



Instituto Tecnológico de Buenos Aires

ECONOMÍA DEL PETROLEO Y DEL GAS NATURAL

TRABAJO INTEGRADOR

Grupo 4B

Calderón, Noelia

Casanovas, Mariana

Vázquez, Juan Ignacio

Curso 2016

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	2
I.RESERVAS.....	4
II. MERCADO	14
III. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL	19
IV. OBRAS DE CAPTACION, MEDICION Y ACONDICIONAMIENTO.....	24
V. OBRAS DE TRANSPORTE	27
VI. INVERSIONES, COSTOS OPERATIVOS Y OTROS	30
VII. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES	33
VIII. FLUJO DE CAJA	38
IX. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	42
X. RESUMEN DE RESULTADOS.....	45

INTRODUCCIÓN

El siguiente informe se presenta en el marco de la Especialización de Economía del Petróleo y Gas Natural dictado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

El objetivo de este trabajo es determinar la mejor alternativa para lograr los más altos ingresos al poner en producción el yacimiento de gas “La Esperanza” en la provincia de Neuquén.

Para ello se presenta la siguiente oferta de Licitación Pública para la adjudicación de los Derechos de Explotación del Yacimiento La Esperanza de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina.

De este modo a continuación se establecerán y detallarán cuales fueron los conceptos e hipótesis asumidos para realizar el informe de pre factibilidad técnico-económica, basados en consideraciones de mercado y técnicas para situaciones estándar de la industria.

Todas las hipótesis propuestas han sido analizadas bajo la normativa vigente y las consignas otorgadas por la cátedra.

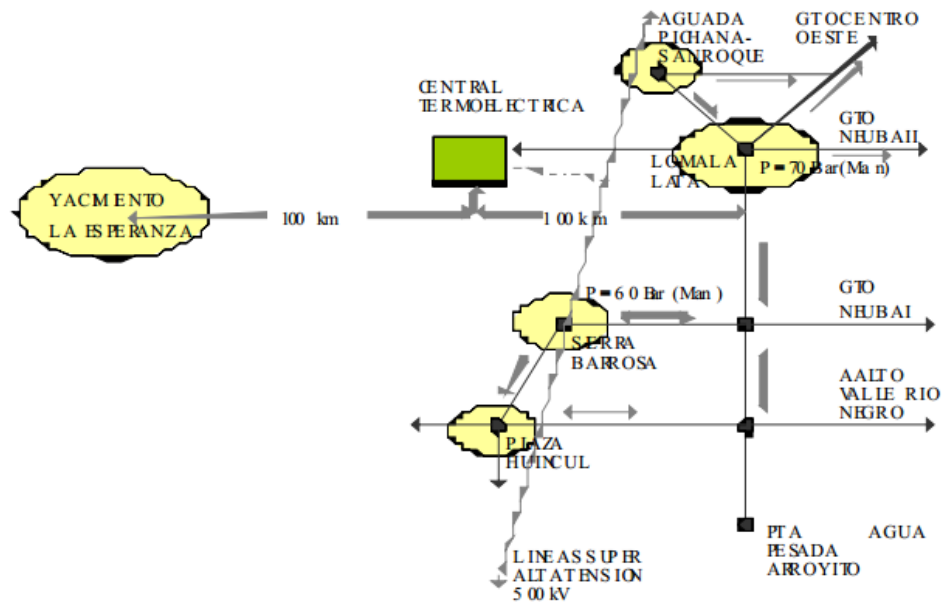
YACIMIENTO LA ESPERANZA

Este yacimiento de gas natural y condensado se encuentra ubicado en la cuenca Neuquina, a unos 200 km de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste, y a unos 100 km de una central termoeléctrica existente

Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina localizado a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco.



A continuación se presenta el mapa de ubicación geográfica y el esquema del Yacimiento.



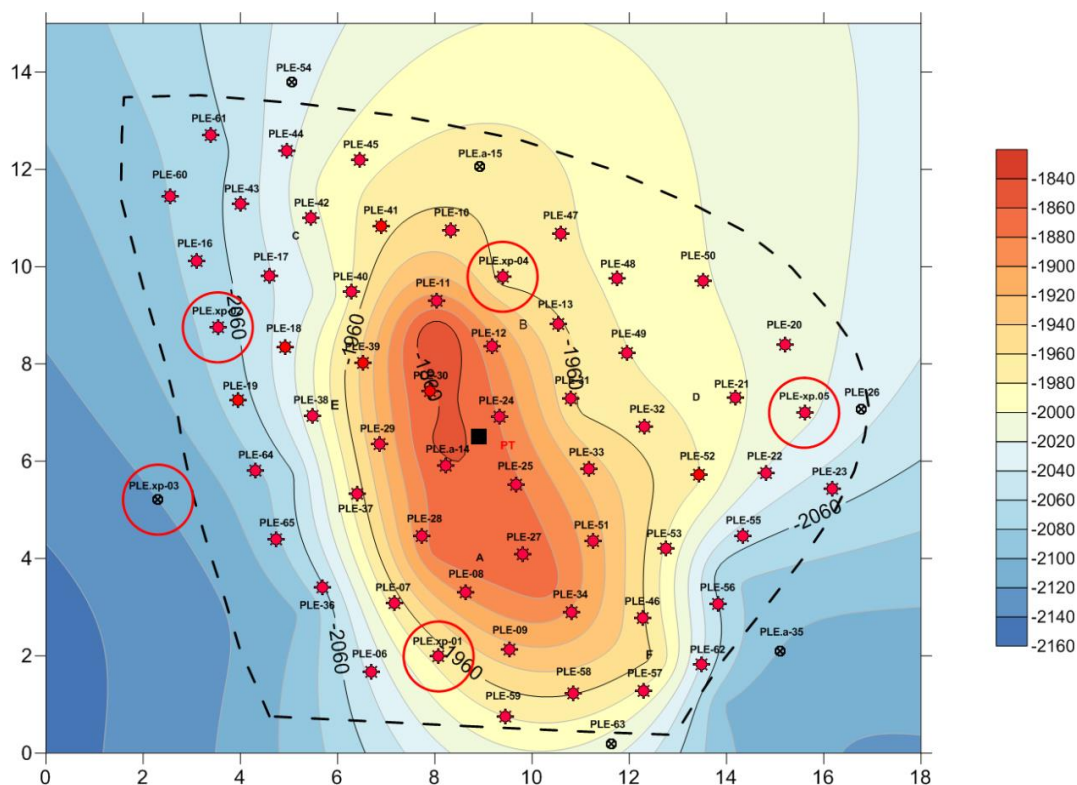
I.RESERVAS

- Situación preexistente del yacimiento

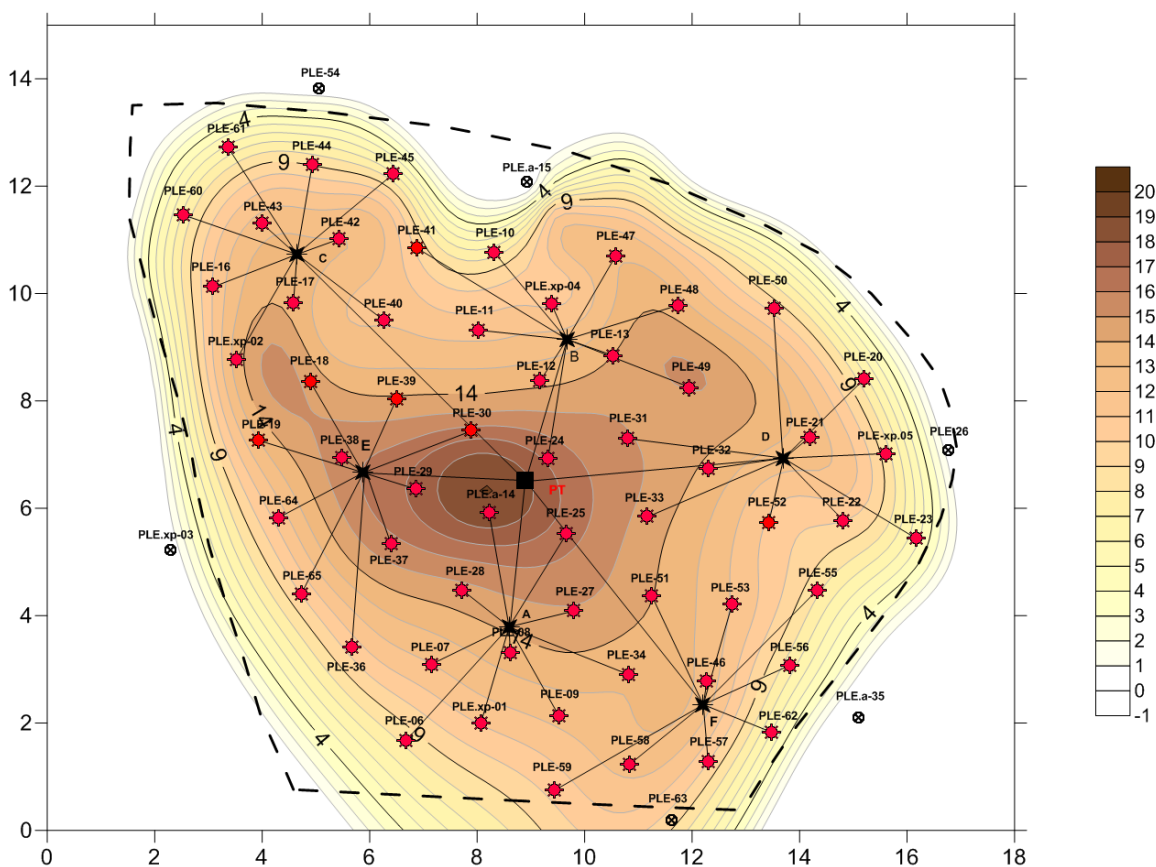
La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco (5) perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y una (1) finalizó estéril.

A partir de la perforación de los primeros pozos se obtuvieron datos de tope y base del reservorio, que permitieron junto con la sísmica delimitar el yacimiento al sur y al oeste por fallas inversas.

Se realizó un mapa estructural del tope del reservorio, estructuralmente se puede describir al mismo como un anticlinal de rumbo norte-sur, la zona estructuralmente mas alta y por ello con mayor interés se ubica en centro del area del yacimiento.



A partir de los datos de espesor útil se realizó un mapa isopáquico del yacimiento. Se observa que las zonas de mayor espesor útil y por ende, las de mayor interés se ubican hacia el centro del yacimiento.



A partir de la etapa de exploración se obtuvieron los siguientes datos referidos al yacimiento.

Datos del Yacimiento

Volumen de roca Vr	1250 Mm ³	
Porosidad	12%	
Sat. De agua irreducible Sw	33%	
Temp. Reservoir Tr	87 °C	360 K
Presión Reservoir Pr	238 kg/cm ²	
Temp. Ambiente	15 °C	288 K
Presión Atmosférica Pa	1,033 kg/cm ²	
Factor Volumétrico del gas (Bg)	0,0049	
GOR	23000	

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000Mm³ de gas y 695 Km³ de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción.

Adicionalmente se dispone de un análisis PVT de muestras tomadas de un pozo representativo del yacimiento para determinar el comportamiento y propiedades de los fluidos a distintas presiones, los que se enuncian a continuación:

Pr[kg/cm ²]	Z	Pr/Z [kg/cm ²]	Bg(fact vol)	G [Gm ³]	Gp[Gm ³]
238	0,9122	260,9	0,0049	20,307	0
225	0,9058	248,4	0,0052	19,333	0,974
180	0,8932	201,5	0,0064	15,685	4,622
120	0,9014	133,1	0,0097	10,361	9,945
80	0,9220	86,8	0,0149	6,753	13,554
50	0,9455	52,9	0,0244	4,116	16,191
0	1	0,0			20,307

Donde:

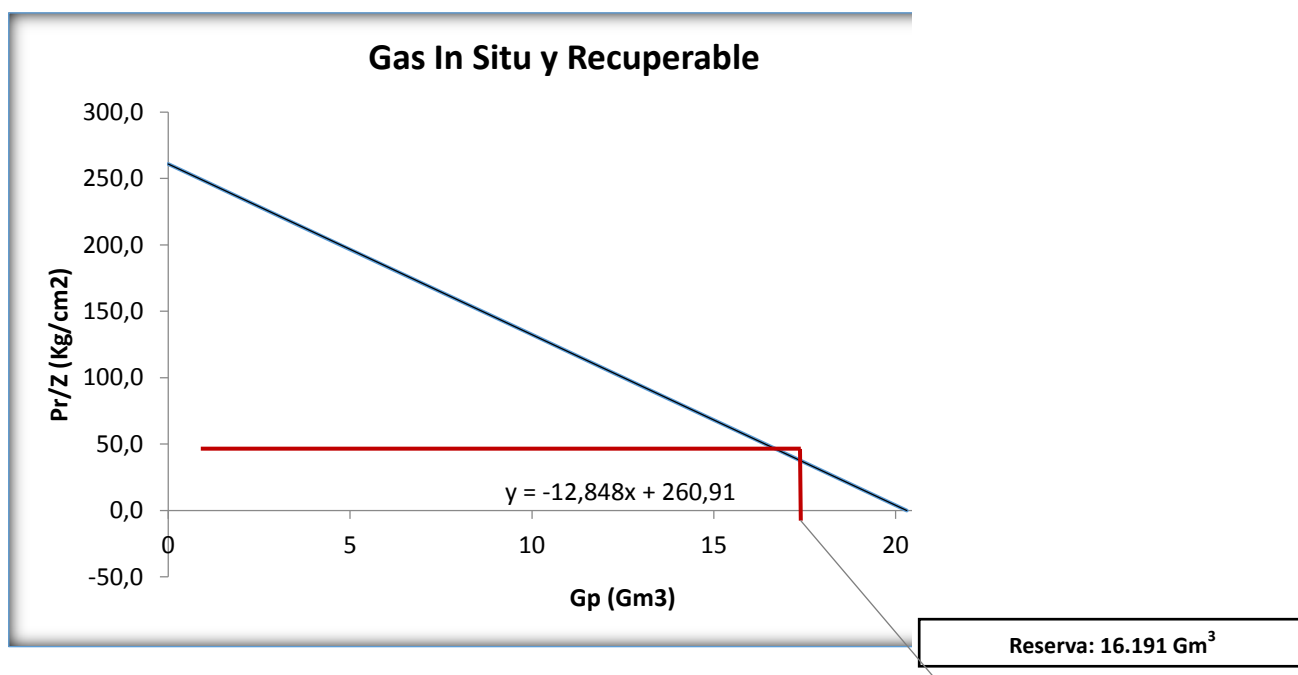
Z = factor de compresibilidad del fluido del reservorio.

