

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:	Senabre, Mariángeles Noguer, Santiago

16 de Diciembre de 2018

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Índice

1.	Resumen Ejecutivo (<i>realizado por Mariángeles Senabre y Santiago Nogue</i>)	4
2.	Introducción y Objetivos del Proyecto (<i>realizado por M. Senabre y S. Nogue</i>)	4
3.	Cálculo de Reservas de Gas y Condensado (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	6
4.	Previsión de Producción de Gas y Condensado (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	7
5.	Obras de Captación y acondicionamiento (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	11
5.1	Tratamiento primario en yacimiento	11
6.	Aprovechamiento de condensables (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	15
6.1	Planta de recepción de condensado, almacenamiento y despacho	15
6.2	Motocompresión	16
6.3	Planta de Dew Point	17
7.	Obras de Transporte (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	19
8.	Diagrama de proceso (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	21
9.	Resumen del Marco institucional y legal (<i>realizado por M. Senabre y S. Nogue</i>)	21
9.1	Contexto regulatorio – últimos 15 años en la Argentina	21
10.	Análisis de Mercado Oferta-Demanda (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	25
11.	Aspectos Comerciales y contractuales (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	31
12.	Detalle de hipótesis (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	32
13.	Costos y Tarifas (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	33
13.1	Capex	33
13.2	Opex	34
13.3	Tarifas: Cuadro de evolución de tarifas por segmento	34
14.	Información financiera (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	34
15.	Evaluación Económica del proyecto terminado (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	36
16.	Flujo de Caja (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	36
17.	Análisis de Sensibilidad (<i>realizado por Santiago Nogue</i>)	36
18.	Anexos de Cálculos (<i>realizado por Mariángeles Senabre</i>)	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	40
18.3.1.1	Fórmula simplificada	40
18.3.1.2	Fórmula desarrollada	40
18.4	Anexo IV: Cálculo de motocompresión	41
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	43
18.7	Cálculo financiero de transporte	46
18.7.1.1	Inversiones	46
18.7.1.2	Flujo de fondos (inversiones en año 3, costos operativos desde año 4 al 24)	46
19.	Resumen de Resultados (<i>realizado por M. Senabre y S. Nogue</i>)	47
20.	Informe Final – Conclusiones (<i>realizado por M. Senabre y S. Nogue</i>)	48
21.	Referencias Bibliográficas (<i>realizado por M. Senabre y S. Nogue</i>)	50

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

1. Resumen Ejecutivo

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

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

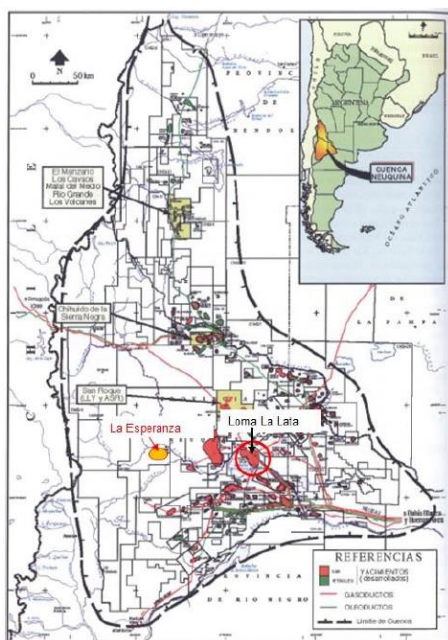


Figura 1. Ubicación del yacimiento

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 **planta de Dew Point** (Ajuste de Punto de Rocío), con venta a todos los segmentos excepto a generación eléctrica.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

La Esperanza (Reservorio Convencional)

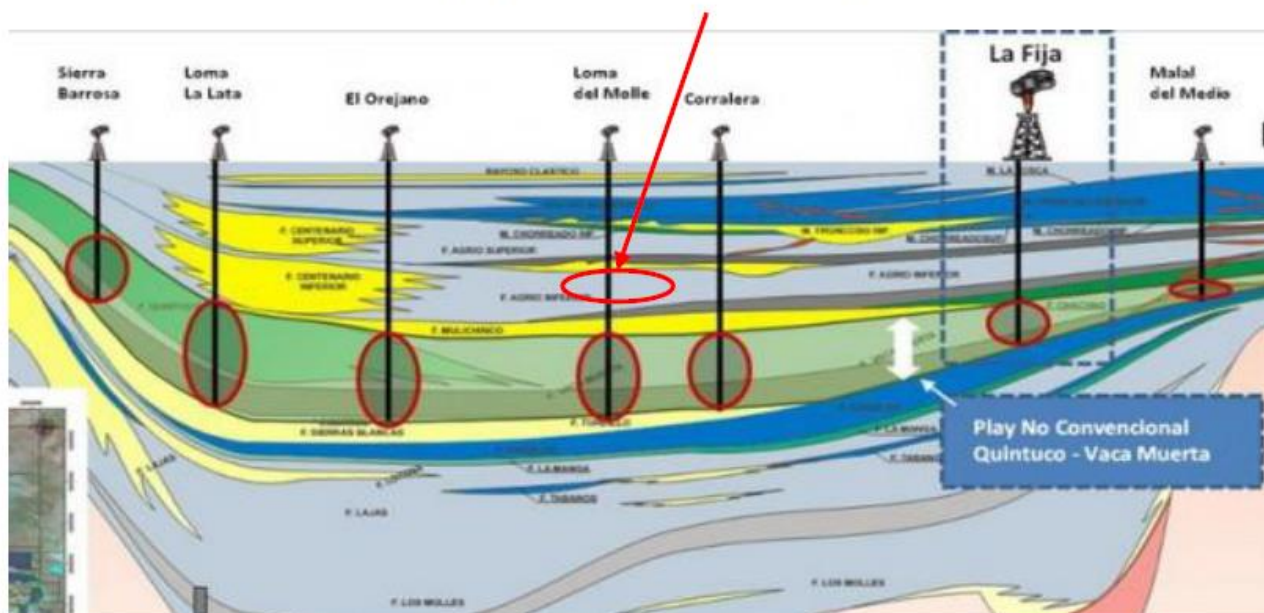


Figura 2. Localización del reservorio

3. Cálculo de Reservas de Gas y Condensado.

Para el cálculo de reservas se ha utilizado el método volumétrico, donde G es el volumen de gas “in situ” en condiciones estándar de presión y temperatura, considerando los siguientes datos del yacimiento:

- Volumen de roca, VR : 1400 Mm^3
- Porosidad, P : 12 %
- Saturación de agua irreductible, S_w : 33 %
- Temperatura del Reservorio, T_r 87 °C = 360 °K
- Presión del Reservorio, P_r 238 kg/cm²
- Relación Gas-Petróleo (GOR) 23.000 m³gas/m³líquido
- Temperatura Ambiente, T_a 15 °C = 288 °K
- Presión Atmosférica, P_a 1,033 kg/cm²
- Factor volumétrico del gas, B_g

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

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

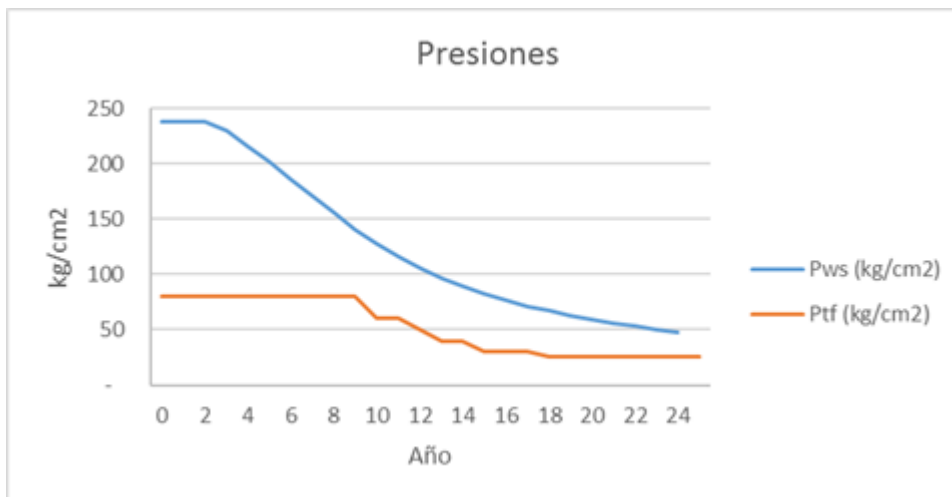
TRABAJO FINAL INTEGRADOR

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

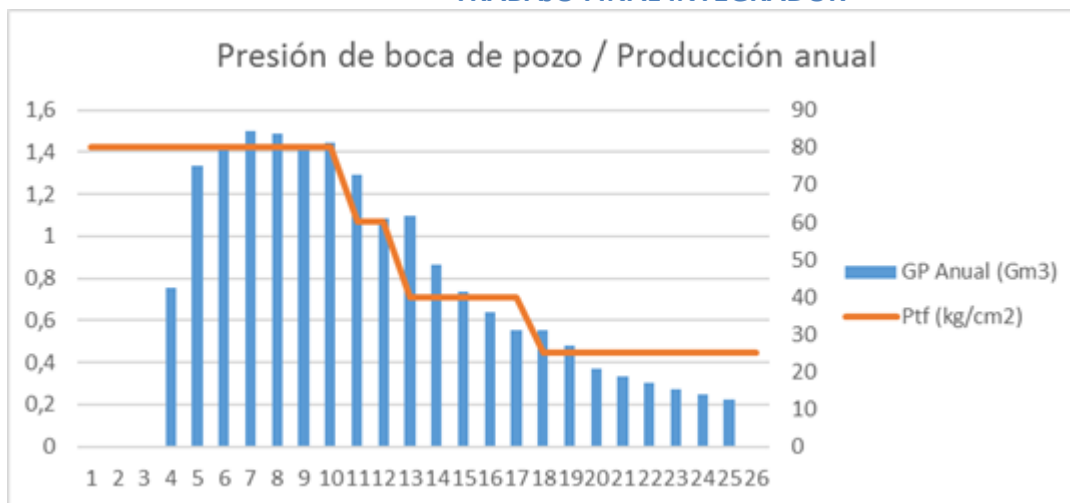
A efectos de mantener el caudal de producción óptimo, realizamos cinco (5) disminuciones en la presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}) de la siguiente forma:

