

INFORME TÉCNICO

Yacimiento La Esperanza
Cuenca Neuquina

Oferta de Licitación Pública
Concesión de Explotación

Especialización en Economía del Petróleo y del gas Natural

Profesores a cargo:	Ing. Casares, Carlos Dr. Rodríguez, Juan José
Adjuntos:	Ing. Pizarro, Horacio Lic. Reatti, José Luis

Alumnos:	Perrone, Paola Daniela Devereux, Juan Alejandro
----------	--

16 de Diciembre de 2018

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Índice

1. Resumen Ejecutivo	4
2. Introducción y Objetivos del Proyecto	4
3. Cálculo de Reservas de Gas y Condensado.	6
4. Previsión de Producción de Gas y Condensado	7
5. Obras de Captación y acondicionamiento	11
5.1 Tratamiento primario en yacimiento	11
6. Aprovechamiento de condensables	15
6.1 Planta de recepción de condensado, almacenamiento y despacho	15
6.2 Motocompresión	16
6.3 Planta de Recuperación de GLP - Turboexpander	17
7. Obras de Transporte	18
8. Diagrama de proceso	20
9. Resumen del Marco institucional y legal	20
9.1 Contexto regulatorio – últimos 15 años en la Argentina	20
10. Análisis de Mercado Oferta-Demanda	24
11. Aspectos Comerciales y contractuales	30
12. Detalle de hipótesis	31
13. Costos y Tarifas	33
13.1 Capex	33
13.2 Opex	33
13.3 Tarifas: Cuadro de evolución de tarifas por segmento	33
14. Información financiera	34
15. Evaluación Económica del proyecto terminado	36
16. Flujo de Caja	36
17. Análisis de Sensibilidad	36
18. Anexos de Cálculos	37
18.1 Anexo I: Cálculo de capacidad de baterías	37
18.2 Anexo II: Producción de condensado	38
18.3 Anexo III: Métodos de cálculo de compresión	39
18.3.1.1 Fórmula simplificada	39
18.3.1.2 Fórmula desarrollada	39
18.4 Anexo IV: Cálculo de motocompresión	40
18.5 Anexo V: Método de cálculo hidráulico para caída de presión en cañerías de gas natural	41

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.5.1.1	Método basado en la materia “Introducción a la industria del Gas Natural” dictada por la cátedra del profesor Carlos Casares.	41
18.6	Cálculos de hidráulica	42
18.7	Cálculo financiero de transporte	44
18.7.1.1	Flujo de fondos (inversiones en año 3, costos operativos desde año 4 al 24)	44
19.	Resumen de Resultados	45
20.	Informe Final - Conclusiones	46
21.	Referencias Bibliográficas	48

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

1. Resumen Ejecutivo (realizado por Juan A. Devereaux y Paola D. Perrone)

SPND Resources S.A. es una compañía operadora de capitales argentinos recientemente formada con profesionales de vasta experiencia en finanzas e ingeniería. Se caracteriza por formar grupos de trabajo multidisciplinarios que optimizan los costos, en cada etapa del proyecto, teniendo como prioridad el cuidado del medioambiente y la seguridad operativa.

La estrategia de negocios SPND es iniciar actividades en el país, adquiriendo un bloque en la Provincia del Neuquén para realizar la explotación de gas convencional, con el objetivo de generar flujos de fondos positivos dentro de los primeros cinco años, lo cual posibilite incrementar las actividades, y en un mediano plazo participar en asociación con otras empresas reconocidas de la industria, en desarrollos de no convencionales.

2. Introducción y Objetivos del Proyecto (realizado por J. A. Devereaux y P. D. Perrone)

El presente informe tiene por objetivo proponer una oferta ante la licitación pública del yacimiento La Esperanza, ubicado en la Provincia del Neuquén, a fin de obtener la adjudicación de la concesión de explotación. Para ello, en las siguientes secciones, se presenta el análisis técnico, económico y comercial del proyecto, considerando un horizonte temporal de 25 años. El programa de inversiones contemplado para el desarrollo del yacimiento se realiza con la premisa de maximizar la rentabilidad, dadas las hipótesis de trabajo asumidas.

A manera de introducción, se proveen a continuación datos generales del yacimiento y ubicación:

El área constituye un yacimiento convencional de gas y condensado, localizado a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo, cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco de la Cuenca Neuquina.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

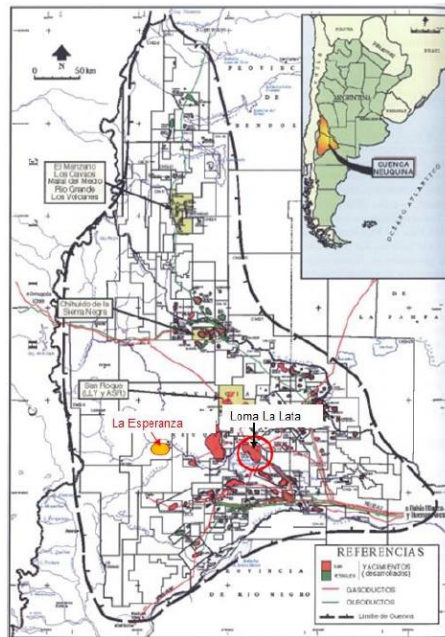


Figura 1. Ubicación del yacimiento

De acuerdo con la información obtenida, la exploración del área se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco pozos que delimitaron el reservorio, cuatro de los cuales fueron productivos y uno, estéril.

Esto ha permitido identificar un yacimiento de gas húmedo con reservas de aproximadamente 18.000 Mm3 de gas y 780 km3 de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción.

La alternativa para el desarrollo del proyecto, partiendo del pronóstico de producción realizado, es la Instalación de una **Planta Turboexpander**, con ventas a todos los segmentos excepto el industrial.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

$$G = \frac{V_r \cdot P \cdot (1-S_w)}{B_g} \quad G = 22.748 \quad \text{Mm}^3$$

$$B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a} \quad B_g = 0,004948$$

Se dispone de análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento y se define el gas y condensado recuperable a una presión de abandono de 47,87 kg/cm².

kg/cm ²		kg/cm ²		Gm ³	Gm ³
Pr	Z	Pr/Z	Bg	G	Gp
238	0.912	260.91	0.0049	22.744	-
225	0.906	248.4	0.0052	21.653	1.090
180	0.893	201.52	0.0064	17.567	5.177
120	0.901	133.13	0.0097	11.605	11.139
80	0.922	86.77	0.0149	7.564	15.180
50	0.946	52.88	0.0244	4.610	18.134
0	1	0			22.744

Tabla 1. Cálculo de gas in situ y volumen de gas recuperable

El rendimiento teórico es 79.83%, obtenido como el cociente entre el volumen recuperable y el volumen de gas in situ (%R=Gp/G).

A partir de los datos de la Tabla 1 se confecciona la Figura 3, para realizar el análisis previsional de la producción de gas.

4. Previsión de Producción de Gas y Condensado (realizado por Juan A. Devereaux)

La metodología de trabajo para la producción de gas y condensados tomó en consideración la ecuación de comportamiento de pozo promedio de Fetcovich.

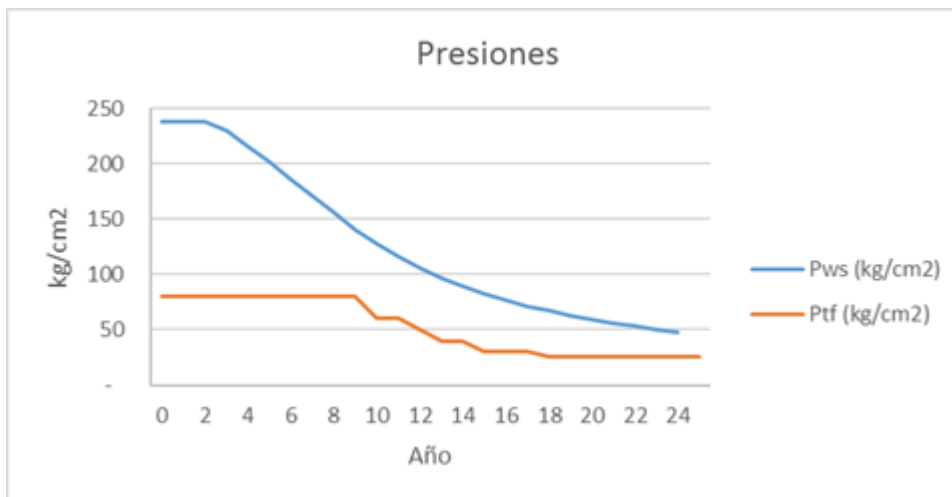
TRABAJO FINAL INTEGRADOR

La presión estática de fondo de pozo (P_{ws}) de inicio de producción es de 238 kg/cm² y una presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}) de 80 kg/cm² con un cociente entre la presión estática de fondo de pozo y el factor de supercompresibilidad (P_{ws}/Z) de 261 kg/cm². A lo largo de la vida del reservorio las presiones irán disminuyendo hasta el año veinticuatro (24) con un P_{ws} de abandono de 47,87 kg/cm², la P_{tf} de 25 y un cociente entre la presión estática de fondo de pozo y el factor de supercompresibilidad (P_{ws}/Z) de 51 kg/cm².

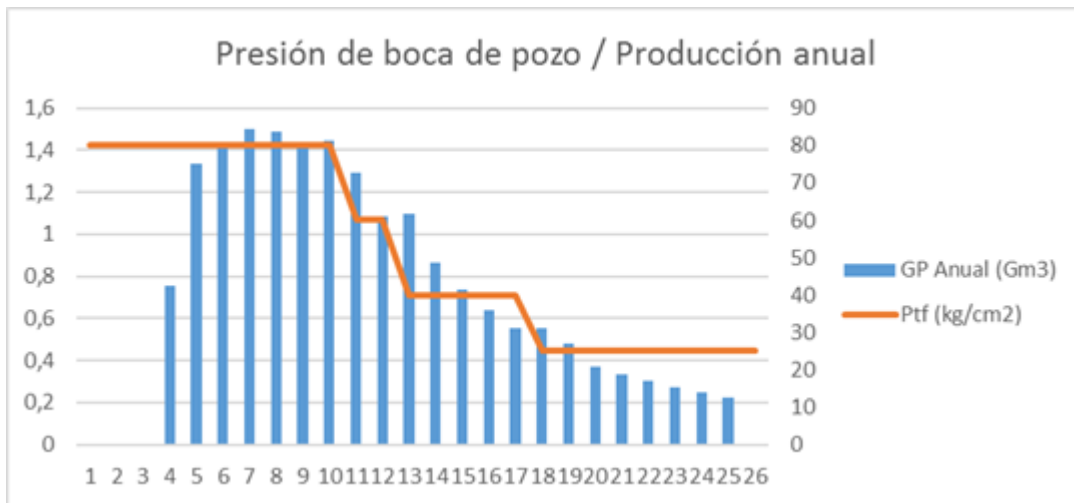
A efectos de mantener el caudal de producción óptimo, realizamos cinco (5) disminuciones en la presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}) de la siguiente forma:

- Del año 9 al 10 disminución de 80 a 60 kg/cm²
- Del año 11 al 12 disminución de 60 a 50 kg/cm²
- Del año 12 al 13 disminución de 50 a 40 kg/cm²
- Del año 14 al 15 disminución de 40 a 30 kg/cm²
- Del año 17 al 18 disminución de 30 a 25 kg/cm²

Además de las propuestas en el enunciado, se incluyeron dos presiones dinámicas adicionales a efectos de optimización, esto impacta positivamente en el VAN del proyecto.



TRABAJO FINAL INTEGRADOR



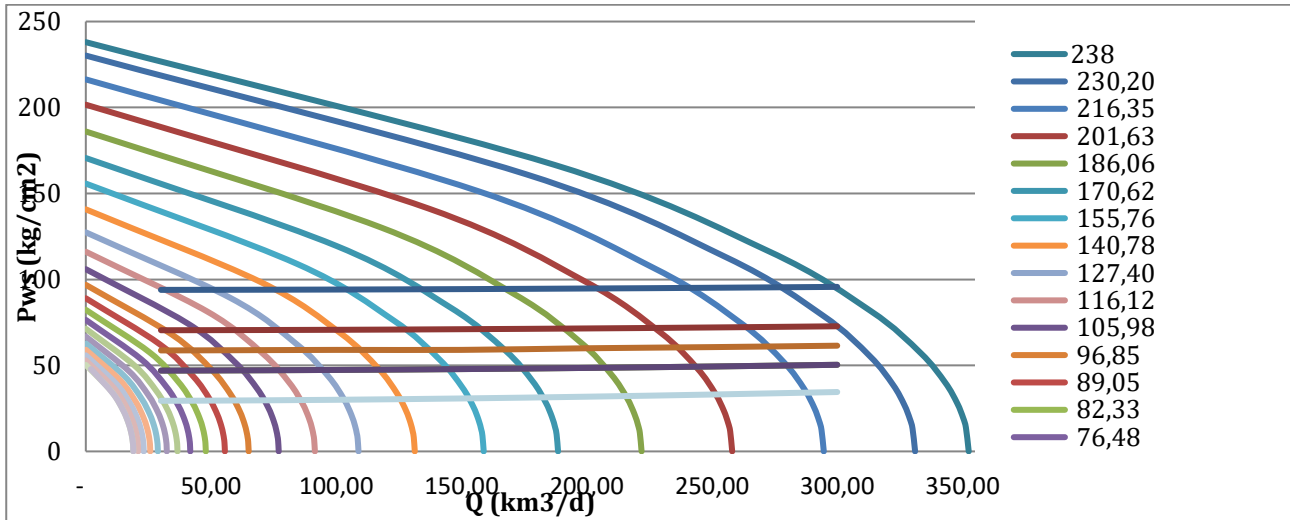
Los caudales de producción para la presión de boca de pozo dinámica fueron calculados de manera iterativa en el punto donde se interceptan las curvas de contrapresión del tubing (cálculo de pérdidas de carga para los distintos caudales) con las curvas de comportamiento del pozo. Todos los pozos se consideran con el mismo comportamiento, con lo cual, al obtener el caudal de un pozo típico se puede predecir la evolución de todo el yacimiento.

