



Instituto Tecnológico de Buenos Aires

ESCUELA DE POSTGRADO

Especialización en Economía del Petróleo y del Gas Natural

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Docentes:

- Casares, Carlos
- Rodríguez, Juan José
- Pizarro, Horacio
- Reatti, José Luis

Alumnos:

- Guidobono, María de los Ángeles
- Ivaszkow, María Sol

Diciembre 2018

INDICE

1.	Introducción (desarrollado por M S Ivaszkow y M A Guidobono).....	- 4 -
2.	Objetivo (desarrollado por M S Ivaszkow y M A Guidobono).....	- 4 -
3.	Reservas (desarrollado M A Guidobono).....	- 5 -
a)	Gas y Condensado.....	- 5 -
4.	Mercado (desarrollado por M S Ivaszkow).....	- 7 -
5.	Marco Legal (desarrollado por M S Ivaszkow).....	- 11 -
6.	Producción (desarrollado M A Guidobono).....	- 12 -
a)	Confección de Curvas IPR	- 12 -
b)	Pérdida de Carga en Tubing	- 13 -
c)	Plan de Producción del Yacimiento.....	- 15 -
d)	Producción de Condensado	- 18 -
7.	Obras de Captación y Acondicionamiento: (desarrollado M A Guidobono)..	- 19 -
a)	Ubicación de Pozos, Baterías y Planta de Tratamiento	- 19 -
b)	Facilites de Superficie	- 20 -
i.	Sistema de Captación Pozo - Manifold.....	- 20 -
ii.	Manifold.....	- 21 -
iii.	Separadores Generales y de Control.....	- 21 -
iv.	Motocompresores	- 22 -
v.	Tanques de condensado	- 23 -
vi.	Cañería desde Baterías hasta Planta de Tratamiento.....	- 24 -
vii.	Planta de Tratamiento.....	- 24 -
8.	Aprovechamiento de Condensables (desarrollado M A Guidobono)	- 26 -
a)	Tanques de Hidrocarburos Extraídos.....	- 26 -
b)	Comercialización de los Hidrocarburos extraídos	- 27 -
c)	Cargadero de Camiones	- 27 -
9.	Obras de Transporte (desarrollado M A Guidobono).....	- 28 -
a)	Primer Tramo de Gasoducto.....	- 28 -
b)	Segundo Tramo de Gasoducto	- 29 -
c)	Planta compresora.....	- 30 -
10.	Costos y Tarifas (desarrollado por M S Ivaszkow).....	- 31 -
11.	Aspectos Comerciales y Contractuales (desarrollado por M S Ivaszkow)	- 32 -

12.	Evaluación del Proyecto (desarrollado por M S Ivaszkow)	- 35 -
a)	Caso A y B.....	- 37 -
13.	Flujo de fondos y Estados de Resultados (desarrollado por M S Ivaszkow) ..	- 38 -
14.	Análisis de Sensibilidad (desarrollado por M S Ivaszkow).....	- 41 -
15.	Resumen de Resultados (desarrollado por M S Ivaszkow y M A Guidobono)-	- 42 -

1. Introducción

La Esperanza es un yacimiento convencional de gas y condensado perteneciente a la Cuenca Neuquina. La Provincia de Neuquén llama a Licitación Pública para adjudicar los Derechos de Explotación sobre este yacimiento.

El yacimiento se ubica a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo y su reservorio, principalmente compuesto de areniscas pertenece a la Formación Mulichinco. La exploración se realizó mediante registración sísmica 2D y cinco pozos exploratorios, de los cuales cuatro resultaron productivos, delimitaron el reservorio.

La Esperanza se encuentra a 100 km de una Central Termoeléctrica preexistente y en la misma dirección, a 200 km de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste.

2. Objetivo

Participar en la Licitación Pública por la adjudicación de los Derechos de Explotación de La Esperanza. Se realiza un análisis técnico-económico del negocio para elaborar una propuesta de inversiones y comercialización.

3. Reservas

a) Gas y Condensado

Para el cálculo de reservas de gas y condensado se toma como base el Informe Geológico elaborado por un consultor externo (“Informe del Consultor”).

En este informe se detallan los siguientes datos del yacimiento:

- Volumen de roca, VR: 1400 Mm³
- Porosidad: 12 %
- Saturación de agua irreductible, Sw: 33 %
- Temperatura del Reservorio, Tr: 87 °C = 360 °K
- Presión del Reservorio, Pr: 238 kg/cm²
- Relación Gas-Petróleo (GOR): 23.000 m³gas/m³liq.
- Temperatura Ambiente, Ta: 15 °C = 288 °K
- Presión Atmosférica, Pa: 1,033 kg/cm²
- Factor de Compresibilidad en condiciones de superficie, Za: 1

Factor de Compresibilidad en condiciones iniciales del reservorio, Zr: 0,9122 (Dato obtenido por ensayo PVT de los fluidos del reservorio ubicado en el Anexo I, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento)

Con estos datos se procede a calcular el **volumen de gas in situ (G)**, en condiciones standard de la siguiente manera:

$$B_g = \frac{P_a T_r Z_r}{P_r T_a Z_a} = 0,00495$$
$$G = \frac{V_R \times \phi \times (1 - S_w)}{B_g} = 22,744 \text{ Gm}^3$$

Siendo: (k=1.000, M=1.000.000; G=1.000.000.000)

El **volumen recuperable (Gp)** se calcula de la siguiente manera:

$$G_p = V_R \times \phi \times (1 - S_w) \times \left(\frac{P_r}{Z_r} - \frac{P_{ab}}{Z_{ab}} \right) \times \frac{Z_a T_a}{Z_r T_r} = 18,61 \text{ Gm}^3$$

Siendo la presión de abandono (Pab) 50 kg/cm², el rendimiento teórico se calcula como el porcentaje de recuperación ($\%R = \frac{G_p}{G} * 100$) es del **81,84%**.

El condensado extraído del reservorio se obtiene a partir del GOR indicado:

$$\text{Condensado recuperable} = \frac{G_p}{GOR} = 809,3 \text{ km}^3$$

Se dispone de análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento y se calcula el gas y condensado recuperable a distintas presiones hasta una presión de abandono de 45 kg/cm². Así se obtiene la tabla que se muestra a continuación:

Pr (kg-cm2)	Zr	Pr/Zr	Bg	G (Gm3)	Gp (Gm3)	%R
238	0,9122	260,91	0,0049	22,74	0,00	0,00%
225	0,9058	248,40	0,0052	21,65	1,09	4,79%
180	0,8932	201,52	0,0064	17,57	5,18	22,76%
120	0,9014	133,13	0,0097	11,60	11,14	48,98%
80	0,922	86,77	0,0149	7,56	15,18	66,74%
50	0,9455	52,88	0,0244	4,61	18,13	79,73%
45	0,9497	0,99	0,0273	4,13	18,61	81,84%
0	1	0	-	-	22,74	-

Tabla 1 – Caudales de gas y condensado recuperables a distintas presiones de yacimiento

Con los datos de la tabla precedente, se confeccionan los próximos dos gráficos que luego se utilizan para diagramar el escenario de producción.

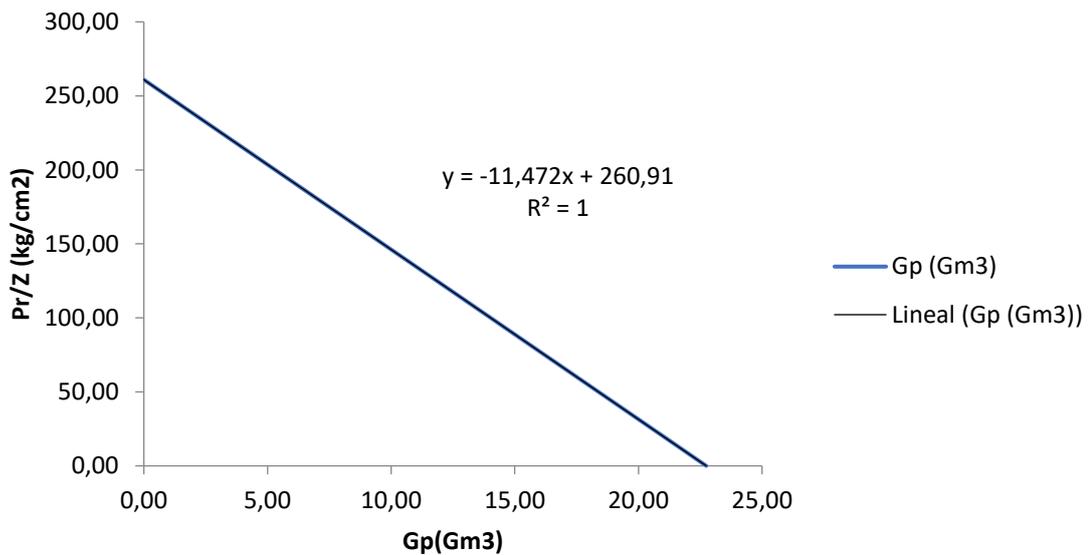


Gráfico 1 – Volumen de gas in situ y reserva

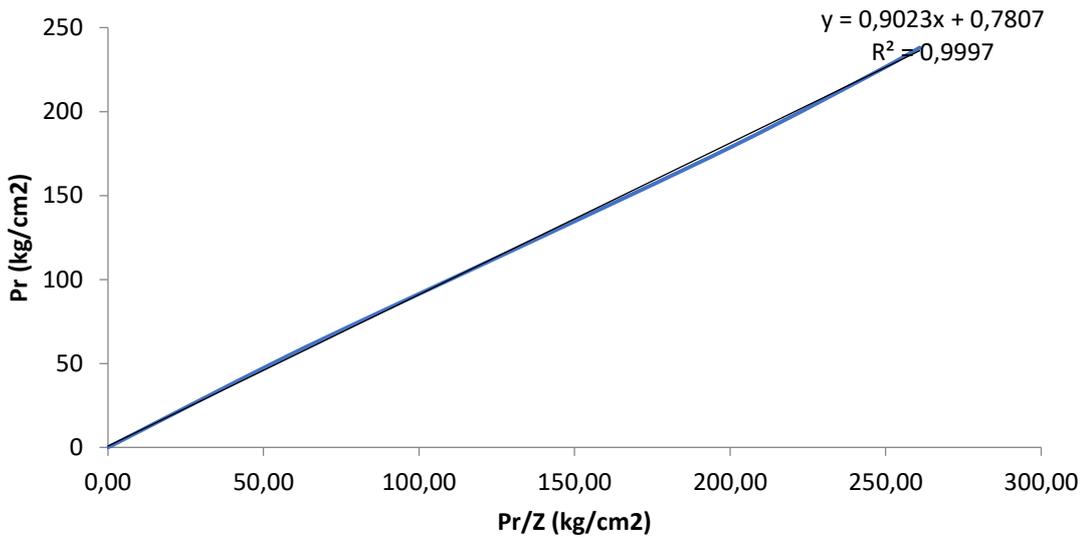


Gráfico 2 – Relación Pr vs. Pr/Z

4. Mercado

La matriz energética de Argentina muestra una alta dependencia de la explotación hidrocarburífera, aproximadamente 85% del total, pero por sobre todo del Gas Natural que constituye el 54% de la misma. La oferta de Gas Natural se compone de producción local e importaciones de Bolivia, Chile y LNG.

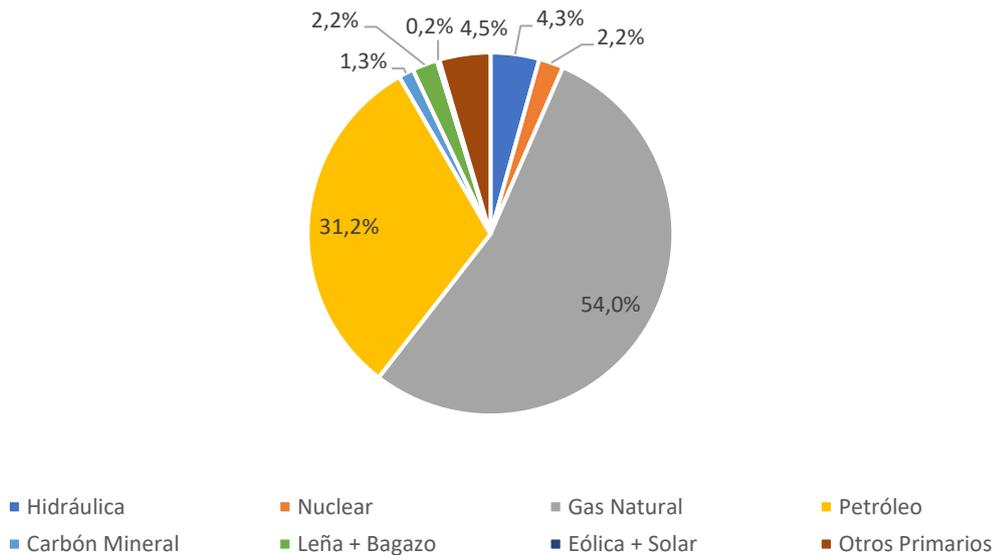


Gráfico 3 – Matriz energética argentina. Fuente: Secretaría de Energía – Balance Energético Nacional 2017

El Mercado del Gas Natural en Argentina está compuesto por productores, transportistas, distribuidoras, comercializadoras y usuarios (grandes usuarios y residenciales) de acuerdo con el esquema que se muestra a continuación:

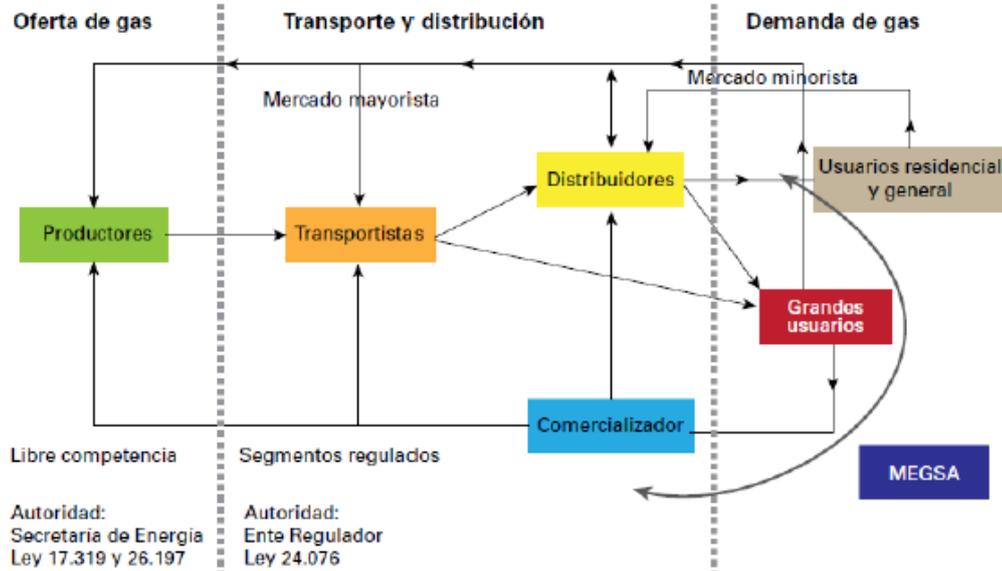


Gráfico 4 – Composición del Mercado del Gas Natural en Argentina.