- 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



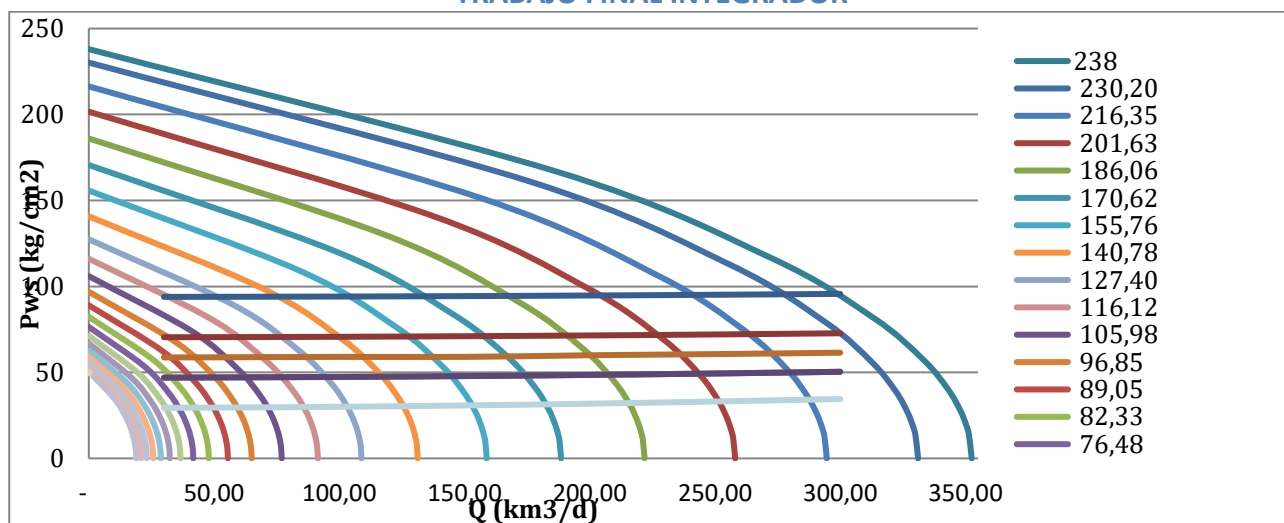
Los caudales de producción para la presión de boca de pozo dinámica fueron calculados de manera iterativa en el punto donde se interceptan las curvas de contrapresión del tubing (cálculo de pérdidas de carga para los distintos caudales) con las curvas de comportamiento del pozo. Todos los pozos se consideran 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.

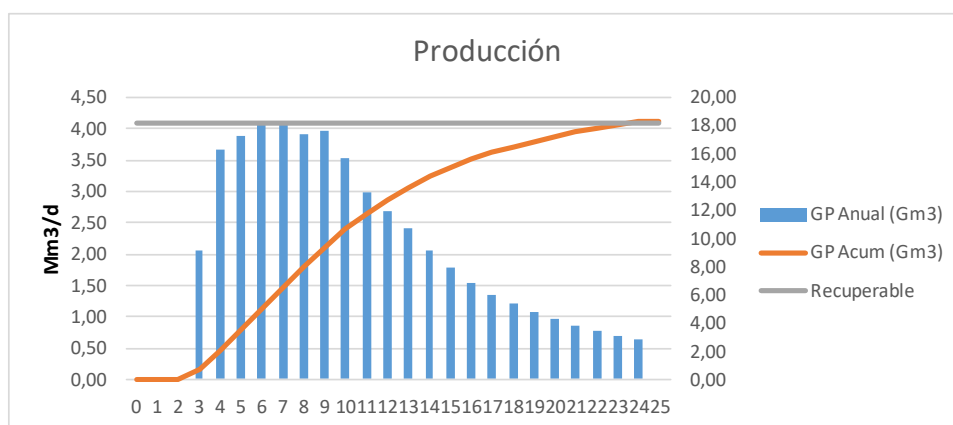
TRABAJO FINAL INTEGRADOR



Curvas IPR del Reservorio – En detalle en Archivo Excel -

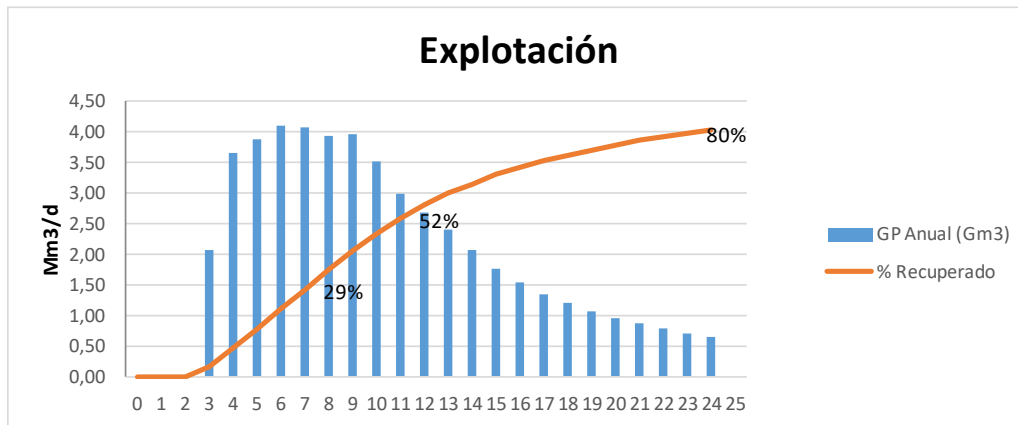
El esquema de producción fue planteado para alcanzar en los primeros años una producción de unos 4 Mm³/d. La perforación de los pozos y la regulación de la presión de boca de pozo fueron programados año tras año para mantener ese nivel de producción mientras fuera técnicamente viable y económicamente 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



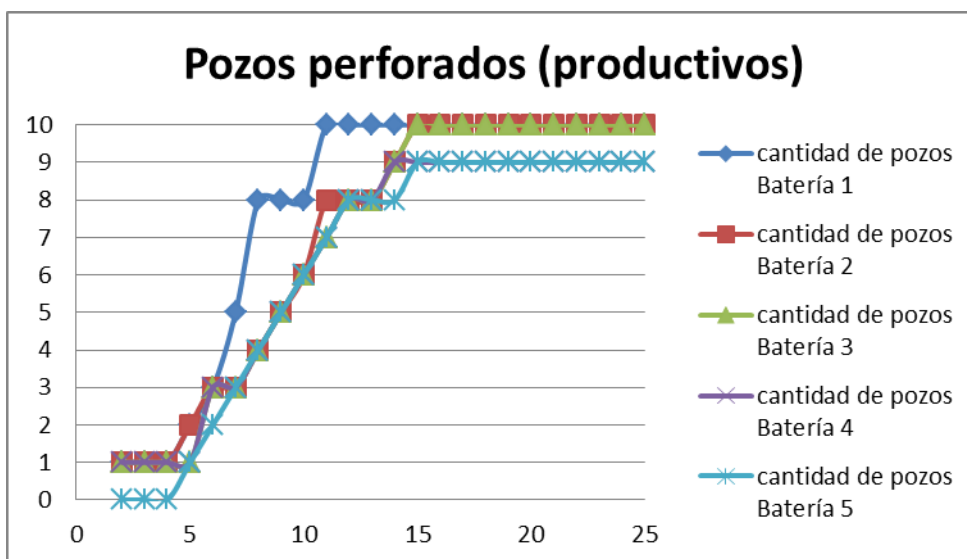
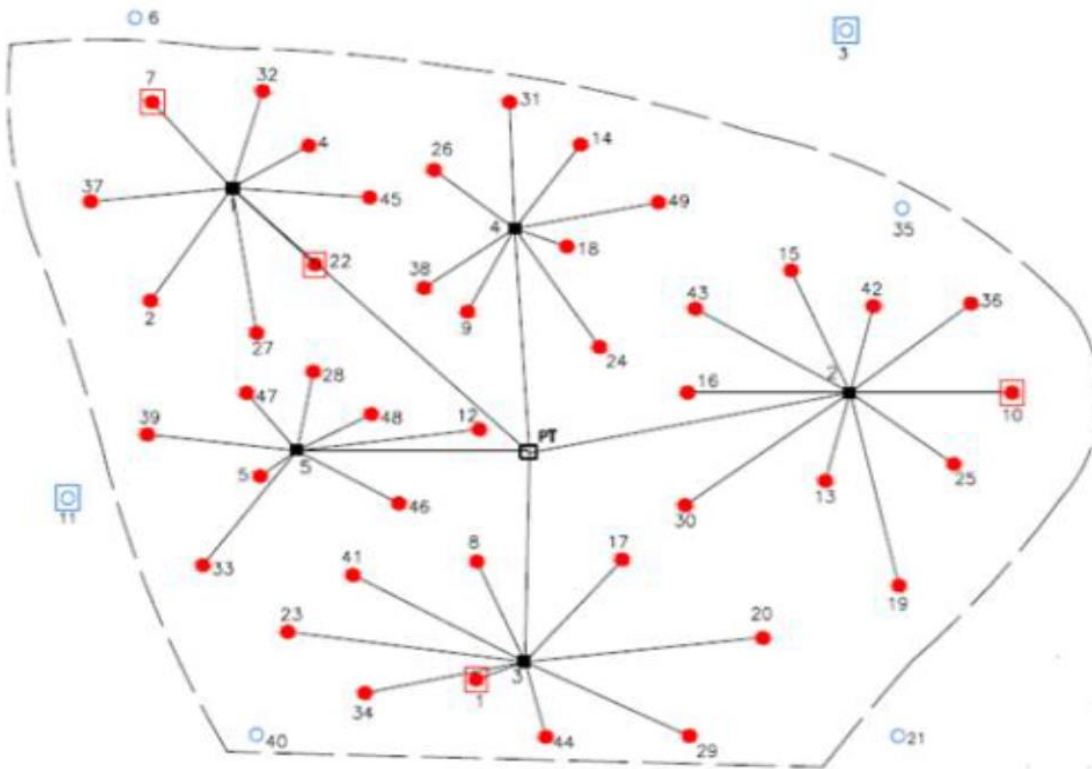
5. Obras de Captación y acondicionamiento