Pr = Presión del Reservorio

Bg = factor volumétrico del gas

G y Gp =volumen de gas “in situ” y el volumen de gas recuperable.

A partir del análisis de PVT y del cálculo de Volumen recuperable GP y el volumen de gas in situ G, se confecciona el siguiente gráfico, para realizar el análisis previosional de la producción de gas.



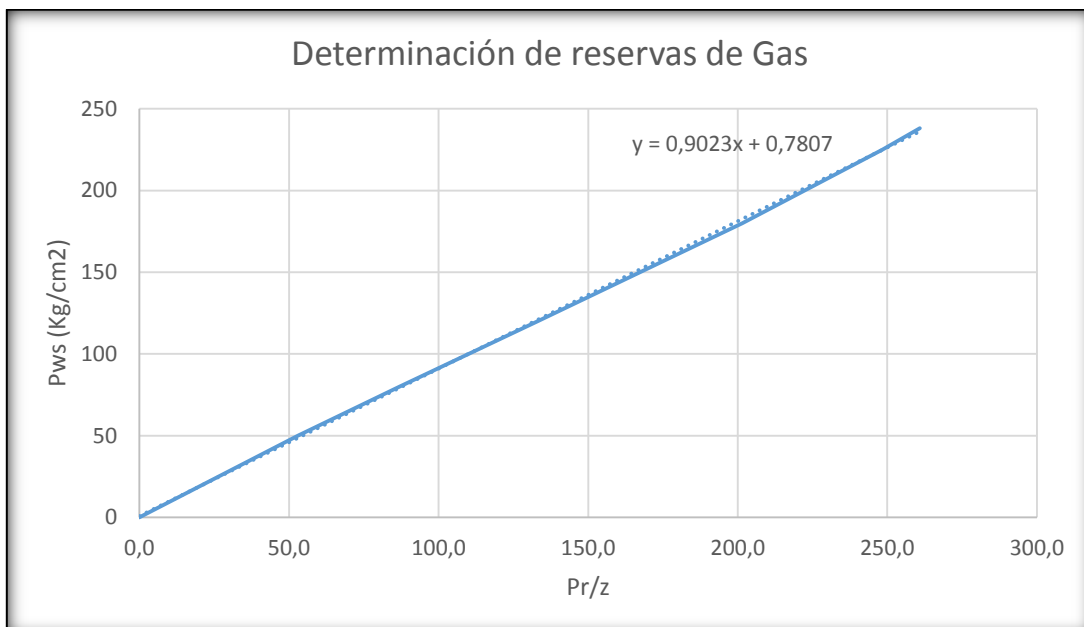
Se determina un volumen de gas in situ de 20.309 Gm^3 y para una presión de abandono de 50 Kg/cm^2 el rendimiento teórico del reservorio es de $79,73\%$, lo que en términos volumétricos representa $16,191 \text{ Gm}^3$ de gas y $0,703 \text{ Mm}^3$ de condensado.

Previsión de la producción

Se han efectuado, sobre los 4 pozos productivos, ensayos de producción y mediciones físicas completas, obteniéndose en forma estadística la ecuación de comportamiento del pozo promedio (Fetkovich):

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

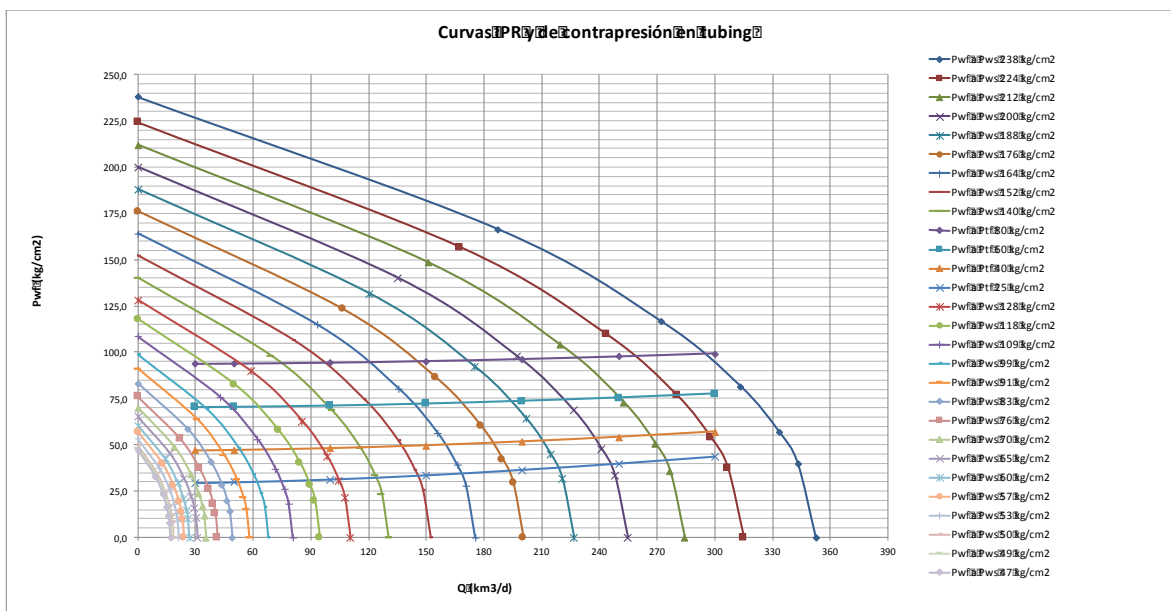
Con esta información se determina la evolución de la producción del yacimiento a través del tiempo, a medida que declina la presión del reservorio. Para ello se consideraron los volúmenes de gas producidos y acumulados anualmente (G_p) según el escenario de producción asumido. Posteriormente se determinaron los valores de P_{ws} para cada año de producción del yacimiento, representando los estadios de declinación del reservorio.



Finalmente se han efectuado, sobre los cuatro pozos productivos ensayos de producción a distintas presiones dinámicas de fondo (P_{wf}) para determinar las previsiones de gas producido por pozo a través del tiempo

Las curvas determinadas fueron relacionadas con las de “pérdida de carga en tubing” obtenidas aplicando la ecuación de Smith, para obtener los caudales potenciales de producción a distintas presiones dinámicas de boca de pozo (P_{tf}).

Las P_{tf} utilizadas fueron 80, 60, 40 y 25 kg/cm², resultando las siguientes P_{wf} :



Cálculo de Gas y Condensado para el desarrollo del yacimiento “La Esperanza”

Tomando como base la información preexistente al momento de la licitación, se efectuaron los cálculos detallados para desarrollar el campo en base a la demanda determinada.

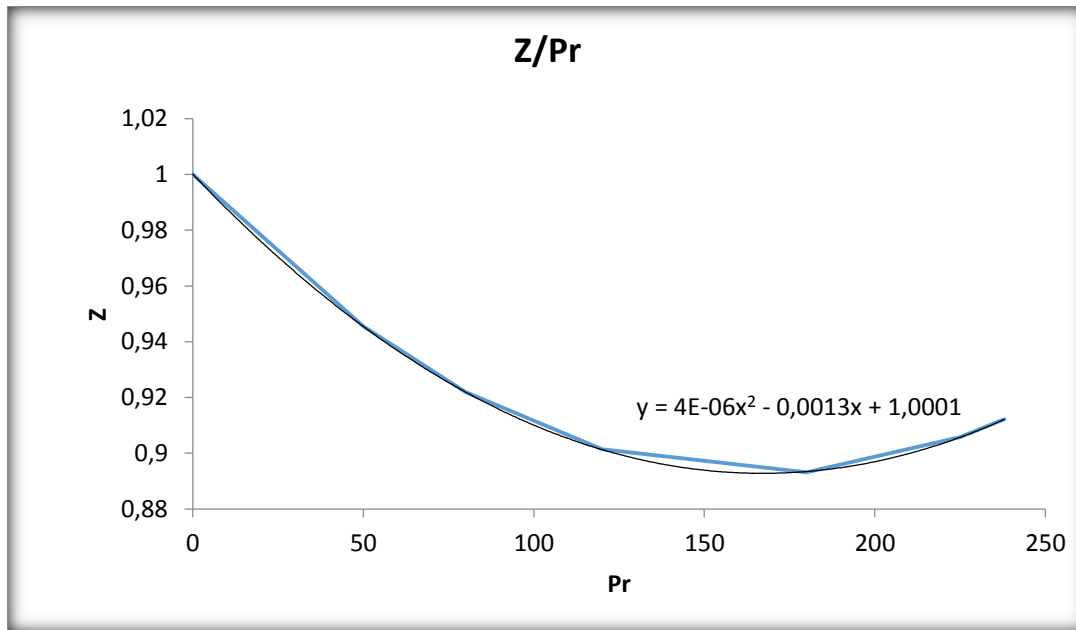
Producción

El horizonte de tiempo de la concesión es de 25 años, base para lo cual se realizaron la totalidad de las estimaciones de la presente oferta. A continuación detallamos los pasos y cálculos asociados al desarrollo del yacimiento:

Determinación del “Factor de compresibilidad del Gas (Z)”, “Factor volumétrico del gas (Bg)” y “Gas remanente”

Basados en el estudio PVT preexistente, se obtuvo la fórmula aproximada del comportamiento de Z a medida que la Pws del yacimiento decrece durante los años de producción:

$$Z = 0,000004 * Pws^2 - 0,0013 * Pws + 1,0001.$$



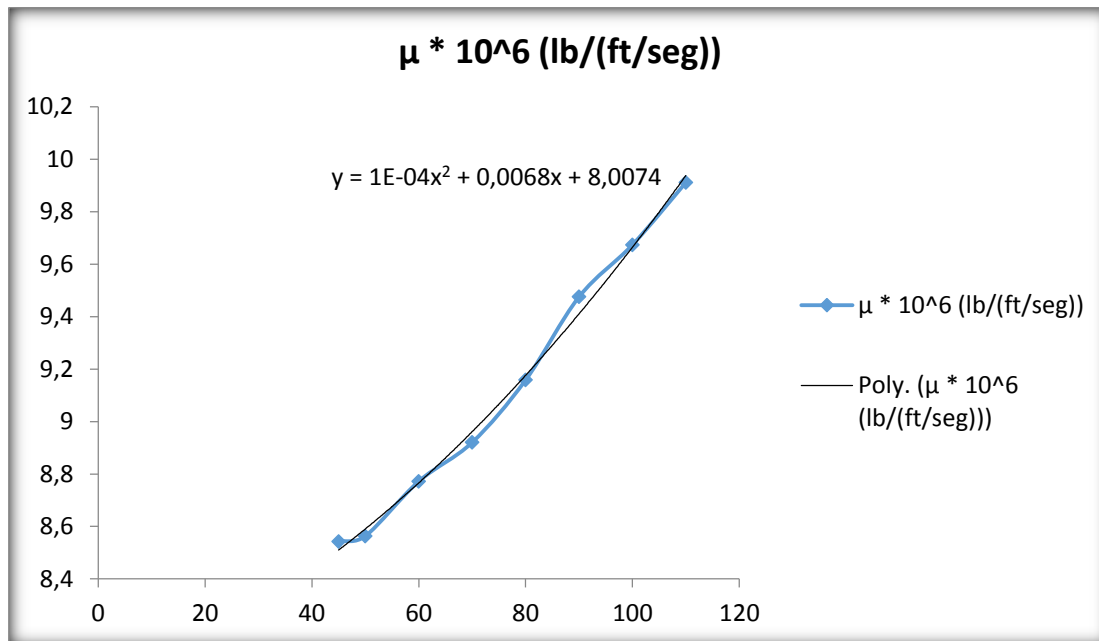
Al tener el valor aproximado del factor de compresibilidad a cada Pws, calculamos el factor volumétrico asociado, con lo que finalmente nos permitió determinar el gas remanente en el reservorio a cada Pws.

Pronóstico de Producción: Cantidad de Pozos a perforar, Caudal Promedio por Pozo, Producción de Gas y Condensado

Previamente a efectuar la previsión del caudal del pozo promedio mediante la fórmula $Q = C * (Pws^2 - Pwf^2)^n$, fue necesario obtener la presión dinámica de fondo óptima con respecto al diámetro de la cañería de producción y su pérdida de carga por el flujo del gas desde el fondo y la boca del pozo.

Para ello, fue necesario obtener la viscosidad del gas (μ) en el tubing, la que fue calculada por fórmula de tendencia en base a la presión promedio en tubing (PTB - Kg/cm2):

$$\mu = 0,0001 * Ptb^2 + 0,0068 * Ptb + 8,0074$$



Tomando la viscosidad del gas se calculó el factor de fricción del gas (f) con la fórmula de Cullender y Smith.

Iterando con la variable del caudal medio por pozo (Q) introducida en las fórmulas de Smith y en la de comportamiento del pozo promedio (donde fue despejada la variable Pwf), se obtuvo la presión dinámica de fondo potencial para cada una de las presiones de boca de pozo determinadas para la producción de cada año.

Por último, con la incorporación de la producción real determinada para el desarrollo del reservorio a los cálculos fue posible determinar la cantidad de pozos promedio necesarios por año.

