

TRABAJO INTEGRADOR

FINAL 2013

Propuesta Técnica



BARANJ, Federico

CONGESTRJ, Natalia

CUTJNJ, Belén

FLORES, Leonardo

HATZAGUERRE, Juan Gabriel

ZAMBRANO, Leonardo

INDICE

1. Reservas	pág 3
2. Mercado.....	pág 5
3. Marco Institucional y legal.....	pág 7
4. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento.....	pág 13
5. Aprovechamiento de condensables.....	pág 15
6. Obras de Transporte.....	pág 16
7. Costos y Tarifas.....	pág 17
8. Aspectos Comerciales y Contractuales.....	pág 18
9. Evaluación de Proyecto.....	pág 23
10. Flujo de Caja.....	pág 25
11. Análisis de Sensibilidad.....	pág 26
12. Resumen de Resultados.....	pág 28

1. Reservas

Para poder estimar la producción en función de las reservas realizaremos ciertos cálculos los cuales los podemos separar en 3 secciones:

- Reservas.
- IPR.
- Fricción en cañerías.

Reservas

Las reservas del yacimiento se calcularon en base a la siguiente fórmula:

$$G = \frac{Vr \times \emptyset \times (1 - Sw)}{Bg}$$

Donde Bg (factor volumétrico del gas) se calcula mediante la siguiente forma:

$$Bg = \frac{Pa \times Tr \times Zr}{Pr \times Ta \times Za}$$

Para poder calcular Bg, se debe conocer z. Para ello, graficamos los valores de z vs Pr y calculamos la fórmula que mejor describa la gráfica. Una vez obtenida la fórmula pudimos calcular el z para cualquier presión de reservorio.

Con los pasos descritos anteriormente para cada Pr, se conforma la siguiente tabla:

Pr (kg/cm2)	Z	Pr/Z(kg/cm2)	Tr*Zr/Pr	Bg(fact. Vol)	G(Gm3)	Gp(m3)
238	0,93	256	1,38	0,0050	20,28	0,00
225	0,92	245	1,45	0,0052	19,31	0,97
180	0,90	200	1,79	0,0064	15,67	4,62
120	0,90	134	2,70	0,0097	10,35	9,93
80	0,92	87	4,15	0,0149	6,75	13,54
50	0,94	53	6,81	0,0244	4,11	16,17
35	0,96	37	9,84	0,0353	2,84	17,44
0	1,00	0				20

A continuación graficamos Pr/z vs G y nuevamente calculamos la fórmula que mejor se aproxime a esa gráfica. De éste modo podemos relacionar la producción acumulada anualmente con la presión de reservorio para comenzar el siguiente año. Estos cálculos se pueden observar en la hoja Reservas I y Gráficos Generales del Excel.

IPR

Para realizar el cálculo de las IPR, se partió de la siguiente fórmula para las diferentes presiones dinámicas de reservorio y obtener el caudal en cada caso:

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

Fricción de cañería

Por último, para calcular la pérdida de carga en el pozo se desarrolló la siguiente fórmula para cada caudal:

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

Donde S es,

$$S = \frac{0,0375 \cdot G \cdot L}{T_p \cdot Z_p}$$

f es,

$$f = \frac{30,9208 \cdot 10^{-3} \cdot Q^{-0,065} \cdot d^{-0,058} \cdot G^{-0,065}}{\mu^{-0,065}}$$

Y μ es función de P_{tb} , donde P_{tb} es el promedio entre P_{tf} y P_{wf} . Para conocer la relación entre μ y P_{tb} nuevamente graficamos estos parámetros y calculamos la ecuación que mejor describa la gráfica.

Como se puede observar, se necesita conocer el valor de P_{wf} para calcular μ para poder conocer el valor de P_{wf} , por lo tanto se realiza una iteración. Suponemos un valor para P_{wf} para luego calcular P_{wf} ; esto se repite hasta que el valor de P_{wf} supuesto sea igual al P_{wf} calculado.

Con los pasos anteriores, se calcula el caudal para cada P_{wf} para las opciones dadas de P_{tf} . Estos valores lo graficamos junto con las IPR; la intersección entre ambas líneas son las condiciones de trabajo para cada año. Estos cálculos se pueden observar en las hojas Reservas II y Gráfico Pérdida de Carga.

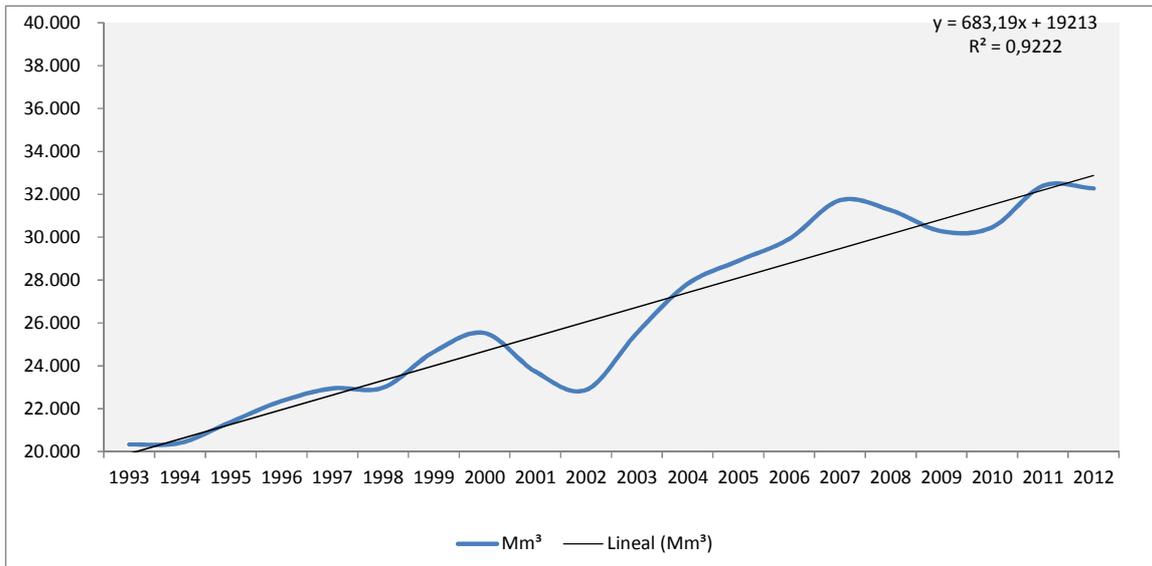
Una vez obtenido los parámetros anteriores, se procede al cálculo de las producciones anuales. Para ello, reemplazamos en la ecuación de pérdida de carga el valor del caudal por la ecuación para el cálculo del caudal de acuerdo a las IPR. De este modo, procediendo con el método de iteración, podemos conocer el P_{wf} y Q para cada año. Una vez obtenido el caudal por pozo y especificando la cantidad pozos para cada año tal de cumplir con la demanda supuesta, podemos conocer el volumen acumulado que nos permite calcular la presión estática de reservorio que se obtiene para comenzar el siguiente año.

Estos cálculos se pueden observar en la hoja Producción del Excel.

2. Mercado

Nuestra estrategia de mercado se basó principalmente en suplir a nuestros clientes por el mayor tiempo posible respetando los contratos firmados sobre todo con las distribuidoras. Definimos una demanda objetivo (2,6 Mm³/día) producto de realizar un cálculo a manera de guía del GP (17,44 Gm³) aprovechable, entre los 20 años del proyecto y a su vez llevado a días. Una vez establecida la demanda objetivo comenzamos modificar valores y establecimos el aprovechamiento del pozo y llevar la demanda a 2,7 Mm³/día. Básicamente ese volumen estaría dirigido a distribuidoras, GNC, usinas/CT, grandes industrias y clientes spot los cuales tratamos de suplir con nuestra producción tipo meseta y no tener cambios bruscos en la vida útil del proyecto. De esta forma nos ahorrábamos grandes inversiones en instalaciones sobredimensionadas al principio y respetamos por lo menos 18 años de consumo sin cortes a las distcos (Primer corte invierno del año 18).