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

Pozo	B1										B2										B3										B4										B5										Batería																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
P1											P2										P3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													

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

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

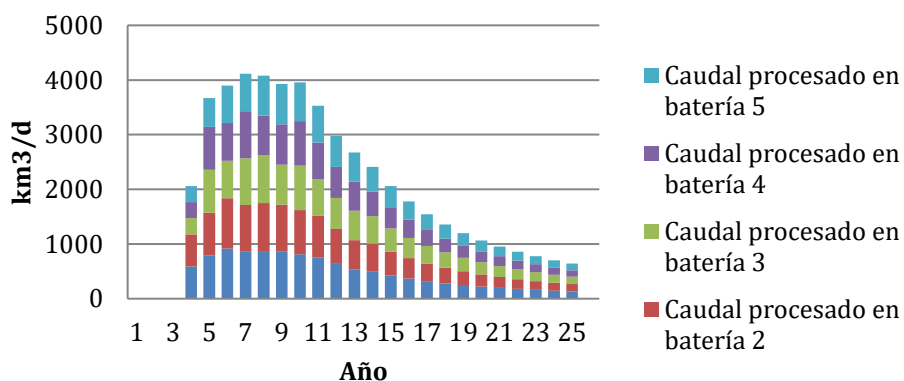
individual (máximo caudal por pozo 294,44 km³/d en el año 3, año que se inicia la explotación). De esta manera las baterías pueden procesar toda la producción de un pozo con el separador de control y en total hasta 900 km³/d. A partir del año 5 la batería 1 requiere la instalación de un segundo separador 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.

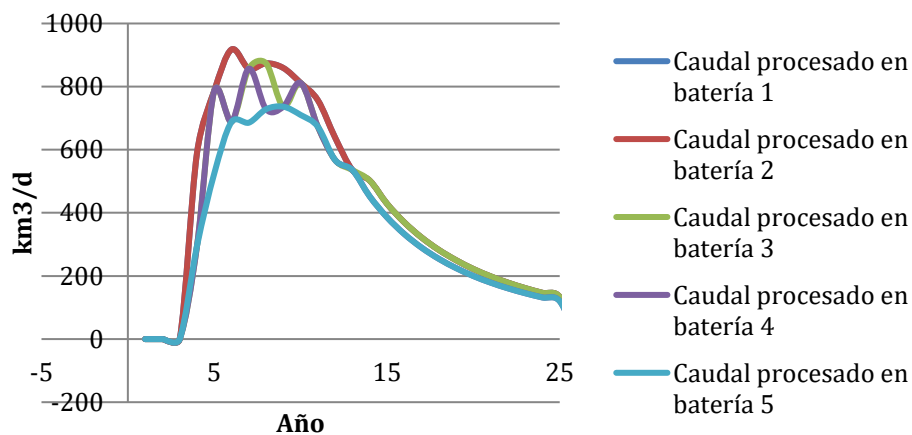
Unidad	Cant. pozos que recibe	Separador de control	Separador general 1	Capacid. de diseño	Caudal máx. de proceso de gas	Tanques condensado	Capac. Almac. semanal	Prod. Máx. de condens. semanal
		300	750				160	
		km ³ /d	km ³ /d	km ³ /d	km ³ /d		m ³	m ³
BATERÍA 1	10	1	2	1500	1371,3	1	160	417
BATERÍA 2	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

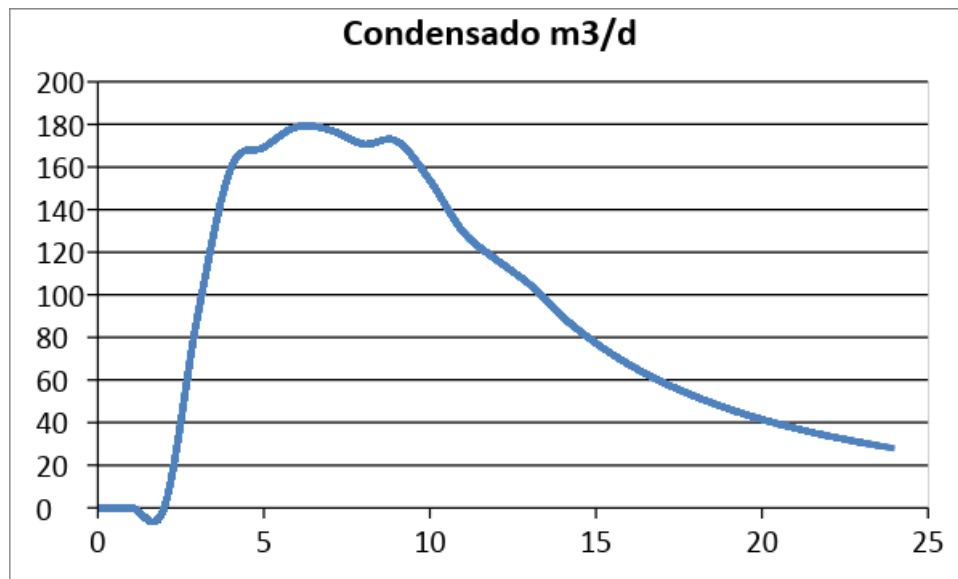
6. Aprovechamiento de condensables

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 70barg. 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.

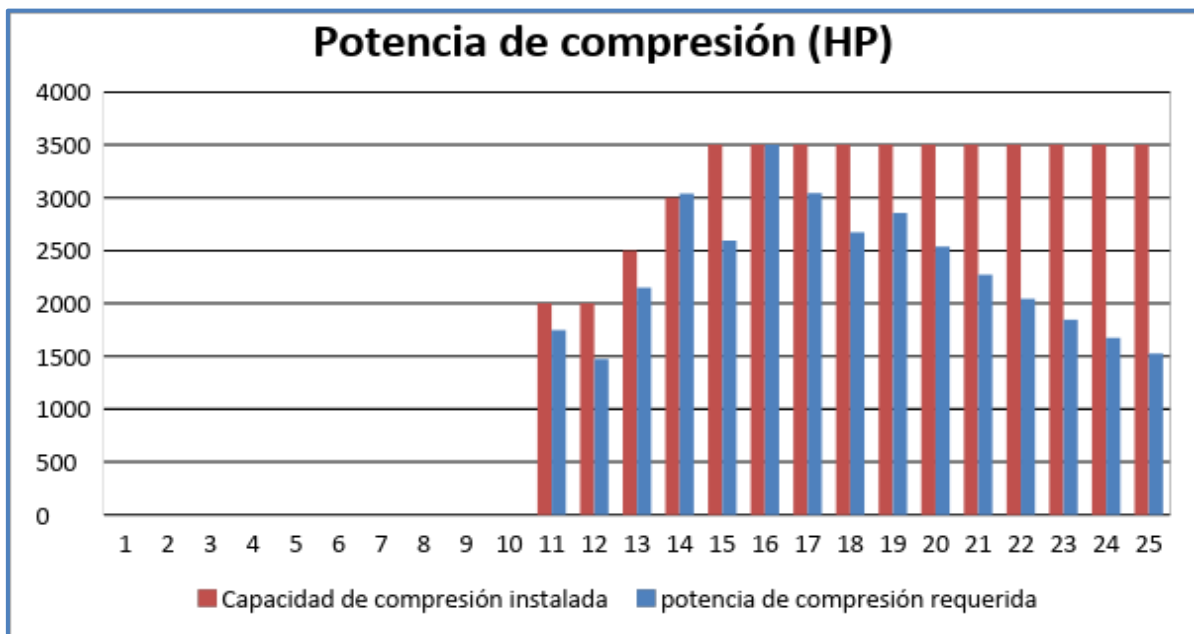
Durante los primeros años de explotación, el yacimiento tiene una presión tal que se explota regulando la presión de final de tubing (Ptf) en 80 kg/cm²_g. Considerando que desde la boca de pozo la pérdida de carga del gas (en las cañerías de captación, planta de separación primaria y cañería hasta la planta de tratamiento) será de unos 10kg/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 500HP y el requerimiento de potencia aumenta hasta el año 15 y luego decae. La potencia máxima requerida es de 3500 HP, lograda con 7

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

motocompresores. Los motocompresores se instalar un año antes de ser requeridos siguiendo el siguiente esquema:

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 Dew Point

Al instalar la Planta de Dew Point, se obtiene gasolina, que luego es considerada en las ventas 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).