A continuación exponemos los resultados de la totalidad de los cálculos realizados, en donde se observa a lo largo de los 25 años de explotación del yacimiento (comenzando la producción en el año 3), un recupero del 76,3% del volumen de gas in situ a una presión de abandono (Pws) de 47,46 kg/cm²:

Año	Pws (Kg/cm ²)	Ptf (Kg/cm ²)	Pwf (Kg/cm ²)	Gas Producido Total (m3/día)
0				
1				
2				
3	224,22	80	94,44	2.622.497
4	212,23	80	94,44	2.771.386
5	200,25	80	94,44	2.815.619
6	188,27	80	94,44	2.764.079
7	176,28	80	94,44	2.771.538
8	164,30	80	94,44	2.770.668
9	152,32	80	94,44	2.606.405
10	140,33	60	71,13	2.666.728
11	128,35	60	71,13	2.345.818
12	118,16	60	70,94	2.110.757
13	108,58	60	70,89	1.864.756
14	98,99	40	47,63	2.062.787
15	91,20	40	47,41	1.900.327
16	83,41	40	47,41	1.667.269
17	76,22	40	47,34	1.389.183
18	70,23	40	47,23	1.150.187
19	65,44	40	47,13	922.799
20	60,64	25	29,63	1.231.129
21	57,05	25	29,51	1.058.344
22	53,45	25	29,51	891.659
23	49,86	25	29,51	733.997
24	48,66	25	29,37	687.029
25	47,46	25	29,37	637.493
				15491
Factor de recuperacion				76,3%

Construcción de pozos

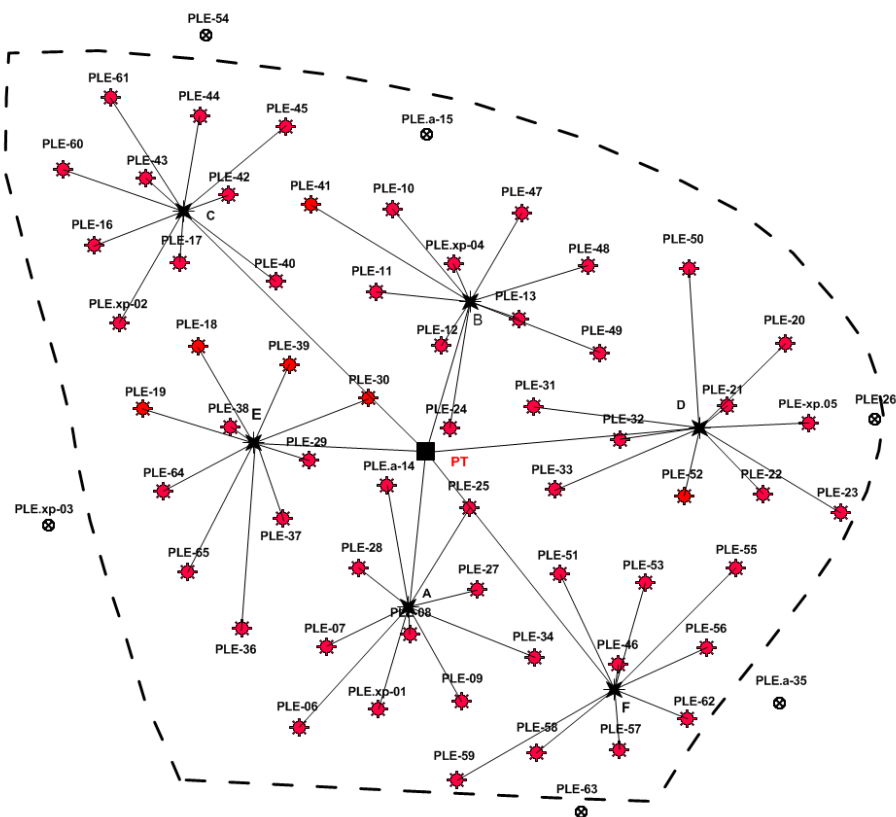
La ubicación de los pozos y su construcción a lo largo de los años fue calculada en base a:

- Datos preexistentes de espesores útiles, tope y base de la formación productiva y las cotas en distintas zonas del yacimiento.
- Limitación de perforar hasta 10 pozos por año.
- Cada 10 pozos perforados se considera que 1 de ellos resulte estéril.
- Se considera que la perforación de cada pozo será realizada un año antes de que sean requeridos para producción.
- Cada manifold admite un máximo de 10 pozos productivos.

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento es recibido con 5 pozos exploratorios ya perforados, de los cuales 4 resultaron productivos. Al final del período de explotación se habrán perforado pozos más, productivos y estériles.

Año	DESARROLLO DEL YACIMIENTO			
	Nº pozos operativos acumulados	Nº pozos a perforar operativo/año	Nº pozos perforados/Acum	Nº pozos estériles
0	4	0	5	1
1	4	0	5	0
2	10	6	11	0
3	12	2	13	0
4	14	3	16	1
5	16	2	18	0
6	19	3	21	0
7	23	4	25	0
8	27	5	30	1
9	27	-	30	0
10	30	3	33	0
11	34	5	38	1
12	39	5	43	0
13	39	-	43	0
14	44	5	48	0
15	49	6	54	1
16	53	4	58	0
17	57	4	62	0
18	59	3	65	1
19	59	0	65	0
20	59		65	0
21	59		65	0
22	59		65	0
23	59		65	0
24	59		65	0
25	59		65	0
Existentes			5	
A perforar			60	
Operativos			59	
Estériles			6	

A continuación se exponen el mapa de ubicación de los pozos, baterías y planta de tratamiento. El nombre de los pozos, sigue el orden temporal de su perforación y puesta en producción.



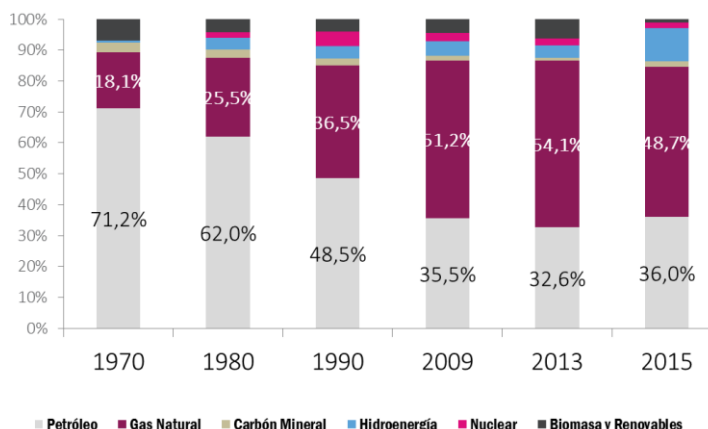
II. MERCADO

MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA

La matriz energética argentina, o sea la distribución de las distintas fuentes de energía primaria que se emplean en el país, depende fuertemente de los combustibles fósiles. *El petróleo y el gas contabilizan el 90% de la energía que se produce y consume.* En el mundo, la participación de las distintas fuentes de energía

primaria en la matriz energética global ha variado a lo largo de tiempo. A principios de la revolución industrial, el carbón fue la fuente principal. Al iniciarse el siglo XX el petróleo tuvo un gran crecimiento, alcanzando un pico de participación en los años 70. En las últimas décadas el gas natural fue la fuente de mayor crecimiento. En 1970, la Argentina dependía en un 71,2% del petróleo y solo en un 18,1% del gas natural. *A partir del año 2002, el gas natural se convierte en la fuente primaria más importante del país al alcanzar el 48% frente al 42% del petróleo.* En la actualidad, más del 50% de la matriz energética argentina depende del gas.

Matriz Energética Argentina



COYUNTURA RECIENTE

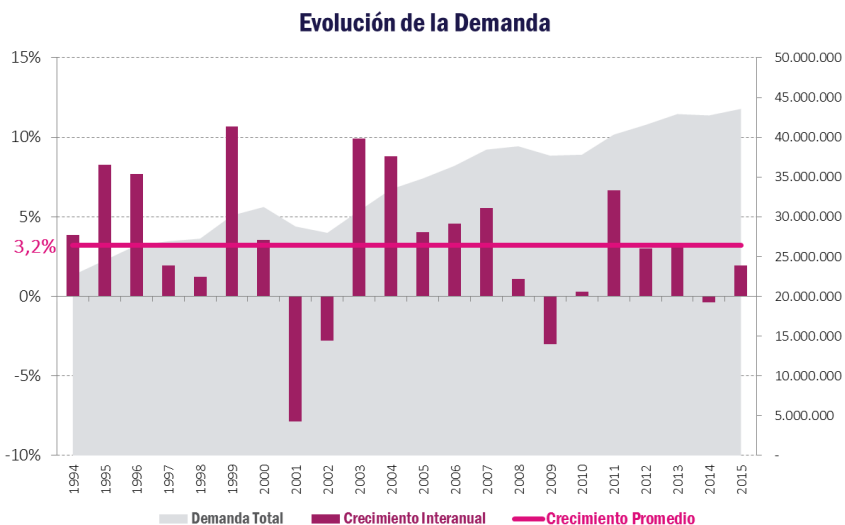
Con una producción local en baja y una demanda interna creciente, en los últimos años la Argentina tuvo que multiplicar su importación de gas para abastecer sus necesidades. En diez años, el país pasó de ser exportador del hidrocarburo a importador neto. En 2005 se exportaron más de 6.600 millones de m³ y apenas 88,6 millones de m³ en 2015, según el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. En esa década, las compras al exterior crecieron más de un 550%. Se pasó de comprar 1.734 millones m³ en 2005 a superar los 11.388 millones de m³ en 2015.

En este contexto deficitario, se fueron multiplicando las fuentes de aprovisionamiento. En 2005 Bolivia constituía el único proveedor, pero a partir de 2008 se sumó la importación GNL en buques; seguida por compras a Chile. Hoy, Bolivia se mantiene como el principal proveedor, aunque su oferta no alcanza para abastecer el consumo de hogares e industrias en la Argentina.

CARACTERIZACION y PROYECCION DE LA DEMANDA LA DEMANDA DE GAS POR SEGMENTO 2017-2042¹

Mientras los consumos residenciales (R), comerciales (C) y de Entes Oficiales (EO), son fuertemente dependientes de la temperatura, incrementándose un factor 4 en los meses de invierno respecto de los de verano, los consumos de GNC, industrial (IND) y generación eléctrica (GE) no tienen este tipo de comportamiento. De hecho, en las componentes IND y GE, tienden a disminuir en los

inviernos. Lo cual es consecuencia de que muchos de estos servicios son de carácter interrumpibles. Ante la escasez de gas, y dada la prioridad de abastecer los consumos R, C+EO; los consumos IND y GE sufren interrupciones principalmente en los meses de invierno. Este comportamiento se observa más claramente a partir del año 2003.



Residencial + Comercial + Entes Oficiales + SDB

Las componentes del consumo de gas natural para uso residencial (R), comercial (C) y público o entes oficiales (EO) en Argentina son de carácter ininterrumpibles y tienen características similares. Estas componentes del consumo son *fuertemente termodependientes*. La suma de los consumos R+C+EO constituyen aproximadamente el 30% del total del consumo de gas en Argentina.

De este modo, podemos afirmar que el consumo de gas R+C+EO son fuertemente termodependientes. La relación entre consumo R, C+EO de gas natural y temperaturas ha sido estudiada extensivamente. En forma intuitiva, puede resumirse en que en los días con temperaturas más bajas estos consumos aumentan considerablemente, debido al uso intensivo de calefacción.

Se observa que un episodio de frío intenso, de corta duración y en un contexto de temperaturas moderadas no conduce a un gran consumo. Por otra parte se observa que para dos días

¹ Para realizar la estimación de la demanda se tomó como referencia el documento *El Gas Natural en Argentina. Propuestas Período 2016-2025* de Gil, Givogri y Codesiera (2015).

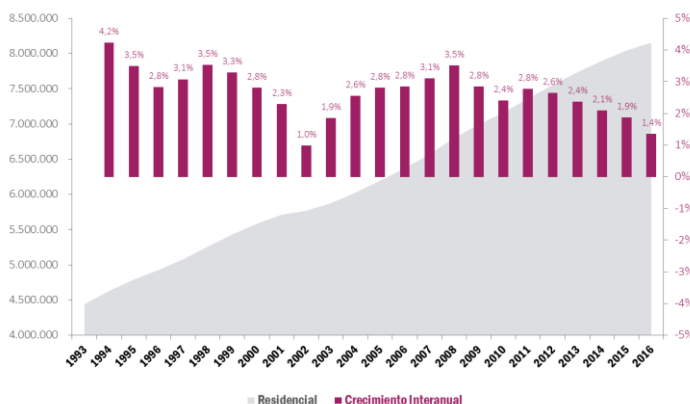
diferentes, a una misma temperatura media, los consumos no son iguales y depende del contexto de temperaturas prevalentes en los días previos. Se encuentra que un parámetro térmico útil para determinar el consumo de gas, es la temperatura efectiva (T_{ef}), que se define como promedio de la temperatura media del día en cuestión y el promedio de las temperaturas medias de los tres días anteriores. De este modo vemos que T_{ef} depende no solo de la temperatura de día en cuestión, sino también del escenario térmico preexistente.

Al momento de proyectar el crecimiento futuro se tomó para tanto para el consumo Residencial como Comercial la tasa de crecimiento promedio anual entre 1993 y 2015. Así, se proyecta un crecimiento promedio anual de **2,7%** para el período 2016-2041 para el consumo Residencial -en línea con el crecimiento del número de usuarios residenciales-, y un crecimiento de **2,0%** para el consumo Comercial. En el caso de los Entes Oficiales como la tasa de crecimiento acumulada era negativa se tomó el crecimiento proyectado de **1,0%** definido en Gil (2015). Por último, se hizo lo mismo en el caso del consumo canalizado por subdistribuidoras (SDB) y se proyectó un crecimiento de **1,5%**.

