

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

“Optimización del Plan de Desarrollo del Yacimiento Gasífero Bella Vista”

AUTORES: Bueno Rau, Diego (Legajo Nro. 104947)
de Frankenberg, María Josefina (Legajo Nro. 56213)
Ricci, Bruno (Legajo Nro. 104938)

TUTORES: Arilla, Fernando
Bernardi, Mario
Bugari, Álvaro
Carrone, Eduardo
Subotovski, Pablo

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO**

BUENOS AIRES

PRIMER CUATRIMESTRE, 2020

Índice

1. Resumen	3
2. Objetivos e Introducción.....	4
2.1 SinerGas: Quiénes somos.....	4
2.2 Marco geológico – Cuenca Austral	5
2.3 Mercado del gas natural en Argentina	7
3. Desarrollo.....	9
3.1 Situación actual del yacimiento	9
3.2 Interpretación de perfiles	9
3.3 Cálculo volumétrico	10
3.4 Propiedades de los fluidos	10
3.5 Balance de materia	11
3.6 Curvas IPR	12
3.7 Pronósticos de producción	14
3.7.1 Sistemas de captación.....	14
3.7.2 Análisis nodal	14
3.7.3 Evaluación de carga líquida.....	17
3.8 Instalaciones de superficie.....	18
3.8.1 EPF.....	20
3.8.2 Instalaciones de superficie definitivas	22
3.8.3 Costos asociados	24
3.9 Análisis económico.....	25
3.9.1 Ingresos por ventas.....	25
3.9.2 CAPEX.....	26
3.9.3 Amortizaciones	26
3.9.4 OPEX.....	27
3.9.5 Regalías e Impuestos.....	27
3.10 Análisis de posibles escenarios	28
3.10.1 Hipótesis.....	28
3.10.2 Análisis preliminar.....	29
3.10.3 Escenarios base	30
3.10.4 Determinación del volumen de producción al instalar sistema de baja.....	35
3.10.5 Determinación de número de pozos total y cronograma de perforación	41
4. Resultados.....	46
4.1 Cronograma	46

4.2 Mapa del yacimiento	46
4.3 Pronóstico de producción	47
4.3.1 Análisis de carga líquida	47
4.4 Análisis económico.....	48
4.4.1 Inversiones	48
4.4.2 Indicadores económicos	50
4.4.3 Análisis de sensibilidad	51
5. Conclusiones	54
6. Recomendaciones	55
7. Responsables de la ejecución	56
8. Nomenclatura	57
9. Unidades	58
10. Bibliografía	59
11. Anexos.....	60
11.1 Anexo 1	60
11.2 Anexo 2	61
11.3 Anexo 3	62
11.4 Anexo 4	70

1. Resumen

En el presente trabajo se expone el análisis para la elaboración del proyecto de desarrollo del yacimiento gasífero Bella Vista ubicado en la Cuenca Austral, al sur de la provincia argentina de Santa Cruz. Para la determinación del proyecto más rentable se analizó el impacto de distintos factores operativos y financieros, tales como cronogramas de perforación, caudales de producción e instalaciones de superficie, entre otros. La selección del escenario óptimo resulta de una relación de compromiso entre la reducción de los montos de inversión y los beneficios financieros asociados al adelanto de los ingresos por ventas de los fluidos producidos.

2. Objetivos e Introducción

El presente trabajo tiene por objetivo la optimización del desarrollo de un yacimiento gasífero situado en la Cuenca Austral.

Se buscará determinar parámetros tales como el número de pozos a perforar, el ritmo de perforación, la producción máxima objetivo y las condiciones operativas necesarias para lograrlo.

2.1 SinerGas: Quiénes somos

La compañía SinerGas es una pequeña empresa argentina que se ha asociado a una operadora con una mayor participación en el mercado para el desarrollo en conjunto de un yacimiento gasífero. Cuenta con vastos conocimientos previos de la cuenca, tanto geológicos como operativos, y ha buscado asociarse a otra para así disponer de un mayor capital inicial y disminuir el riesgo de la inversión. Es este el concepto detrás del nombre de la empresa; la búsqueda de sinergia entre distintas operadoras, que se potenciarán mutuamente para el desarrollo del proyecto.

En el estudio en cuestión se hará un análisis para elaborar el plan de desarrollo que llevará a cabo la UTE (Unión Temporal de Empresas) mencionada. La misma ha adquirido la concesión para explotar el yacimiento Bella Vista, ubicado en la provincia de Santa Cruz, con vencimiento en 2041 y posibilidad de extensión hasta diciembre del 2051. El acuerdo realizado entre las dos partes establece que será SinerGas responsable del 100% de la operación del yacimiento. Según lo pactado, SinerGas se hará cargo de un 45% de las inversiones, y se llevará un 50% de los ingresos generados.

En el análisis presentado se evaluará la totalidad del proyecto, para ser presentado frente a un grupo de accionistas de la UTE, pertenecientes a ambas empresas.



Figura 1 – Logotipo de SinerGas

2.2 Marco geológico – Cuenca Austral

La Cuenca Austral es una de las principales cuencas productoras de gas de la Argentina. Tiene una superficie de 230.000 km², de la cual el 15% corresponde a territorio chileno mientras que el 85% restante se encuentra en territorio argentino. Esta última porción abarca una parte de la plataforma continental y de las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego.

La Cuenca Austral tiene una participación en la producción nacional de gas natural de aproximadamente 25%.¹

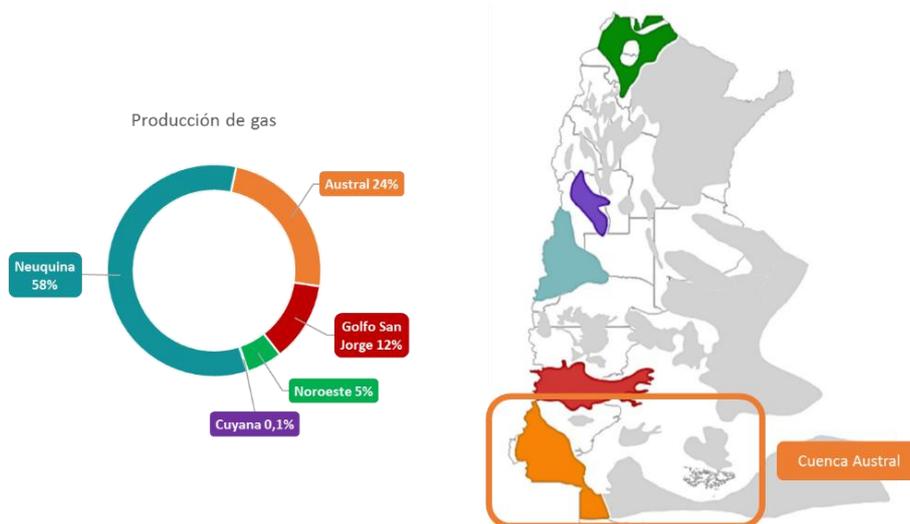


Figura 2 – Cuencas Productivas de la Argentina y sus respectivas producciones de Gas

La cuenca tiene una forma elongada en la dirección norte-sur. Al este, su borde depositacional es paralelo al Río Chico y se extiende hacia el Mar Argentino en la Dorsal de Río Chico, que separa la Cuenca Austral de la Cuenca de Malvinas. Hacia el oeste, su área está delimitada por la cordillera de los Andes.

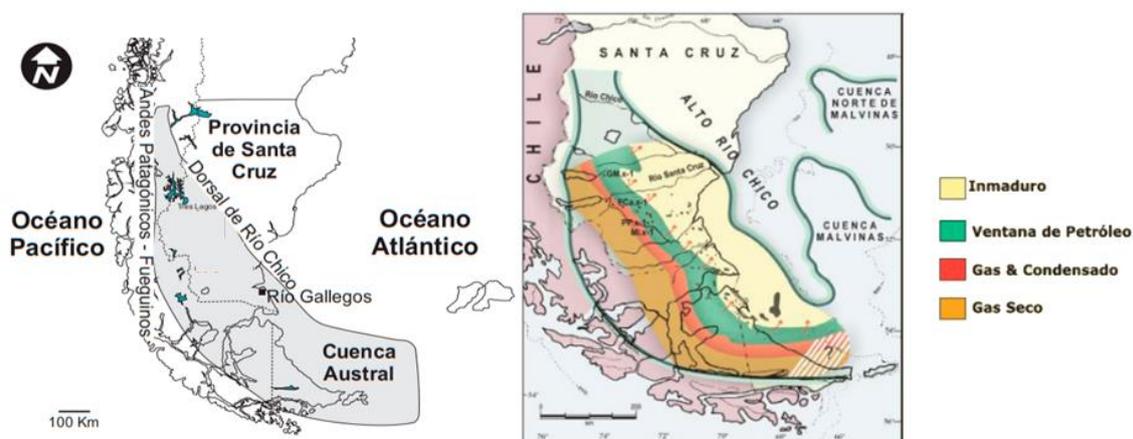


Figura 3 – Mapa regional de la Cuenca Austral y ubicación de las distintas ventanas de hidrocarburos de la cuenca

¹ Fuente: Secretaría de Energía – Datos año 2018.