Las pérdidas de carga en el tubing fueron modeladas con las siguientes curvas:

Caudal tubing km3/d	Presión dinámica de fondo Pwf (kg/cm2)					
	Ptf 80 kg/cm2	Ptf 60 kg/cm2	Ptf 50 kg/cm3	Ptf 40 kg/cm2	Ptf 30 kg/cm4	Ptf 25 kg/cm2
30	93,94	70,46	58,7	47,00	35,3	29,41
50	93,97	70,51	58,8	47,07	35,4	29,52
100	94,13	70,72	59,0	47,38	35,8	30,01
150	94,38	71,05	59,4	47,87	36,4	30,79
200	94,72	71,51	60,0	48,54	37,3	31,82
250	95,16	72,08	60,7	49,38	38,4	33,07
300	95,68	72,76	61,5	50,37	39,6	34,53

Nota: Durante todo el desarrollo se consideró adoptar una postura conservadora, para cada período (los períodos son anuales) se consideró que el yacimiento tiene la presión que queda al final de este, es decir, la mínima del período.

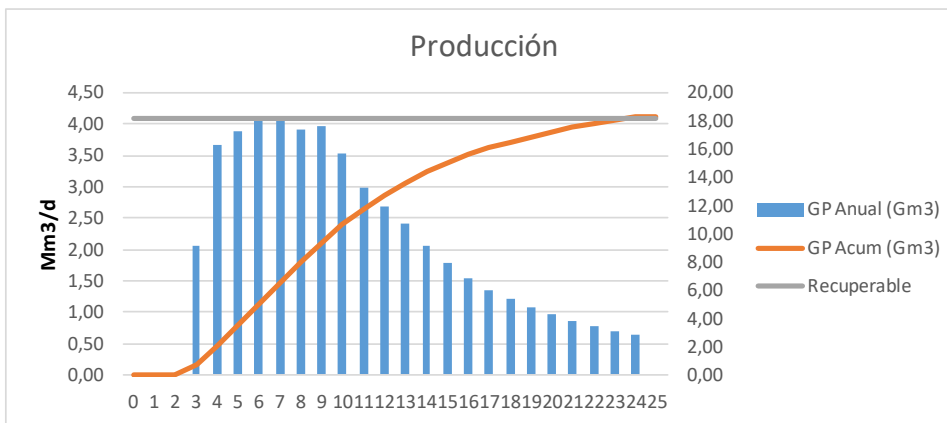
TRABAJO FINAL INTEGRADOR



Curvas IPR del Reservorio – En detalle en Archivo Excel -

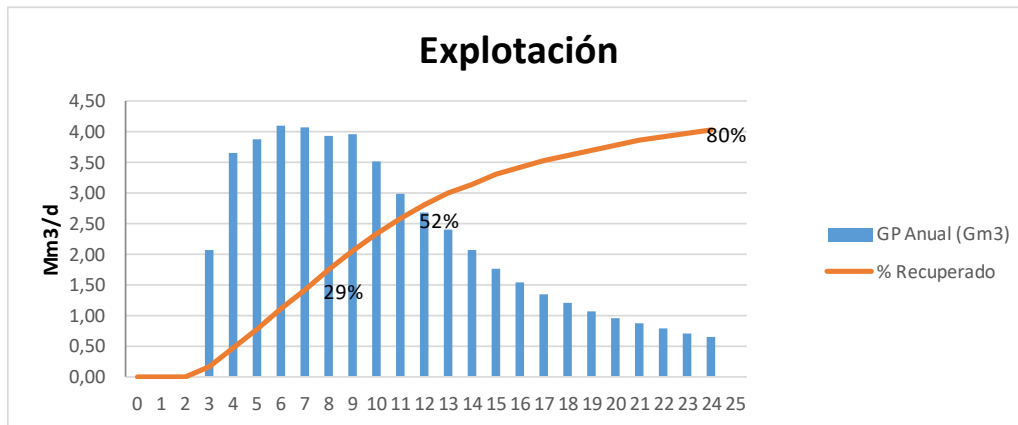
El esquema de producción fue planteado para alcanzar en los primeros años una producción de unos 4 Mm³/d. La perforación de los pozos y la regulación de la presión de boca de pozo fueron programados año tras año para mantener ese nivel de producción mientras fuera técnicamente viable y económicamente rentable, siempre teniendo en consideración el máximo volumen de gas recuperable anteriormente calculado y que el horizonte de explotación es de 25 años.

La mejor producción encontrada entonces fue la siguiente:



Con este esquema de explotación vemos que se extrae el 30% del gas in situ ya para el octavo año de la concesión, la mitad del gas ya va a haber sido extraído para la mitad del plazo de la concesión (año 12) y al final de la concesión el volumen recuperado es prácticamente el estimado cuando se definió una primera presión de abandono estimada en 50kg/cm².

TRABAJO FINAL INTEGRADOR



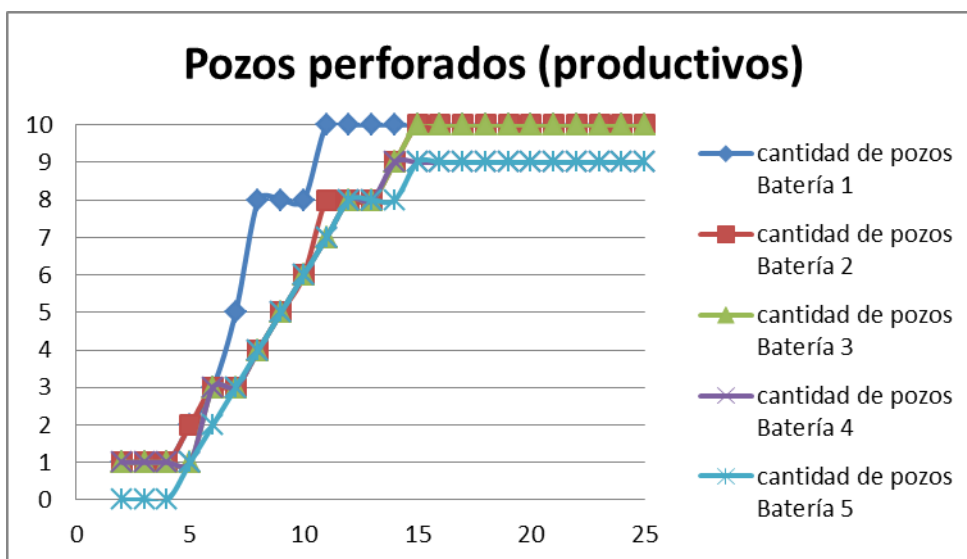
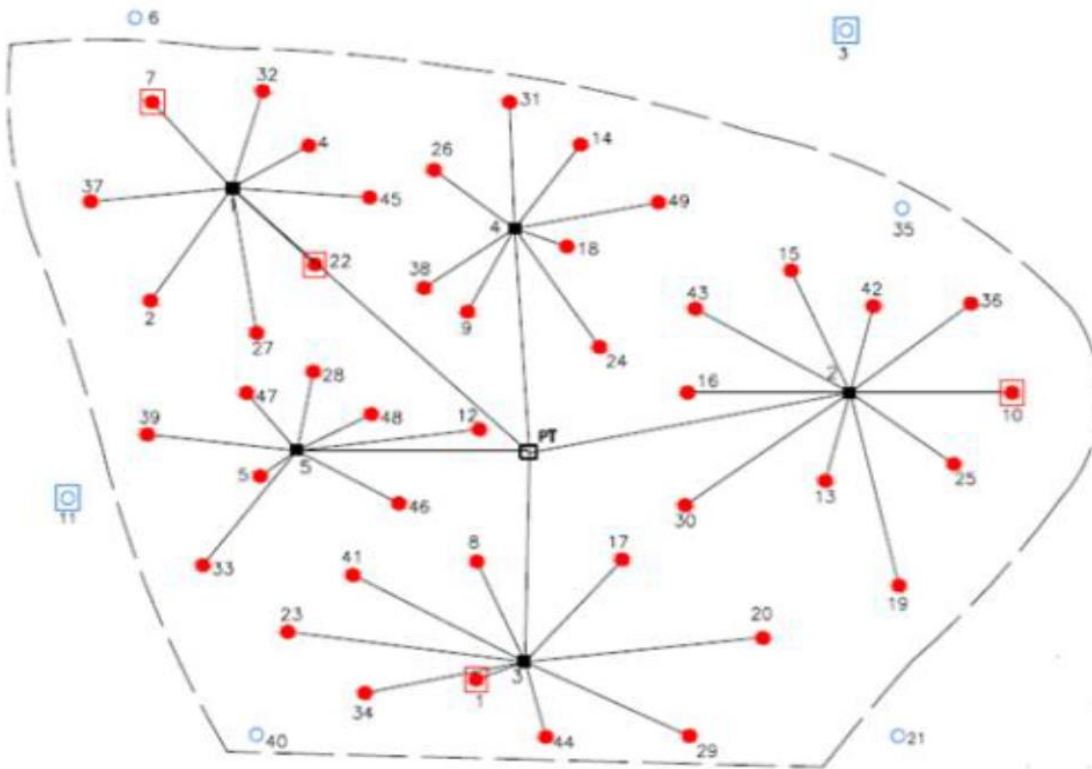
5. Obras de Captación y acondicionamiento (realizado por Paola D. Perrone)

5.1 Tratamiento primario en yacimiento

Se instalarán 5 baterías de separación primaria, con una capacidad de receptora máxima de 10 pozos cada una. A medida que se comience a explotar el yacimiento, en general se perforará de manera tal que se agregue un pozo cada batería, para que el procesamiento en ellas sea parejo. A partir del año 6 se agregarán más pozos a la batería 1 que en el resto, ya que dicha batería tiene mayor capacidad de procesamiento que las restantes y repartirlos de esta manera minimiza los costos de inversión. Cada pozo exitoso será nombrado de manera correlativa al momento de su perforación, quedando el sistema de la siguiente manera

Bateria	B1										B2										B3										B4										B5									
Pozo	p1	p6	p9	p16	p17	p22	p23	p24	p23	p24	p7	p7	p10	p18	p25	p29	p25	p36	p43	p46	p3	p11	p13	p19	p26	p30	p37	p40	p44	p47	p4	p12	p14	p20	p27	p31	p38	p41	p45	p5	p8	p15	p21	p28	p32	p39	p42	p48		

TRABAJO FINAL INTEGRADOR



Al final de la concesión las baterías B1, B2 y B3 recibirán la producción de 10 pozos cada una, mientras que las B4 y B5 recibirán la producción de 9 pozos.

Durante el período de explotación, cada batería procesará los siguientes caudales:

Todas las baterías cuentan con un separador de control de 300 km³/d y uno general de 600 km³/d, de manera que por el separador de control se pueda procesar toda la producción de un pozo individual

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

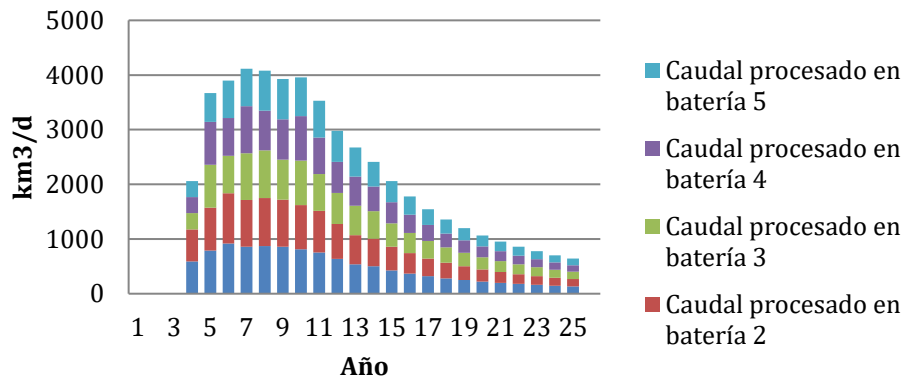
(máximo caudal por pozo 294,44 km³/d en el año 3, año que se inicia la explotación). De esta manera las baterías pueden procesar toda la producción de un pozo con el separador de control y en total hasta 900 km³/d. A partir del año 5 la batería 1 requiere la instalación de un segundo separador general, lo que aumenta su capacidad de procesamiento hasta 1500 km³/d. Para ver el detalle del procesamiento ir al anexo.