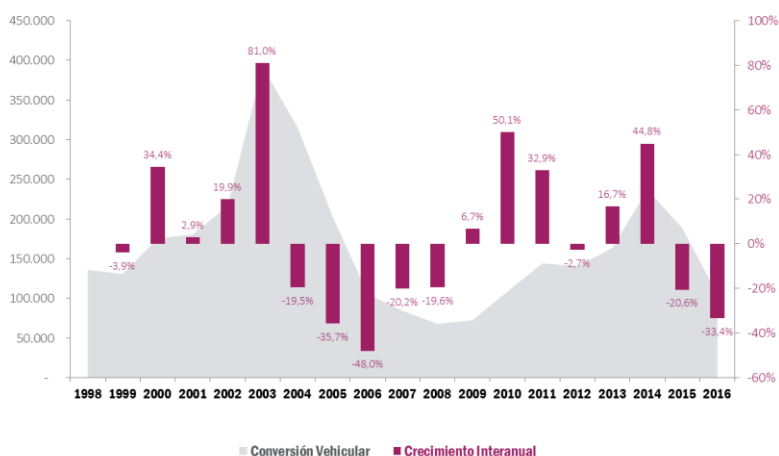
Consumo Vehicular [GNC]

Este consumo no es termodependiente, aunque si presenta una estacionalidad, disminuyendo en los meses de verano. El consumo de GNC aumenta en periodos de crisis y cuando la diferencia de precio entre los combustibles líquidos y el GNC aumenta. Durante el inicio de la nueva administración el precio del m³ de GNC y el precio del litro de Nafta Super se acercaron, conduciendo a una fuerte caída en la tasa de conversión vehicular a GNC. Se supone que en el futuro el precio relativo del GNC respecto del de los combustibles líquidos se mantendrá constante, observándose un amesetamiento en la tasa de conversión vehicular y, consecuentemente, en la demanda de GNC. Por este motivo si bien

Evolución del N° de Usuarios Residenciales



Evolución de la Conversión Vehicular a GNC



el crecimiento anual promedio entre 1993 y 2015 fue de 6,4%, se proyecta un crecimiento promedio anual de **2,3%** para el período 2016-2041.

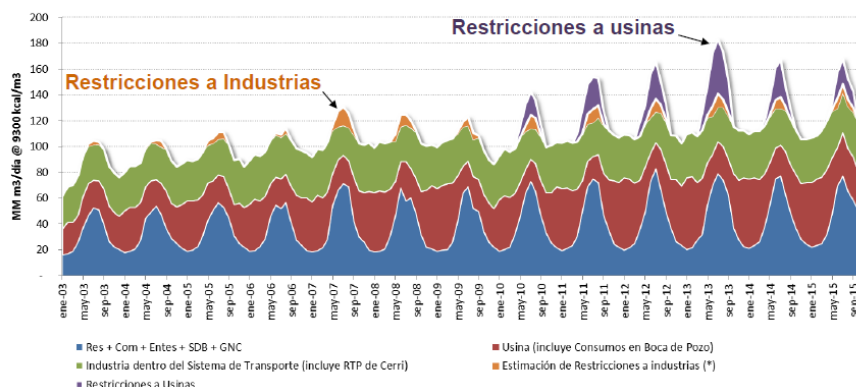
Industria y Centrales Eléctricas

El crecimiento anual promedio 1993/2015 del consumo de gas destinado a la Generación Eléctrica fue de **4,3%**. Por su parte, el consumo Industrial creció en promedio un 2,2% durante este período. No obstante, es importante destacar que durante la última década un porcentaje de estas demandas fue insatisfecho con el objetivo de priorizar el abastecimiento del consumo residencial durante períodos de bajas temperaturas.

Para ambos casos se proyecta un crecimiento promedio anual de **3%** para el período 2016-2041; en línea con lo estimado en el documento de referencia.

Cortes de Gas Natural a la Industria

- Restricciones de Gas Natural aumentaron en los últimos 12 años



ESTIMACION DE LA DEMANDA DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO

Dada la coyuntura actual Argentina presenta un esquema energético estructuralmente deficitario por lo que asumimos en el presente trabajo que existe una demanda infinita para la producción. Para realizar la asignación de la producción por segmento se siguieron los siguientes pasos:

1. Se proyectó la demanda total de gas de Argentina en función de los criterios definidos en el punto anterior.
2. Se definió proporcionalmente la producción por segmento tomando como referencia la participación y evolución de cada segmento en la demanda total proyectada.
3. Se respetaron los criterios de asignación definidos en el enunciado punto 2.2. De esta manera, por ejemplo, se evitó que el volumen producido asignado a Distribuidoras se ubicara por debajo de 0,7 Sm³ diarios, salvo que la curva de declinación del yacimiento lo impidiera.

4. Se estructuró la demanda asignada a cada segmento bajo la forma de contratos respetando las condiciones definidas en el enunciado (punto 3.2.2).
5. El volumen no vehiculado dentro de contratos se colocó en mercado Spot.
6. En el caso de optar abastecer a la Central Eléctrica, se asume que el 100% de la asignación del segmento Generación Eléctrica se canalizaría a través de la misma.

III. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

Participantes en el Mercado de Gas

La Ley 24.076 define los siguientes participantes:

- **1 - Productor:** Titulares de una concesión de hidrocarburos, o por otro título legal con derecho a extraer gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional, disponiendo libremente del mismo. La autoridad de aplicación para los productores, es la Secretaría de Energía Nacional o Provincial.

La duración de las concesiones de explotación para áreas dentro de yacimientos hidrocarburíferos convencionales, como el Yacimiento La Esperanza, se otorgan por un período de 25 años, con la posibilidad de otorgar prórrogas de 10 años. De acuerdo a lo establecido en la Ley 27007 estas concesiones se otorgarán, en licitaciones competitivas, utilizando un pliego común a utilizarse en todas las Provincias, y que deberá ser confeccionado entre las Autoridades de Aplicación de las Provincias y la Secretaría de Energía de la Nación.

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

En cuanto a los pagos que deben afrontar los concesionarios, son los siguientes:

- En forma mensual, 12% de regalías sobre lo producido de gas extraídos en boca de pozo, y efectivamente aprovechados al Gobierno de la Provincia en la que se genere la producción, siendo la regalía el único mecanismo de percepción de renta hidrocarburífera para las provincias, de acuerdo a lo establecido en la Ley 27007 (nueva Ley de Hidrocarburos). Se establece que el pago se puede hacer en especie cuando se garantice al concesionario la recepción de permanencia razonable.
- En forma anual y adelantada, \$4500 por km² de extensión del área concesionada.

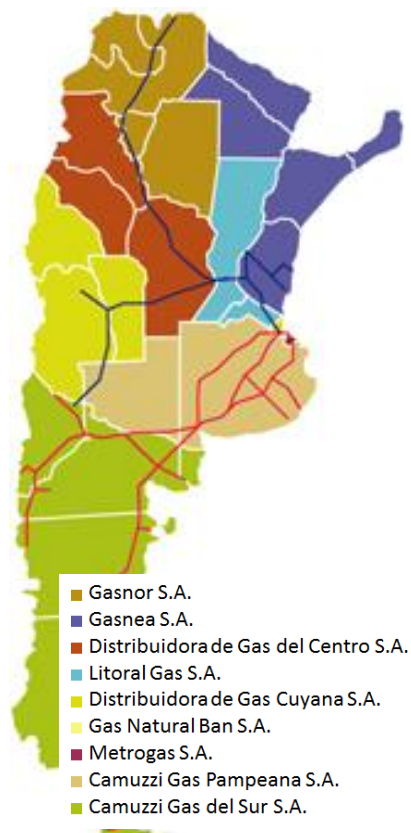
En materia impositiva, la Ley 27007 establece lo siguiente:

- Alícuota máxima del 3% para el Impuesto a los Ingresos Brutos



- Impuesto a los sellos no puede aumentar la alícuota existente a la fecha de sanción de la citada Ley.
- Prohibición a crear nuevos impuestos ni subir alícuotas específicas de impuestos que afecten el sector, ni crear impuestos que graven contratos de proyectos de inversión.

1. **Transportistas:** toda persona jurídica que es responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción por los distribuidores, consumidores que contraten directamente con el productor y almacenadores. Existen 2 grandes transportistas en la Argentina: Transportadora de Gas del Norte S.A.(gasoductos Norte y Centro Oeste) y Transportadora de Gas del Sur S.A.(gasoductos Neuba 1,2 y San Martín).
2. **Distribuidores:** prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. El distribuidor, en su carácter de tal, podrá realizar las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.
3. **Comercializadores:** quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.
4. **Consumidores:** sin perjuicio de los derechos otorgados a los Distribuidores por su habilitación, cualquier CONSUMIDOR podrá convenir directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de transacción.
5. **Autoridad de Aplicación : ENARGAS**
 - a) **ENERGAS**



El ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) es el organismo descentralizado creado por la Ley Nº 24.076, con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas.

El transporte y la distribución del gas por redes constituyen servicios públicos regulados y las empresas licenciatarias que los prestan están sujetas a la jurisdicción de contralor del ENARGAS.

b) Cláusulas Típicas de un Contrato de Gas:

- Plazo;
- Fecha de Primera Entrega
- Origen de la producción; calidad del gas; procesamiento
- Punto de entrega (medición y riesgos); Impuestos;
- Transporte;
- Cantidades (CMD, Cantidad Mínima); Nominaciones;

- Precio: fórmula de cálculo, referencias, bandas, etc.;
- Take or Pay; Make up o recuperación del gas natural;
- Deliver or Pay; Gas Sustituto; Penalidades;
- Facturación y pago;
- Legislación aplicable, solución de controversias, confidencialidad.

c) Cambios en la Organización de Mercado

Las crisis institucionales y económicas dieron origen a cambios en la legislación y reglamentación del mercado doméstico de gas. La crisis del año 2001 en particular dio origen a una nueva etapa que tuvo inicio con congelamientos en las tarifas de transporte y distribución, segmentación de precios según el tipo de consumidor y limitaciones a las exportaciones con el objetivo de garantizar el abastecimiento interno. En este esquema de mayor regulación y control estatal se garantizó el abastecimiento interno durante un periodo de tiempo a expensas de retrasos en las inversiones necesarias para mantener los índices de consumo y de un mayor déficit fiscal.

- **1993** Decreto 2731: desregúlase a partir del 1° de enero de 1994, el precio del gas natural, pactándose libremente con efecto a partir de dicha fecha, las transacciones de oferta y demanda gasífera, con arreglo a lo dispuesto en el presente Decreto y normas complementarias que dicte la SE.
- **2002** Ley 25.561 y Emergencia Económica y Decreto 214: Pesificación de contratos; Pesificación y congelamiento de tarifas de transporte y distribución (pass through); Exclusión de las exportaciones (Dec. 689/2002); Renegociación de contratos de concesión de servicios públicos.
- **2004** Decretos PEN Nº 180 y 181: definen cambios en la organización del mercado con impacto hasta la fecha como:
 - Acuerdo de Sendero de Precios.
 - Fideicomiso para inversiones en distribución y transporte de gas natural: redefinir el impacto de pesificación en tarifas de Distribución y Transporte y acordar el financiamiento de las expansiones en los sistemas de distribución y transporte
 - La creación del MEG (Mercado Electrónico del Gas): cuyo fin es transparentar el mercado y crear las condiciones para que exista un mercado spot.
 - “Un-bundling” & Segmentación del mercado de gas: define precios de gas diferenciales según el segmento, con criterios de actualización diferenciales.
 - Otorgamiento de poderes especiales a la Secretaría de Energía para proteger el abastecimiento local (consumidores protegidos);
- **2008** Resolución SE Nº 24: creación del Programa Gas Plus
- **2008** Decreto 2067: crea Fondo Fiduciario para atender importaciones de gas natural
- **2013** Resolución SE Nº 24: se crea un Régimen de compensación por la Inyección Excedente Las empresas recibirán 7,50 U\$S/mbtu por todo el volumen que supere su Inyección Base Ajustada. El Estado Nacional se compromete a abonar mensualmente a las Empresas una compensación.

- **2013** Resolución SE 226: Determina nuevos precios del gas natural por cuenca, para los consumos de usuarios residenciales y comerciales. A su vez, a aquellos usuarios que registren un ahorro en su consumo entre un 5% y un 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior, tendrán una reducción en el aumento del precio del gas natural.

d) Principales Resoluciones de la Nueva Gestión para el Mercado de Gas

“Programa de estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” (MEyM 74/2016):

- No podrán presentarse nuevos proyectos de Gas Plus.
- Para aquellas empresas que no sean beneficiarias de las Res 1/13 y 60/13, cobrarán la diferencia entre el precio de venta real y 7,50 U\$S/MMBTU por el volumen de los nuevos proyectos (Tight gas o Shale gas, Yacimientos posteriores al 2013).

“Abastecimiento demanda prioritaria” (MEyM 89/2016):

- Establece los volúmenes de GN que podrán solicitar las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria.
- Volúmenes superiores los definirá el comité de emergencia (ENARGAS)

Régimen de Promoción en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura

La Ley 26.360 establece beneficios fiscales para aquellas empresas que presenten proyectos de inversión en obras de infraestructura y actividades productivas de alto impacto económico y social vinculadas a la generación de energía, producción y **explotación de hidrocarburos**, obras hídricas, viales, ferroviarias y demás proyectos que permitan la expansión de la capacidad productiva en todos los sectores económicos del país.

Este régimen que se encuentra vigente busca promocionar la inversión en bienes de capital y obras de infraestructura cuyos beneficios podrían considerarse a los fines de modelar los económicos del proyecto La Esperanza.

Los beneficios fiscales alternativos a considerar en el modelo son:

IVA: crédito contra otros impuestos o devolución anticipada, después de transcurridos tres meses desde que la inversión se realizó (e.g., un crédito originado en marzo, podrá utilizarse como crédito para pagar otros impuestos o solicitarse su devolución en julio).

Amortización acelerada: 7 años.