Se ha estudiado la cuenca desde su descubrimiento y se han hallado las distintas ventanas de madurez de la roca madre que permiten predecir los principales fluidos a producir de cada una de ellas. Como se observa en la figura, la zona de gas seco se encuentra en el centro de la cuenca, hacia la cordillera y a medida que se extiende hacia el océano se encuentran las zonas de gas y condensado, petróleo y la zona inmadura, secuencialmente.

El yacimiento Bella Vista, considerado para el presente trabajo, se ubica en la ventana de gas seco, al sur de la provincia de Santa Cruz cercano al límite con Chile. El mismo tiene una superficie de aproximadamente 300 hectáreas, y se encuentra a unos pocos kilómetros del poblado de Bella Vista; característica que dio origen a su nombre.

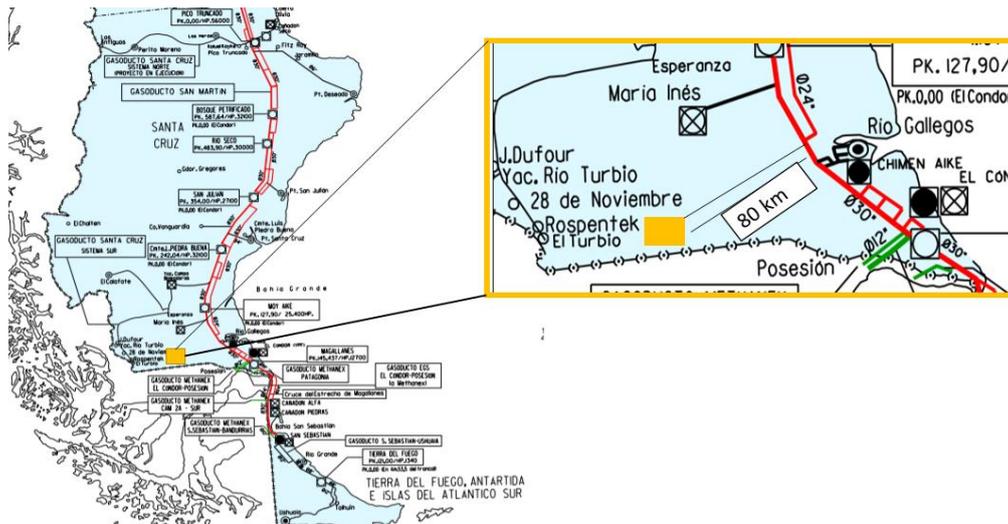


Figura 4 – Ubicación geográfica del yacimiento Bella Vista

La mayor proporción de producción de gas convencional de la Cuenca Austral proviene de las areniscas de la formación Springhill, ubicada entre los 2000 m y 3000 m debajo del nivel del mar. La misma pertenece al cretácico temprano y está compuesta por areniscas marinas, deltaicas y fluviales. El yacimiento Bella Vista forma parte de esta mayoría; los pozos se perforarán con la formación Springhill como objetivo. A continuación, se presenta un perfil estratigráfico típico de la zona.

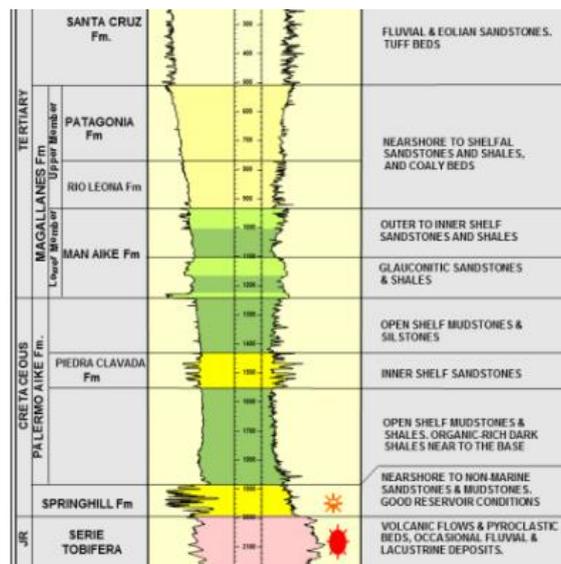


Figura 5 – Columna estratigráfica y perfil de Cuenca Austral

2.3 Mercado del gas natural en Argentina

La matriz energética argentina es fuertemente dependiente del gas natural, representando más del 50% de la oferta interna de energía primaria. La demanda local la generan tres sectores claramente diferenciados que son hogares, industrias y generación de energía. Estos segmentos representan aproximadamente un 34%, 29% y 24% de la demanda, respectivamente.

Existe, además, una marcada estacionalidad en la distribución por sector de la demanda total de gas. Durante los meses de invierno, la demanda del consumo en hogares aumenta significativamente. Es debido a esto que, al ser limitada la oferta de gas, el consumo en industrias y usinas debe reducirse durante estos meses para así equilibrar la balanza energética.

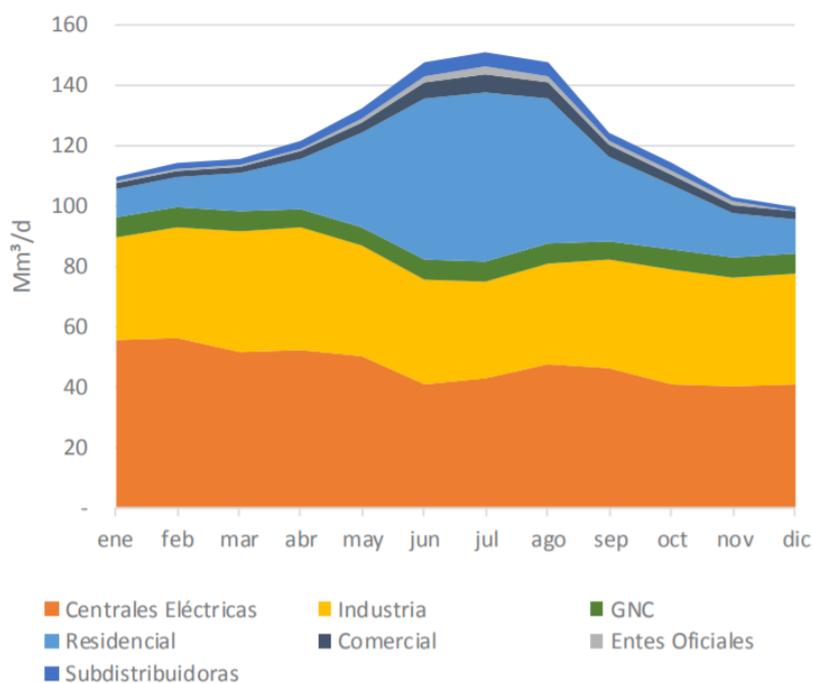


Figura 6 – Demanda por sector - Fuente Datos operativos ENARGAS

El Estado argentino ha introducido en varias oportunidades medidas para favorecer el desarrollo de yacimientos gasíferos. Actualmente el gobierno se encuentra avanzando en la elaboración del Plan Gas 4 que busca incentivar la producción de gas. En particular se habla de un incentivo para productores de gas no convencional y yacimientos nuevos. Aunque esta medida aún no ha entrado en vigencia, para el análisis de este proyecto se considerará que, previo al inicio de la producción del yacimiento se encontrará vigente un plan similar a este, que fijará el precio en 3,5 USD/millón de BTU para el gas destinado al uso residencial.

