



Licitación Pública Yacimiento “La Esperanza”

TRABAJO FINAL INTEGRADOR ECONOMÍA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL

Grupo 3

Sebastián Pastrana

Rocio Pinola

Juan Manuel Quiroga

Índice

1. Resumen Ejecutivo (desarrollado por S. Pastrana, R. Pinola y J. M. Quiroga).....	4
Objetivo	4
Descripción	4
2. Reservas (desarrollado por Juan Manuel Quiroga)	6
Cálculo de Gas In Situ	6
Pronóstico de Producción	7
3. Mercado (desarrollado por Sebastián Pastrana)	11
4. Marco Institucional y Legal (desarrollado por S. Pastrana, R. Pinola y J. M. Quiroga)	17
Ley 17.319	17
Ley 24.076: Ley de Gas Natural	18
Contratos de Proyecto	19
Programa Gas Plus.....	19
5. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento (desarrollado por Rocío Pinola).....	21
Perforación de Pozos.....	21
Distribución de los pozos en el campo	22
Captación, Recolección y Tratamiento.....	23
Sistema de Captación	23
Separación de condensados.....	23
Tanques y cargaderos de camiones	24
Cañería de 6"	24
Compresión en el yacimiento.....	24
6. Aprovechamiento de condensables (desarrollado por Rocío Pinola).....	29
7. Obras de Transporte (desarrollado por Juan Manuel Quiroga)	31
8. Costos y Tarifas (desarrollado por Sebastián Pastrana)	33
COSTOS	33
TARIFAS	33
9. Aspectos Comerciales y Contractuales (desarrollado por Juan Manuel Quiroga)	34
Plazos de Contratos.....	34
Contratos de Abastecimiento Firmados.....	34
10. Evaluación del Proyecto (desarrollado por Sebastián Pastrana).....	35
11. Flujo de Caja (desarrollado por Sebastián Pastrana).....	36

12.	Análisis de Sensibilidad (desarrollado por Sebastián Pastrana)	37
13.	Resumen de Resultados (desarrollado por S. Pastrana, R. Pinola y J. M. Quiroga)	39



2. Reservas

Cálculo de Gas In Situ

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) resultó estéril.

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 18.000 Mm³ de gas y 780 km³ de condensado recuperable

Para el cálculo del Gas In situ se utilizaron los parámetros obtenidos en los estudios y análisis realizados a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento.

Datos para el cálculo de las reservas volumétricas:

Datos del Yacimiento	Valor	Unidades
V_R: Volumen de Roca	1400	Mm ³
Porosidad	0.12	%
S_w: Saturación del agua irreductible	33	%
1-Saturación del agua	67	%
P_a: Presión Atmosférica	1.033	kg/cm ²
T_a: Temperatura ambiente	288	K
T_r: Temperatura del Reservorio	360	K
P_r: Presión del Reservorio	238	kg/cm ²
Z Reservorio	0.912	
Z Atmosférico	1	
GOR	23000	M ³ gas/M ³ liq
B_g: Factor Volumétrico de gas	0.00495	

Tabla 1: Datos del Yacimiento

El volumen de Gas In Situ, se calculó a partir de la siguiente fórmula:

$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g} \quad \text{Volumen de gas "in situ"}$$

Donde G= volumen de gas "in situ", en condiciones estándar

$$\text{Volumen de Gas In Situ (G)} = 22.748,66 \text{ Mm}^3$$

Para el cálculo del volumen de Gas Recuperable se utilizó el análisis PVT de los fluidos del reservorio y se determinó una presión de abandono de 50 kg/cm² para la cual el factor de compresibilidad es de 0,946 y el gas recuperable es de 18.230 Mm³

Gp = Volumen de Gas Recuperable: 18.230 Mm³

Factor de Recuperación: Gp/G*100% = 80,14%

Pronóstico de Producción

Una vez calculado el volumen de gas in situ, la siguiente etapa consistió en determinar el caudal promedio de producción de los pozos a perforar. Con fines simplificativos se trabajará con el modelo de pozo tipo, considerando que a medida que se avance en la explotación del yacimiento, la presión del reservorio irá disminuyendo año a año así como el caudal de extracción de los pozos.

Por lo tanto, para mantener la producción, es necesario perforar nuevos pozos o reducir la presión de extracción en superficie.

Para el cálculo del caudal del pozo tipo se utilizó la ecuación de Fetkovich:

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

Dónde:

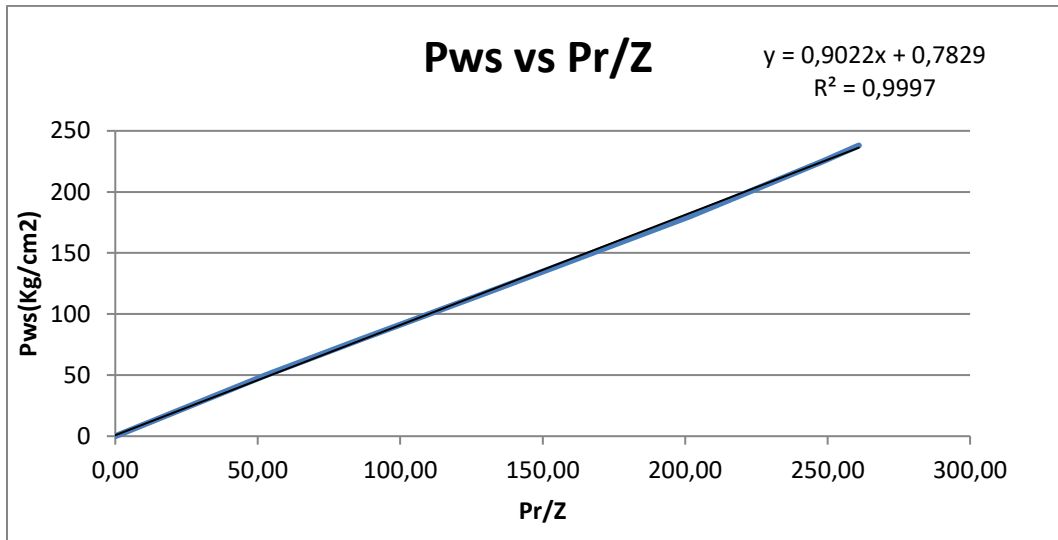
Pws = Presión estática de fondo de pozo (Presión estática del reservorio).

Pwf = Presión dinámica de fondo de pozo

C = 12

n = 0,942

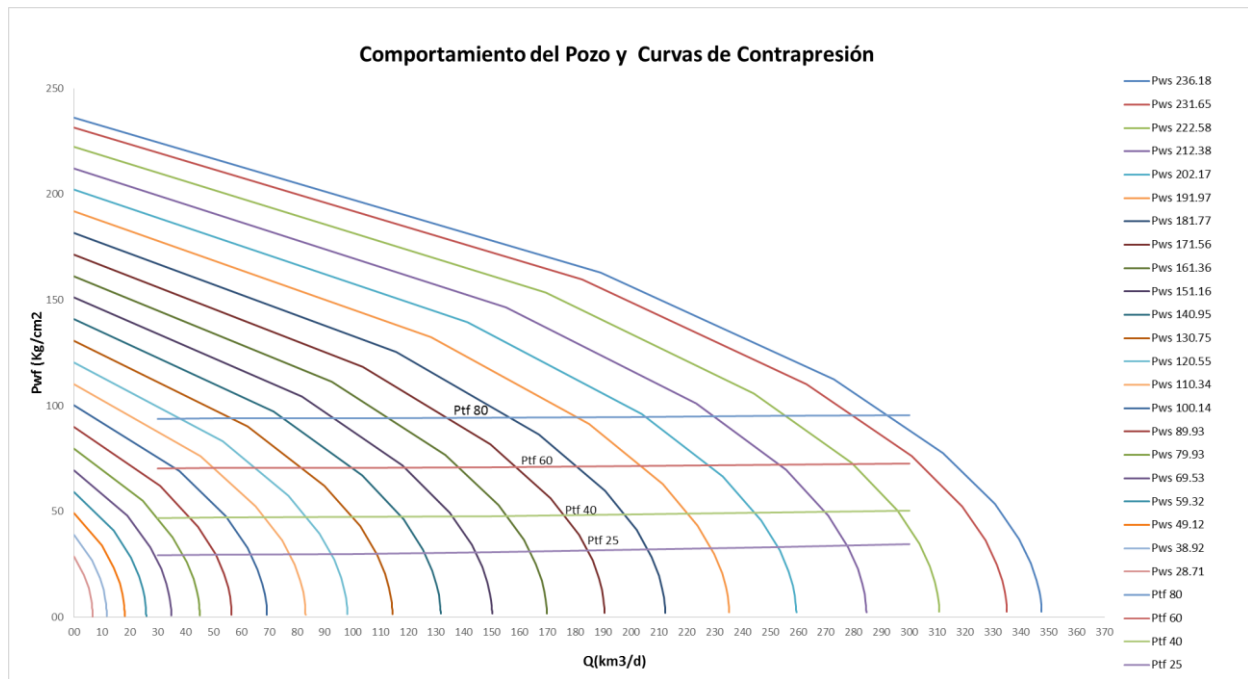
Primero se debió calcular los valores de Pws para cada año de producción del yacimiento.



Con el Pws obtenido para cada año, se construyen las curvas de comportamiento de los pozos IPR.

Para el cálculo de la caída de presión en el tubing se utilizó la ecuación de Smith y se graficaron las curvas de contrapresión.

$$P_w f^2 = (e^s \times P_t f^2) + \frac{6,67 \times 10^{-4} \times (Q \times T_p \times Z_p)^2 \times (e^s - 1) \times f}{d^5}$$



El punto donde las curvas de contrapresión interceptan a las curvas de comportamiento del pozo (IPR), se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}).