La experiencia práctica demuestra que como la devolución del IVA requiere una petición y un accionar del fisco que toma tiempo, las empresas se han volcado por la amortización acelerada. Sin embargo, en la actualidad como el beneficio de la amortización acelerada se ha reducido (en

sus orígenes, existía la posibilidad de amortizar en 3 años), puede ser que económicamente el beneficio del IVA sea más significativo y la preferencia cambie.

La inversión en La Esperanza, calificaría como “obra de infraestructura” y para gozar de los beneficios debería cumplirse con un proceso de presentación y evaluación formal (la norma aplicable lista expresamente como obra de infraestructura a aquellas destinadas a la “generación, transporte y/o distribución de energía eléctrica”).

Cabe destacar que al momento, el régimen se encuentra vigente para proyectos presentados hasta el 31.12.2016 y que cuenten con principio de ejecución hasta dicha fecha, sin perjuicio de lo cual podría prorrogarse como se hizo en el pasado (las prórrogas anteriores ocurrieron alrededor del mes de noviembre de 2015).

Los beneficios tributarios (no acumulativos) concedidos por el régimen:

- ✓ Devolución anticipada del IVA: El IVA por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura que les hubiera sido facturado podrá ser acreditado o devuelto luego de transcurridos tres períodos fiscales contados a partir de aquel en el que se hayan realizado las respectivas inversiones.
- ✓ Amortización acelerada: cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al setenta por ciento (70%) de la estimada (en el presente caso si se estima que la vida útil será de 10 años, la amortización acelerada será a 7 años).

Los beneficios no son excluyentes si el proyecto en cuestión deriva en producción que se destine exclusivamente al mercado de exportación y/o se enmarque en un plan de producción limpia o de reconversión industrial sustentable (aprobado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Jefatura de Gabinete de Ministros), que entendemos no es el caso en análisis.

El beneficio fiscal está sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio durante tres años contados a partir de la fecha de habilitación.

Por lo tanto, para el análisis de este proyecto se ha considerado que el beneficio fiscal a optar será el de devolución anticipada del IVA, y es por ello que no se contempla el efecto financiero por tener inmovilizados saldos a favor de IVA durante la vida del proyecto. En los primeros años se opta por este beneficio, y luego que la operación está en marcha el débito fiscal es mayor al crédito fiscal, con lo cual no hay saldos acumulados. El IVA se le cobra a cada cliente de manera que termina siendo neutro en el proyecto. Si bien sabemos que esta premisa es importante, creemos que están dadas las condiciones para asumirla.

IV. OBRAS DE CAPTACION, MEDICION Y ACONDICIONAMIENTO

Obras de Captación

En el Yacimiento “La Esperanza” se optó por un sistema centralizado, teniendo en cuenta que en este tipo de sistema todas las cañerías y plantas compresoras convergen a través de un sistema de alta presión, en un único gasoducto de transporte hacia el sistema troncal.

Se diseñó un sistema de captación de alta presión, conformado por cañerías de 3” para la colección de la producción de los pozos en las correspondientes baterías (A, B, C, D, E, F). Se indica en el cuadro anexo la activación de cada batería por año y su caudal recibido.

Para cada batería, las cañerías convergen en el manifold.

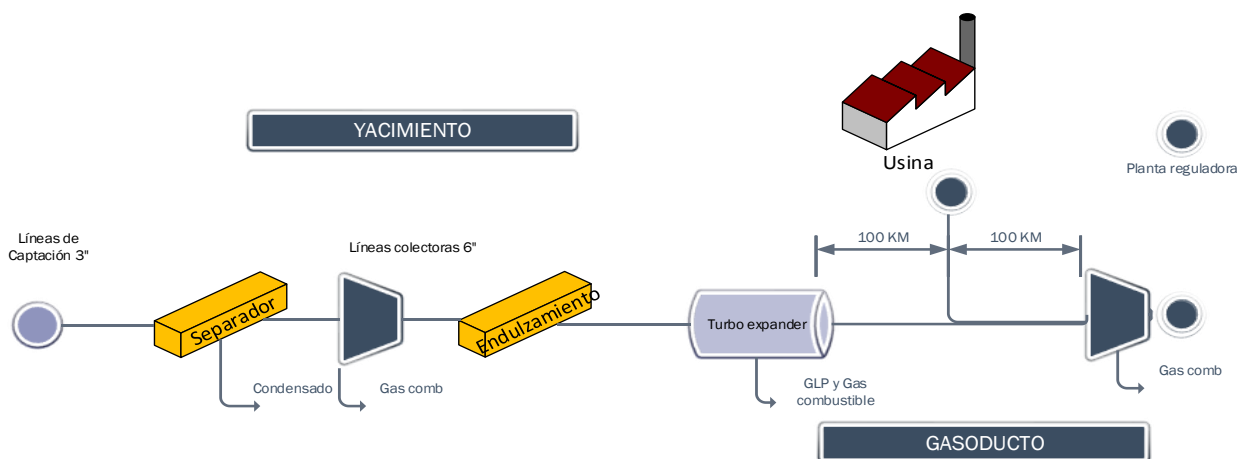
CAUDAL POR BATERÍA						
AÑO	A	B	C	D	E	F
0						
1						
2						
3	1.311.248	786.749	262.250	262.250	0	0
4	1.154.744	1.154.744	230.949	230.949	0	0
5	1.206.694	1.005.578	402.231	201.116	0	0
6	1.036.530	863.775	518.265	172.755	172.755	0
7	875.223	729.352	437.611	437.611	291.741	0
8	843.247	722.783	361.392	602.319	240.928	0
9	868.802	579.201	289.601	482.668	386.134	0
10	888.909	592.606	296.303	493.838	395.071	0
11	703.745	469.164	234.582	625.551	312.776	0
12	620.811	372.487	186.243	496.649	434.568	0
13	478.143	334.700	286.886	382.514	382.514	0
14	528.920	370.244	317.352	423.136	423.136	0
15	431.893	388.703	345.514	345.514	345.514	43.189
16	340.259	340.259	272.207	340.259	272.207	102.078
17	262.110	262.110	209.688	262.110	209.688	183.477
18	201.787	201.787	201.787	201.787	161.430	181.609
19	156.407	156.407	156.407	156.407	156.407	140.766
20	208.666	208.666	208.666	208.666	208.666	187.799
21	179.380	179.380	179.380	179.380	179.380	161.442
22	151.129	151.129	151.129	151.129	151.129	136.016
23	124.406	124.406	124.406	124.406	124.406	111.966
24	116.446	116.446	116.446	116.446	116.446	104.801
25	108.050	108.050	108.050	108.050	108.050	97.245

A continuación se detalla la cantidad de separadores generales y de control. Los tanques de almacenaje de condensados tienen una capacidad de 160 m3.

	A	B	C	D	E	F
Separador general	2	1	1	1	1	1
Separador de control	1	1	1	1	1	1
Manifold	1	1	1	1	1	1
Tanque de condensado	3	3	2	2	1	0

Desde las baterías, el gas es transportado a través de las cañerías de conducción de 6" hacia la Planta de Recuperación de GLP ubicada dentro del yacimiento, previo paso por el proceso de compresión en aquellos años que se requiera (años 10 al 25).

Esquema general:



Acondicionamiento y Recuperación

Teniendo en cuenta la composición molar del gas natural crudo, se obtiene un gas húmedo de Poder Calorífico Superior (PCS) igual a 9.449,25 Kcal/m³.

Luego de la extracción de propano, butano y demás componentes, que se logra en la plata de Turboexpander, se obtendría un gas seco con PCS igual a 9.112,51 Kcal/m³. Los porcentajes de recuperación y la composición del gas seco se indican en la siguiente tabla:

COMPONENTE	% MOLAR	Recuperación %	Poder calorífico (kcal/m ³)	PCS Gas húmedo (kcal/m ³)	% Gas Seco	Mol Gas Seco	Gas Residual seco (%molar)	PCS Gas Seco (Kcal/m ³)
METANO	90,97	0%	9.008,70	8.195,21	100%	90,97%	92,78%	8.358,51
ETANO	4,47	0%	15.785,40	705,61	100%	4,47%	4,56%	719,67
PROPANO	1,25	88%	22.444,20	280,55	12%	0,15%	0,15%	34,34
N-BUTANO	0,34	100%	29.098,10	98,93	1%	0,00%	0,00%	-
I-BUTANO	0,31	99%	29.004,90	89,92	2%	0,00%	0,00%	-
I-PENTANO	0,09	100%	35.685,10	32,12	0%	0,00%	0,00%	-
N-PENTANO	0,07	100%	35.756,80	25,03	0%	0,00%	0,00%	-
HEXANOS	0,04	100%	42.420,30	16,97	0%	0,00%	0,00%	-
HEPTANO Y SUP	0,01	100%	49.079,00	4,91	0%	0,00%	0,00%	-
NITROGENO	1,7	0%	-	-	100%	1,70%	1,73%	-
DIOX. CARBONO	0,75	0%	-	-	100%	0,75%	0,76%	-
TOTAL	100			9449,25		98,05%	100%	9112,51

Resultados para 1 Mm ³ /día				
Producto	Unidad	Cantidad	PCS (kcal/m ³)	Vol Equiv
Gas Rico	(m ³ /día)	1.000.000	9.449	1.016.048
Gas residual	(m ³ /día)	980.464	9.113	960.698
Propano	(kg/día)	20.790	12.034	26.903
Butano	(kg/día)	16.372	11.823	20.813
Gasolina	(lts/día)	11.368	6.846	8.368

Compresión en Yacimiento

Se instalarán módulos de compresión de 500 HP (moto-compresores) aguas arriba de la planta de recuperación de GLP con el fin de asegurar una presión de entrada de 70 kg/cm² en dicha planta y por consiguiente al gasoducto.

Se estima que la caída de presión en total en el sistema de captación y tratamiento será de 10 kg/cm².

Los primeros moto-compresores se los solicitan el año 9 para ser puestos en operación el año 10 debido al primer cambio en la presión de boca de pozo (de 80 kg/cm² a 60 kg/cm²). Se instalan 2.000 HP (4 equipos de 500 HP cada uno).

El segundo aumento de potencia se da en el año 14, en el cual se instalan equipos por 1500 HP a los ya existentes (total 3.500 HP).

Por último, la tercera ampliación de potencia se da en el año 20, donde son incorporados 500 HP adicionales (total 4000 HP, 8 equipos de 500 HP).

V. OBRAS DE TRANSPORTE

Con un máximo de producción determinado en la vida del proyecto de 2,67 Mm3/día se optó por la construcción de dos tramos de 100 km de gasoducto, el primer tramo con un diámetro de 16" y el segundo de 12", el cual entrega la producción en cabecera del gasoducto troncal Neuba II.

La diferencia de diámetros en los tramos se debe a que el caudal se reduce dado que alimentamos la Central Termoeléctrica según el contrato descrito con anterioridad, la cual se encuentra en las inmediaciones del km100.

Al final del segundo tramo (km 200), se instalará una planta compresora, para llegar a la presión de 85 kg/cm2 cumpliendo con la máxima presión admisible de la serie 600 de Enargas.

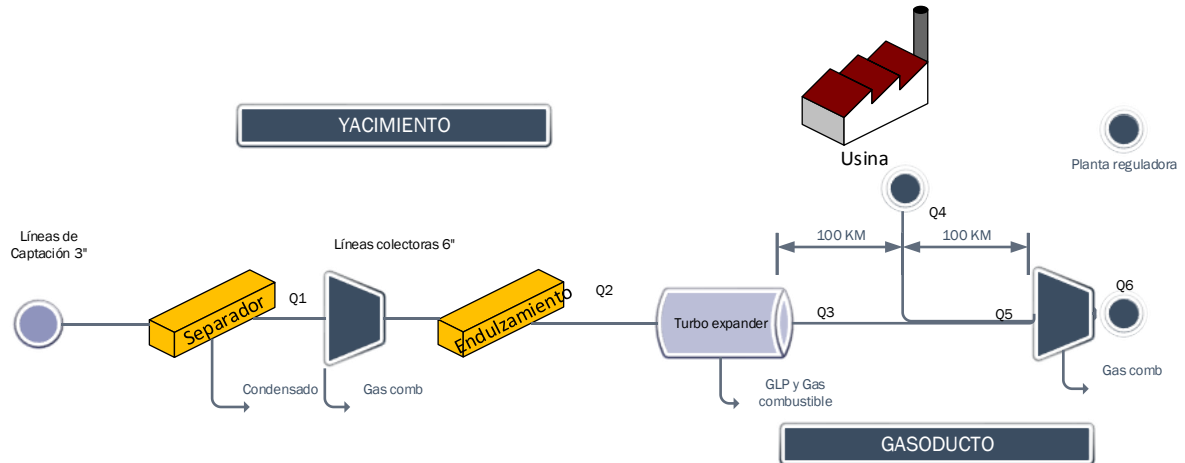
La potencia máxima requerida, considerando una demanda máxima para el segundo tramo de gasoducto de 1.87 Mm3/d y un factor de utilización del 95%, es de 1.867 HP, por tal motivo se diseñó una planta compresora para esa potencia, eligiendo para la compra el equipo de 2500 HP.