Cada una de las partes intervinientes en el Mercado, participa en la formación del precio del Gas Natural. El Marco Regulatorio Nacional establece que el precio del gas natural combina un esquema entre el precio regulado por el ENARGAS (regulador del transporte, distribución y comercialización), precio de combustibles sustitutos y el efecto oferta-demanda.

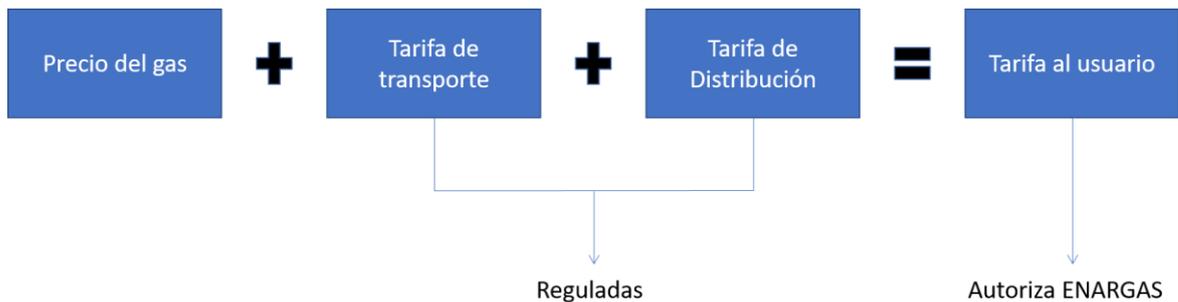


Imagen 1 - Composición de la tarifa de gas natural para el usuario

Precio del gas en boca de pozo 2018 en usd/MBTU						
Mes	Distribuidoras	GNC	USINA	INDUSTRIAS	OTROS	PROMEDIO PONDERADO
Enero	3,76	4,25	4,89	3,97	4,49	4,36
Febrero	3,67	4,03	4,88	4,03	4,42	4,33
Marzo	3,89	4,17	4,97	3,96	4,4	4,32
Abril	4,42	4,03	4,44	3,98	4,45	4,22
Mayo	4,45	3,87	4,26	4,72	4,5	4,48
Junio	4,53	3,91	4,41	4,78	4,5	4,57
Julio	4,52	3,35	4,07	4,77	4,5	4,44
Agosto	4,52	3,35	4,07	4,77	4,5	4,18
Septiembre	4,21	2,81	3,49	4,53	4,5	4,04
Octubre	4,04	3,38	3,76	3,93	4,5	3,88

Tabla 2 – Precio del gas en boca de pozo 2018 en USD/MBTU. Fuente: Secretaría de Energía

A continuación, se explica el contexto actual de los tres actores principales del Mercado: Productores, Transportistas y Distribuidoras.

PRODUCCIÓN

La Producción de Gas Natural promedio en Argentina en 2018 es 129,5 Mm³/d, 60% proveniente de Cuenca Neuquina, y se concentra en cuatro empresas que poseen aproximadamente el 80% de la producción nacional:

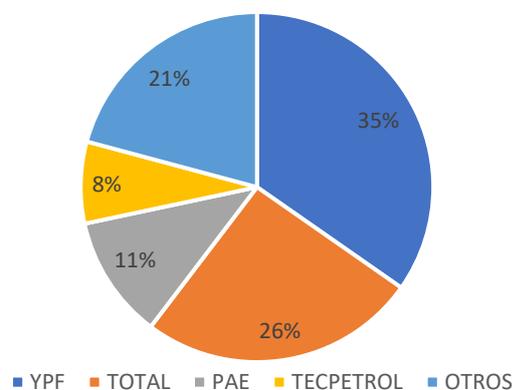


Gráfico 5 – Producción de Gas Natural 2018 por empresa. Fuente: Secretaría de Energía.

TRANSPORTE

El transporte del Gas Natural en Argentina se lleva a cabo por 5 gasoductos troncales y está controlado por dos empresas, TGN y TGS, según la ubicación geográfica:

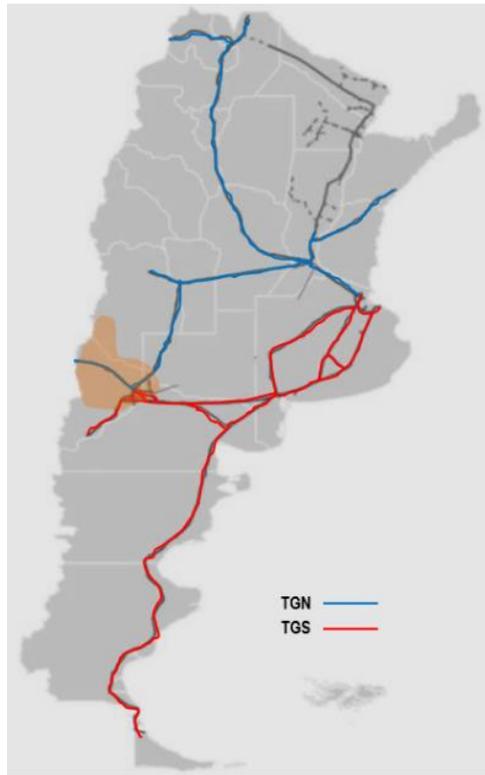


Imagen 2 – Red de transporte de Gas Natural

DISTRIBUCIÓN

Las empresas Distribuidoras reciben el Gas Natural desde las Transportistas y son quienes principalmente se encargan de la entrega a los distintos usuarios. Son 9 empresas las que se encargan de la distribución según la ubicación geográfica como puede verse a continuación:

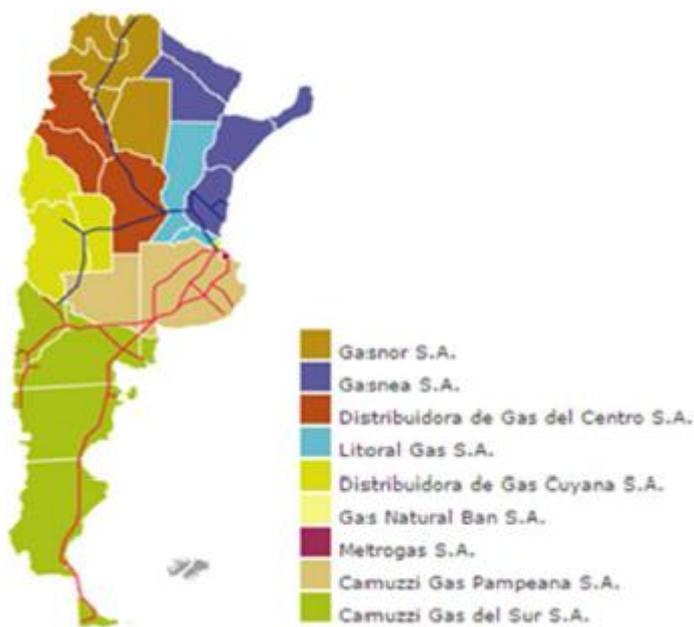


Imagen 3 – Compañías de Distribución de Gas por zona

5. Marco Legal

El régimen jurídico de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos en Argentina forma parte de la política energética y de gestión de los recursos naturales. Está compuesto por un conjunto de leyes y disposiciones normativas y regulatorias que han variado a través del tiempo según el contexto de cada época.

Entre las más relevantes a los efectos de este trabajo se encuentran:

Ley N° 17.319: Ley de Hidrocarburos

Dictada en 1967, determina las regulaciones básicas aplicables a los hidrocarburos líquidos y gaseosos dentro del territorio nacional (incluida la plataforma continental), como ser la exploración y concesiones temporales de explotación y transporte de hidrocarburos, con requisitos y condiciones específicas.

Ley 24.145

Basada en el principio de propiedad originaria, transfiere el dominio público de los hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. Esta disposición se hace extensiva a aquellos situados en el mar adyacente a sus costas hasta las 12 millas marinas.

Ley 24.076: Ley de Gas Natural

Determina el marco regulatorio del transporte y distribución del gas natural, actividades que se definen como servicio público. Además, contempla a la estructura tarifaria o cuadro tarifario como el número y denominación de cargos que se aplicarán a los usuarios con el fin de las licenciatarias de recuperar los costos, impuestos y amortizaciones más una “rentabilidad razonable”.

Define los actores de la industria como ser productores, transportistas, distribuidoras, comercializadores y grandes consumidores. También, crea el ente gubernamental “ENARGAS”, destinado a regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas.

Decreto 546/03

Reconoce a los Estados Provinciales el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones.

Ley N° 26.197

Reconoce la administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraran en sus respectivos territorios, lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas.

Ley 27007

Distingue entre los permisos de exploración con objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.

Define tres tipos de concesiones con sus respectivos plazos: de explotación convencional (25 años), de explotación no convencional (35 años), y de explotación en la plataforma continental y mar territorial (30 años).

En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Adicionalmente, fija un máximo del 3% a los Ingresos Brutos y se limita el Impuesto a los Sellos, con el objetivo de evitar gravar a la inversión.

6. Producción

a) Confección de Curvas IPR

El caudal de hidrocarburo producido se corresponde con la fuerza impulsora que hay en el reservorio. Esta fuerza impulsora se relaciona con la diferencia entre lo que se conoce como “Presión Estática de Fondo” (P_{ws}) y “Presión Dinámica de Fondo” (P_{wf}).

Con la explotación del yacimiento, la presión estática del reservorio (P_{ws}) disminuye gradualmente. Los valores de P_{ws} obtenidos para cada año de producción del yacimiento, representan los estadios de declinación del reservorio. En consecuencia, se necesita definir cómo es comportamiento del pozo promedio del yacimiento a través del tiempo. Para esto se utiliza la ecuación de comportamiento del pozo, es decir, se determina el caudal de gas y condensado (en función del GOR) que produce dicho pozo, en distintas etapas de explotación y bajo diferentes presiones dinámicas de fondo (P_{wf}).

A partir de ensayos de producción y mediciones físicas sobre los cuatro pozos exploratorios productivos, se utiliza la ecuación de Fetkovich como indicación del comportamiento del pozo promedio para elaborar las curvas IPR.

Ecuación de Fetkovich:

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

Siendo n=1 por considerar flujo laminar

Para la elaboración de las curvas IPR del reservorio, se consideran distintas presiones estáticas de fondo representando cada una, un año distinto de producción (Año 3 = 1° año productivo). Para una Pws constante se calcula el caudal asignando distintos valores de Pwf, desde Pwf = Pws (para el año en estudio) hasta Pwf = 0. Así, se obtienen las curvas IPR que se muestran a continuación:

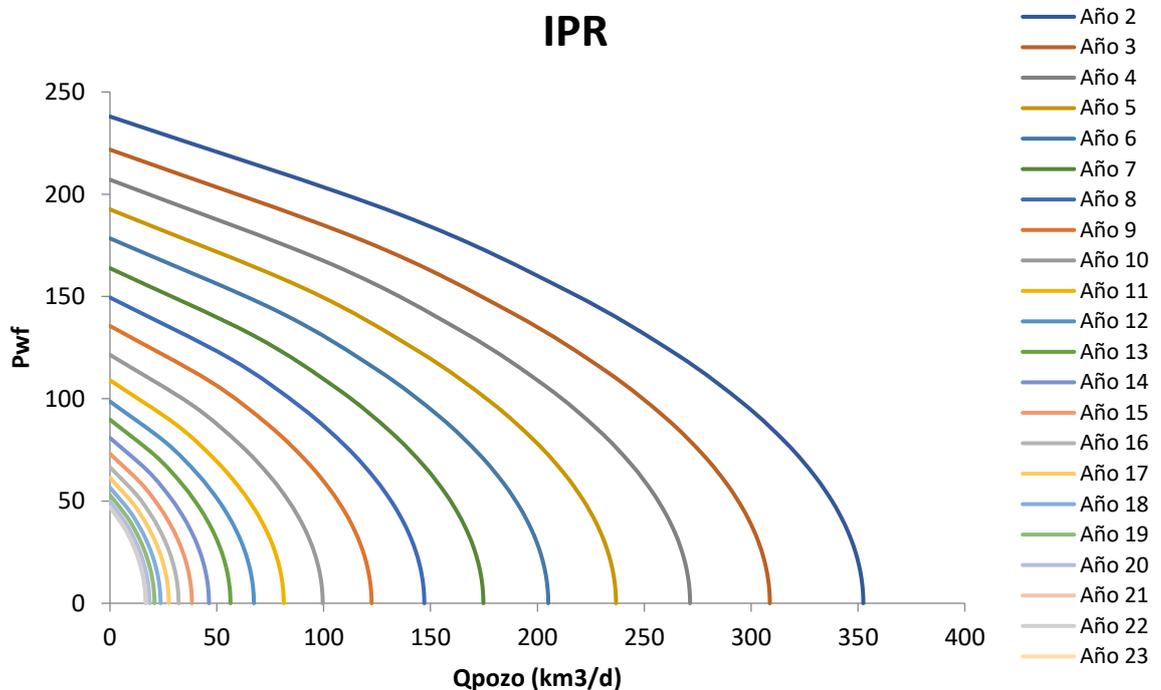


Gráfico 6 – Curvas IPR para el yacimiento

b) Pérdida de Carga en Tubing

El punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo (IPR), determina el caudal potencial de producción para una determinada presión dinámica de boca (Ptf), en función del diámetro del tubing considerado.

La confección de las curvas de contrapresión del tubing se basa en el cálculo de pérdidas de carga para distintos caudales, o sea, el cálculo de la presión dinámica de fondo (Pwf), para una Ptf elegida, aplicando la ecuación de Smith.