Las presiones dinámicas de boca de pozo consideradas para este caso fueron: 80 kg/cm^2 , 60 kg/cm^2 , 40 kg/cm^2 y 25 kg/cm^2

En función del pronóstico de producción propuesto, y los caudales de pozo tipo para cada año, se define la cantidad de pozos a perforar por año.

Trabajo Final Integrador

Año	Previsión de Producción			Desarrollo del Yacimiento								
	GP Diario (Mm3)	GP Anual (GM3)	GP Acum (Gm3)	Pws/Z (kg/cm2)	Pws (kg/cm2)	Ptf (kg/cm2)	Q Pozo Tipo (km3/d)	# Pozos Perforados	# Pozos Operativos	# Pozos Estériles	Q Real Produc (Gm3/A)	Q Real Produc (Mm3/d)
0	0.00	0.00	0.00	260.92	236.18	0.00	0.00	5.00	0.00	1.00	0.00	0.0000
1	0.00	0.00	0.00	260.92	236.18	0.00	0.00	4.00	0.00		0.00	0.0000
2	0.00	0.00	0.00	260.92	236.18	0.00	0.00	3.00	8.00		0.00	0.0000
3	3.41	1.24	1.24	246.64	223.30	80.00	309.85	2.00	11.00		1.24	3.4083
4	3.57	1.30	2.55	231.68	209.80	80.00	274.81	3.00	13.00	1.00	1.30	3.5725
5	3.60	1.31	3.86	216.61	196.20	80.00	239.91	2.00	15.00		1.31	3.5987
6	3.51	1.28	5.14	201.89	182.93	80.00	206.66	3.00	17.00		1.28	3.5131
7	3.52	1.29	6.43	187.14	169.62	80.00	176.04	5.00	20.00	1.00	1.29	3.5208
8	3.53	1.29	7.72	172.34	156.27	80.00	147.20	5.00	24.00		1.29	3.5327
9	3.48	1.27	8.99	157.75	143.11	80.00	120.12	2.00	29.00		1.27	3.4835
10	3.50	1.28	10.27	143.09	129.87	60.00	112.96	4.00	31.00	1.00	1.28	3.5016
11	3.49	1.28	11.54	128.45	116.67	40.00	102.78	6.00	34.00		1.28	3.4946
12	3.28	1.20	12.74	114.70	104.27	40.00	82.04	5.00	40.00	1.00	1.20	3.2814
13	2.83	1.03	13.77	102.85	93.57	40.00	64.31	5.00	44.00		1.03	2.8299
14	2.47	0.90	14.68	92.50	84.24	40.00	50.42		49.00		0.90	2.4704
15	2.25	0.82	15.50	83.09	75.74	25.00	45.87		49.00		0.82	2.2474
16	1.80	0.66	16.15	75.54	68.94	25.00	36.75		49.00		0.66	1.8008
17	1.47	0.54	16.69	69.38	63.37	25.00	30.06		49.00		0.54	1.4728
18	1.22	0.45	17.14	64.25	58.75	25.00	24.99		49.00		0.45	1.2243
19	1.03	0.38	17.51	59.93	54.85	25.00	21.05		49.00		0.38	1.0316
20	0.88	0.32	17.84	56.24	51.53	25.00	17.94		49.00		0.32	0.8789
21	0.76	0.28	18.11	53.08	48.67	25.00	15.43		49.00		0.28	0.7558
22	0.66	0.24	18.35	50.33	46.19	25.00	13.37		49.00		0.24	0.6552
23	0.57	0.21	18.56	47.94	44.03	25.00	11.67		49.00		0.21	0.5719

Se propuso una curva de producción que tiene un caudal inicial de aproximadamente 3,41 MSm³/día en el primer año y que, según el esquema de perforación de pozos elegido, permite un plateau de producción estable de alrededor de 3,49 MSm³/día durante la etapa media de la explotación. Luego la producción decae entrando en un período de declinación a partir del año 16 de producción hasta que se alcanza la presión de abandono fijada en 44,03 kg/cm² en el último año de concesión.



3. Mercado

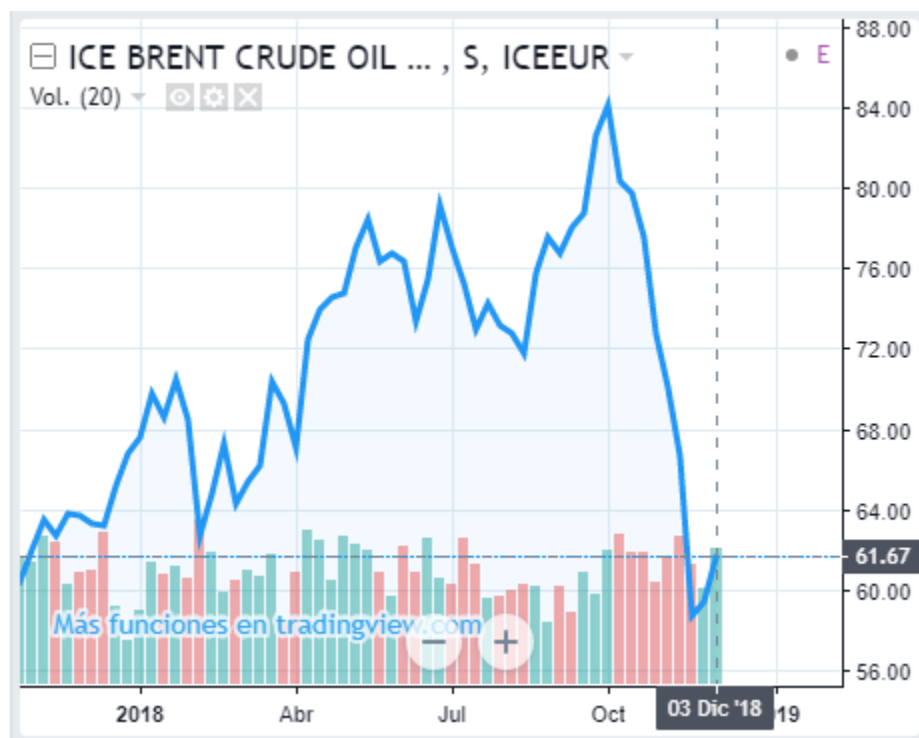
Respecto del mercado internacional, luego de una recuperación relativamente sostenida del precio del crudo desde principios de 2016, cuando el crudo cotizaba a menos de 30 USD/bbl, hasta septiembre de 2018, cuando la cotización superó los 80 USD/bbl, durante octubre y noviembre de 2018 los precios han sido golpeados, principalmente, por exceso de crudo en el mercado y por los pronósticos económicos pesimistas para el crecimiento global.



Fuente: <https://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart>

La reunión de la OPEP del 6 de diciembre en Viena fue esperada con ansias. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados, con Rusia a la cabeza, acordaron en Viena reducir su producción de petróleo en 1,2 millones de barriles diarios (mbd) a partir del 1 de enero y por seis meses, a pesar de las declaraciones de Donald Trump en las que dijo que el mundo “no necesita ni quiere” precios de crudo más altos. La reacción fue favorable hasta el momento. El crudo Brent subió un 4,5% a 62,96 dólares por barril, mientras que el West Texas Intermediate avanzó un 4,12% a 53,60 dólares.

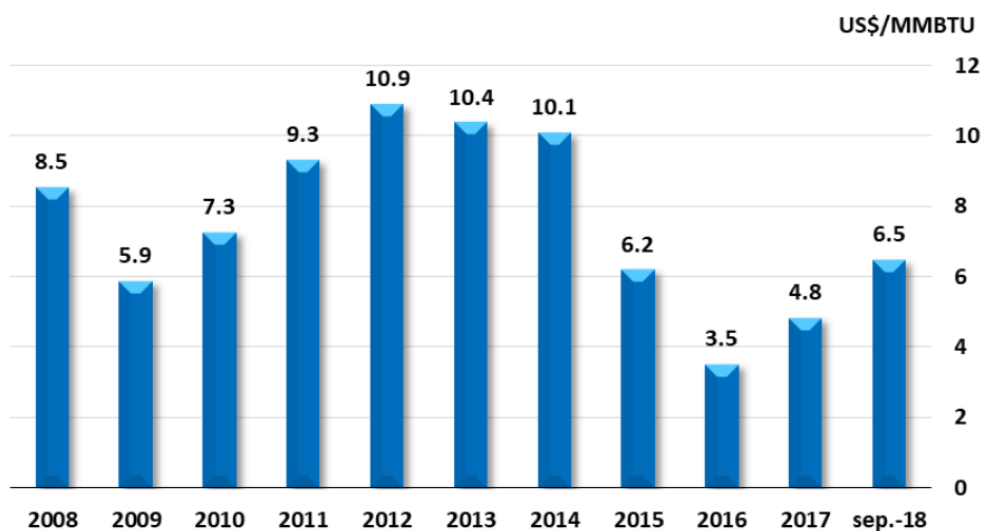
Se espera que durante 2019 la volatilidad siga marcado la estrategia de las empresas.