Respecto a la ubicación geográfica de las zonas de producción de gas y las zonas de consumo, es esencial destacar que, mientras los yacimientos de gas se encuentran dispersos en todo el territorio argentino, la demanda de gas está concentrada en escasos centros urbanos. Es debido a esto que el sistema de transporte tiene un rol fundamental. En la zona norte del país los gasoductos son operados por TGN (Transportadora de Gas del Norte), mientras que TGS (Transportadora de Gas del Sur) opera los gasoductos extendidos por la región sur del país.

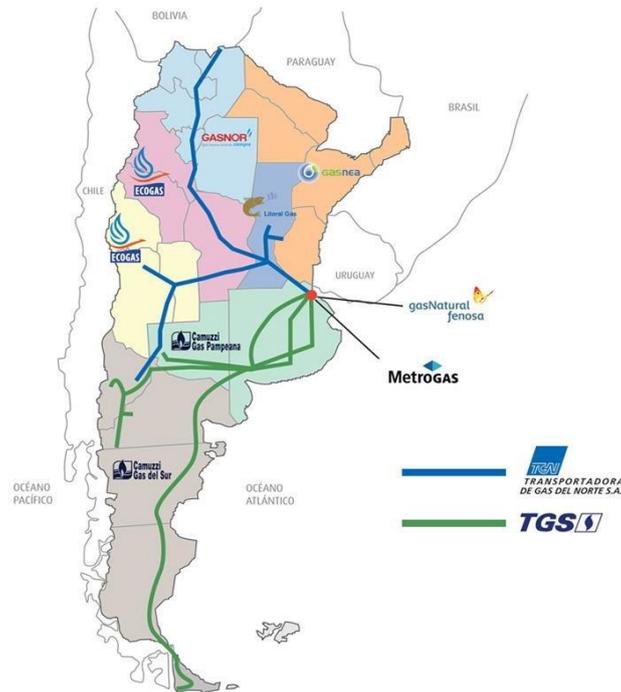


Figura 7 – Sistema troncal de distribución de gas en Argentina

En particular, la producción de gas proveniente de la Cuenca Austral es transportado a través del gasoducto Gral. San Martín, que conecta Tierra del Fuego con el centro de la Argentina.

Como se ha mostrado anteriormente, el yacimiento Bella Vista se encuentra a 80 km de este gasoducto, hacia donde el gas será transportado mediante un gasoducto propio.

3. Desarrollo

3.1 Situación actual del yacimiento

Actualmente el yacimiento cuenta con ocho pozos perforados, de los cuales siete resultaron productivos (P1, P2, P3, P4, P6, P7 y P8) y uno de ellos estéril, ubicado por debajo del contacto gas agua (P5).

Se cuenta con estudios sísmicos, análisis de coronas y registros de perfiles presentados a continuación. Además, se tiene información termodinámica obtenida por análisis de muestras tomadas en el reservorio.

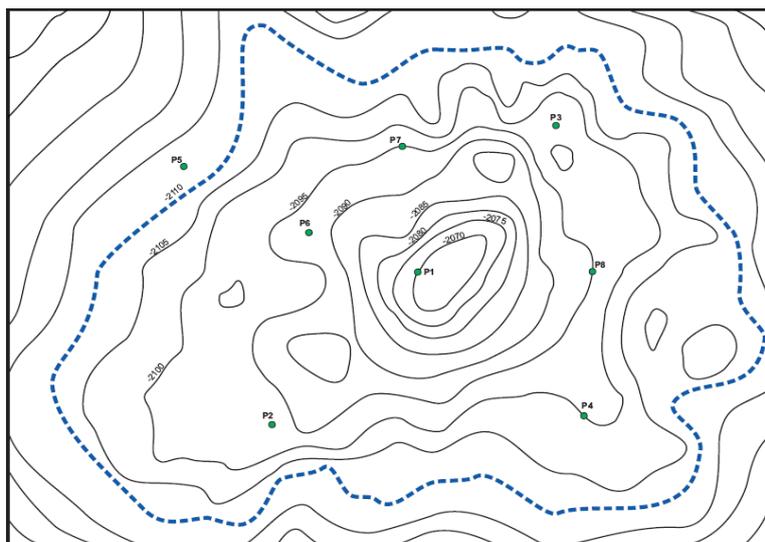


Figura 8 – Diagrama estructural del yacimiento y ubicación de pozos iniciales.

3.2 Interpretación de perfiles

Las propiedades petrofísicas se calcularon a partir de perfiles a hueco abierto realizados en los ocho pozos existentes. Como resultado, se obtuvieron valores promedio de tope, base, profundidad del reservorio, espesor neto de arena productiva, porosidad estimada y saturación de agua inicial, según se detalla en la siguiente tabla:

Pozo	Cota	Tope	Base	Tope	Base	N/G	Htotal	Net	Porosidad	Neto Poral	Sw
	m	m MD	m MD	m TVDSS	m TVDSS	Net to Gross	m	m	frac.	m	frac.
P1	202	2272	2283	2070	2081	0,884	11,2	9,9	0,248	2,45	0,236
P2	197	2294	2306	2097	2109	0,737	12,3	9,1	0,166	1,51	0,390
P3	200	2297	2309	2098	2109	0,857	11,9	10,2	0,194	1,97	0,291
P4	193	2293	2305	2100	2112	0,768	11,8	9,1	0,175	1,59	0,357
P5	193	2306	2318	2113	2125	0,000	12,0	0,0	0,182	0,00	1,000
P6	193	2285	2297	2092	2104	0,907	12,1	10,9	0,221	2,42	0,258
P7	208	2303	2316	2095	2107	0,894	12,1	10,8	0,182	1,97	0,269
P8	207	2302	2314	2095	2106	0,872	11,4	9,9	0,253	2,51	0,271
				Promedio	Promedio	Promedio		Suma	Φ *Net	Suma	Sw *Net* Φ
				2092	2104	0,846		69,9	0,206	14,42	0,287

Cabe señalar que las propiedades del Pozo 5, no fueron tomadas en cuenta en los promedios calculados, ya que dicho pozo no cuenta con espesor productivo dentro del campo.

3.3 Cálculo volumétrico

El volumen de roca estimado correspondiente a la capa productora, se obtuvo mediante el método de los trapecios. Este método postula la discretización de los volúmenes formados por el tope de la capa restando los volúmenes correspondientes para la base a una determinada cota.

Para el caso en estudio, se contaba con las áreas aproximadas de tope y base a una altura que representa la cota, utilizando como punto de referencia al contacto gas agua ubicado a una profundidad de 2100 m TVDSS.

Como resultado, se obtuvo un volumen de roca reservorio de 220 Mm³ (millones de m³) según lo detallado en la tabla del Anexo 1.

Este valor fue afectado por las propiedades petrofísicas previamente obtenidas de la interpretación de perfiles, así como de parámetros obtenidos en el análisis PVT, obteniendo 5.107 Mm³ de gas original in situ (GOIS), mediante la siguiente expresión:

$$GOIS = \frac{V_{ROCA} * N/G * \emptyset * (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

Siendo:

GOIS	Gas original in situ
N/G	Net to Gross
B_{gi}	Factor volumétrico inicial de gas
∅	Porosidad promedio
S_{wi}	Saturación de agua inicial

3.4 Propiedades de los fluidos

A partir de los análisis previamente realizados, se tienen los siguientes datos sobre el reservorio y los fluidos:

Profundidad media del reservorio:	2.298 m MD
Presión inicial del reservorio:	220 kg/cm ² @ a prof. media.
Temperatura reservorio:	90,3 °C @ prof. media.
Densidad del gas (aire=1):	0,75 @ 15.5 °C y 1 atm.
Salinidad del agua:	25.000 ppm
GOR:	10.000 m ³ /m ³
GWR:	40.000 m ³ /m ³
Densidad del condensado:	0,75
Impurezas del gas (frac. molar):	N ₂ = 0,02 / CO ₂ = 0,01 / SH ₂ = 0
PM del gas:	21.7 gr/mol

A partir de estos valores, se obtuvieron el factor de compresibilidad (Z), la viscosidad (μ_g) y el factor volumétrico del gas (B_g) en función a la presión estática del reservorio.