Anexo I: Cálculo de capacidad de baterías.

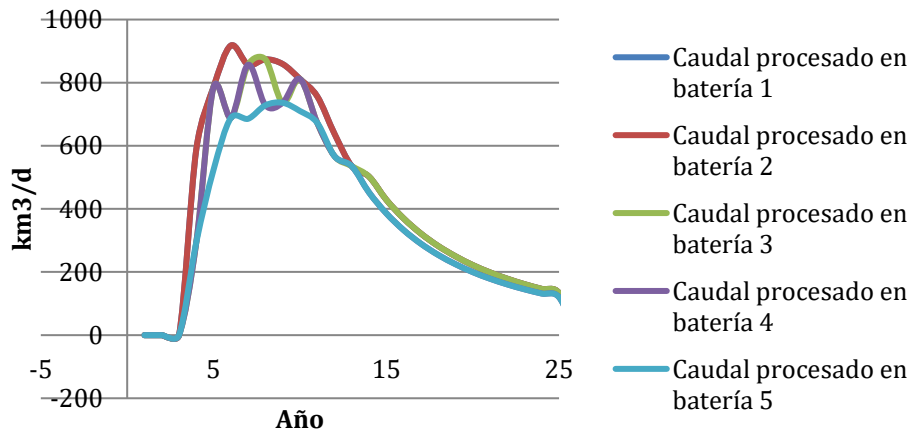
Unidad	Cant. pozos que recibe	Separador de control	Separador general 1	Capacid. de diseño	Caudal máx. de proceso de gas	Tanques condensado	Capac. Almac. semanal	Prod. Máx. de condens. semanal
		300	750				160	
		km ³ /d	km ³ /d	km ³ /d	km ³ /d		m ³	m ³
BATERÍA 1	10	1	2	1500	1371,3	1	160	417
BATERÍA 2	10	1	1	900	811,7	1	160	247
BATERÍA 3	10	1	1	900	786,3	1	160	239
BATERÍA 4	9	1	1	900	786,3	1	160	239
BATERÍA 5	9	1	1	900	736,3	1	160	224

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Procesamiento total



Caudal procesado por batería



En los separadores, el gas crudo es despojado de sus componentes líquidos (condensado) y se obtiene como composición la que se obtuvo en el laboratorio (cromatografía):

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

CROMATOGRAFÍA

	C	D	$E=C*(1-D/100)$	$F=E/SUM(E)*100$	G		
	Composición	Recuperación	Gas Residual	Gas Residual	Poder Calorífico	poder calorífico real	Poder Calorífico real del gas residual
	(% Molar)	(%)	(m3/100m3)	(% Molar)	Sup. (Kcal/m3)		
N2	1,7	0	1,70	1,7%	-	-	-
CO2	0,75	0	0,75	0,8%	-	-	-
C1	90,97	0	90,97	91,0%	9.008,70	8.195,21	8.201,41
C2	4,47	0	4,47	4,5%	15.785,40	705,61	706,14
C3	1,25	0	1,25	1,3%	22.444,20	280,55	280,76
iC4	0,31	0	0,31	0,3%	29.004,90	89,92	89,98
nC4	0,34	0	0,34	0,3%	29.098,10	98,93	99,01
iC5	0,09	25	0,07	0,1%	35.685,10	32,12	24,11
nC5	0,07	30	0,05	0,0%	35.756,80	25,03	17,53
C6	0,04	60	0,02	0,0%	42.420,30	16,97	6,79
C7+	0,01	80	0,00	0,0%	49.079,00	4,91	0,98
Total	100		99,92	100%		9.449,25	9.426,72

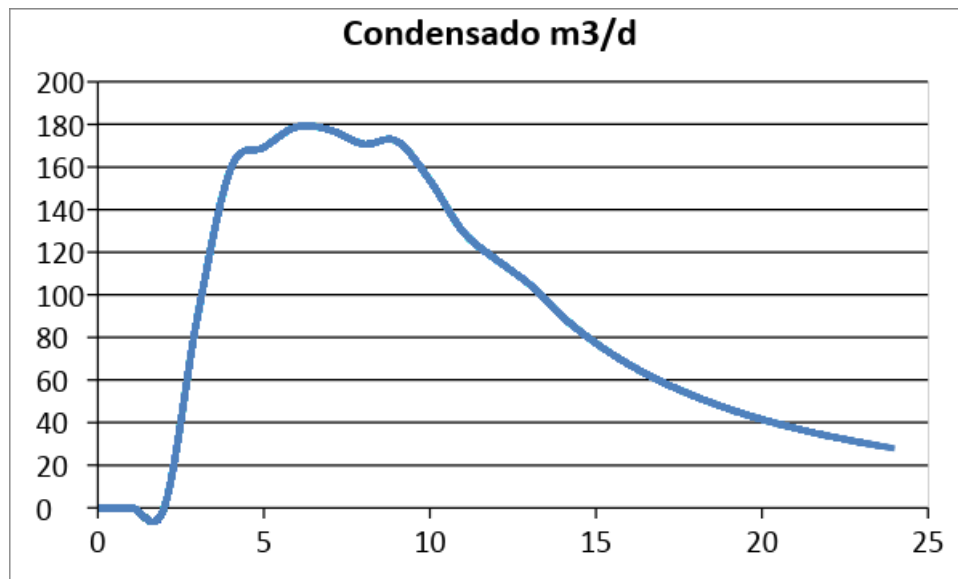
6. Aprovechamiento de condensables (realizado por Juan A. Devereaux)

6.1 Planta de recepción de condensado, almacenamiento y despacho

El condensado recuperado en cada batería (GOR 23.000) será ruteado por líneas e 3'' hacia a la planta de almacenamiento de condensado, ubicada en el baricentro del área de explotación. Dicha planta tendrá una capacidad de almacenamiento para 7 días producción, se espera que tenga recepción de condensado máxima de 179m3/d. Por lo tanto, allí se instalarán 8 tanques de 160m3 de almacenamiento para tener una capacidad de 1280m3. Los tanques de condensado serán instalados el año anterior al que sean requeridos. El despacho de condensado se hará con camiones, por lo que se instalará una terminal de despacho en la misma unidad.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Ver Anexo II: Producción de condensado



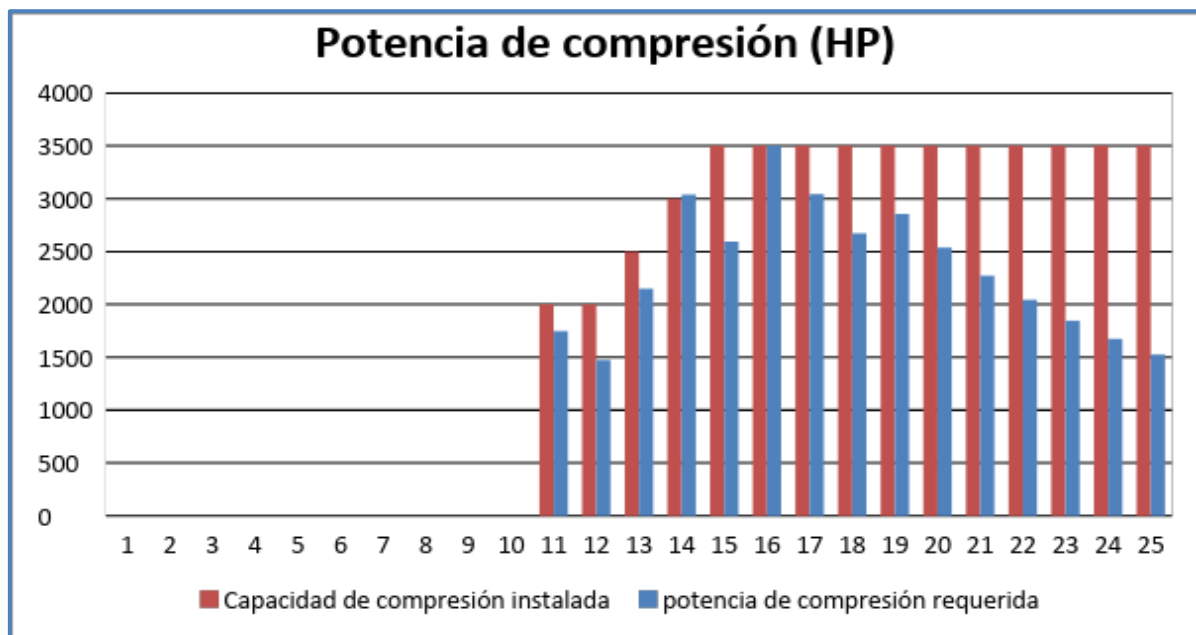
6.2 Motocompresión

El gas obtenido de los separadores primarios aún tiene compuestos de mayor peso molecular que hace que su poder calorífico inferior (PCI) sea superior al requerido y que, además podrían venderse con un precio mayor si fueran segregados del gas. Para procesar el gas en una planta de dew point o turboexpander es necesario que el gas tenga una presión mínima para garantizar su proceso. Dicha presión es de 70 barg. La planta de motocompresión, ubicada en el baricentro de las baterías, para minimizar los trayectos de cañería necesarios para conectar cada una de ellas con el manifold de entrada.

Durante los primeros años de explotación, el yacimiento tiene una presión tal que se explota regulando la presión de final de tubing (Ptf) en 80 kg/cm²_g. Considerando que desde la boca de pozo la pérdida de carga del gas (en las cañerías de captación, planta de separación primaria y cañería hasta la planta de tratamiento) será de unos 10 kg/cm², se concluye que no es necesaria la compresión. Desde el año 10 la Ptf comienza a disminuirse para regular el caudal de extracción, por lo tanto, será necesaria una compresión para que cumpla con la presión requerida en la alimentación de la planta de tratamiento. Los equipos de compresión disponibles son de 500 HP y el requerimiento de potencia aumenta hasta el año 15 y luego decae. La potencia máxima requerida es de 3500 HP, lograda con 7 motocompresores. Los motocompresores se instalan un año antes de ser requeridos siguiendo el siguiente esquema:

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

año 10	4
año 12	1
año 13	1
año 14	1
total	7



Los cálculos de compresión y cañería de transporte se encuentran en **Cálculo de motocompresión** y fueron basados en los **Método de cálculo hidráulico** para caída de presión en cañerías de gas natural.

6.3 Planta de Recuperación de GLP - Turboexpander

Al instalar la Planta de Turboexpander, se obtiene propano, butano y gasolina, que luego son considerados en las ventas. En el caso de butano y propano al programa Hogar, y al mercado interno respectivamente y la gasolina junto al volumen de condensados. Vale aclarar que antes de la instalación de la planta se encuentra la planta de endulzamiento para acondicionar el gas producido, ya que debe ponerse en especificación, removiendo el sulfhídrico al mínimo establecido (2,1 ppmv). Para la comercialización de los productos se presentan los siguientes volúmenes:

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Año (calendario)	Ventas de LPG Propano (Tn/año)	Ventas de LPG Butano (Tn/año)	Ventas de Gasolina (m3/año)
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	15.030,64	11.780,751	8.180,02
2023	26.689,93	20.919,101	14.525,27
2024	28.380,40	22.244,066	15.445,27
2025	30.003,41	23.516,154	16.328,55
2026	29.745,12	23.313,711	16.187,98
2027	28.640,35	22.447,813	15.586,74
2028	28.884,47	22.639,146	15.719,59
2029	25.779,14	20.205,242	14.029,60
2030	21.732,47	17.033,531	11.827,31
2031	19.542,41	15.317,002	10.635,43
2032	17.596,66	13.791,955	9.576,51
2033	15.028,80	11.779,312	8.179,02
2034	12.961,90	10.159,314	7.054,16
2035	11.280,36	8.841,349	6.139,03
2036	9.900,09	7.759,519	5.387,86
2037	8.758,04	6.864,401	4.766,33
2038	7.780,64	6.098,334	4.234,41
2039	6.964,39	5.458,572	3.790,18
2040	6.263,75	4.909,420	3.408,88
2041	5.657,69	4.434,403	3.079,05
2042	5.132,21	4.022,539	2.793,07
2043	4.676,79	3.665,590	2.545,22

El cuadro indica que los volúmenes de producción comienzan a crecer en los primeros años, alcanzando su pico máximo en el año 6 de la concesión manteniendo volúmenes de similar magnitud durante 5 años. Luego la producción comienza a declinar volviendo al volumen del primer año de la concesión en el año 14 de la misma y luego se obtiene un valor promedio para los últimos 10 años de butano de 7.937 tn/año, propano 6.221 tn/año y gasolina 2.545 m3/año. La planta de recepción de condensado tiene capacidad para recibir la gasolina de esta planta y almacenarla junto con el condensado. Para el almacenaje de propano y butano se instalan 5 tanques para LPG 3 para propano y 2 para butano.

