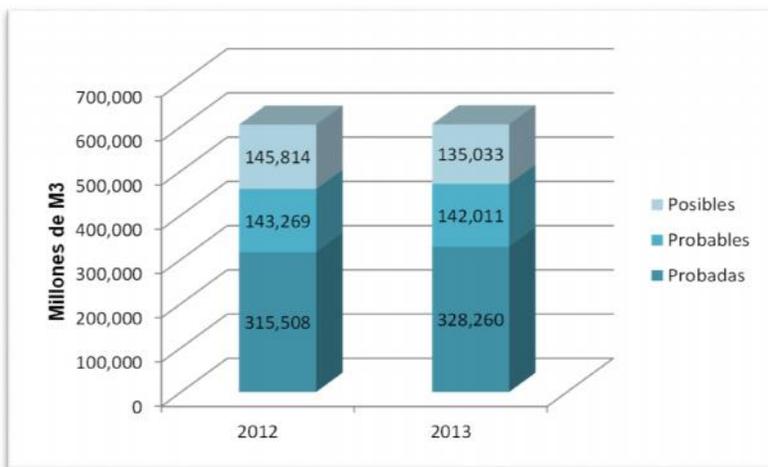
Figura 2 – Cuencas de Gas Argentina



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, convirtiendo a esta en la más importante del país. Esta cuenca corresponde a la misma donde se encuentra el yacimiento bajo licitación. Por su

parte, la cuenta 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)

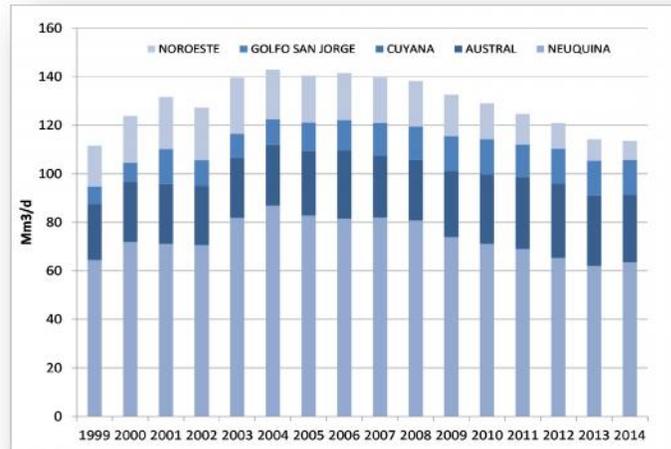
Cuenca	Producción	Reservas	Reserva / Producción
Noroeste	3.260	30.052	9,2
Cuyana	58	744	12,8
Neuquina	22.642	138.960	6,1
Golfo San Jorge	5.234	47.849	9,1
Austral	10.514	110.655	10,5
Total	41.708	328.260	7,9

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 Secretaria 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.

2.2 DEMANDA DE GAS NATURAL

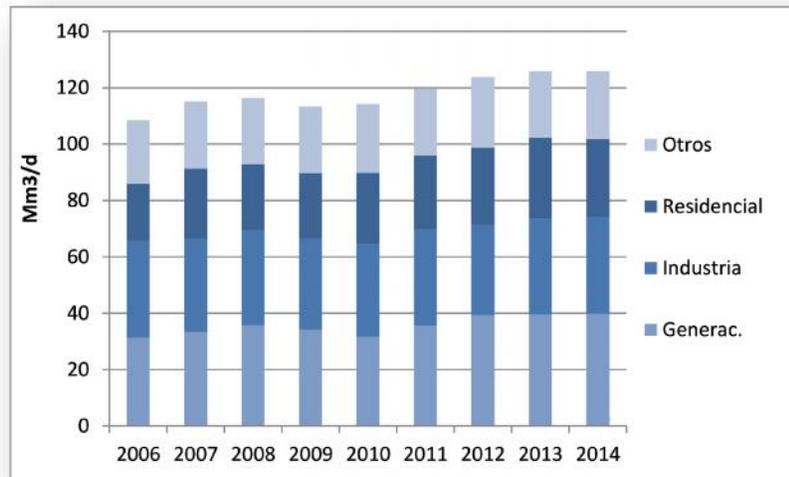
La demanda de gas natural es el resultado de una serie de requerimientos de gas a lo largo de todo el proceso de producción, transporte y distribución. Ahora bien, del gas entregado al mercado parte se consume en los procesos de transporte y distribución, ya sea como combustible, por mermas técnicas o bien es asignado a conformar el *linepack*.

Por otro lado, dada la configuración de los gasoductos de la región, gran parte de las exportaciones se hacían directamente desde pozos, inyectando a los gasoductos de

exportación, sin utilizar el sistema de transporte nacional. Es así que la demanda final interna podría ser menor al valor de gas entregado al mercado.

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



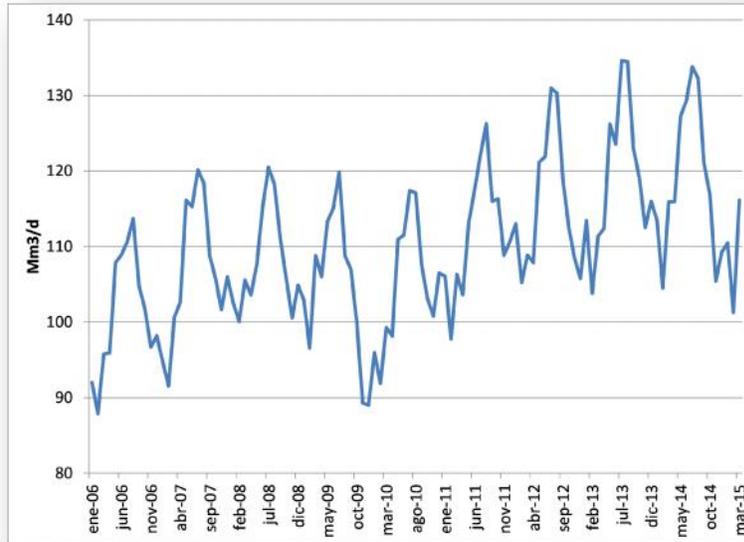
Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS y Secretaría de Energía.

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 de calefacción y la mayor demanda de electricidad, que se vio incentivada por el bajo costo de la energía y el crecimiento de las ciudades dormitorio¹.

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

Figura 6 – Consumo Final de Gas Natural (Mm3/d)



Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS

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 (Mm3/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%
Río 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%

Fuente: Elaboración propia con base a ENARGAS

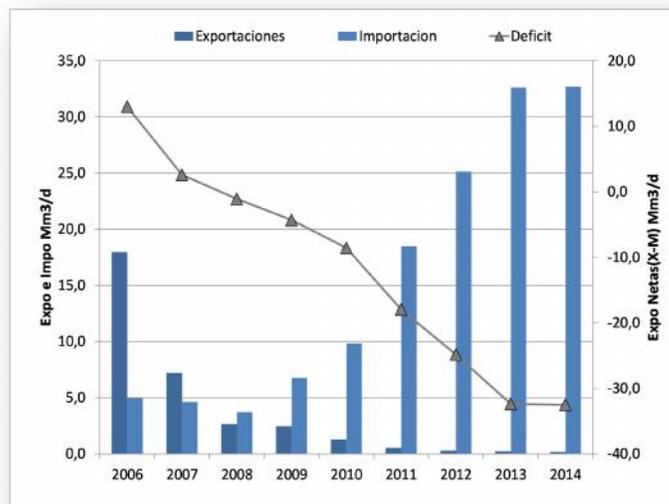
Como se puede observar, los principales centros de consumo corresponden a los de mayor población y mayor nivel de actividad económica. En lo referente al consumo de la zona de influencia del yacimiento bajo licitación, la misma se corresponde con la provincia de Neuquén cuyo consumo es de 2,6 Mm3/día.

Al analizar la evolución anual del consumo de la provincia de Neuquén se puede ver que el máximo registro se dio en el año 2011 con un valor de 3,2 Mm3/día. Sin embargo, en años más recientes el consumo se ubica próximo a 2 Mm3/día. Por lo tanto, la producción del yacimiento podría abastecer, por un lado, la demanda de Neuquén. Por otro lado, se deberá 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%.

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

Figura 7 – Balance Comercial de Gas Natural



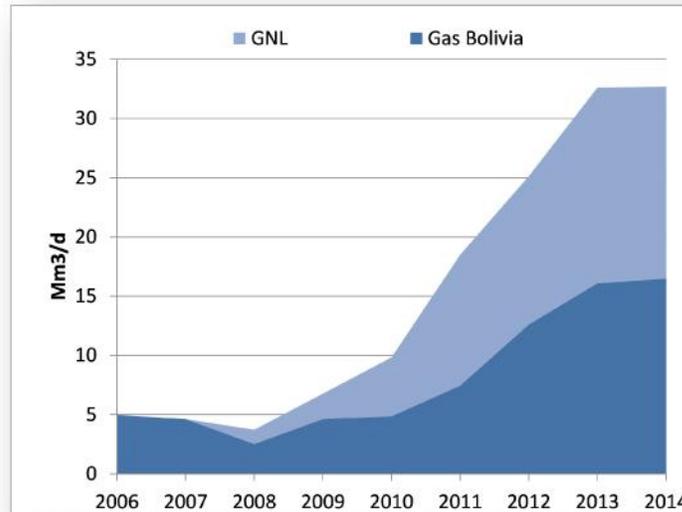
Fuente: Elaboración propia con base a Secretaria de Energía Argentina

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 Pacifico. 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 final 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 provenientes de 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 las plantas regasificadoras 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. De este modo, los volúmenes importados desde el año 2008 aumentaron 15,0 Mm3/d.

Figura 8 – Importaciones de Gas Natural por origen



Fuente: Elaboración propia con base a Secretaría de Energía Argentina

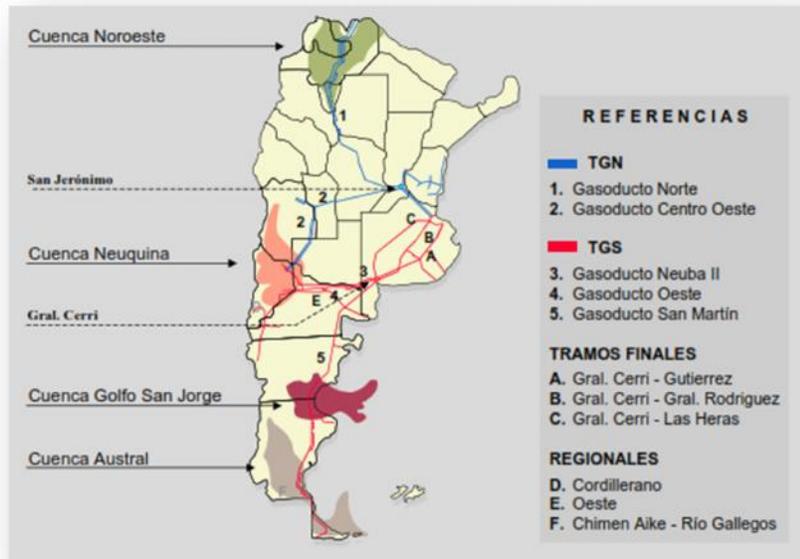
La necesidad de gas natural en el mercado Argentino genera una competencia por abastecer dicho mercado. Por lo tanto, en caso de existir ofertas de gas con un precio más competitivo, está oferta podría reemplazar el gas importado. En este contexto, el yacimiento “La Esperanza” adquiere una importancia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

2.4 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 9 – 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, incluidos 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. Además, se cuenta con los gasoductos internacionales. Dada la ubicación del yacimiento “La Esperanza”, lo 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 Martin	Troncal	1.974,0	40,3
	Paralelos	1.958,6	
Cordillerano	Regional	243,9	1,4
	Troncal	147,3	
Pacifico	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 (Chefforo)	Neuba II	San Martin	Pacifico	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.

2.5 CONCLUSIONES

Los valores descriptos con anterioridad demuestran que existe un mercado potencial para el yacimiento “La Esperanza”. De este modo, el área resulta de interés para ser analizada. Si bien existen riesgos asociados al negocio, la existencia de un mercado potencial lo convierte en un área de importancia estratégica y económica.

Aún más, la infraestructura de transporte es adecuada para transportar los volúmenes a los distintos centros de consumo, por lo que no existirían cuellos de botella para abastecer dicha demanda potencial.

3. 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.

3.1 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 otorgarse 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 áreas 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 lo más aproximadamente posible con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables.

Nuestro caso en estudio corresponde a un yacimiento convencional de hidrocarburos, por lo que le corresponderá un plazo de 25 años de concesión de explotación, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley 27.007 (modificando la Ley 17.319). Este plazo se contará desde la fecha de la resolución que las otorgue, con 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 facultades emergentes de la Ley 17.139 y su reglamentación.

3.2 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 q 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

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

los 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.

Como productores no debemos pagar la tarifa de transporte.

3.3 ESPECIFICACION 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

Especificacion	Requisito Basico
Vapor de Agua (H2O)	65mg/M3
Dioxido de Carbono (CO2)	2 % Molar
Total de Inertes	4% Molar
Oxigeno (O2)	0,2% Molar
Sulfuro de Hidrogeno (SH2)	3mg/M3
Azufre Entero	15mg/M3
Hidrocarburos Condensables	-4C° a 5500 kPa abs
Poder Calorico Superior (PCS)	Min 8850 / Max 10200 Kcal/M3
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 15°C y 101,325 kPaabs.

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.

3.4 COMERCIALIZACION 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 ininterrumpibles, 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 recalcular 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

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

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. Por definición una empresa tiene como objetivo la maximización de su tasa de retorno ajustada por riesgo, dentro del marco legal establecido. La existencia de diferenciales en las tasas de retorno ajustada por riesgo de distintos proyectos de inversión orienta la asignación de recursos escasos para llevar adelante los mismos. En la medida que, por distintas disposiciones, se reduce la tasa de retorno de una actividad, y si dicha reducción no es acompañada por una reducción semejante en el riesgo asignado, los recursos destinados a desarrollar esa actividad se verán fuertemente afectados.

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 7,5 USD/MBTU. No obstante, el mismo resulta ser inferior al precio internacional. Estos niveles 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.

3.5 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,

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

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.

En particular, el régimen de regalías sobre la producción de gas⁸, establece 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:

⁷Ley 17.319 y sus modificaciones (Ley 27.007)

⁸Res. SE 188/93 y SE 73/94

- 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.

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).

4. 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, condensado y gas natural licuado. Esta metodología fue seleccionada a los fines de optimizar las inversiones y maximizar la rentabilidad del proyecto.

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.

4.1 ESCENARIO DE PRECIOS

La construcción de los escenarios de precios corresponde a un elemento de suma importancia en el desarrollo técnico del proyecto. En particular, los precios serán utilizados para definir el perfil de perforación a los fines de aprovechar los años donde los pozos puedan ser más rentables. Además, los precios serán utilizados para definir la conveniencia de extraer los líquidos.

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

Tabla 7 – Precios a Enero del 2015

Sector	Precio x 1000 m3		Precio USD/MBTU
	\$	Usd	
Distribuidoras	600.0	65.3	1.77
GNC	750.0	81.7	2.21
Central Termoelectrica "a"	1,762.2	191.9	5.20
Central Termoelectrica "b"	908.2	98.9	2.68
Grandes Usuarios	1,524.9	166.1	4.50

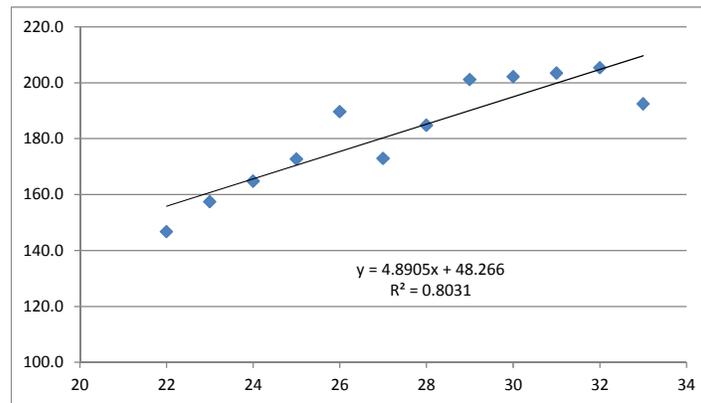
En particular, se supone que el precio de las distribuidoras crece a una tasa anual, en pesos, del 10%. Para el GNC se asume una tasa de crecimiento anual en pesos del 15%. En ambos casos, los precios aumentaran hasta alcanzar el precio para la Central Termoeléctrica “b”, y luego seguirá el crecimiento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

Los precios de generación se actualizarán en función al *Producers Price Index* publicado por el *Bureau of Labour of 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/MBTU.

En este contexto, es importante estimar la evolución futura del *Producers Price Index*. El *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos publica mensualmente desde 1982 dicho índice. Del análisis histórico de la serie y de su estructura temporal se observa que existe un comportamiento tendencial creciente. No obstante, durante los años 1997 y 1998 dicho índice presenta una caída fuerte, lo que dificultaría el análisis histórico. Para lo mismo, se analizó la evolución tendencial a partir del año 2004. De dicho análisis, se construyó una ecuación con un coeficiente de ajuste que marca la tendencia de la serie.

Figura 10 – Tendencia IPP (Índice Base 1982)



Del cuadro anterior, se observa una tendencia creciente. Además, se expresa la ecuación de dicha tendencia, a partir de la cual se proyectó el IPP hasta el año 2040. Sin embargo, 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*.