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Para la comercialización de gasolina entonces se presentan los siguientes volúmenes:

Año (calendario)	Ventas de Gasolina (B) (m3/d)	Ventas GAS RESIDUAL (A) (Mm3/d)	Ventas a distribuidoras (Mm3/d)
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	-	-	-
2022	8,53	2,039	1,00
2023	15,15	3,621	1,09
2024	16,11	3,853	1,16
2025	17,03	4,072	1,22
2026	16,88	4,038	1,21
2027	16,25	3,887	1,17
2028	16,39	3,920	1,18
2029	14,63	3,499	1,05
2030	12,33	2,945	1,00
2031	11,09	2,643	1,00
2032	9,99	2,383	1,00
2033	8,53	2,036	1,00
2034	7,36	1,757	1,00
2035	6,40	1,529	1,00
2036	5,62	1,342	1,00
2037	4,97	1,189	1,00
2038	4,42	1,057	1,00
2039	3,95	0,946	0,95
2040	3,55	0,851	0,85
2041	3,21	0,768	0,77
2042	2,91	0,697	0,70
2043	2,65	0,637	0,64

El cuadro indica que el volumen de gasolina comienza a crecer en los primeros años, alcanzando su pico máximo en el año 6 de la concesión manteniendo volúmenes de similar magnitud durante 4 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 4,5 m3/d. la planta de recepción de condensado tiene capacidad para recibir la gasolina de esta planta y almacenarla junto con el condensado.

El gas que sale del yacimiento tiene un poder calorífico real de 9.449,25 kcal/m³, pasa por la separación primaria, y luego ingresa a la planta de Dew Point (o turboexpander, según la alternativa elegida) al salir, es más seco, ya que fue despojado de los hidrocarburos de mayor peso molecular (y mayor PCI), por lo tanto su poder calorífico disminuye levemente, llegando a un valor de

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

9.426,72 kcal/m³. La especificación para la venta de gas natural determina que este tenga un PCI estándar de 9300kcal/m³. El gas que aquí se obtiene supera la especificación de manera tal que 100m³ de gas producido equivalen a 102 m³ de gas vendido ($100 \times 9.426,77 / 9300 = 101,36$).

7. Obras de Transporte

El gas procesado será vendido para consumo doméstico e industrial en el troncal que se encuentra a 200km de la planta de tratamiento.

En el troncal debe llegar con una presión no menor a 70 bar. Considerando que de la planta de tratamiento sale con 68 bar de presión, se estudiaron distintas alternativas de transporte para lograr lo antes mencionado. Las alternativas incluyen seccionar los 200 km en tramos de distintos diámetros y colocar una estación de turbocompresores a 100 km, 150 km y a 200 km del yacimiento, es decir, el último caso se ubica próximo a la entrega en el 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.

Casos	Tramo 1	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 2				Ubicación comp (desde planta tratamiento)
	Longitud (km)	Diámetro nominal	Longitud (km)	Diámetro nominal	Potencia máxima requerida (HP)	Potencia instalada (HP)	sobrediseño	
A	200	20			1908	2500	24%	200
B	200	18			3785	5000	24%	200
C	200	16	Muy alta caída de presión, hay años en que el gas no puede recorrer los 200km sin impulsión					200
D	100	16	100	20	4989	5000	0%	200
E	100	18	100	20	2350	2500	6%	200
F	150	18	50	20	3158	5000	37%	200
G	100	16	100	16	5108	5000	-2%*	100
H	150	16	50	16	Muy baja presión al final del			150

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

					recorrido, necesita compresores en serie, encarece los costos			
I	150	16	50	18	3325	5000	33%	150

De los nueve casos presentados se encuentra el caso C que técnicamente no es viable, la pérdida de carga en la cañería es mayor que la disponible, mientras que el H requiere que se instalen más de 1 compresor, resulta un costo muy elevado en comparación con los otros, por lo que se descarta también. Adicionalmente, el caso G se encuentra que si se instala un compresor de 5000 HP quedaría subdimensionado. Como esto solo ocurre en el año de mayor requerimiento de potencia y solo representa un 2% de la capacidad de compresión, se estima que las máquinas pueden operar en un rango cercano a su caudal de diseño, por lo que se lo incluirá como alternativa viable para definir la estrategia más rentable.

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.

Aclaración: Este planteo sólo se utilizará en esta instancia para elegir el caso con el que se desarrollará el proyecto, no forma parte del cálculo financiero de todo el proyecto. El detalle se encuentra en Cálculos de hidráulica-Alternativa 1. 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**.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Casos	Tramo 1	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 2	Potencia instalada (HP)	VAN (10%)
	Longitud (km)	Diámetro Nominal	Longitud (km)	Diámetro Nominal		
A	200	20			2500	170.795.065
B	200	18			5000	157.662.036
C	200	16				
D	100	16	100	20	5000	157.916.001
E	100	18	100	20	2500	162.642.152
F	150	18	50	20	5000	195.599.488
G	100	16	100	16	5000	170.599.489

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

H	150	16	50	16		
I	150	16	50	18	5000	176.234.723

El criterio de selección de la alternativa más conveniente es el menor VAN por tratarse de un proyecto de costos. Analizando las opciones planteadas, encontramos que los casos B y D dan valores actuales muy similares, ya que la inversión inicial de caños y compresor es la misma. El caso B tiene menor costo operativo, por lo tanto es la alternativa de transporte elegida para el proyecto.

8. Diagrama de proceso

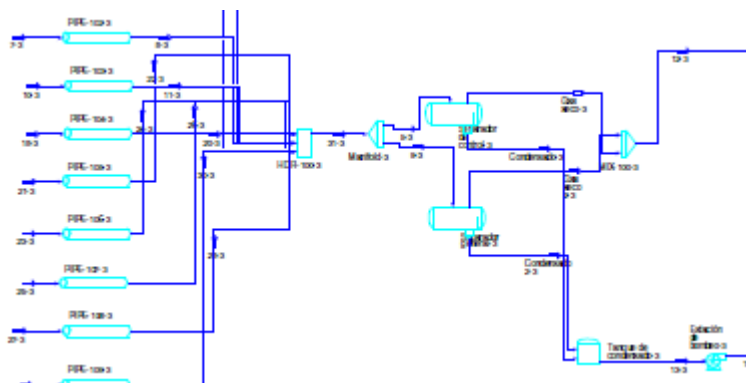


Diagrama de proceso (PFD Preliminar)



9. Resumen del Marco institucional y legal

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

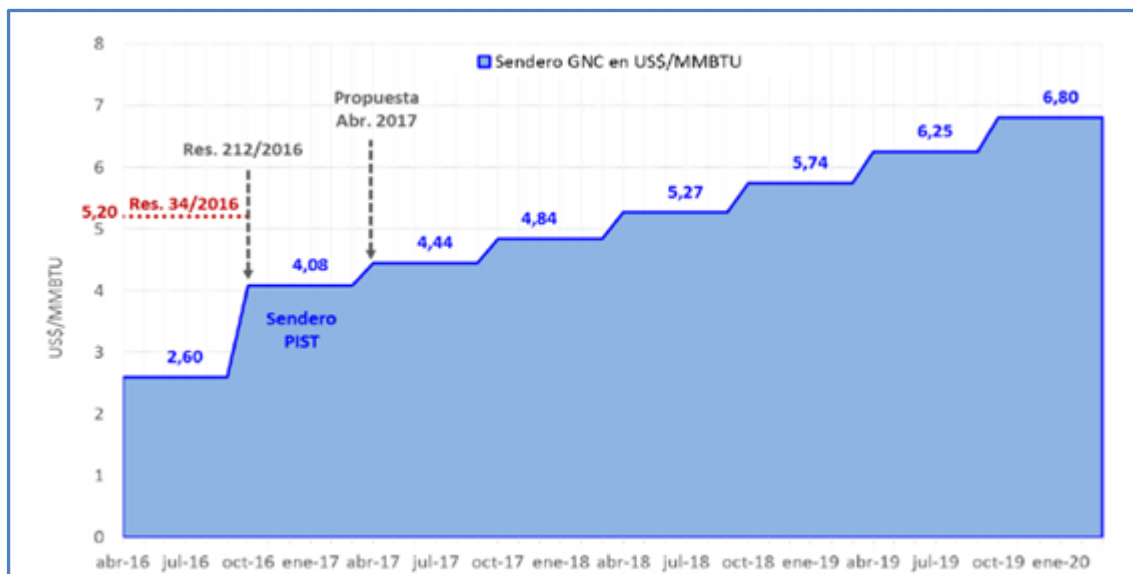
Hasta que los precios puedan determinarse por los movimientos del mercado, cada semestre, la Subsecretaría de Hidrocarburos propondrá a la Secretaría de Energía y Minería para su aprobación, un nuevo precio (ver gráficos).