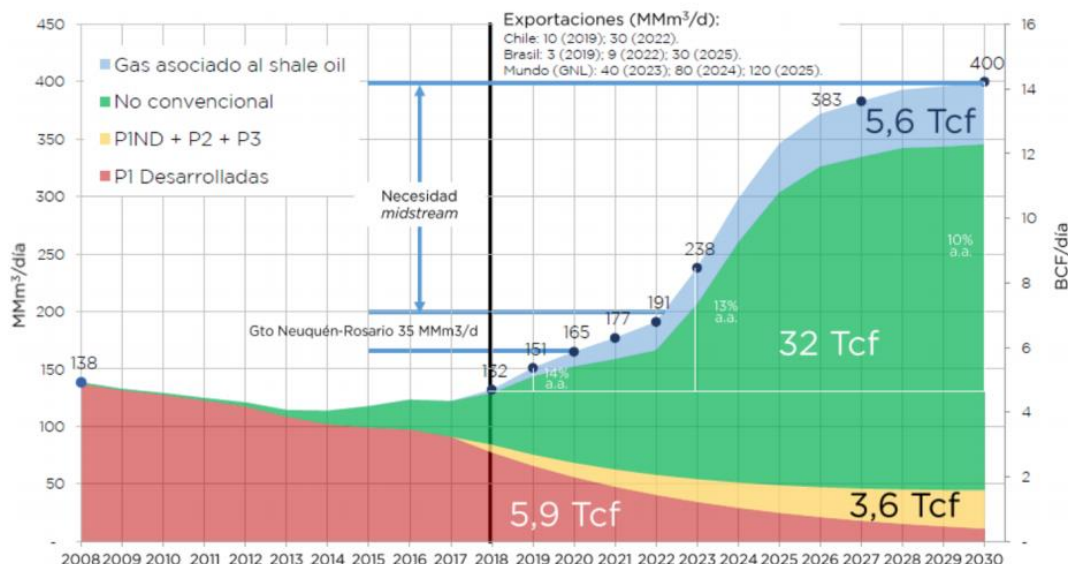
Mercado Regional

La importación de Gas de Bolivia está enmarcada en un contrato con un período de duración hasta el 2026. El país conducido por Evo Morales tiene prioridad de abastecimiento con Brasil, pero la menor demanda de ese país ayuda a contrarrestar la declinación productiva de los campos bolivianos. El precio que pagó Argentina en el primer trimestre a Bolivia fue de US\$ 5,46 por millón de BTU, de acuerdo a una fórmula que varía en función del valor internacional del gasoil y el fuel oil.

PRICE NATURAL GAS IMPORTED FROM BOLIVIA



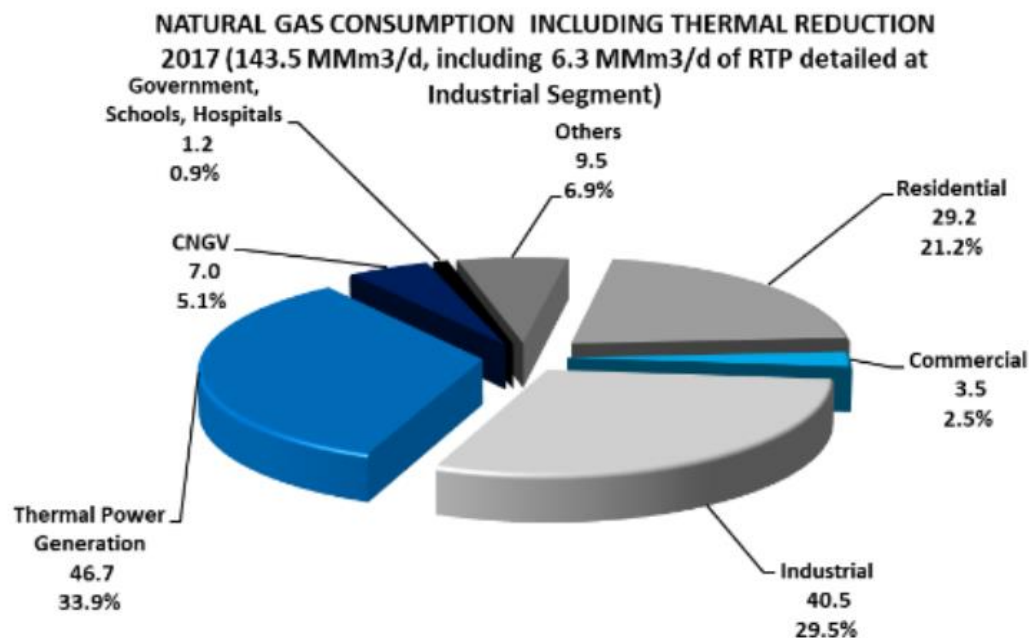
Hoy en día el país tiene un enorme potencial de reservas no convencionales en Vaca Muerta. Las estimaciones indican que la producción de petróleo no convencional de dicha cuenca equivale al 14% de la producción del país y, la del gas no convencional, al 36% de la producción total del país, a agosto de 2018. Esto arroja unos escenarios de producción de gas muy optimistas a futuro:



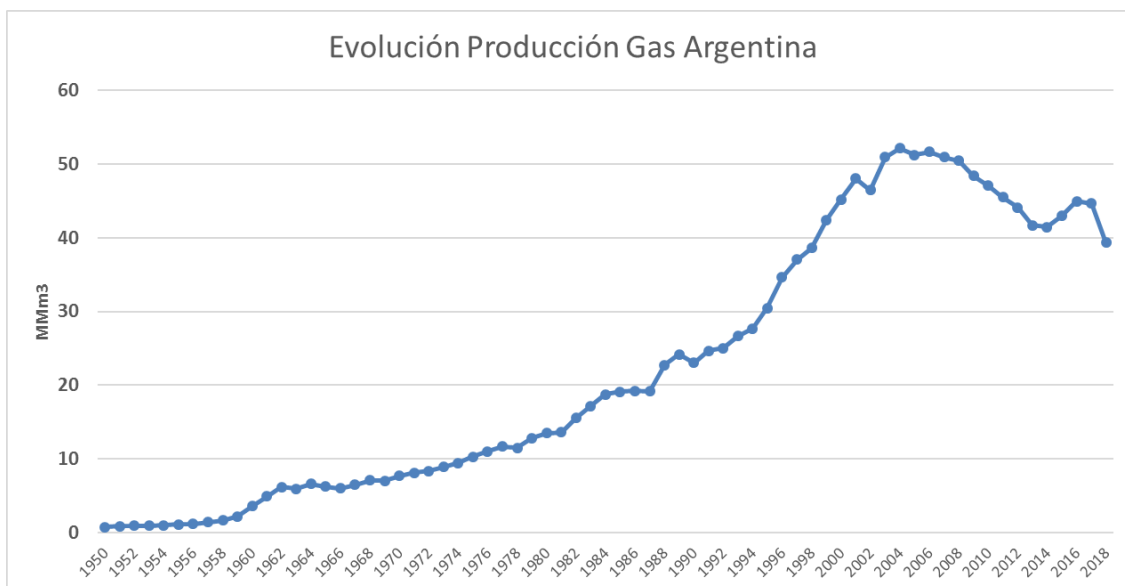
Después de más de una década, a fines de Agosto de 2018, la Argentina volvió a exportar gas a Chile.

Gas en Argentina

Argentina es uno de los países con mayor dependencia de los hidrocarburos, especialmente gas natural. El consumo final del gas es similar al de otros países de la región, destinando aproximadamente un tercio a cada sector: residencial/comercial, industria/agropecuaria y transporte.



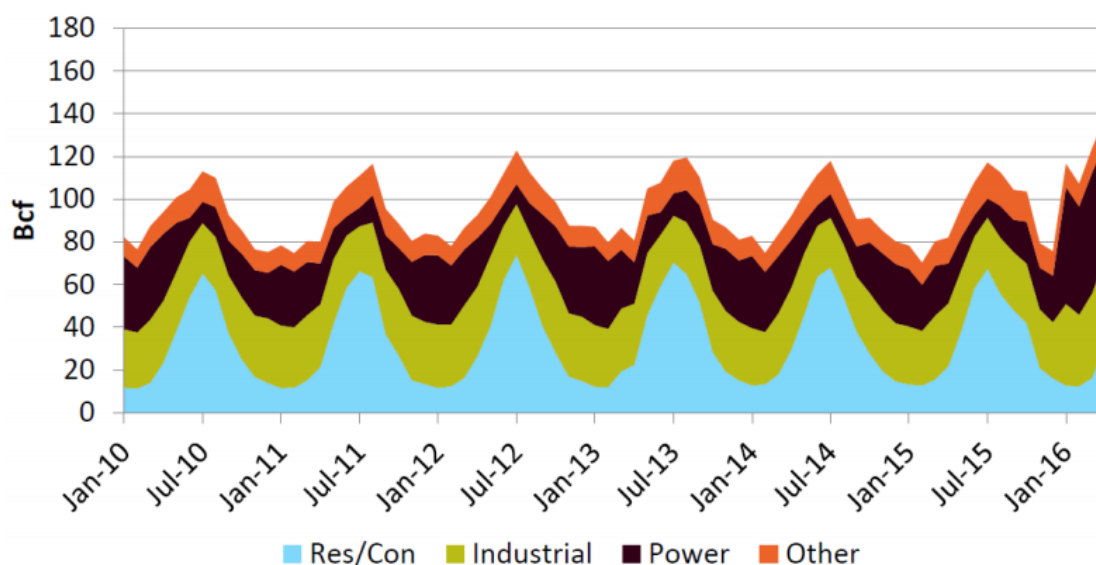
La oferta de gas en el país tuvo un historial mayoritariamente creciente, salvo en los últimos 20 años. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de producción de gas en la Argentina y se puede apreciar que aumentó considerablemente durante los 90s y luego tuvo un estancamiento y declinación, en el período 2000-2014.



La insuficiencia en la producción local de hidrocarburos tuvo un impacto en la balanza comercial, llegando a importar energía por más 12 MMUSD en 2013. De hecho, en 2012 Argentina fue el mayor importador de LNG del continente americano. Argentina incrementó su consumo 2012 con la terminal de Escobar, mientras que USA redujo sus compras debido al incremento de producción del Shale Gas.