Ecuación de Smith:

$$P_{wf}^2 = (e^s \times P_{tf}^2) + \frac{6,67 \times 10^{-4} (QT_p Z_p)^2 (e^s - 1) f}{d^5}$$

Donde:

- Pwf = Presión dinámica de fondo en psia.
- Ptf = Presión dinámica de boca en psia.
- $e = 2,71828$
- Q = caudal en kcft/d
- Tp = Temperatura promedio en el tubing en Rankine (Tp = 614,7 R)
- Zp = Factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio (Zp = 0,9243)
- d = diámetro interior del tubing (para tubing de diámetro exterior de 3,5", corresponde diam. int = 2,92")
- G = Gravedad específica del fluido del pozo (G = 0.6702)
- L = Profundidad al punto donde se tomó la Pws, en pies. (2.210 m x 3,281= 7.251,01 pies)

Así se determinan:

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

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

Donde:

- Q = en cft/día
- f = factor de fricción (Cullender y Smith)
- $\mu = f$ (Ptb) (lb / (ft x seg))
- Ptb: Presión promedio en tubing = $\frac{(P_{tf} + P_{wf})}{2}$

La viscosidad del gas tiene una dependencia lineal con la presión promedio en tubing según se muestra en el siguiente gráfico:

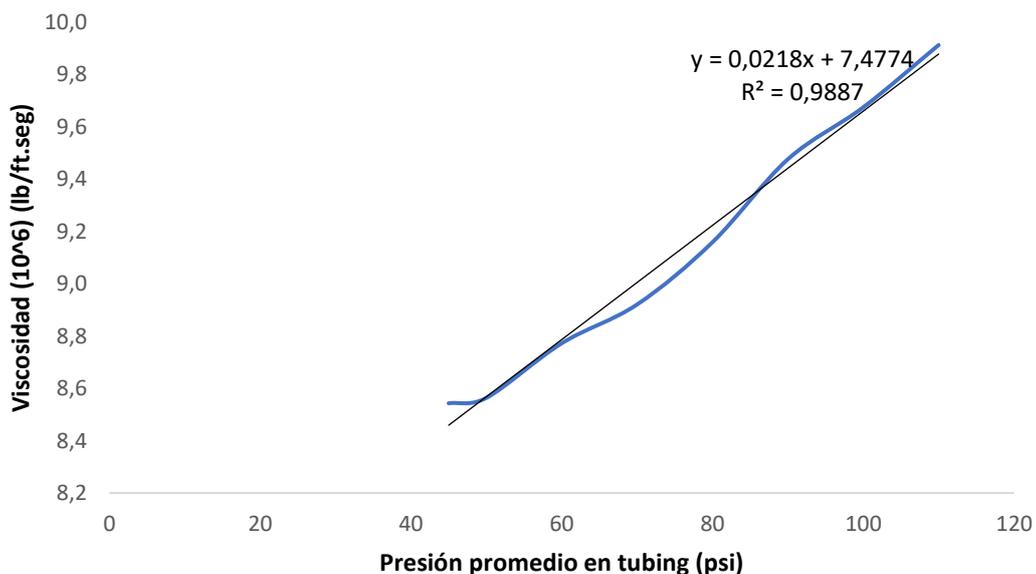


Gráfico 7 - Relación entre viscosidad y presión promedio en tubing

Para elaborar las curvas de contrapresión, se calculan mediante un método iterativo las distintas presiones dinámicas de fondo (P_{wf}) a distintos caudales posibles y a una presión de boca de pozo (P_{tf}) constante (80 kg/cm², 60 kg/cm², 40 kg/cm² y 25 kg/cm²). Así, se obtienen las curvas de contrapresión que se muestran a continuación y sus intersecciones con las IPR calculadas anteriormente:

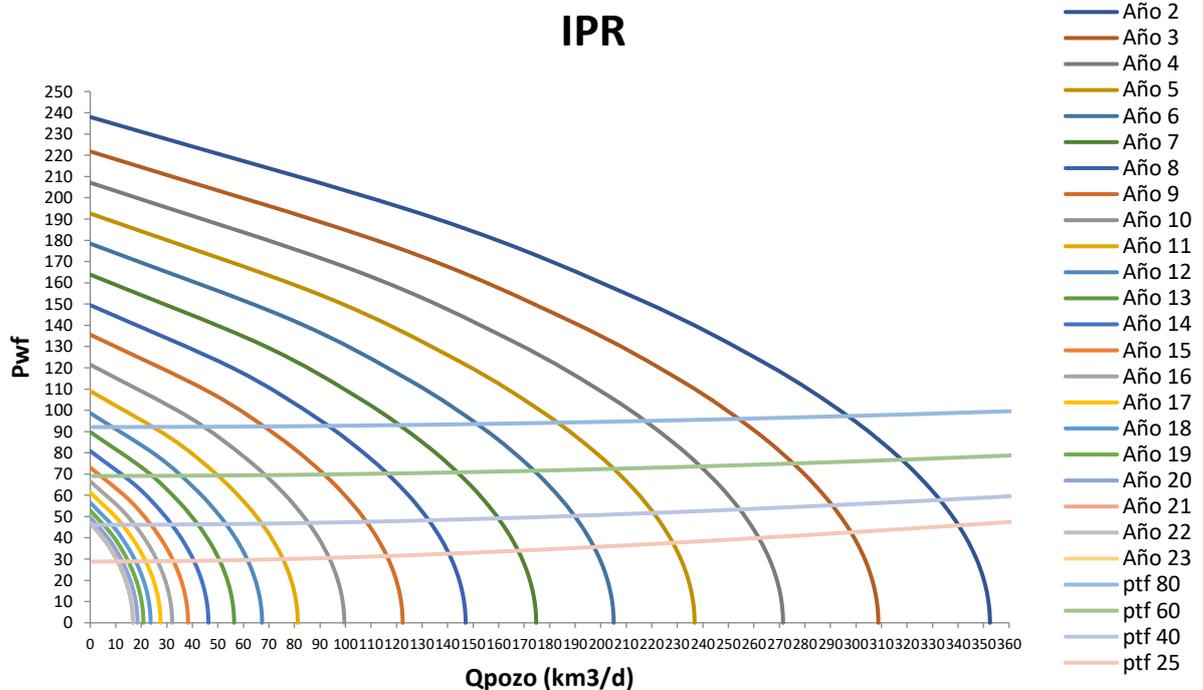


Gráfico 8 – Curvas de contrapresión vs. IPR

c) Plan de Producción del Yacimiento

Una vez obtenido el gráfico anterior, se inicia el proceso de cálculo del escenario de producción durante la vida útil del proyecto: (Año 3 = 1° año productivo del yacimiento):

- Se toma la curva IPR correspondiente a P_{ws} inicial = 238 kg/cm² (primer día del año 3).
- Se toma el caudal (km³/d) al cual la curva de contrapresión a P_{tf} = 80 kg/cm² se cruza con la IPR del ítem anterior.
- Se calcula el volumen recuperado (G_p) durante el primer año de producción (año 3) y se utiliza este volumen para ingresar al Gráfico N°1, de donde se obtiene el valor de Pr/Z correspondiente a dicho período productivo.
- Se utiliza el valor Pr/Z para ingresar a Gráfico N°2 y obtener el valor de la presión en reservorio (Pr) correspondiente al último día de dicho período productivo.
- Se toma el valor hallado de Pr como la P_{ws} del Año 3, tomando una posición conservativa, ya que se toma la menor presión estática de fondo de dicho año productivo.
- Se toma el nuevo caudal (km³/d) producto del cruce de la curva de contrapresión a P_{tf} = 80 kg/cm² con la IPR correspondiente a la nueva P_{ws} (hallada en el ítem anterior).
- Una vez cerrado el proceso iterativo para un pozo, se determinan los pozos operativos del año 3, a partir de los pozos perforados en el año 1 y 2 (para todo el desarrollo, se adopta

como premisa la perforación un año antes de los pozos nuevos que entren en producción al año siguiente).

- Se realiza el mismo proceso iterativo descrito en los puntos anteriores, pero considerándose el Gp (volumen recuperado) total durante el año 3.
- Se da por finalizado el proceso iterativo, una vez que se halla el mismo caudal del cual se partió en el ciclo iterativo.
- Se repite el proceso para cada año dentro de los 20 años productivos, hasta que se alcanza la presión de abandono del yacimiento.

Se realiza este procedimiento para tres escenarios diferentes de producción. Cada escenario tiene el objetivo de trabajar en un “plateau” determinado.

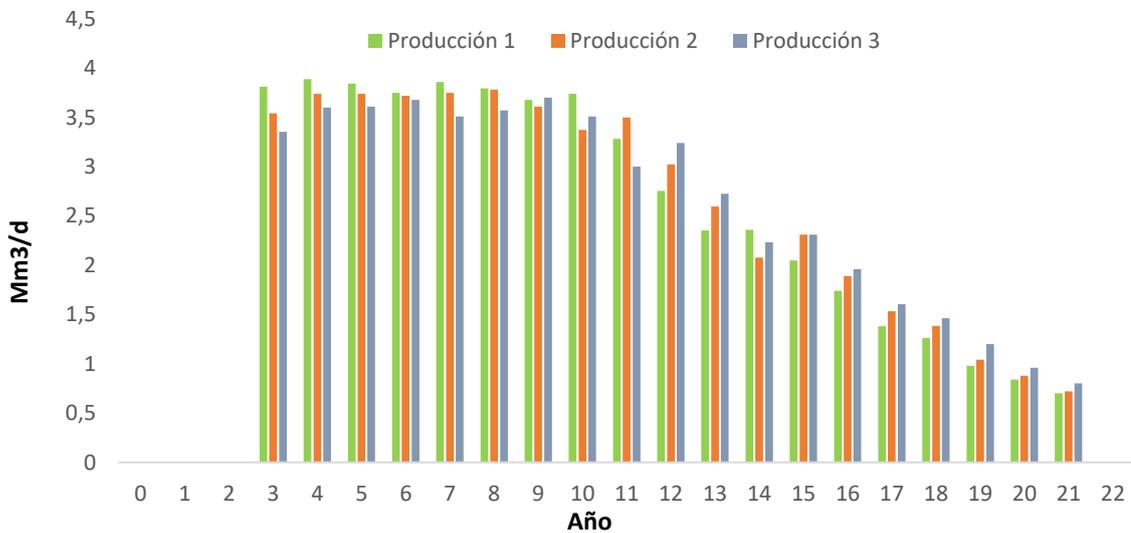


Gráfico 9 – Plateau de producción para los diferentes escenarios de producción

Se toma como base para este informe el escenario definido como “Escenario 1”. Los motivos de su elección se mencionan a continuación:

- “Escenario 1” tiene la mayor producción de los tres escenarios durante los primeros años del desarrollo. Esto permite monetizar más rápidamente la misma cantidad de reservas.
- “Escenario 1” tiene un factor de recupero similar a los otros dos casos, pero con 10 pozos menos puestos en producción al final del desarrollo. Esto implica menores desembolsos en instalaciones y *facilities* de superficie.

A partir de lo mencionado, se muestra a continuación la “Tabla N°3” con el detalle del Escenario de producción elegido:

Año	Previsión de producción			Desarrollo del Yacimiento							
	GP Diario bruto (Mm3)	GP Anual (Gm3)	GP Acum (Gm3)	Pws/Z (kg/cm2)	Pws (kg/cm2)	Pwf (kg/cm2)	Ptf (kg/cm2)	Q pozo tipo (km3/d)	Nro pozos perforados	Nro pozos operativos	Pozos estériles
-	-	-	-	261	236			-	5	4	1
1	-	-	-	261	236			-	4	4	-
2	-	-	-	261	236			-	8	8	1
3	3,810	1,391	1,391	245	222	96	80	254	3	15	-
4	3,888	1,419	2,810	229	207	96	80	216	4	18	1
5	3,843	1,403	4,212	213	193	94	80	183	4	21	-
6	3,750	1,369	5,581	197	178	95	80	150	2	25	-
7	3,861	1,409	6,990	181	164	72	60	143	7	27	1
8	3,795	1,385	8,376	165	150	72	60	115	7	33	-
9	3,680	1,343	9,719	149	136	69	60	92	5	40	1
10	3,740	1,365	11,084	134	121	48	40	85	5	44	-
11	3,283	1,198	12,282	120	109	47	40	67	4	49	1
12	2,756	1,006	13,288	108	99	47	40	53	4	52	-
13	2,352	0,858	14,147	99	90	47	40	42	4	56	1
14	2,360	0,861	15,008	89	81	31	25	40	5	59	-
15	2,048	0,748	15,756	80	73	31	25	32	4	64	1
16	1,742	0,636	16,391	73	67	30	25	26	2	67	-
17	1,380	0,504	16,895	67	61	33	25	20	1	69	-
18	1,260	0,460	17,355	62	57	28	25	18	-	70	-
19	0,980	0,358	17,713	58	53	31	25	14	-	70	-
20	0,840	0,307	18,019	54	50	30	25	12	-	70	-
21	0,700	0,256	18,275	51	47	31	25	10	-	70	-
22	-	-	18,275	51	47	47			-	70	-

Tabla 3 – Detalle de producción para el Escenario 1

A partir de la Tabla N°3, se obtiene un gráfico de producción diaria a lo largo de los años productivos del yacimiento:

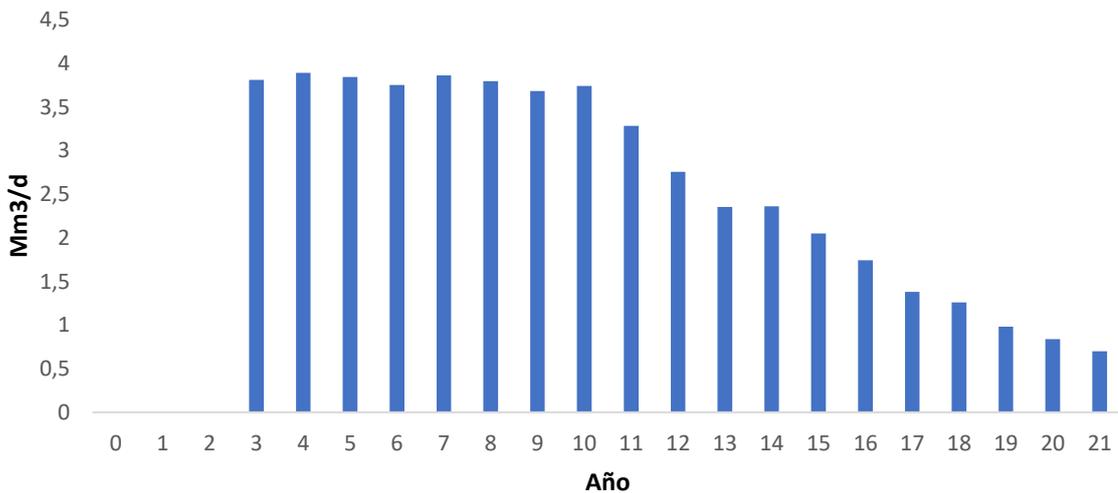


Gráfico 10 – Volumen de producción del yacimiento a lo largo de los años

A continuación se muestran las variaciones de las presiones resultantes a lo largo del desarrollo del yacimiento.