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

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.

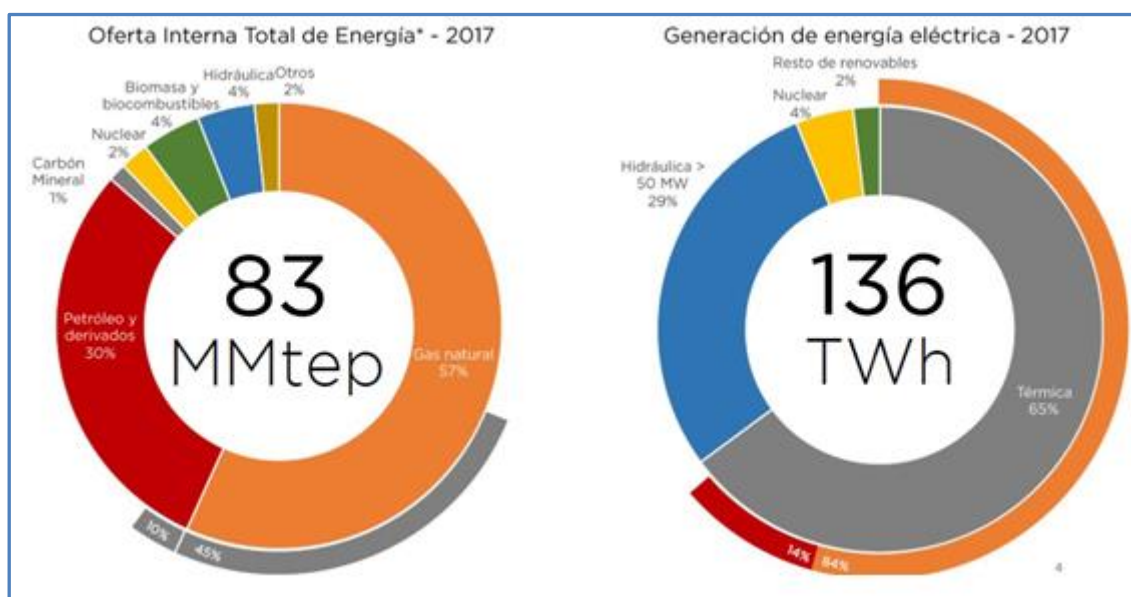
- Producción en Argentina

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

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

descubrimiento del mega yacimiento de Loma la Lata, en la provincia del Neuquén, en la 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.

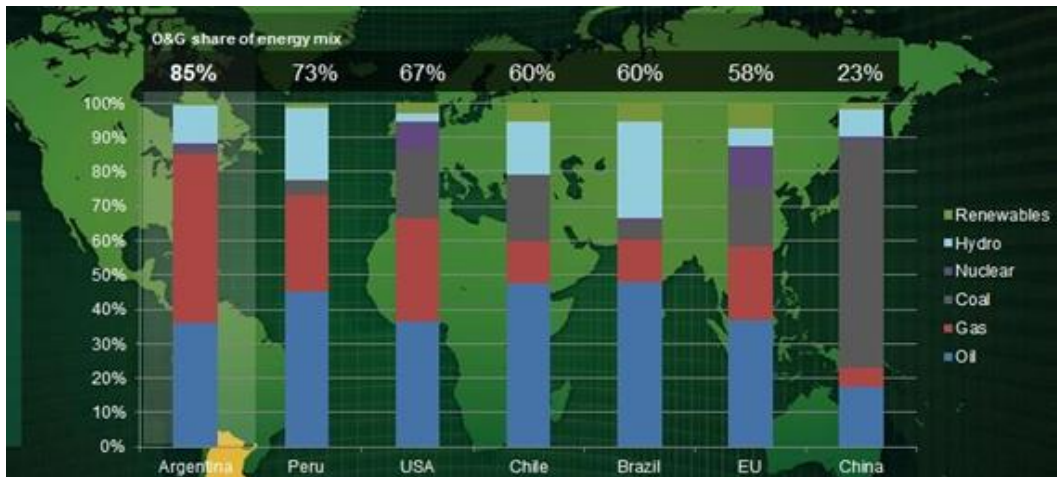
Consumo Energético Argentino: fuerte sesgo a los hidrocarburos



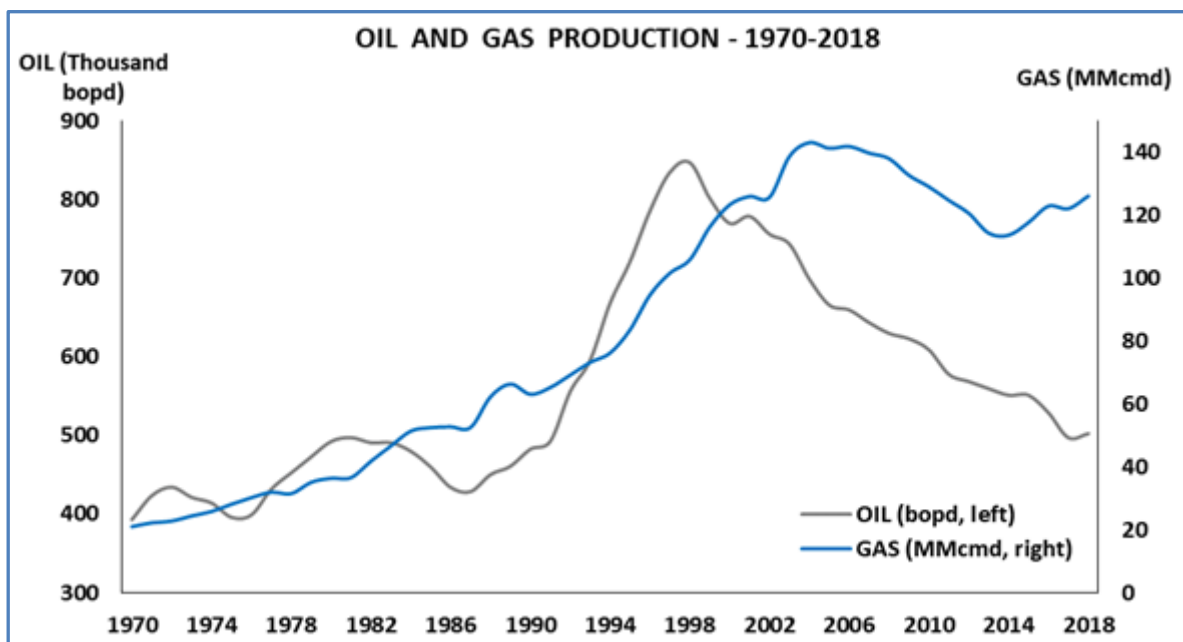
Argentina es uno de los países con más alta dependencia de los hidrocarburos en especial Gas Natural

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

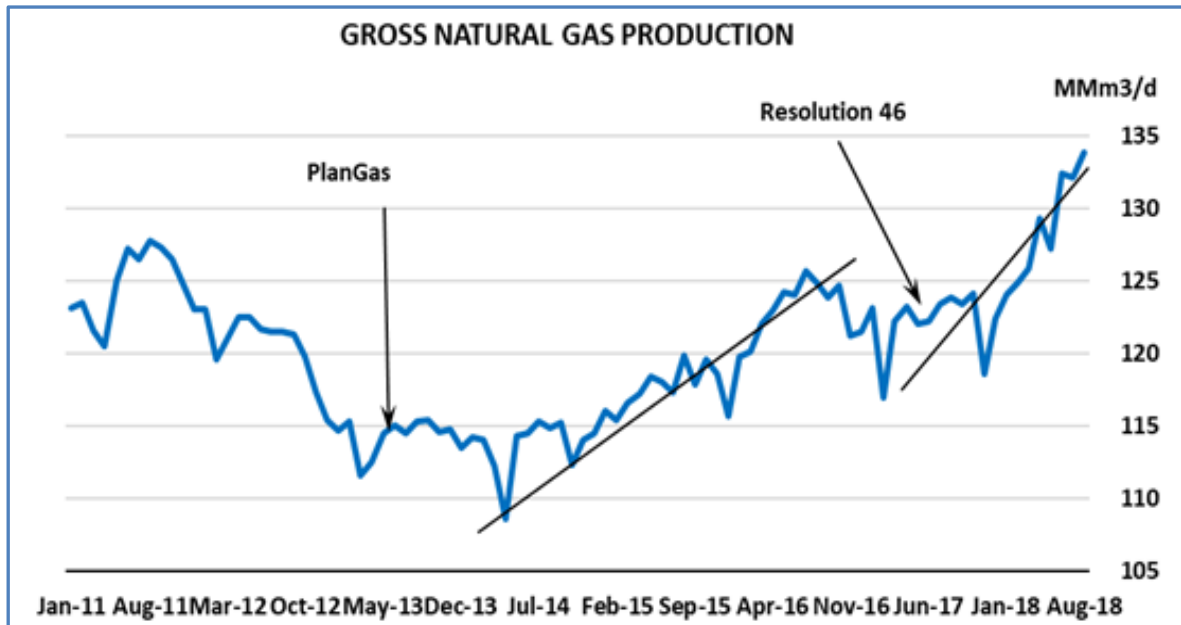
Oferta de Petróleo y Gas en la Argentina