Figura 11 – Proyección IPP (Índice Base 1982)

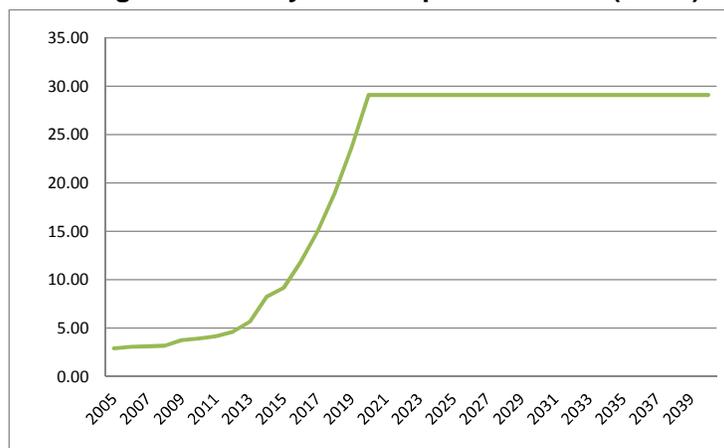


En el gráfico se observa que el índice proyectado tiene una tasa de crecimiento decreciente, producto de mantener una fórmula de proyección lineal. Es importante mencionar que en el año 2016 el mismo mantiene una elevada tasa de crecimiento, producto de la caída en el año 2015 (efecto rebote).

En segundo lugar, fue necesario proyectar el tipo de cambio a los efectos de cálculo los precios en dólares por metro cúbico. En particular, la proyección del tipo de cambio es una compleja ya que la misma es una variable de ajuste de un equilibrio general. Además, dicha proyección se vuelve compleja en una situación como la actual, donde el cambio de gobierno genera incertidumbre sobre el futuro valor del dólar en el país.

En este contexto, se recurrió a las proyecciones del Fondo Monetario Internacional. Este organismo tiene un elevado prestigio internacional. Lo cierto es que el organismo no proyecta el tipo de cambio, pero sí proyecta el producto bruto en dólares y en moneda corriente. Por lo tanto, se puede construir el tipo de cambio implícito esperado. En función al mismo se construyó una serie del tipo de cambio, para lo cual se adicionaron 5 puntos a lo esperado por el Fondo Monetario, buscando generar una devaluación del tipo de cambio real, con una inflación esperada superior al 25% (devaluación del 29%). A partir del 2021 se considera que el tipo de cambio llega a un valor de equilibrio de casi 30 pesos por dólar, en el cual se mantiene hasta el año 2040.

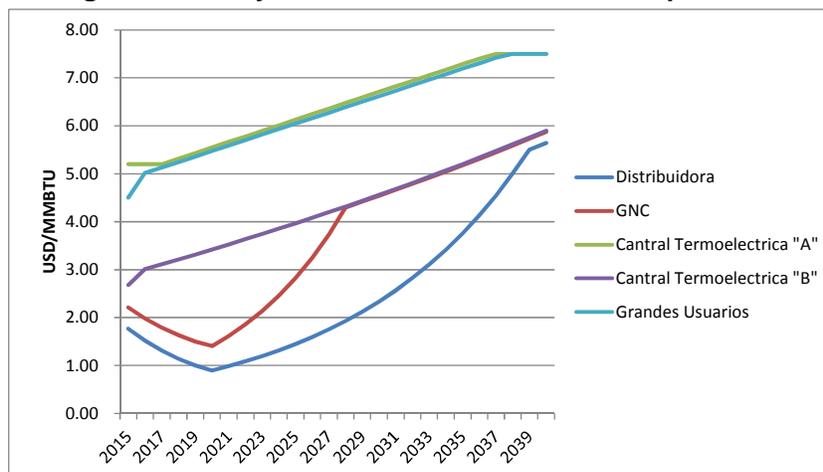
Figura 12 – Proyección Tipo de Cambio (\$/usd)



Como se observa en el gráfico anterior, se espera un tipo de cambio de superior a los 12 pesos, en promedio, durante el año 2016, con una tasa de devaluación del 30%. En los años 2017 a 2020 se mantiene tasas de devaluación superiores al 15%, aunque decrecientes. El motivo principal es generar una devaluación del tipo de cambio real y una caída de los costos laborales unitarios en dólares. En promedio, durante el periodo 2016 a 2020 se espera una devaluación anual promedio del 20%.

En consecuencia, las tarifas del gas natural en el sector industria y GNC, en dólares, tendrán un ajuste durante dicho periodo. Por lo tanto, el perfil de perforación debería considerar dicha dinámica. A continuación se presenta la proyección de tarifas para cada uno de los sectores:

Figura 13 – Proyección Precio del Gas Natural por Sectores



En el gráfico anterior se observa la caída inicial en el precio del GNC y del precio de venta a las distribuidoras. No obstante, a partir del 2021, dichos precios se recuperan.

Ahora bien, es importante estimar el precio del gas licuado de petróleo (GLP). En particular el propano se encuentra regulado para garantizar el suministro confiable y continuo del mismo, sobre todo para los sectores más vulnerables que dependen del GLP como sustituto del gas natural. Por lo tanto, para determinar el precio del propano, también hemos tenido en

cuenta el precio máximo de paridad para las ventas proyectadas al mercado interno, básicamente como abastecimiento a las redes del sur.

Asimismo, dada la ubicación de nuestro yacimiento, la exportación de excedentes a Chile se considera una alternativa probable y rentable. En particular, el propano se emplea en regiones frías debido a que vaporiza a bajas temperaturas. En este sentido, Chile representa un potencial destino de exportación ya que es un país que tiene un consumo sostenido de GLP (propano en su mayoría) de aproximadamente 1M toneladas/año y es netamente importador. 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; África occidental; Noruega, Francia, etc.) y necesita al GLP como sustituto del Gas Natural.

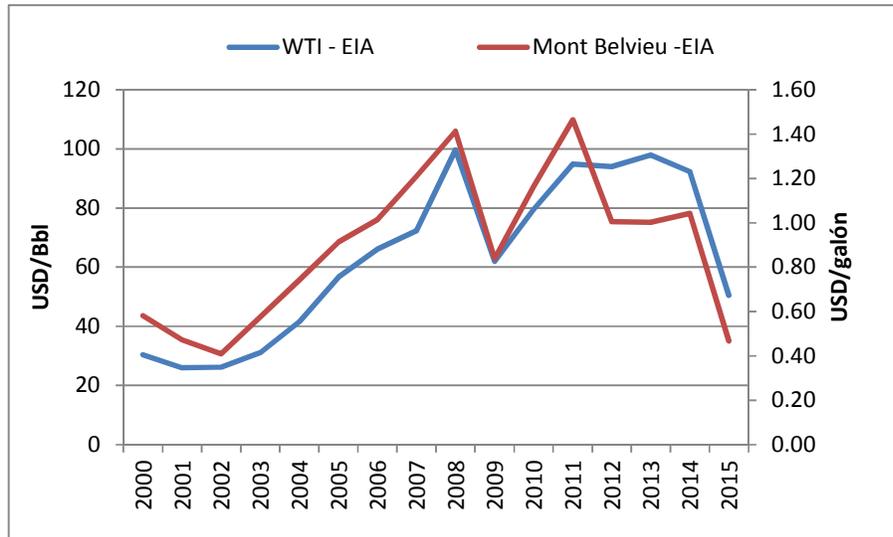
Distinta es la situación de los mercados de Paraguay y Uruguay, que son normalmente abastecidos por GLP proveniente de Bolivia y el Noroeste de nuestro país. Además, no se han considerado los mercados más lejanos, como por ejemplo, Angola, Costa de Marfil, Senegal y otros destinos de África occidental y norte por no contar con fácil acceso a instalaciones portuarias desde Neuquén. Esta situación convierte hace que nuestro producto no sea competitivo.

En este contexto, la estimación del precio de propano fue realizada en función a la paridad de exportación para ventas a Chile, y la paridad estimada para el mercado local.

En primer lugar, fue necesario analizar el precio de paridad de importación en el mercado chileno. Para lo mismo, se requiere el precio *Mont Belvieu*. El departamento de GLP de YPF ha facilitado una serie histórica del precio *Mont Belvieu* en dólares por tonelada, distinguiendo entre el propano y butano, junto con algunos meses de proyección. No obstante, dicha sería no tiene la extensión adecuada (noviembre 2014 a diciembre 2015) para proyectar el precio estadísticamente.

En este contexto, se analizó la relación existente entre el precio *Mont Belvieu* y el crudo WTI. Para lo mismo, se recurrió a las series históricas publicadas por la Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos (EIA, por su sigla en inglés). A continuación se presenta la evolución de las mismas:

Figura 14 – Precio Mont Belvieu y Precio WTI

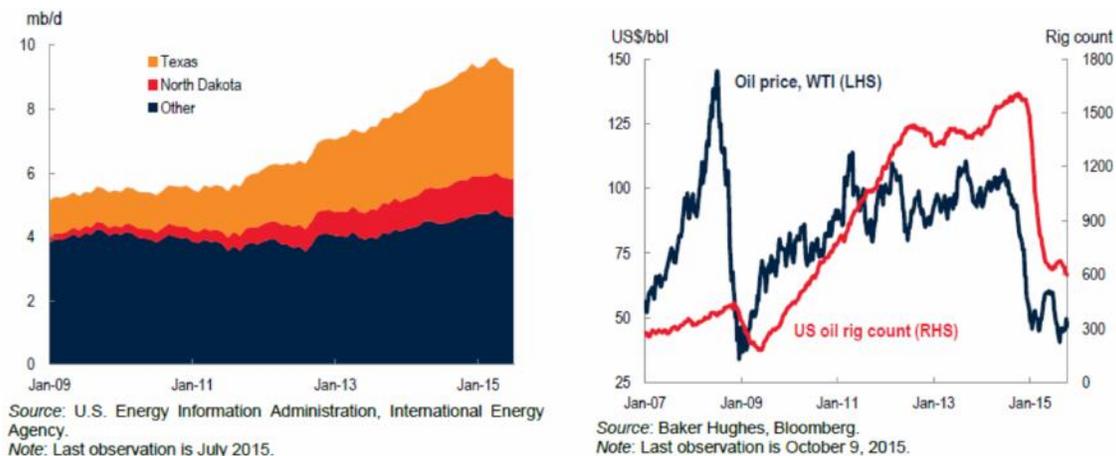


Como se observa en la figura anterior, los precios mantienen una estrecha relación. Por lo tanto, sería adecuado proyectar el precio *Mont Belvieu* en base al precio WTI.

La proyección del precio WTI ha sido construida en base a las proyecciones publicadas por el Banco Mundial⁹. Este organismo proyecta el precio del petróleo crudo en función a una canasta entre el crudo Brent, Dubái y WTI, para el periodo 2016 a 2025. Por lo tanto, se ha tomado la variación de dicha canasta para ajustar la evolución futura del precio WTI. Sin embargo, se ha adicionado un 1% al crecimiento esperado por el Banco Mundial. Esta decisión reside en una demanda que se recupera frente a una consolidación económica con una oferta que se reduce en Estados Unidos, producto de una menor cantidad de equipos de perforación:

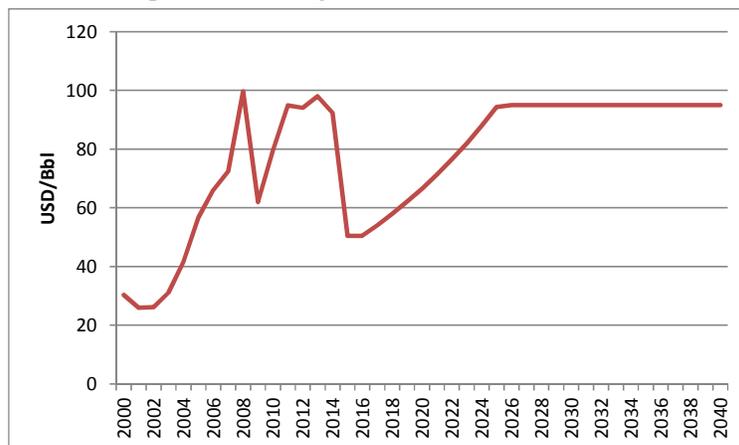
⁹<http://pubdocs.worldbank.org/pubdocs/publicdoc/2015/10/966751445286237369/CMO-Oct-2015-Historical-Forecasts.pdf>

Figura 15 – Producción y Perforación de Petróleo Crudo ¹⁰



A continuación se presenta el valor del petróleo WTI proyectado para el desarrollo de este proyecto:

Figura 16 – Proyección Petróleo Crudo WTI



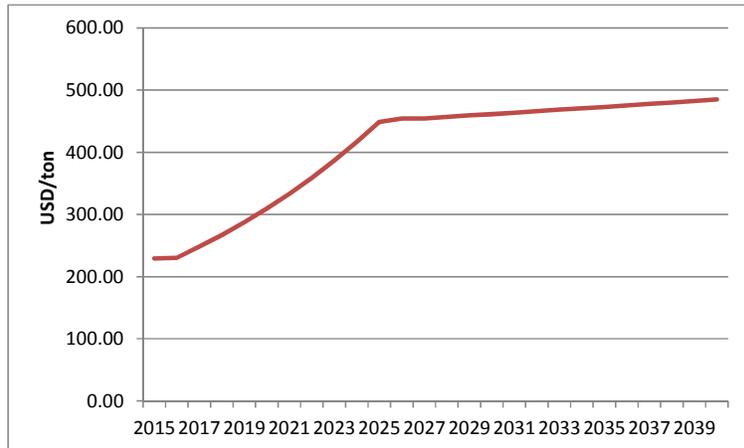
Como se observa en la figura anterior, el WTI tiene un crecimiento continuo alcanzando un valor de 95 en el año 2026. A partir de dicho año, dada la dificultad de proyectar el precio WTI se asume que se mantiene un valor equivalente a los 95 dólares por barril, el cual representaría el valor de equilibrio de dicho crudo.

Una vez estimado el precio del crudo WTI se proyectó el precio *Mont Belvieu*. Dada la estrecha vinculación se asume la misma dinámica de crecimiento del WTI. No obstante, se ha adicionado un 0.5% al crecimiento del precio *Mont Belvieu* como función del WTI ya que la

¹⁰<http://pubdocs.worldbank.org/pubdocs/publicdoc/2015/10/22401445260948491/CMO-October-2015-Full-Report.pdf>

capacidad de almacenamiento se encuentra limitada y con dificultades para su expansión por lo que podría haber límites para la oferta futura del propano y butano. A continuación se presenta el precio *Mont Belvieu* proyectado:

Figura 17 – Precio *Mont Belvieu* Proyectado



Una vez proyectado el precio internacional, se calculó el *import parity*. El mismo corresponde a la suma del precio de referencia más los costos de transporte y cargo por utilización de puertos. El costo de transporte considerado fue el *World Scale* entre Houston y Quinteros. El mismo asciende a 100 dólares. Además, se consideraron los *fee* de la terminal de carga del *Mont Belvieu* y la terminal de descarga en Quinteros (ENAP). Estos han sido informados por el Departamento de GLP de YPF: el segundo se considera constante e igual a 30 dólares, mientras que el primero se estima en 70 dólares hasta el año 2024 a partir del cual pasa a ser 80 dólares. Esta situación mantiene una consistencia con la proyección del precio *Mont Belvieu*, donde los límites en la capacidad de almacenamiento afectan la oferta del producto. A partir de dichos valores fue calculado el *import parity* en el mercado chileno. Conocido el *import parity*, el *export parity* al mercado chileno se calcula como el valor calculado en el párrafo anterior menos los costos de transporte desde Quinteros a Neuquén, los derechos de exportación y un descuento por riesgo de suministro.

$$NB = IPPC - F - DE - d$$

Donde,

NB es el precio net back

IPPC representa el import parity en el mercado de Chile

F es el flete entre Quinteros y Neuquén

DE son los derechos de exportación

d corresponde al descuento por riesgo de suministro

El departamento de GLP de YPF ha informado que los costos de transporte ascienden a 75 dólares. Se supone que los mismos se mantienen constantes a lo largo de todo el periodo. Ahora bien, desde principio del año 2015, los derechos de exportación que antes eran del

orden del 20%, se redujeron al 1%.

El descuento por riesgo de suministro corresponde a una reducción de 30 dólares en el valor del producto ofrecida al mercado chileno. Esta situación corresponde a un seguro frente a un corte en el suministro. La histórica relación con el mercado chileno y las resoluciones de la Secretaria de Energía han generado una incertidumbre en el mercado vecino respecto a nuestros productos. Por lo tanto, el departamento de GLP de YPF ha informado que dicho descuento es ofrecido a los clientes en Chile. De los distintos componentes descriptos en los párrafos anteriores se calculó el precio de paridad de exportación al mercado de Chile.

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. No obstante, los valores publicados por la secretaria se encuentran en pesos y su proyección se dificulta. Por lo tanto, se ha decidido estimar dicho valor de paridad a partir de la metodología de cálculo empleada por la Secretaria a partir del *Mont Belvieu*, valor que se encuentra proyectado.

La secretaria de energía calcula el precio máximo al mercado local como el *export parity* con respecto al puerto de Santos en Brasil. Para lo mismo se emplea la siguiente ecuación:

$$PP = MB + WSS - WSA - DE$$

Donde,

PP precio de paridad del propano en el mercado local

MB representa el precio *Mont Belvieu*

WSS hace referencia al costo de transporte entre el puerto de Santos y Mont Belvieu

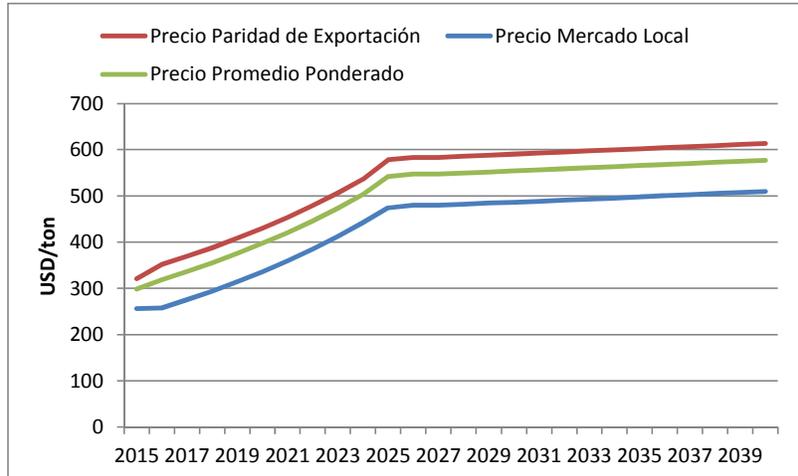
WSA es el costo de transporte entre Bahía Blanca y Santos

DE son los derechos de exportación.