7. Obras de Transporte (realizado por Paola D. Perrone)

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

El gas procesado será vendido a una planta de generación eléctrica ubicada a 100 km del yacimiento y al troncal que se encuentra a los 200km de la planta de tratamiento.

Para la venta a generación, la presión de entrega requerida es de 45kg/cm², en el troncal se mantienen las condiciones de entrega del caso anterior. Se estudiaron distintas alternativas de transporte para lograr lo antes mencionado. En todas se instala un compresor luego de la entrega a la planta de generación (a 100km del troncal).

Se consideró que el piping tiene una presión máxima admisible de 95 kg/cm² y que los compresores operan con una relación máxima de compresión (Ratio entre Presión de descarga y Presión de succión) de 2. Mayores relaciones de compresión requieren compresores en serie.

Caso s estu diad os	Tramo 1		Tramo 2		Potencia máxima requerida	Potencia instalada	sobred iseño	VAN (10%)
	Lon gitu d	Diá met ro	Lon gitu d	Diá met ro				
A	100	18	100	12	Muy alta caída de presión en el segundo tramo, se requieren compresores antes del troncal de entrega			
B	100	18	100	16				
C	100	18	100	18				
D	100	18	100	20	2023,5	2500	24%	\$162.539.071,66
E	100	16	Presión a 100km menor a 45kg/cm2					
F	100	20	100	12	P muy baja compresores en serie			
G	100	20	100	16	3408,1	5000	47%	\$157.535.562,35
H	100	20	100	18	1878,57	2500	33%	\$162.499.815,29
I	100	20	100	20	1269,5	2500	97%	\$170.609.899,40
J	100	18	100	12	Para llegar al troncal con la presión requerida debo comprimir a una presión máxima que la admisible por el piping (95 kg/cm2)			
K	100	18	100	16	2610,7	5000	92%	
L	100	18	100	18	2121,3	2500	18%	\$154.315.057,88
M	100	18	100	20	1775,5	2500	41%	\$162.484.093,25

De los trece casos presentados se encuentra los casos A, en que la pérdida de presión es máxima que la disponible y los B y C que requieren una segunda etapa de compresión para entrar al troncal. Los tres se descartan. Luego el caso E, no cumple con la condición de entrega de 45kg/cm² a la planta de generación, también es descartado del análisis. Por ultimo el caso J requiere presiones superiores a la máxima de diseño del piping, por lo que se considera inviable desde el punto de vista de integridad de materiales.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

En resumen, de los 7 casos técnicamente viables encontrados, se realiza una evaluación económica del sistema de transporte incluyendo inversión y costos operativos para encontrar la que financieramente de un menor impacto.

El caso seleccionado es el K que se trata de un primer tramo de 100km hasta la planta de generación eléctrica de 18'', un compresor luego de la entrega de 5000HP y un segundo tramo de 16'' de 100km hasta el troncal.

La memoria de cálculo se encuentra en Cálculos de hidráulica-Alternativa 2. Los cálculos se basaron en **Método de cálculo hidráulico** para caída de presión en cañerías de gas natural. Un detalle del flujo de fondos se encuentra en **Cálculo financiero de transporte-Alternativa 2**.

8. Diagrama de proceso (realizado por Juan A. Devereaux)

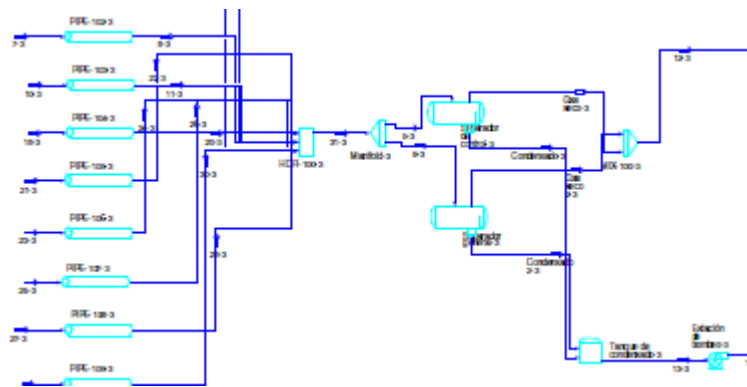


Diagrama de proceso (PFD Preliminar)



Adobe Acrobat
Document

9. Resumen del Marco institucional y legal (realizado por J. A. Devereaux y P. D. Perrone)

9.1 Contexto regulatorio – últimos 15 años en la Argentina

La industria argentina de Gas Natural ha tenido variados cambios normativos en los últimos 15 años. Desde la privatización de Gas del Estado del 92' y la Ley 24.076, hasta el último cambio de Secretario de Energía Javier Iguacel y la correspondiente reestructuración del Organismo de Ministerio a Secretaría dependiente del Ministerio de Economía.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

El Marco Institucional de la Industria del Gas es la Ley 24.076 – Ley de Gas – que regula los transportistas, distribuidores, comercializadores, almacenadores y consumidores que contraten directamente con el productor.

Hitos de los últimos años:

Última década: Predominante intervención de la Administración en el sector, a través de la aplicación de marcos regulatorios restrictivos y la regulación de precios en el sector residencial, volviéndolo poco atractivo. Lo que generó una caída en las inversiones del upstream y una creciente necesidad de importaciones de LNG o Gas de Bolivia para poder abastecer el incremento de demanda del sector residencial solventado en los excesivos precios bajos regulados.

En 2012: En un contexto mundial de precios altos de petróleo y a nivel local con YPF ya nacionalizada, la Administración reconoce la necesidad de generar incentivos para reducir la brecha entre producción y consumo de gas natural, incrementar la producción de gas natural para poder reducir las importaciones, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos para aumentar el horizonte de reservas, para así poder garantizar el autoabastecimiento energético del país en el mediano y largo plazo.

En 2013: A través de las Resoluciones N°1/2013 y N° 3/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones se crea e implementa el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (en adelante “Plan Gas”), que tiene vigencia a partir de diciembre 2012 hasta diciembre 2017.

El Plan Gas consiste en la presentación de Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural por parte de las empresas productoras donde asumen la obligación de aumentar la Inyección Total de Gas Natural y se comprometen a cumplir con inversiones de exploración y explotación adicionales a las previstas como contrapartida de que se les asegure un Precio Base (máximo) por la inyección Base Ajustada fijada y un Precio Excedente de 7,50 USD/MMBTU por la Inyección Excedente.

En 2014: A través de la Resolución N° 226/SEC/2014 se incrementan los precios de Gas Natural del sector residencial con el fin de atenuar la demanda del segmento y reducir el costo de los Subsidios.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

En 2015: Con la nueva Administración hay un cambio de paradigma donde se empieza a instalar ya no la necesidad del autoabastecimiento sino la necesidad de garantizar el abastecimiento sobre la base de una política de subsidio cero.

En 2016: Otra medida tomada por esta administración a partir de una audiencia pública de Septiembre 2016, fue el aumento de los precios de GN para el segmento Residencial, GNC y Usinas Térmicas a partir de abril 2016 - Res. 28 / Res. 99 / Res. 129 .

Asimismo a través de la Res MEyM 74/16 Crea el “Programa de estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural: 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\$\$/MMBTU por el volumen de los nuevos proyectos (Tight gas o Shale gas, Yacimientos posteriores al 2013). No podrán presentarse nuevos proyectos de Gas Plus.

Se emite también, la Res MEyM 89/16: “Abastecimiento demanda prioritaria”:

Establece los volúmenes de GN que podrán solicitar las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria.

Volúmenes superiores los definirá el comité de emergencia (ENARGAS)

En 2017: Res MEyM 46 E/2017: Crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”: Solo para Producción Tight gas o Shale gas en la cuenca Neuquina.

Compensación: diferencia entre el Precio mínimo y el Precio promedio ponderado por el volumen total de ventas de cada empresa al mercado interno (incluyendo gas convencional y no convencional).

Precios mínimos:

2018: 7,50 U\$\$/MMBtu

2019: 7,00 U\$\$/MMBtu

2020: 6,50 U\$\$/MMBtu

2021: 6,00 U\$\$/MMBtu

Comienzo anticipado para Plan Gas II (mismo precio que año 2018)

En 2018: Cambio de Ministro de Energía y cambio en la estructura jerárquica del Ente. Regresa a ser una Secretaria en el ámbito del Ministerio de Economía.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

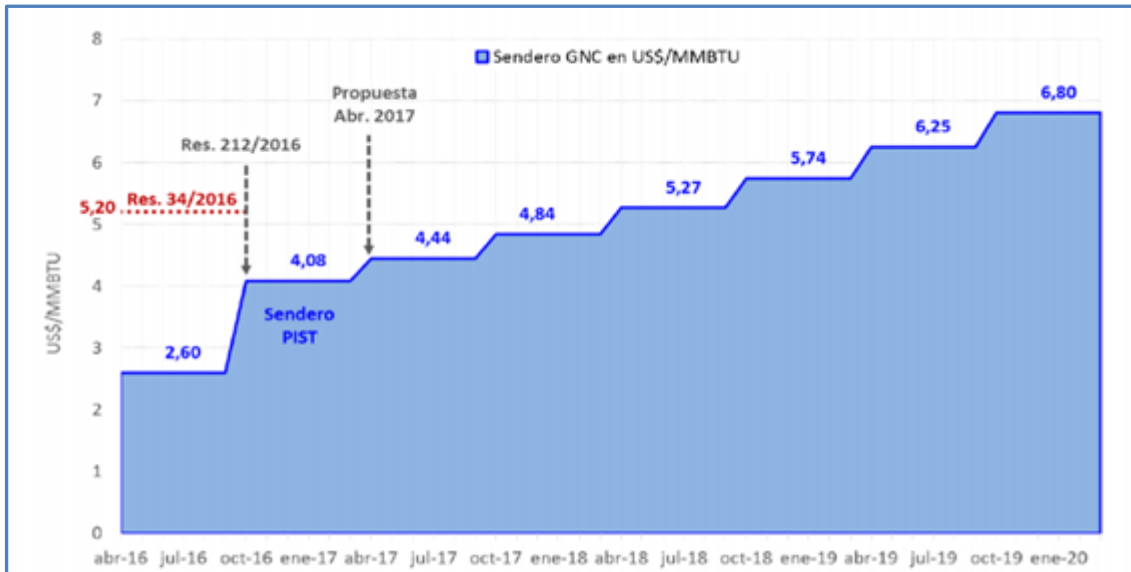
Proyección a futuro

Hasta que los precios puedan determinarse por los movimientos del mercado, cada semestre, la Subsecretaría de Hidrocarburos propondrá a la Secretaría de Energía y Minería para su aprobación, un nuevo precio (ver gráficos).

La tarifa social (0 usd/MMBtu) se mantendrá.

Valores vigentes al:	Categoría	R1-R 21- R 22-R 23	R 31-R 32- R 33	R 34	P1 - P2	P3	Precio Prom Ponderado	% de Subsidio
		US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	US\$/MMBtu	%
Situación Mar-2016		0,52	1,37	2,55	0,16	0,44	1,29	81%
07-oct-2016		2,16	3,82	5,26	0,90	2,48	3,42	50%
01-abr-2017		2,62	4,20	5,49	1,26	2,93	3,77	45%
01-oct-2017		3,17	4,63	5,73	1,76	3,47	4,19	38%
01-abr-2018		3,83	5,10	5,98	2,47	4,10	4,68	31%
01-oct-2018		4,64	5,61	6,24	3,46	4,86	5,26	23%
01-abr-2019		5,61	6,18	6,52	4,85	5,75	5,96	12%
01-oct-2019		6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	0%

TRABAJO FINAL INTEGRADOR
Audiencia Pública, Sendero de precios



10. Análisis de Mercado Oferta-Demanda (realizado por Juan A. Devereaux)

Para el análisis del mercado (Oferta-Demanda) se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Análisis de la demanda de gas natural

En base a lo publicado por el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación), el cual presenta la tendencia de demanda de gas natural hasta el año 2030. En el mismo se observa un ahorro del 16,6%, con lo cual la demanda acumulada para el sector residencial en el año de 2016 fue de 11,9 (miles MMm3) esperando para el 2030 una demanda de 16,4 MMm3. Esta tendencia nos permitió estimar un crecimiento vegetativo de 0,268% por año. El cual fue considerado para estimar las ventas durante la concesión. Este supuesto fue sólo utilizado para las ventas a distribuidoras.