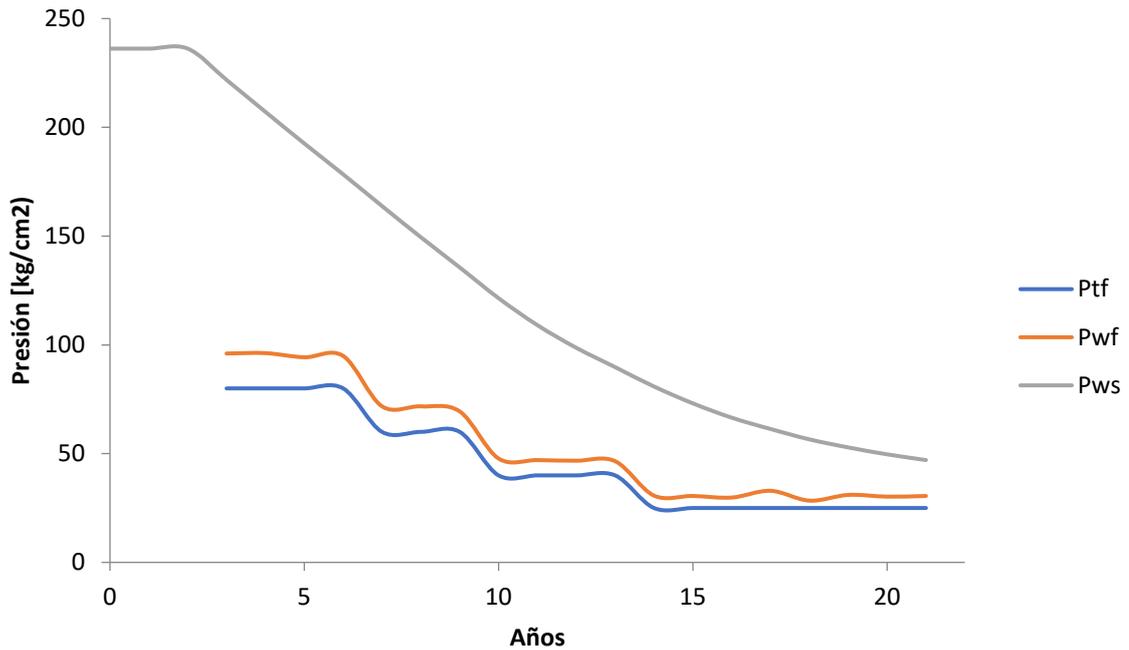


Gráfico 11 – Distintas presiones a lo largo del desarrollo del yacimiento

Estos gráficos son de utilidad cuando se calcula la necesidad de compresión en el campo (ver sección 5.II.iv).

d) Producción de Condensado

A partir de conocer el gas producido en el yacimiento a lo largo de los años del desarrollo, se calcula la producción de condensado (km³/d) que se obtiene en los separadores generales y de control que se ubican en las distintas baterías del campo. Para el cálculo de la producción se utiliza el GOR, que representa los m³ de gas por cada m³ de líquido obtenido. Su valor es conocido para este yacimiento y es igual a 23.000. Así se determina el caudal de producción de condensado (Tabla 3), que a modo de simplificación no influye en el caudal de GP diario, por lo que no resta a ésta último.

Año	GP Diario bruto (Mm3)	HC Liq. (Condensado)
-	-	-
1	-	-
2	-	-
3	3,810	0,166
4	3,888	0,169
5	3,843	0,167
6	3,750	0,163
7	3,861	0,168
8	3,795	0,165
9	3,680	0,160
10	3,740	0,163
11	3,283	0,143
12	2,756	0,120
13	2,352	0,102
14	2,360	0,103
15	2,048	0,089
16	1,742	0,076
17	1,380	0,060
18	1,260	0,055
19	0,980	0,043
20	0,840	0,037
21	0,700	0,030
22	-	-

Tabla 4 – Producción de condensado (km3/d) en los años productivos del yacimiento

7. Obras de Captación y Acondicionamiento:

a) Ubicación de Pozos, Baterías y Planta de Tratamiento

El desarrollo se inicia sabiendo que, de estudios exploratorios precedentes, hay 4 de 5 pozos realizados que fueron productivos. En el “*Informe del Consultor*” se muestra la ubicación de estos 4 pozos en el campo. A partir de ellos, se ubican los siguientes pozos en distribución radial, según el Plan de Desarrollo informado anteriormente en este Informe. Por la ubicación geográfica de estos 4 pozos se decide que haya cuatro baterías desde el inicio del desarrollo. El distanciamiento mínimo entre pozos es de 700 metros.

Una vez asignadas las coordenadas “x,y” a cada pozo, se ubica la batería que recibe la producción de hasta 10 pozos. Siendo que el desarrollo del yacimiento contempla la conexión de 70 pozos productivos, se proyecta un total de 7 baterías.

Las coordenadas “x,y” de los primeros 21 pozos (inclusive los estériles) son dadas en el “*Informe del Consultor*” mientras que las del resto corresponden a respetar la distribución radial.

Las coordenadas “x,y” de cada batería se calculan como la “x,y” promedio de los pozos que le pertenezcan.

Los puntos de entrega a la central térmica (potencial según demanda seleccionada) y el PIST del troncal de la transportista se ubican al Este del yacimiento, por lo tanto, se ubica el inicio del gasoducto en la zona central del límite oriental.

La coordenada “x,y” de la planta de tratamiento tiene en cuenta la ubicación de las baterías pero también del gasoducto y se calcula como el baricentro de las coordenadas mencionadas. Las baterías que se tienen en cuenta para el cálculo son las instaladas en el año de máxima producción del escenario. Este criterio busca acortar la longitud de cañería desde las primeras baterías a la planta de

tratamiento, ya que son inversiones por realizar los primeros años y tendrán mayor peso en el flujo de fondos. Para el Escenario 1, el año de máxima producción es el quinto productivo (octavo del desarrollo).

Una vez finalizado este proceso, se obtiene un mapa con la ubicación de las instalaciones que se muestra a continuación:

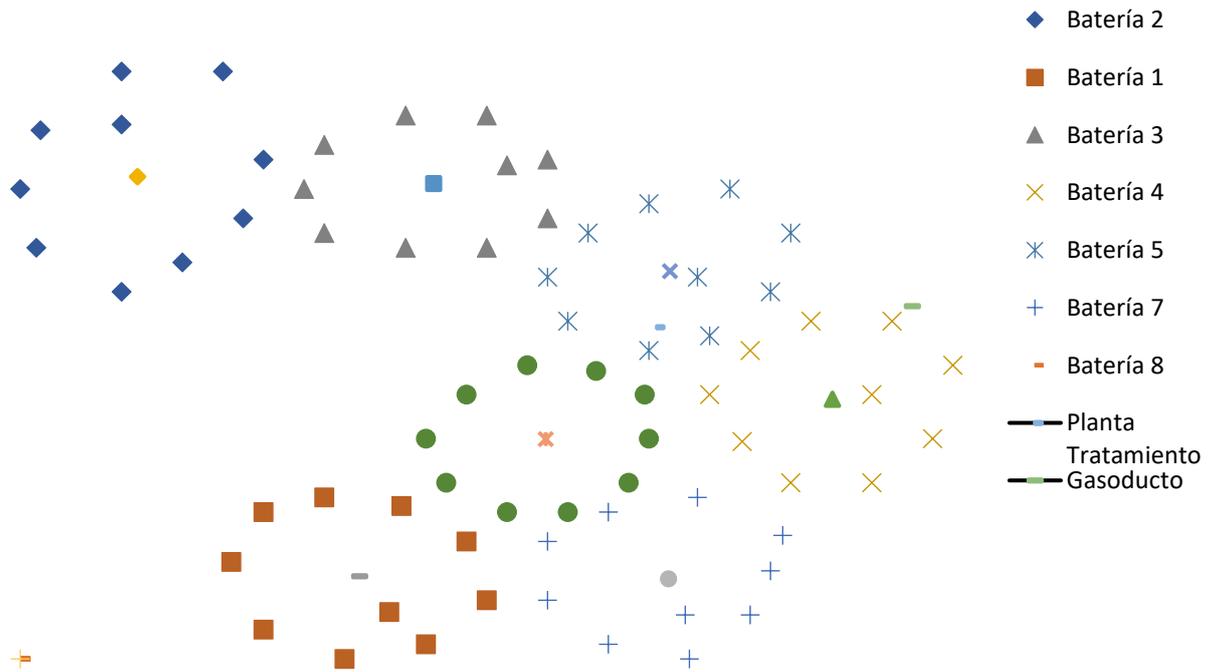


Gráfico 12 – Sistema de captación e instalaciones dentro del yacimiento

En el siguiente paso, se calcula cuántos pozos por año de los perforados (y que resulten productivos) se conectan a cada batería. Así, se determina el escenario de inversiones de *facilities* de superficie. Se considera que la inversión se realiza un año antes que dicho equipo o instalación deba ser utilizado. Para el caso de las *facilities* que se necesitan en el primer año productivo, su inversión puede distribuirse entre los dos años anteriores. La distribución puede verse en el Excel complementario (Hoja “Sistema de Captación”, filas 27 a 34)

b) Facilities de Superficie

Las *facilities* de superficie agrupan al conjunto de equipos e instalaciones que se necesitan para la extracción, captación, separación, tanques de condensado, compresión (motocompresores) y tratamiento de los fluidos producidos en este yacimiento.

i. Sistema de Captación Pozo - Manifold

Se consideran cañerías de 4” de diámetro. El costo es de USD 45 por pulgada y por metro. Para calcular la longitud de cada cañería desde el pozo hasta el manifold, se utiliza el *Teorema de Pitágoras* a partir que la distribución de los pozos es radial a su batería correspondiente. Así la longitud de cañería representa la hipotenusa del triángulo recto imaginario sobre el cual se aplica el método de cálculo.

A partir de los pozos conectados cada año, para que empiecen a producir el año próximo, se conoce la longitud total de cañería y por ende su inversión.

Para ver longitud de cañería nueva desde los pozos hasta los manifold y su inversión asociada, ver *Excel complementario (Hoja “Facilities de Superficie”, filas 25 a 26)*.

ii. Manifold

Se coloca un manifold por batería, y se conectan hasta 10 pozos por manifold. El costo de cada manifold es kUSD 350. La evolución de los manifolds instalados se corresponde con la instalación de nuevas baterías. Ver *Excel complementario (Hoja “Facilities de Superficie”, fila 27)*.

iii. Separadores Generales y de Control

Una vez que la producción de los pozos conectados a cada batería arriba al manifold, se deriva la producción de uno de ellos hacia el “Separador de Control”, mientras que la producción restante se colecta y deriva al “Separador General” (puede haber más de un separador general por batería).

En estos separadores ocurre la separación primaria, de la que se obtiene el gas que va a “Planta de Tratamiento” y el “Condensado” cuya producción se calculó en el punto **4.d**). La composición molar del gas que sale del separador se obtiene a partir de una cromatografía del mismo, cuya información se muestra en el ANEXO I del Enunciado (página 9).

La capacidad de los separadores de control es 300 km³/d y su costo es kUSD 450, mientras que los separadores generales tienen una capacidad de 750 km³/d y un costo de kUSD 600 por unidad.

La cantidad de separadores de control es igual a la cantidad de baterías que se instalan en el campo. La cantidad de separadores generales se calcula a partir del caudal total que arribe a la batería menos el de un pozo. La cantidad de pozos conectados cada año y el caudal de cada pozo determinarán la cantidad necesaria de separadores generales. Así ocurre que a medida que se conectan más pozos, se necesitan instalar separadores generales en una batería que ya se encontraba en producción.

La inversión de los separadores necesarios se contempla un año antes que requieran ponerse en producción. En el caso de los primeros separadores instalados, su inversión se divide entre los dos años anteriores a su puesta en marcha. Ver *Excel complementario (Hoja “Facilities de Superficie”, filas 30 a 31)*

A continuación, se muestra un gráfico de la cantidad de separadores generales y de control instalados cada año:

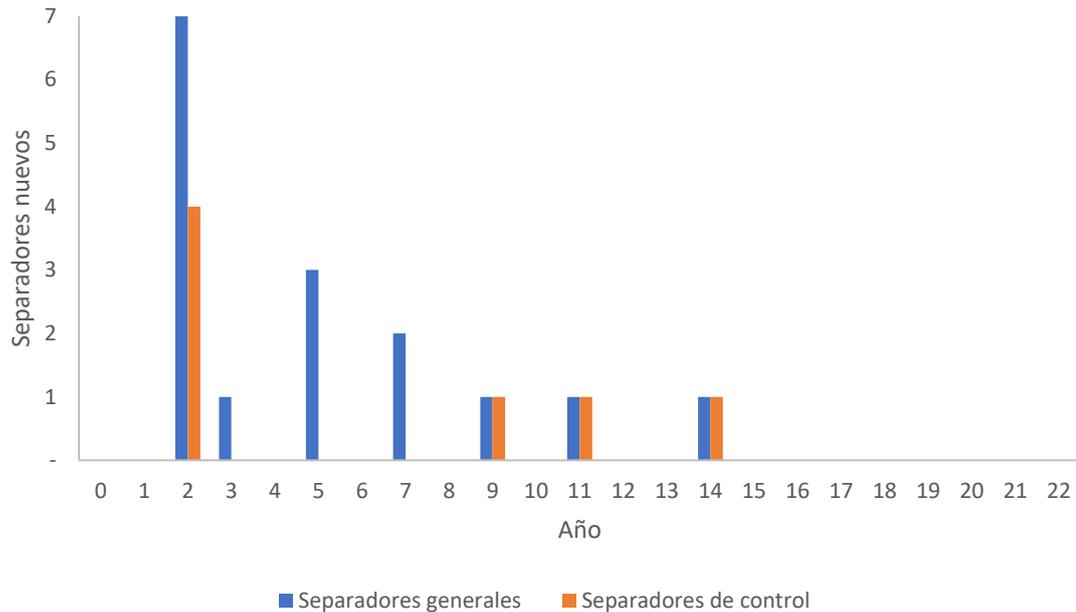


Gráfico 13 – Separadores generales y separadores de control instalados por año

Las corrientes de gas que salen de los separadores de control y generales se colectan en una única cañería que transportará al fluido hasta la planta de tratamiento. Si la P_{tf} es menor a 80 kg/cm², los separadores alimentan a los motocompresores de campo para que el fluido recupere una presión tal que le permita llegar a Planta de Tratamiento con al menos 70 kg/cm² de presión.

iv. Motocompresores

Los motocompresores son equipos que se utilizan para altas relaciones de compresión y caudales bajos o medios. Estos equipos se utilizan cuando La presión “en boca de pozo” (P_{tf}) es menor a 80 kg/cm² como se menciona en el párrafo anterior.

La presión “en boca de pozo” (P_{tf}) se mide en la corriente de gas que sale de los separadores primarios. Inicialmente, la presión en boca de pozo es 80 kg/cm², pero a partir del quinto año de producción), es 60 kg/cm², al octavo 40 kg/cm² y al décimo segundo 25 kg/cm². La pérdida de carga en la cañería que sale de la batería hasta la planta de tratamiento es 8 kg/cm² y la presión de entrada a la planta es 70 kg/cm², por ende, se necesitan compresores en funcionamiento a partir del quinto año de producción distribuidos en las baterías según los caudales que estén recibiendo cada una.