Los derechos de exportación equivalen a 1%. Por su parte, los costos de transporte se obtuvieron del *World Scale*, y son de 35 dólares para el trayecto Estados Unidos a Brasil, y de 5 para el trayecto desde Santos a Bahía Blanca. Se supone que los mismos son constantes a lo largo de todo el periodo proyectado.

En este contexto, es importante mencionar que a fin de 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 resto del producto será vendido al mercado chileno, el cual posee un precio más atractivo que el mercado local. A continuación se presenta el precio del propano estimado para nuestro proyecto:

Figura 18 – Precio del Propano Proyectado



Como se observa en la figura anterior, el precio promedio asciende a un valor cercano a los 600 dólares por tonelada en el año 2040, valor que se observaba para los años donde el barril se encontrará cerca de los 90 dólares.

El precio del butano ha sido estimado de manera similar. Es decir, se ha partido del precio del *Mont Belvieu* y se ha estimado el precio de paridad de exportación al mercado chileno. Sin embargo, las ventas a dicho mercado serán pagadas al precio de propano y el butano, debido a su dificultad para vaporizar en zonas muy frías, no es tan demandado como el propano en dicho mercado.

En segundo lugar, se ha estimado la paridad para el mercado local en función al puerto de Santos. Dicho valor representa las ventas a las aerosoleras para utilizar el propano como propelente.

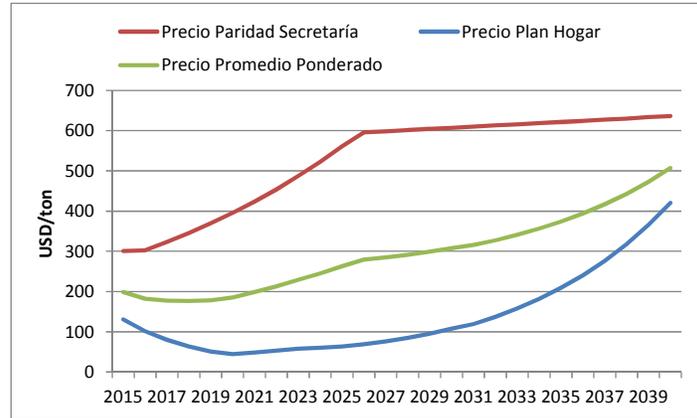
Por último, fue necesario considerar las ventas mediante el Plan Hogar. Este plan corresponde a un mecanismo por el cual se subsidia el consumo de butano en la Argentina. En particular, el plan hogar establece un precio de venta de 600 pesos por tonelada más un subsidio de 550 pesos por cada tonelada. El cambio de gobierno y dado que el plan no es rentable, se podría asumir que el precio de venta se liberará muy gradualmente y que convergerá a un valor internacional mientras se recortan los subsidios. Sin embargo, dicha dinámica es muy gradual debido a que el consumo de butano tiene un alto impacto económico y social sobre un grupo de gente de bajos ingresos. Por lo tanto, dicho precio nunca alcanza el valor de paridad de exportación.

Ahora bien, no se espera grandes cambios en la oferta de GLP de productores nacionales. Por lo tanto, la oferta de otros productores nacionales será igual a 1,1 millones de toneladas. Nuestro proyecto agregaría aproximadamente 30 toneladas más a la oferta local. En este contexto, 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, entonces nuestro porcentaje a comprometer al Plan Hogar es del orden del 60%. El restante será vendido a las

aerosoleras.

A continuación se presenta el precio de butano considerado para evaluar nuestro proyecto:

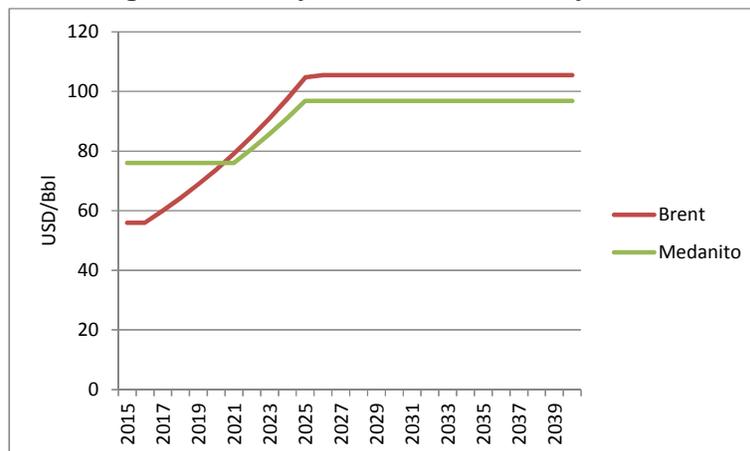
Figura 19 – Precio del Butano Proyectado



Es importante mencionar que el precio del Plan Hogar se ve afectado por la devaluación en los primeros años del periodo. Sin embargo, comienza a crecer en dólares a partir del año 2020.

Por último, se proyectó el precio de las gasolinas. Su precio se encuentra vinculado con los crudos y, en particular, con el crudo Medanito. Este fue proyectado en relación al crudo Brent. En particular, la evolución del mismo se mantiene en los niveles actuales hasta el año 2020, cuando el Brent recupera valores superiores a los 70 dólares por barril. A partir de dicho momento, el Medanito tiene la misma evolución del Brent pero con un descuento por calidad que genera que su aumento sea inferior al del crudo Brent. Este último fue proyectado siguiendo la evolución de las proyecciones del Banco Mundial.

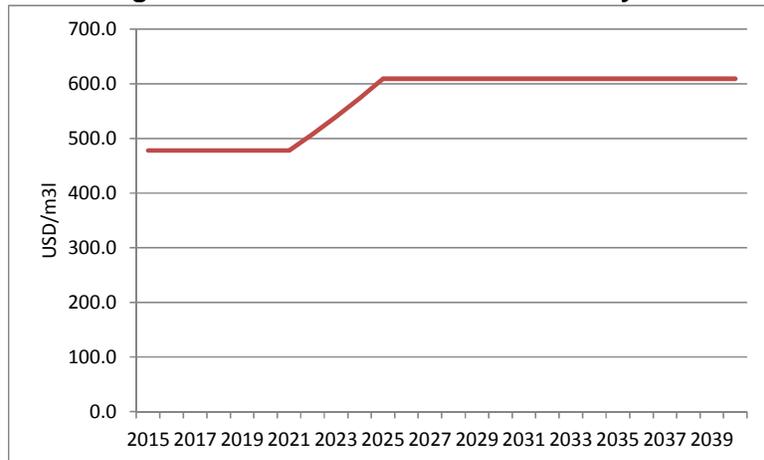
Figura 20 – Proyección Crudo Brent y Medanito



Como se observa en la figura anterior, el Medanito alcanza valores similares a los de WTI, crudo con el cual mantiene ciertas similitudes de calidad.

Conocido el precio del Medanito se estimó el precio de las gasolinas:

Figura 21 – Precio de las Gasolinas Proyectado



4.2 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 realizado mediante sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro de las cuales fueron productivas.

En este contexto, pronosticar la producción es un elemento fundamental y esencial en el desarrollo del yacimiento. Para lo mismo, será necesario establecer el volumen de producción anual que logre los más altos ingresos al poner en producción el yacimiento.

La metodología utilizada, en concreto, corresponde a estimar las reservas, el comportamiento del pozo tipo, y la cantidad de pozos productivos. A continuación, se presenta las metodologías y resultados para cada uno de dichos elementos.

a. RESERVAS

El cálculo de las reservas fue realizado 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

ϕ 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 8 – 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 para Determinar el 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.

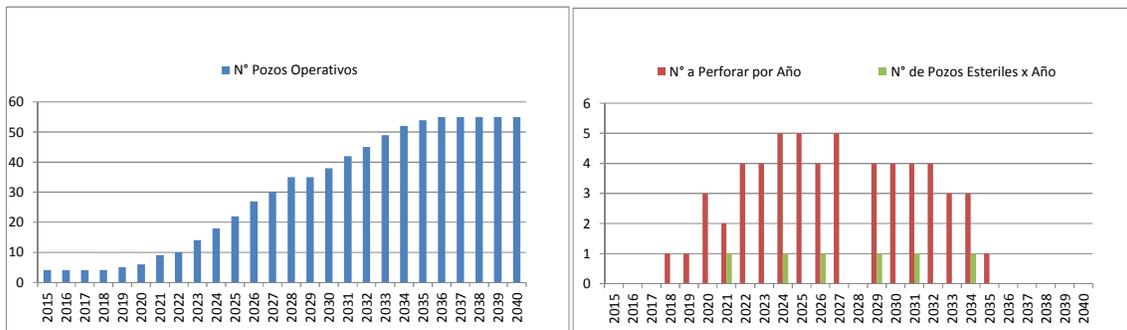
En este sentido, es importante mencionar que en el área existe un límite de 60 pozos totales.

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.

En este contexto, se ha optado por una política de perforación tendiente a evitar la caída de los precios en dólares de las distribuidoras y GNC, durante los primeros años, y aprovechar el alza a partir del año 2020 de todos los precios en general. Para lo mismo, la perforación se intensifica a partir de dicho año, aumentando con los años. No obstante, a partir del año 2028 se comienza a desacelerar la cantidad de pozos perforados, dejando de perforar en el año 2035. El motivo de esta decisión reside en que perforar muy cerca de los últimos años de la concesión no hace a los pozos rentables.

A continuación se presenta el perfil de perforación:

Figura 22 – Perfil de Perforación

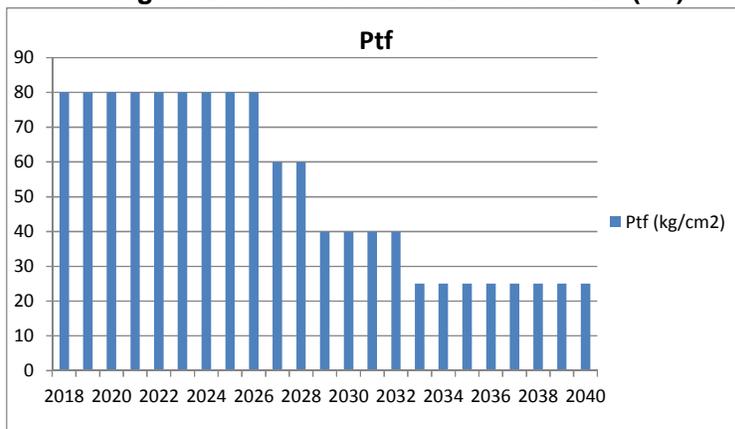


Como se observa, se llega a una cantidad de 55 pozos operativos, lo que permite cumplir con la restricción de un distanciamiento mínimo de 1,000mts entre pozos. Además, se decidió perforar dicha cantidad ya que el efecto del pozo marginal sobre la producción era despreciable, con una aceleración en la depletación muy fuerte, y generaba un impacto muy alto sobre el flujo de caja del último año producto de la necesidad de abandonar una mayor cantidad de pozos.

Es importante mencionar que se perforaron 3 pozos adicionales de reserva a los fines de poder cumplir con los requerimientos de contratos de ventas.

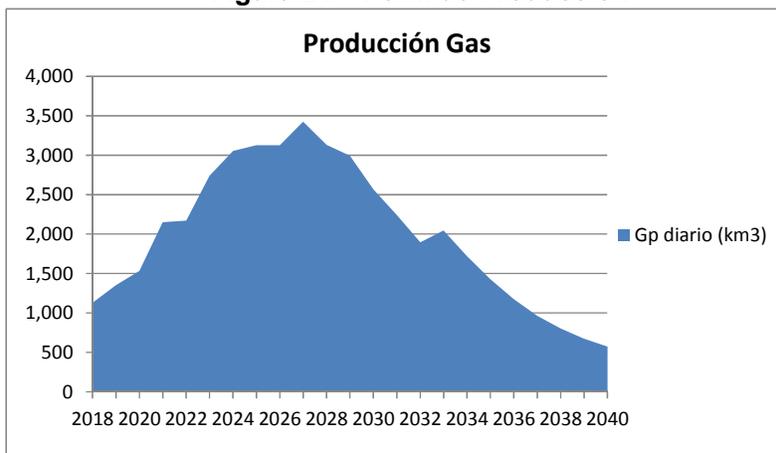
Por su parte, las presiones dinámicas de boca de pozo se fijaron tal que la presión de abandono al año 2040 se encuentre entre 35 y 50 kg/cm², y además evitar que el pozo se deplete muy rápidamente. Además, se asume que el *tubing* de 3.5" es el óptimo, cuyo diámetro interior equivale a 2.92". Por lo tanto, como operadores del pozo, se define las presiones con las que produciremos en boca de pozo. A continuación se definen las presiones seleccionadas:

Figura 23 – Presiones de Boca de Pozo (P_{tf})



Como se observa en la figura anterior, la P_{tf} fue elegida a partir de valores discretos. Conociendo las presiones de operación, y la cantidad de pozos operativos en cada año se puede construir la previsión de producción utilizando la metodología definida en el “Anexo 1 – Metodología para Determinar el Pozo Tipo”. A continuación se presenta el perfil de producción para el horizonte de tiempo:

Figura 24 – Perfil de Producción



Como se observa en la Figura anterior, el máximo de producción se alcanza en el año 2027, para luego disminuir el nivel de producción a 0,5 Mm³/d en el año 2040. En conjunto, se produce el 82,6% de las reservas de gas natural. Claramente, esta situación tiene una correlación con la producción de gasolinas. Además, se abandona el pozo con una presión de 49 kg/cm². A continuación se presentan las presiones y la previsión de producción.

Tabla 9 – Previsión de Producción

Año	Previsión de Producción				Pozo Tipo							
	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° Pozos Reserva	N° de Pozos Esteriles Acumulado
2018	1,129	412	412	49	261	236	80	105	282	4	0	0
2019	1,349	492	905	59	256	231	80	105	270	5	0	0
2020	1,531	559	1,463	67	249	226	80	104	255	6	0	0
2021	2,151	785	2,248	94	242	219	80	103	239	9	0	1
2022	2,169	792	3,040	94	232	210	80	102	217	10	3	1
2023	2,736	998	4,038	119	222	201	80	101	195	14	0	1
2024	3,050	1,113	5,152	133	209	190	80	100	169	18	0	2
2025	3,125	1,141	6,293	136	195	177	80	98	142	22	0	2
2026	3,123	1,140	7,432	136	180	164	80	97	116	27	0	3
2027	3,423	1,249	8,682	149	166	150	60	74	114	30	0	3
2028	3,128	1,142	9,823	136	150	136	60	73	89	35	0	3
2029	2,991	1,092	10,915	130	135	123	40	50	85	35	0	4
2030	2,564	936	11,851	111	121	110	40	49	67	38	0	4
2031	2,243	819	12,669	98	109	99	40	48	53	42	0	5
2032	1,895	692	13,361	82	99	90	40	47	42	45	0	5
2033	2,043	746	14,107	89	90	82	25	29	42	49	0	5
2034	1,719	627	14,734	75	80	73	25	28	33	52	0	6
2035	1,427	521	15,255	62	72	66	25	28	26	54	0	6
2036	1,175	429	15,684	51	66	60	25	27	21	55	0	6
2037	963	352	16,035	42	60	55	25	27	18	55	0	6
2038	801	292	16,328	35	56	51	25	26	15	55	0	6
2039	674	246	16,574	29	52	48	25	26	12	55	0	6
2040	573	209	16,783	25	49	45	25	26	10	55	0	6

c. UBICACIÓN DE LOS POZOS

En primer lugar, se han dibujado el mapa estructural e isopáquico del área bajo licitación. En el primer caso, las líneas corresponden a las isobatas (líneas de igual profundidad) y las distancias entre las isobatas deben ser uniformes o equidistantes. En particular se emplearon distancias de 40 metros entre isobatas. El mapa isopáquico refleja el espesor en el yacimiento y la formación de objetivo. Los mapas se presentan en el "ANEXO 2 – Mapas Estructurales".