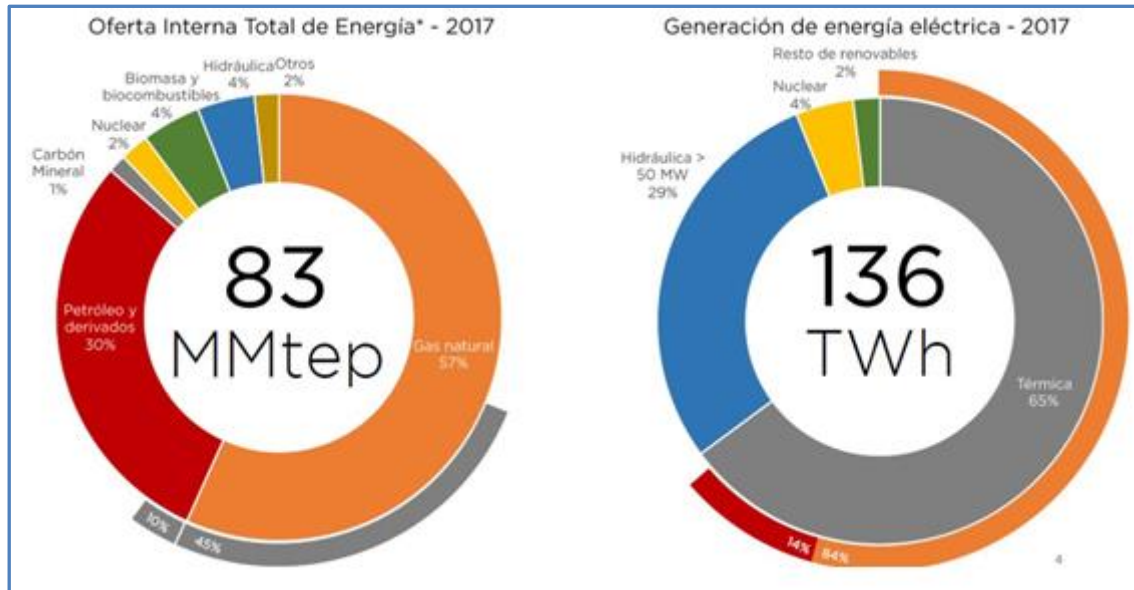
- Producción en Argentina

El gas natural tiene un gran desarrollo en la Argentina y una gran participación en nuestra matriz energética. Este desarrollo comenzó a fines de la década del cuarenta con la construcción del gasoducto entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires. Luego, el descubrimiento del mega yacimiento de Loma la Lata, en la provincia del Neuquén, en la

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

década del setenta, fue el punto de partida para el incremento del uso del gas y produjo un cambio significativo en la matriz energética nacional.

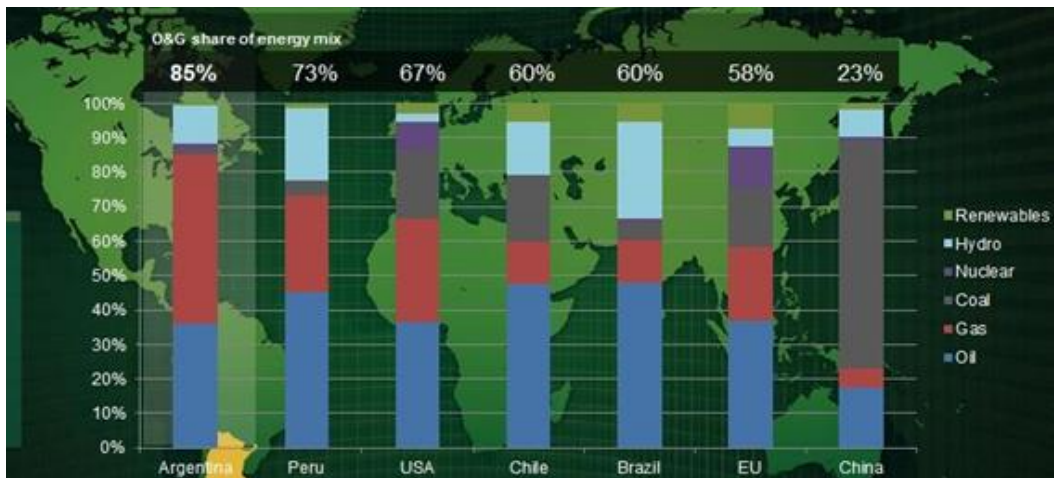
Consumo Energético Argentino: fuerte sesgo a los hidrocarburos



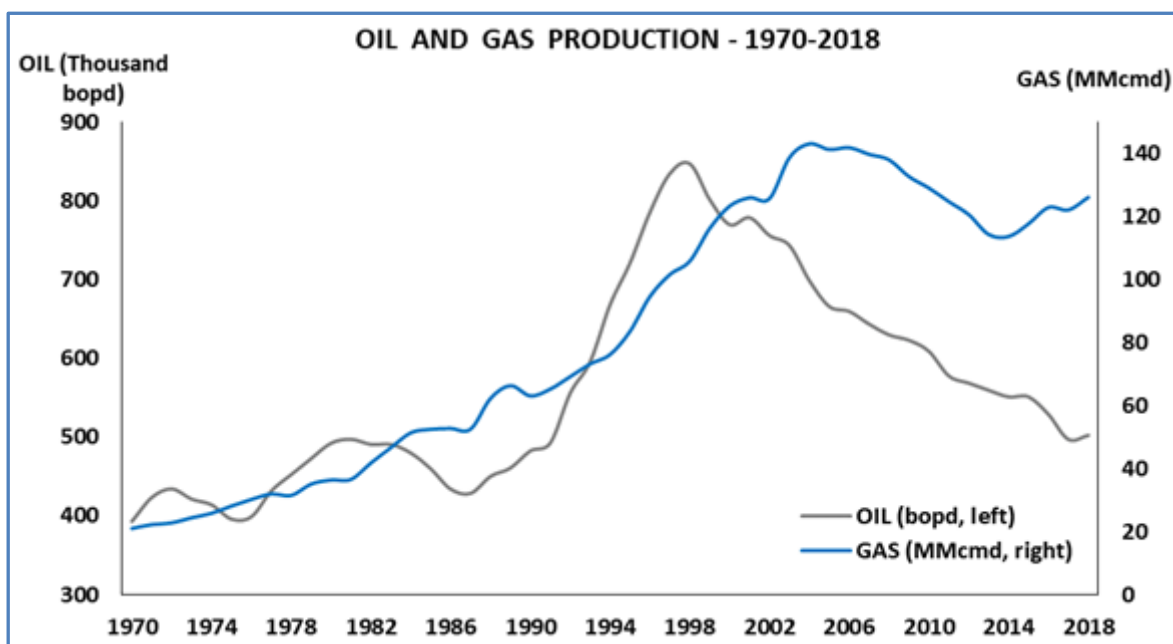
Argentina es uno de los países con más alta dependencia de los hidrocarburos en especial Gas Natural

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

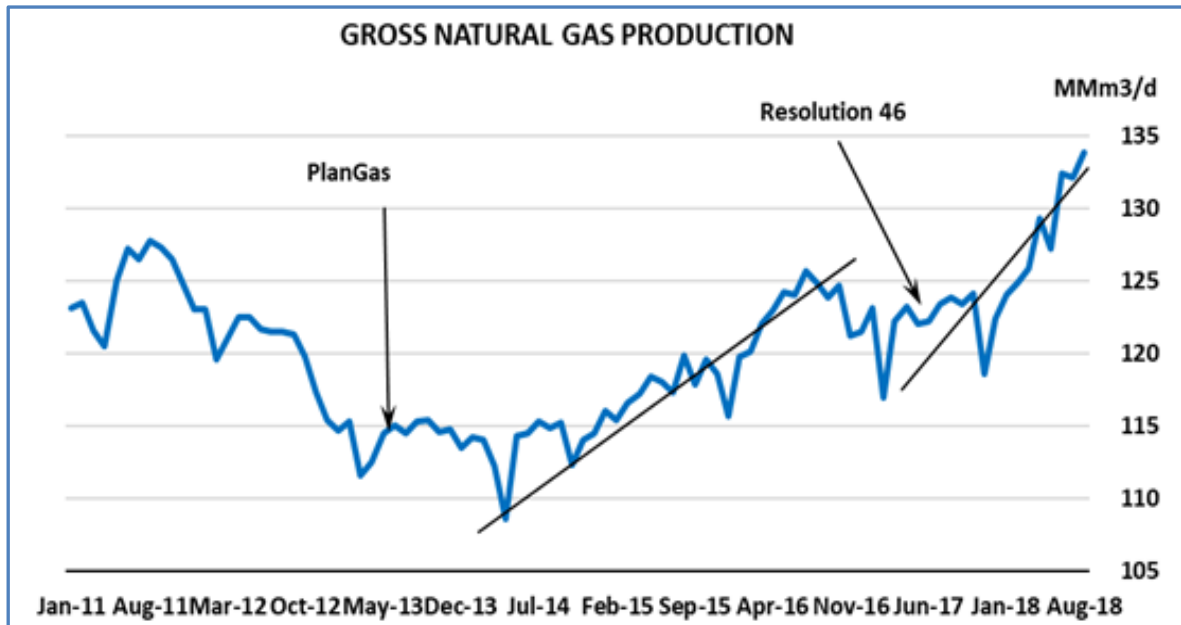
Oferta de Petróleo y Gas en la Argentina



Oferta de Petróleo y Gas en la Argentina



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

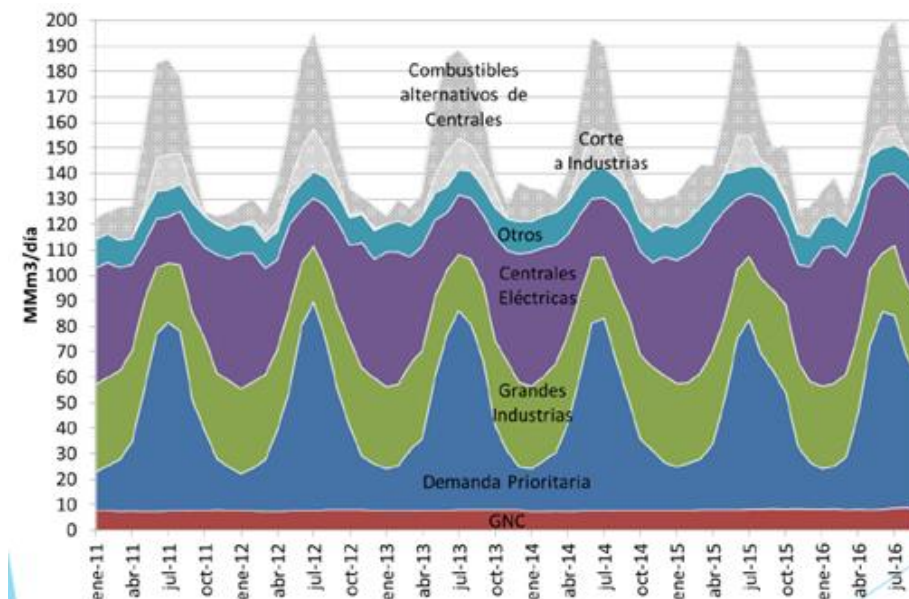


TRABAJO FINAL INTEGRADOR



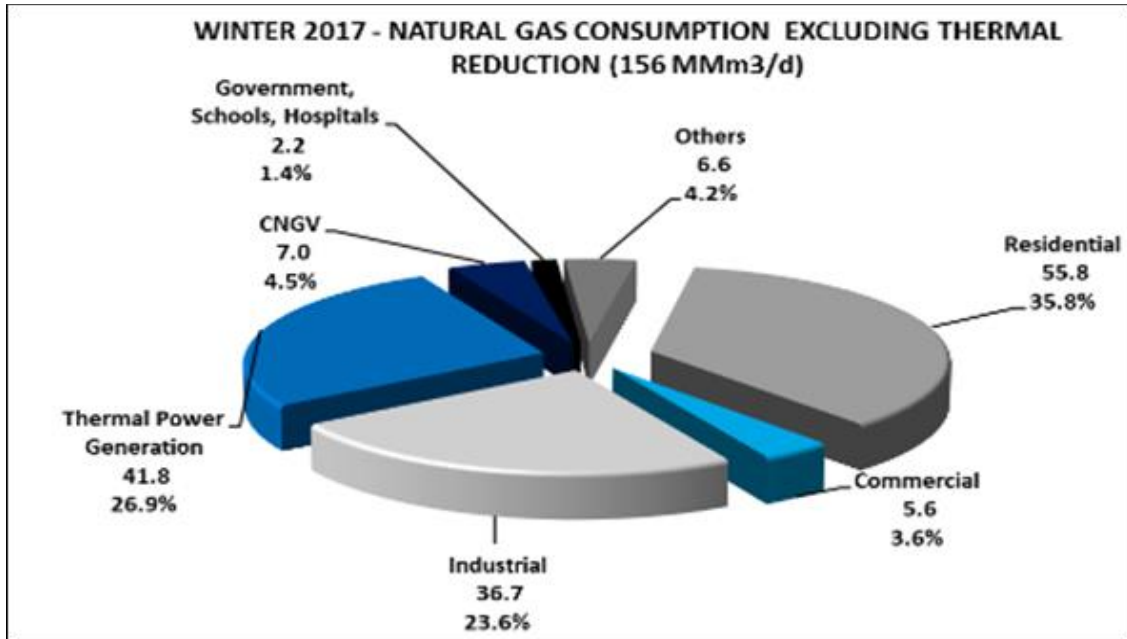
**Buque GNL Escobar desafectado al 31 de Octubre de 2018*

Alta Estacionalidad por el consumo residencial/comercial



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Demanda de Gas Natural

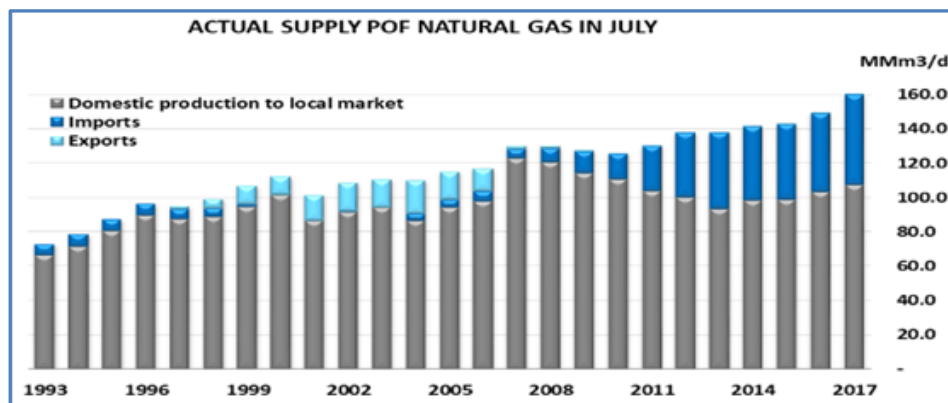


Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la demanda diaria de gas natural es de 156 MMm3/d.