Con respecto al crecimiento vegetativo de las distcos, completamos 20 años de historia de la página del ENARGAS (Pestaña Fuente Distcos). Seguidamente en la pestaña proyección de la R, utilizamos los datos anteriormente mencionados para realizar el siguiente gráfico:



Definimos la línea de tendencia la cual tiene ecuación de la recta $y=683,19x + 19213$, para luego estimar el consumo que podrían tener los residenciales durante los siguientes 20 años. Como resultado tenemos una tasa de crecimiento vegetativo de **1,74%** anual el cual fue utilizado cada tres años para incrementar la demanda.

El segmento del GNC no presentaba muchas complicaciones dado que desde el punto de vista de demanda no tiene previsto incrementos y la idea es asignarle el mínimo posible (CDC 0,10 Mm³) por cuanto el precio es menor considerablemente que otros segmentos como las usinas, CT in situ o industriales.

Presentamos dos alternativas; Opción A: ventas a CT Térmica (1,5 Mm³) en yacimiento y Opción B: ventas a usinas por 500k m³/día y contrato de 1.000 k m³/día con grandes clientes.

3. Marco Institucional y Legal

Haciendo una revisión de los diferentes aspectos que compromete la formulación de estudios de preinversión, encontramos en cada paso un cuerpo de legislación que determina la situación entre los diferentes actores de las relaciones comerciales, técnicas, financieras e institucionales que afectan la ejecución, operación y hasta la liquidación del proyecto. Es por ello que analizamos el andamiaje jurídico e institucional que regula los derechos y los deberes, en las relaciones establecidas entre sus diferentes miembros. Este contexto parte desde la Constitución, la ley, los decretos, las ordenanzas, los acuerdos, hasta los reglamentos y las resoluciones, y se expresan en forma prohibitiva o permisiva.

El proyecto se ubica en la provincia de Neuquén, situada al Noroeste de la Patagonia Argentina, territorio de una superficie de 94.078 km², que está dividida a efectos político – administrativos en 16 departamentos.

Limita al Norte con la provincia de Mendoza, al Sur con la provincia de Río Negro, al Oeste con la cordillera de los andes, límite natural que la separa de la República de Chile, y al Este con la provincia de Río Negro y La Pampa.

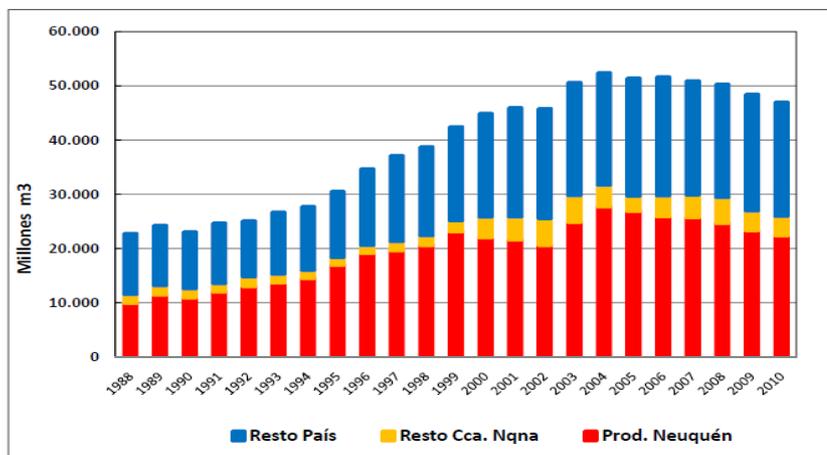
La principal actividad productiva de la Provincia es la explotación de hidrocarburos. La cuenca neuquina forma parte de una inmensa zona geográfica de 124.000 km² que comparte con Río Negro, La Pampa y Mendoza. Es una de las zonas petroleras y gasíferas más importante de Argentina y ocupa una superficie de 26.000 km². Las tareas de prospección – localización de hidrocarburos- abarcan 35.000 km².

Por la importancia de sus yacimientos de petróleo y gas, Neuquén ocupa el puesto de mayor productora nacional (50% del total). NQN ostenta el 5º PBI (Producto Bruto Interno) entre las provincias argentinas.

El sector energético es el de mayor relevancia y dinamismo en la economía provincial. Las reservas de gas natural neuquinas representan alrededor de las dos terceras partes de las del país.

A modo de información adicional, se detalla en el siguiente gráfico la producción de gas de la región.

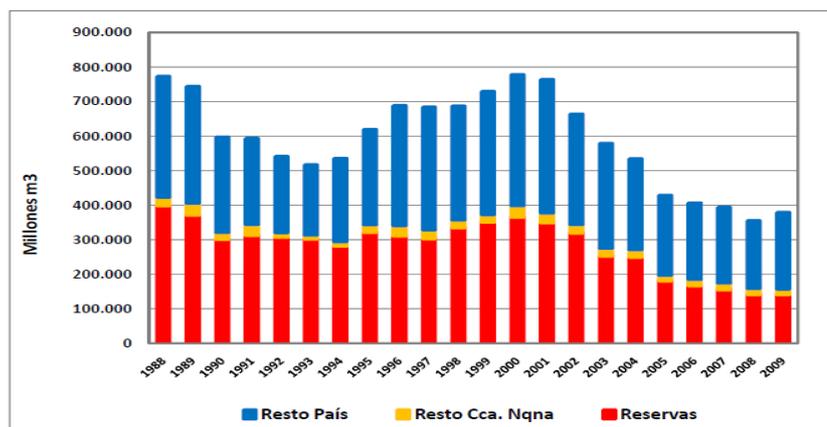
Evolución Producción Gas Neuquén, Cuenca Neuquina y País



Neuquén tierra de confluencias
GOBIERNO DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN

Fuente SESCO

Evolución Reservas Gas Neuquén, Cuenca Neuquina y País

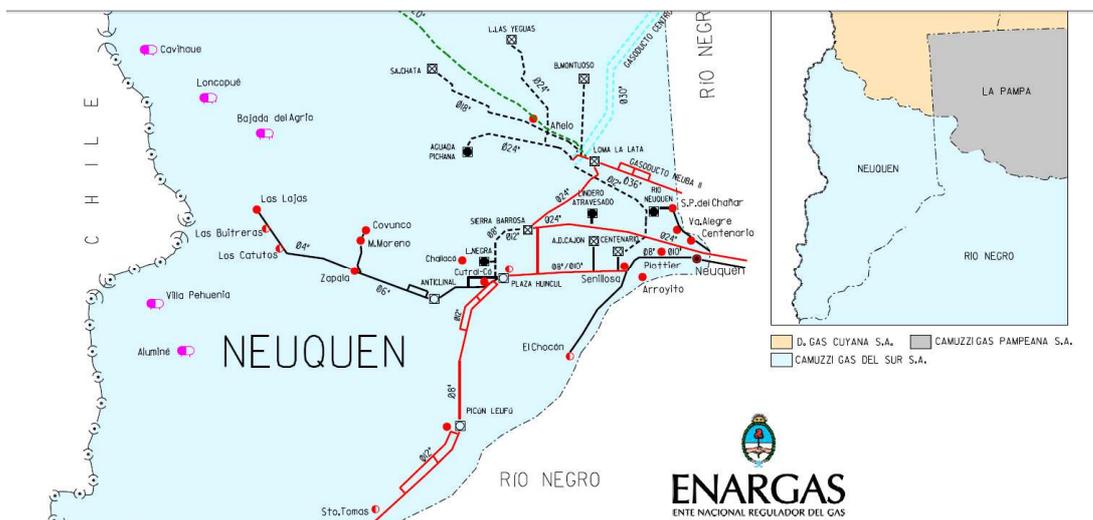
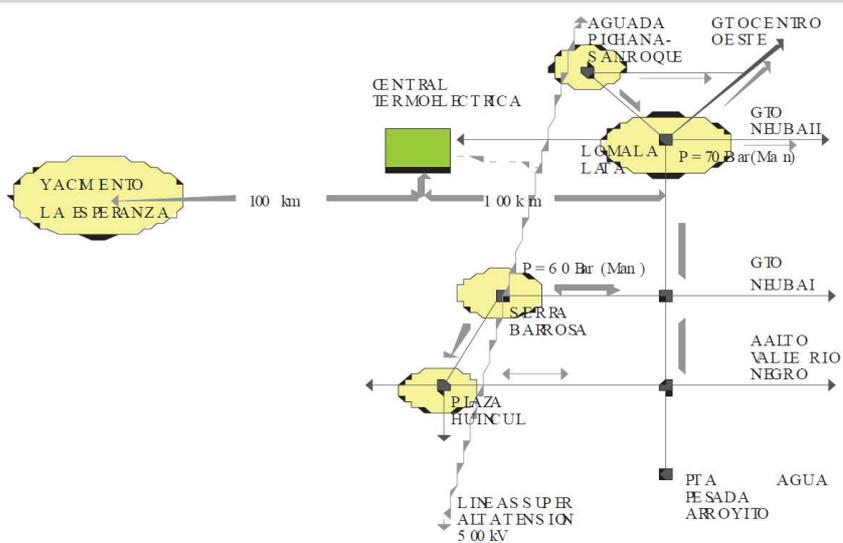