Los mapas se han construido en función a la información de profundidad y espesores de los primeros 21 pozos de desarrollo. A continuación se presenta la información:

Tabla 10 – Datos de los Pozos

Numero de Pozo	Cota (m)	Formación Productiva				Espesor	
		Tope		Base		Total (m)	Util (m)
		Mbbp	Mbnm	mbbp	Mbnm		
1	85.0	2,070.0	1,985.0	2,058.0	1,973.0	12.0	11.0
2	95.0	2,180.0	2,085.0	2,166.0	2,071.0	14.0	13.5
3	198.0	2,085.0	1,887.0	2,069.0	1,871.0	16.0	14.4
4	112.0	2,000.0	1,888.0	1,983.5	1,871.5	16.5	14.0
5	203.0	2,080.0	1,877.0	2,069.0	1,856.0	21.0	19.0
6	121.0	2,150.0	2,029.0	2,134.0	2,013.0	16.0	12.0
7	96.0	2,170.0	2,074.0	2,161.0	2,065.0	9.0	8.5
8	92.0	2,175.0	2,083.0	2,057.5	2,065.5	17.5	13.5
9	187.0	2,040.0	1,853.0	2,023.0	1,836.0	17.0	13.0
10	85.0	2,090.0	2,005.0	2,076.5	1,991.5	13.5	12.0
11	55.0	2,030.0	1,975.0	2,023.0	1,968.0	7.0	0.0
12	117.0	2,095.0	1,978.0	2,082.5	1,965.5	12.5	10.5
13	13.0	2,000.0	1,987.0	1,988.0	1,975.0	12.0	11.0
14	106.0	2,090.0	1,984.0	2,072.0	1,966.0	18.0	15.0
15	99.0	2,107.0	2,008.0	2,091.5	1,992.5	15.5	13.0
16	91.0	2,115.0	2,024.0	2,105.5	2,014.5	9.5	8.5
17	116.0	2,080.0	1,964.0	2,069.0	1,953.0	11.0	10.5
18	69.0	2,175.0	2,106.0	2,164.5	2,095.5	10.5	8.5
19	81.0	2,167.0	2,086.0	2,157.5	2,076.5	9.5	8.0
20	93.0	2,073.0	1,980.0	2,059.5	1,966.5	13.5	11.0
21	69.0	2,175.0	2,106.0	2,170.0	2,101.0	5.0	0.0

Los pozos deben ser perforados para que respeten el espaciado de los pozos por el radio de drenaje (743 mts). En este contexto, el área tiene una dimensión de 104.4 Mm². Por lo tanto, si consideramos el radio de drenaje como el radio de un círculo, cada pozo tendrá una superficie de 1,75km². Por lo tanto, en el área bajo licitación podrían perforarse aproximadamente 60 pozos, ya que una mayor cantidad no permitirá respetar el radio de drenaje por pozo.

Conociendo los mapas y la cantidad de pozos, la metodología para ubicar los pozos a perforar se apoyó en los siguientes elementos:

- Desarrollar las zonas de mayor espesor efectivo, comenzando por las de mejor

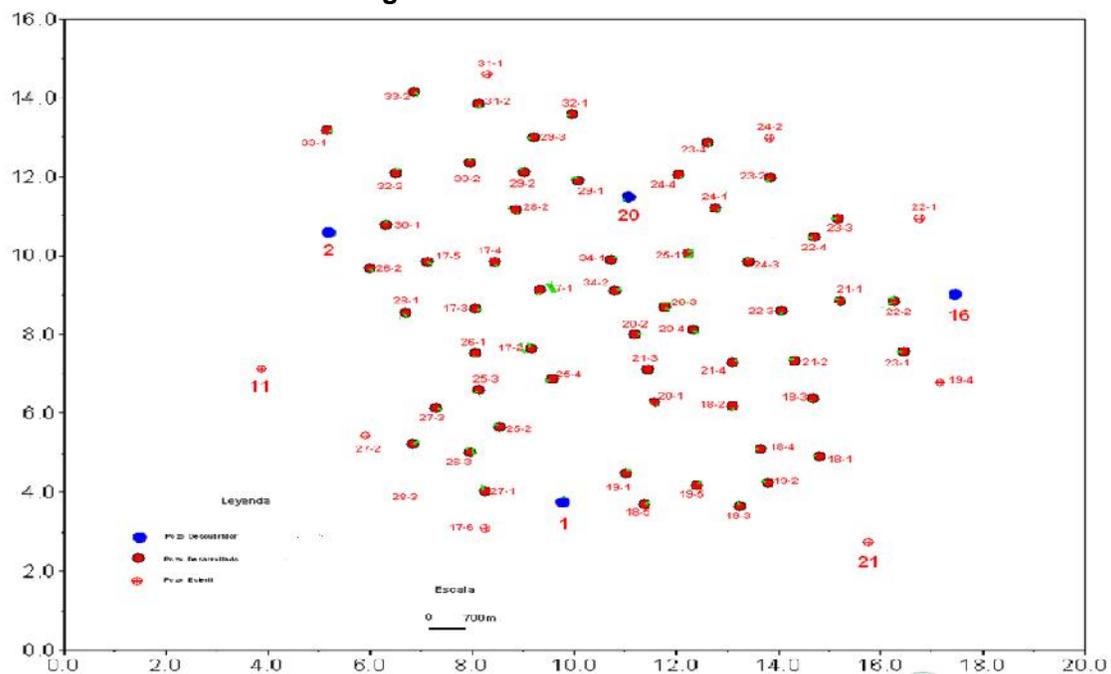
espesor.

- Perforar en las áreas de menor profundidad

Ahora bien, se ha decidido ubicar el mejor pozo y a partir de este perforar los pozos cercanos a los fines de armar un pseudo círculo de 10 pozos. El motivo de esta decisión reside en que por batería existe un límite económico de 10 pozos, y cada uno de ellos produce en función al pozo tipo, el cual será el mismo. Por lo tanto, se difiere la inversión de cañerías y nuevas baterías hacia años posteriores, lo que reduce el valor presente de la inversión.

Mediante esta metodología, se armó un ranking de preferencias, por lo que se perforará en función de dicho ranking, a los fines de maximizar los espesores y minimizar las inversiones: A continuación, se muestra los pozos posibles a perforar:

Figura 25– Ubicación de los Pozos



Los pozos 1, 2, 16 y 20 son los pozos ya perforados, los cuales serán los primeros en ser puestos a producir. En particular, se ha decidido utilizar dichos pozos y conectarlos con la primera batería que entre en producción. Esta decisión reside en que al comparar el costo de la cañería con el de perforar un nuevo pozo es muy inferior. Por ejemplo, si consideramos el pozo 16, la construcción de la cañería hasta el pozo 2 costaría unos 950 mil dólares, contra 4 millones de dólares de la perforación de un pozo.

Es importante mencionar que en la figura anterior se han graficado pozos estériles a modo de ejemplo. Además, los nombres asignados a los pozos han sido arbitrarios a los fines de identificar a los mismos. A continuación se presenta el ranking:

Tabla 11 – Ranking de los Pozos

Pozo	Pozo por Bateria	Pozo	Bateria	Pozo	Pozo por Bateria	Pozo	Bateria	Pozo	Pozo por Bateria	Pozo	Bateria
1	1	1	Bat.1	21	1	25-4	Bat.5	41	1	18-2	Bat.2
2	2	2	Bat.1	22	2	25-3	Bat.5	42	2	20-1	Bat.2
3	3	16	Bat.1	23	3	26-1	Bat.5	43	3	18-4	Bat.2
4	4	20	Bat.1	24	4	25-2	Bat.5	44	4	19-1	Bat.2
5	5	17-1	Bat.1	25	5	28-1	Bat.5	45	5	18-1	Bat.2
6	6	17-2	Bat.1	26	6	26-2	Bat.5	46	6	19-2	Bat.2
7	7	17-3	Bat.1	27	7	26-3	Bat.5	47	7	18-3	Bat.2
8	8	17-4	Bat.1	28	8	27-3	Bat.5	48	8	19-5	Bat.2
9	9	17-5	Bat.1	29	9	27-1	Bat.5	49	9	18-5	Bat.2
10	10	28-2	Bat.1	30	10	28-3	Bat.5	50	10	19-3	Bat.2
11	1	20-2	Bat.3	31	1	34-2	Bat.4	51	1	30-1	Bat.6
12	2	20-3	Bat.3	32	2	24-3	Bat.4	52	2	30-2	Bat.6
13	3	20-4	Bat.3	33	3	25-1	Bat.4	53	3	32-2	Bat.6
14	4	21-3	Bat.3	34	4	34-1	Bat.4	54	4	29-1	Bat.6
15	5	21-4	Bat.3	35	5	22-4	Bat.4	55	5	29-2	Bat.6
16	6	21-1	Bat.3	36	6	24-1	Bat.4	56	6	33-1	Bat.6
17	7	21-2	Bat.3	37	7	23-3	Bat.4	57	7	29-3	Bat.6
18	8	22-3	Bat.3	38	8	24-4	Bat.4	58	8	31-2	Bat.6
19	9	22-2	Bat.3	39	9	23-2	Bat.4	59	9	32-1	Bat.6
20	10	23-1	Bat.3	40	10	23-4	Bat.4	60	10	33-2	Bat.6

En función a los pozos decididos a perforar se tendrán como pozos productivos los primeros 55 del ranking anterior, donde los primeros 4 ya se encontraban perforados. La columna batería hace referencia a la batería a la cual los pozos estarán referenciados. Como se observa, los pozos 1, 2, 16 y 20 estarán referenciados a la Batería 1, a los fines de evitar construir más de 1 batería en un mismo año y diferir inversión al futuro. Además, al utilizar dichos pozos en lugar de construir un pozo nuevo se optimizan las inversiones.

4.3 FACILITIES: SEPARACIÓN PRIMARIA

La separación primaria hace referencia a la separación liquido-gas del producto obtenido desde el yacimiento. Como se mostró con anterioridad, se produce gas natural y condensado. El mismo será separador en las baterías correspondientes.

En este contexto, el límite económico por batería es de 10 pozos. Por lo tanto, se han construido 6 a lo largo del yacimiento para coleccionar la producción de los 55 pozos. Las decisiones de perforación fueron explicadas en la sección anterior. En todo momento, las baterías han sido construidas durante el año previo a la puesta en marcha de la misma.

A continuación, se presenta una distribución de los pozos por batería, donde se observa el año en que empieza a operar cada batería, y que el límite impuesto son los 10 pozos. Como se explicó en la sección anterior, los pozos perforados siguen la metodología de elección del pozo óptimo en función de la profundidad y espesor, para luego ir perforando en función a un ranking aquellos pozos vinculados a la misma batería. Esta técnica permite diferir inversiones en el tiempo, ya que los pozos producen a un nivel igual y equivalente al pozo tipo.

Tabla 12 – Pozos por Batería (número)

Año	Batería 1	Batería 2	Batería 3	Batería 4	Batería 5	Batería 6
2018	4	0	0	0	0	0
2019	5	0	0	0	0	0
2020	6	0	0	0	0	0
2021	9	0	0	0	0	0
2022	10	0	0	0	0	0
2023	10	4	0	0	0	0
2024	10	8	0	0	0	0
2025	10	10	2	0	0	0
2026	10	10	7	0	0	0
2027	10	10	10	0	0	0
2028	10	10	10	5	0	0
2029	10	10	10	5	0	0
2030	10	10	10	8	0	0
2031	10	10	10	10	2	0
2032	10	10	10	10	5	0
2033	10	10	10	10	9	0
2034	10	10	10	10	10	2
2035	10	10	10	10	10	4
2036	10	10	10	10	10	5
2037	10	10	10	10	10	5
2038	10	10	10	10	10	5
2039	10	10	10	10	10	5
2040	10	10	10	10	10	5

Como se observa en la tabla anterior, las baterías entran en producción desde el año 2018 al año 2034, incorporándose más en los años intermedios. Dicha dinámica responde al esquema de perforación seleccionado.

La ubicación de las baterías fue calculada en base al método del baricentro. Esta metodología considera el año en que comienza a operar cada pozo y conociendo sus coordenadas, las pondera en función de la producción acumulada del pozo y todo para todo el periodo de análisis. De este modo, considerando los pozos asociados a cada batería se conoce las coordenadas óptimas de cada batería. A continuación se presenta un resumen del cálculo y los resultados obtenidos:

Tabla 13 – Ubicación de las Baterías (coordenadas y Km³/d)

Baterías	X Ajustado por Producción	X Ajustado por Producción	Producción Total	X	Y
Bat.1	228,969	217,020	24,032	10	9
Bat.3	188,677	113,751	14,183	13	8
Bat.5	58,011	49,091	7,412	8	7
Bat.4	62,614	52,594	4,908	13	11
Bat.2	39,602	15,285	3,044	13	5
Bat.6	7,727	11,479	971	8	12

Por su parte, el diseño de los separadores ha sido realizado en función al nivel máximo de producción para cada batería. El diseño de la infraestructura debe ser acorde a dichos volúmenes de producto.

Con respecto a los separadores, se han analizado dos clases. El primero es un separador de

control con una capacidad de 500 Km³/d. En toda batería dispuesta a lo largo del yacimiento se ha incorporado un separador de control, el cual se encontrará asociado al flujo de un pozo de todos los pozos vinculados a dicha batería. Sin embargo, no se ha limitado la posibilidad de instalar dos separadores de control a los fines de minimizar las inversiones.

El segundo separador corresponde al general, el cual tiene una capacidad de 1.5 Mm³/d. En este sentido, la cantidad de separadores general instalados por batería se ha analizado en función al máximo de producción que cada batería recibe sin contabilizar el pozo asociado al separador de control. En los casos donde la producción máxima, durante el periodo, supere los 500 km³/d, se ha instalado un separador general, debido a la incapacidad de operar con un separador de control lo que exige aumentar las inversiones para más de un mismo separador de esta clase.

No obstante, en el caso donde la producción sea inferior a los 500 Km³/d, se ha instalado un separador de control adicional a los fines de captar dicha producción minimizando la inversión. Lo mismo sucede en la situación donde la producción máxima asociada a la batería supere la capacidad del separador general. En este caso, si el remanente de producción es inferior a los 500 Km³/d se propone instalar un segundo separador de control a los fines de evitar sobredimensionar la capacidad de separación.

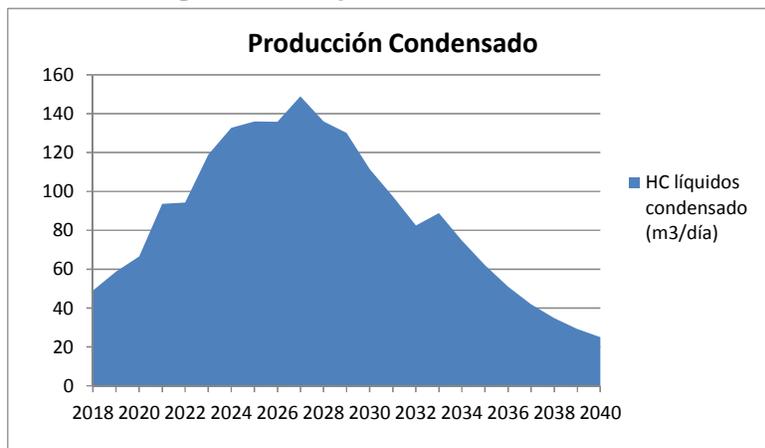
A continuación se presenta un esquema donde se resume la distribución de separadores por batería:

Tabla 14 – Separadores Instalados (número)

Batería	Producción Max sin 1 Pozo (Mm ³ /d)	Separador de Control	Separador general
Batería 1	1.95	2	1
Batería 2	1.28	1	1
Batería 3	1.03	1	1
Batería 4	0.48	2	0
Batería 5	0.33	2	0
Batería 6	0.09	2	0

Posteriormente, se han analizado la necesidad de instalar tanques para el condensado. Los tanques considerados tienen una capacidad de 500 TKm³. En función a dicha capacidad, se ha analizado la producción de condensado que cada batería recibirá a lo largo del periodo. Dado los niveles de producción y el desarrollo de los facilites, la producción anual de condensados, que serán vendidos en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos inherentes a su evacuación, se presenta el volumen de condensados separados por medio de las instalaciones en las baterías:

Figura 26 – Separación de Condensados



Los valores presentados en la Figura anterior corresponden al total del área. Dicha producción se dividirá entre las distintas baterías instaladas. Por lo tanto, en ningún caso la producción supera la capacidad de un tanque de almacenaje, por lo que se propone instalar un tanque por batería. Los mismos comienzan a operar el mismo año de la batería, y se construyen durante el año anterior.

A continuación, se presenta el resumen de las instalaciones para la separación primaria.

Tabla 15 – Tanques de Almacenaje (número)

Batería	Producción Condensado Max. (m3/d)	Almacenaje
Batería 1	94.29	1
Batería 2	61.76	1
Batería 3	49.61	1
Batería 4	23.47	1
Batería 5	16.32	1
Batería 6	4.64	1

4.4 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 (*flowlines*) que conducen los fluidos hasta un sistema de separación primaria (separación liquido-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 flowlines 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 *flowlines* 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 a los fines de determinar los kilómetros necesarios.

El cálculo para los colectores principales fue análogo al realizado para los *flowlines*, 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 en un 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 *flowline*:

Tabla 16 – Km Acumulado del Sistema de Capitación

Año	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
<i>Flow Lines</i>	14.5	14.7	15.7	19.8	42.3	59.8	73.8	73.8
Cañería Colectora	0.8	0.8	0.8	0.8	5.1	7.2	13.2	13.2

En este contexto, la presión mínima de ingreso a la planta de procesamiento es de 70 kg/cm². Por lo tanto, será necesario instalar la cantidad de motocompresores que aseguren llegar a la planta por lo menos a la presión mínima. Ahora bien, se tiene una pérdida de presión de 8 kg/cm² a lo largo del sistema de captación. En este sentido, será necesario instalar motocompresores a partir del año 2027, cuando se reduce la presión de operación del pozo a 60 kg/cm².

La cantidad de motocompresores necesario 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.

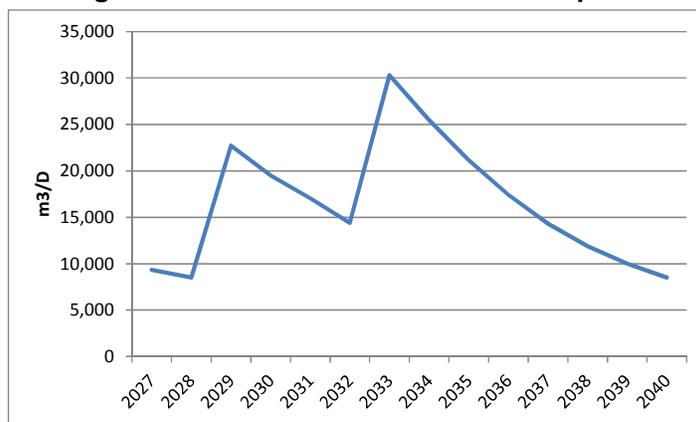
$\frac{P_d}{P_i}$ representa la relación de compresión.