IMPORTACIÓN REGIONAL DE LNG ° En pies cúbicos			
Puesto	País	Compras en 2012*	Variación anual
1	ARGENTINA	184 BILLONES	+16,5%
2	ESTADOS UNIDOS	181 BILLONES	-94%
3	MÉXICO	170,7 BILLONES	+16%
4	CHILE	145,5 BILLONES	+7,5%
5	BRASIL	136,4 BILLONES	+75%
6	CANADÁ	61,4 BILLONES	-90%
7	PUERTO RICO	47,4 BILLONES	+45%
8	REP. DOMINICANA	46,3 BILLONES	+25%

La industria muestra una fuerte estacionalidad generada por el consumo residencial y comercial, con grandes picos en época invernal, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

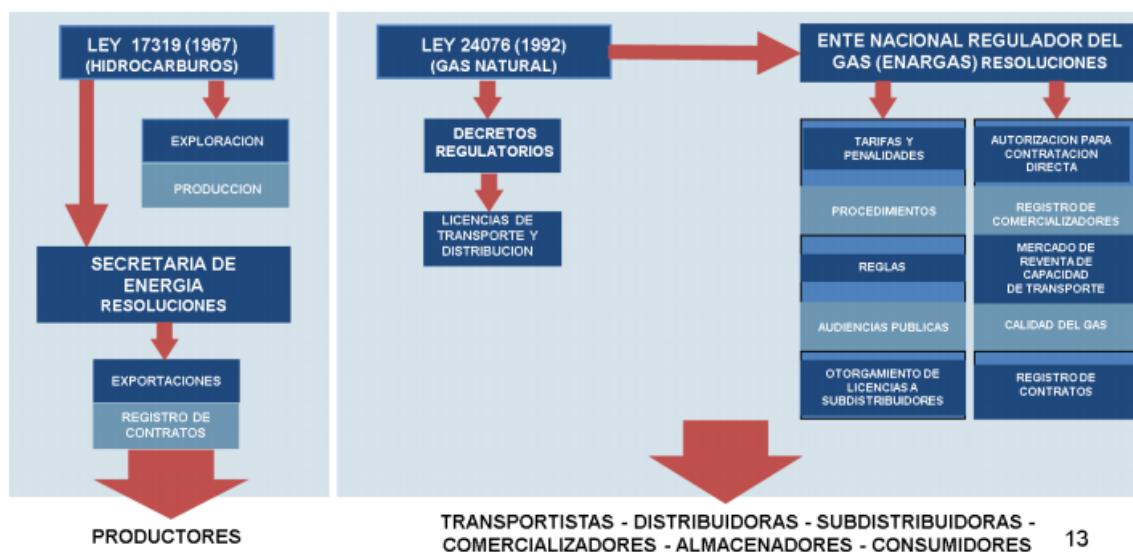


En cuanto al contexto local, no hay un único precio del gas y todos se mantienen muy lejos del Henry Hub. El valor de referencia es el del sector industrial, que paga el gas por encima de los US\$ 4 por millón de BTU. El Estado Nacional estableció un precio para las compras de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) de US\$ 5,20 por millón de BTU. Los contratos gasíferos se fijaron a un promedio ponderado de US\$ 4,68 por millón de BTU para el período de abril-septiembre de este año, que escalaban hasta US\$ 5,26 por millón de BTU a partir de octubre. Eso incluye que a los hogares que entran en las categorías de R1 a R2.3 (hasta 1000 metros cúbicos de consumo anual) se les factura el gas a US\$ 3,83 por millón de BTU, mientras que en la otra punta a los usuarios R3.4 (más de 1801 m3 de consumo anual) se les cobra US\$ 5,98 por

millón de BTU. Argentina abastece más de la mitad de su matriz energética con gas, que puede ser interno, o venir de Bolivia, Chile o el barco regasificador de Escobar ya que el de Bahía Blanca finalizó su contrato.

4. Marco Institucional y Legal

El régimen legal de la industria de Hidrocarburos en Argentina está regulado por distintas leyes, que se resumen en el siguiente cuadro:



Ley 17.319

En su redacción original, la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) preveía que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecían al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional. Sin embargo, dicha propiedad fue transferida a las Provincias en las que se sitúan los yacimientos en cuestión. En Argentina, la exploración y explotación de petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- i. Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de ellos.
- ii. Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de ellos.

Dicta el ART. 35 de la Ley 27.007:

“Art. 35. — De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

a) Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco (25) años.

b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión.

c) Concesión de Explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.”

- i. En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga. S
- ii. Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- iii. Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Ley 24.076: Ley de Gas Natural

Esta ley regula el transporte y distribución del Gas Natural y tiene por objetivos proteger los derechos de los consumidores y promover la competitividad de los mercados de Oferta y Demanda de Gas Natural y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo. Así mismo, regular la actividad del transporte y asegurar tarifas justas. Los distintos actores son:

Privados/estatales:

- Productores: titular de la concesión de explotación de hidrocarburos
- Procesadores
- Transportistas: responsable del transporte del gas natural desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de recepción por los distribuidores.
- Almacenadores
- Distribuidoras: Abastece a los consumidores finales a través de la red de distribución. Compra el gas directamente a los Productores o Comercializadores.
- Comercializadores: Realiza transacciones de compra-venta de gas y de su transporte.
- Grandes Consumidores Aquellos consumidores que compran directamente al productor.

En cuanto a la importación y exportación de Gas Natural, la Ley expresa: “Quedan autorizadas las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa. Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.”

Contratos de Proyecto

A priori, las alternativas de comercialización de Gas son las siguientes, en virtud de los requerimientos vigentes de abastecimiento:

- Distribuidoras: Ventas por un 30% de la inyección disponible cada año en el Gasoducto Troncal con un mínimo de $1\text{Mm}^3/\text{día}$ de $9300\text{kcal}/\text{m}^3$.
- GNC: Ventas por volúmenes anuales de no menos de $0,25\text{Mm}^3/\text{día}$ de $9300\text{kcal}/\text{m}^3$.
- Generación Eléctrica
- Grandes Usuarios y consumidores Directos: ventas sin límites de volúmenes máximo o mínimo.

En todos estos casos, cuentan con las siguientes cláusulas típicas:

- Plazo, Fecha de Primer entrega
- Origen de la producción y calidad del Gas
- Punto de Entrega, Impuestos y cargos de transporte.
- Cantidades (cantidad mínima) y Nominaciones
- Precio: Fórmula de cálculo, referencias, bandas, etc.
- Cláusulas Take or Pay, Make Up o Recuperación del Gas Natural.
- Cláusulas Delivery or Pay

Programa Gas Plus

En el año 2008, la Secretaría de Energía creó, a través de la Resolución N°24, el Programa Gas Plus, a fines de incentivar la producción de gas natural, considerando el aumento sostenido de la demanda, y la caída en los niveles de reservas de los años previos. Se consideran para el mencionado Programa, aquellos volúmenes logrados sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionaren a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos. El gas natural producido bajo el Programa Gas Plus, no sería considerado como parte de los volúmenes del “ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011”, y su valor de comercialización tampoco estaría sujeto a las condiciones de precio previstas dicho acuerdo, es decir que los precios del mismo se convendrían entre el productor y el comprador. La resolución fue modificada posteriormente a

través de la Resolución N°695/09, ampliando el Programa a productores no firmantes del acuerdo, y estableciendo la posibilidad de que un porcentaje de la producción proveniente de Proyectos aprobados en el marco del Programa sea retenida para cubrir la demanda interna, o que se considere como Gas Plus, producción que se acredite por encima de una producción determinada en el Proyecto.

5. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento

En línea con la demanda proyectada y su debido plan de producción se calcularon las plantas de acondicionamiento, instalaciones de superficie y transporte, que permiten transportar el gas desde el yacimiento al gasoducto troncal cumpliendo con las especificaciones de calidad requeridas. El cálculo y diseño de obras de infraestructura e instalaciones de superficie incluye:

- Perforación de pozos dentro del yacimiento y distribución de los mismos
- Diseño de tendido de cañerías de captación y condensado
- Ubicación de baterías - Instalación de manifold, separadores primarios y de control
- Instalación de planta de tratamiento y acondicionamiento
- Instalación de tanques de almacenamiento y cargadero de camiones
- Instalación de Motocompresión
- Diseño de gasoducto

Perforación de Pozos

Iniciando el proyecto con 5 pozos exploratorios (4 productivos y 1 estéril), y teniendo en cuenta la relación de pozo estéril es de 1 cada 10, se proyectó una perforación total de 54 pozos, de los cuales 49 son productivos y 5 estériles.

El período de perforación abarca un total de 13 años, comenzando en el año 1 con la perforación de 4 pozos, y finalizando en el año 13 también con la perforación de 5 pozos.

Con la adjudicación de la concesión se obtienen los 5 pozos exploratorios iniciales. Durante los primeros 3 años de la concesión se adecúa el yacimiento para comenzar a producir a partir del año 3. Los años restantes, desde el 14 hasta el 23, no se perfora por razones económicas, ya que el proyecto no generaría los fondos suficientes para repagar el mayor costo incurrido.