Calculo diámetro de cañería gasoducto:

	Tramo I	Tramo II	
P1 (máx)	70	85	Kg/cm2
P2 (mín)	60	50	Kg/cm2
Longitud x tramo	100	100	Km
Q (Caudal)	2,67	1,87	Mm3/d de 9.300 kcal/Sm3
Kp requerido	74,0	27,2	
Diámetro (según Tabla)	16	12	Pulgadas

POTENCIA INSTALADA TRANSPORTE	
PLANTA COMPRESORA:	
P1 (Mín)	50,00 Kg/cm2
P2 (Max)	85,00 Kg/cm2
RC	1,700
Krc (s/Tabla)	949 HP/Mm3/d
FU	95%
CAUDAL	1,87 Mm3/d
HP INSTALADOS	1867 HP

Procesamiento



$$Q_1 = G_p - \text{Condensado}$$

$$Q_2 = Q_1 - G_{s_{comb}}$$

La planta Turbo expander nos permitirá obtener propano, butano, gasolina y condensado de acuerdo a los siguientes pronósticos anuales:

$$Q_3 = Q_2 - GLP - G_{s_{procesamiento}}$$

Año	VALORES ANUALES			
	Propano	Butano	Gasolina	Condensado
	Tn/año	Tn/año	m3/año	m3/año
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	19.900	15.671	10.881	41.618
4	21.030	16.561	11.499	43.981
5	21.366	16.825	11.683	44.683
6	20.975	16.517	11.469	43.865
7	21.031	16.562	11.500	43.983
8	21.025	16.556	11.496	43.969
9	19.778	15.575	10.815	41.363
10	20.236	15.935	11.065	42.320
11	17.801	14.018	9.733	37.227
12	16.017	12.613	8.758	33.497
13	14.150	11.143	7.737	29.593
14	15.653	12.326	8.559	32.736
15	14.420	11.356	7.885	30.157
16	12.652	9.963	6.918	26.459
17	10.542	8.301	5.764	22.046
18	8.728	6.873	4.772	18.253
19	7.003	5.514	3.829	14.644
20	9.342	7.357	5.108	19.537
21	8.031	6.324	4.391	16.795
22	6.766	5.328	3.700	14.150
23	5.570	4.386	3.046	11.648
24	5.213	4.105	2.851	10.903
25	4.838	3.809	2.645	10.117

Satisfaciendo la demanda por contrato a la usina Q_4 , el volumen final para la venta al final del gasoducto es Q_6 . En el cuadro adjunto se observa como se distribuye este volumen entre los cuatro canales de venta.

$$Q_4 = \text{Demanda de usina determinada por la demanda de mercado}$$

$$Q_5 = Q_3 - Q_4$$

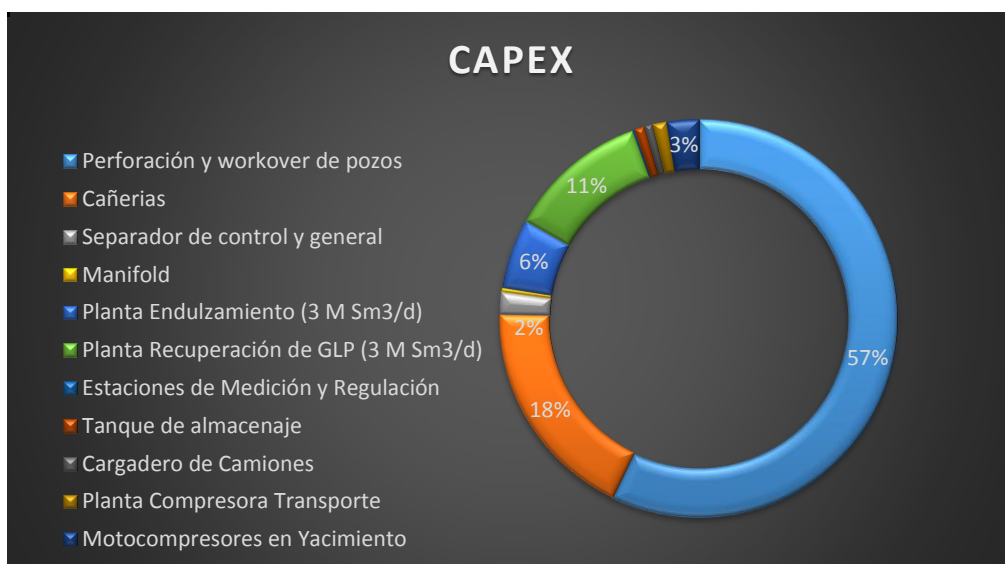
$$Q_6 = Q_5 - Gas_{comb}$$

En el siguiente cuadro se observa como se distribuye este volumen entre los cuatro canales de venta.

CONSUMOS POR SECTOR					
Distrib	IND	GE	GNC	SPOT	TOTAL
Mm3/día	Mm3/día	Mm3/día	Mm3/día	Mm3/día	Mm3/día
		0,000	0,000		0,000
		0,000	0,000		0,000
		0,000	0,000		0,000
0,700	0,750	0,800	0,168	0,061	2,48
0,700	0,750	0,800	0,177	0,192	2,62
0,700	0,750	0,800	0,179	0,232	2,66
0,700	0,750	0,800	0,175	0,187	2,61
0,700	0,750	0,800	0,175	0,194	2,62
0,700	0,750	0,800	0,174	0,194	2,62
0,700	0,750	0,800	0,163	0,050	2,46
0,700	0,750	0,800	0,166	0,089	2,50
0,700	0,550	0,800	0,145	0,008	2,20
0,700	0,350	0,800	0,119	0,014	1,98
0,700	0,350	0,550	0,105	0,046	1,75
0,700	0,350	0,550	0,115	0,203	1,92
0,700	0,350	0,550	0,106	0,061	1,77
0,700	0,350	0,200	0,093	0,206	1,55
0,700	0,300	0,200	0,077	0,013	1,29
0,700	0,100	0,200	0,064	0,005	1,07
0,700	0,100	0,000	0,051	0,005	0,86
0,700	0,200	0,000	0,068	0,160	1,13
0,650	0,200	0,000	0,058	0,061	0,97
0,650		0,000	0,049	0,118	0,82
0,650		0,000		0,022	0,67
0,629		0,000		0,000	0,63
0,584		0,000		0,000	0,58
5.754	3.358	3.741	386	74	4.513

VI. INVERSIONES, COSTOS OPERATIVOS Y OTROS

Con respecto a los CAPEX, los mismos alcanzan los MUSD 739, de los cuales un 57% es generado por los costos de perforación y workovers, seguidos por los costos de las cañerías utilizadas en el yacimiento y gasoducto (18%), planta de recuperación de GLP (11%), y el resto de los costos repartidos entre motocompresores, separadores, cargadero de camiones y demás facilities.



Los OPEX totales del proyecto ascienden a MUSD 662, siendo los costos de captación los más significativos (55%), seguidos por los de mantenimiento de gasoducto (18%) y los de acondicionamiento y tratamiento (15%).



REGALIAS, IMPUESTOS Y OTROS GASTOS

Para calcular el modelo económico del proyecto, hemos analizado la legislación vigente a nivel Nacional y Provincial aplicable a la actividad de explotación de hidrocarburos en la República Argentina (ver capítulo Marco Regulatorio).

Obligaciones a pagar al Estado Provincial:

- Regalías hidrocarburíficas²: 12% sobre el producido de los hidrocarburos extraídos en la boca de pozo.
- Impuestos a los ingresos brutos: se deberá pagar mensualmente al fisco provincial un 3% sobre el total de las ventas con destino al mercado local. A fin de ser conservadores en la evaluación hemos considerado que el total de las ventas de GLP tiene destino el mercado doméstico, por lo tanto de poder exportar una porción de la producción el cash flow se vería incrementado.
- Canon petrolero de exploración: no se ha considerado en la evaluación económica.
- Bono para acceder a la concesión : se ha considerado como parte de las inversiones en el proyecto .
- Impuesto de los sellos: no ha sido considerado en la evaluación.

Obligaciones a pagar al Estado Nacional:

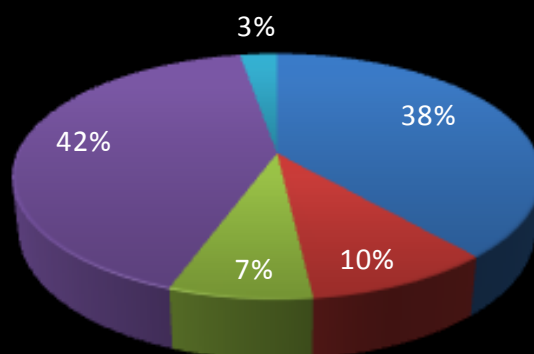
- Impuesto a las ganancias: Se ha considerado la alícuota del 35% sobre la base imponible determinada conforme a la legislación vigente.
- IVA: para el análisis de este proyecto se ha considerado que el beneficio fiscal³ de devolución anticipada del IVA, y es por ello que no se contempla el efecto financiero por tener inmovilizados saldos a favor de IVA durante la vida del proyecto. En los primeros años se opta por este beneficio, y luego que la operación está en marcha el débito fiscal es mayor al crédito fiscal, con lo cual no hay saldos acumulados. El IVA se le cobra a cada cliente de manera que termina siendo neutro en el proyecto. Si bien sabemos que esta premisa es importante, creemos que están dadas las condiciones para asumirla.
- Impuesto Ley N°25413: se aplicó el 6 por mil sobre los créditos y débitos en cuentas corrientes bancarias.

² Ley 17319 y modificatorias.

³ La Ley 26.360 establece beneficios fiscales para aquellas empresas que presenten proyectos de inversión en obras de infraestructura vinculadas a la generación de energía, producción y explotación de hidrocarburos.

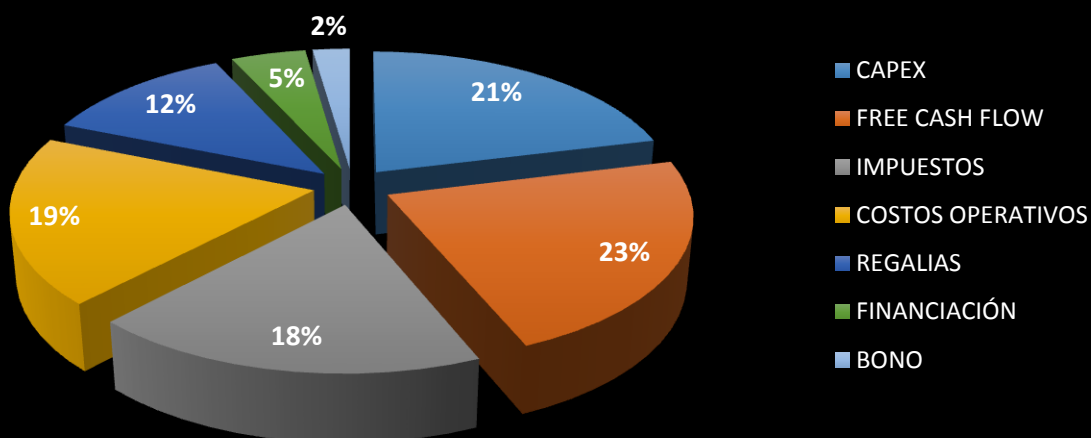
GOVERNMENT TAKE- KUSD1.085

REGALIAS INGRESOS BRUTOS BONO PROVINCIAL
GANANCIAS IMP DEB Y CREDITOS



En el siguiente cuadro se podrá apreciar como se distribuyen los fondos en los principales conceptos que forman el flujo de fondo descontado del proyecto.

DISTRIBUCIÓN NOMINAL DE LOS INGRESOS - KUSD 3.489



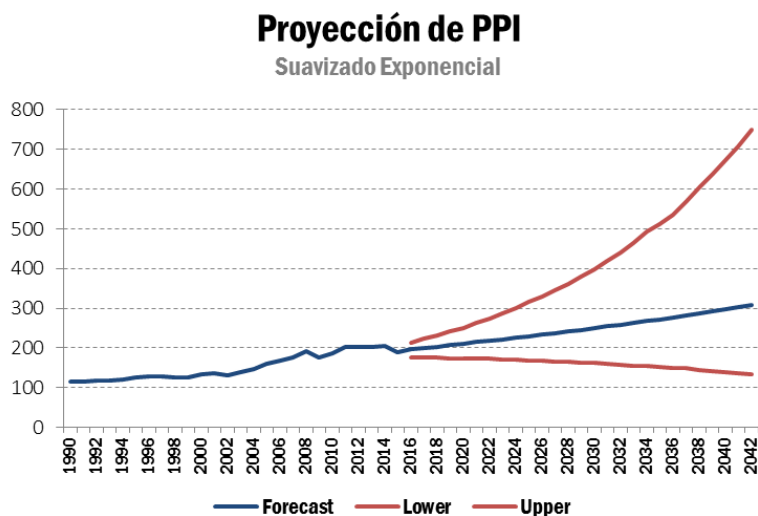
Como se puede apreciar para este proyecto el accionista espera una TIR del 22%, luego de considerar el bono pagado a la provincia y los pagos del servicio de la deuda.

VII. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

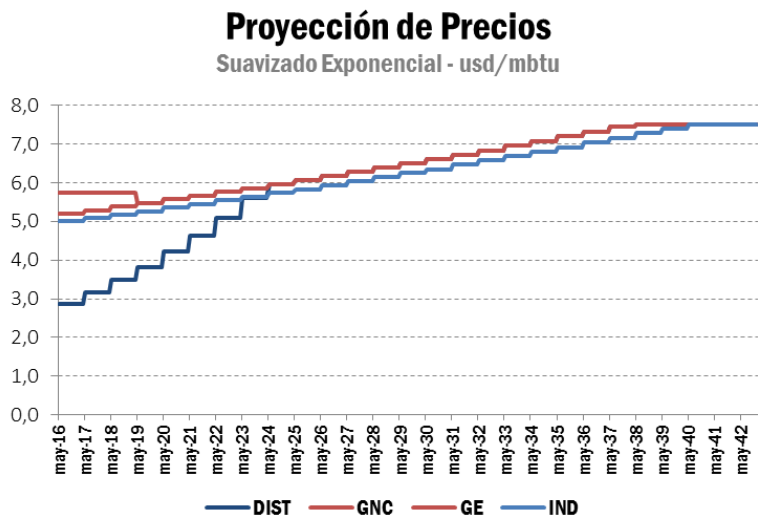
ESTRUCTURAS DE PRECIOS Y CONTRATOS

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

Para estimar los precios del Gas Natural por segmento, proyectamos la serie histórica del Índice de Precios al Productor para *commodities* industriales con un paquete estadístico mediante la técnica de suavizado exponencial.