Cada equipo instalado tiene 500 HP de potencia y a partir que son necesarios, cada batería tiene al menos, un equipo instalado. El cálculo de la cantidad de motocompresores nuevos que se necesitan cada año se realiza de la siguiente manera:

$$P(HP) = k_{rc} \left(\frac{HP}{Mm^3} \right) * Q \left(\frac{Mm^3}{d} \right)$$

Siendo

$$k_{rc} = f(\text{relación de compresión}) = 8485 * \left(r_c^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)$$

Donde r_c es la relación entre 80 kg/cm^2 y la presión en boca de pozo a cada año y k es una relación entre las capacidades caloríficas de presión y voluméticas (C_p y C_v) y su valor es aproximadamente 1,3.

Como cada equipo tiene 500 HP de potencia, entonces se calcula el caudal que puede impulsar cada equipo según la relación de compresión y por consiguiente k_{rc} cada año. A partir del caudal que recibe cada batería cada año, se conoce la cantidad de motocompresores necesarios. Cuando se necesita una cantidad mayor a la que había el año anterior se considera que esa batería necesita un motocompresor nuevo y su inversión, al igual que los separadores, se considera un año antes de su funcionamiento.

El CAPEX de cada motocompresor es 2,9 kUSD /HP instalado mientras que el OPEX anual es 135 usd/HP instalado. Se considera un consumo de $5 \text{ m}^3/\text{HP}$ instalado del mismo gas a comprimir como combustible.

A continuación, se muestra un gráfico de la cantidad de motocompresores instalados y la variación de la presión en boca de pozo cada año:

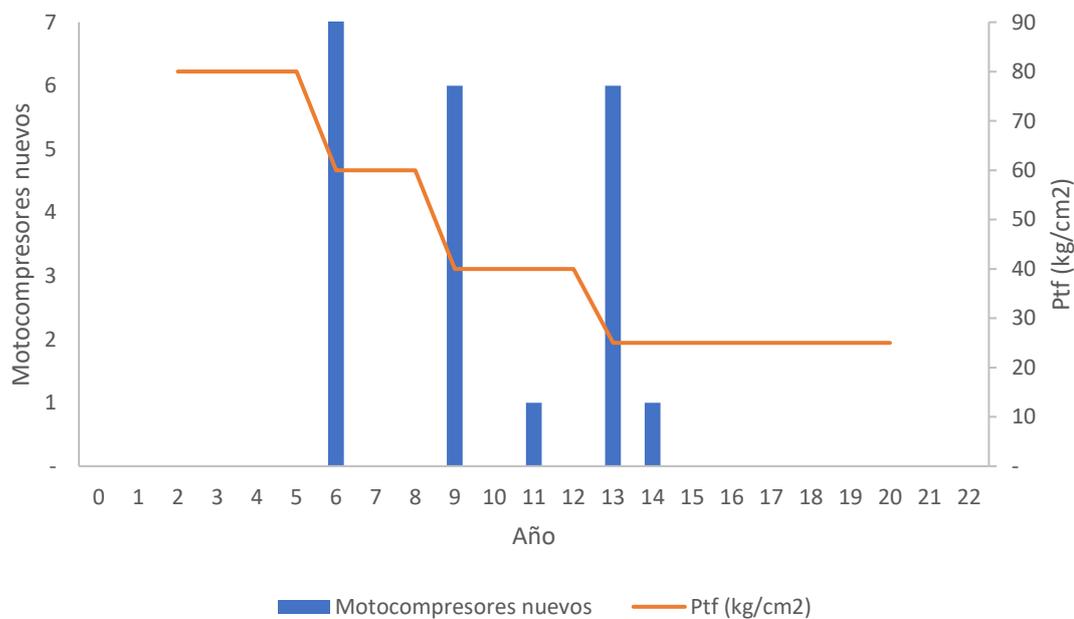


Gráfico 14 – Evolución de la presión en boca de pozo en relación con la cantidad de motocompresores instalados.

Para conocer la distribución de motocompresores instalados durante el desarrollo y su inversión asociada, ver *Excel complementario (Hoja “Facilities de Superficie”, filas 37 a 45)*

v. Tanques de condensado

En estos tanques se recibe la corriente de condensado que proviene de los separadores primarios. Se considera un tanque de condensado por cada batería que se encuentra en funcionamiento. La capacidad de cada tanque es 160 m^3 y su costo es 400 kUSD. Su inversión se realiza un año previo a que se requiera su uso.

Cada tanque tiene su sistema de bombeo de descarga que envía el condensado de cada batería hasta los tanques de almacenamiento ubicados en la planta de tratamiento, para que sea luego cargado a los camiones de despacho para su venta.

El condensado se venderá junto con la gasolina en puerta de yacimiento y con referencia al crudo “Medanito” (ver en sección 6 la comercialización del volumen de condensado/gasolina).

vi. Cañería desde Baterías hasta Planta de Tratamiento

Estas cañerías son de 6” de diámetro y su costo es USD 45/ pulgada.metro y el proceso de cálculo es igual al que se utiliza para el cálculo de las cañerías que transportan fluido entre el pozo y el manifold de cada batería. La diferencia es que se considera un doble sistema de cañería desde cada batería, ya que por una circula el gas a planta y por otra el condensado a tanques de almacenamiento.

La pérdida de carga en esta cañería es 8 kg/cm² y su inversión se realiza en el mismo período que se lleva a cabo la instalación de la batería que evacuará.

La longitud de cañería nueva entre las baterías y la planta de tratamiento para la duración del desarrollo; y su inversión asociada puede verse en el Excel complementario (Hoja “Facilities de Superficie”, filas 28 a 29)

vii. Planta de Tratamiento

En esta planta se recibe el gas de todas las baterías del campo y en ella se lleva a cabo el proceso necesario para que el gas de salida esté en condiciones de ser inyectado al gasoducto troncal de TGS. Se realiza tanto el acondicionamiento del gas natural como la recuperación de hidrocarburos que no solo pueden afectar la calidad y el transporte del gas, sino que estos mismos por su cuenta tienen valor comercial. A partir de una cromatografía realizada al gas post separación primaria se conoce la composición del mismo:

%Molar post separación primaria	
Nitrógeno	1.70%
Dióxido de Carbono	0.75%
C1	90.97%
C2	4.47%
C3	1.25%
i-C4	0.31%
n-C4	0.34%
i-C5	0.09%
n-C5	0.07%
C6	0.04%
C7+	0.01%

Tabla 5 – Composición del gas natural producido post separación primaria

El diseño de esta planta prevé un sistema de endulzamiento (reducción de % de dióxido de carbono) y evalúa dos posibilidades de tratamiento: Ajuste de Punto de Rocío o Turbo-Expander.

La planta de **Endulzamiento** consiste en un proceso de absorción con una solución de aminas del dióxido de carbono que existe en el gas alimentado. Es un proceso regenerativo, donde el gas es circulado en una torre de platos o relleno a contracorriente de dicho solvente.

La planta de **Ajuste de Punto de Rocío** consiste en un subenfriamiento que elimina hidrocarburos fácilmente condensables, como ser pentanos, hexanos y superiores, que componen el gas natural crudo, hasta temperaturas de 4°C bajo cero. De este proceso se obtienen gasolinas que pueden ser

comercializadas con un precio referenciado al “crudo Medanito” en puerta de yacimiento. El costo del acondicionamiento cada 1000 m³ de gas procesado es 2,75 USD.

Los porcentajes de extracción y la relación de volumen extraído para el gas de este yacimiento se muestran a continuación:

Planta PR - % de retención según componente	
Nitrógeno	0%
Dióxido de Carbono	100%
C1	0%
C2	0%
C3	0%
n-C4	0%
i-C4	0%
n-C5	25%
i-C5	30%
C6	60%
C7+	70%
TOTAL	

Tabla 6 – Porcentaje de extracción y relación de volumen extraído para el gas del yacimiento

La planta “**Turboexpander**” consiste básicamente en una expansión Joule-Thompson (isoentrópica), con el agregado de una turbina de flujo radial. En el proceso de expansión, en el cual las moléculas quedan más separadas, consumiéndose trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Dicho trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, disminuyendo por lo tanto la energía interna y en consecuencia la temperatura. La característica más notable de este proceso es que al trabajo de expansión se le suma el trabajo de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose; obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento, puesto que se absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado. Este proceso implica una mayor inversión que la planta de ajuste de punto de rocío, pero, además de las gasolinas, permite obtener GLP comercializado con referencia al “export parity” en puerta de yacimiento aumentando así los ingresos asociados. El costo de tratamiento de 1000 m³ de gas procesado por la planta de 3,75 USD.

Los porcentajes de extracción y la relación de volumen extraído para el gas de este yacimiento se muestran a continuación:

Planta PR - % de retención según componente	
Nitrógeno	0%
Dióxido de Carbono	100%
C1	0%
C2	0%
C3	88%
n-C4	99%
i-C4	100%
n-C5	100%
i-C5	100%
C6	100%
C7+	100%
TOTAL	

Tabla 7 – Porcentaje de extracción y relación de volumen extraído para el gas del yacimiento

Para el desarrollo del yacimiento, se elige una Planta “Turboexpander” con capacidad para 4 Mm³/d que soporta el período de máxima producción del campo. Esta elección implica una inversión de 135 Musd en la instalación de la misma e inversión asociada a los tanques necesarios para almacenamiento de GLP.

La planta de tratamiento consume como gas combustible el 1,5% del volumen de gas recibido desde las baterías.

El balance de gas, inversiones y costos de operación pueden verse en el Excel complementario (Hoja “Planta de Tratamiento”, filas 17 a 25).

8. Aprovechamiento de Condensables

a) Tanques de Hidrocarburos Extraídos

En el parque de tanques de almacenamiento de GLP y de gasolina se requiere una capacidad para almacenar 7 días de producción. Los tanques de gasolina necesarios son mayores a lo que se necesitan por la producción de gasolinas en la planta de tratamiento ya que reciben el condensado proveniente de los separadores en las baterías. Como simplificación, se considera que el condensado separado en las baterías y la gasolina extraída en planta pueden mezclarse y venderse en conjunto. Cada tanque de condensado/gasolina tiene una capacidad de 160 m³ y un costo de 400 kUSD, mientras que cada tanque de GLP tiene una capacidad de 500 m³ y un costo de 1 Musd.

El cálculo de tanques de GLP y gasolina necesarios, junto con la inversión asociada, puede verse en el Excel complementario (Hoja “Planta de Tratamiento”, filas 67 a 91). En este desarrollo también se contempla la instalación de un sistema de bombeo para cada tipo de fluido con back-up incluido que transportan los fluidos desde el parque de tanques hasta el cargadero de camiones para despacho. Se consideran dos bombas (una de back-up) para los tanques de condensado/gasolina y otras dos para los de GLP.

A continuación, se muestra un gráfico de la cantidad de tanques de GLP y gasolina instalados cada año:

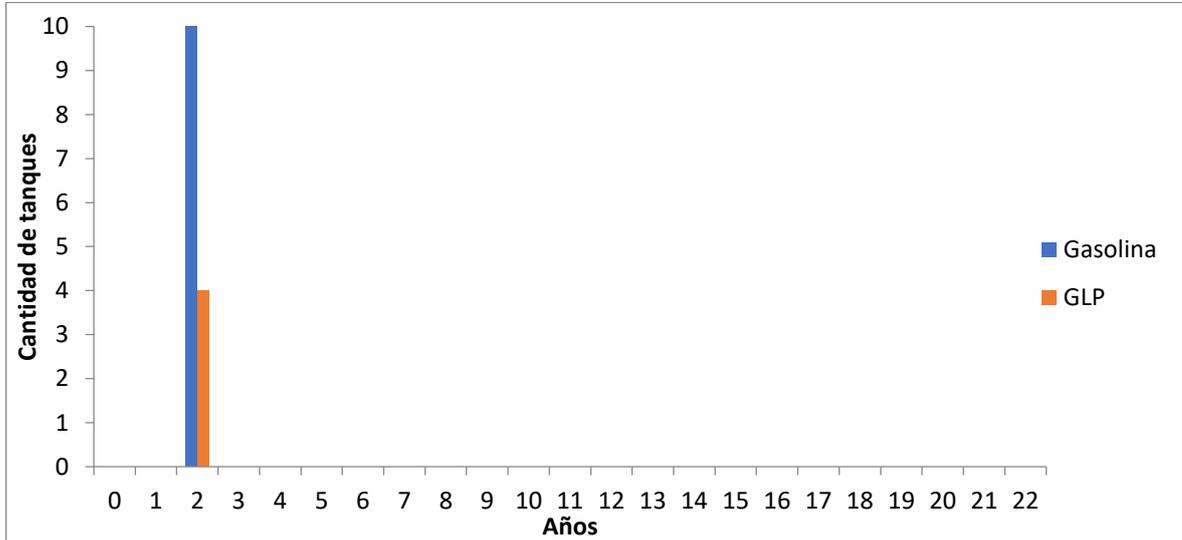


Gráfico 16 – Tanques de reservas de GLP y gasolina instalados

Los 10 tanques que se observan para gasolina en el gráfico anterior almacenan tanto gasolina proveniente de la planta de tratamiento como condensado proveniente de la separación primaria de las baterías. Si sólo se almacenara la gasolina producida en planta de tratamiento los tanques necesarios serían 2.

b) Comercialización de los Hidrocarburos extraídos

El volumen de condensado/gasolina tiene una corrección para la venta por °API en relación con el crudo Medanito (ver Excel complementario, hoja “Planta de Tratamiento”, filas 93 a 100) siendo que el ajuste puede ser como máximo hasta un 5%. La fórmula utilizada que se muestra a continuación corresponde a lo informado en el Dto. N° 44/91.

$$V_{Medanito} = \left(1 + 0,0005 \frac{API_{Medanito} - API_{Esperanza}}{0,1} \right) * V_{Esperanza}$$

Se toma como °API de referencia para el crudo Medanito 32,2 mientras que para el condensado/gasolina se toma 42,4. De esta manera se obtiene un ajuste mayor al 5% por lo que se toma 5% como tope según lo indicado previamente.

El volumen de GLP se comercializa en referencia al export parity cuyo valor lo informa la Secretaría de Energía todos los meses según la fórmula expresada en la Resolución 36/2015:

$$Paridad = (Precio_{MB} + Transporte_{MB-Santos} - Transporte_{BB-Santos} - Ret.Exp.) * TC$$

Donde MB es Mont-Belvieu (referencia de USGC), TC es tipo de cambio AR\$/USD, BB es Bahía Blanca (Puerto de referencia en Argentina) y Santos es el puerto de referencia en Brasil, país que aparece como competidor de Argentina en la región al momento de colocar cargamentos.

c) Cargadero de Camiones

El cargadero de camiones se ubica dentro del predio de la planta de tratamiento e implica una inversión de 3,5 Musd.