Se elaboró el siguiente plan de perforación:

Año	N° Pozos Perforados	N° Pozos Perforados Acumulados	N° Pozos Operativos	N° Pozos Estériles	N° Pozos Estériles Acumulados
0	5.00	5.00	0.00	1.00	1.00
1	4.00	9.00	0.00		1.00
2	3.00	12.00	4.00		1.00
3	2.00	14.00	7.00		1.00
4	3.00	17.00	9.00	1.00	2.00
5	2.00	19.00	11.00		2.00
6	3.00	22.00	13.00		2.00
7	5.00	27.00	16.00	1.00	3.00
8	5.00	32.00	20.00		3.00
9	2.00	34.00	25.00		3.00

Trabajo Final Integrador

10	4.00	38.00	27.00	1.00	4.00
11	6.00	44.00	30.00		4.00
12	5.00	49.00	36.00	1.00	5.00
13	5.00	54.00	40.00		5.00
14	0.00	54.00	45.00		5.00
15	0.00	54.00	45.00		5.00
16	0.00	54.00	45.00		5.00
17	0.00	54.00	45.00		5.00
18	0.00	54.00	45.00		5.00
19	0.00	54.00	45.00		5.00
20	0.00	54.00	45.00		5.00
21	0.00	54.00	45.00		5.00
22	0.00	54.00	45.00		5.00
23	0.00	54.00	45.00		5.00
21	0.00	54.00	45.00		5.00
22	0.00	54.00	45.00		5.00
23	0.00	54.00	45.00		5.00

Este plan arroja un total de 54 pozos en total según el siguiente detalle:

- 45 pozos deberán ser perforados y serán productivos
- 4 pozos deberán ser perforados y serán estériles
- 4 pozos productivos existentes
- 1 pozo estéril existente

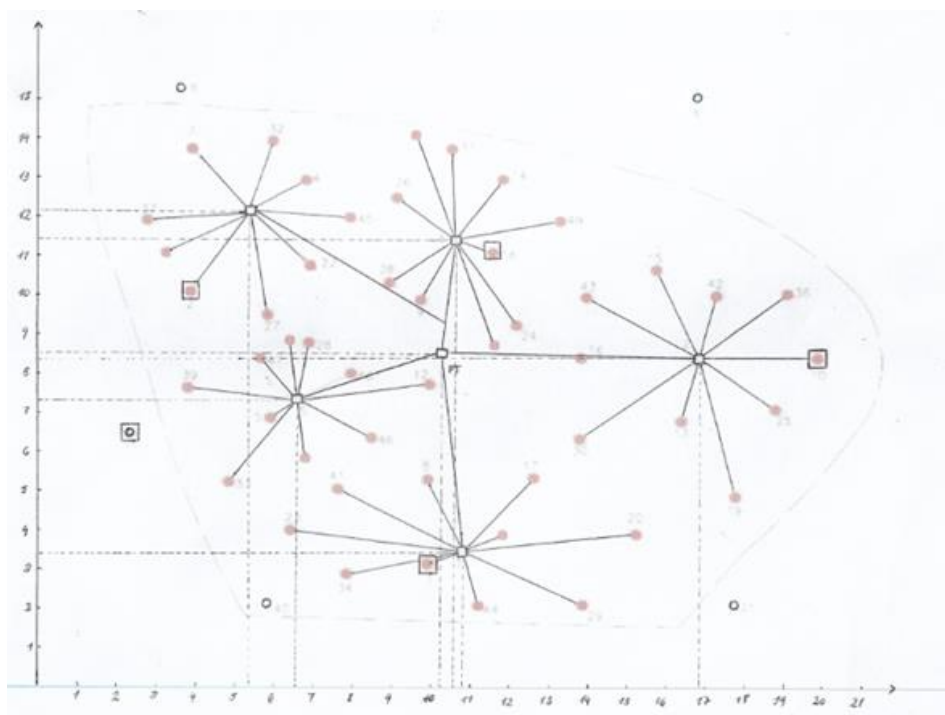
Basándonos en la premisa que por manifold se pueden conectar hasta 10 pozos, se instalarán un total de 5 Baterías.

A partir de los pozos existentes, y los pozos perforados durante los años año 1 y 2, se irán construyendo las baterías terminándolas en el año 2 para iniciar la producción en el año 3.

Distribución de los pozos en el campo

Una vez determinada la cantidad de pozos a realizar por año, nos concentramos en ubicar los mismos en el territorio concesionado. En la siguiente imagen indica la ubicación de los pozos descubridores, los productivos nuevos y los estériles, junto con el área de influencia de las distintas Baterías de captación numeradas.

	Coordenada X	Coordenada Y	Cant.Pozos	Distancia a Pta	Metros
Pta de Tratamiento	10.26	8.61	-	-	-
Manifold 1	5.3	12.3	9	5.5	2,961.54
Manifold 2	10.8	11.7	10	3	1,615.38
Manifold 3	17.1	8.5	10	6.8	3,661.54
Manifold 4	6.7	7.4	10	3.9	2,100.00
Manifold 5	10.9	3.5	10	5	2,692.31



Captación, Recolección y Tratamiento

Sistema de Captación

El sistema de captación se realizó con cañería de 4" y conecta cada pozo con el manifold ubicado al centro de cada batería, esto permite mantener las condiciones de cada una de las líneas para que se mantengan iguales e independientes del resto, tendiendo solo las líneas necesarias para cada uno de los pozos sin necesidades de modificaciones al sistema.

Separación de condensados

En base a los 54 pozos perforados, se propone instalar 5 baterías, y cada una estará conectada a un separador general de 700.000m³/día y dos separadores de control del 300.000 m³/día.

Tanques y cargaderos de camiones

Cada batería cuenta con un tanques de almacenamiento de condensados de 160m³. Adicionalmente en la planta de tratamiento se adicionan 7 tanques más, que permiten almacenar la producción como mínimo por 7 días. Las gasolinas y condensados generados se despacharan desde el cargadero de camiones ubicado cerca de la planta de tratamiento.

Cañería de 6"

Cada una de las baterías se conecta a la planta de tratamiento mediante cañerías de colección de 6" y se necesitan 38,59 km para realizar el conexionado.

Compresión en el yacimiento

Del año 3 al 9 se trabaja a una presión P_{tf} de 80 Kg/cm² y la pérdida estimada en las cañerías de captación y colectora es de 8 kg/cm², no es necesario comprimir, puesto que el ingreso a la planta de tratamiento requiere una presión mínima de 70 Kg/cm².

A medida que se reduce la presión de trabajo de superficie en los años subsiguientes, es necesario instalar motocompresores para poder cumplir con el requerimiento de presión en el ingreso de la planta de tratamiento.

Para realizar el cálculo de la potencia a instalar, primero hay que obtener el K_{rc} en función de la relación de compresión (R_c). Una vez obtenidos estos datos la potencia requerida se calcula como Q*R_c (Mm³ /d). Con ese dato y sabiendo que la potencia de cada equipo de motocompresión es de 500HP, se calcula la cantidad de equipos a instalar.

En base al pronóstico de producción y las presiones esperadas se armó un plan para la compresión dentro del yacimiento:

- En el año 10 cuando la presión sea de 60 Bar, se tendrá una relación de compresión de 1,35 y se necesitará una potencia 2109 HP. Para satisfacer esta potencia se instalarán 2500HP.
- En el año 11 cuando la presión esté en 40 Bar, se tendrá una relación de compresión de 2,19 y se necesitará una potencia de 5870 HP. Para satisfacer esta potencia se adicionarán 3500 HP a los ya instalados, alcanzando una capacidad instalada en ese año de 6.000 HP.
- En el año 15 cuando la presión baja a 25 Bar, se tendrá una relación de 4,12 y se necesitará para comprimir una potencia de 7365 HP, por lo que adicionarán 1500 HP a los ya instalados, alcanzando una capacidad instalada total de 7.500 HP.

Año	Potencia Requerida (HP)	Potencia Instalada (HP)	Potencia Instalada Acumulada (HP)	Ptf (kg/cm ²)
0	0.00			0
1	0.00			0
2	0.00			0
3	0.00			80
4	0.00			80
5	0.00			80
6	0.00			80
7	0.00			80
8	0.00			80
9	0.00			80
10	2,109.52	2,500.00	2,500.00	60
11	5,870.23	3,500.00	6,000.00	40
12	5,512.10		6,000.00	40
13	4,753.56		6,000.00	40
14	4,149.73		6,000.00	40
15	7,365.31	1,500.00	7,500.00	25
16	5,901.62		7,500.00	25
17	4,826.51		7,500.00	25
18	4,012.44		7,500.00	25
19	3,380.65		7,500.00	25
20	2,880.23		7,500.00	25
21	2,476.99		7,500.00	25
22	2,147.27		7,500.00	25
23	1,874.22		7,500.00	25

Puesta en especificación del gas

A través de la cromatografía realizada, se conoce la composición molar del gas crudo, que nos permite calcular el poder calorífico superior del gas crudo.

Componente	Gas Crudo	PCS Gas	PCS Gas Crudo
	% Molar	Kcal/m3	Kcal/m3
Metano	90.97%	9,008.70	8195,21
Etano	4.47%	15,785.4	705,61
Propano	1.25%	22,444.20	280,55
I-Butano	0.31%	29,004.90	89,92
N-Butano	0.34%	29,098.10	98,93
I-Pentano	0.09%	35,685.10	32,12
N-Pentano	0.07%	35,756.80	25,03
Hexanos	0.04%	42,420.30	16,97
Heptano y Sup	0.0%	49,079.00	4,91
Nitrógeno	1.7%		0
Dióxido de Carbono	0.75%		0
Total	100.0%		9449,25

Por su parte, las características del gas condensado en yacimiento son las siguientes:

Características del Gas	Valor
Densidad a 15°C	0.813
Gravedad API	42.4
Color Saybolt	-15
Agua (%)	< 1
Sales en crudo (g/m3)	10
Azufre total (ppm)	5
Temp. Inicial de destilación	60°C
Temp. Final de destilación	360°C

La Resolución ENARGAS N°259/2008, que reglamenta las especificaciones que debe cumplir el gas natural, en su ANEXO I indica las siguientes especificaciones:

Especificación de calidad del gas natural	Requisitos básicos
Vapor de agua	65 mg/m ³
Dioxido de carbono	2,0 % molar
Total inertes	4,0 % molar
Oxígeno	0,2 % molar
Sulfuro de hidrogeno	3 mg/m ³
Azufre	15 mg/m ³
Hidrocarburos condensables	-4°C a 5.500 kPa abs
Poder calorífico superior	Mín. 8.850 / Máx. 10.200 kcal/m ³
Temperatura	50°C
Indice de Wobbe	Mín. 11.300; Máx. 12.470

Contrastando las características del gas crudo con las especificaciones que exige el ENARGAS, se puede afirmar lo siguiente:

- El poder calorífico del gas crudo en el yacimiento es mayor a 9.300 kcal/m³, poder calorífico estándar al que se calculan los m³ equivalentes para la facturación.
- Es necesario instalar una planta de endulzamiento para eliminar el azufre, que no cumple con las especificaciones.
- Debe tratarse el gas para reducir los condensables presentes, puesto que los mismos ocasionan daños en las instalaciones y disminuyen la capacidad de transporte. Para lograr este objetivo se puede instalarse una planta de acondicionamiento o bien una de recuperación de GLP.