Neuquén tierra de confluencias
GOBIERNO DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN

Fuente SESCO

El presente trabajo tiene como misión Participar en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina.

Dicho 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 en el Municipio de San Patricio del Chañar, tal como se indica en el esquema adjunto.



Nuestra misión como empresa petrolera es Desarrollar recursos energéticos a fin de contribuir en la satisfacción de las necesidades del mercado, a través de la aplicación de las mejoras prácticas de la industria, construyendo equipos de trabajo competentes y motivados, promoviendo alianzas estratégicas, respetando el medio ambiente, aportando positivamente en la sociedad donde operamos y generando valor para los accionistas.

Marco Legal

La provincia adhirió al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Lo hizo a través del decreto provincial Nº 1162/13, que fue firmado en el mes de julio del corriente año por el gobernador Jorge Sapag. En los considerandos de la norma se indica que la nueva situación energética del país coloca a Neuquén en una situación de privilegio para atraer la mayor cantidad de inversiones para el fomento de la industria hidrocarburífera.

También se expresa que la Constitución Nacional, en su artículo 124°, establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio” y que “en concordancia con la citada norma, la Constitución de la Provincia del Neuquén, en su artículo 95° dispone que el espacio aéreo, los yacimientos mineros y todo lo contenido en el subsuelo del territorio de la provincia pertenecen a su jurisdicción y dominio”.

En la norma se señala que a través de la Ley 26.197, modificatoria del artículo 1° de la Ley 17.319, “se consagra y reconoce a los Estados provinciales el patrimonio inalienable e imprescriptible de los yacimientos hidrocarburíferos, líquidos y gaseosos que se encuentren en su territorio, constituyendo esta última norma el marco regulatorio estructural respecto a la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, estableciendo derechos y obligaciones de los permisionarios y concesionarios, como así también un régimen de inspección, fiscalización y sanciones”.

Además, se asegura que el desarrollo de los yacimientos no convencionales impactará en forma positiva en las economías regionales, mejorando significativamente las fuentes de empleo, la recaudación impositiva, el ingreso de regalías, el incremento de los recursos coparticipables para los municipios y “permitirá sostener un crecimiento y desarrollo sustentable, favoreciendo la continuidad de un plan productivo provincial que prioriza a los distintos sectores de la economía: turismo, transporte, fruticultura, ganadería, forestación, frutas finas, horticultura, entre otros”.

Por otra parte, se destaca que “el ingreso de mayores recursos, indispensables para la provincia, contribuirá a dar continuidad y mejorar el sistema de salud abarcativo, inclusivo, gratuito y universal con que cuenta Neuquén, como así también podrá propender a equilibrar la situación por la que atraviesa el sistema previsional provincial” y que “no menos importante es contar con los recursos necesarios para garantizar la continuidad de un sistema educativo que constituye una verdadera red de inclusión social”.

También se explica que mediante la Ley 26.741 “se declaró de interés público el autoabastecimiento de hidrocarburos, estableciendo que el Poder Ejecutivo Nacional diseña las políticas energéticas a nivel federal arbitrando las medidas conducentes para el cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional, procurando entre otros objetivos la conversión de los recursos en reservas comprobadas y su desarrollo”.

Respecto de los “principios y propósitos” del régimen, se indica que “se concentran en el objetivo prioritario de la República Argentina de lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos”. Además se añade que en el decreto nacional se establece que “será Autoridad Concedente y de Aplicación de las Leyes 17.319 y 26.197 las Provincias o la

Nación, conforme sea el ámbito territorial provincial o nacional en que se encuentren los yacimientos de gas o de petróleo, quedando establecido, en consecuencia, que la provincia del Neuquén será autoridad competente para otorgar nuevas concesiones en el ámbito de su territorio”.

Luego se expresa que la Ley 17.319, en su artículo 71º, establece que “quienes efectúen trabajos regulados por estas leyes contemplarán preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos, en todos los niveles de la actividad, incluso el directivo, y en especial de los residentes en la región donde se desarrollen dichos trabajos, como así también establece la obligatoriedad de la capacitación al personal en las técnicas específicas de cada una de las actividades”.

“En igual sentido -continúa- su concordante en la legislación provincial, artículo 94º de la Ley 2.453, prioriza la ocupación de mano de obra de origen local como principio rector de la justicia social, sentando las bases para el desarrollo de la capacitación y el trabajo digno. La provincia del Neuquén prioriza también el desarrollo y la preferencia de las empresas locales como proveedoras de bienes y servicios de la actividad hidrocarburífera. Estas consideraciones son centrales para el éxito de estos grandes emprendimientos”.

Además se indica que “en el ámbito provincial y de acuerdo al régimen al que se adhiere, la Ley 2.453 declara prioritaria la promoción, desarrollo y ejecución de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de hidrocarburos, contribuyendo al autoabastecimiento interno y asegurando un adecuado margen de reservas, debiendo observarse, entre otras, la obligación de efectuar las inversiones necesarias con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas, 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”.

Se destaca que la provincia “fomenta la industria hidrocarburífera con un alto compromiso en la protección del medio ambiente, conforme los preceptos contenidos en la Constitución” y se agrega que para ello, mediante la Ley 1.875 y sus normas complementarias, “se establecen, dentro de la política de desarrollo integral de la provincia, los principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente, con el fin de lograr y mantener una óptima calidad de vida de sus habitantes”.

Luego se recalca que la provincia “ha avanzado significativamente en materia legislativa respecto de la protección ambiental de los recursos naturales de mayor vulnerabilidad ante el desarrollo de yacimientos no convencionales, contando con una regulación adecuada que establece normas y procedimientos específicos para la exploración y desarrollo de dichos reservorios”.

Por último, se señala que “el Estado provincial, en cumplimiento del mandato constitucional, ha desarrollado políticas tendientes a la armonización de la explotación de sus recursos fomentando un ambiente sano y equilibrado apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer a las generaciones futuras”.