9. Obras de Transporte

El gas tratado que sale de la planta de tratamiento se encuentra en condiciones de ser enviado a comercialización según la demanda contractual. Ya sea porque se entrega en la central térmica a 100 km del yacimiento o al PIST del troncal de TGS a 200 km, necesita realizar un ducto, a cargo del productor, que recorra estas distancias y contemple la necesidad de compresión intermedia según la presión requerida de entrega. El gasoducto contará con dos puntos de medición, uno a los 100km y otro a los 200km.

El cálculo de la longitud y diámetro del gasoducto sigue los siguientes pasos:

Se toma como caudal de diseño el mayor caudal diario en los años de desarrollo.

Se conoce la presión de entrada ya que es la presión de salida de la planta de tratamiento (se considera despreciable la pérdida de carga del tramo que conecta ambas instalaciones).

Se fija una presión mínima necesaria en determinada longitud del gasoducto.

A partir de la siguiente fórmula se calcula “Kp”, una constante que es función inversamente proporcional a la longitud y directamente proporcional al diámetro elevado a la potencia (5/2).

Calculado el “Kp” se utiliza una tabla de doble entrada (diámetro y longitud), en la que, conociendo la longitud del gasoducto, se toma el valor de “Kp” más próximo superior al calculado y se lee a qué diámetro corresponde.

El cálculo de la longitud y diámetro del gasoducto se desarrolla en dos tramos, considerando una MAPO de 95 kg/cm². El primer tramo analiza los primeros 100 km hasta la entrega en la central térmica y el segundo tramo, los 100 km restantes.

a) Primer Tramo de Gasoducto

Para el primer tramo, se considera que la presión de entrada al gasoducto es la misma que la presión de salida de la planta de tratamiento. La mínima presión a la que recibe la central térmica a los 100 km (45 kg/cm²) es la referencia para calcular la caída de presión y así calcular el “Kp”. Luego de utilizar la tabla de doble entrada se obtiene que un gasoducto de 16” de diámetro permite cumplir con los requerimientos en el punto de medición a los primeros 100 km.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los datos correspondientes al diseño del primer tramo del gasoducto de evacuación y un gráfico en el que se visualiza la caída de la presión a lo largo del primer tramo:

Diseño gasoducto 1er Tramo	
P1 (kg/cm ²)	69.00
P2 (kg/cm ²) (Presión mínima para central)	45.00
Longitud primer tramo (km)	100.00
Q max (km ³ /d)	3802
Kp calculado ((km ³ /d)/(kg/cm ²))	72.69
Kp tabla (L=100km) ((km ³ /d)/(kg/cm ²))	79.30
Diámetro (")	16.00
P2 real (L=100 km) (kg/cm ²)	49.62
Necesidad de compresión antes de L=100 km	NO

Tabla 8 – Parámetros de diseño para el primer tramo de gasoducto

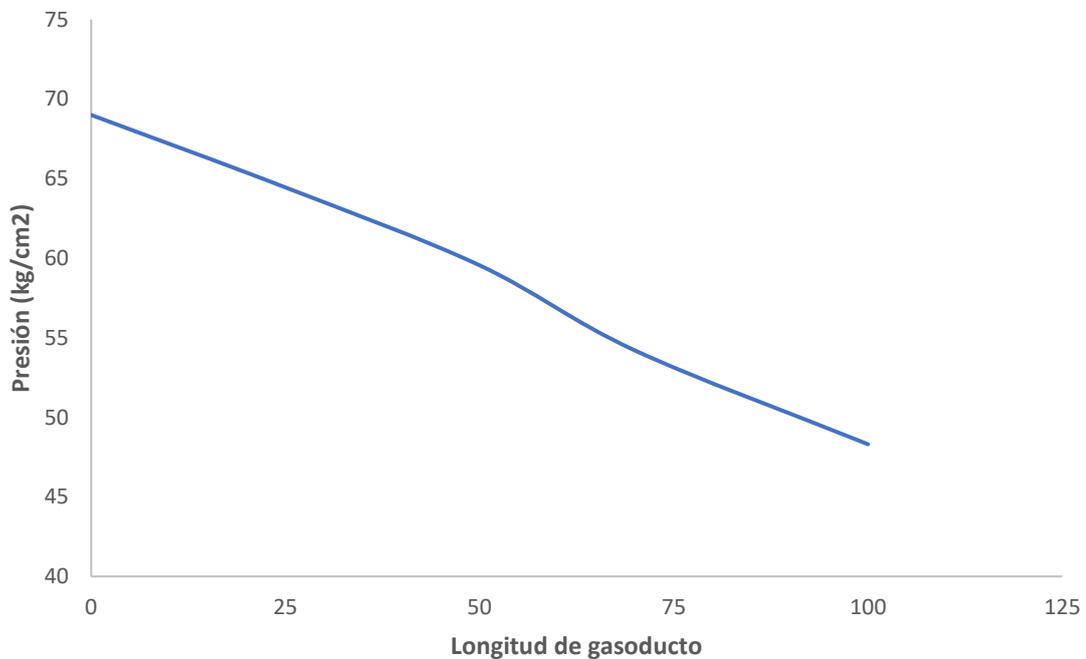


Gráfico 17 – Caída de presión del gas en el gasoducto durante el primer tramo

Los cálculos de diseño y la inversión asociada pueden verse en Excel complementario (Hoja “Gasoducto”, filas 27 a 43)

b) Segundo Tramo de Gasoducto

El segundo tramo, con menor caudal que el primero por lo entregado en la central térmica si correspondiera, tiene como referencia de entrega la mínima presión que requiere el PIST del gasoducto troncal de TGS (70 kg/cm²). Para cumplir dicho requerimiento, se coloca una planta compresora (turbocompresores) apenas posterior al punto de medición de la central térmica. Se considera que la planta compresora recibe el fluido a la presión de entrega en la central y lo devuelve a una presión que será la presión inicial del segundo tramo del gasoducto (100km a 200km).

El segundo tramo del gasoducto también será de 100 km y de 16” de diámetro. Este tramo puede ser de menor diámetro que el primero, pero se requiere una planta compresora de mayor potencia, y por

ende mayores costos, (ver sección Sensibilidad). Por otro lado, en caso de ocurrir un problema de recepción en la Central Termoeléctrica (división entre primer y segundo tramo), el segundo tramo debe estar preparado para transportar el máximo caudal con el que se diseñe al primero. A continuación se muestra una tabla resumen de los datos correspondientes al diseño del segundo tramo del gasoducto de evacuación y un gráfico en el que se visualiza la caída de la presión a largo del ducto:

Diseño gasoducto 2do Tramo	
P1 (kg/cm²)	78.00
P2 (kg/cm²) (Presión mínima entrega TGS)	70.00
Longitud segundo tramo (km)	100.00
Q max (km³/d)	2307
Kp calculado ((km³/d)/(kg/cm²))	67.07
Kp tabla (L=100km) ((km³/d)/(kg/cm²))	79.30
Diámetro (")	16.00
P2 real (L=200 km) (kg/cm²)	72.37

Tabla 9 – Parámetros de diseño para el segundo tramo del gasoducto

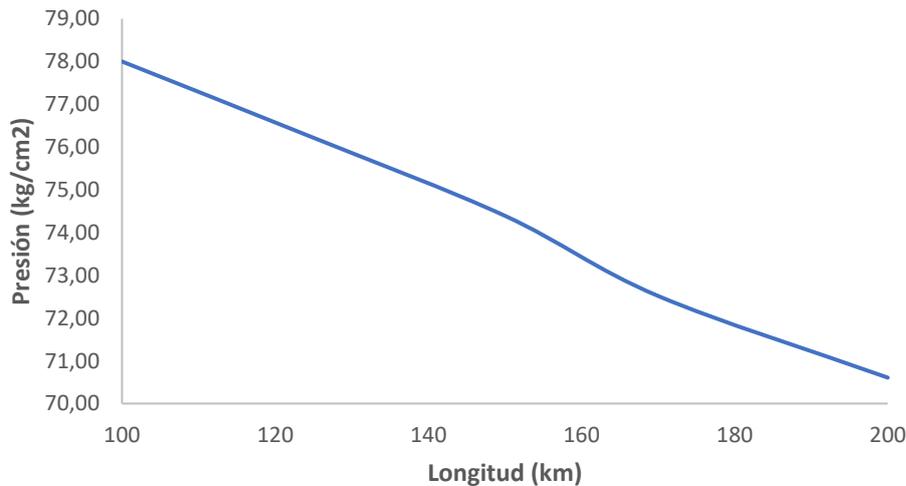


Gráfico 18 – Caída de presión del gas en el gasoducto durante el segundo tramo

Los cálculos de diseño y la inversión asociada pueden verse en Excel complementario (Hoja “Gasoducto”, filas 51 a 73)

c) Planta compresora

La planta compresora tiene como finalidad compensar la caída de presión que ocurre durante el primer tramo del gasoducto, la cual debe ser recuperada antes de ingresar al troncal de TGS.

Por lo tanto, la planta compresora cumplirá con la función de elevar la presión del gas hasta la mínima requerida por el troncal: 70 Kg/cm².

Para el diseño de la planta compresora se sigue el siguiente procedimiento:

Se considera que no hay pérdida de presión por la entrega de caudal a la central térmica y se toma como caudal de diseño el caudal máximo para el segundo tramo del gasoducto.

Se toma como presión de succión de la planta la presión de salida al segundo tramo del gasoducto.

Para el cálculo del Krc de diseño se considera la diferencia entre el Krc teórico con el Krc del segundo tramo, lo que da el valor de relación de compresión real de la planta. En base a este dato multiplicado por el caudal de diseño, se obtiene la potencia requerida para la planta y, considerando módulos de compresión de 500 HP, la potencia instalada requerida.

A continuación, se muestra un cuadro con el resumen de los parámetros de diseño:

Planta Compresora (HP) $K_{rc}(f(RC)) * Q(Mm^3/d)$	
Presión de Descarga (kg/cm ²)	78.00
Presión de Succión (kg/cm ²)	49.62
Relación de Compresión (Rc real)	1.57
KRC diseño	835.00
Caudal diseño (Mm ³ /d)	2.31
Potencia diseño calculado (HP)	1927.14
Potencia diseño real (HP)	2500.00
Costo planta compresora MUSD	5.75

Tabla 10 – Parámetros de diseño para la planta compresora

10. Costos y Tarifas

Las tarifas consideradas se detallarán de acuerdo con los productos y/o demandas:

- **Distribuidoras:** se considera una tarifa de 4 USD/MBTU que se ajusta un 5% anual hasta llegar al precio de generación eléctrica de invierno que es de 5 USD/MBTU.
- **GNC:** se considera un precio de 4.5 USD/MBTU sin ajustes anuales.
- **Generadoras:** se considera un precio de 4.2 USD/MBTU considerando el escenario 1 de demanda, entregando a la central termoeléctrica que se encuentra en el yacimiento. No se aplican ajustes anuales.
- **Grandes Usuarios:** se considera un precio de 4.5 USD/MBTU sin ajustes anuales.
- **Precio Spot:** este precio es para el volumen no retirado por los canales y remanentes de los contratos versus el volumen de producción y se considera como un 80% del precio más bajo (80% de 4 USD/MBTU).
- **Condensado:** para el cálculo del precio de condensado se toma como referencia el precio del crudo Medanito de 65 USD/BBL, siendo 408,78 USD/M³, ya que el condensado extraído del yacimiento La Esperanza tiene 42,4° API (casi 10° API más que el medanito), 1 M³ de gasolina de este yacimiento es más de 1 M³ de medanito y este ajuste se aplica en volumen y no en precios. Finalmente se proyecta el precio para los años futuros tomando la inflación promedio de los Estados Unidos.
- **GLP local:** para calcular el precio de este producto en el mercado local se consideró el promedio de los precios publicados por la Secretaria de Energía sobre los últimos dos años, resultando en 277 USD/M³ para el primer año de producción, y luego se proyecta durante

los siguientes años tomando la inflación promedio de los Estados Unidos de 2% hasta el año donde finaliza el proyecto.

- **GLP export:** para calcular el precio de este producto se consideró el promedio de los precios publicados por la Secretaria de Energía sobre el último año, se tomaron los valores de paridad de exportación, a diferencia del GLP local no se consideró el promedio del año 2017 sobre los datos extraídos de la secretaria por la amplia variación observada entre los datos resultantes de 2017 y 2018. Finalmente, el precio de este producto es 373 USD/Ton para el primer año de producción, y luego se proyecta durante los siguientes años tomando la inflación promedio de los Estados Unidos de 2%.

11. Aspectos Comerciales y Contractuales

Las alternativas de comercialización del gas conforme a los requerimientos de este proyecto poseen las siguientes restricciones para cada canal según el volumen de producción del yacimiento que se ha explicado en puntos anteriores:

- **Distribuidoras:** Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes de un 30% de la producción disponible en cada año, pero no menos de 1,0 M m³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual.
- **GNC:** Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes anuales de no menos de 0,25 M m³/d de 9300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual.
- **Central Termoeléctrica:** Ventas por un volumen anual de gas de no menos de 1,0 M m³/d de 9.300 kcal/m³, como cantidad diaria contractual mediante alguno de las siguientes opciones:
 - a) Central Termoeléctrica existente en yacimiento (a partir de una conexión directa desde el yacimiento y dedicada, a cargo del productor). Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 M m³/d de 9.300 kcal/m³, a 45 kg/cm².
 - b) Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos a otras Centrales Termoeléctricas por volúmenes firmes de no menos de 0,5 M m³/día de 9300 kcal/m³ y/o interrumpibles sin requerimientos mínimos.
- **Grandes Usuarios y Nuevos Consumidores Directos [P3]:** Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas sin límite de volúmenes máximo o mínimo.

Si bien se parte de volúmenes contractuales diarios, se utilizan los factores de carga de cada canal para el cálculo de los volúmenes de entregas finales por mes (*ver Excel complementario hoja: Escenario Demanda 1 y Demanda Esc 1*):

- Distribuidoras: Junio, Julio y Agosto 100%, Mayo y Septiembre 65%, Abril y Octubre 45%, resto 30%
- GNC: 80% durante Junio a Septiembre y 90 % el resto del año.
- Generación Termoeléctrica: 85% para la opción A y 70% para la opción B.
- Usuarios Industriales: 95%, con parada por mantenimiento de 15 días promedio año, lo que convierte el factor de carga en 91%.

A partir del año 3 se comienzan a colocar los volúmenes de producción que provienen del caudal de gas rico a gasoducto de la planta de tratamiento en los distintos mercados: Distribuidoras, GNC, Central Termoeléctricas y Grandes Usuarios y Usuarios Finales.

Para el caso de Distribuidoras, se debe cumplir la premisa de colocar al menos el 30% de volumen de producción y se considera el mercado prioritario de demanda, abasteciendo siempre este mercado. Se comienza con un caudal diario de 1 Mm³/día en contratos de 3 años con renovaciones posibles de no menos de 2 años. Se considera un crecimiento vegetativo del 1.1% anual aplicable a cada renovación. Se inicia un contrato de 3 años y se renueva por tres períodos. En el año 10 desde el comienzo de ventas, se vuelve a firmar un nuevo contrato por 1 Mm³/día, un volumen menor dado que el volumen de producción se reduce en un 16% con respecto al año anterior. Luego se mantiene este contrato por 3 años y se renueva sucesivamente cada año hasta el final del período. Los últimos 3 años de este canal se entrega lo que da el volumen de producción, un poco menos que lo acordado por contrato.