Antes de proceder al análisis de la instalación de cada una de ellas, se analizará la planta de endulzamiento, la cual es necesaria para ambos casos.

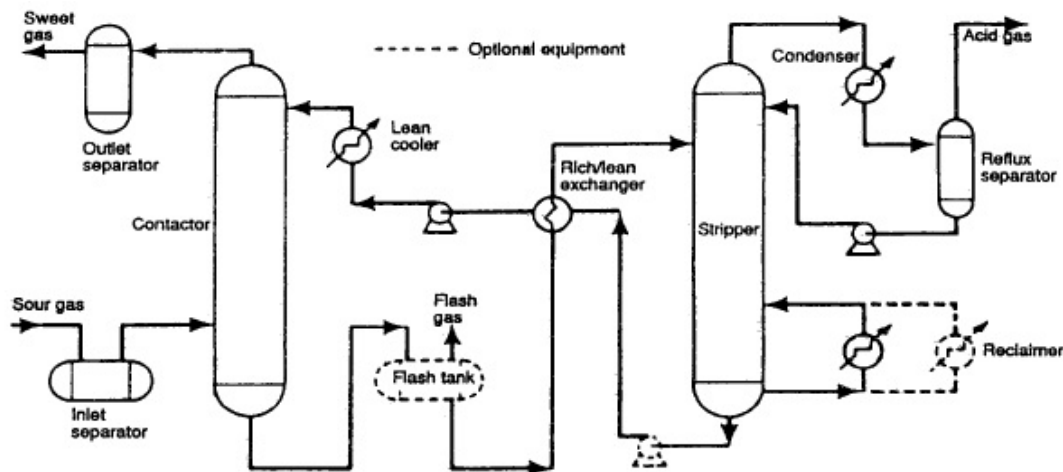
Planta de Endulzamiento

El endulzamiento del gas se realiza con el fin de eliminar el H₂S y el CO₂ del gas natural. Dichos compuestos son gases que suelen estar presentes en el mismo y pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, especialmente el H₂S, por lo cual, hay que eliminarlos.

La planta de endulzamiento a instalar será por absorción con aminas. El gas agrio se pone en contacto en contracorriente con una solución en la cual hay una sustancia que reacciona con los gases ácidos. El contacto se realiza en una torre conocida como contactora en la cual la solución entra por la parte superior y el gas entra por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y por lo tanto la solución al salir de la torre se envía a regeneración. El punto

Trabajo Final Integrador

clave es que la contactora sea operada a condiciones que fueren la reacción entre los componentes ácidos del gas y el solvente (bajas temperaturas y altas presiones), y que el regenerador sea operado a condiciones que fueren la reacción para liberar los gases ácidos (bajas presiones y altas temperaturas). En la separación primaria sucede la eliminación de hidrocarburos pesados utilizando un proceso de enfriamiento, mediante productos refrigerantes, con el fin de que hidrocarburos como los pentanos, hexanos y superiores queden separados en la entrada. La acumulación de H₂O contenida en el gas extraído, el cual es un problema por la formación de hidratos debido a las bajas temperaturas y altas presiones de operación de los procesos de recuperación, se elimina utilizando un proceso de adsorción a través de un lecho sólido de estructura porosa. Este retiene, sobre su superficie, H₂O e hidrocarburos. A continuación, se muestra un esquema de una planta típica de endulzamiento por absorción con aminas.



6. Aprovechamiento de condensables

Se realizó el análisis de factibilidad, técnico y económico, para instalar una planta de Recuperación de GLP o una planta de acondicionamiento de punto de rocío. Con los siguientes porcentajes de recuperación:

Componente	% Recuperación GLP	% Recuperación Punto de Rocío
Metano	0.0%	0.00%
Etano	0.0%	0.0%
Propano	88.0%	0.0%
I-Butano	98.5%	0.0%
N-Butano	98.5%	0.0%
I-Pentano	100.0%	25.0%
N-Pentano	100.0%	30.0%
Hexanos	100.0%	60.0%
Heptanos y Sup.	100.0%	80.0%
Nitrógeno	0.0%	0.0%
Dióxido de Carbono	80.0%	78.0%

Con la planta de GLP se obtiene un mayor aprovechamiento de los hidrocarburos condensables presentes en el yacimiento, fundamentalmente, propano y butanos, que de otra manera, se mezclarían indistintamente con el flujo de gas natural entregado a la demanda. Una vez que se extraigan los componentes más pesados del flujo de gas natural crudo, el poder calorífico del gas residual será menor, por lo que llevado a 9.300 Kcal/m³, dispondríamos de un menor volumen disponible para la venta. Una planta de Recuperación de GLP (Turboexpander) permite una recuperación de HC según los siguientes porcentajes:

Componente	Gas Crudo	Gas Residual	PCS Gas Residual
	% Molar i	% Molar f	Kcal/m ³
Metano	90.97%	93.35%	8195.21
Etano	4.47%	4.59%	705.61
Propano	1.25%	0.15%	33.67
I-Butano	0.31%	0.0%	1.35
N-Butano	0.34%	0.01%	1.48
I-Pentano	0.09%	0.00%	0.00
N-Pentano	0.07%	0.00%	0.00
Hexanos	0.04%	0.00%	0.00
Heptano y Sup	0.0%	0.00%	0.00
Nitrógeno	1.7%	1.74%	0.00
Dióxido de Carbono	0.75%	0.15%	0.00
Total	100.0%	100.0%	8937.32

En el caso de instalar una planta de Dew Point, el gas residual tendría las siguientes características:

Componente	Gas Crudo	Gas Residual	PCS Gas Residual
	% Molar i	% Molar f	Kcal/m3
Metano	90.97%	91.6%	8195
Etano	4.47%	4.5%	706
Propano	1.25%	1.3%	280
I-Butano	0.31%	0.31%	89.92
N-Butano	0.34%	0.34%	98.93
I-Pentano	0.09%	0.7%	24.09
N-Pentano	0.07%	0.05%	17.52
Hexanos	0.04%	0.02%	6.79
Heptano y Sup	0.0%	0.0%	0.98
Nitrogeno	1.7%	1.71%	0.00
Dioxido de Carbono	0.75%	0.17%	0.00
Total	100.0%	100.0%	9419.60

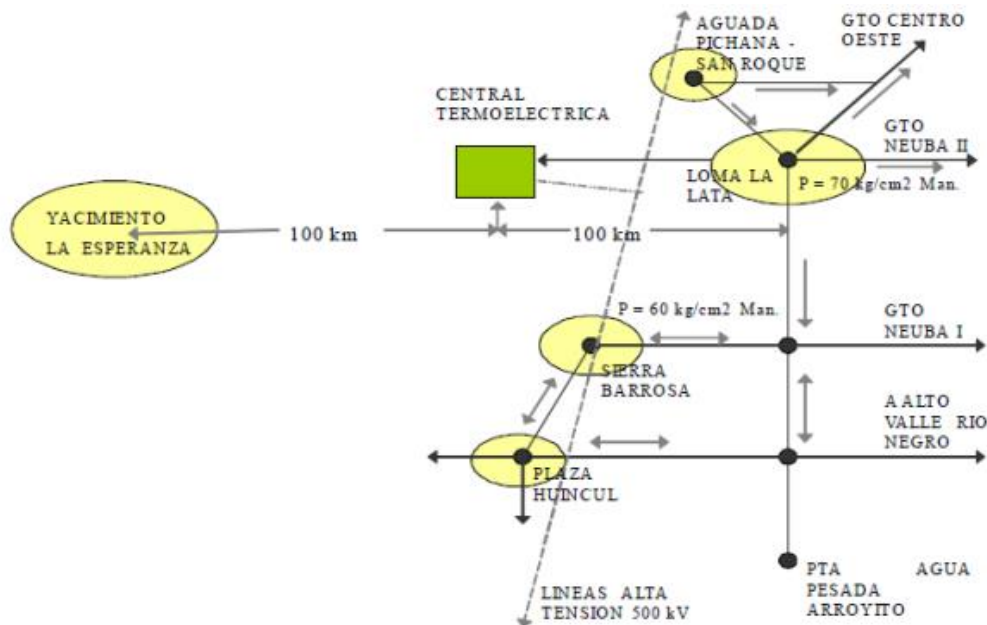
Los costos asociados a las instalaciones para una capacidad de 4Mm³/día son:

- 95 MUSD por la planta de Recuperación de GLP
- 35 MUSD por la planta de endulzamiento para tratar el azufre,
- 30 MUSD por la planta de Acondicionamiento en Punto de

Luego del análisis, técnico, económico y financiero se observa que la inversión en una turboexpander no es redituable, se procede a instalar una planta de Punto de Rocío.

7. Obras de Transporte

A la salida de la planta de tratamiento, el gas tratado será transportado por un gasoducto de 200km de tendido hasta llegar al gasoducto troncal que vincula con el NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste.