En cuanto al marco legal provincial, la Constitución de la provincia de Neuquén establece respecto del dominio y jurisdicción de los Recursos Naturales que el espacio aéreo, los yacimientos mineros y todo lo contenido en el subsuelo del territorio de la Provincia del Neuquén, pertenecen a su jurisdicción y dominio. Las fuentes energéticas son de propiedad provincial exclusiva y no podrán ser enajenadas ni concedidas en explotación a personas, entidades o empresas que no sean organismos fiscales competentes, nacionales, provinciales, municipales y/o consorcios de tipo cooperativo regidos por el Estado.

Respecto de las Concesiones hidrocarburíferas y de minerales nucleares establece que no podrá otorgarse ninguna clase de concesión para la explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y minerales nucleares, salvo a una entidad autárquica nacional, que no podrá ceder ni transferir el total o parte de su contrato, y si así lo hiciere quedaría de hecho anulado el mismo y todas sus instalaciones y derechos en el ámbito provincial pasarían a ésta.

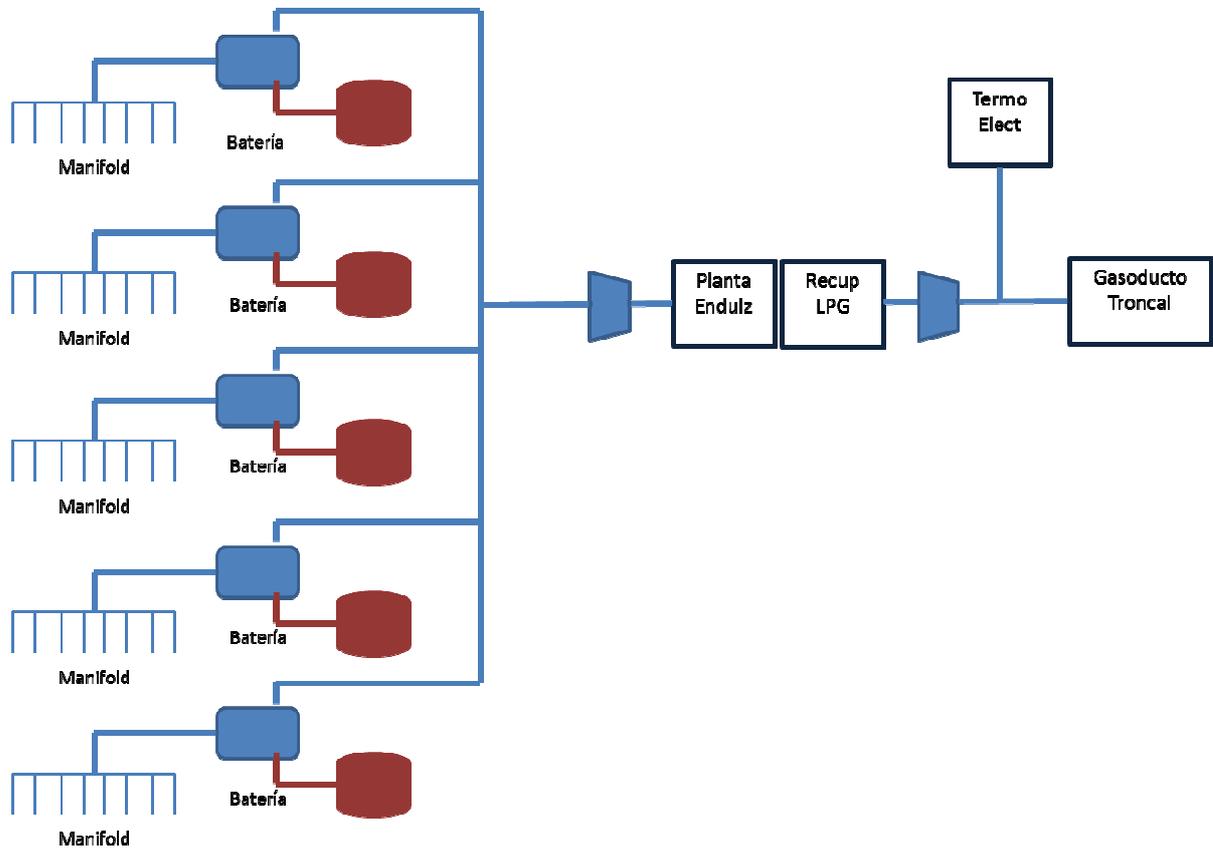
Adicionalmente establece que se realizarán Convenios con entidad autárquica nacional, por lo cual la carta magna dispone que la cesión de los yacimientos por la Provincia, al ente autárquico, no será a título gratuito, asegurando a la Provincia una participación equitativa en su producido y en su gobierno mediante convenio que será aprobado por los dos tercios (2/3) de votos del total de los miembros de la Legislatura.

El convenio asegurará a la Provincia la provisión del gas natural que sus necesidades demanden.

En cuanto a los Yacimientos gasíferos aislados, se dispone que la Legislatura podrá disponer del aprovechamiento de yacimientos gasíferos aislados no conectados a gasoductos, como también de fuentes de energía hidráulica o yacimientos de combustibles sólidos de escasa importancia, por ley especial para cada caso y con carácter limitado.

4. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento

Una vez producido el gas, este debe ser trasladado y tratado. A continuación se muestra un diagrama con el fin de clarificar las operaciones a realizar.



La producción de los pozos se dirigirá al manifold más cercano y de cada 10 pozos que se perforen, la totalidad del caudal se convertirá en una sola línea que entrará a un separador. Luego, la línea de gas será enviada a la planta de endulzamiento y tratamiento, mientras que el líquido condensado será depositado en un tanque para su luego recolección.

Algunos manifold contarán con un separador de control y un separador general, con el fin de derivar alternadamente un solo pozo al separador de control para conocer la producción diaria en detalle, mientras que los pozos restantes se enviarán al separador general. Dado que la capacidad de separación estará en exceso en algunas baterías se colocará solamente un separador de control para evitar que sobre capacidad.

Una vez eliminado el condensado de la línea de gas, este deberá ser tratado con el fin de eliminar contaminantes como el CO₂ y el azufre. Para ello será tratado en una planta de endulzamiento, donde por medio de una planta de aminas, los productos no deseados serán retenidos. Una vez eliminados los contaminantes, la línea de gas entrará a una

planta de ajuste de punto de rocío, donde se separan los compuestos de 5 carbonos o más con el fin de recuperar gasolinas y ajustar las condiciones del gas para que cumplan con la calidad requerida.

Una vez que la línea de gas pase por los procesos mencionados, se encontrará listo para ser consumido por los clientes finales.

5. Aprovechamiento de condensables

Una opción que se analizó, fue la de reemplazar la planta de Ajuste de Punto de Rocío por una planta de Recuperación de GLP. En este caso, en lugar de recuperar solamente las gasolinas (C5+), también se separará butano y propano. Estos últimos pueden ser comercializados independientemente en mercados con sus respectivos precios.

El volumen de gas entregado a consumidores se medirá con el equivalente de calorías que es capaz de entregar ese gas por combustión. Por eso a un poder calorífico menor, se debe entregar un volumen mayor que un gas de mayor poder calorífico.

La separación de propano y butano traerá como consecuencia una disminución del poder calorífico del gas, reduciendo drásticamente rendimiento en volumen del mismo por la corriente final.

Realizando el análisis económico, será más rentable la venta de gas con mayor poder calorífico, que la venta de propano, butano y un gas más pobre. Por esta razón, esta decisión fue descartada.

6. Obras de Transporte

Para el diseño del gasoducto se consideró como dato inicial el caudal que se obtiene del estudio realizado en el diseño de la planta de Dew Point y la de GLP, es decir que se diseñó al gasoducto en base a dos alternativas.

Teniendo en cuenta el caudal por hora se optimizó la fórmula del caudal mediante la variación de la presión de entrada (P1) y el diámetro del gasoducto a través de iteraciones. El resultado obtenido permite identificar la presión con la cual se trabaja en el cálculo de la compresión.