Para el caso del GNC, existen contratos de 1 año con renovaciones anuales por volúmenes mínimos de 0.25 Mm³/día. En el año 10 desde el comienzo de las ventas, no se renueva este contrato y se vuelve a contratar en el año 11 por otros 5 años adicionales. Los últimos años no se renueva este contrato.

Para el caso de Generadoras y Centrales Termoeléctricas existen dos opciones de contratos: uno con Generadoras A) que son las centrales dentro del yacimiento con contratos de 10 años y renovaciones no menos de 3 años y volúmenes mínimos de 1.5 Mm³/día y centrales B) con contratos de 5 años y renovaciones anuales y volúmenes mínimos de 0.5 Mm³/día. El caso de generadoras es la que diferencia al Escenario 1 de demanda del Escenario 2 de demanda como:

Escenario Demanda 1: es el escenario de producción 1, con planta de tratamiento TurboExpander (TE) con escenario de demanda 1 (contrato con generadora A por 10 años. Se considera un contrato por 10 años con el volumen mínimo de 1.5 Mm³/día para el escenario 1. Es el escenario elegido para este Informe.

Para el caso de Grandes Usuarios y Usuarios Finales, el volumen a colocar en este mercado se origina por volumen remanente luego de haber cumplido con el abastecimiento a Distribuidoras, GNC y las centrales termoeléctricas. Estos contratos son de 3 años con renovaciones anuales y sin límites de volumen máximo y mínimo, pudiendo variar los volúmenes de cada renovación. Se comienza con un contrato por 0.98 Mm³/día y este volumen va decreciendo en el tiempo conforme el volumen disponible que se obtiene del volumen de producción luego de abastecer a distribuidoras, GNC y centrales termoeléctricas.

Los volúmenes no retirados por cada canal de acuerdo a los términos contractuales vigentes y asociados a los factores de carga de cada canal, sumado a la imposibilidad de colocar el volumen remanente de la producción no incluida en los contratos, se coloca en el mercado spot.

Adicionalmente al escenario 1 de demanda elegido, se ha calculado un segundo escenario asignando los mismos volúmenes para distribuidoras durante todo el período de estudio con los ajustes en las renovaciones como se ha calculado para el escenario 1. La diferencia principal radica en el contrato con las generadoras donde se firma un contrato con la generadora A por 10 años y luego éste no se renueva y se contrata con generadoras B por 5 años. La generadora B tiene un menor factor de carga que genera mayor volumen spot luego del décimo año desde el inicio de las ventas. Con este escenario 2, no se llega a cumplir totalmente el volumen del último año de la generadora B, no abasteciendo 0.2 Mm³/día. También a efectos de ver el comportamiento del mercado, se ha supuesto

incrementar el volumen de las generadoras A a 1.7 Mm³/día, un 13% de incremento durante los primeros 10 años respecto del volumen mínimo. Esto genera un menor volumen a alocar en grandes usuarios comenzando con 0.78 Mm³/día y reduciendo el mismo hasta 0.2 Mm³/día. Este escenario obliga a cortar anticipadamente las renovaciones con el canal GNC dado el incremento del contrato de generadoras A y la firma de un contrato por 5 años con el generador B. En este escenario también ocurre que se debe entregar a las distribuidoras menos volumen que el acordado por contrato durante los últimos 3 años dado que no se tiene suficiente volumen de producción. En este escenario 2 también se procede de la misma manera con el volumen alocado al mercado spot. Por lo dicho anteriormente, el escenario de demanda elegido es el 1.

En cuanto a los líquidos producidos (gasolina, condensado y GLP) los mismos se venden en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos de la evacuación. Para ello se debió invertir en el cargadero de camiones en la planta de tratamiento.

Respecto a la comercialización del condensado, una vez que los mismos se obtienen en los separadores primarios, son enviados y almacenados a los tanques de la planta de tratamiento. En el caso de las gasolinas obtenidas del turboexpander, éstas se almacenan junto con el condensado en la planta de tratamiento. El GLP obtenido del turboexpander también se almacena en tanques en la planta de tratamiento. Se despachan todos los líquidos desde el cargadero de camiones.

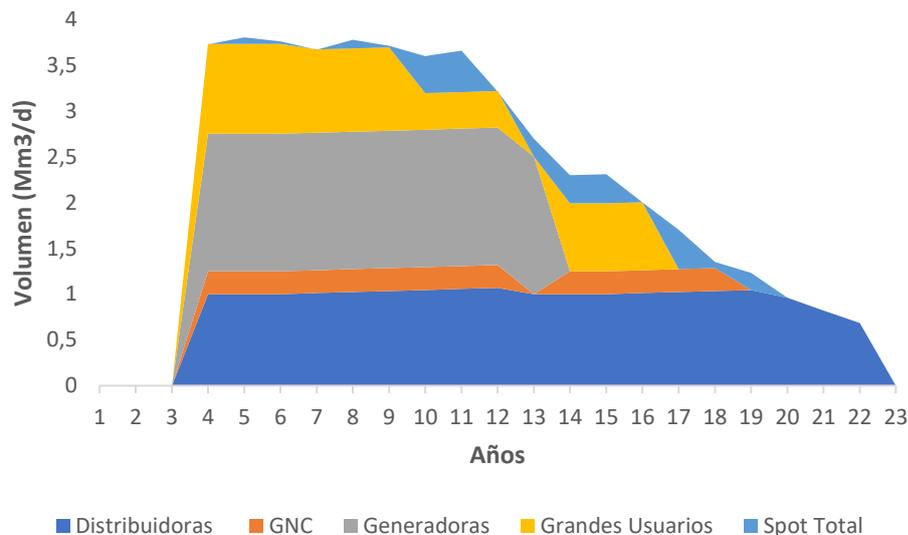


Gráfico 19 – Demanda contractualizada en Mm³/d por cliente

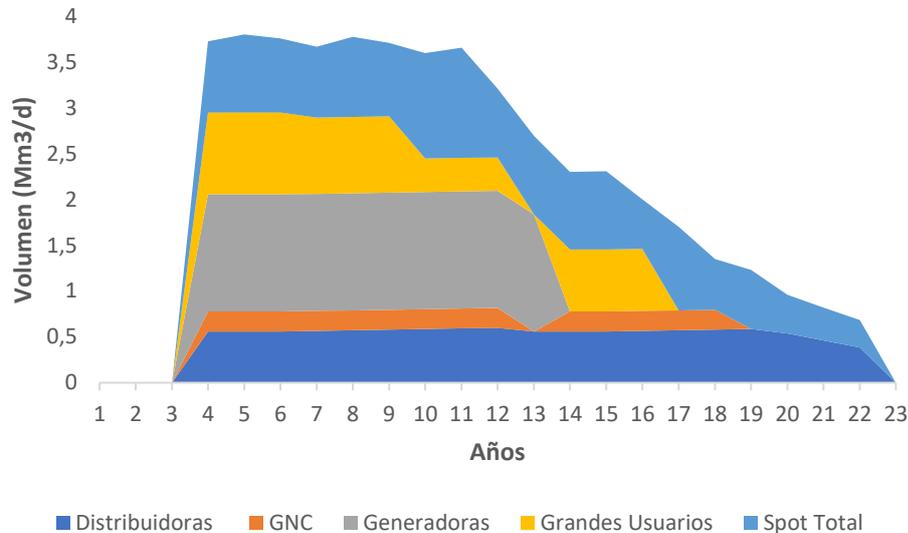


Gráfico 20 – Demanda entregada por cliente

12. Evaluación del Proyecto

Para poder evaluar el flujo de fondos del proyecto debemos representar primero el plan de inversiones y el CAPEX.

Sistema de captación

- Perforación: se toma una inversión de 4MUSD por pozo.
- Separadores generales: se considera una inversión de 9.6 MUSD, con un valor de 0.6 MUSD por separador y un total de 16 separadores.
- Separadores de control: se considera una inversión de 3.15 MUSD, con un valor de 0.45 MUSD por separador y un total de 7 separadores.
- Manifold: se considera una inversión de 2.45 MUSD, con un valor de 0.35 MUSD por batería y un total de 7 baterías.
- Cañería Pozos Manifold: se considera una cañería de 4 pulgadas, con un valor de 45 USD/pulgada mts Resultando en un total de 12.36 MUSD de inversión.
- Cañería Batería – Planta de tratamiento: se considera una cañería de 6 pulgadas, con un valor de 45 USD/pulgada mts Resultando en un total de 10.04 MUSD de inversión.
- Abandono de pozos: el costo de abandono de cada pozo es de 0.3 MUSD, siendo un total de 21 MUSD cuyo desembolso se proyecta para el año 21 considerando que en el año 22 La Esperanza no tendrá ingresos por ventas.
- Costo Tanques condensado: se asume un total de 2.8 MUSD, teniendo en cuenta un total de 7 tanques y un costo de 0.4 MUSD por tanque.
- Motocompresores: se adquieren 22 motocompresores de 4000 HP, con un valor de 2.9KUSD/HP resulta una inversión total de 31.9 MUSD.
- Workover: el valor del mantenimiento de pozos es de 0.6MUSD por unidad, y se estima que anualmente se realiza el workover del 20% de los pozos, resultando en un gasto total de 125.88 MUSD.

Acondicionamiento

- Planta de tratamiento: se considera la instalación de una planta Turboexpander, tomando como datos 35 MUSD para el endulzamiento y 95 MUSD para la recuperación de GLP. La inversión se realiza en los años 0 y 2.
- Almacenaje GLP: se consideran 4 tanques de GLP, con un valor de 1 MUSD por tanque de 500 GLP (m3). Resultando en una inversión total de 4MUSD que se realizan durante el año 2 y 3.
- Almacenaje Condensado: se adquieren 10 tanques de gasolina, con un valor de 0.4 MUSD por tanque de 160 m3. Resultando en una inversión total de 4MUSD que se realizan durante el año 2 y 3.
- Cargadero de camiones: se adquiere un cargadero de camiones en el año 0, por un total de 3.5 MUSD.

Gasoducto

- Cañería T1 + T2: se realiza un desembolso de 176 MUSD en cañerías, considerando que para ambos tramos de 100 KM se utilizan caños de 16 pulgadas, con un valor de 55 USD/pulgada metro. Las inversiones se realizan en los años 0 y 2, siendo la mayor inversión en el año 2 que es cuando se toma el financiamiento.
- Estación de medición T1 + T2: se realiza un desembolso de 1.7 MUSD en el año 2 por 2 estaciones de medición y control cuyo costo unitario es de 0.6MUSD.
- Planta Compresora: se realiza un desembolso total de 5.75 MUSD por la planta compresora que se instala luego del primer tramo de 100km, con una potencia de 2500 HP instalados cuyo costo es de 2.3 KUSD/HP instalado. La inversión se realiza en el año 2.

A continuación, se muestra un resumen del plan de inversiones (*ver hoja Plan de Inversiones para mayor detalle*).

Las inversiones totales para realizar el proyecto ascienden a 836.58 MUSD. Con una VAN al 15% obtenemos un valor de inversión actual de 442.99 MUSD, ahora bien si consideramos la VAN tomando la tasa WACC, que muestra el promedio ponderado del costo de capital, sin financiamiento (14%), asciende a 455.26 MUSD, siendo este último el valor actual real de las inversiones que se harán en el proyecto La Esperanza.

Tomando la WACC (10,7%) con financiamiento de 360 MUSD el VAN de las Inversiones totales asciende a 504.33 MUSD. Teniendo en cuenta que el proyecto solo será viable tomando deuda podemos asumir que el costo total del capital invertido es de 504.33 MUSD ya que el capital propio con que se cuenta para comenzar el proyecto no cubre el total de inversiones a realizar durante los primeros años.

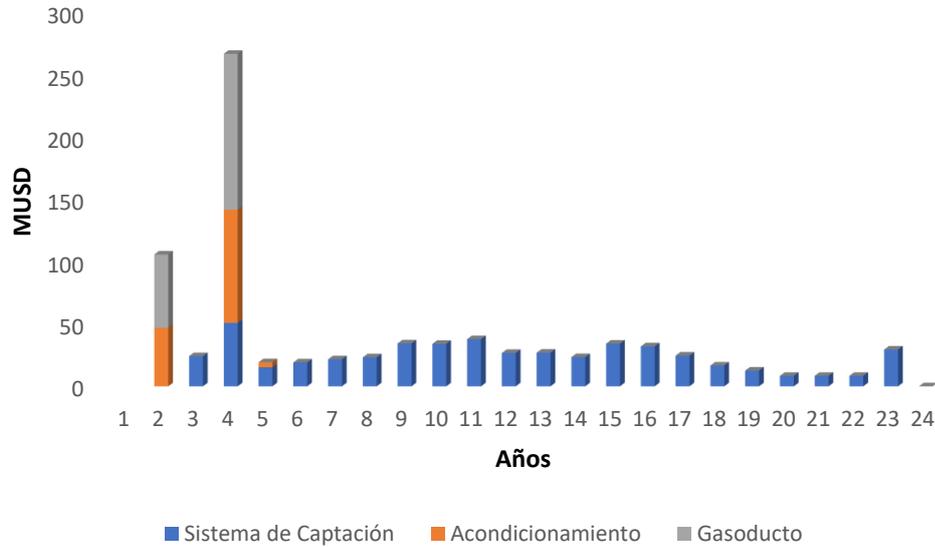


Gráfico 131 – Inversiones

En caso que se decidiera tomar deuda la información financiera considerada para evaluar el proyecto de Producción y Explotación del Yacimiento La Esperanza es la siguiente:

a) Caso A y B

Se decide tomar un financiamiento de 360MUSD en el año 2, considerando el pago de capital e intereses de la siguiente manera:

Año	Uni.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Prestamo	MUSD	-	-	360,00	-	-	-	-	-	-	-
Capital Pagado	MUSD	-	-		(51,43)	(51,43)	(51,43)	(51,43)	(51,43)	(51,43)	(51,43)
Intereses	MUSD	-	-	0,49	0,49	0,42	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Intereses Pagados	MUSD	-	-	(0,49)	(0,49)	(0,42)	(0,35)	(0,28)	(0,21)	(0,14)	(0,07)

Tabla 11 –Cancelación de capital e intereses correspondientes al préstamo tomado para financiamiento

- Libor (octubre a 12 meses): 3,12%
- Riesgo País proyectado 10 años: 4,5%
- Tasa FED USA a 10 años: 3%
- Retorno del mercado a 10 años: 6%
- Prima de riesgo del mercado: 3%
- Beta YPF (sin apalancamiento): 1
- Deuda:360 MUSD
- Equity: 200 MUSD
- Deuda/Equity: 1,8
- Tasa Financiamiento Deuda:14%, se calculó de la siguiente manera:
 $Libor + Riesgo País + Tasa financiamiento$
- Beta La Esperanza (con apalancamiento): 2,17, se calculó de la siguiente manera:
 $Beta YPF (sin apalancamiento) * (1 + (1-IIGG)* D/E)$

Se tomó la Beta sin apalancamiento de YPF como referencia del mercado, y luego se debe tomar los datos de Deuda y Equity del proyecto la Esperanza para hallar el Beta apalancado del proyecto.