En el trabajo hemos seguido los criterios de evolución de precios por segmento definidos en el enunciado (punto 3.2.3) en base a la cual obtuvimos la siguiente proyección de precios del gas natural por segmento.



DISTRIBUIDORAS

Contratos: se definen a un plazo de 3 años renovables, por períodos de no menos de 2 años. Se contempla un crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación respetando un mínimo de 0.7 M Sm³/d de 9.300 kcal/Sm³.

Se firma un contrato por el plazo de 3 años (2019/2021), los cuales son renovados por el mismo período y volumen (0,7 millones de Sm³/día) hasta el año 2036, donde por la depletación del yacimiento no alcanzamos a cubrir el mínimo requerido para firmar un contrato con Distribuidoras. Por este motivo, a partir del año 2036 el total producido en yacimiento se destina a este sector.

Precios: el precio base es de 1,5 \$/Sm³ (2.88 USD/MBtu) considerado a Mayo de 2016. Estimamos un crecimiento sostenido del 10% anual hasta converger en el precio para Generación Eléctrica en el año 2025.

GNC

Contratos: firmamos contratos anuales, sin límites pautados en la cantidad entregadas. Los volúmenes varían año a año dependiendo de lo consumido/entregado a los demás sectores.

Precios: el precio base es de 3 \$/Sm³ para Mayo 2016. Luego, desde el 3er año (Mayo del 2019), su precio se iguala al estimado para Generación Eléctrica.

USINA

Contratos: en este proyecto se eligió vender un volumen determinado a la Usina. El término del contrato será por un plazo de 10 años renovable en períodos de 3 años como mínimo. Los volúmenes comprometidos en el primer contrato ascienden a 0,8 M Sm³/d, luego pensamos en una renovación por 3 años por 0.55 M Sm³/d, y por último un nuevo contrato por 3 años con un volumen de 0.2 M Sm³/d.

Precios: el precio base es de 5,2 USD/MBtu a Mayo 2016 y se actualizó anualmente por PPI (Valor del índice *“Producers Price Index” - Industrial commodities - unadjusted index*), durante todo el proyecto.

INDUSTRIALES

Contratos: son contratos de 3 años, renovables en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

Estimamos firmar dos contratos de tres años por un volumen de 0,75 M Sm³/día para cada uno, comenzando en el año 2019. A partir del año 2025, los contratos se renuevan anualmente acompañando el agotamiento del yacimiento.

Precios: el precio base es de 5 USD/MBtu a Mayo 2016 y se actualizó anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” -Industrial commodities - unadjusted index). El PPI se proyectó en función de la información histórica mediante un suavizado exponencial.

SPOT

Contratos: se destina a este segmento el volumen no contratado en los restantes segmentos. A partir del año 2036 deja de existir volumen con destino mercado Spot porque la totalidad de la producción es vendida al sector distribución.

Precios: se define como el precio mínimo entre los restantes segmentos, nunca pudiendo superar el 90% del mayor valor de ellos.

ESTIMACIONES DEL PRECIO DE LOS LÍQUIDOS.

Condensado y Gasolina.

Vale la pena destacar que este trabajo considera que a partir del año 2017 el precio del petróleo crudo del mercado local se equipara al del mercado internacional, sea siguiendo al WTI o al Brent.

Las estimaciones de precios del condensado y de la gasolina se calcularon como una función del precio del Brent.

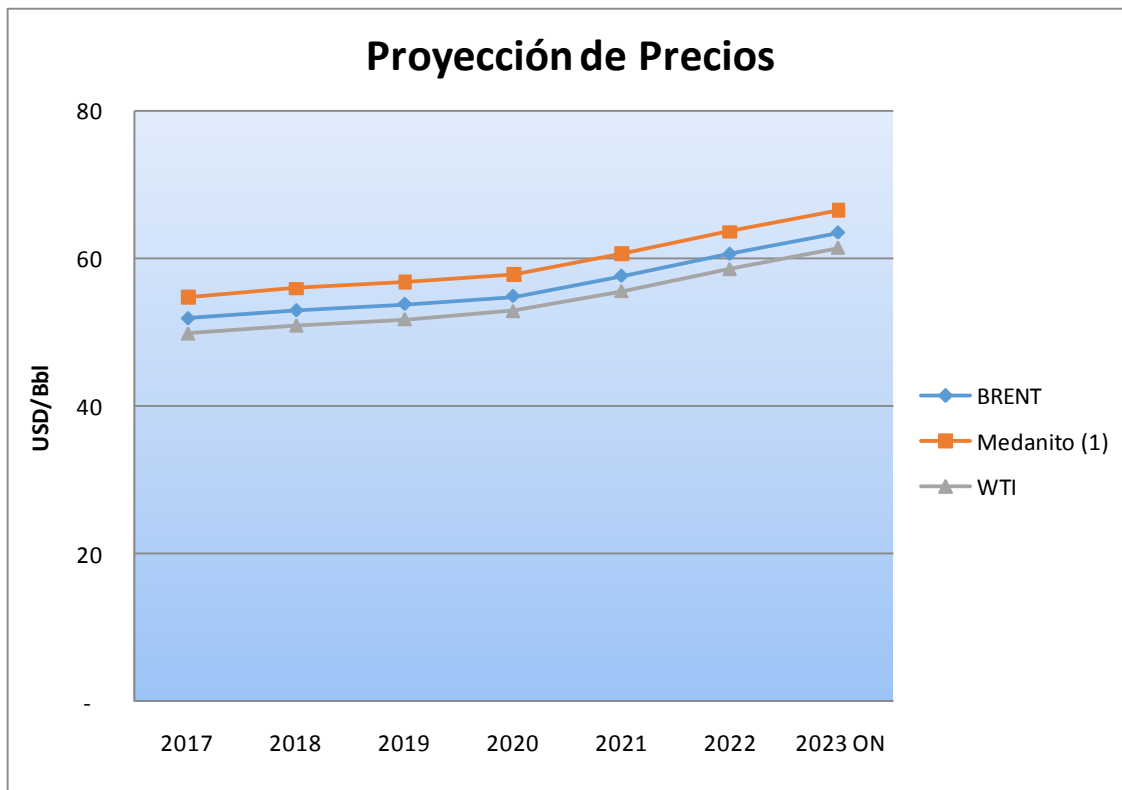
Para proyectar el precio del Brent, se analizaron los contratos de futuros del mismo en Thompson Reuters, Bloomberg y en la página de CME Group. Se consideró como base los contratos de futuro de Brent mensuales que surgen de la página de CME Group por los períodos 2017-2024 los cuales se detallan a continuación.

Precio de Futuros:

USD/Bbl	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 ON
WTI	50	51	52	53	56	59	62
BRENT	52	53	54	55	58	61	64

Para los períodos 2017-2021 se consideró el promedio anual, mientras que para el año 2022 y 2023 se incrementó en un 5% anual respectivamente, partiendo del precio promedio de los contratos mensuales del año 2021. A partir del año 2024 el precio del Brent se considera flat en

64 USD/Bbl. Asimismo estimamos los precios del WTI en los mismos períodos analizados, ya que es utilizado en la formulación de precios del propano y del butano.



El precio de venta del condensado y de la gasolina (42° API aproximadamente) fue proyectado con un premio 3 USD/Bbl sobre el Brent. Este supuesto se basa en que al ser de buena calidad y venderlo en el yacimiento, el precio de venta no tiene ajuste por calidad ni costos de transporte (el cual es pagado por el comprador). Tanto el condensado como la gasolina son vendidos al precio de crudo Medanito. Asimismo estimamos que el total de las ventas de líquidos son destinadas a Refipymes, las cuales utilizan estos cortes para poder obtener mayor cantidad de productos livianos.

USD/Bbl	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 ON
Medanito (1)	55	56	57	58	61	64	67
Escalante reference price	47	48	49	50	53	56	59
San Sebastian	46	47	48	49	52	55	58
Cañadon Seco	49	50	51	52	55	58	61
NOA	51	52	53	54	57	60	63

Referencias:

1) El condensado y la gasolina del proyecto se vende con este precio.

2017 : Se equilibra el precio del mercado local con el del mercado internacional

Propano y Butano

Los precios del Butano y Propano se calcularon considerando que el mercado argentino se alinea con el mercado internacional a partir del año 2017. Si bien en los primeros años el propano y butano con destino mercado local se irá ajustado de a poco al precio internacional, no nos afecta en nuestro proyecto el cual comienza a vender a partir del año 2019. Para ese año estimamos que estaremos en presencia de un mercado totalmente transparente y desregulado, a diferencia de lo que venía sucediendo en años anteriores.

Por lo explicado en el párrafo anterior es que para el mercado local se estableció un precio base para el año 2017 como valor de paridad de exportación, medido en USD/Tn.

Para determinar el precio de exportación del GLP, utilizamos como marcadores Mont Belvieu Propano (“Propano MBV”) y Mont Belvieu Butano (“Butano MBV”). El Propano MBV fue calculado en función del WTI mediante una correlación lineal, mientras que el Butano MBV fue calculado en función del primero. A continuación detallamos las fórmulas:

- Propano MBV = $(10,76 + 0,83 * WTI) * 5,21$ USD/Tn
- Butano MBV = Propano MBV + 35 USD/Tn

Una vez determinados los marcadores MBV, comenzamos el análisis del precio paridad de exportación. Para ello tomamos como referencia el GLP proveniente del mercado de la costa del Golfo de EEUU (USGC). El precio FOB MBV se ajustó considerando el flete para ambos productos desde el puerto de EE.UU (Houston, por ejemplo) hasta la terminal en Chile (Quintero). También se ajustó el precio adicionando la tarifa de *terminaling* (almacenamiento y carguío) en Houston⁴.

Por lo tanto el premio considerado en el cálculo del Precio de Paridad de Exportación es de 50 USD/Tn, precio que será competitivo para ubicar el GLP en Chile. El precio considerado en los ingresos surge del rendimiento de la Planta Turboexpanders el cual es 56% de propano y 44% de butano. A continuación se exponen los precios estimados para el proyecto.

USD/Tn	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 on
Propano MBV	272	277	280	285	297	310	322
Butano MBV	307	312	315	320	332	345	357
Propano Export Parity	322	327	330	335	347	360	372
Butano Export Parity	357	362	365	370	382	395	407
Average Export Parity (1)	337	342	346	350	362	375	388

1) Precio utilizado en el cash flow, considera el rendimiento de la Turboexpander (56% Propano, 44% Butano)

⁴ Informe Final emitido por SCG Consultoría. “Determinación del precio de paridad de combustibles derivados del petróleo”. Valparaíso, Chile, Julio 2013.

VIII. FLUJO DE CAJA

Tasa WACC

Para el cálculo del WACC (Weighted Average Cost of Capital) hemos tomado como supuesto que el retorno esperado del capital invertido de los accionistas es del 15% (como retorno mínimo/tasa de corte del proyecto y la tasa a la cual son descontadas las inversiones y flujos de fondo).

El WACC representa el costo medio ponderado del capital utilizado por la empresa, por lo que está directamente relacionada con la cantidad de deuda que estimamos tomar durante los años 2017 & 2018. La Deuda que hemos establecido tiene como finalidad cubrir aproximadamente entre un 25% - 30% de la inversión total (teniendo como pauta el ratio de Deuda/Equity de la industria).

Adicionalmente, la toma de deuda mejora significativamente el resultado del proyecto como efecto de un menor costo respecto al del Equity y un escudo fiscal por la deducción de los intereses en el impuesto a las ganancias (efecto Leverage).

Por otro lado, tomamos como tasa libre de riesgo el promedio anual de la Libor a 12 meses (cotización del último año), que nos da un 1.36%.

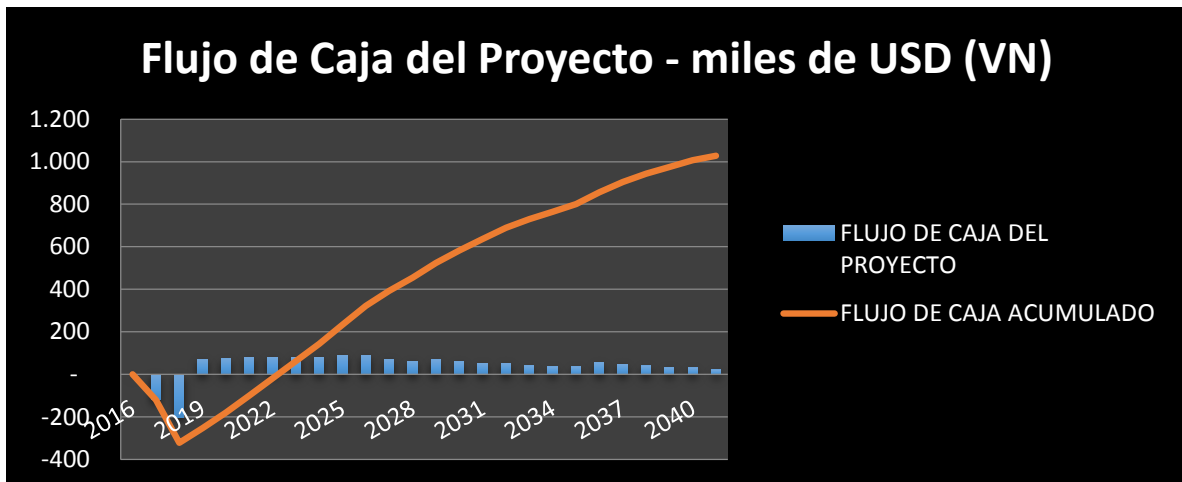
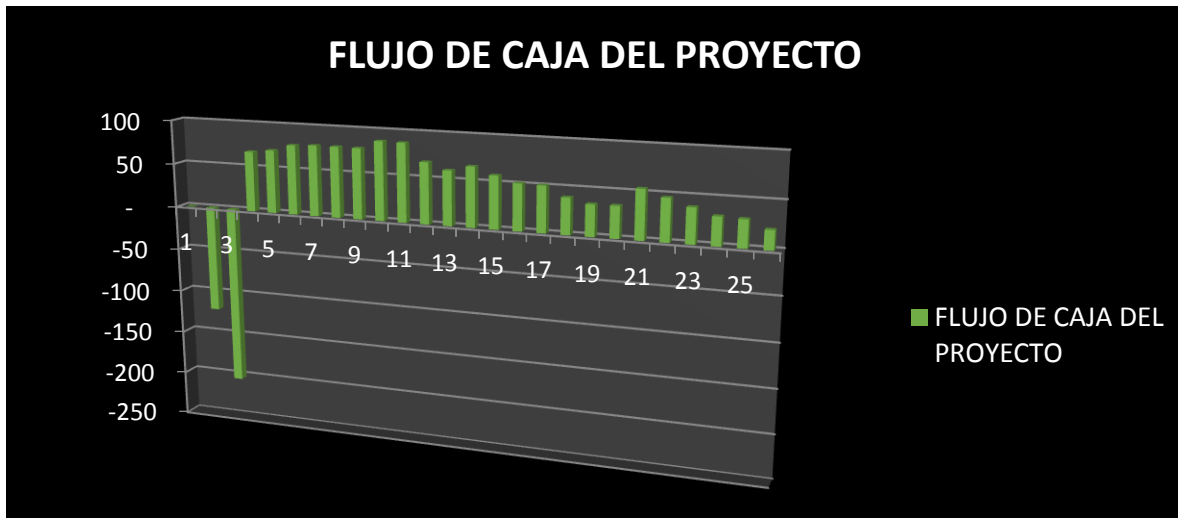
Para establecer el riesgo país hemos tomado 529 puntos básicos – ratio elaborado por el J P Morgan a la fecha 01.12.2016. Esto fue corroborado con la diferencia entre los TBill Risk a 10 años de USA respecto a los bonos soberanos emitidos por el estado nacional con la misma duration.