Oferta de Petróleo y Gas en la Argentina



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

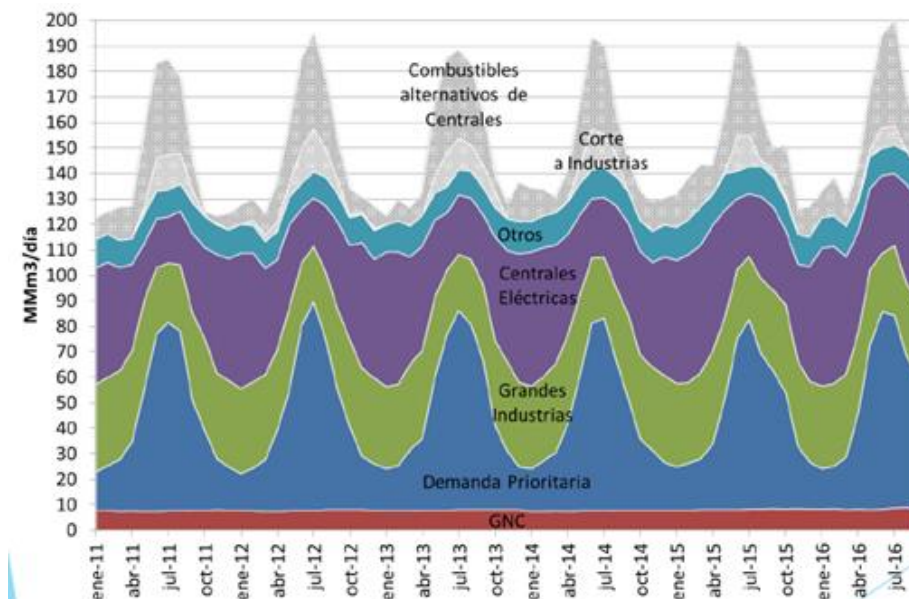


TRABAJO FINAL INTEGRADOR



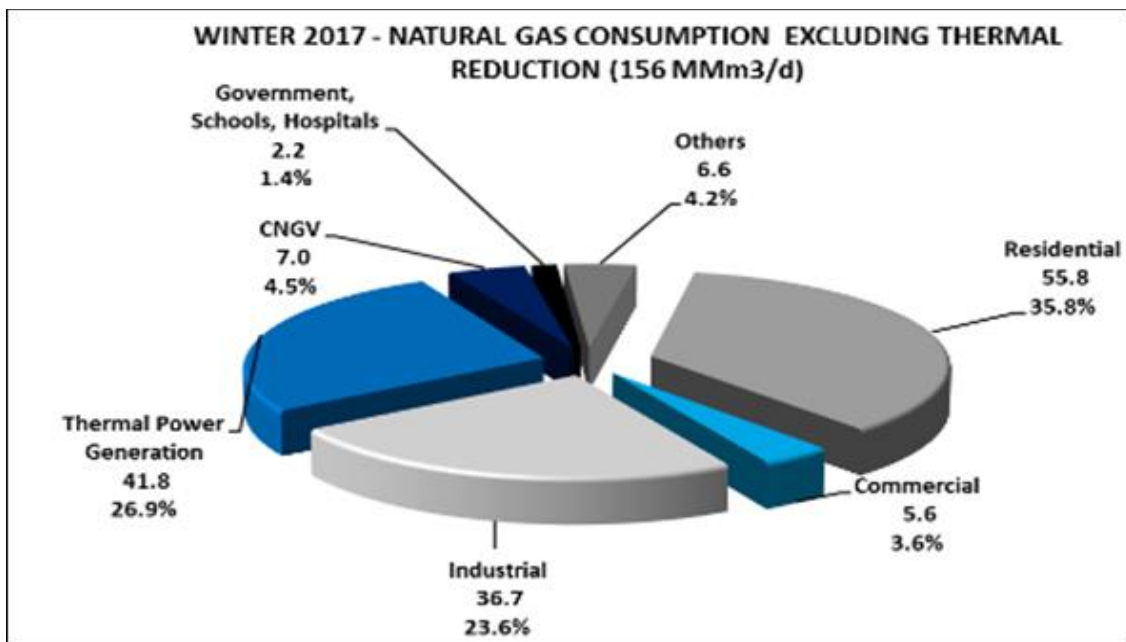
**Buque GNL Escobar desafectado al 31 de Octubre de 2018*

Alta Estacionalidad por el consumo residencial/comercial



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Demanda de Gas Natural

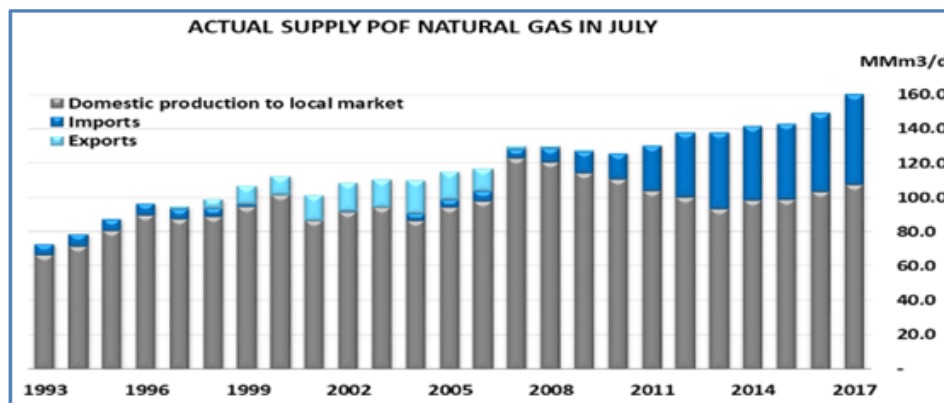


Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la demanda diaria de gas natural es de 156 MMm3/d.

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

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

- Distribuidoras: Se entrega 600.000 m³/d promedio a lo largo del proyecto
- GNC: Se entrega 220.000 m³/d promedio a lo largo del proyecto
- Industrial. Se entrega de forma variable en un rango de 250.000 m³/d a un máximo de 2.350.000 m³ a lo largo del proyecto
- Spot: El remanente se entrega en promedio 550.000 m³/d a lo largo del proyecto
- Condensados y gasolina: Se entrega 110 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.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

12. Detalle de hipótesis

- Ventas

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%

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

- 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
 - 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

13.1 Capex

Planta de Dew Point: USD 620 M

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

13.2 Opex

Planta de Dew Point: USD 627 M

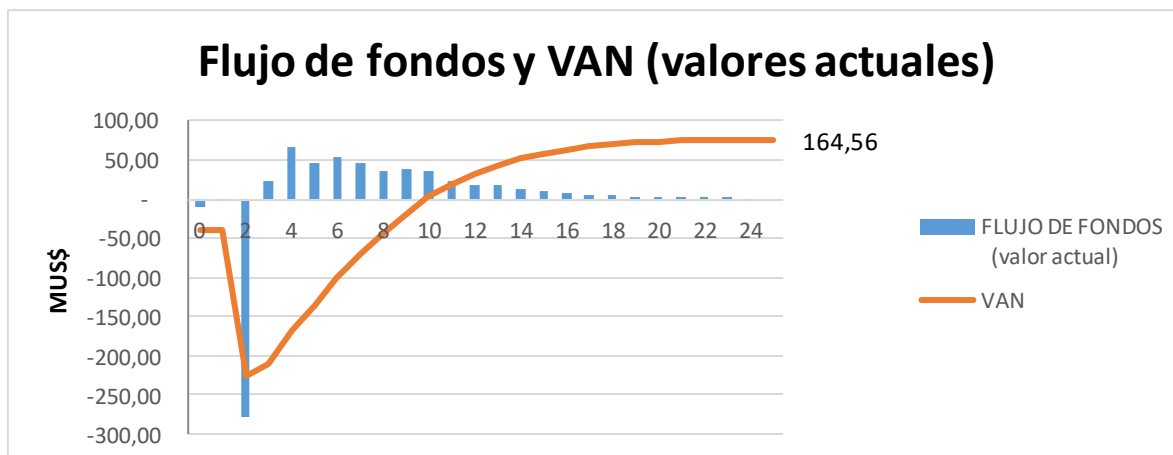
13.3 Tarifas: Cuadro de evolución de tarifas por segmento