Condiciones del diseño del gasoducto y planta compresora:

- El gasoducto se debe operar con una MAPO de 95 kg/cm^2 .
- La presión mínima requerida para la entrada al Gasoducto Troncal es de 70 kg/cm^2 .
- La presión mínima requerida para la entrada a la Central Termoeléctrica es de 45 kg/cm^2 .
- Se incorporan al diseño dos estaciones de medición y regulación, una en el punto de transferencia a la Central Termoeléctrica, y otra en el punto de inyección al gasoducto troncal.
- Se dimensionó la planta compresora de acuerdo al gas natural que se inyecta al gasoducto troncal considerando el contrato con la Central Termoeléctrica (menor caudal en el segundo tramo). En caso de romperse el contrato con la Central, sí se considera como opción el aumento en la capacidad de compresión para transporte.
- Se definió que ambos tramos fueran de igual diámetro: al existir un contrato de venta de gas natural a la Central Termoeléctrica, sería posible reducir el diámetro del segundo tramo. Sin embargo, en caso de romperse dicho contrato, esto imposibilitaría transportar el excedente al gasoducto troncal. La incorporación posterior de gasoductos no se consideró una opción viable.

El diámetro teórico requerido se obtuvo a partir de despejar el valor “Kp” de la formula simplificada para el cálculo del caudal y cruzar el este valor con el correspondiente a los gasoductos de 100 Km de longitud de las tablas de correspondencia vistas en el curso de “Comercialización de Gas Natural”

$$Q(m^3 / d) = Kp * (P1^2 - P2^2)^{1/2}$$

Para el cálculo del Kp del primer tramo, se realizó con el caudal máximo 3,42 Mm³ que se tiene en el año 5 y siendo 68 Bar presión de salida de la planta de Punto de Rocío y 45 Bar la presión de entrada a la central termoeléctrica. Una vez obtenido el Kp, se ingresó a la tabla de correspondencia y nos da un diámetro de cañería de 16”.

Para este primer tramo no es necesario comprimir, ya que el gas ingresa al gasoducto a 68 Bar y la presión cae a 45, que coincide con la presión de ingreso a la central termoeléctrica.

Para el segundo tramo, el análisis dio como resultado la instalación de una cañería de 16 pulgadas, y contemplando las necesidades mínimas de presión que se requiere para ingresar al gasoducto troncal (70 Bar) y la caída de presión a lo largo de los 100km, se necesita una relación de compresión de 1,9 y una potencia de 3214 HP. Por lo que se va a instalar una planta compresora de 5000 HP a la salida de la central termoeléctrica.

Para llevar la presión al valor mencionado, se realizó el cálculo de compresión utilizando la fórmula $P(HP) = Krc * Q (Mm^3/d)$. Conociendo que la relación de compresión de 1,9, saco el valor de Krc de la tabla de los apuntes de acondicionamiento de gas.

8. Costos y Tarifas

COSTOS

- Costos Operativos en Yacimiento:
 - Captación: promedia un costo de 15,94MUSD/año y representa el 71% de los costos operativos.
 - Compresión: El costo es de 135 USD/HP instalado. Desde el año 15 y hasta el año 23 contamos con una capacidad instalada de 7500HP.
 - Acondicionamiento: Costos de acondicionamiento de hidrocarburos es de 2,75 USD/1.000 Sm³.
 - Tratamiento: Costo de Tratamiento del Gas de Producción. Este costo proporcional a la Producción. El mismo es de 3,75 USD/1.000 Sm³ de Gas tratado.
 - Abandono de Pozos: Representa el costo de abandono de Pozos por un valor de 16.29MUSD/pozo.
- Costos Operativos en Gasoducto:
 - Compresión (Turbocompresores): el promedio es de 0.4MUSD/año total por gastos operativos de la planta.
 - Mantenimiento de Gasoductos: el gasto de mantenimiento es de 21.500USD/año km, que representan 4,3 MUSD/año para los 200km de gasoducto.
- Imprevistos: Se considera un 10% de OPEX adicional por Imprevistos.

TARIFAS

A continuación, detallaremos las tarifas contempladas según los clientes para el caso de Gas Natural, y por otro lado gasolinas y condensados. Los clientes considerados son los siguientes:

- Distribuidoras (R+P1+P2) el precio será de 4USD/MBTU y tendrá un crecimiento de un 5% hasta llegar al precio de la Generación Eléctrica de invierno.
- GNC: el precio será de 4,5 usd/MBTU
- Generación Eléctrica: hay dos opciones o 4,2 USD/MBTU durante todo el período de evaluación o 4usd/MBTU durante el período estival y de 5usd/MBTU durante el período invernal.
- Usuarios Industriales en contratos firmes, el precio será de 4,5 usd/MBTU durante todo el período de evaluación.
- MEG: para el precio de las ventas spot se considera un descuento del 22% respecto del precio del contrato de GNC.

Previsión del Precio del Dólar:

En cuanto a la previsión del dólar consideramos una tendencia incremental de un 5% anual.

9. Aspectos Comerciales y Contractuales

Plazos de Contratos

Los contratos con las Distribuidoras son por un lapso de 3 años con posibilidad de renovación por períodos de no menos de 2 años; debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido de 1 Mm³/d de 9300kcal/m³ o ventas por volúmenes de un 30% de producción disponible en cada año.

GNC: los contratos son por un año con posibilidad de renovación anual un año por subasta en el MEG.

Generación Eléctrica: existen dos opciones contractuales, la primera de 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años, y la segunda es por 5 años, renovable por períodos de no menos de 1 año, manteniendo el volumen original en cada renovación.

Usuarios Industriales: los contratos son por 3 renovables en períodos no menos de un año pudiendo variar las cantidades en cada renovación.

Contratos de Abastecimiento Firmados

Se abastece a las distribuidoras durante todo el plazo de concesión, renovándose los contratos por un período de 3 años y con una tasa de crecimiento vegetativo del 1,8%.

Durante los últimos seis años de producción, toda la oferta se destina a abastecer la demanda mínima de las distribuidoras.

Al usuario de GNC se le abastece durante 13 años (del año 3 al 16) renovándose los contratos anualmente.

A lo largo de todos los años de concesión, toda la producción libre sumada a la que no es tomada por las distribuidoras, GNC y Central Eléctrica es vendida al Mercado Electrónico.

Se consideró un plan de ventas a Generación por dos períodos de 5 años cada uno.

Habiendo cumplido con las obligaciones pactadas con nuestros clientes (distribuidoras, GNC, Central Termoeléctrica), se consideró el siguiente plan de ventas

Datos en Mm3/año											
	Producc	Contratos			Estrategia de Ventas						
Año	Prod	Distrib	GNC	GT B	Reman	Libre	GT B	U. Industr	GNC	MEG	Control
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00	0.00
3	1225.32	365.00	91.25	769.07	403.50	403.50				403.50	0.00
4	1284.36	365.00	91.25	769.07	403.50	462.53			59.00	403.53	0.00
5	1293.75	365.00	91.25	769.07	403.50	471.93			68.00	403.93	0.00
6	1263.01	392.00	91.25	769.07	415.38	426.06			10.00	416.06	0.00
7	1265.75	392.00	91.25	769.07	415.38	428.81			13.00	415.81	0.00
8	1270.05	392.00	91.25	574.08	356.88	569.60		166.92	45.00	357.68	0.00
9	1252.33	413.55	91.25	574.08	366.36	539.81		166.92	6.00	366.89	0.00
10	1255.07	413.55	91.25	574.08	366.36	542.55		166.92	9.00	366.63	0.00
11	1245.80	413.55	91.25	574.08	366.36	533.28		166.92		366.36	0.00
12	1169.79	436.29	91.25	574.08	376.36	444.54			68.00	376.54	0.00
13	1008.82	436.29	91.25		204.14	685.42		243.21	238.07	204.14	0.00
14	880.67	436.29	91.25		204.14	557.27		243.21	109.92	204.14	0.00
15	794.73	460.27	91.25		214.69	457.91		243.21		214.70	0.00
16	636.80	460.27	91.25		214.69	299.97			85.00	214.97	0.00
17	520.79	460.27			202.52	263.04			60.00	203.04	0.00
18	432.95	432.95			190.50	190.50				190.50	0.00
19	364.78	364.78			160.50	160.50				160.50	0.00
20	310.78	310.78			136.74	136.74				136.74	0.00
21	267.27	267.27			117.60	117.60				117.60	0.00
22	231.70	231.70			101.95	101.95				101.95	0.00
23	202.23	202.23			88.98	88.98				88.98	0.00

10. Evaluación del Proyecto

En primera instancia se evaluó el proyecto sin contemplar financiación externa, observando que el período de repago es de 7 años, y teniendo una máxima exposición de 309 millones de USD en el año 2.

El VAN del proyecto sin financiación es de 381,06 millones de dólares (con una tasa de descuento del 10%), y una TIR de 27%.

Si se evalúa el proyecto contemplando financiación externa, se puede ver que el período de repago se mantiene en 7 años pero unos meses antes, y se ve incrementada la máxima exposición de 362 millones de USD en el año 2.

El VAN del proyecto con financiación se eleva a 698,85 millones de dólares (con la misma tasa de descuento del 10%), y la TIR cambia a 23%.

En cuanto al WACC podemos observar que es bajo 10,61%, debido al poco endeudamiento que tendríamos al solicitar el préstamo, por tener una alta TIR que genera que gran parte de las inversiones del proyecto se financien con los fondos autogenerados.

11. Flujo de Caja

Los primeros años del flujo de caja es negativo debido a las altas inversiones realizadas en los primeros 3 años para establecer instalaciones de superficie, perforar pozos y establecer plantas de tratamiento.

A partir del año 3 el flujo comienza a ser positivo (USD 164,53 millones) contrarrestando los anteriores años y manteniéndose por los siguientes 10 años en un promedio de USD 99,28 millones.