Para determinar la viscosidad y el factor de compresibilidad se utilizó la herramienta de estimación lineal de Excel para obtener las correlaciones como funciones polinómicas de sexto grado. Los gráficos de viscosidad y factor de compresibilidad acompañados por su correlación respectiva son detallados en el Anexo 2 del presente.

El factor volumétrico del gas se determinó a partir de la siguiente expresión:

$$B_g = \frac{P_{C.E.} * T_{res} * Z}{P_{res} * T_{C.E.}}$$

Siendo:

$P_{C.E.}$	Presión a condiciones estándar
$T_{C.E.}$	Temperatura a condiciones estándar
$P_{res.}$	Presión a condiciones de fondo
$T_{res.}$	Temperatura a condiciones de fondo
Z	Factor de compresibilidad del gas

3.5 Balance de materia

El balance de materia permite relacionar la producción de gas en función de la caída de la presión estática del reservorio, según la siguiente expresión:

$$G_{p_{Total}} = \frac{GOIS * (B_g - B_{gi}) + \frac{GOIS * B_{gi} * \Delta P}{(1 - S_{wi})} * (S_{wi} * C_w + C_p)}{B_g}$$

Donde:

GOIS: Gas original in situ

B_{gi}: Factor volumétrico inicial del gas

B_g: Factor volumétrico actual del gas

ΔP: Cambio de presión del reservorio

S_{wi}: Saturación de agua inicial

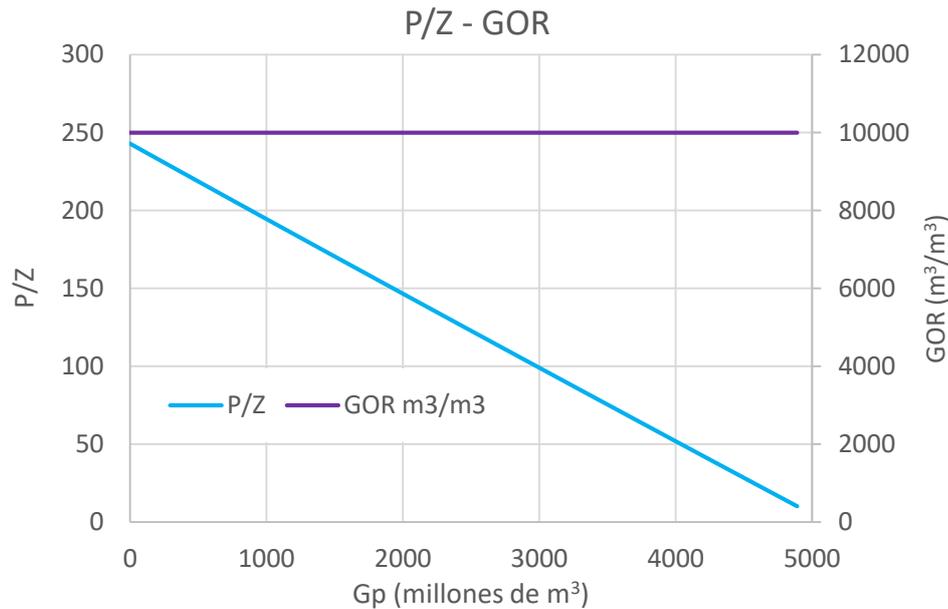
C_w: Compresibilidad del agua

C_p: Compresibilidad poral

Debido a la naturaleza del fluido se tiene un GOR constante de 10000 m³/ m³, por lo que la cantidad de condensados se calculará como el producto entre el GOR y el gas producido.

Cabe señalar que el gas total toma en cuenta el gas equivalente del condensado y el agua dulce producida en superficie.

Finalmente, utilizando presiones entre 220 kg/cm² y 10 kg/cm², con sus respectivos volúmenes acumulados de gas, se obtuvo la siguiente gráfica:



Se utilizó la siguiente expresión lineal para representar el comportamiento de la gráfica:

$$\frac{P}{Z} = -4,77 * Gp + 2,42 * 10^2$$

Siendo:

P Presión estática en kg/cm²

Gp Gas producido acumulado en Millones de m³

Cabe destacar que, al no despreciarse la compresibilidad poral (C_p) ni la del agua (C_w) para el cálculo del gas producido (G_p), la gráfica de P/Z no será exactamente lineal. Esto se debe a que el método P/Z considera despreciables los valores antes mencionados.

3.6 Curvas IPR

La curva IPR es la herramienta matemática utilizada para representar el comportamiento del reservorio relacionando la tasa de producción con la presión fluyente en fondo de pozo.

Para el caso de pozos de gas, el modelo que mejor representa la curva IPR es el del Bureau of Mines, que postula la siguiente expresión:

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

Siendo:

C Coeficiente de flujo

n exponente dependiente de las características del pozo

P_{ws} Presión estática del reservorio

P_{wf} Presión fluyente en el fondo del pozo

Como datos de entrada, se cuenta con los resultados de pruebas de presión a cuatro de los siete pozos productivos ya perforados en el yacimiento, para tres diámetros de orificio diferentes. A partir de estos ensayos, se modela una curva IPR para cada pozo.

Los valores de C y n del modelo son calculados a partir de la proyección a la abscisa y la pendiente de la recta obtenida mediante la siguiente expresión:

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

Luego de evaluar los coeficientes de las curvas IPR de cada uno de los pozos ensayados, se determina una curva IPR promedio para el yacimiento.

Esta curva representativa utiliza los valores promediados de la presión estática inicial y el caudal de gas máximo (AOF), para el cual se utilizó la siguiente expresión matemática:

$$Q_{g_{max}}(AOF) = C * P_{ws}^{2n}$$

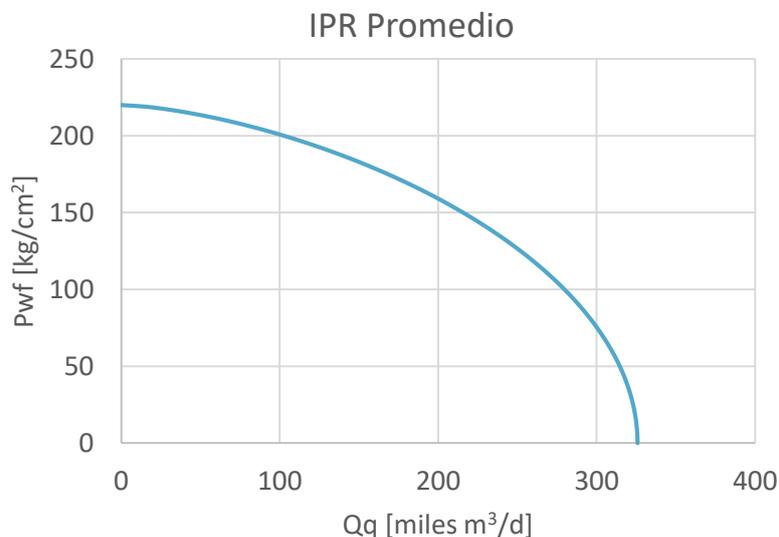
Siendo:

- C** Coeficiente de flujo
- n** Exp. dependiente de las características del pozo
- P_{ws}** Presión estática del reservorio
- Q_{g_{max}}** Caudal máximo de gas a presión fluyente nula

Asimismo, el coeficiente C es ponderado a partir de los valores de caudal de gas máximo de cada pozo, mientras que el coeficiente n se calcula despejando los valores anteriores en la ecuación del Bureau of Mines. A continuación, se muestran los valores promedio calculados:

	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Promedio
Presión estática inicial [Kg/cm²]	221	219	220	221	220
Qg máx [miles m³/d]	363,8	257,8	355,0	327,0	325,9
Coeficiente C	0,169	0,559	0,114	0,308	0,266
Coeficiente n	0,711	0,569	0,746	0,646	0,659

A partir de los valores obtenidos, se construyó la siguiente gráfica usando la ecuación del Bureau of Mines:



3.7 Pronósticos de producción

El pronóstico de producción se realizó a partir de una evaluación analítica que relaciona curvas de acumuladas de gas en función de la presión y la producción respecto al tiempo.