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

14. Información financiera

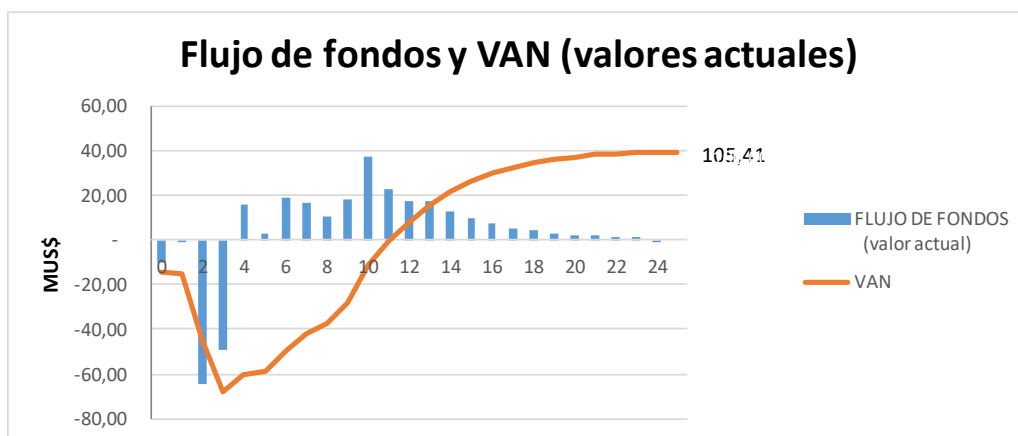
Dew Point – Sin Financiación

TRABAJO FINAL INTEGRADOR



Dew Point 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 310,29
- Cantidad Repago 7,00
- Año de Gracia 1,00
- VAN con financ (10%): 106



TRABAJO FINAL INTEGRADOR

15. Evaluación Económica del proyecto terminado

El estado de resultados del desarrollo del proyecto muestra una ganancia acumulada a valor actual de aproximadamente USD 389MM, en el período de la concesión, obteniéndose el máximo resultado positivo, en el año 4 (2023) con USD 56MM a valor actual.

En los últimos 3 años de la concesión, se obtienen pérdidas económicas aunque no financieras por el efecto de las amortizaciones contables.

16. Flujo de Caja

Los principales indicadores señalan que el proyecto permite obtener una rentabilidad adecuada de acuerdo a las expectativas de los inversores, generando un VAN de aproximadamente 165 MMUSD, a lo largo del período de evaluación, con una tasa de corte del 10%, un período de repago de aproximadamente 9 años y medio y una tasa interna de retorno del 19%.

Debido a la fuerte concentración de inversiones en los primeros años, el flujo de fondos anual actualizado es negativo hasta el año 2 (2021), pero a partir del siguiente período y exceptuando el año de fin de la concesión donde se incluyó el costo de abandono de los pozos operativos (poco probable que se de en la práctica), se obtienen flujos positivos, que recuperan la inversión realizada y permiten obtener fondos. Los máximos ingresos netos se obtienen en el año 4 (2023), alcanzando los 67 MMUSD.

17. Análisis de Sensibilidad

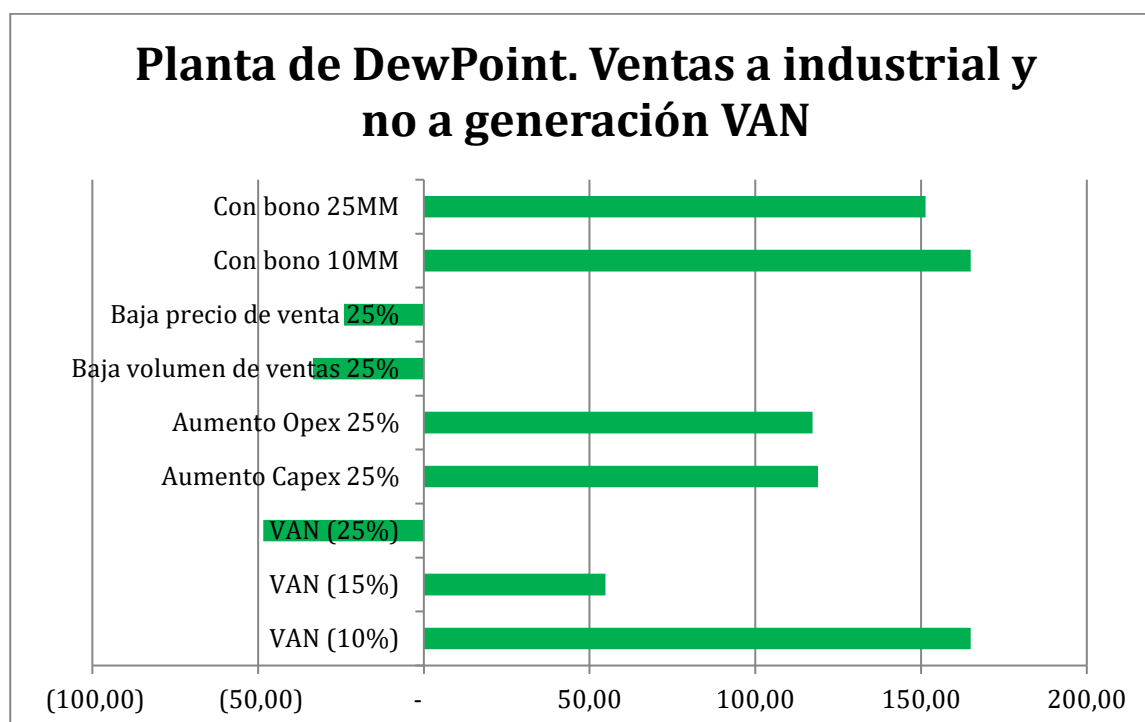
Para el análisis de sensibilidad se consideraron los siguientes escenarios:

- 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%

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

- Bono Mínimo USD 10M
- Bono Máximo USD 25M

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



18. Anexos de Cálculos

18.1 Anexo I: Cálculo de capacidad de baterías

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

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

18.2 Anexo II: Producción de condensado

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

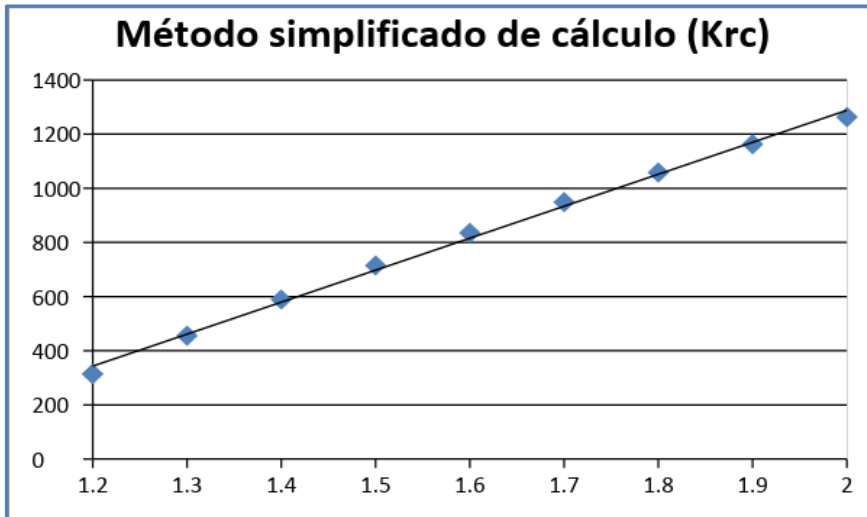
Año	HC Liq. (Condensado) TOTAL	B1	B2	B3	B4	B5
	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d	km3/d
0	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.0000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.0896	0.026	0.026	0.013	0.013	0.013
4	0.1595	0.034	0.034	0.034	0.034	0.023
5	0.1696	0.050	0.030	0.030	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 $P(HP) = Krc \cdot Q$



18.3.1.2 Fórmula desarrollada

Relación de compresión ≤ 2

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

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

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

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

$k = C_p/C_v$ (aproximadamente 1.30)

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

η_c = rendimiento adiabático del compresor (aproximadamente 0.80)

$2 \leq$ Relación de compresión ≤ 4

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

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

18.4 Anexo IV: Cálculo de motocompresión

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.