Con los supuestos que hemos establecido, el WACC nos da 13.53%.

ANÁLISIS DEL CASH FLOW

El flujo de caja del proyecto para los primeros 3 años tiene resultados negativos, reflejo del desembolso de capital para llevar adelante las inversiones del proyecto. A partir del año 2019, junto con el comienzo de las ventas, pasamos a tener flujos de caja positivos.

El recupero de la inversión (tomando los flujos sin descontar – a valor nominal) se da en el año 2023 – 8 años.



Los índices para analizar este proyecto dan un Valor Presente Neto, descontado al %15, de 79,86 millones de dólares. Esto quiere decir que por sobre la tasa del 15% de descuento obtenemos un retorno de 80 millones de USD.

NPV @ 15%	\$ 79,86
IRR	20,35%
Max Exposure	-323
Repago (años)	8
NPV @ 10%	\$ 214,54
Capital Propio	250
Control	-73

A su vez, nos permiten ver que para poder llevar adelante el proyecto estamos obligados a tomar deuda ya que la máxima exposición excede nuestro capital. La máxima exposición se da en el año 2, superando nuestro capital en MUSD 73 (contamos con un equity de MUSD 250).

CÁLCULO DEL BONO Y CONSIDERACIONES DE FINANCIAMIENTO

Los valores expresados en el punto anterior, son la base para calcular el bono que será ofertado a la provincia en el proceso de licitación.

El criterio aplicado para dicho cálculo considera los siguientes parámetros :

- TIR $\geq$ 18%. De esta forma garantizamos cubrir la tasa requerida por los accionistas (15%) contemplando un margen de dispersión de los resultados de un 20%.
- Relación porcentual de Deuda/Equity entre 25% -30%. El ratio de las principales empresas de la industria se encuentra dentro de este rango. El préstamo será solicitado en dos tramos sin limitaciones de uso de fondos, de forma que permita afrontar los mayores desembolsos durante los primeros años del proyecto (Tramo I de MUSD 85 y Tramo II MUSD 135)

Monto Total de la Deuda: MUSD 215

Costo de la deuda: 13.65%

Inversión Total: MUSD 738 (+MUSD 80 de BONO)

D/E: 26% (contemplando el Bono como parte del Equity)

El BONO que determinamos es de MUSD 80.

Bajo estos supuestos, el proyecto tiene los siguientes indicadores financieros:

NPV @ 15%	\$ 60,35
IRR	19,95%
Max Exposure	-188
Repago (años)	8
NPV @ 10%	\$ 169,60
Capital Propio	250
Control	62
Deuda	\$ 215,00
Equity	\$ 603,61
INVERSIONES VALOR NOMINAL	\$ 818,61
INVERSIONES DESCONT @ 15%	\$ 425,16
INVERSIONES VALOR NOMINAL SIN BONO	738,61

Tasa de Interes

Para el cálculo de la tasa del préstamo utilizamos la siguiente estructura: Libor + Riesgo País + Prima.

Tomamos como tasa libre de riesgo el promedio anual de la Libor a 12 meses (cotización del último año), que nos da un 1.36%.

Para establecer el riesgo país hemos tomado 529 puntos básicos – ratio elaborado por el J P Morgan a la fecha 01.12.2016. Esto fue corroborado con la diferencia entre los Treasury US Bond a 10 años de USA respecto a los bonos soberanos emitidos por el estado nacional con la misma duration.

Plazo del Préstamo

La deuda se repaga en 10 años (más dos años de Gracia).

Años de Gracia

El repago del capital del préstamo comienza a partir del 2do año.

IX. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

SENSIBILIDADES

A los fines de evaluar las posibles variaciones/eventuales que pudieran dar lugar a lo largo de la vida del proyecto, determinamos algunas variables para identificar la importancia de cada una de ellas, y su impacto sobre los resultados del proyecto.

Como orden de prioridad, las variables consideradas fueron:

- Variaciones en los volúmenes producidos
- Precios de venta
- CAPEX
- OPEX

Sobre cada una de estas variables se realizaron variaciones porcentuales (positivas y negativas) respecto a los valores base.

Exponemos los impactos sobre la TIR y VAN de las variables mencionadas en los siguientes cuadros:

Sensibilidad OPEX & CAPEX S/TIR

		CAPEX								
OPEX		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
	80%	26,54%	25,19%	23,95%	22,82%	21,77%	20,80%	19,90%	19,06%	18,27%
	85%	26,13%	24,79%	23,57%	22,45%	21,42%	20,46%	19,57%	18,73%	17,95%
	90%	25,71%	24,40%	23,19%	22,09%	21,06%	20,11%	19,23%	18,41%	17,64%
	95%	25,30%	24,00%	22,81%	21,72%	20,70%	19,77%	18,89%	18,08%	17,32%
	100%	24,89%	23,60%	22,43%	21,34%	20,35%	19,42%	18,56%	17,75%	17,00%
	105%	24,47%	23,20%	22,04%	20,97%	19,98%	19,07%	18,22%	17,42%	16,67%
	110%	24,05%	22,80%	21,65%	20,60%	19,62%	18,72%	17,87%	17,09%	16,35%
	115%	23,63%	22,40%	21,26%	20,22%	19,26%	18,36%	17,53%	16,75%	16,02%
	120%	23,21%	21,99%	20,87%	19,84%	18,89%	18,01%	17,19%	16,42%	15,70%

Teniendo en cuenta que a lo largo del proyecto los montos destinados a ambos conceptos son similares, los impactos en aumentos/disminuciones de la TIR son parecidos.

Si buscamos aproximadamente un 18% de TIR como rentabilidad mínima para aceptar el proyecto,

nuestro límite de incremento de CAPEX y OPEX no puede superar el 10% combinado, en ambos casos.

En el cuadro siguiente se visualizan los resultados del VAN del proyecto descontado a una tasa del 15%. Si bien en ninguno de los casos nos arroja un VAN negativo, bajo el mismo supuesto anterior de existir incrementos en el OPEX/CAPEX mayores al 10%, se rechazará el proyecto porque no alcanzaría los estándares establecidos.

Sensibilidad OPEX & CAPEX S/VAN

		CAPEX								
OPEX		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
	80%	296,4	284,0	271,7	259,3	246,9	234,6	222,2	209,8	197,5
	85%	288,3	275,9	263,6	251,2	238,8	226,5	214,1	201,7	189,4
	90%	280,2	267,8	255,5	243,1	230,7	218,4	206,0	193,6	181,3
	95%	272,1	259,7	247,4	235,0	222,6	210,3	197,9	185,5	173,2
	100%	264,0	251,6	239,3	226,9	214,5	202,2	189,8	177,4	165,1
	105%	255,9	243,5	231,2	218,8	206,4	194,1	181,7	169,3	157,0
	110%	247,8	235,4	223,1	210,7	198,3	186,0	173,6	161,2	148,9
	115%	239,7	227,3	215,0	202,6	190,2	177,9	165,5	153,1	140,8
	120%	231,6	219,2	206,9	194,5	182,1	169,8	157,4	145,1	132,7

Por otro lado, los efectos de dispersiones de las variables precios de venta/producción tienen un efecto mucho más acentuado en los resultados del proyecto.

Esto se demuestra en que los resultados del VAN podrían llegar a dar negativos en el caso más pesimista (20% de reducción en los precios de ventas/volumen producido)

Sensibilidad VENTAS & PRODUCCIÓN S/TIR

		\$ VENTAS								
PRODUCCIÓN		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
	80%	8,51%	10,03%	11,47%	12,85%	14,18%	15,48%	16,73%	17,96%	19,17%
	85%	10,03%	11,55%	13,02%	14,43%	15,79%	17,12%	18,42%	19,69%	20,93%
	90%	11,47%	13,02%	14,51%	15,95%	17,35%	18,72%	20,05%	21,36%	22,64%
	95%	12,85%	14,43%	15,95%	17,43%	18,87%	20,27%	21,64%	22,99%	24,31%
	100%	14,18%	15,79%	17,35%	18,87%	20,35%	21,79%	23,20%	24,58%	25,94%
	105%	15,48%	17,12%	18,72%	20,27%	21,79%	23,27%	24,72%	26,14%	27,54%
	110%	16,73%	18,42%	20,05%	21,64%	23,20%	24,72%	26,21%	27,67%	29,11%
	115%	17,96%	19,69%	21,36%	22,99%	24,58%	26,14%	27,67%	29,18%	30,65%
	120%	19,17%	20,93%	22,64%	24,31%	25,94%	27,54%	29,11%	30,65%	32,17%

Sensibilidad VENTAS & PRODUCCIÓN S/VAN

		\$ VENTAS								
PRODUCCIÓN		80%	85%	90%	95%	100%	105%	110%	115%	120%
	80%	-27	0	27	54	81	108	134	161	188
	85%	0	29	58	86	114	143	171	200	228
	90%	27	58	88	118	148	178	208	238	268
	95%	54	86	118	149	181	213	245	276	308
	100%	81	114	148	181	215	248	281	315	348
	105%	108	143	178	213	248	283	318	353	388
	110%	134	171	208	245	281	318	355	391	428
	115%	161	200	238	276	315	353	391	430	468
	120%	188	228	268	308	348	388	428	468	508

X. RESUMEN DE RESULTADOS

Nº	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
	DESARROLLO Y PRODUCCION		
1a	Gas y Condensado in situ	Mm ³	20,307
1b	Hidrocarburos remanentes a presion de abandono	Mm ³	4,815
1c	Factor de recuperacion	%	80.17%
1d	Presion de abandono	kg/cm3	47
1e	Cantidad de pozos operativos		59
1f	Potencia total de compresion en yacimiento	HP	3,872
1g	Produccion de gas - maxima y promedio	Mm ³ /d	2,82/1,85
1h	Produccion de condensado - maximo y promedio	m3/d	122,4/80,2
	DEMANDA AÑO 1 Y AÑO n		
2a	Consumo maximo distribuidoras	Mm ³ /d	0.70
2b	Consumo maximo GNC	Mm ³ /d	0.18
2c	Consumo maximo termoelectricas	Mm ³ /d	0.80
2d	Consumo maximo industria	Mm ³ /d	0.75
2e	Consumo maximo total	Mm ³ /d	2.66
	PROCESAMIENTO		
3a	Capacidad de procesamiento	Mm ³ /d	3
3b	Propano (promedio)	ton/año	12,387
3b	Butano (promedio)	ton/año	9,755
3c	Gasolina (promedio)	m ³ /año	6,773
	TRANSPORTE		
4a	Gto p/ Generacion electrica	pulg	12
4b	Capacidad maxima de transporte	Mm ³ /d	2.8
4c	Potencia instalada	HP	1,867
4d	Gto p/ Gto troncal	pulg	16
4e	Capacidad maxima de transporte	Mm ³ /d	2.8
4f	Potencia instalada	HP	1,380
	INVERSIONES		
5a	Inversion campo (yacimiento)	MUSD	273
5b	Inversion planta/s procesamiento	MUSD	120
5c	Inversion gasoducto	MUSD	112
5d	Inversion otros	MUSD	234
5e	Inversion total	MUSD	739
	PRECIOS GAS AÑO Y 25		
6a	Distribuidores	USD/MBTU	2,88/7,50
6b	GNC	USD/MBTU	5,69/7,50
6c	Central electrica	USD/MBTU	5,20/7,50
6d	Usuarios Industriales	USD/MBTU	5,00/7,50
	PRECIOS LIQUIDOS AÑO 1 Y 25		
7a	GLP exportacion	USD/tn	379.26
7b	GLP local	USD/tn	379.26
7c	Gasolina y Condensado Local	USD/bbl	64.61
	RESULTADOS DEL PROYECTO C/FINANC. & BONO		
8a	VAN @10%	MUSD	170
8b	Tasa (WACC)	%	13.53%
8c	TIR	%	19.9%
8d	Repago	Años	8
8e	Maxima exposicion	MUSD	-188
	RESULTADOS DEL PROYECTO SIN FINANC. NI BONO		
8a	VAN @10%	MUSD	215
8b	Tasa (WACC)	%	15.00%
8c	TIR	%	20.3%
8d	Repago	Años	8
8e	Maxima exposicion	MUSD	-323