Conociendo la relación de compresión y los volúmenes máximos de producción se calculó la potencia requerida a partir del año 2027. 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 17 – Diseño de Motocompresores

Año	Pi=Pt	Gp Max (m3/d)	Potencia Necesaria (HP)	Motocompresores	
				Modulos	Potencia (HP)
2027	60	3,422,824	1,866	4	2,000
2028	60	3,422,824	1,866	4	2,000
2029	40	2,990,899	4,547	10	5,000
2030	40	2,990,899	4,547	10	5,000
2031	40	2,990,899	4,547	10	5,000
2032	40	2,990,899	4,547	10	5,000
2033	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2034	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2035	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2036	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2037	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2038	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2039	25	2,043,327	6,060	13	6,500
2040	25	2,043,327	6,060	13	6,500

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. Por lo tanto, a continuación se presenta el consumo de gas para compresión.

Figura 27 – Consumo de Gas Motocompresores


4.5 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL

El acondicionamiento del gas natural se realiza para asegurar que la especificación del mismo se encuentre dentro de lo dispuesto por la ley. Por lo tanto, será necesario requerir a la ley para determinar los requerimientos de tratamiento del gas. A continuación se presentan los requerimientos de especificación:

Tabla 18 – 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.

Como se observa en el cuadro anterior, los principales elementos que se considerará al momento de tratar el gas natural producido en nuestro yacimiento son:

- *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.
- *Dióxido de carbono (CO₂) y Sulfuro de Hidrogeno (SH₂).* Estos componentes son 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.
- *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 lado, aprovechar el mayor valor económico de los C₅+. Dicho ajuste puede lograrse mediante enfriamiento/sub-enfriamiento (hasta los -4°C) o por adsorción en donde el lecho de material solido por el cual se hace circular la corriente de gas se retiene en forma selectiva agua y/o hidrocarburos.
- *Gases Inertes (N₂).* Es importante que el gas que ingresa al gasoducto esté libre de gases inertes ya que estos ocupan volumen pero no aportan ninguna caloría adicional.
- *Partículas sólidas y líquidas.* Resulta imperativo deshacerse de toda aquella partícula, solida o liquida presente en el gas, ya que pueden afectar el buen funcionamiento y estado de las instalaciones del yacimiento. Cualquier roce de una partícula solida con la cañería genera el desgaste de la misma. Las instalaciones más usadas son el separador de choque y el separado ciclónico que funcionan aprovechando las fuerzas gravitacionales, y centrifuga y la acción de choque.

El gas natural producido en el yacimiento posee un poder calorífico de 9.450 kcal/m³. Dicho poder calorífico se encuentra dado por las siguientes características del gas natural:

Tabla 19 – Composición Gas Natural “La Esperanza”

Composición	% Molar	Poder Calorífico Sup.(kcal/m3)
N2	1,70%	0,00
CO2	0,75%	0,00
C1	90,70%	9.008
C2	4,47%	15.785
C3	1,25%	22.444
iC4	0,31%	29.005
nC4	0,34%	29.098
iC5	0,09%	35.685
nC5	0,07%	35.757
C6	0,04%	42.420
C7+	0,01%	49.079

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

Tabla 20 – 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

Ahora bien, dado los valores de la tabla anterior, se requerirá tratar al gas natural en función a los niveles de azufre. Además, será necesario ajustar el punto de rocío, y determinar si es conveniente retirar los líquidos del gas. En este último caso, si se quitan los líquidos no será necesario instalar una planta de ajuste del punto de rocío. En las siguientes secciones se definirá la metodología empleada para determinar el diseño óptimo de la planta.

a. PLANTA DE VAPOR DE AGUA

Con respecto a los métodos de eliminación de vapor de agua se consideran los siguientes métodos:

- *Absorción.* En este método se expone la corriente de gas al contacto directo con un líquido higroscópico (como por ejemplo Trietilenglicol–TEG- o Etilenglicol –MEG-). El vapor de agua 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*. Se expone 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 sólido queda activo para ser reutilizado.
- *Enfriamiento*. El gas se trata 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.

Del análisis de los distintos métodos, y bajo el supuesto que no hay grandes diferencias en los costos de inversión, hemos elegido el método de Adsorción con Trietilenglicol por ser el más utilizado, y por lo tanto se espera tener libre/ fácil acceso al material en cuestión.

b. PLANTA DE ENDULZAMIENTO

La planta de endulzamiento se refiere a los procesos que se utilizan para remover el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno. Para el desarrollo de la planta se consideraron los siguientes procesos:

- *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.

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. Sin embargo, se decidió no quitar el contenido de CO₂, porque se encuentra dentro de especificaciones. Además, nos permite evitar una fuerte caída del poder calorífico del gas, y dado que se tratará el vapor de agua no hay una alta probabilidad de corrosión.

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 SH₂ resultante en una torre despojadora a baja presión
La planta se ha diseñado para el máximo volumen de gas producido menos el consumo

durante el sistema de captación. Por lo tanto, se instalará una planta de 4 Mm³/d. No obstante, la planta tendrá capacidad ociosa, lo que se buscará compensar con la planta de ajuste de punto de rocío, o bien de extracción de condensables.

C. PLANTA PUNTO DE ROCÍO/RECUPERACIÓN DE CONDENSABLES

En primer lugar, fue necesario evaluar si es conveniente extraer los líquidos del gas producido, y de este modo sustituir la planta de ajuste del punto de rocío por la de extracción de gasolinas, butano y propano. El análisis se realizó a partir de un análisis marginalista. Es decir, comparar los ingresos e inversiones que cada alternativa implica.

En primer lugar, se desarrolló un escenario donde no se recuperan los hidrocarburos condensables, por lo que solo se trata el punto de rocío. En este sentido, los rendimientos mediante una metodología de refrigeración mecánica se presentan a continuación:

Tabla 21 – Rendimientos Refrigeración Mecánica (%)

Producto	Rendimiento
CO ₂	0,0%
C ₃	0,0%
iC ₄	0,0%
nC ₄	0,0%
iC ₅	25,0%
nC ₅	30,0%
C ₆	50,0%
C ₇₊	90,0%

Por lo tanto, se calcularon la composición de gas residual y los niveles de productos obtenidos a partir de dicho método de tratamiento:

Tabla 22 – Valores de Producción Punto de Rocío

Composición	% Molar	Gas Residual (m ³ /100m ³)	Productos m ³ /100m ³	Propano Kg/100M ³	Butano Kg/100M ³	Gasolinas Lt/100M ³
N ₂	1,7%	1,700	0,000			
CO ₂	0,8%	0,750	0,000			
C ₁	90,7%	90,700	0,000			
C ₂	4,5%	4,470	0,000			
C ₃	1,3%	1,250	0,000	0,000		
iC ₄	0,3%	0,310	0,000		0,000	
nC ₄	0,3%	0,340	0,000		0,000	
iC ₅	0,1%	0,068	0,023			0,116
nC ₅	0,1%	0,049	0,021			0,108
C ₆	0,0%	0,020	0,020			0,120
C ₇₊	0,0%	0,001	0,009			0,064
Total	99,7%	99,658	0,073	0,000	0,000	0,409

Como se observa en la tabla anterior, al ajustar el punto de rocío solo se obtienen gasolinas, pero no se extrae propano y butano. De este modo, el poder calorífico no se verá muy disminuido.

Por lo tanto, en este escenario se instala una planta de punto de rocío para tratar el volumen máximo de gas. La misma tiene una capacidad de 4Mm³/d, y la inversión requerida asciende a 28 millones de dólares. Además, se consideró la inversión necesaria para endulzar el gas, equivalentes a 32 millones de dólares. 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 tratos.

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.

En segundo lugar, se asumió un escenario donde se extrae, además de las gasolinas, el propano y butano. En este sentido, se consideraron los métodos para la recuperación de los 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.* se enfría el gas natural lo que 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.* Es un proceso derivado del anterior, 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.

A continuación se presentan los rendimientos de cada uno de los métodos definidos con anterioridad:

Tabla 23 – 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".

Del análisis de dicha tabla, dado que la planta es una inversión fija independiente del método de extracción, se determina que el método a analizar es el *turboexpander* por poseer los mayores rendimientos (se trabajó sin recuperar Etanos y se considera que los C2 forman parte del gas residual).

De este modo, en primer lugar se analizó los volúmenes la composición y el poder calorífico del gas residual que podría obtenerse de un gas con que posee las características del gas producido en el yacimiento. A continuación se presentan los resultados:

Tabla 24 – Composición y Poder Calorífico del Gas Residual y Rico (kcal/m³)

Gas Rico				PCS Gas Rico	Cálculo de Gas Residual					PCS Gas Residual
Composición	% Molar	Gas Rico (m ³ /100m ³)	Gas Rico (% molar)		Composición	% Molar	Recup (%)	Gas Residual (m ³ /100m ³)	Gas Residual (% molar)	
N2	1,70%	1,700	1,70%	0	N2	1,70%		1,700	1,74%	0
CO2	0,75%	0,750	0,75%	0	CO2	0,75%	0,0%	0,750	0,77%	0
C1	90,70%	90,700	90,95%	8.193	C1	90,70%		90,700	92,89%	8.368
C2	4,47%	4,470	4,48%	708	C2	4,47%		4,470	4,58%	723
C3	1,25%	1,250	1,25%	281	C3	1,25%	98,0%	0,025	0,03%	6
iC4	0,31%	0,310	0,31%	90	iC4	0,31%	100,0%	0,000	0,00%	0
nC4	0,34%	0,340	0,34%	99	nC4	0,34%	100,0%	0,000	0,00%	0
iC5	0,09%	0,090	0,09%	32	iC5	0,09%	100,0%	0,000	0,00%	0
nC5	0,07%	0,070	0,07%	25	nC5	0,07%	100,0%	0,000	0,00%	0
C6	0,04%	0,040	0,04%	17	C6	0,04%	100,0%	0,000	0,00%	0
C7+	0,01%	0,010	0,01%	5	C7+	0,01%	100,0%	0,000	0,00%	0
Total	100%	99,730	100,00%	9.450	Total	100%	-	97,645	100%	9.096

Como se observa, el poder calorífico del gas residual tratado mediante una planta *turboexpander* asciende a 9.096 kcal/m³.

A continuación se presenta los niveles posibles de producción de gasolinas, propano y butano.

Tabla 25 – Potencial Producción de GLP y Gasolinas con 1Mm3

Producto	Unidad	Cantidad	P.C.s (Kcal/ [m ³],[Kg], [lt]	Volumen Equiv. M3de 9300kcal
Gas Rico	m ³ /d	1.000.000	9.450	1.016.176
Gas Residual	m ³ /d	976.450	9.096	955.066
Propano	kg/d	23.262	-	-
Butano	kg/d	16.533	-	-
Gasolina	lt/d	11.368	-	-
Propano	m ³ /d	12.250	-	-
Butano	m ³ /d	6.500	-	-
Gasolina	m ³ /d	11	-	-

Como se observa en la tabla anterior, al tratar el gas se obtienen gasolinas, propano y butano.

Ahora bien, dado que nuestro volumen de producción es marginalmente superior a los 3 Mm³/d, se decidió instalar una planta de dicha capacidad y realizar un *by-pass* del volumen marginal. En primer lugar, esto reducirá los costos de inversión. Además, dicho gas rico marginal permitirá elevar el punto de rocío del gas residual obtenido.

Por lo tanto, en este escenario se instala una planta con una capacidad de 3Mm³/d, y la inversión requerida asciende a 67 millones de dólares. Además, se consideró la inversión necesaria para endulzar el gas, equivalentes a 32 millones de dólares. También, y dados los volúmenes de producción se asumieron la construcción de 1 almacenaje para condensado (0,7 millones de dólares), un almacenaje para propano (1,5 millones de dólares), un almacenaje para butano (1,5 millones de dólares), y un cargadero de camiones equivalente a 3,5 millones de dólares. En este contexto, fue necesario considerar un excedente de ducto de 200 metros de un diámetro de 6 pulgadas con un valor de 40 USD/pulg. Mt. Por último, se consideraron los costos operativos de 3,75 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, propano y butano.

De la valoración económica realizada surge que nos resulta conveniente separar propanos y superiores instalando una planta *turboexpander* de 3Mm³/d realizando un *by-pass*, dado que el diferencial del flujo entro los escenario arroja que el segundo escenario tiene un valor presente superior al primero (68 millones de dólares superior). El resultado será una separación casi total de los propanos; butanos y superiores, y una corriente de gas residual extremadamente seco. Por su parte, el gas excedente no tratado en la planta de recuperación de GLP será mezclado con la corriente de gas seco de 3Mm³/día. Esto permitirá aumentar el poder calorífico del gas seco y logramos un gas dentro de especificaciones para ser ingresado al gasoducto (-4°C a 5500 KPaabs).

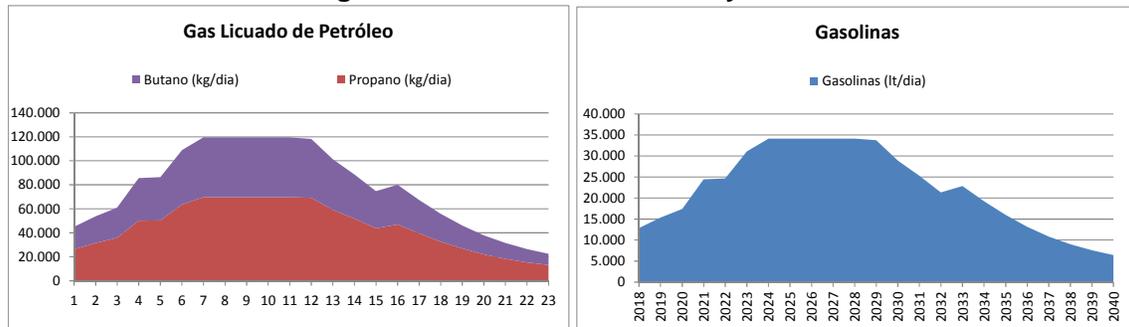
Dado el diseño de la planta a continuación se presenta el volumen de gas a tratar, el retenido en planta, el consumo de gas en planta, y el gas residual estimado con un poder calorífico de 9300 kcal/m³. El consumo de gas en planta corresponde al 1.5% del gas tratado.

Tabla 26 – Producción de Gas Residual

Año	Gas a tratar Endulzamiento (km3/día)	Gas a tratar PR (km3/día)	Gas a Loopeado (km3/día) - PC 9450	Consumo de planta (km3/día)	Reto. Planta Trat. (km3/día)	Gas Residual (km3/día) - PC 9300
2018	1.129	1.129	0	17	24	1.062
2019	1.349	1.349	0	20	28	1.269
2020	1.531	1.531	0	23	32	1.440
2021	2.151	2.151	0	32	45	2.023
2022	2.169	2.169	0	33	45	2.040
2023	2.736	2.736	0	41	57	2.573
2024	3.050	3.000	50	46	63	2.873
2025	3.125	3.000	125	47	63	2.948
2026	3.123	3.000	123	47	63	2.945
2027	3.413	3.000	413	51	63	3.236
2028	3.119	3.000	119	47	63	2.942
2029	2.968	2.968	0	45	62	2.792
2030	2.545	2.545	0	38	53	2.394
2031	2.226	2.226	0	33	46	2.094
2032	1.880	1.880	0	28	39	1.769
2033	2.013	2.013	0	30	42	1.894
2034	1.693	1.693	0	25	35	1.593
2035	1.405	1.405	0	21	29	1.322
2036	1.158	1.158	0	17	24	1.089
2037	949	949	0	14	20	893
2038	789	789	0	12	16	743
2039	664	664	0	10	14	625
2040	565	565	0	8	12	531

Asimismo, a continuación se presenta el volumen de producción de GLP y gasolinas:

Figura 28 – Producción de GLP y Gasolinas



d. UBICACIÓN DE LA PLANTA

Todas las instalaciones de tratamiento se ubicaron en función al método del baricentro. Este método permite determinar la ubicación óptima de todas las instalaciones de campo en función a la producción esperada que la planta recibirá de cada batería. En un eje cartesiano ubicamos 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 27 – Ubicación de la Planta (coordenadas)

Baterías	X Ajustado por Producción	Y Ajustado por Producción	Planta	
Bat.1	202.136	187.448		
Bat.3	147.708	88.265		
Bat.5	57.786	48.603	X	10,68
Bat.4	52.765	43.831	Y	8,37
Bat.2	26.520	10.309		
Bat.6	4.349	6.520		

4.6 SISTEMA DE TRANSPORTE

El sistema de transporte se ha diseñado a partir del máximo caudal a inyectar que corresponde al del año 2027, y equivalente a 3,2 millones de metros cúbicos de gas. 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. 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. Por lo tanto, a continuación se presenta el cálculo de las presiones de entrega a distintos diámetros de gasoducto:

Tabla 28 – Presiones de Entrega Tramo 1

Max Gas inyectado (m ³ /día)	Distancia del Ducto (km)	Diámetro Nominal (")	Pi (kg/cm ²)	P de entrega (kg/cm ²)	Condición de Entrega (kg/cm ²)
3,236	100	14	62	36	45
3,236	100	16	62	49	45
3,236	100	18	62	55	45
3,236	100	20	62	58	45
3,236	100	22	62	60	45
3,236	100	24	62	61	45
3,236	100	30	62	62	45

Como se observa en la tabla anterior, se puede alcanzar la presión de entrega sin compresión. En particular, el diámetro de 14” no cumple con la presión mínima de entrega, pero si lo hace el de 16”. Independientemente de ello, se analizó la posibilidad de comprimir y utilizar un gasoducto de 14”. Sin embargo, la inversión es superior al caso anterior. Por lo tanto, se decidió establecer un diámetro de 16” sin compresión para el primer tramo del gasoducto. Además, se instalará una estación de control y medición a los fines de

contabilizar las ventas a la central termoeléctrica "a".