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

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

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

Alternativa 1		Compresor antes del troncal a 200km									Compresor a 100km			Compresor a 150 km					
		A	B	C	D		E		F		G			H			I		
Año	GP Diario (Mm3 /d)	P2 con D=20	D=18	D=16	D1=16	D2=20	D1=18	D2=20	D1=18	D2=20	D1=16	P compresor	D2=16	D=16	P compresor	D2=16	D1=18	P compresor	D2=16
		200km	200km	200	100	100	100	100	150	50	100		100	150		50	150		50
0	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
1	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	2,06	64,7	62,3	57,2	62,8	61,5	65,2	64,0	63,8	62,9	62,8	74,7	70,0	60,1	72,4	70,0	63,8	72,4	70,0
4	3,66	56,9	47,9	18,8	49,9	44,4	58,8	54,2	53,7	50,3	49,9	83,8	70,0	37,7	77,2	70,0	53,7	77,2	70,0

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

5	3,89	55,2	44,7	#iNU M!	47,1	40,3	57,5	52,2	51,5	47,6	47,1	85,5	70,0	31,7	78,1	70,0	51,5	78,1	70,0
6	4,11	53,5	41,1	#iNU M!	44,0	35,7	56,2	50,0	49,2	44,5	44,0	87,1	70,0	24,1	79,0	70,0	49,2	79,0	70,0
7	4,08	53,8	41,7	#iNU M!	44,5	36,5	56,4	50,3	49,6	45,0	44,5	86,9	70,0	25,5	78,9	70,0	49,6	78,9	70,0
8	3,93	55,0	44,1	#iNU M!	46,6	39,6	57,3	51,8	51,2	47,1	46,6	85,7	70,0	30,7	78,3	70,0	51,2	78,3	70,0
9	3,96	54,7	43,6	#iNU M!	46,1	39,0	57,1	51,5	50,8	46,7	46,1	86,0	70,0	29,6	78,4	70,0	50,8	78,4	70,0
10	3,53	57,7	49,5	25,3	51,4	46,4	59,5	55,3	54,8	51,7	51,4	83,0	70,0	40,5	76,8	70,0	54,8	76,8	70,0
11	2,98	60,8	55,5	42,3	56,7	53,5	62,1	59,2	58,9	56,9	56,7	79,4	70,0	50,0	74,9	70,0	58,9	74,9	70,0
12	2,68	62,3	58,1	48,3	59,0	56,6	63,3	61,0	60,7	59,2	59,0	77,7	70,0	53,9	74,0	70,0	60,7	74,0	70,0
13	2,41	63,4	60,1	52,6	60,8	58,9	64,2	62,4	62,2	61,0	60,8	76,3	70,0	56,9	73,2	70,0	62,2	73,2	70,0
14	2,06	64,7	62,3	57,2	62,8	61,5	65,2	64,0	63,8	62,9	62,8	74,7	70,0	60,1	72,4	70,0	63,8	72,4	70,0

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

15	1,78	65,5	63,8	60,1	64,2	63,2	66,0	65,0	64,9	64,3	64,2	73,5	70,0	62,2	71,8	70,0	64,9	71,8	70,0
16	1,55	66,1	64,9	62,1	65,1	64,4	66,5	65,8	65,7	65,2	65,1	72,7	70,0	63,7	71,3	70,0	65,7	71,3	70,0
17	1,36	66,6	65,6	63,5	65,8	65,3	66,8	66,3	66,2	65,9	65,8	72,1	70,0	64,7	71,0	70,0	66,2	71,0	70,0
18	1,20	66,9	66,1	64,5	66,3	65,9	67,1	66,7	66,6	66,3	66,3	71,6	70,0	65,4	70,8	70,0	66,6	70,8	70,0
19	1,07	67,1	66,5	65,3	66,7	66,3	67,3	66,9	66,9	66,7	66,7	71,3	70,0	66,0	70,6	70,0	66,9	70,6	70,0
20	0,95	67,3	66,8	65,8	66,9	66,7	67,4	67,2	67,1	66,9	66,9	71,0	70,0	66,4	70,5	70,0	67,1	70,5	70,0
21	0,86	67,4	67,1	66,2	67,1	66,9	67,5	67,3	67,3	67,1	67,1	70,8	70,0	66,7	70,4	70,0	67,3	70,4	70,0
22	0,78	67,5	67,2	66,6	67,3	67,1	67,6	67,4	67,4	67,3	67,3	70,7	70,0	66,9	70,3	70,0	67,4	70,3	70,0
23	0,70	67,6	67,4	66,8	67,4	67,3	67,7	67,5	67,5	67,4	67,4	70,6	70,0	67,1	70,3	70,0	67,5	70,3	70,0
24	0,64	67,7	67,5	67,0	67,5	67,4	67,7	67,6	67,6	67,5	67,5	70,5	70,0	67,3	70,2	70,0	67,6	70,2	70,0

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

18.7 Cálculo financiero de transporte

18.7.1.1 Inversiones

Casos estudiado	Tramo 1	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 2	Potencia instalada	costo caños	costo estacion medic.	planta compradora	equipo compresor	capex total
	Long.	Diám.	Long.	Diám.						
A	200	20			2500	220000000	850000	2100000	3575000	226525000
B	200	18			5000	198000000	850001	2700000	6900000	208450001
C	200	16								
D	100	16	100	20	5000	198000000	850003	2700000	6900000	208450003
E	100	18	100	20	2500	209000000	850004	2100000	3575000	215525004
F	150	18	50	20	5000	203500000	850005	2700000	6900000	213950005
G	100	16	100	16	5000	176000000	850006	2700000	6900000	186450006
H	150	16	50	16						
I	150	16	50	18	5000	181500000	850008	2700000	6900000	191950008

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

Caso	A	B	D	E	F	G	I
Año							
0	-	-	-	-			
1	-	-	-	1,00			
2	226.525.000	208.450.001	208.450.003	215.525.004	213.950.005	186.450.006	191.950.008
3	37.607	46.324	49.614	40.228	44.033	44.033	60.453
4	123.658	210.557	254.551	146.337	184.199	184.199	294.243
5	146.149	267.022	334.734	176.295	228.739	228.739	368.175
6	171.753	340.645	449.031	211.507	284.221	284.221	459.700
7	167.380	327.263	427.322	205.408	274.352	274.352	443.459
8	149.964	277.309	349.992	181.466	236.667	236.667	381.288
9	153.641	287.438	365.227	186.475	244.416	244.416	394.094
10	113.027	186.113	221.546	132.486	164.371	164.371	261.181
11	75.625	109.859	124.363	85.343	100.307	100.307	153.822
12	60.586	83.066	92.144	67.119	76.943	76.943	114.678

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

13	49.530	64.735	70.673	54.023	60.665	60.665	87.618
14	37.600	46.313	49.601	40.219	44.022	44.022	60.437
15	29.763	35.054	37.009	31.371	33.679	33.679	44.062
16	24.321	27.680	28.904	25.349	26.814	26.814	33.594
17	20.373	22.585	23.383	21.053	22.017	22.017	26.572
18	17.406	18.909	19.448	17.870	18.525	18.525	21.664
19	15.053	16.092	16.463	15.375	15.827	15.827	18.021
20	13.203	13.940	14.202	13.432	13.753	13.753	15.322
21	11.688	12.221	12.409	11.853	12.085	12.085	13.225
22	10.427	10.817	10.954	10.548	10.718	10.718	11.556
23	9.366	9.655	9.757	9.456	9.582	9.582	10.207
24	8.468	8.687	8.764	8.536	8.631	8.631	9.104

19. Resumen de Resultados

A continuación, las planillas de resultados del proyecto

DEW POINT- VTA A INDUSTRIAL Y NO A GENERACION PLANILLA DE PRESENTACION DE RESULTADOS

Nº	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	0,68
2b	Consumo GNC	M m3/d	0,22	0,22
2c	Consumo industrias	M m3/d	1,26	3,17
2d	Consumo termoeléctrico	M m3/d	0,00	0,00
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 procesamiento Dew Point	M m3/d	4,00	4,00
3b	Producción Propano + butano (GLP)	ton/año	0,00	0,00
3c	Producción Gasolina natural	m3/d	8,53	17,03
4	TRANSPORTE			

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

4a	Primer tramo Gto. p/ Generación eléctrica	pulg	18,00	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	4,42	
4c	Potencia instalada	HP		
4d	Segundo tramo Gto. p/ vinculación con Gto. troncal	pulg	18,00	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	4,42	
4f	Potencia instalada	HP	5000,00	
5	INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimiento - Perf. y workover)	M u\$s	294,75	
5b	Inversión planta de procesamiento (facilities)	M u\$s	65,00	
5c	Inversión Gasoducto	M u\$s	208,45	
5d	Inversión otros	M u\$s	51,79	
5e	Inversión (contingencia)	M u\$s	62,00	
5f	Inversión total	M u\$s	681,99	
6	PRECIOS GAS Año 3 y Año 24		Año 3	Año 25
6a	Distribuidoras	u\$s/MMBTU	4,00	4,50
6b	GNC	u\$s/MMBTU	4,50	4,50
6c	Centrales eléctricas	u\$s/MMBTU	-	-
6d	Industrias	u\$s/MMBTU	4,50	4,50
7	PRECIOS LIQUIDOS Año 3 y Año 24		Año 3	Año 25
7a	GLP exportación	u\$s/tn	-	-
7b	GLP Local	u\$s/tn	-	-
7c	Gasolina y Condensado Local	u\$s/bbl	64,28	80,09
8	RESULTADOS			
8a	VAN al 10%	M u\$s	164,95	
8b	Tasa (WACC)	%	14,15%	
8c	TIR	%	19,06%	
8d	Repago	Años	9,44	
8e	Préstamo (capital) solicitado	M u\$s	309,99	
8f	Máxima exposición	M u\$s	338,41	

20. Informe Final - Conclusiones

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”:

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 consideraron Ventas de Gas Natural a Distribuidores, GNC, Industria, Spot y Condensados con una planta de tratamiento de Ajuste de Punto de rocío (Dew Point).

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

El proyecto genera un VAN de usd 165M, una TIR de 19% y el repago de la inversión se repaga en un periodo de 9 años y 6 meses y la máxima exposición es usd 338 M en el año 2021.

Las condiciones que se le ofrecen a la provincia de Neuquén son inversiones de usd 620 M en 25 años.

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

21. Referencias Bibliográficas

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.