La demanda está conformada por:

- Generación Térmica – 41.8 Mm3, 26.9 % de la demanda local;
- Residencial – 55.8 Mm3, 35,8% de la demanda local.
- Industrial - 36.7 Mm3, 23% de la demanda local;
- Comercial – 5.6 Mm3, 3.6% de la demanda local
- El volumen restante está distribuido entre CNGV, Gobierno. Escuelas y hospitales y otros.

Aproximadamente el 20% del gas demandado en el periodo invernal es importado.



~20%
Importado

TRABAJO FINAL INTEGRADOR



11. Aspectos Comerciales y contractuales (realizado por Paola D. Perrone)

Las alternativas de comercialización de gas son las que se indican a continuación:

- a) Distribuidoras: Se entrega 500.000 m³/d promedio a lo largo del proyecto
- b) GNC: Se entrega 220.000 m³/d promedio a lo largo del proyecto
- c) Generación Eléctrica. Se entrega 350.000 m³/d promedio a lo largo del proyecto
 - (1) Se evaluó la opción de establecer contratos a 10 años con un factor de carga de 80% y un precio de USD 4,2 Mmbtu, mientras que la opción b, los contratos son de 5 años, con factor de carga 70% y un precio de USD 4,5 Mmbtu.
 - (2) Se eligió la opción b, debido a que el volumen vendido luego de entregar a generación en la alternativa B es mayor que en la opción A, con lo cual en esta opción B, hemos logrado vender mayores volúmenes al sector industrial, obteniendo una mayor rentabilidad ya que los precios y el factor de carga son mayores).
- d) Spot: Se entrega de forma variable en un rango de 200.000 m³/d a un máximo de 2.950.000 m³ a lo largo del proyecto
- e) GLP:

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

- i) Propano al mercado interno: Se entrega 16.600 tn/año promedio a lo largo del proyecto.
- ii) Butano al mercado interno: Se entrega 13.000 tn/año promedio a lo largo del proyecto.
- iii) Butano al Programa Hogar: Se entrega 150 tn/año promedio a lo largo del proyecto.

Para la obtención del precio de Netback de GLP se realizó la siguiente estimación

Netback Evaluacion Venta Propano a Sur Chile				
MB	0.00096	1.00000	0.000962500	Ton
Flete a Quintero	160.00	160.0	ton/usd	
camion a temuco	70.00	70.0	ton/usd	
camion NQN-temuco	100.00	100.0	ton/usd	
Der Expo 5%	16.50	16.5	ton/usd	
Precio venta	346.50		USD/ton	ROE
Precio venta	13,860.04		ARS/ton	40

Como conclusión se determinó que no es conveniente exportar a Chile, ya que el precio obtenido es menor que el de mercado interno.

- El cupo de ventas al programa hogar se estimó determinando el porcentaje de nuestra producción promedio anual respecto de la producción nacional equivalente al 1%

El precio de venta es de USD/ton 149.1

f) Condensados y gasolina: Se entrega 125 m³/d promedio a lo largo del proyecto

- Se utilizó un factor de carga promedio anual, el cual varía por segmento para considerar los cambios estacionales en la demanda.
- El volumen no entregado a distintos segmentos puede venderse en el mercado Spot. Para esta venta, asumimos un precio equivalente al 80% del menor precio de los segmentos atendidos, que en todos los casos fue el de la distribuidora.

12. Detalle de hipótesis (realizado por Paola D. Perrone)

- Ventas

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Consumo de central termoeléctrica OPCIÓN A, se asume un consumo de 1.5MM3/día, ya que la demanda de energía de toda la zona es alta, por el desarrollo del no convencional, tal que la central termoeléctrica tiene que operar al máximo de su capacidad.

- Tipo de Cambio

El método utilizado para proyectar la inflación es el criterio:
Devaluación = Inflación

El método para proyectar el tipo de cambio es un reporte de una reconocida consultora económica que nos proveyó una proyección de tipo de cambio hasta el año 2023. A partir de ese año utilizamos un criterio de reducción paulatina hasta estabilizar el incremento de tipo de cambio en un 5% anual progresivo

Año	Tipo de Cambio
2019	40.00
2020	46.00
2021	50.00
2022	56.00
2023	60.00
2024	63.00
2025	66.15
2026	69.46
2027	72.93
2028	76.58
2029	80.41
2030	84.43
2031	88.65
2032	93.08
2033	97.73
2034	102.62
2035	107.75
2036	113.14
2037	118.80
2038	124.74
2039	130.97
2040	137.52
2041	144.40
2042	151.62
2043	159.20

- Impuestos

Para el análisis económico financiero se tuvieron en cuenta los siguientes costos impositivos:

- Regalías sobre ventas 12%
- Impuestos sobre los ingresos brutos 3%
- Canon de explotación anual ARS 4500/Km², para una superficie estimada de 314 km²
- Impuestos sobre los débitos y créditos bancarios 0,6%, siendo recuperable el 33% como crédito fiscal

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

- IVA no se considerará en el análisis porque el efecto financiero no es significativo, debido a la compensación mensual de débitos y créditos fiscales.
- **Calculo de equipos de torre de Workover**
Se calcula que el 20% de los pozos acumulados operativos del año anterior al de análisis están sujetos a workover, debido a que los perforados en el año ya se encuentran en condiciones de producción.
- **Abandono**
Se considera a efectos de la evaluación económica financiera el abandono de los pozos estériles en el mismo año en que se perforan y de los restantes pozos operativos al último día del año en que vence la concesión
- **Tratamiento contable**
Se adopta el criterio de esfuerzo exitoso, por el cual todas las inversiones se activan como CAPEX, en la medida en que tengan asociados beneficios económicos futuros. Los pozos estériles se imputan a pérdida (resultado) en el momento en que se incurren. Se justifica por estrategia corporativa, en la cual se busca la maximización de cash flow en los primeros años para diversificación de inversiones, y por la preferencia de descontarlo del impuesto a las ganancias para evitar diferimientos financieros.

13. Costos y Tarifas (realizado por Juan A. Devereaux)

13.1 Capex

Planta Turboexpander: USD 677 M

13.2 Opex

Planta Turboexpander: USD 626 M

13.3 Tarifas: Cuadro de evolución de tarifas por segmento

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Año (calendario)	Año	Precio unitario (USD/m3)	Precio unitario (USD/m3)				
		Condensado+G asolina	Distribuidoras	GNC	Gen. B)	Industrial	Spot
		Netback	5% h/gen 4	4.5	4.5	4.5	3.2
2019	0		-	-	-	-	-
2020	1		-	-	-	-	-
2021	2		-	-	-	-	-
2022	3	10.220	0.15	0.17	0.17	0.17	0.12
2023	4	10.328	0.16	0.17	0.17	0.17	0.12
2024	5	10.437	0.16	0.17	0.17	0.17	0.13
2025	6	10.548	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2026	7	10.659	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2027	8	10.772	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2028	9	10.885	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2029	10	11.000	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2030	11	11.116	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2031	12	11.233	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2032	13	11.351	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2033	14	11.471	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2034	15	11.591	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2035	16	11.713	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2036	17	11.836	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2037	18	11.960	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2038	19	12.086	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2039	20	12.213	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2040	21	12.341	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2041	22	12.470	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2042	23	12.601	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13
2043	24	12.733	0.17	0.17	0.17	0.17	0.13

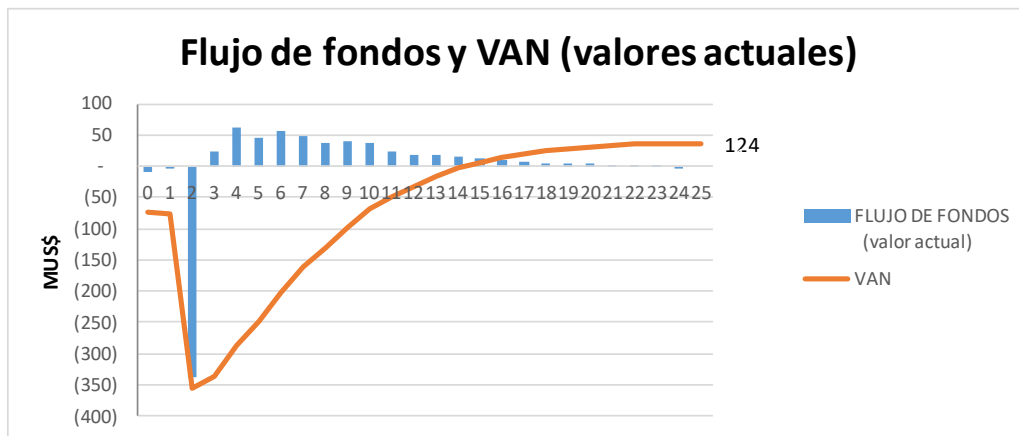
Tarifas de GLP

Precio unitario (USD/ton)		
Programa Hogar	Fraccionador	Fraccionador (Propano)
149.15	443.98	441.75

14. Información financiera (realizado por Juan A. Devereaux)

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Turboexpander – Sin Financiación



Turboexpander Con Financiación

Tasa de Interés 6,0%

Riesgo País 7,0%

Tasa Libor US\$ (1 año) 3,1%

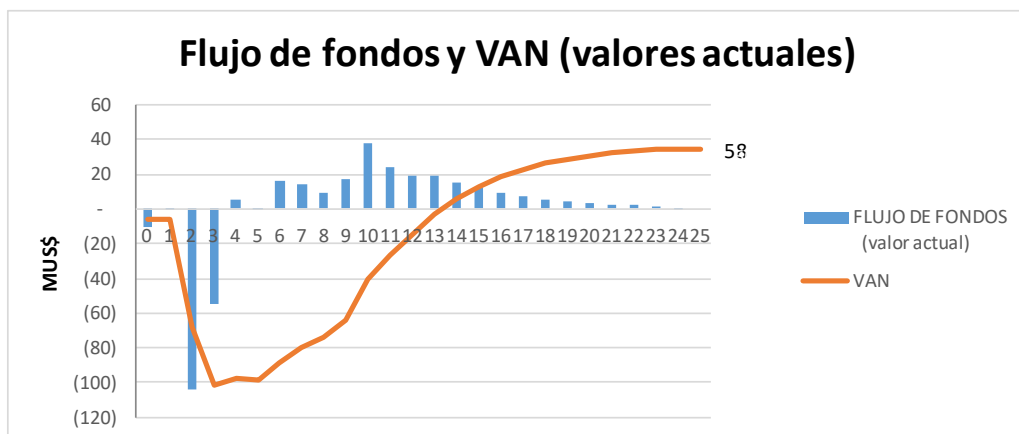
Tasa de interés préstamo 16,1%

Máximo Endeudamiento 338,99

Cantidad Repago 7,00

Año de Gracia 1,00

VAN (10%) con financ.: 58



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

15. Evaluación Económica del proyecto terminado (realizado por Paola D. Perrone)

El estado de resultados muestra una ganancia acumulada a valor actual de aproximadamente USD 346MM, en el período de la concesión, obteniéndose el máximo resultado positivo, en el año 5 (2024) con USD 46MM a valor actual.

En los últimos 2 años de la concesión, se obtienen pérdidas económicas aunque no financieras por el efecto de las amortizaciones contables.

16. Flujo de Caja (realizado por Juan A. Devereaux)

El proyecto de instalación de la planta Turboexpander de es rentable, generando un valor actual positivo, de aproximadamente 124 MMUSD, con un período de repago de poco más de 11 años y una TIR del 16%.

En este caso, hay 3 años en que el flujo de fondos actualizado es negativo, siendo todos los restantes mayores o iguales a cero. El máximo flujo de fondos se obtiene en el año 4 (2023), con 62 MMUSD.