Tabla 29 – Diseño Tramo 1

Distancia T1 (km)	100
Mapo (kg/cm ²)	95
Presión Mínima (kg/cm ²)	45
Diámetro T1 (pulg.)	16
Capacidad (Km/d)	3,236
Modulo HP	0

El segundo tramo del gasoducto se diseñó en función al máximo caudal descontando las ventas a la central "a". En este sentido la central "a" permite reducir el volumen a transportar y reduce los HP requeridos para la compresión. Además, se asume que la presión mínima de entrega es 70 kg/cm², asociada a los gasoductos Neuba. 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 llegada y de salida de la planta tendrán el mismo diámetro. Además, se estableció una presión de salida de 75 kg/cm² de la planta, a los fines de establecer una relación de compresión entre 1,3 y 1,6.

A continuación, se muestra un resumen de los cálculos.

Tabla 30 – Presión de Entrega Tramo 2

Max Gas inyectado (km ³ /día)	Diámetro Nominal (pulg.)	Pi (kg/cm ²)	Condición de Entrega a PC (kg/cm ²)	Presión de Salida PC (kg/cm ²)	RC	Modulo Instalado (HP)	Pf (kg/cm ²)	Condición de Entrega (kg/cm ²)	Inversión (MMUSD)
2,023	12	57	46	75	1.6	2,500	64	70	49
2,023	14	57	53	75	1.4	2,500	71	70	56
2,023	16	57	55	75	1.4	2,500	73	70	63
2,023	18	57	56	75	1.3	2,500	74	70	70
2,023	20	57	56	75	1.3	2,500	74	70	77
2,023	22	57	57	75	1.3	2,500	75	70	84
2,023	24	57	57	75	1.3	2,500	75	70	91
2,023	30	57	57	75	1.3	2,500	75	70	112

Como se observa en la tabla anterior, el diseño que minimiza la inversión y asegura llegar a la presión de entrega es la siguiente:

Tabla 31 – Diseño Tramo 2

Distancia T2 (km)	100
Mapo (kg/cm ²)	95
Presión Mínima (kg/cm ²)	70
Diámetro T2 (pulg.)	14
Capacidad (Km/d)	2,023
Modulo HP	2500

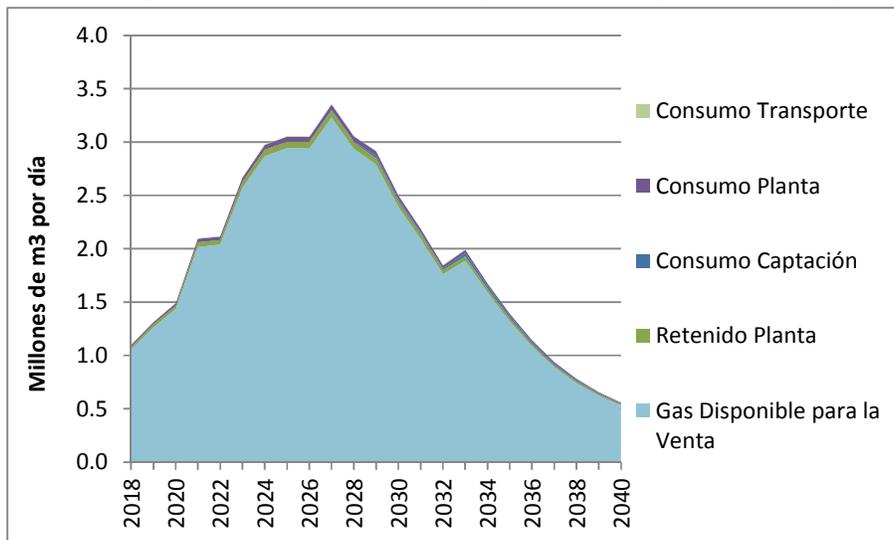
Además, se instaló una estación de medición y regulación en la cabecera del tramo 2 a los fines de medir el gas inyectado al sistema de transporte nacional. Además, es necesario contabilizar el consumo de gas en la planta que corresponde a 5 m³ por cada HP empleado.

5. DESARROLLO COMERCIAL

El desarrollo comercial hace referencia a cómo se organiza el negocio. Es decir, a la clase de contratos, el volumen de venta, los plazos, etc. Estas decisiones se tomaron en paralelo con el plan de explotación del yacimiento a los fines de maximizar el retorno del negocio.

En este sentido, el gas disponible para la venta 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.

Figura 29 – Gas Disponible para la Venta (9300 kcal/m³)



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.

Conocido el gas disponible para la venta se debe conocer las condiciones contractuales de cada uno de los sectores. El primer sector a analizar corresponde al residencial, el cual, como se explicó en la sección del análisis regulatorio, tiene un carácter ininterrumpible. Las

distribuidoras comprarán 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 ENARGAS¹¹. 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 autoregresivo, 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 0.6% anual. A continuación, se presenta la salida del modelo econométrico estimado:

Figura 30 – 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			

¹¹<http://www.enargas.gov.ar/DatosOper/Indice.php>

Por su parte, se le podrá vender gas natural comprimido sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Las ventas por volúmenes anuales no podrán ser menores de 0,25Mm³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual. Los contratos son de un año con renovación anuales por subasta en el MEG.

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.

Asimismo, se podrá vender gas a las centrales termoeléctricas 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.

Por último, los grandes usuarios y nuevos consumidores directos comprarán 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.

En este contexto, la política comercial busca maximizar los ingresos. Independientemente de ello, se debe vender el gas a las distribuidoras dado su carácter de ininterrumpible. Por lo tanto, se decidió realizar contratos de 3 años a los fines de evitar alzas en las ventas producto del crecimiento vegetativo en los periodos intermedios. En los últimos años, la producción es menor que 1 Mm³/d por lo que se deberá vender todo el gas disponible.

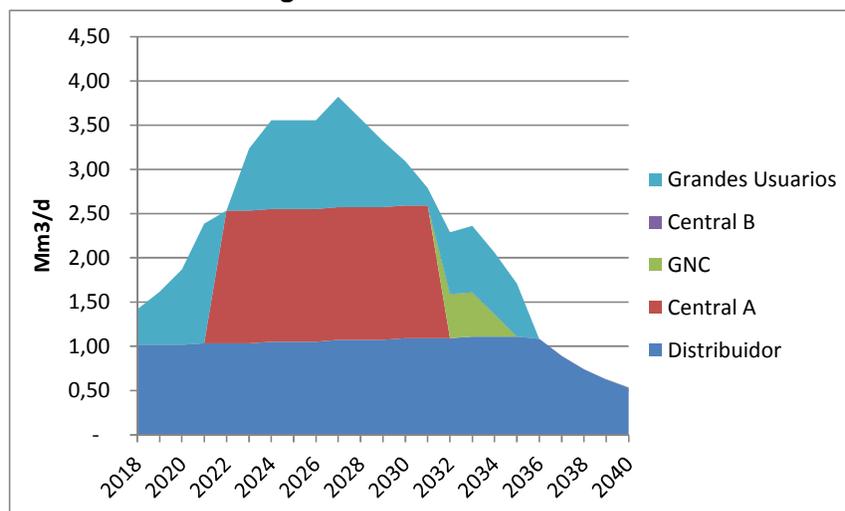
Una vez definido la venta a las distribuidoras, la elección de venta a los demás sectores responde a un análisis de precios. En particular, se busca aprovechar el mayor precio de la central “a”. Además, una venta intermedia en el diseño del gasoducto permite reducir la inversión en la planta compresora al reducir el volumen que circulará por el segundo tramo. En este sentido, se ha decidido vender la mayoría del volumen en el periodo de 10 años de mayor producción.

En tercer lugar, se ha vendido a los grandes usuarios un nivel de volumen que permita aprovechar su mayor precio, reduciendo el nivel de ventas spots. Dichos contratos se han fijado anualmente, realizando un análisis sobre los ingresos del proyecto.

Por último, se venderá gas natural al GNC durante los años 2032, 2033 y 2034, para compensar que se deja de vender gas a la central “a”.

A continuación, se muestra la curva de contratos del proyecto:

Figura 31 – Curva de Contratos



6. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja son los movimientos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. Es decir, que el flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de un proyecto. En otras palabras, el flujo de caja corresponde a la generación de caja periódica de un proyecto.

El estudio de los flujos de caja suele ser utilizado para determinar problemas de financiamiento. El ser rentable no significa necesariamente poseer liquidez. Por lo tanto, permite anticipar los saldos en dinero y necesidad de financiación. Además, permite analizar la viabilidad de proyectos de inversión.

En este contexto, las normas contables no representan adecuadamente la realidad económica. El flujo de caja de una inversión, por su parte, demuestra el efectivo recibido o expendido considerando los gastos en inversión de capital que beneficiarán el negocio a futuro.

A continuación se definirá los principales elementos dentro del flujo de caja.

6.1 INGRESOS POR VENTA

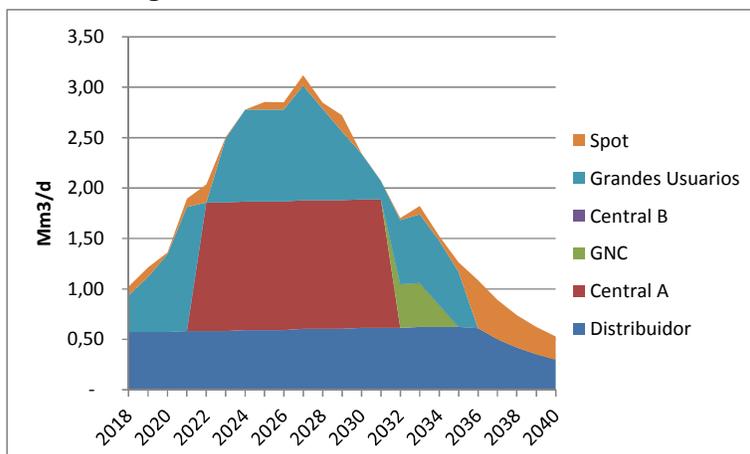
El ingreso por venta corresponde a multiplicar las cantidades vendidas a cada uno de los sectores por el precio de venta. Ahora bien, los contratos no representan los volúmenes efectivamente vendidos. Cada sector demandará un valor distinto del contractual en función a su factor de carga. A continuación se presentan los factores de carga para cada uno de los sectores:

Tabla 32 – 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%

Los factores de carga mensuales determinarán que porcentaje sobre el volumen contractual los demandantes efectivamente compraran. A continuación se presentan los volúmenes de venta efectivos, y los sobrantes se venderán en el mercado spot.

Figura 32 – Ventas Efectivas de Gas Natural

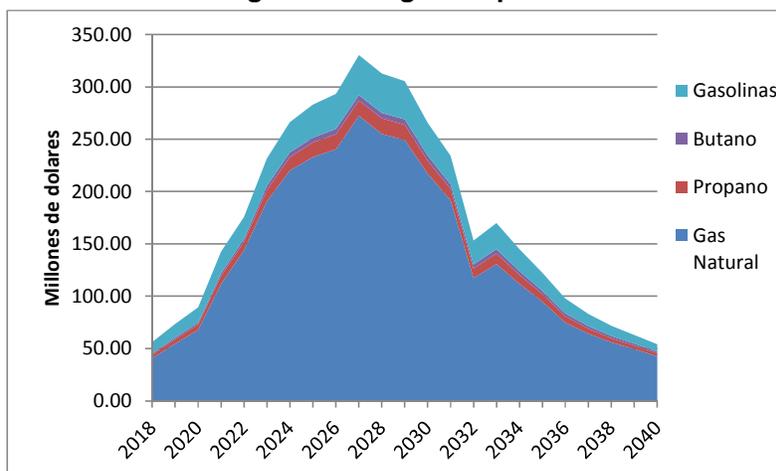


Los precios fueron explicados con anterioridad. Sin embargo, es necesario explicar el método de estimación del precio del gas natural vendido en el mercado spot. El precio spot debe encontrarse por debajo del precio de los grandes usuarios, para atraer demanda de nuestro gas vendido. De lo contrario, dicha demanda adquirirá el gas a través de un contrato de gran usuario. Por lo tanto, se decidió otorgar un descuento del 15% sobre el valor de venta al sector de grandes usuarios.

Por su parte, los líquidos producidos (gasolina, condensado y GLP) se venden en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos inherentes a su evacuación.

A continuación se representan los ingresos provenientes de las distintas fuentes:

Figura 33 – Ingresos por Venta



Como se observa en la figura anterior, los ingresos alcanzan un máximo de 332 millones de dólares en el año 2027. Además, cabe destacar que el gas es la principal fuente de ingreso, y representa el 79% en promedio a lo largo de todos los años. Por su parte, las gasolinas representan en promedio el 14%. Es decir, que el GLP tiene una participación menor en los ingresos por ventas.

6.2 COMPROMISO DE INVERSIONES

La inversión está relacionada con la estrategia comercial de la empresa y el plan de explotación del yacimiento. A lo largo de las secciones anteriores se definieron los criterios de diseño de los distintos elementos que hacen al desarrollo del yacimiento.

El proyecto prevé la perforación de 69 pozos (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 297 millones de dólares invertidos en perforación. Los pozos de reserva han sido estimados en función a la producción del pozo tipo para hacer frente a los compromisos con la central "A" en el año 2023, para cumplir con el contrato ante cualquier eventualidad. En todo caso, la perforación de los pozos se realizará en el año anterior a su puesta en producción.

Durante los 15 años centrales de la concesión de explotación, el objetivo será focalizar la inversión en el incremento y luego mantenimiento de la producción, a través de la perforación de nuevos pozos y la realización de *workovers* a los pozos que se encuentren operativos. En estos años, la inversión promediará los 27 millones de dólares por año.

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 22.8 millones de dólares. 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 3,6 millones de dólares.

Además, se invertirá en las cañerías del sistema de captación. Los costos de dichas cañerías ascienden a 40usd/pulg.mt. Los metros de cañería fueron definidos con anterioridad. En particular la cañería de captación tiene una dimensión de 4", mientras que la cañería

colectora asciende a 6". El sistema de captación se complementa con motocompresores, donde cada uno cuesta 2.900 USD/HP instalado.

La producción de cada pozo será llevada, mediante el sistema de captación, a las correspondientes baterías. En este sentido, fue definido con anterioridad el diseño de las baterías. En particular, cada *manifold* cuesta 350 mil dólares. Por su parte, los separadores generales tiene un costo de 1 millón de dólares cada uno, mientras que el separador de control se estima en 600 mil dólares.

En cuanto a las instalaciones, se colocará una planta de endulzamiento con una capacidad de procesamiento de 4 Mm³ por día, lo que implicará una inversión de 32 millones de dólares. Además, habiendo evaluado la conveniencia en la separación de los líquidos, se invertirán 67 millones en una planta de GLP. El fuerte de la inversión se realizará entre los años 2 y 3 del proyecto, debido a la construcción de las plantas anteriormente mencionadas. Por lo tanto, la inversión ha sido dividida entre los dos años para que en cada año se invierta lo mismo.

A continuación se presentan los costos de las plantas consideradas:

Tabla 33 – Costos Plantas de Tratamiento (MUSD)

Plantas procesamiento/capacidad/ (Mus\$)	2 Mm ³ /d	3 Mm ³ /d	4 Mm ³ /d
Pta. Acondicionamiento	18	23	28
Pta. Endulzamiento	20	27	32
Pta. Recuperación de GLP	50	67	83

Es importante mencionar, que 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.

En cuanto al sistema de transporte, el costo de la cañería asciende a 35 dólares por pulgada-metro. Este costo corresponde a la suma entre el costo de los materiales (15 USD/metro), y el costo de montaje (20 USD/metro). Además, será necesario invertir 1,7 millones de dólares para instalar dos estaciones de medición y regulación. La primera será instalada en el primer tramo del gasoducto, y será utilizada para las ventas a la Central "a". La segunda, se instalara en el final del segundo tramo del gasoducto y previo al ingreso al sistema de transporte. Por último, el costo de la planta de compresión asciende a 5,75 millones. A continuación se presentan los costos de las plantas compresoras consideradas:

Tabla 34 – Costos Plantas Compresoras

Potencia HP	Planta Mus\$/Planta	Equipo us\$/HP Inst	Total us\$/HP Inst
1.000	1,5	1.500	3.000
2.500	2,1	1.430	2.300
5.000	2,7	1.380	1.900
7.500	3,2	1.360	1.800
15.000	4,1	1.310	1.600

Es importante recordar que la planta será instalada en el segundo tramo del gasoducto. Por último, se deben considerar los imprevistos. Estos corresponde a diferencias que se

puedan observar en los valores unitarios de los distintos elementos, o bien, por inversiones no previstas. Dicho monto corresponde al 10% de las inversiones totales.

A continuación se expone la inversión en los principales rubros:

Tabla 35 – Inversiones Totales

Concepto	Inversión (MUSD)
Perforación	297
Transporte	112
Plantas de tratamiento y GLP	99
Workovers	95
Batería, Captación y Almacenaje	56
Abandono de pozos	26
Otros	80
Total general	764

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.

6.3 GASTOS OPERATIVOS ASOCIADOS

La distribución del costo operativo del proyecto se encuentra en línea con el objetivo de producción buscado, siendo los montos más elevados los correspondientes a los años de mayor producción (año 5 a 15).