Esta evaluación analítica tiene en cuenta el balance de materia según metodología P/Z, explicada previamente en la sección 3.5 del presente. Este método relaciona la caída de la presión estática del reservorio según el volumen de gas extraído. Por otra parte, respecto a la producción de gas en función del tiempo su cálculo se realiza de diferente forma en función de la etapa de desarrollo en la que se encuentra la explotación. Para la primera etapa, en la que se busca producir en un plateau constante (por razones contractuales explicadas más adelante), el caudal de producción es constante. Para esta etapa, el caudal que aporta cada pozo será regulado mediante la colocación de distintos orificios en boca de pozo de forma tal que la suma de los caudales de los pozos resulte equivalente al plateau buscado. Por otra parte, una vez que la producción cae por debajo del plateau, el caudal producido coincide con el potencial del yacimiento para las condiciones de presión estática y dinámica mínima posible, según el sistema de captación instalado.

3.7.1 Sistemas de captación

Para el desarrollo del estudio, se plantearon cuatro sistemas de captación iniciales con los que se podría producir a lo largo de la explotación del yacimiento, expuestos a continuación:

	Sistema	Presión de Boca de Pozo [kg/cm ²]
	Alta	75
	Media	45
	Baja 1	20
	Baja 2	10

3.7.2 Análisis nodal

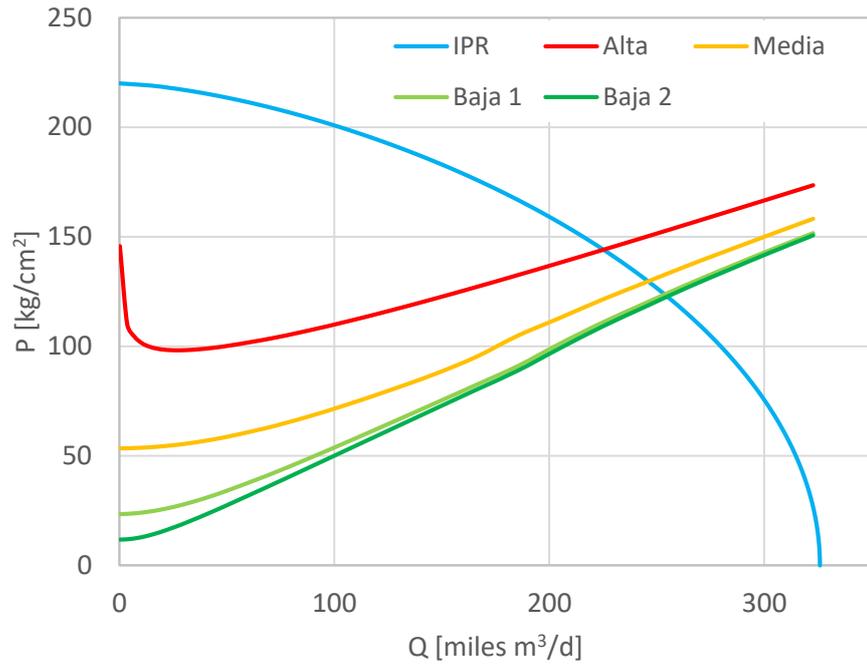
Se utiliza un análisis nodal para la evaluación de condiciones límite para las presiones fluyentes, así como de los caudales máximos de producción. Para esto, se utiliza la curva IPR promedio obtenida, así como las curvas VLP de cada uno de los sistemas de captación antes mencionados².

En una primera instancia se consideró conveniente verificar la sensibilidad respecto al diámetro de tubing, para los diferentes sistemas de captación.

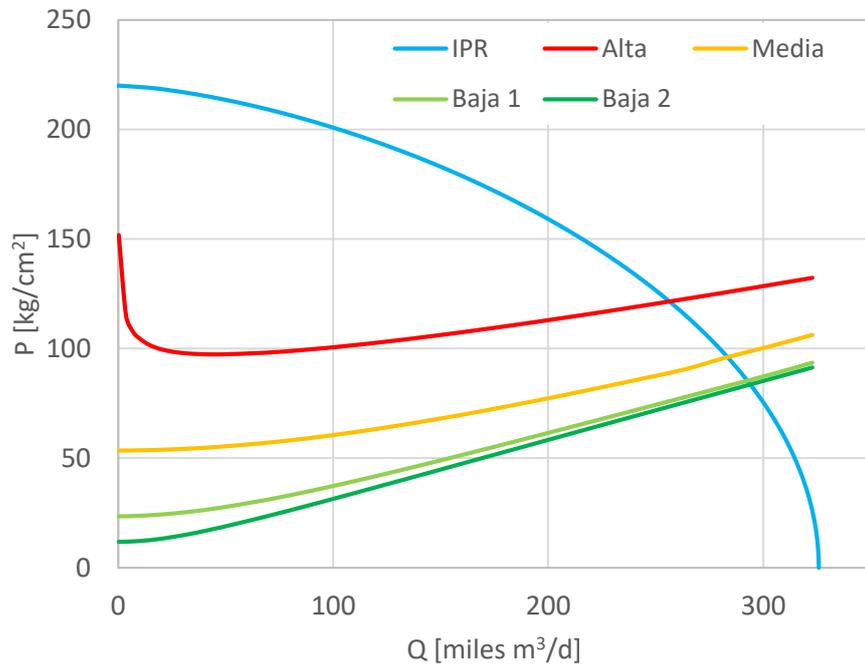
Teniendo en cuenta un diámetro de casing de 5 1/2", se realizó el análisis para diámetros de tubing de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", según se muestra en los gráficos adjuntos:

² Las VLP fueron obtenidas con el Software HOPE

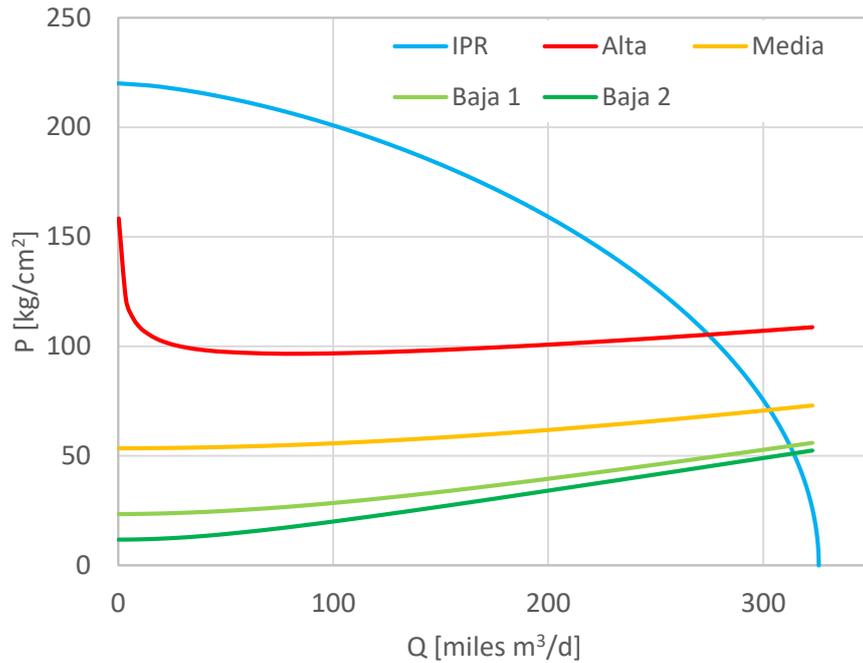
**Tubing
2 3/8"**



**Tubing
2 7/8"**



**Tubing
3 1/2"**



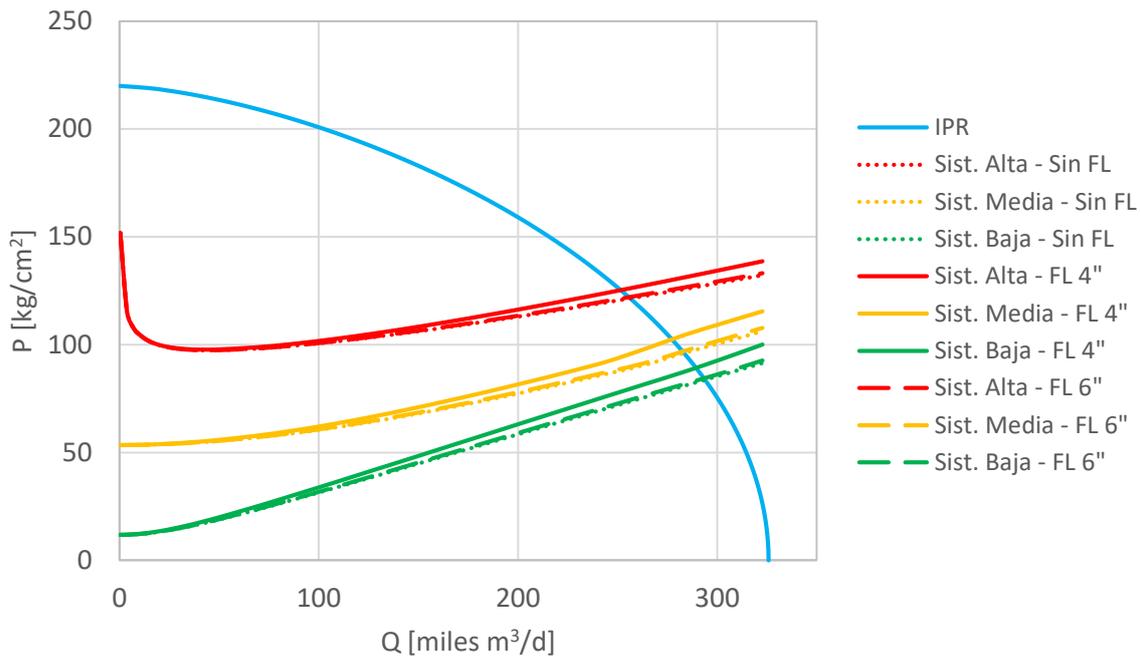
Al analizar las gráficas, se observa que efectivamente la curva VLP es sensible a los cambios de diámetro de tubing dispuestos, siendo el de 2 7/8" el más conveniente de utilizar debido a que ofrece valores de caudales máximos considerablemente mayores a los del tubing de 2 3/8". Por otra parte, si bien presenta caudales máximos menores a los del tubing 3 1/2", estos resultan bastante similares, por lo que no se justifica una mayor inversión. Además, el diámetro de 2 7/8" presenta una mayor estabilidad de flujo, que facilitará la operación durante la última etapa de explotación del yacimiento.

Por otra parte, se ha visto en la evaluación realizada que la diferencia entre los dos sistemas de captación de menor presión es mínima, por lo que, resulta conveniente no considerar Baja 1 y usar únicamente Baja 2 debido a que ofrece mayor capacidad de extracción. Esto permitirá tener menos cambios en los sistemas de captación que eviten la adquisición innecesaria de compresores o cambios en las dimensiones de las instalaciones de superficie.

Es por esto que, en adelante, se considerarán los siguientes sistemas de captación para continuar con el análisis:

Sistema	Presión de Boca de Pozo [kg/cm²]
Alta	75
Media	45
Baja 2	10

Respecto a la sensibilidad de las VLP para distintos diámetros de flowline se procedió a analizar las diferencias para los tres sistemas de captación con un tubing de producción de 2 7/8". Se modelaron tres VLPs: una para el tramo entre punzados y boca de pozo, una segunda para el tramo entre punzados y manifold con flowline de 4", y un último caso con flowline de 6". Los resultados obtenidos se muestran en los siguientes gráficos:



Según se observa, las VLPs con diferentes diámetros de flowline resultan relativamente similares para un mismo sistema de captación. A su vez, como el mayor porcentaje de la caída de presión ocurre en el tubing se realizará el análisis considerando únicamente el tramo comprendido entre los punzados y la boca de pozo, a efectos de simplificar el cálculo.

3.7.3 Evaluación de carga líquida

El análisis de carga líquida se hace con el objetivo de predecir el momento exacto en el que se debe actuar para evitar el ahogo de pozos por acumulación de agua y/o condensados en el fondo del pozo.

Una vez detectado el inicio de la producción inestable, se prevé realizar la inyección de agentes espumígenos en boca de pozo. Se considera que la acumulación de líquidos en el fondo es un problema operativo usual en este tipo de yacimientos, y no es motivo para realizar el abandono. Sin embargo, es importante conocer el momento en que comienza a ocurrir este fenómeno, para prevenir gastos de consumibles y la logística operativa necesaria.

Para el cálculo se utilizó la ecuación de velocidad crítica de Turner:

$$u_t = \frac{k * \sigma^{1/4} * (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}}$$

Siendo:

u_t	Velocidad crítica (m/s)
σ	Tensión superficial entre condensado y gas (N/m)
ρ_l	Densidad de líquido (kg/m³)
ρ_g	Densidad de gas (kg/m³)
K	6,584

Una vez calculada la velocidad crítica, conocido el diámetro del tubing, se calculó el caudal crítico de los pozos mediante la siguiente expresión, según el caudal de producción de cada escenario:

$$(q_{SC})_{min} = \frac{k' * u_t * A * P}{T * Z}$$

Siendo:

u_t	Velocidad crítica (m/s)
q_{SC}	Caudal crítico de gas (MSm ³ /d)
A	Área interna del tubing(m ²)
P	Presión de gas (kPa)
T	Temperatura del gas (K)
Z	Factor de compresión del gas
k'	0,2462

3.8 Instalaciones de superficie

El diseño de las instalaciones de superficie fue realizado para las diferentes etapas del desarrollo que surgen a partir de la ocurrencia de los siguientes hitos para los distintos escenarios que se propondrán:

Hito 1	Inicio de producción – EPF (Early Production Facilities)
Hito 2	Puesta en marcha de Instalaciones de superficie definitivas
Hito 3	Cambio de Sistema de captación de Alta a media
Hito 4	Cambio de Sistema de captación de Media a baja

En la primera etapa se cuenta con una EPF que recibe durante el primer año los fluidos de una cantidad limitada de pozos, mientras se construye la planta de tratamiento definitiva.

Durante la segunda etapa, a partir de la puesta en marcha de las plantas de tratamiento definitivas de gas, agua y condensados, se cuenta con una capacidad de procesamiento acorde a la máxima producción esperada del campo para cada uno de los escenarios planteados.

Las últimas dos etapas están determinadas por la necesidad de la instalación de sistemas de compresión en planta, como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento.

Caracterización del Fluido

	Unidad	Valor límite	Valor actual
GAS			
Punto de Rocío (máx)	°C a 55 bar (a)	< -4	65
Cantidad de agua (máx)	mg/Sm ³	< 65	400
Presión mínima en gasoducto	Kg/cm ²	65	75
Azufre Total	mg/Sm ³	< 15	0
CO ₂	% molar	< 2	1
H ₂ S	ppmv	< 2,1	0
Gases inertes	% molar	4	2
GASOLINA			
Presión de Vapor Reid (máx)	psi a 38°C	12	> 12

A continuación, se muestra la curva PT obtenida a partir de la composición del fluido³:

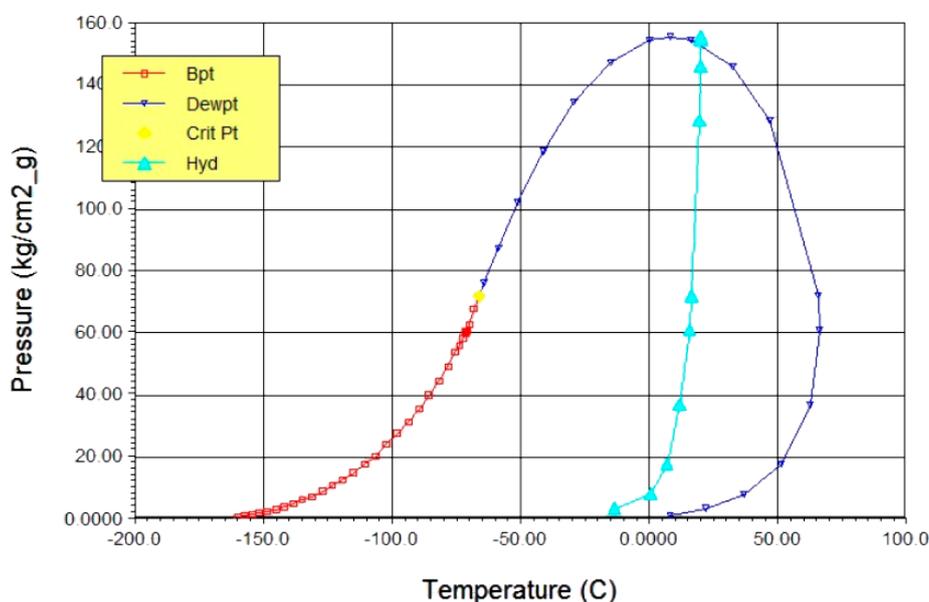


Figura 9 – Curva PT del gas

Debido a la elevada temperatura de rocío del gas a 55 bar, será necesario incluir una planta de ajuste de punto rocío para cumplir con la especificación del ENARGAS para inyección a gasoducto de venta. Por otra parte, debido a las bajas concentraciones de contaminantes como el CO₂ y H₂S, se prescinde de cualquier proceso de endulzamiento.