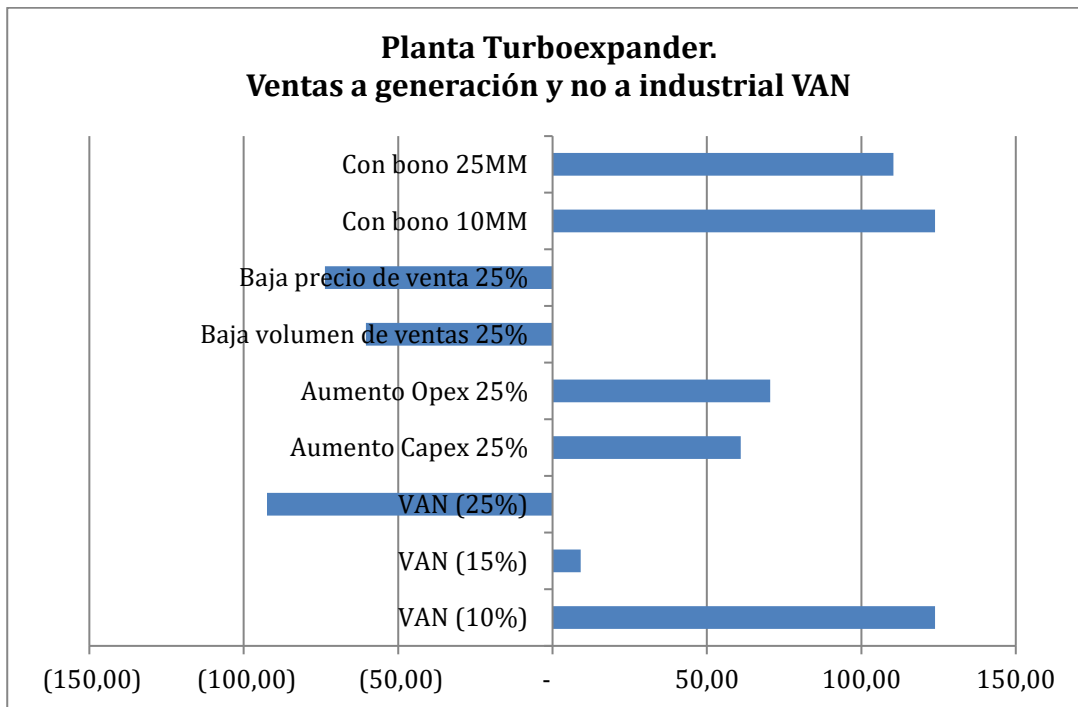
17. Análisis de Sensibilidad (realizado por Paola D. Perrone)

Para el análisis de sensibilidad se consideraron los siguientes escenarios:

- VAN 10%
- VAN 15%
- VAN 25%
- Aumento de Capex al 25%
- Aumento de OPEX al 25%
- Baja de volumen de ventas 25%
- Baja de precio de venta 25%
- Bono Mínimo USD 10M
- Bono Máximo USD 25M

Se identifica mayor sensibilidad a las variaciones de ventas que a los aumentos de costo.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR



18. Anexos de Cálculos (realizado por Juan A. Devereaux y Paola D. Perrone)

18.1 Anexo I: Cálculo de capacidad de baterías

Año	Pozos	Q tipo por pozo	cantidad de pozos Bateria 1	cantidad de pozos Bateria 2	cantidad de pozos Bateria 3	cantidad de pozos Bateria 4	cantidad de pozos Bateria 5	Caudal procesado en batería 1	Caudal procesado en batería 2	Caudal procesado en batería 3	Caudal procesado en batería 4	Caudal procesado en batería 5	Caudal total
		km3/d											km3/d
0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
3	7	294.44	2	2	1	1	1	588.9	588.9	294.4	294.4	294.4	2061.1
4	14	262.11	3	3	3	3	2	786.3	786.3	786.3	786.3	524.2	3669.5
5	17	229.42	5	3	3	3	3	1147.1	688.3	688.3	688.3	688.3	3900.1
6	24	171.41	8	4	4	4	4	1371.3	685.6	685.6	685.6	685.6	4113.8
7	28	145.66	8	5	5	5	5	1165.3	728.3	728.3	728.3	728.3	4078.5
8	32	122.72	8	6	6	6	6	981.8	736.3	736.3	736.3	736.3	3927.0
9	39	101.46	10	8	7	7	7	1014.6	811.7	710.2	710.2	710.2	3956.9
10	42	84.09	10	8	8	8	8	840.9	672.7	672.7	672.7	672.7	3531.8
11	42	70.89	10	8	8	8	8	708.9	567.1	567.1	567.1	567.1	2977.4
12	45	59.5	10	9	9	9	8	595.0	535.5	535.5	535.5	476.0	2677.5
13	48	50.23	10	10	10	9	9	502.3	502.3	502.3	452.1	452.1	2411.0
14	48	42.9	10	10	10	9	9	429.0	429.0	429.0	386.1	386.1	2059.2
15	48	37	10	10	10	9	9	370.0	370.0	370.0	333.0	333.0	1776.0
16	48	32.2	10	10	10	9	9	322.0	322.0	322.0	289.8	289.8	1545.6
17	48	28.26	10	10	10	9	9	282.6	282.6	282.6	254.3	254.3	1356.5
18	48	25	10	10	10	9	9	250.0	250.0	250.0	225.0	225.0	1200.0
19	48	22.21	10	10	10	9	9	222.1	222.1	222.1	199.9	199.9	1066.1
20	48	19.88	10	10	10	9	9	198.8	198.8	198.8	178.9	178.9	954.2
21	48	17.88	10	10	10	9	9	178.8	178.8	178.8	160.9	160.9	858.2
22	48	16.15	10	10	10	9	9	161.5	161.5	161.5	145.4	145.4	775.2
23	48	14.65	10	10	10	9	9	146.5	146.5	146.5	131.9	131.9	703.2
24	48	13.35	10	10	10	9	9	133.5	133.5	133.5	120.2	120.2	640.8
25	48	0	10	10	10	9	9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
							MAX	1371.3	811.7	786.3	786.3	736.3	4113.8

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.2 Anexo II: Producción de condensado

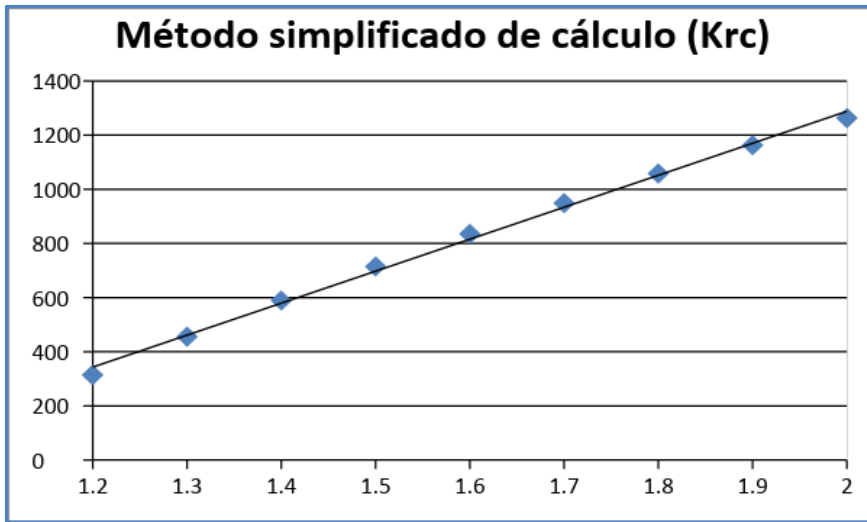
Año	HC Liq. (Condensado) TOTAL	B1	B2	B3	B4	B5
	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d
0	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.0896	0.026	0.026	0.013	0.013	0.013
4	0.1595	0.034	0.034	0.034	0.034	0.023
5	0.1696	0.050	0.030	0.030	0.030	0.030
6	0.1789	0.060	0.030	0.030	0.030	0.030
7	0.1773	0.051	0.032	0.032	0.032	0.032
8	0.1707	0.043	0.032	0.032	0.032	0.032
9	0.1720	0.044	0.035	0.031	0.031	0.031
10	0.1536	0.037	0.029	0.029	0.029	0.029
11	0.1295	0.031	0.025	0.025	0.025	0.025
12	0.1164	0.026	0.023	0.023	0.023	0.021
13	0.1048	0.022	0.022	0.022	0.020	0.020
14	0.0895	0.019	0.019	0.019	0.017	0.017
15	0.0772	0.016	0.016	0.016	0.014	0.014
16	0.0658	0.014	0.014	0.014	0.013	0.013
17	0.0657	0.012	0.012	0.012	0.011	0.011
18	0.0572	0.011	0.011	0.011	0.010	0.010
19	0.0443	0.010	0.010	0.010	0.009	0.009
20	0.0397	0.009	0.009	0.009	0.008	0.008
21	0.0358	0.008	0.008	0.008	0.007	0.007
22	0.0324	0.007	0.007	0.007	0.006	0.006
23	0.0294	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
24	0.0279	0.006	0.006	0.006	0.005	0.005
25	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
MAX diario	0.1789	0.060	0.035	0.034	0.034	0.032
MAX semana	1.2520	0.4173	0.2470	0.2393	0.2393	0.2241

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.3 Anexo III: Métodos de cálculo de compresión

18.3.1.1 *Fórmula simplificada*

Relación de compresión ≤ 2 $P(HP) = K_{rc} \cdot Q$



18.3.1.2 *Fórmula desarrollada*

Relación de compresión ≤ 2

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

La potencia requerida por el compresor es : $P \text{ [HP]} = f(Q, Rc)$

Donde : $rc = \frac{P_d}{P_s}$ es la Relación de compresión > 1

Más exactamente:

$$P(HP) = Q_{STD} \cdot Z_s \cdot \frac{T_s}{288} \cdot \left(\frac{K}{K-1} \right) \cdot \left[\left(\frac{P_d}{P_i} \right)^{\left(\frac{K-1}{K} \right)} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_c}$$

Donde: $Q_{STD} = (\text{MSm}^3/\text{d})$

Z_s = Factor de compresibilidad a la succión : $f(P_1, T_1)$

T_s = Temperatura ingreso ($^{\circ}\text{K}$)

$k = C_p/C_v$ (aproximadamente 1.30)

P_s y P_d = Presión de Succión y Descarga en $\text{kgf/cm}^2 \text{ A}$

η_c = rendimiento adiabático del compresor (aproximadamente 0.80)

$2 \leq \text{Relación de compresión} \leq 4$

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

18.4 Anexo IV: Cálculo de motocompresión

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Año calendario	Año	Q	Ps	Pd etapa 1	Rc total	Krc	Potencia compresión (fórmula extendida)	Potencia compresión (fórmula simplificada)	cant total de compresores necesarios	cant adicional de compresores instalados	cant total de compresores instalados	Capacidad de compresión instalada
		GP Diario (Mm3)	kg/cm2	kg/cm3			hp	hp				hp
2019	0	0.00	80	80								
2020	1	0.00	80	80								
2021	2	0.00	80	80								
2022	3	2.06	80	80								
2023	4	3.66	80	80								
2024	5	3.89	80	80								
2025	6	4.11	80	80								
2026	7	4.08	80	80								
2027	8	3.93	80	80								
2028	9	3.96	80	80								
2029	10	3.53	60	80	1.33	494.3	1747.3	1747.3	4	4	4	2000
2030	11	2.98	60	80	1.33	494.3	1473.0	1473.0	3	0	4	2000
2031	12	2.68	50	80	1.59	801.9	2148.9	2148.9	5	1	5	2500
2032	13	2.41	40	80	1.98	1259.6	3039.3	3039.3	6	1	6	3000
2033	14	2.06	40	80	1.98	1259.6	2595.8	2595.8	6	1	7	3500
2034	15	1.78	30	80	2.61	2012.5	3742.1	3499.1	7	0	7	3500
2035	16	1.55	30	80	2.61	2012.5	3256.6	3045.2	7	0	7	3500
2036	17	1.36	30	80	2.61	2012.5	2858.1	2672.6	6	0	7	3500
2037	18	1.20	25	80	3.12	2606.2	3055.3	2856.9	6	0	7	3500
2038	19	1.07	25	80	3.12	2606.2	2714.3	2538.1	6	0	7	3500
2039	20	0.95	25	80	3.12	2606.2	2429.6	2271.8	5	0	7	3500
2040	21	0.86	25	80	3.12	2606.2	2185.2	2043.3	5	0	7	3500
2041	22	0.78	25	80	3.12	2606.2	1973.7	1845.6	4	0	7	3500
2042	23	0.70	25	80	3.12	2606.2	1790.4	1674.2	4	0	7	3500
2043	24	0.64	25	80	3.12	2606.2	1631.5	1525.6	4	0	7	3500

18.5 Anexo V: Método de cálculo hidráulico para caída de presión en cañerías de gas natural

18.5.1.1 Método basado en la materia “Introducción a la industria del Gas Natural” dictada por la cátedra del profesor Carlos Casares.

$$Q(m^3/d) = k_1 \cdot \sqrt{\frac{D^5}{L}} \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2} = Kp \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2}$$

Diámetro nominal (in)	20	18	16	12
Longitud (km)	Kp (m3/d/kg/cm2)			
50	196200	151800	112100	53100
100	160200	107400	79300	37600
150	113300	87700	64700	30700
200	98100	75900	56000	26600