Para los últimos 10 años del proyecto el promedio de los flujos anuales se establecen en USD 45,93 millones.

Si tenemos en cuenta el escenario en el que se solicita financiamiento, el flujo también comienza a ser positivo en el año 3, teniendo un valor de USD 151,80 millones, y manteniendo un promedio en los próximos 10 años de 91,67.

Para los últimos 10 años del proyecto el promedio de los flujos anuales se establecen en USD 45,93 millones, al igual que si no se solicitara financiamiento.

12. Análisis de Sensibilidad

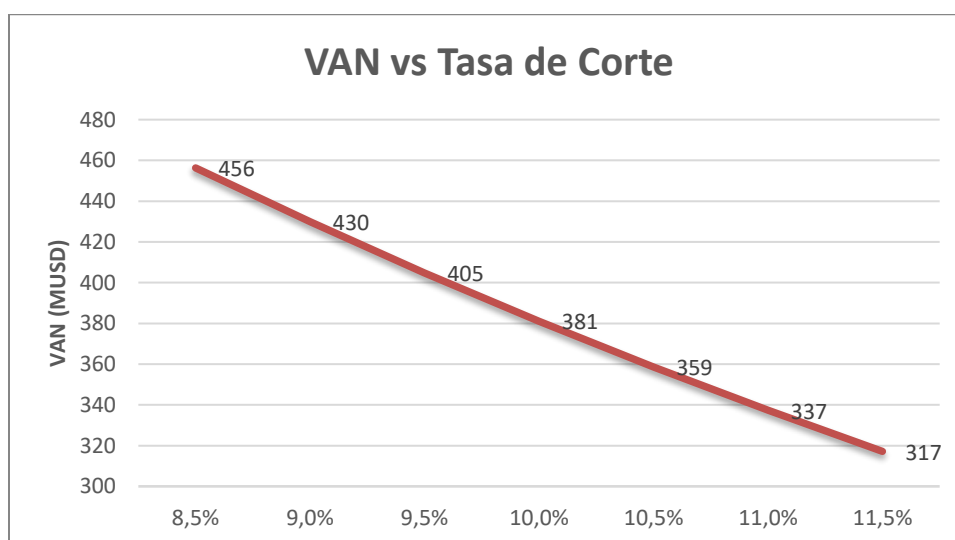
A diferencia de los modelos estocásticos, que contienen funciones de probabilidad entre sus variables, los modelos determinísticos deben analizar el efecto de la incertidumbre mediante un análisis de sensibilidad. El mismo se realiza sobre las variables clave para ver el potencial impacto de los posibles desvíos y determinar qué tan robusto es el proyecto.

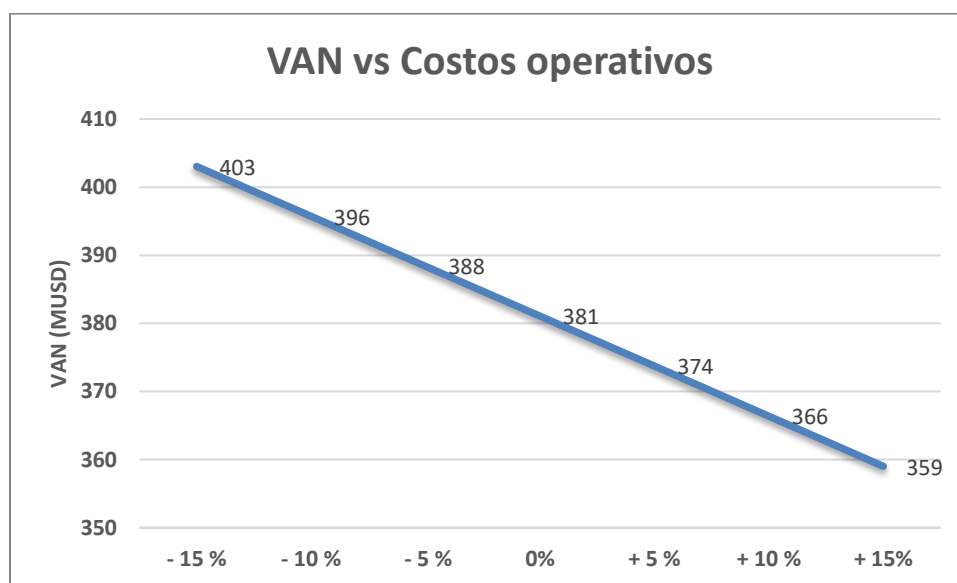
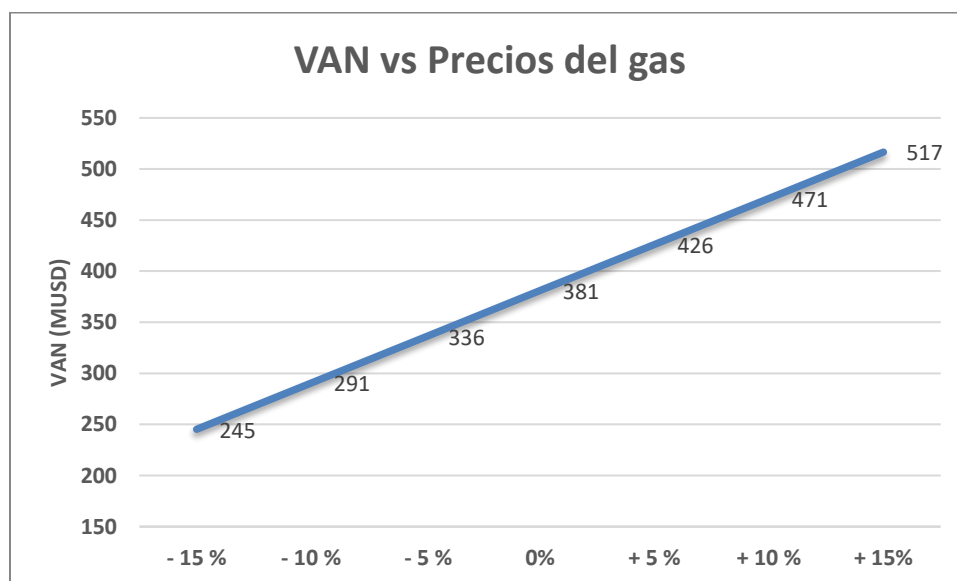
Se modificaron las siguientes variables para ver su efecto sobre el valor del proyecto:

- Tasa de corte
- Costos operativos
- Precios del gas

A continuación se muestra los efectos.

Tasa de corte



Costos operativos**Precios del gas**

Se modificaron los valores de las variables clave del proyecto en los factores +/- 5%, +/- 10%, +/- 15%. Se puede apreciar que el valor del mismo es más sensible al precio del gas, ya que para una modificación de +/- 10 %, el VAN se ve afectado en +/- 23 %.

13. Resumen de Resultados

Durante los primeros 3 años de vida del proyecto (años 0, 1 y 2) no se obtienen ganancias dado que al no tener producción no se obtienen ingresos.

El año 3 es el primer año en obtenerse una ganancia de USD 166,51 millones, y manteniéndose la tendencia por los próximos 10 años promediando unos USD 156,45 millones.

Para los últimos 10 años de vida del proyecto la ganancia comienza a descender velozmente siendo en el año 21 una ganancia nula, y para los períodos 22 y 23 una pérdida de USD 9,54 y USD 39,16 millones respectivamente.

A continuación adjuntamos la tabla resumen:

PLANILLA DE PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
	DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y Condensado in situ	M m3	22,748.66	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M m3	4,189.79	
1c	Factor de Recuperación	%	81.58%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	44.03	
1e	Cantidad de pozos productivos	Cant	49.00	
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	7,500.00	
1g	Producción de gas – máxima y promedio	M m3/d	3.60	2.12
1h	Producción de condensado – máxima y promedio	m3/d	156.46	92.11
	DEMANDA Año 3 y Año “n”		Año 3	Año n
2a	Consumo máximo distribuidoras	M m3/d	1.00	1.26
2b	Consumo máximo GNC	M m3/d	0.25	0.90
2c	Consumo máximo termoeléctrica	M m3/d	2.11	2.11
2d	Consumo máximo industria	M m3/d	0.00	0.67
2e	Consumo máximo total	M m3/d	3.36	3.51
	PROCESAMIENTO Año 3 y Año “n”			
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	4.00	4.00
3b	Propano + butano (GLP)	ton/año	0.00	0.00
3c	Gasolina	m3/d	13.16	13.89
	TRANSPORTE			
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléctrica	pulg	16.00	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	3.54	
4c	Potencia instalada	HP	0.00	
4d	Segundo tramo de Gasoducto hasta Gasoducto troncal	pulg	16.00	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	2.76	
4f	Potencia instalada	HP	5,000.00	
	INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimiento – Perf y WO)	M us\$	308.16	
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	91.18	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	187.30	
5d	Inversión otros	M us\$	16.20	
5e	Inversiones (contingencia)	M us\$	60.28	
5f	Inversión total	M us\$	663.13	
	PRECIOS GAS Año 1 y Año 25		Año 1	Año 25
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	4.00	5.00
6b	GNC	us\$/MBTU	4.50	4.50
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	4.50	4.50
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	4.50	4.50
	PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 25		Año 1	Año 25
7a	GLP exportación	us\$/tn	-	-
7b	GLP Local	us\$/tn	509.41	509.41
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/tn	551.44	551.44
	RESULTADOS			
8a	VAN al 10%	M us\$	381.06	
8b	Tasa (WACC)	%	10.61%	
8c	TIR	%	26.90	
8d	Repago 40	Años	7.00	
8e	Préstamo (capital) solicitado	M us\$	109.05	
8e	Máxima exposición	M us\$	-309.05	