En cuanto al diámetro, al obtener un número no entero como resultado, se lo lleva al diámetro superior más cercano haciéndolo corresponder con un diámetro convencional de gasoducto. En ambos casos (GLP y Dew Point) el diseño del gasoducto arroja un resultado de 16".

La turbo compresión se estudió con la presión obtenida en la iteración y aplicando la fórmula para obtener la potencia P (HP).

La relación de compresión se obtiene en base a la presión que sale de la planta de tratamiento y de la presión obtenida en el cálculo del gasoducto.

Para la determinación de la potencia a instalar se toma la máxima potencia y se compara con los datos del enunciado del problema.

Con todos estos datos se calcula el consumo de gas combustible de la turbo compresión y se realiza el cálculo de CAPEX y OPEX.

7. Costos y Tarifas

Los precios se manejan tal y como pide la consigna del trabajo, como se puede ver en la siguiente tabla en el año 2026 todos se igualan a 7,5 USD/MBTU. Asimismo es importante resaltar que para el año 2015 (Comienzo de operación) tanto la opción A como la B no tienen diferencias en el precio.

	USD/MBTU																					
	Base	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
- DISTRIBUIDORAS	0,5	0,8	1,2	1,5	1,7	1,8	2,0	2,2	2,4	2,7	2,9	3,2	3,5	3,9	4,3	4,7	5,2	5,7	6,3	6,9	7,5	7,5
- GNC	2,5	2,7	3,0	3,3	3,6	3,9	4,3	4,8	5,3	5,8	6,4	7,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
- GENERACION																						
OPCION A)	5,2	5,2	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
OPCION B)	2,7	3,9	5,2	5,4	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
- USUARIOS INDUSTRIALES	3,5	4,5	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	7,0	7,2	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
GASOLINA USD/bbl	-	-	89,3	91,4	93,5	95,6	97,7	99,8	100,8	101,9	102,9	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
PPI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

La fuente del incremento del Producer Price Index (PPI) es del Bureau of Labor Statistics (<http://www.bls.gov/>).

Con respecto a los costos se manejaron de acuerdo al requerimiento. La política de amortización es la siguiente: todo es lineal (vida útil) menos los pozos que es por agotamiento. Una forma más fácil de verlo es que todo lo que está bajo tierra se amortiza por unidades producidas o agotamiento y lo que está sobre tierra por línea recta porque al final se pueden vender en cualquier momento a diferencia de lo que está bajo tierra.

8. Aspectos Comerciales y Contractuales

En ambas opciones se respetó la consigna de cumplir completamente con los contratos a distribuidoras y al segmento de GNC.

Las diferencias en términos contractuales de ambas opciones responden exclusivamente a la estrategia comercial elegida, la que apunta a maximizar los ingresos por las ventas. Dicha estrategia se basó en la premisa de vender toda la oferta excedente luego de cumplir con las distribuidoras y el segmento de GNC, a aquellos segmentos que estén dispuestos a pagar los mejores precios.

A continuación se presentan dos cuadros detallando la distribución contractual para cada opción.

Distribución de Contratos de la Opción A:

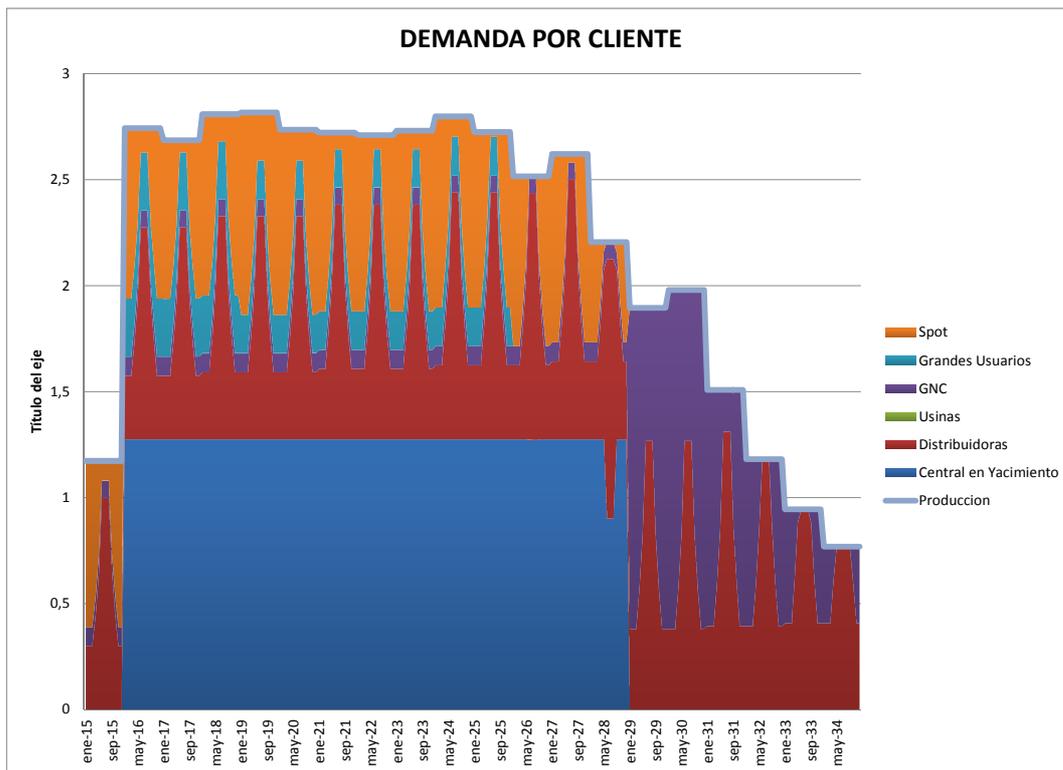
CONTROL DE CONTRATOS	Cantidad en Mm3/día
DISTRIBUIDORAS	
DIST-CONTRATO 2015-2017	1,00
DIST-CONTRATO 2018-2020	1,05
DIST-CONTRATO 2021-2023	1,11
DIST-CONTRATO 2024-2026	1,16
DIST-CONTRATO 2027-2028	1,23
DIST-CONTRATO 2029-2030	1,27
GNC	
Contratos Anual 2015-2028	0,10
Contrato 2029	1,68
Contrato 2030	1,78
Contrato 2031	1,24
Contrato 2032	0,88
Contrato 2033	0,60
Contrato 2034	0,40
GENERACION	
OPCION A)	
GEN-A-Contrato 2016-2025	1,50
GEN-A-Contrato 2026-2028	1,50
GEN-A-Contrato 2029	-
OPCION B)	
GEN-B-Contrato 2015	-
GEN-B-Contrato 2016-2020	-
GEN-B-Contrato 2021-2025	-
GEN-B-Contrato 2026-2028	-
GEN-B-Contrato 2029	-
GEN-B-Contrato 2030	-
GEN-B-Contrato 2031	-
USUARIOS INDUSTRIALES	
IND - Contrato 2015	-
IND - Contrato 2016-2018	0,30
IND - Contrato 2019-2021	0,20

IND - Contrato 2022-2024	0,20
IND - Contrato 2025	0,20
IND - Contrato 2026	-
IND - Contrato 2027	-
IND - Contrato 2028	-
IND - Contrato 2029	-

Distribución de Contratos de la Opción B:

CONTROL DE CONTRATOS	Cantidad en Mm3/día
<u>DISTRIBUIDORAS</u>	
DIST-CONTRATO 2015-2017	1,00
DIST-CONTRATO 2018-2020	1,05
DIST-CONTRATO 2021-2023	1,11
DIST-CONTRATO 2024-2026	1,16
DIST-CONTRATO 2027-2028	1,23
DIST-CONTRATO 2029-2030	1,27
<u>GNC</u>	
Contratos Anual 2015-2028	0,20
Contrato 2029	0,10
Contrato 2030	1,78
Contrato 2031	1,24
Contrato 2032	0,88
Contrato 2033	0,60
Contrato 2034	0,40
<u>GENERACION</u>	
<u>OPCION A)</u>	
GEN-A-Contrato 2016-2025	-
GEN-A-Contrato 2026-2028	-
GEN-A-Contrato 2029	-
<u>OPCION B)</u>	
GEN-B-Contrato 2015	-
GEN-B-Contrato 2016-2020	0,50
GEN-B-Contrato 2021-2025	0,50
GEN-B-Contrato 2026-2028	0,90
GEN-B-Contrato 2029	1,10
GEN-B-Contrato 2030	-
GEN-B-Contrato 2031	-
<u>USUARIOS INDUSTRIALES</u>	
IND - Contrato 2015	-
IND - Contrato 2016-2018	1,20
IND - Contrato 2019-2021	1,10
IND - Contrato 2022-2024	1,10
IND - Contrato 2025	1,00
IND - Contrato 2026	1,00
IND - Contrato 2027	1,00
IND - Contrato 2028	0,50
IND - Contrato 2029	-

Opción A: La estrategia se basa en destinar un alto volumen (CDC 1,5 Mm³) a la CT in situ para aprovechar el precio mayor que presentan con respecto al costo de oportunidad de volúmenes spot sobrantes (Siempre por debajo que industria y CT in situ). Es decir, esta opción sería una forma de disponer con un poco más de volumen spot producto de un factor de carga de 85% en la CT in situ. El contrato comienza en el año 2 de producción ya que no se puede cubrir la demanda de la CT en el primer año, y se respeta en el lapso 2016 – 2026. Luego se renegocia y durante el invierno del 2028 se cae en falta por problemas de disponibilidad.



En el grafico anterior se puede apreciar claramente los picos de demanda en invierno de las distcos año a año, y un bloque el cual representa el consumo firme de la CT in situ durante más de 10 años. También podemos observar que existe mayor volumen spot para comercializar en época invernal durante gran parte del tiempo lo cual puede representar muchas oportunidades en caso de grandes cambios en el mercado.

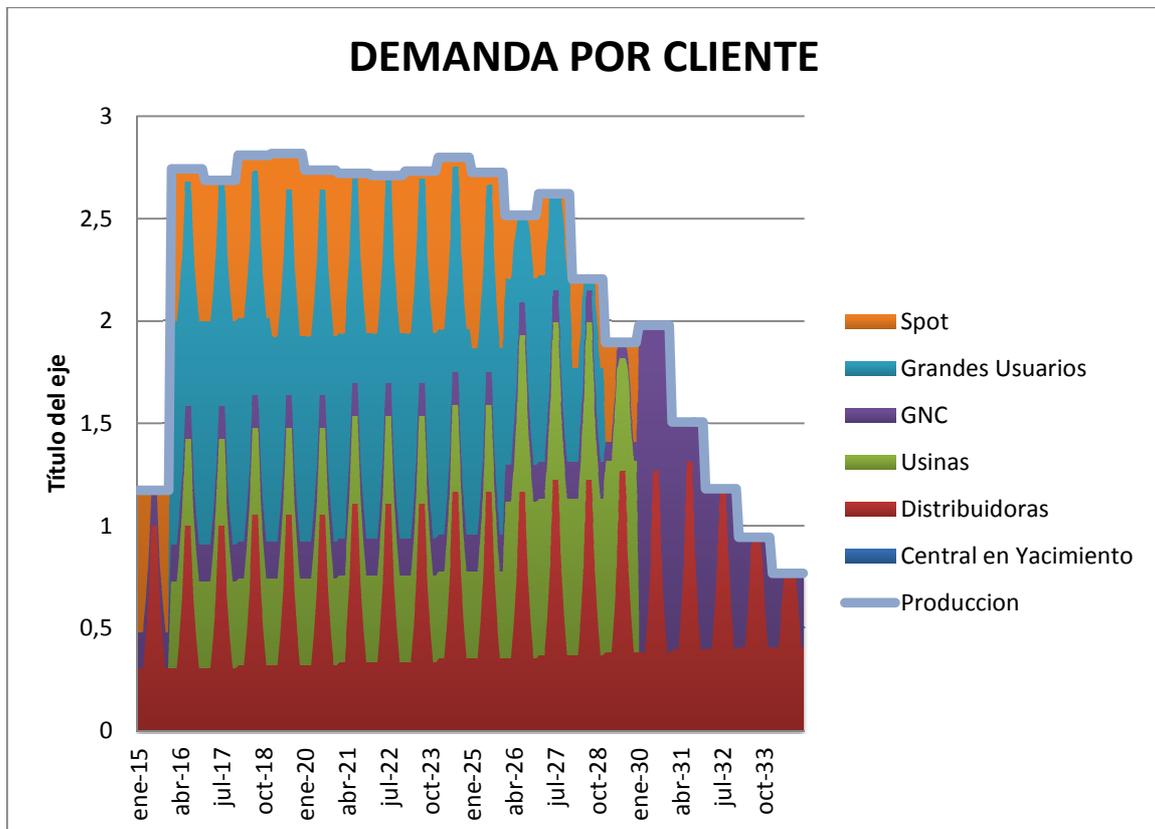
CLIENTE	Mm3	%
DISTRIBUIDORAS	4.652,01	29%
GNC	1.967,11	12%
OPCION A)	6.020,25	37%
USUARIOS INDUSTRIALES	765,42	5%
SPOT	2.765,92	17%
TOTAL	16.170,71	

Opción B: En esta opción, los contratos y CDC con los clientes de generación, se efectuaran de la siguiente forma durante la duración del proyecto:

CONTRATO	Mm³/Dia
GEN-B-Contrato 2016-2020 (5 años)	0,50
GEN-B-Contrato 2021-2025 (5 años)	0,50
GEN-B-Contrato 2026-2028 (3 años)	0,90
GEN-B-Contrato 2029 (1 año)	1,10

Esta estrategia de contratación permitirá alocar mayor cantidad de Mm3 en contrato con Grandes Industrias cuyos precios ofrecen mayor rentabilidad por MBTU, debido a que las usinas externas requieren de menor CDC por dia (0,5 Mm3/dia) en comparación con la opción A) (1,5 Mm3/dia), esta estrategia permitirá generar mayores ingresos por Mm3.

CLIENTE	Mm3	%
<u>DISTRIBUIDORAS</u>	4.652,01	29%
<u>GNC</u>	2.008,97	12%
<u>OPCION B)</u>	2.696,67	17%
<u>USUARIOS INDUSTRIALES</u>	4.426,84	27%
<u>SPOT</u>	2.386,22	15%
TOTAL	16.170,71	



En el gráfico anterior se observa que el volumen spot es menor en los inviernos que la opción A) debido al mayor factor de carga de industrias, sin embargo se puede suplir gran cantidad del mercado industrial mediante contratos firmes con precios atractivos. Es importante mencionar que para ambas opciones se utilizó la misma producción.

La siguiente tabla muestra las diferencias de las cantidades contratadas entre las Grandes Industrias en cada Opción:

USUARIOS INDUSTRIALES	Opcion A Mm3/dia	Opcion B Mm3/dia
IND - Contrato 2016-2018	0,30	1,20
IND - Contrato 2019-2021	0,20	1,10
IND - Contrato 2022-2024	0,20	1,10
IND - Contrato 2025	0,20	1,00
IND - Contrato 2026	-	1,00
IND - Contrato 2027	-	1,00
IND - Contrato 2028	-	0,50
Total	0,90	6,90

En resumen, el mercado se establecía en base a la producción y en teoría se trató de respetar las prioridades (Distcos, GNC, Usinas/CT in situ, Industrias) para tratar de representar lo que sucede en la vida real, respetando los plazos por contratos.