Entre los costos operativos del yacimiento, cabe destacar el de acondicionamiento y tratamiento del gas que representa al final del proyecto un costo total de 63 millones de dólares. Este costo tiene un valor de 3,75 dólares por cada 1.000 m³ de gas tratado. La planta además tendrá un consumo de gas equivalente al 1,5% del gas procesado. Dicho costo, en la suma de todos los años, asciende a 51,52 millones de dólares.

Además, se encuentra los costos operativos asociados al sistema de captación. El consumo de gas por los motocompresores instalados se calculó conociendo que cada HP utilizado consumo 5 m³. Dicho gas fue valuado con el precio promedio ponderado calculado en función a la política comercial diseñada. Los motocompresores tienen un costo de mantenimiento de 135 USD/HP instalado por año. Por último, el sistema de captación tiene un costo operativo equivalente a 3,5 USD/bbl equivalente¹².

¹²Para la conversión se ha considerado que 6,29 BOE equivalen a 1.000 m³ de gas natural.

Con respecto al transporte, el mantenimiento del gasoducto implicará un desembolso de 4,3 millones de dólares al año, totalizando al finalizar la concesión 99 millones. Dicho monto se estimó a partir de un costo de mantenimiento de 21.500 USD/km por año. Además, el gas combustible en la planta compresora tendrá un costo total de 1,7 millones de dólares, explicado por un consumo de 5 m³ por cada HP empleado. Por último, se encuentra el mantenimiento de los turbocompresores. Dado que el costo asciende a 90 USD/HP instalados por año, el monto total es equivalente a 5,18 millones de dólares.

En último lugar, se deben considerar los imprevistos. Dicho monto corresponde al 10% de los costos operativos totales.

En el siguiente cuadro se muestran los costos operativos totales en los principales rubros:

Tabla 36 – Costos Operativos Totales

Concepto	Costo (MUSD)
Transporte	110
Acond. y tratamiento	114
Captación	37
Imprevistos	26
Total general	288

6.4 DEPRECIACIONES E IMPUESTOS

a. 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 37 - Resumen Quinquenal Depreciaciones

Año	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Producción anual (Mm3)	0	559	1,141	936	521	209
Producción acumulada (Mm3)	0	1,463	6,293	11,851	15,255	16,783
Reservas remanentes (Mm3)	16,783	15,320	10,491	4,932	1,528	0
CAPEX Acumulado (M U\$S)	0	-280	-428	-571	-702	-765
Depreciación acumulada (M U\$S)	0	-24	-160	-403	-638	-765
Depreciación acum. anterior (M U\$S)	0	-14	-122	-353	-605	-723
Depreciación del Periodo (M U\$S)	0	-10	-38	-50	-33	-42

b. 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 38 – 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
Ley 25.413 (Deb. y Cred. Brío)	Nacional	Movimientos Bancarios	0.1%	Diario
Cánon	Provincial	N/A (monto fijo)	N/A	Anual
Impuesto a las Ganancias	Nacional	Resultado Neto (Gcia)	35%	Anual

6.5 FLUJO DE CAJA E INDICADORES FINANCIEROS

El flujo de caja corresponde básicamente a descontar los egresos de caja del ingreso descrito 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 39 – Resumen Quinquenal Flujo de Caja (MUSD)

Año	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ingresos por ventas	0	89	289	265	122	54
Regalías	0	-11	-35	-32	-15	-6
OPEX	0	-9	-15	-16	-12	-9
CAPEX	0	-17	-30	-29	-13	-33
Impuestos	0	-3	-10	-10	-4	-2
Cánon	0	0	0	0	0	0
IIGG	0	-20	-67	-55	-20	0
FLUJO DE CAJA	0	30	133	124	58	4

Ahora bien, 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

La tasa interna de retorno corresponde una variable de interés en la evaluación económica. Esta es la tasa que igual el flujo de fondos a cero. Por lo tanto, corresponde a la tasa máxima de interés que podría ser pagada sobre el capital empleado no recuperado en el punto de corte. Sin embargo, en el caso de este análisis este cálculo no puede ser empleado producto de que existe más de un valor que genera un valor presente igual a cero.

En este contexto, se utiliza el valor presente neto. Este indicador se determina descontando todos los flujos de caja al valor presente, usando una tasa de interés o de corte. En este ejercicio se considera una tasa del 10%. Por lo tanto, si el valor presente del escenario alternativo supera al del escenario base se concluye que el primero genera un incentivo para ser realizado.

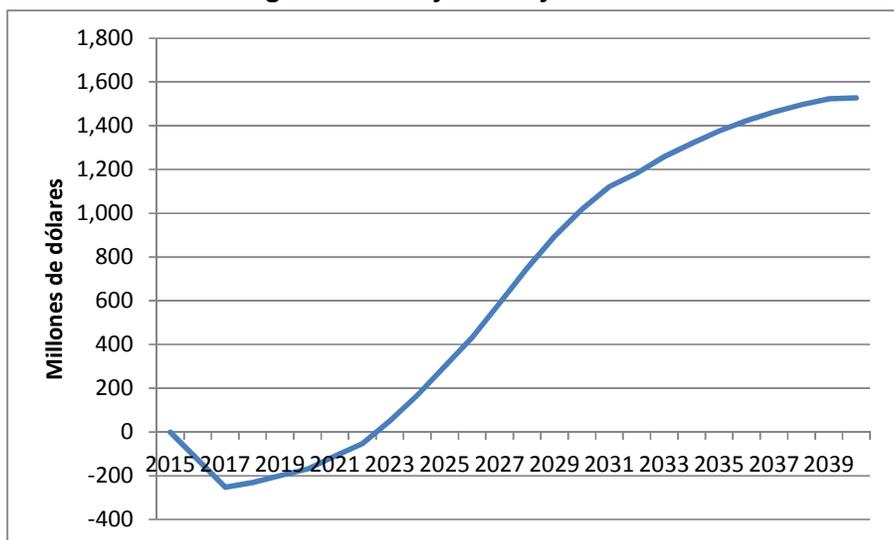
A continuación se presentan la tasa interna de retorno y el valor presente neto.

Tabla 40 – TIR y VAN (MUSD y %)

VAN al 10%	\$ 312.9
TIR	23%

En tercer lugar, el repago representa el año en el que el flujo acumulado pasa a ser positivo. Este año representa a partir del cual se tendrá un ingreso positivo y se repago la inversión realizada. Por su parte, la máxima exposición es el valor más negativo alcanzado por el flujo de caja. Este valor representa la máxima inversión requerida a lo largo del proyecto. A continuación se presenta la evolución del flujo de caja acumulado:

Figura 34 – Flujo de Caja Acumulado



Como se observa en la figura anterior, el periodo de repago es 8 años. En 2023, el proyecto ya tiene un flujo de caja acumulado positivo. Por su parte, la máxima exposición se alcanza en el año 2017 y asciende a 252 millones de dólares. Es decir, que se deberá analizar la financiación del proyecto en detalle.

7. FINANCIACIÓN

El proyecto tiene restricciones financieras. El capital propio con que se cuenta para comenzar el proyecto es de 200. El resto de las inversiones y gastos deberán pagarse con la propia generación del proyecto o bien financiarse. No obstante, en la sección anterior se demostró que la máxima exposición asciende a 253 millones de dólares. Por lo tanto, tenemos que financiarnos ya que la propia generación y el capital propio no cubren la totalidad del dinero requerido.

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 calcularán a partir de la siguiente fórmula:

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

Donde,

I es la tasas de interés fija del préstamo

L 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 Damodaran¹³. Según Damodaran, la prima 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

¹³http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

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 Argentino¹⁴. 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 ha incrementado y alcanzó 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 apalanca 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 30% del capital ya que permite maximizar los indicadores financieros. En este sentido, el monto del préstamo asciende a 229 millones de dólares. Es importante mencionar, que el préstamo se tomará el año de máxima exposición (2017). A continuación, se muestra el flujo asociado al préstamo.

Tabla 41 – Flujo del Préstamo (MUSD)

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	229.5									
Intereses		28.7	28.7	25.1	21.5	17.9	14.3	10.8	7.2	3.6
Capital		0.0	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7
Capital Remanente		229.5	200.8	172.1	143.4	114.7	86.1	57.4	28.7	0.0

La incorporación del préstamo afecta el flujo de caja. Por lo tanto, a continuación se presenta el flujo de caja previo al bono, incorporando el préstamo.

Tabla 42 – Flujo de Caja con Préstamo (MUSD)

Año	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ingresos por ventas	0	89	289	265	122	54
Préstamo	0	-29	-29	0	0	0
Regalías	0	-11	-35	-32	-15	-6
OPEX	0	-9	-15	-16	-12	-9
CAPEX	0	-17	-30	-29	-13	-33
Impuestos	0	-3	-10	-10	-4	-2
Cánon	0	0	0	0	0	0
Intreses	0	-25	-7	0	0	0
IIGG	0	-11	-64	-55	-20	0
FLUJO DE CAJA	-1	-15	99	124	58	4

Por último, el VAN del proyecto aumenta un 3% (alcanza un valor de 323.3 millones de

¹⁴<http://www.bcra.gov.ar/Estadisticas/estser030600.asp>

dólares) respecto al flujo sin préstamo, y la TIR se eleva a 33%. Por lo que se observa de estos valores, el préstamo permite obtener un mayor retorno al apalancarse. La máxima exposición queda en 126.6 millones de dólares (inferior al monto de capital propio). El periodo de repago se extiende a 8 años.

8. SENSIBILIDADES

Los resultados obtenidos en los apartados anteriores encuentran su fundamento en una serie de supuestos adoptados. Sensibilizar dichos supuestos permite ampliar el análisis a los fines de determinar los riesgos vinculados al desarrollo del proyecto.

Respecto de las rentabilidades se consideran las siguientes sensibilidades:

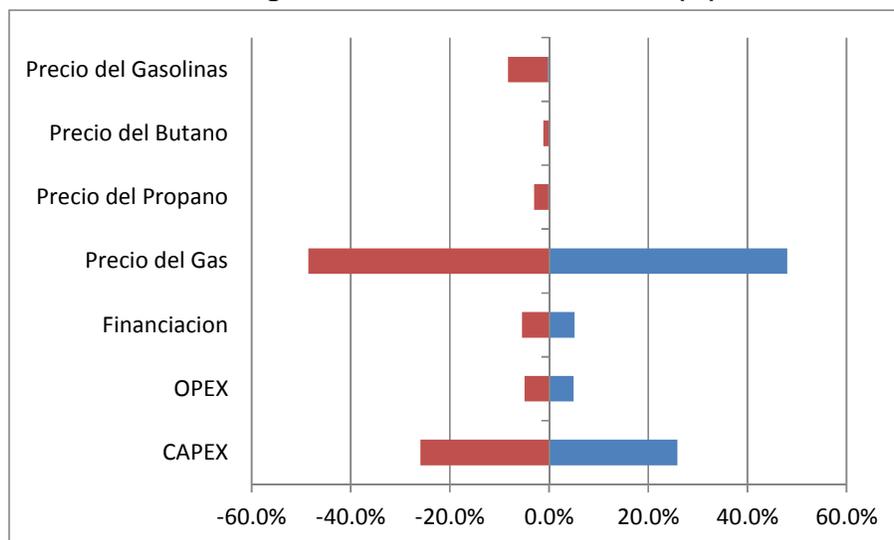
- Precio de venta del Gas
- Precio de venta de los Líquidos (condensado y LPG)
- CAPEX
- OPEX
- Tasa de Financiación

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 35 – Grafico Tornado VAN (%)

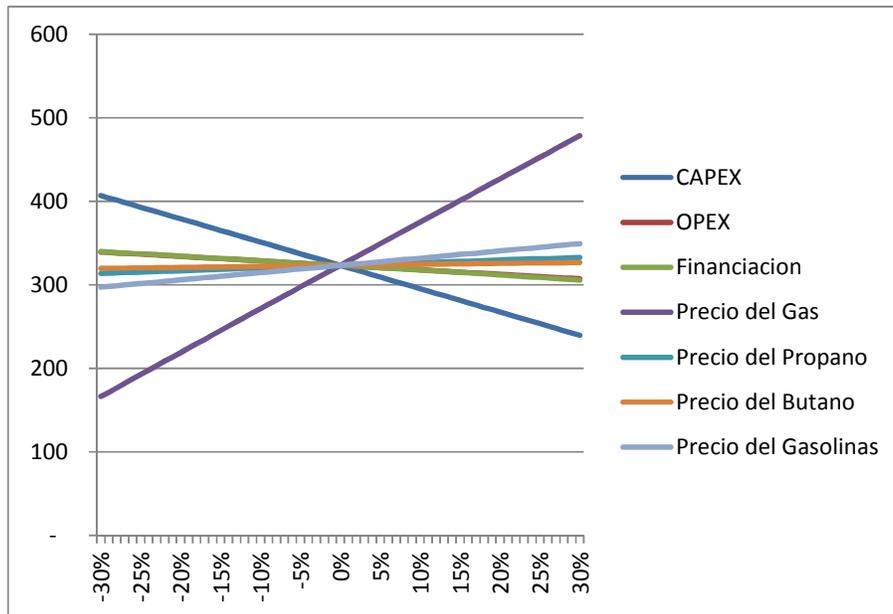


Como se observa en la tabla anterior, las dos variables de mayor riesgo corresponden al precio del gas natural y al CAPEX: variaciones pequeñas en dichas variables generan un gran desvío en el valor presente del proyecto. Esto demuestra que el proyecto es muy sensible a

dichas variables, por lo que se deberán analizar al momento de ofertar un bono.

A continuación se muestra el gráfico araña para el valor presente neto:

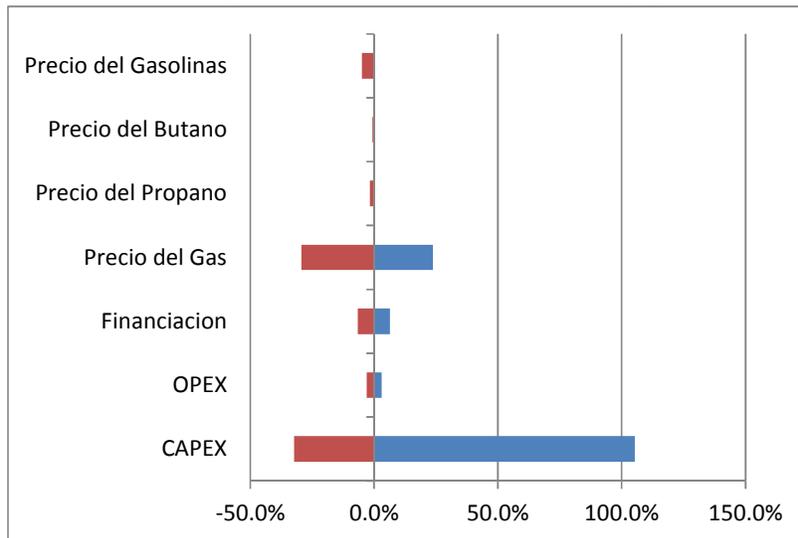
Figura 36 – Gráfico Araña VAN (MUSD)



En la figura anterior se observa que con un aumento del 30% en el precio del gas el valor presente podría alcanzar niveles cercano a los 500 millones de dólares. Sin embargo, una caída produce una caída del valor presente. De forma contraria, el CAPEX mantiene una relación negativa respecto al VAN, por lo que un aumento del 30% produce una caída del VAN hasta los 250 millones de dólares. El valor presente es poco sensible a las demás variables.

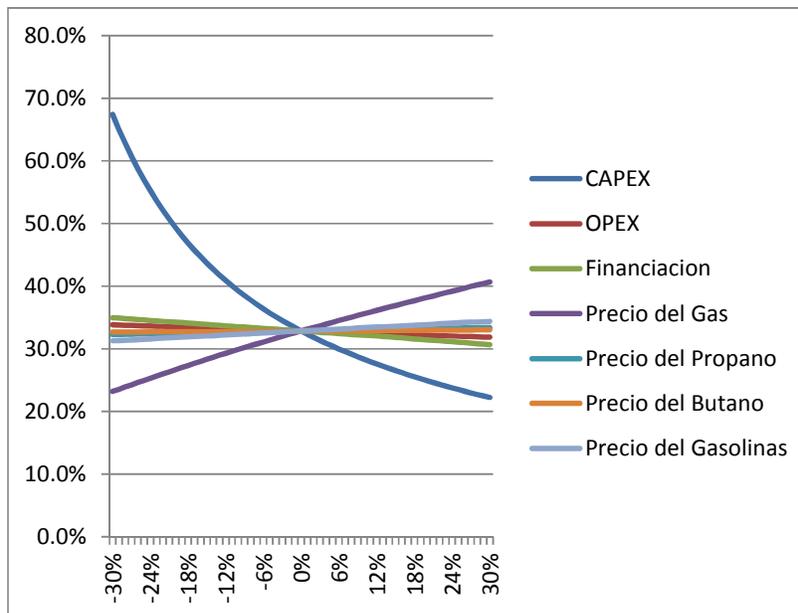
Ahora bien, si analizamos la TIR el análisis es similar:

Figura 37 – Grafico Tornado TIR (%)



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. A continuación se presenta el grafico araña de la TIR:

Figura 38 – Grafico Araña TIR (MUSD)



9. BONO

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

9.1 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 corresponde a 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 hace referencia al 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 adversos 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 Damodaran¹⁵. 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 Damodaran¹⁶. La tasa libre de riesgo se corresponde a los T-bonds de Estados Unidos, y se tomó el valor promedio histórico¹⁷. Por último el riesgo país, fue definido en la sección anterior.

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

Tabla 43 – 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%

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

¹⁶http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

¹⁷<http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

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 corresponde al nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D hace referencia a la tasa marginal de endeudamiento.

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

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.