Rentabilidad accionistas: 14%, se calculó de la siguiente manera:

$$\text{Beta La Esperanza (con apalancamiento)} * \text{Prima de riesgo del mercado} + \text{Tasa FED USA a 10 años} + \text{Riesgo País}$$

WACC con deuda: 10,7%, se calculó de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Rentabilidad accionistas} * \text{Equity} + \text{Tasa Financiamiento deuda} * \text{Deuda (1-IIGG)}}{\text{Deuda} + \text{Equity}}$$

13. Flujo de fondos y Estados de Resultados

En el flujo de fondos se consideraron las siguientes variables:

- Ventas totales: son los ingresos brutos calculados a partir de los precios y volúmenes vendidos en todos los mercados que se consideran en la evaluación del proyecto.
- Costos operativos (OPEX): es el total de los costos operativos realizados en todas las etapas del proyecto, incluye costo del sistema de captación, del sistema de acondicionamiento y del gasoducto.
- Inversiones (CAPEX): es el total de todas las inversiones incluyendo inversiones de producción, en el sistema de captación, sistema de acondicionamiento y del gasoducto.
- Contingencias: 10% sobre OPEX y CAPEX para imprevistos.
- Impuestos: Regalías se considera un 12% sobre lo producido en boca de pozo tanto de gas como de condensados. Para Ingresos Brutos se considera un 3% sobre el total de ventas brutas. Para ganancias se considera un 35% sobre las ganancias antes de impuestos. En el caso del IVA se toma un 21%, salvo en el caso de las centrales eléctricas donde se toma un IVA del 27%.
- Bono: se considera el bono que se otorga a la provincia con la concesión del yacimiento, este tiene un valor de 25 MUSD.

Se detallan todos los aspectos considerados en el Flujo de Fondos en la *hoja Flujo de Fondos 1 1*.

A continuación, se observan los gráficos de flujo de fondo con y sin deuda:

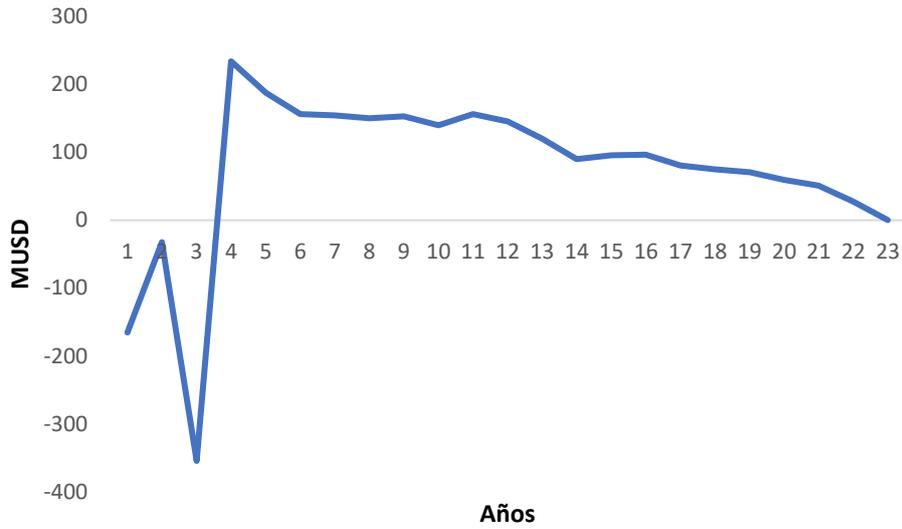


Gráfico 14 – Evolución del Flujo de Fondos sin deuda

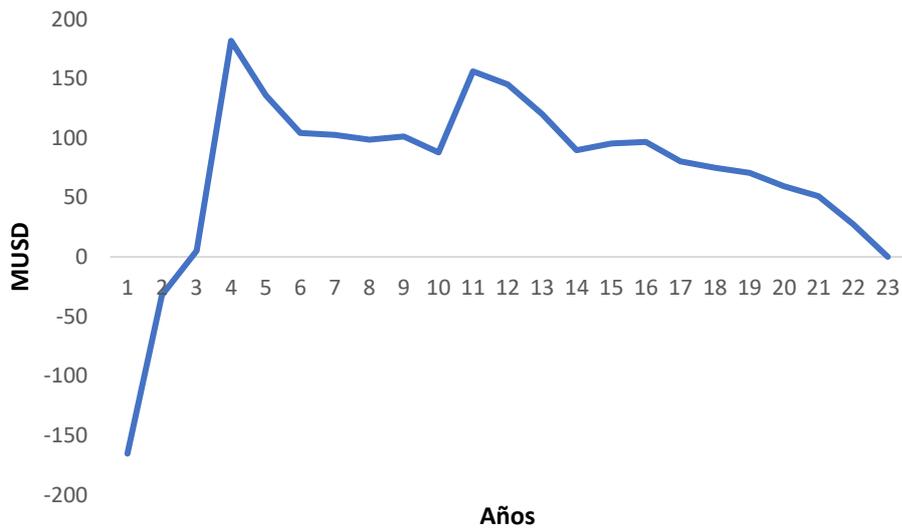


Gráfico 153 - Evolución del flujo de fondos con Deuda de 360 MUSD

En el estado de resultados se consideran las siguientes variables:

- Total Ingresos: son los ingresos brutos calculados a partir de los precios y volúmenes vendidos en todos los mercados que se consideran en la evaluación del proyecto.
- Total Egresos: mantenimiento y gastos de operación, Impuestos, tasas y contribuciones, bono pagado al gobierno por 25 MUSD y regalías.

Una vez calculados el total de ingresos y el total de egresos se puede obtener el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization), considerado también margen operativo, restando el total de egresos al total de ingresos y así obteniendo el beneficio bruto de explotación del yacimiento.

Al EBITDA se le deben restar las amortizaciones que se calcularon por unidad producida para obtener el EBIT al cual se le restan los costos financieros y se obtiene el EBT, que son las ganancias antes de impuestos. Una vez obtenido el EBT se calcula el impuesto a las ganancias a pagar con una alícuota del 35% y se obtienen las ganancias netas.

Estado de Resultados Sin Deuda	
MUSD	Total
Ingresos por Ventas	4.711,24
Otros Ingreso	-
Total Ingresos	4.711,2
OPEX	-
(-) Mantenimiento y gastos de operación	563,5
(-) Impuestos, tasas y contribuciones	141,3
(-) Canon al Estado	25,0
(-) Regalías	404,8
(-) Gastos de CAPEX	-
Contingencias	140,0
Total Egresos	1.274,6
Margen Operativo	3.436,6
Mgmt Fee	-
EBITDA	3.436,6
Depreciación & Amortizaciones	836,6
EBIT	2.600,0
Financial Costs	-
EBT	2.600,0
Impuesto a las Ganancias / Quebranto impositivo	910,23
Net Income	1689,79

Tabla 12 – Estado de Resultados sin deuda

Para observar el detalle anual del estado de resultados y flujo de fondos, ver hoja *Flujo de Fondos 11, Estado de Resultados sin Deuda 11 y Estado de Resultados con Deuda 11*.

14. Análisis de Sensibilidad

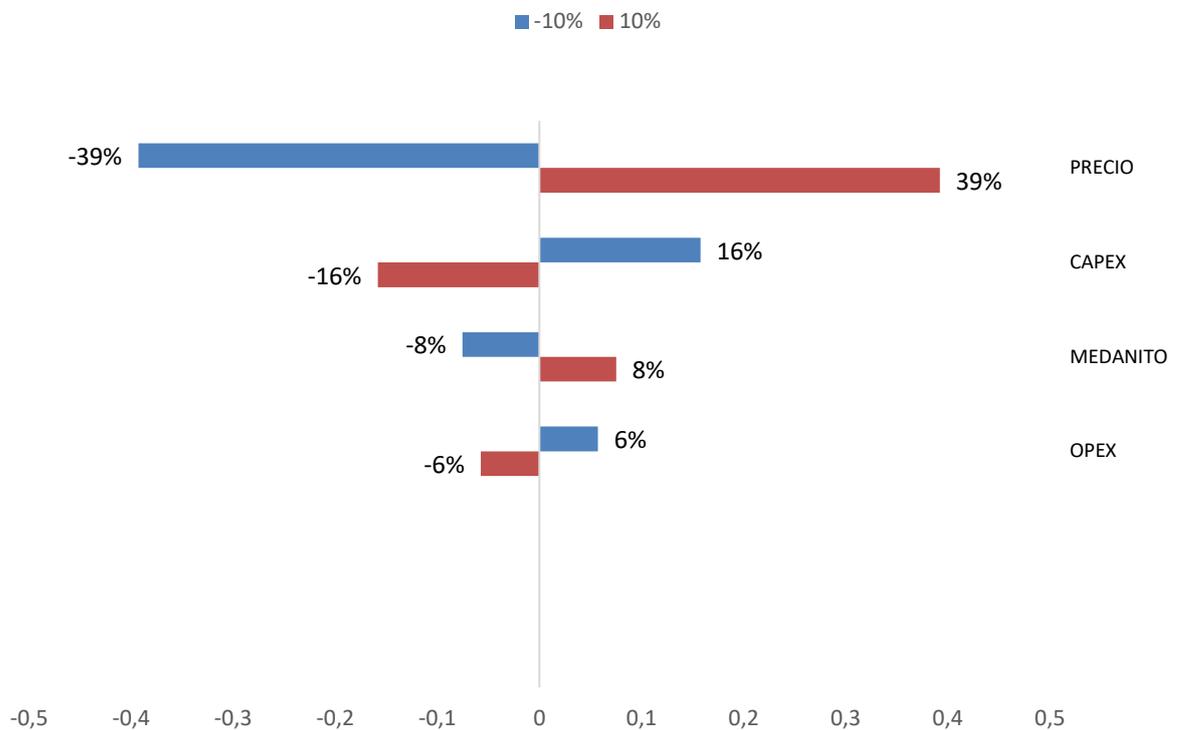


Gráfico 164 – Análisis de Sensibilidad

Para realizar el análisis de sensibilidad se tomó el VAN del proyecto sin deuda descontado al 10% y se evaluaron las siguientes hipótesis:

- Aumento o disminución del 10% sobre el MEDANITO: podemos observar que esto genera un aumento o disminución del VAN del 8%, siendo 2% menor a la variación planteada en el MEDANITO.
- Aumento o disminución del 10% sobre el CAPEX: podemos observar que esto genera un aumento o disminución del VAN mayor a la variación planteada en el CAPEX, por lo que su incidencia en el proyecto es relevante.
- Aumento o disminución del 10% sobre los precios: podemos observar que esto genera un aumento o disminución del VAN del 39%, siendo 29% mayor a la variación planteada en el en los precios, claramente su incidencia en el proyecto es crucial.
- Aumento o disminución del 10% sobre el OPEX: podemos observar que esto genera un aumento o disminución del VAN del 6%, siendo 4% menor a la variación planteada en el en el OPEX.

Otros análisis de sensibilidad:

Bono de 5 MUSD: genera un aumento del 4,9% en el VAN, resultando este en 311,7 MUSD.

Bono de 10 MUSD: genera un aumento del 3,7% en el VAN, resultando este en 308 MUSD.

Bono de 15 MUSD: genera un aumento del 2,4% en el VAN, resultando este en 304,3 MUSD.

Bono de 20 MUSD: genera un aumento del 1,2% en el VAN, resultando este en 300,6 MUSD.

15. Resumen de Resultados

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y condensado in situ	Mm3	22,744	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	Mm3	4,469	
1c	Factor de Recuperación	%	80.4%	
1d	Presión de abandono	Kg/Cm2	47	
1e	Cantidad de pozos		70	
1f	Potencia Total de Compresión en Yacimiento	HP	11,000	
1g	Producción de Gas Máxima @9300 Kcal/m3	Mm3/d	3.97	
1g'	Producción de Gas Promedio @9300 Kcal/m3	Mm3/d	2.22	
1h	Producción de Condensados Máxima	m3/d	169	
1h'	Producción de Condensados Promedio	m3/d	115	
Demanda Año 3 y Año N			Año 3 (Año 1 Prod)	Año Máximo
2a	Consumo Máximo Distribuidoras	Mm3/d	1.00	1.07
2b	Consumo Máximo GNC	Mm3/d	0.25	0.25
2c	Consumo Máximo Termoeléctrica	Mm3/d	1.50	1.50
2d	Consumo Máximo Industria	Mm3/d	0.98	0.98
2e	Consumo Máximo Total	Mm3/d	3.73	3.80
Procesamiento Año 3 y Año N			Año 3 (Año 1 Prod)	Año Máximo
3a	Capacidad de Procesamiento Máxima	Mm3/d	4.00	4.00
3b	Propano + Butano (GLP)	Ton/año	52,307	53,378
3c	Gasolina	m3/d	43.53	44.42
Transporte				
4a	Primer Tramo Gasoducto hasta Planta de Generación Eléctrica	pulg	16.00	
4b	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	3.80	
4c	Potencia Instalada	HP	0	
4d	Segundo Tramo de Gasoducto hasta Gasoducto Troncal	pulg	16.00	
4e	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	2.308	
4f	Potencia Instalada	HP	2500	
Inversiones				
5a	Inversión Campo (Yacimiento , Perforación y workover)	M us\$	418	
5b	Inversión Plantas Procesamiento (Facilities)	M us\$	235	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	183	
5d	Bono	M us\$	25	
5e	Contingencias	M us\$	140.0	
5f	Inversión Total	M us\$	1,002	
Precios Gas Año 1 y Año 19			Año 3	Año 19
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	4.00	5.00
6b	GNC	us\$/MBTU	4.50	4.50
6c	Centrales	us\$/MBTU	4.20	4.20
6d	Industriales	us\$/MBTU	4.50	4.50
Precios Líquidos Año 1 y Año 19			Año 3	Año 19
7a	GLP EXPORTACION	us\$/Ton	373	537
7b	GLP Local	us\$/Ton	524	753
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/Bbl	65.0	93.4
RESULTADOS				
8a	VAN al 10%	M us\$	296.9	
8b	Tasa WACC	%	10.69%	
8c	TIR	%	16.8%	
8d	Repago	años	6.00	
8e	Préstamo (Capital) Solicitado	M us\$	360	
8f	Máxima Exposición	años	2	

Tabla 13 – Resumen de Resultados