9. Evaluación de Proyecto

A los efectos de tomar decisiones respecto de las opciones comerciales (Opción A y Opción B), se tomó como base el análisis técnico para luego optimizar, dadas las restricciones comerciales o segmentos de la demanda a abastecer, la alternativa más rentable para cada opción. En términos generales se procedió a maximizar los ingresos por ventas de cada uno de los segmentos respetando las restricciones de entrega de gas.

De esta manera, la evaluación efectuada se divide en dos grandes ramas. La primera consiste en la evaluación del yacimiento de gas natural, obteniéndose de ella una planificación de la explotación del área a lo largo de la vida útil del proyecto.

Este análisis se encuentra desarrollado en la estimación del comportamiento del yacimiento y la determinación de sus reservas.

Esta información es básica para la planificación y evaluación de los escenarios de reservas y producción.

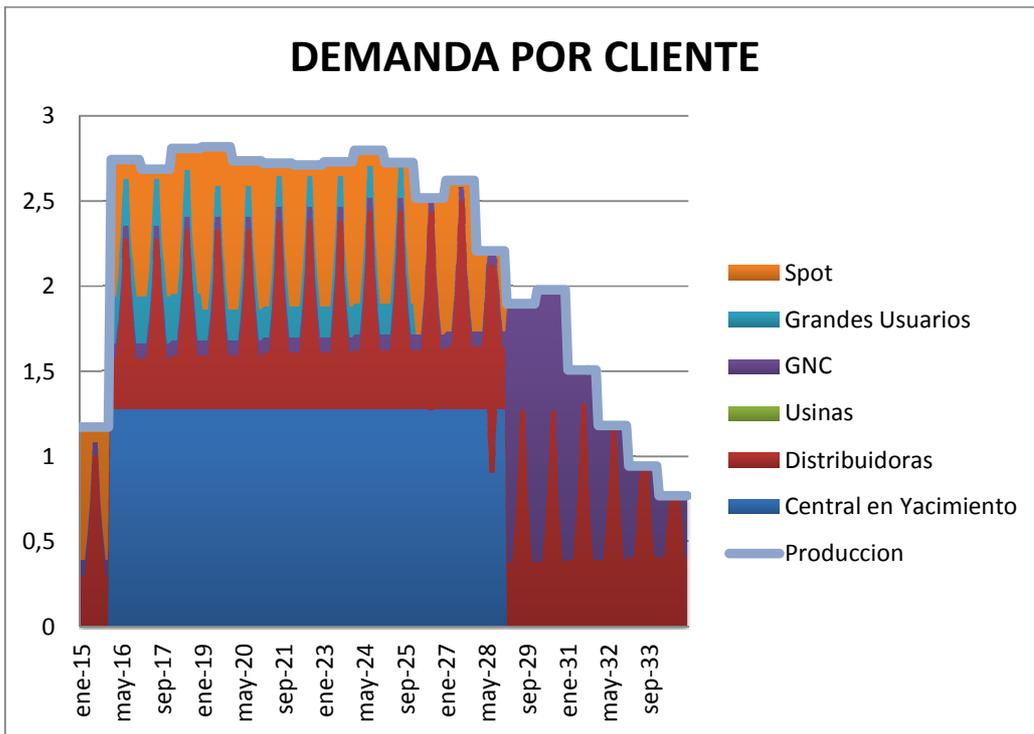
La segunda consiste en la estimación tanto de las inversiones necesarias para implementar el desarrollo del proyecto como en la estimación de los indicadores económicos que sustentan la viabilidad del mismo. En otras palabras se trata de optimizar la producción en el tiempo a los efectos de obtener el mayor beneficio económico del capital invertido.

Esto último es lo que se refleja en el Cash Flow, que en definitiva, es la herramienta que nos permite determinar las bondades o defectos desde el punto de vista económico y financiero del proyecto a evaluar.

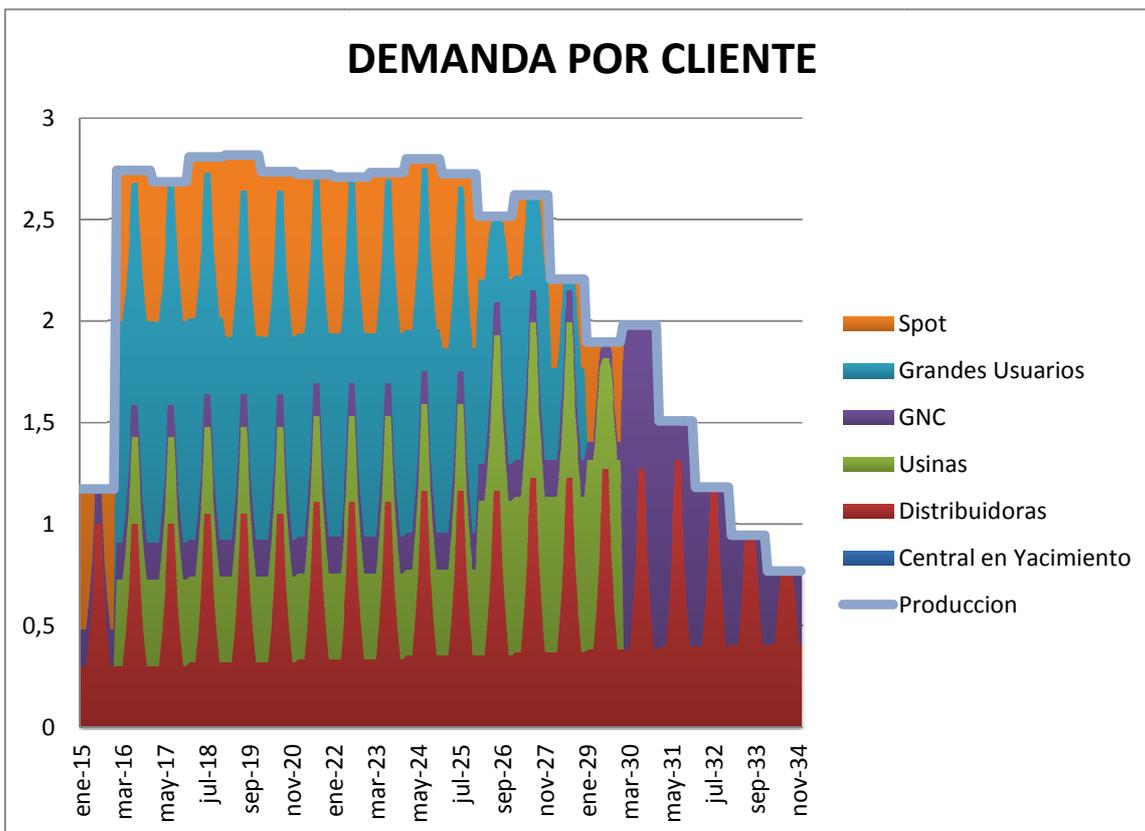
En definitiva, lo que muestra esta etapa es la expresión del comportamiento del yacimiento en términos monetarios.

A continuación se presenta la distribución de la demanda por tipo de cliente para cada una de las opciones del proyecto.

Optimización de la demanda Opción A:



Optimización de la demanda Opción B:



10. Flujo de Caja

A través del flujo de caja se representa el balance monetario para el período de vida útil del proyecto el que incluye beneficios netos, amortizaciones e inversiones, entre otras variables relevantes.

El flujo de caja acumulado para todo el período del proyecto arroja como resultado final básicamente el período de pago y la rentabilidad.

A continuación se presentan los resultados resumidos de cada de las opciones comerciales elegidas.