9.2 MONTO DEL BONO OFRECIDO

El bono corresponde al monto que estamos dispuestos a ofrecer por el área. Dicho monto deberá ser fijado de tal modo que la TIR del proyecto no sea inferior a la tasa WACC. De lo contrario, el proyecto no sería conveniente ya que el costo de oportunidad tendrá un mayor retorno. De este modo, el bono se fijará de tal forma de obtener un margen sobre la tasa WACC a los fines de cubrirse frente a imprevistos.

Aún más, se construyó un escenario muy pesimista a los fines de establecer un bono coherente que no ponga en peligro al proyecto en caso de una caída de los precios o un aumento de los costos de inversión. El escenario alternativo fue usado como un análisis de estática comparada.

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 44 – Proyecto con Bono

VAN al 10%	\$ 277.8
Tasa (WACC)	11.9%
TIR	24.0%
Repago	9
Préstamo (capital) solicitado	\$ 229.5
Máxima exposición	-\$ 176.6

10. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó la propuesta de inversión y desarrollo comercial del área “La Esperanza” en la provincia de Neuquén. Dicho desarrollo fue realizado a los fines de obtener

la mayor ganancia y asegurar el pago de un bono que sea lógico dada la tasa WACC y un escenario pesimista alternativo.

En particular, se desarrolló el perfil de perforación y la previsión de producción, a partir de la cual se desarrolló el sistema de captación y el desarrollo de los *facilities*. Posteriormente, se analizó la necesidad de tratar el gas y se determinó conveniente extraer el propano y butano. Por último, se desarrolló el gasoducto en función al máximo nivel de producción y la caída de presión.

Conociendo el gas natural disponible para la venta, se construyó el escenario de precios y se determinaron los contratos para vender. A partir del mismo, se realizó un análisis del flujo de caja y de la necesidad de inversión.

A continuación, se presenta la tabla resumen. Es importante mencionar que los valores presentados respecto a los indicadores financieros corresponden al proyecto sin considerar el bono.

Tabla 45 – Cuadro Resumen sin Bono

N°	CONCEPTO	Unidad	Cantidad	N°	CONCEPTO	Unidad	Cantidad
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				TRANSPORTE			
1a	Gas y Condensado in situ	G m3	20,307	4a	Primer tramo gasoducto hasta planta de generación eléctrica	pulg	16
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	G m3	3,524	4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	3,236
1c	Factor de recuperación	%	82.6%	4c	Potencia instalada Primer Tramo	HP	0
1d	Presión de abandono	kg/cm2	45	4d	Segundo tramo de gasoducto hasta gasoducto troncal	pulg	14
1e	Cantidad de pozos operativos	numero	55	4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2,023
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	6,500	4f	Potencia instalada Segundo Tramo	HP	2,500
1g	Producción de gas promedio	M m3/d	1.7	INVERSIONES			
1g	Producción de gas máxima	M m3/d	3.4	5a	Inversión de campo (yacimiento - Perf. Y WO)	M us\$	392
1h	Producción de condensado promedio	m3/d	77	5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	155
1h	Producción de condensado máxima	m3/d	149	5c	Inversión gasoducto	M us\$	112
DEMANDA Año 3 y Año "n" - Contrato				5d	Inversión otros	M us\$	36
2a.1	Consumo distribuidoras - 2018	M m3/d	1.0	5e	Inversiones (contingencia)	M us\$	70
2a.2	Consumo distribuidoras - max (2027)	M m3/d	1.1	5f	Inversión total	M us\$	765
2b.1	Consumo GNC - 2018	M m3/d	0.0	PRECIOS GAS Año 1 y Año 2040			
2b.2	Consumo GNC - max (2027)	M m3/d	0.0	6a.1	Distruidoras - 2015	us\$/MBTU	1.8
2c.1	Consumo termoelectrica "a" - 2018	M m3/d	0.0	6a.2	Distruidoras - 2040	us\$/MBTU	5.6
2c.2	Consumo termoelectrica "a" - max (2027)	M m3/d	1.5	6b.1	GNC - 2015	us\$/MBTU	2.2
2c.3	Consumo termoelectrica "b" - 2018	M m3/d	0.0	6b.2	GNC - 2040	us\$/MBTU	5.9
2c.4	Consumo termoelectrica "b" - max (2027)	M m3/d	0.0	6c.1	Centrales eléctricas - 2015	us\$/MBTU	3.9
2d.1	Consumo industria - 2018	M m3/d	0.4	6c.2	Centrales eléctricas - 2040	us\$/MBTU	6.7
2d.2	Consumo industria - max (2027)	M m3/d	1.3	6d.1	Usuarios industriales - 2015	us\$/MBTU	4.5
DEMANDA Año 3 y Año "n" - Consumo Real				6d.2	Usuarios industriales - 2040	us\$/MBTU	7.5
2a.1	Consumo distribuidoras - 2018	M m3/d	0.6	PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 2040			
2a.2	Consumo distribuidoras - max (2027)	M m3/d	0.6	7a.1	Propano exportacion - 2015	us\$/tn	321
2b.1	Consumo GNC - 2018	M m3/d	0.0	7a.2	Propano exportacion - 2040	us\$/tn	614
2b.2	Consumo GNC - max (2027)	M m3/d	0.0	7a.3	Butano exportacion - 2015	us\$/tn	365
2c.1	Consumo termoelectrica "a" - 2018	M m3/d	0.0	7a.4	Butano exportacion - 2040	us\$/tn	740
2c.2	Consumo termoelectrica "a" - max (2027)	M m3/d	1.3	7b.1	Propano Local - 2015	us\$/tn	257
2c.3	Consumo termoelectrica "b" - 2018	M m3/d	0.0	7b.2	Propano Local - 2040	us\$/tn	510
2c.4	Consumo termoelectrica "b" - max (2027)	M m3/d	0.0	7b.3	Butano Local - 2015	us\$/tn	199
2d.1	Consumo industria - 2018	M m3/d	0.4	7b.4	Butano Local - 2040	us\$/tn	507
2d.2	Consumo industria - max (2027)	M m3/d	1.1	7c.1	Gasolina y condensados - 2015	us\$/bbl	76
2e	Consumo máximo total	M m3/d	3.1	7c.2	Gasolina y condensados - 2045	us\$/bbl	97
PROCESAMIENTO Año 3 y Año "n"				RESULTADOS			
3a.1	Capacidad de procesamiento - endulzamiento	M m3/d	4	8a	VAN al 10%	M us\$	323
3a.2	Capacidad de procesamiento - recuperacion liquidos	M m3/d	3	8b	Tasa (WACC)	%	12%
3b.1	Propano + butano (GLP) - 2018	ton/año	16,400	8c	TIR	%	33%
3b.2	Propano + butano (GLP) -max (2027)	ton/año	43,575	8d	Repago	Años	8
3c.1	Gasolina - 2018	M lt/año	5	8e	Préstamo (capital) solicitado	M us\$	229
3c.2	Gasolina - max (2027)	M lt/año	12	8f	Máxima exposición	M us\$	-127

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.

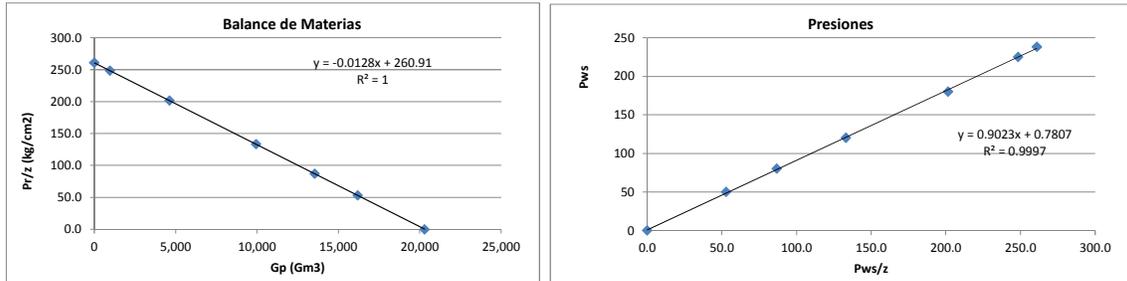
Se dispone de un análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento. Considerando la fórmula del cálculo volumétrico, explicado en el inciso anterior, se calculó el gas y condensado recuperable a distintos niveles de presión, alcanzando 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 acumulado. 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 R^2 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 P_{ws} mantiene una relación positiva con ella misma dividida el factor de compresibilidad.

En este sentido, es importante mencionar que P_{ws} del final del año t-1 será igual a la presión con la cual se comenzará a operar al año siguiente. Por su parte, P_{wf} 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 P_{wf} depende en última instancia de la presión dinámica en boca de pozo (P_{tf}). 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 (P_{wf}), para un P_{tf} elegido, aplicando la ecuación de Smith:

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

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 P_{ws} , 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

P _{tb} (kg/cm ²)	$\mu \times 10^6$ (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 P_{tb} la cual es la presión promedio en el *tubing*, y corresponde al promedio aritmético entre las presiones P_{tf} y P_{wf} . Por lo tanto se puede construir una relación lineal que tiene un factor de ajuste elevado (R^2), e igual a 0.9887.

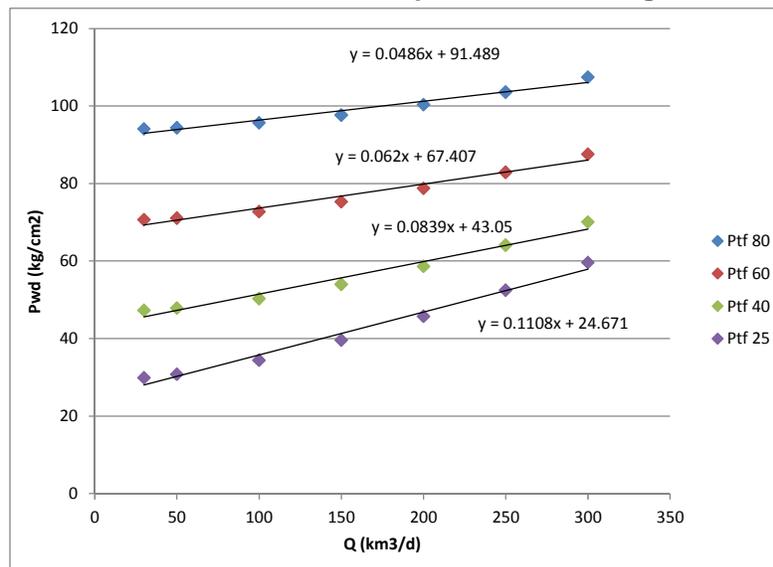
De la combinación de las ecuaciones anteriores, y con la utilización de iteraciones se puede construir las curvas de contrapresión para niveles de caudal teóricos. En la ecuación de Smith, la presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}) y el caudal de Gas (Q) movilizado a lo largo del *tubing* son variables independientes, mientras que la variable dependiente es la presión dinámica de fondo de pozo (P_{wf}). Por lo tanto, esta metodología permite construir ecuaciones

lineales con elevado nivel de ajuste que permite conocer la P_{wf} , 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 Tubing (Km ³ /d)	Presión Dinámica de Fondo: Pwf (kg/cm ²)			
	Ptf: 80 kg/cm ²	Ptf: 60 kg/cm ²	Ptf: 40 kg/cm ²	Ptf: 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

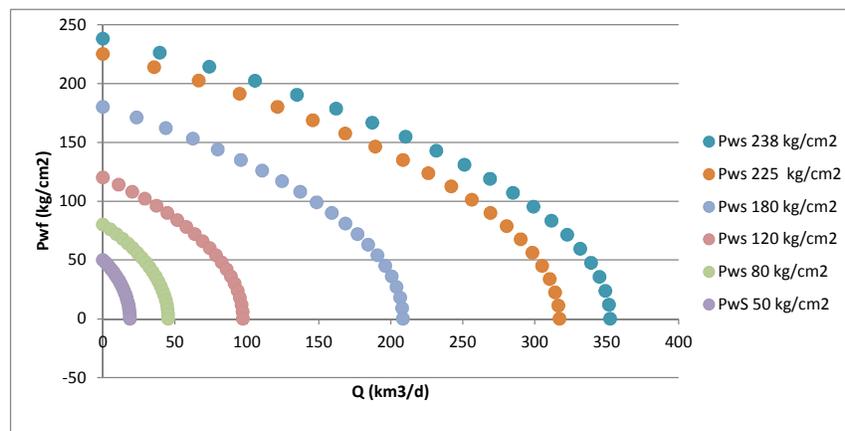
P_{ws} es la presión estática del reservorio

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

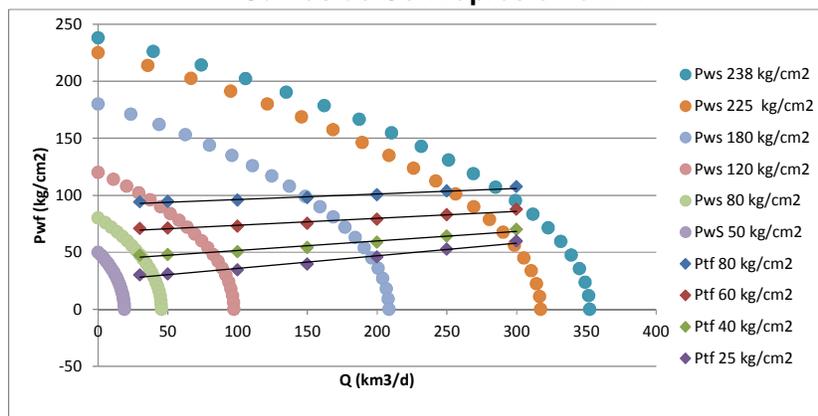
Pwf a Pws 238 kg/cm2		Pwf a Pws 225 kg/cm2		Pwf a Pws 180 kg/cm2		Pwf a Pws 120 kg/cm2		Pwf a Pws 80 kg/cm2		Pwf a Pws 50 kg/cm2	
Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)	Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)	Pwf (kg/cm2)	Q (km3/d)						
238.0	0.0	225.0	0.0	180.0	0.0	120.0	0.0	80.0	0.0	50.0	0.0
214.2	74.0	202.5	66.6	162.0	43.8	108.0	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 construida 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.

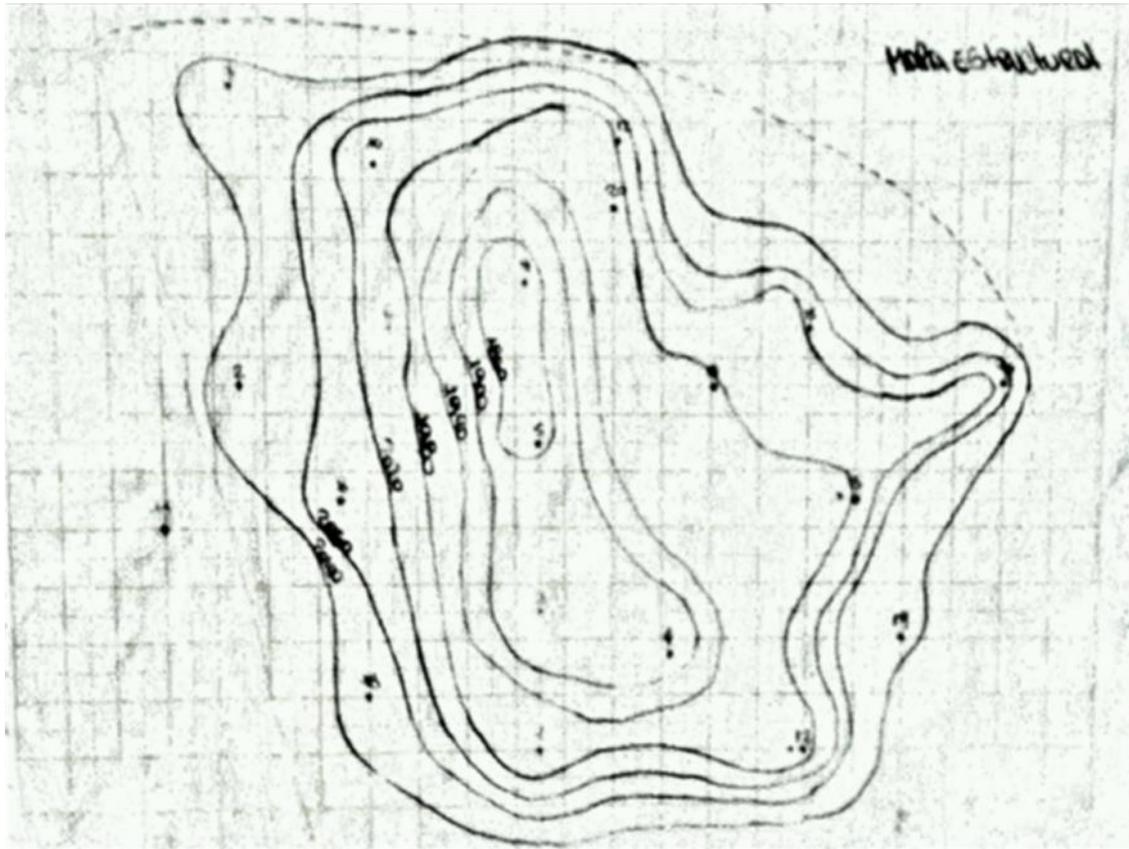
En resumen, con la explotación del yacimiento, la presión estática del reservorio (P_{ws}) irá disminuyendo gradualmente, definido mediante el análisis PVT y las relaciones lineales entre el caudal producido y la presión. En consecuencia, se hace necesario definir el comportamiento del pozo promedio 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 ESTRUCTURALES :



ANEXO 3 – METODOLOGIA PARA EL SISTEMA DE 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 Scaper, 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 formula anterior contiene un componente iterativo que viene dado por el factor de fricción que se define como:

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

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 = 10³ (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.