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.6 Cálculos de hidráulica

Año	Entregado a generación	tramo 1	Q tramo 2	18	A	B	C	D	E	F	G	H	I	K	L	M	N
					12	16	18	20	20	12	16	18	20	12	16	18	20
					tramo 2	tramo 2	tramo 2	tramo 2	tramo 1	tramo 2	tramo 3	tramo 4	tramo 5	tramo 1			
		Q por caño 1 D=18		P en 100km con D=18	P en 200 km				P en 100km con D=16	P en 200 km				P compresor a 100km			
0	0,0	0,0	0,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	70,0	70	70	70
1	0,0	0,0	0,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	70,0	70	70	70
2	0,0	0,0	0,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	70,0	70	70	70
3	0,4	2,1	1,7	65,2	46,7	61,6	63,3	64,4	66,8	48,9	63,2	64,8	65,9	83,5	73	72	71
4	0,4	3,7	3,3	58,8	<0	41,5	50,1	55,1	64,0	<0	48,6	56,1	60,6	112,5	81	76	73
5	0,4	3,9	3,5	57,5	<0	36,3	47,2	53,1	63,5	<0	45,2	54,3	59,5	117,4	83	77	73
6	0,4	4,1	3,8	56,2	<0	30,1	43,9	51,0	63,0	<0	41,4	52,3	58,4	122,2	85	78	74
7	0,4	4,1	3,7	56,4	<0	31,2	44,5	51,4	63,1	<0	42,0	52,6	58,6	121,4	84	78	74
8	0,4	3,9	3,6	57,3	<0	35,4	46,7	52,8	63,4	<0	44,6	54,0	59,4	118,1	83	78	73
9	0,4	4,0	3,6	57,1	<0	34,5	46,2	52,5	63,3	<0	44,0	53,7	59,2	118,8	84	78	74
10	0,4	3,5	3,2	59,5	<0	43,9	51,6	56,1	64,3	<0	50,2	57,1	61,2	109,9	81	76	73
11	0,4	3,0	2,6	62,1	<0	52,5	57,0	59,9	65,4	<0	56,4	60,6	63,3	99,0	77	74	72
12	0,4	2,7	2,3	63,3	12,7	56,0	59,4	61,6	65,9	22,5	59,0	62,2	64,3	93,5	76	73	71
13	0,4	2,4	2,1	64,2	33,3	58,7	61,2	62,9	66,3	37,2	61,0	63,5	65,0	88,9	75	73	71
14	0,4	2,1	1,7	65,2	46,7	61,6	63,3	64,4	66,8	48,9	63,2	64,8	65,9	83,5	73	72	71
15	0,4	1,8	1,4	66,0	53,9	63,5	64,6	65,4	67,1	55,3	64,6	65,8	66,5	79,6	72	71	71
16	0,2	1,5	1,4	66,5	55,9	64,2	65,3	65,9	67,3	56,9	65,1	66,1	66,8	78,7	72	71	71
17	0,1	1,4	1,3	66,8	57,3	64,8	65,7	66,3	67,5	58,0	65,5	66,4	67,0	78,0	72	71	70
18	0,0	1,2	1,2	67,1	59,0	65,3	66,1	66,7	67,6	59,6	65,9	66,7	67,2	76,9	72	71	70
19	0,0	1,1	1,1	67,3	61,0	65,9	66,5	66,9	67,7	61,4	66,3	66,9	67,3	75,5	71	71	70
20	0,0	1,0	1,0	67,4	62,4	66,3	66,8	67,2	67,7	62,8	66,7	67,2	67,5	74,5	71	71	70

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

21	0,0	0,9	0,9	67,5	63,5	66,7	67,1	67,3	67,8	63,8	66,9	67,3	67,6	73,6	71	70	70
22	0,0	0,8	0,8	67,6	64,4	66,9	67,2	67,4	67,8	64,6	67,1	67,4	67,7	73,0	71	70	70
23	0,0	0,7	0,7	67,7	65,0	67,1	67,4	67,5	67,9	65,2	67,3	67,5	67,7	72,5	71	70	70
24	0,0	0,6	0,6	67,7	65,6	67,3	67,5	67,6	67,9	65,7	67,4	67,6	67,8	72,0	70	70	70

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.7 Cálculo financiero de transporte

Casos estudiados	Tramo 1	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 2	Potencia instalada	costo caños	costo estacion de medicio	planta compradora	equipo compresor	capex total
	Long	Diám	Long	Diám						
A	100	18	100	12						
B	100	18	100	16						
C	100	18	100	18						
D	100	18	100	20	2500	209.000.000	850.000	2.100.000	3.575.000	215.525.000
E	100	16	P menor a 45	0						
F	100	20	100	12						
G	100	20	100	16	5000	198.000.000	850.000	2.700.000	6900000	208.450.000
H	100	20	100	18	2500	209.000.000	850.000	2.100.000	3.575.000	215.525.000
I	100	20	100	20	2500	220.000.000	850.000	2.100.000	3.575.000	226.525.000
J	100	18	100	12						
K	100	18	100	16	5000	187.000.000	850.000	2.700.000	6.900.000,00	197.450.000
L	100	18	100	18	2500	198.000.000	850.000	2.100.000	3.575.000	204.525.000
M	100	18	100	20	2500	209.000.000	850.000	2.100.000	3.575.000	215.525.000

18.7.1.1 Flujo de fondos (inversiones en año 3, costos operativos desde año 4 al 24)

Caso	D	G	H	I	K	L	M
Año	\$	\$	\$	\$	\$		
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	215525000	208450000	215525000	226525000	197450000	204525000	215525000
3	32176,28557	35767,38683	30712,09685	27578,39857	38477,20151	34466,67727	31774,77086
4	125330,7165	183902,8812	117172,4245	85396,76937	165073,2272	135577,2513	115003,5762
5	151492,6629	236765,8646	141160,743	99136,94573	198072,6902	161689,9822	136147,5993
6	182115,2784	306732,6506	169066,6314	114260,3647	234965,4177	190918,5655	159799,3359

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

7	176821,6034	293931,1306	164256,199	111714,5575	228719,2427	185966,4975	155792,1062
8	155998,7068	246473,5679	145278,8641	101424,232	203617,6816	166080,1396	139700,4385
9	160360,6802	256053,5757	149261,4636	103617,409	208946,8391	170300,2882	143115,4543
10	113205,8583	161254,6966	106010,3964	78741,3816	149313,7646	123109,859	104895,1611
11	71840,45008	91726,73763	67725,76836	54386,82397	93483,27152	78854,13079	68832,57295
12	55825,28319	67830,18456	52820,0668	44096,84224	71217,3575	61073,16081	54174,41094
13	44312,25798	51711,2256	42073,95572	36292,74166	55172,44529	48138,27685	43383,18337
14	32168,64907	35757,72315	30704,93335	27572,72131	38466,84883	34458,0961	31767,39146
15	24368,4911	26154,92925	23375,04192	21616,40682	28064,19395	25736,6859	24182,17148
16	21769,41009	23620,42305	21304,99647	19833,14582	24912,03038	22945,24606	21633,22551
17	19946,88877	21814,28027	19814,8291	18539,43296	22701,14371	20984,87168	19840,98006
18	17870,07561	19447,7381	17870,07561	16858,75721	20080,80415	18707,62855	17793,62386
19	15374,74489	16462,77136	15374,74489	14672,86151	16929,98445	15966,37046	15326,11085
20	13431,57735	14202,36666	13431,57735	12932,02978	14549,62462	13858,1426	13399,30895
21	11853,48066	12409,04309	11853,48066	11492,14784	12668,41734	12165,08716	11831,44699
22	10547,88278	10954,32998	10547,88278	10282,81139	11149,28824	10778,22923	10532,46638
23	9455,790302	9757,468155	9455,790302	9258,627631	9905,211904	9628,149015	9444,759722
24	8536,315616	8763,587722	8536,315616	8387,533716	8876,700905	8666,98983	8528,251187

19. Resumen de Resultados (realizado por Juan A. Devereaux y Paola D. Perrone)

A continuación, las planillas de resultados del proyecto.

TURBOEXPANDER - VTA A GENERACION B Y NO A INDUSTRIAL PLANILLA DE PRESENTACION DE RESULTADOS

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
1	DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas y Condensado in Situ	M m3	18,34	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	M m3	4,40	
1c	Factor de Recuperación	%	81%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	47,87	
1e	Cantidad de pozos		53	
1f	Potencia total compresión yacimiento	HP	3.500	
1g	Producción de gas - máxima y promedio	M m3/d	4,18	2,32
1h	Producción de condensado - máxima y promedio	m3/d	178,88	99,30
2	DEMANDA Año 3 y Año 'n'		Año 3	Año n (máx)
2a	Consumo distribuidoras	M m3/d	0,56	0,56
2b	Consumo GNC	M m3/d	0,22	0,22
2c	Consumo industrias	M m3/d	0,91	2,95
2d	Consumo termoeléctrico	M m3/d	0,35	0,35
2e	Consumo Total	M m3/d	2,04	4,07
3	PROCESAMIENTO Año 3 y Año 'n'		Año 3	Año n (máx)
3a'	Capacidad de Turboexpander	M m3/d	4,00	4,00
3b	Producción Propano + butano (GLP)	ton/año	26811,39	8342,38
3c	Producción Gasolina natural	m3/d	22	45
4	TRANSPORTE			

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

4a	Primer tramo Gto. p/ Generación eléctrica	pulg	18,00	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	4,70	
4c	Potencia instalada	HP	5.000	
4d	Segundo tramo Gto. p/ vinculación con Gto. troncal	pulg	16,00	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	5,09	
4f	Potencia instalada	HP	0,00	
5 INVERSIONES				
5a	Inversión campo (yacimiento - Perf. y workover)	M u\$s	294,75	
5b	Inversión planta de procesamiento (facilities)	M u\$s	130,00	
5c	Inversión Gasoducto	M u\$s	197,45	
5d	Inversión otros	M u\$s	55,19	
5e	Inversión (contingencia)	M u\$s	67,74	
5f	Inversión total	M u\$s	745,13	
6 PRECIOS GAS Año 3 y Año 24			Año 3	Año 24
6a	Distribuidoras	u\$s/MMBTU	4,00	4,50
6b	GNC	u\$s/MMBTU	4,50	4,50
6c	Centrales eléctricas	u\$s/MMBTU	4,50	4,50
6d	Industrias	u\$s/MMBTU	-	-
7 PRECIOS LIQUIDOS Año 3 y Año 24			Año 3	Año 24
7a	GLP exportación	u\$s/tn	N/A	N/A
7b	GLP Local	u\$s/tn	296,56	296,56
7c	Gasolina y Condensado Local	u\$s/bbl	64,28	80,09
8 RESULTADOS				
8a	VAN al 10%	M u\$s	123,87	
8b	Tasa (WACC)	%	14,15%	
8c	TIR	%	15,56%	
8d	Repago	Años	11,08	
8e	Préstamo (capital) solicitado	M u\$s	338,69	
8f	Máxima exposición	M u\$s	409,36	

20. Informe Final - Conclusiones (realizado por Juan A. Devereaux y Paola D. Perrone)

A continuación, describiremos las conclusiones más relevantes de la evaluación para participar en la Licitación pública para las adjudicaciones de los Derechos de Explotación del Yacimiento “La Esperanza”:

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Luego de la evaluación de las reservas de Gas y Condensado, la previsión de producción, y los cálculos de todas las obras de captación, acondicionamiento, tratamiento y transporte, se consideró las Ventas de Gas Natural a Distribuidores, GNC, Generación Eléctrica, Spot GLP, Propano y Butano y Condensados con la instalación de una planta de recuperación de GLP - turboexpander -.

Este desarrollo genera un VAN de usd 124M, una TIR de 15,579% y el repago de la inversión se produce en un periodo de 11 años y la máxima exposición es usd 409 M en el año 2021.

Las condiciones que se le ofrecen a la provincia de Neuquén son inversiones de USD 677 M en 25 años.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

21. Referencias Bibliográficas (realizado por Juan A. Devereaux y Paola D. Perrone)

Básica:

- Apuntes de la materia - Carlos Buccieri, José Luiz Lanziani, Juan José, Rodríguez, Hugo Carranza y Carlos Casares - 2017
- Historias del Gas en la Argentina - TGS, Toer Ed. - 2000
- Exploración y Producción de Hidrocarburos - IAPG, Ed. 2013
- Transporte y Distribución de Gas - IAPG, Ed. 2014
- Apuntes de la materia Marco Legal : Prof. Horacion Fernandez
- Apuntes de la materia Economía Petrolera – Profs: Marcos Sabelli y Alejo Lopez Medin
- Apuntes de la materia Comercialización de LPG – Prof Hector Collet

De consulta:

- Las Decisiones Financieras en la Práctica, Fernando Gomez-Bezarez, 5ta edición, Bilbao, España
- Principles of Corporate Finance, Richard A. Brealey and Stewart C. Myers, 5th Edition
- Estadísticas del Ministerio de energía y minería y del IAPG.