Resumen del Cash Flow Opción A:

TASA DE DESCUENTO VAN	10,00%
VAN al 10%	256,64
VAN al WACC	115,62
TIR	28,01%
TASA WACC	16%
TIEMPO DE REPAGO	4
MAXIMA EXPOSICION	-172,33

Resumen del Cash Flow Opción B:

TASA DE DESCUENTO VAN	10,00%
VAN al 10%	269,63
VAN al WACC	124,29
TIR	28,84%
TASA WACC	16%
TIEMPO DE REPAGO	4
MAXIMA EXPOSICION	-172,67

Ambas opciones no presentan mayores diferencias en relación a las variables presentadas en los cuadros anteriores.

11. Análisis de Sensibilidad

A los efectos de analizar la robustez del proyecto, tal como fuere solicitado, se tomó un factor multiplicador en principio igualado a 1, vinculado a las variables relevantes las que a continuación se presentan:

	<u>Variables</u>	<u>Factor</u>
a)	Inversiones	1
b)	Costos Operativos	1
d)	Precios de Gasolina	1
e)	Precio del Gas Natural a Distribuidoras	1
f)	Precio del Gas Natural a GNC	1
g)	Precio del Gas Natural a Generación Eléctrica Opcion A)	1
h)	Precio del Gas Natural a Generación Eléctrica Opcion B)	1
i)	Precio del Gas Natural a Industrias	1

La estrategia seleccionada no prevé endeudamiento.

Aplicando variaciones absolutas y en forma individual de un 10 por ciento a las variables mostradas en el cuadro precedente, se puede concluir que la que mayor efecto tiene tanto en el VAN, en la TIR y en el período de repago son las INVERSIONES.

Sensibilidades a Opción A:

Un incremento del 10 por ciento en el valor de las inversiones produce un incremento en período de repago en 1 año, pasando de 4 a 5 años. Respecto del VAN, la variación correspondiente es de $-7,4\%$; y en relación a la TIR es de -10% .

Una variación del 56% en las inversiones hacen que el VAN (al WACC) se hace 0 por lo que resultaría que respecto de esta variable es el incremento límite por el cual el proyecto pierde atractivo; adicionalmente la TIR queda en el orden del 16% lo que es igual a la tasa utilizada para calcular el WACC.

De manera similar una disminución del 60% en el precio del gas natural vendido a la central térmica produce el efecto de hacer 0 el VAN (al WACC), e incrementando el período de repago del proyecto a 7 años, por lo que esta variable tiene una relevancia mayor a la inversión.

Sensibilidades a Opción B:

Un incremento del 10 por ciento en el valor de las inversiones no produce un incremento en período de repago en esta opción. Respecto del VAN, la variación correspondiente es de $-7,5\%$; y en relación a la TIR es de -9.9% .

En esta opción, una variación del 60 % en las inversiones hacen que el VAN (al WACC) se hace 0 por lo que resultaría que respecto de esta variable es el incremento límite por el cual el proyecto pierde atractivo; adicionalmente la TIR queda en el orden del 16 % lo que es igual a la tasa utilizada para calcular el WACC.

12. Resumen de Resultados

- Opción A

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD Años 1	CANTIDAD Años n/20
1 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y Condensado in situ	M m3	20.309,00	
1b	Reserva remanente a presión de abandono	M m3	3.973,27	
1c	Factor de Recuperación	%	80,44%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	47,29	
1e	Cantidad de pozos		59,00	
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	5.473,61	
1g	Producción de gas – máxima	M m3/d	2,85	
	– promedio	M m3/d	2,24	
1h	Producción de condensado – máxima	m3/d	12,12	
	– promedio	m3/d	9,47	
2 DEMANDA Año 1 y Año “n”				
2a	Consumo máximo distribuidoras	M m3/d	1,00	1,31
2b	Consumo máximo GNC	M m3/d	0,09	1,60
2c	Consumo máximo termoeléctrica	M m3/d	-	-
2d	Consumo máximo industria	M m3/d	-	0,27
2d	Consumo máximo total	M m3/d	1,17	2,82
3 PROCESAMIENTO Año 1 y Año “n”				
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	2,85	
3b	Propano + butano (GLP)	ton/año	-	
3c	Gasolina	m3/año	4.424,95	
3d	Condensado	m3/año	69.320,49	
4 TRANSPORTE				
4a	Gasoducto para Generación eléctrica	pulg	N/A	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	N/A	
4c	Potencia instalada	HP	N/A	
4d	Gasoducto para Gasoducto troncal	pulg	16,00	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2,82	
4f	Potencia instalada	HP	2.500,00	
5 INVERSIONES				
5a	Inversión campo (yacimiento)	M us\$	328,79	
5b	Inversión planta/s procesamiento	M us\$	47,30	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	77,44	
5d	Inversión otros	M us\$	5,16	
5e	Inversión total	M us\$	458,69	-
6 PRECIOS GAS Año 1 y Año 20				
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	1,65	7,50
6b	GNC	us\$/MBTU	2,96	7,50
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	5,20	7,50
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	5,50	7,50
7 PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 20				
7a	GLP exportación	us\$/tn	N/A	N/A
7b	GLP Local	us\$/tn	N/A	N/A
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/bbl	N/A	N/A
7d	Gasolina y Condensado Exportación	us\$/bbl	N/A	N/A
8 RESULTADOS				
8a	VAN al 10,0%	M us\$	256,64	
8b	Tasa (WACC)	%	16%	
8c	TIR	%	28,01%	
8d	Repago	Años	4,00	
8e	Máxima exposición	M us\$	-172,33	

- Opción B

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD Años 1	CANTIDAD Años n/20
1 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y Condensado in situ	M m3	20.309,00	
1b	Reserva remanente a presión de abandono	M m3	3.973,27	
1c	Factor de Recuperación	%	80,44%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	47,29	
1e	Cantidad de pozos		59,00	
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	5.473,61	
1g	Producción de gas – máxima	M m3/d	2,85	
	– promedio	M m3/d	2,24	
1h	Producción de condensado – máxima	m3/d	12,12	
	– promedio	m3/d	9,47	
2 DEMANDA Año 1 y Año “n”				
2a	Consumo máximo distribuidoras	M m3/d	1,00	1,31
2b	Consumo máximo GNC	M m3/d	0,18	1,60
2c	Consumo máximo termoeléctrica	M m3/d	-	0,94
2d	Consumo máximo industria	M m3/d	-	1,09
2d	Consumo máximo total	M m3/d	1,17	2,82
3 PROCESAMIENTO Año 1 y Año “n”				
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	2,85	
3b	Propano + butano (GLP)	ton/año	-	
3c	Gasolina	m3/año	4.424,95	
3d	Condensado	m3/año	69.320,49	
4 TRANSPORTE				
4a	Gasoducto para Generación eléctrica	pulg	N/A	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	N/A	
4c	Potencia instalada	HP	N/A	
4d	Gasoducto para Gasoducto troncal	pulg	16,00	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2,82	
4f	Potencia instalada	HP	2.500,00	
5 INVERSIONES				
5a	Inversión campo (yacimiento)	M us\$	328,79	
5b	Inversión planta/s procesamiento	M us\$	47,30	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	77,44	
5d	Inversión otros	M us\$	4,34	
5e	Inversión total	M us\$	457,86	-
6 PRECIOS GAS Año 1 y Año 20				
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	1,65	7,50
6b	GNC	us\$/MBTU	2,96	7,50
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	5,20	7,50
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	5,50	7,50
7 PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 20				
7a	GLP exportación	us\$/tn	N/A	N/A
7b	GLP Local	us\$/tn	N/A	N/A
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/bbl	N/A	N/A
7d	Gasolina y Condensado Exportación	us\$/bbl	N/A	N/A
8 RESULTADOS				
8a	VAN al 10,0%	M us\$	269,63	
8b	Tasa (WACC)	%	16%	
8c	TIR	%	28,84%	
8d	Repago	Años	4,00	
8e	Máxima exposición	M us\$	-172,67	