Respecto a los condensados obtenidos en la separación primaria, los mismos serán estabilizados para su seguro almacenamiento y transporte. Serán tratados para obtener gasolina estabilizada que cumpla con la RVP de 12 psi establecida por la compañía vecina receptora del producto.

³ Curva obtenida mediante el uso del simulador de procesos UNISIM, considerando una composición del gas que resulte en un peso molecular similar a 21,7 g/mol, propuesto en consigna.

Para el estudio realizado se consideró la siguiente composición de gas cuyo peso molecular resulta de 21,7 g/mol:

	% Molar
N ₂	2,0%
CO ₂	1,0%
C1	85,0%
C2	3,5%
C3	2,5%
iC4	1,0%
nC4	1,0%
iC5	0,8%
nC5	0,8%
C6	0,8%
C7	0,7%
C8+ (PM C9)	0,9%

Habida cuenta de los bajos porcentajes de propano y butano (menores al 2,5% del total del gas), no se considera necesaria la implementación de una planta de extracción de LPG ya que el costo de la misma no sustentaría las bajas ganancias asociadas al reducido volumen de LPG producible.

Adicionalmente, para el caso del etano, no existe demanda excedente que justifique la inversión necesaria para la construcción de una unidad demetanizadora.

3.8.1 EPF

Se asumirá que, previo al inicio del proyecto ya se encuentra instalada en el yacimiento la EPF que permite procesar un caudal reducido durante el transcurso del 2021, mientras se realiza la construcción de la planta definitiva, prevista su finalización para inicios de 2022.

Esta planta cuenta con una capacidad limitada de 0,4 MSm³/d, de tal forma que solo podrá tratar los fluidos producidos por dos de los siete pozos productivos ya perforados. Este límite considera la capacidad ociosa disponible de las instalaciones de superficie de la operadora vecina, a dónde se enviará el gas producido para su correspondiente tratamiento y despacho.

Cabe mencionar que, para el análisis comparativo de las distintas alternativas planteadas, se asumirán como costos hundidos los desembolsos realizados para la construcción de la EPF y la perforación de los ocho pozos iniciales.

A continuación, se presenta un esquema conceptual de la planta que estará en marcha durante el primer año de explotación (EPF):

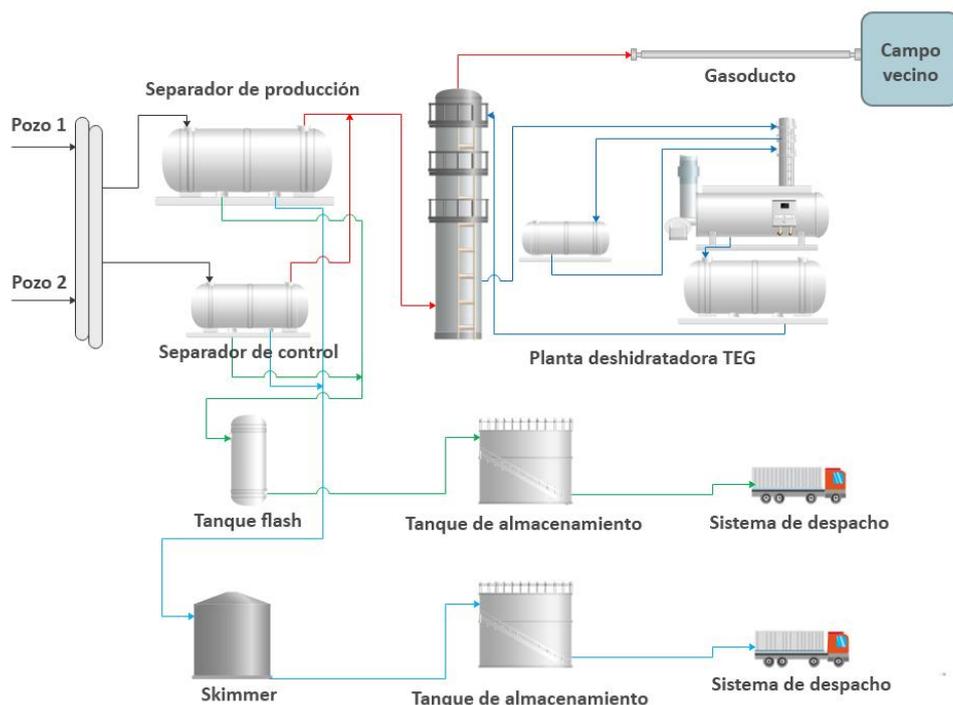


Figura 10 – Diagrama conceptual de los procesos de la EPF

El sistema de captación, conformado por flowlines de 1,5 km de longitud promedio, permite recolectar el fluido multifásico de cada uno de los pozos y transportarlo hacia la batería de producción, ubicada junto a la planta de tratamiento.

Cabe señalar que, debido a las bajas condiciones de temperatura en la región, se cuenta con un sistema de inyección de inhibidores de formación de hidratos en boca de pozo, para asegurar el flujo en las líneas, previo a la deshidratación en la planta de tratamiento.

Al ingreso de la batería, se cuenta con un manifold de producción y uno de control, conectados al separador primario y de control, respectivamente. Las corrientes líquidas serán transportadas hacia diferentes trenes para su tratamiento y comercialización.

Para el caso del condensado, este será estabilizado en un taque flash ubicado aguas abajo de los separadores, donde mediante despresurización se liberarán los componentes más livianos. Luego de la estabilización, la corriente de condensados se almacenará en un tanque atmosférico para su posterior despacho en camiones.

Respecto al agua, esta pasará a un tanque skimmer donde se le dará un tiempo de residencia apropiado para separar la mayor cantidad posible de condensados remanentes. Luego, será almacenada en un tanque atmosférico a partir del cual será transportada hacia una PIAS (Planta de inyección de agua salada) vecina.

El gas se procesará en una planta deshidratadora con TEG (Trietilenglicol) que lo secará para evitar la formación de hidratos en líneas debido a condiciones de bajas temperaturas y altas presiones.

Finalmente, una vez deshidratado, el gas será enviado a un gasoducto de 4 km que transportará el fluido a un campo vecino en el que se le realizará el tratamiento correspondiente para su posterior inyección en el punto de venta.

3.8.2 Instalaciones de superficie definitivas

En el siguiente diagrama conceptual se presentan las instalaciones de superficie definitivas que se pondrán en marcha a inicios del 2022:

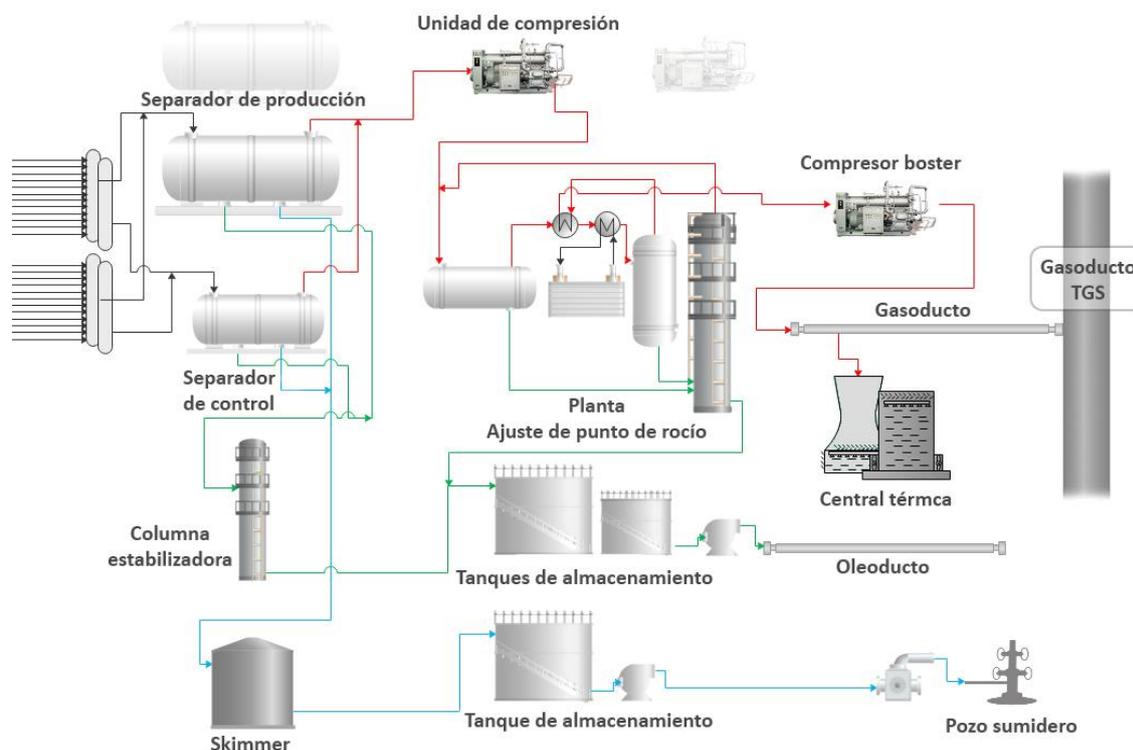


Figura 11 – Diagrama conceptual de las Instalaciones definitivas

El sistema de captación para este caso incluye un manifold adicional de 10 pozos. Se construirá un nuevo separador primario con capacidad de procesar el caudal máximo total del yacimiento, y se utilizará como separador de control al separador de producción de la EPF, debido a la similitud en sus caudales y presiones de diseño.

Cabe destacar que, se deberá considerar la instalación de un nuevo separador de producción cuando se realice el cambio en el sistema de captación de alta a media presión. Esto se debe al mayor caudal volumétrico actual que deberá procesar el equipo. Para el caso de los condensados recolectados en la separación primaria, estos deberán ser tratados en una columna estabilizadora para su posterior almacenamiento. Esta corriente será enviada al tanque de gasolina.

Por otra parte, el agua recolectada del sistema de separación será tratada en un tanque skimmer y enviada a tanque, para luego ser bombeada e inyectada a un pozo sumidero.

Luego, el gas ingresará a la planta de ajuste de punto de rocío para obtener un gas de salida que cumpla con los requerimientos establecidos por Enargas para su comercialización. Cabe mencionar que, en esta etapa se prescindirá de la planta TEG, ya que la deshidratación tendrá lugar en la planta APR.

Cuando se implementen los sistemas de captación de media y baja presión, será necesaria la instalación de compresores alternativos aguas arriba de la planta APR que permitan aumentar la presión a 75 kg/cm^2 , presión necesaria para la correcta operación de la planta.

La gasolina estabilizada, obtenida como producto de la planta de ajuste de punto de rocío, será transportada a los tanques de gasolina donde se almacenará junto al condensado estabilizado, para luego bombearse al oleoducto de venta.

Debido a la lejanía del yacimiento respecto al gasoducto troncal, será necesario enviar el gas tratado a un compresor booster para compensar las pérdidas de carga asociadas. El primer tramo del gasoducto une el yacimiento con una central térmica ubicada a 10 km de la planta. El segundo tramo, de 70 km, continúa hasta el gasoducto San Martín operado por TGS. Los diámetros de cada tramo del gasoducto se diseñaron tomando en consideración los caudales correspondientes a cada escenario analizado.

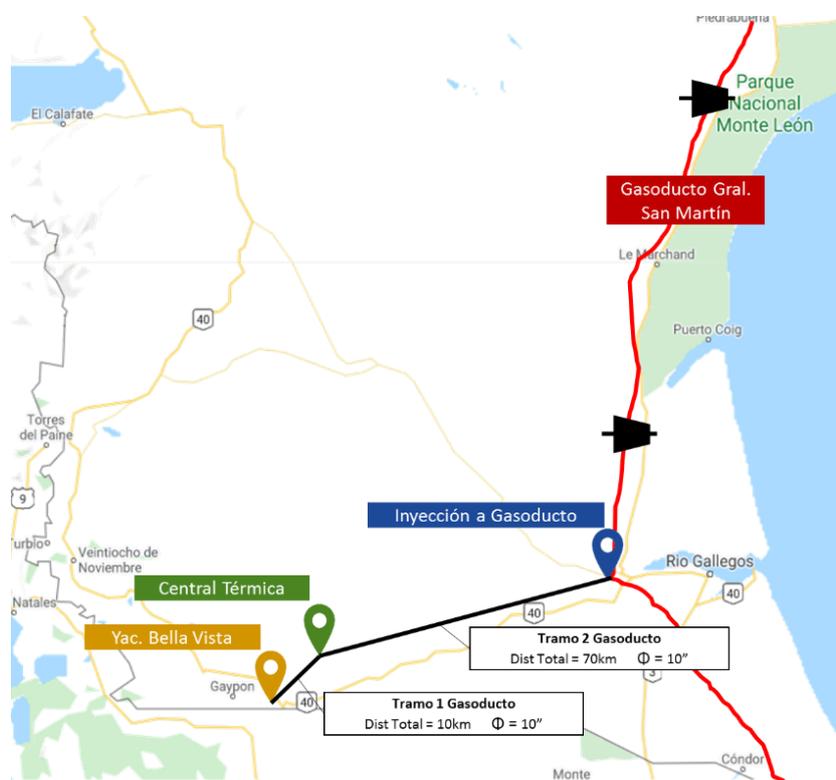


Figura 12 – Diagrama de gasoductos afectados al proyecto

3.8.3 Costos asociados

Las planillas de costos para instalaciones de superficie definitivas se calcularon tomando en cuenta los siguientes criterios:

Concepto	Ítem	Forma de Cálculo
Transporte	Oleoducto	Tubería enterrada de 4 km desde planta hacia comprador vecino, con un costo de 50 USD por metro de longitud y pulgada de diámetro.
	Gasoducto	Tubería enterrada de 80km con dos tramos. Costo de 50 USD por metro de longitud y pulgada de diámetro.
Civil	Fundaciones	2.500 USD por m ³ de hormigón armado
	Cañerías de interconexión	5 USD por kg de tubería
Batería	Manifold	Manifold con capacidad para 10 pozos
	Separador Producción	0,7 MUSD para una capacidad de 2.000 m ³ /d con coeficiente de 0,6
PTG	Planta APR	8 MUSD para una capacidad de 400.000 Sm ³ /d con coeficiente de 0,6
PTC	Torre Estabilizadora de Cond	2 MUSD para una caudal de 150 m ³ /d con coeficiente de 0,6
	Tanques Almacenamiento	2 MUSD para una capacidad de 10.000 m ³ con coeficiente de 0,5
Venteo	Sistema de Antorcha	0,2 MUSD para una capacidad de 100.000 m ³ /d con coeficiente de 0,6
Despacho	Compresor Booster salida Planta	2,2 MUSD para una potencia de 750 HP con coeficiente de 0,9.
Servicios Auxiliares	Varios	Se estima será del 10% del costo total de la inversión de la instalación
Cambio de sistema de captación de alta a media		
Batería	Separador Producción	0,7 MUSD para una capacidad de 2.000 m ³ /d con coeficiente de 0,6
Compresión	Compresor de media	2,2 MUSD para una potencia de 750 HP con coeficiente de 0,9.
Cambio de sistema de captación de media a baja		
Compresión	Compresor de baja	2,2 MUSD para una potencia de 750 HP con coeficiente de 0,9.

La extrapolación de los costos de equipos e instalaciones se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\frac{\$1}{\$2} = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^{Coef.}$$

Donde

$\$1$	Costo del equipo de referencia
$\$2$	Costo del equipo a calcular
C_1	Capacidad del equipo de referencia
C_2	Capacidad del equipo a calcular
$Coef$	Coefficiente de extrapolación

3.9 Análisis económico

El análisis económico de los escenarios tiene en cuenta períodos trimestrales para los primeros dos años de la concesión, mientras que para el resto del proyecto se consideran períodos anuales. Esto se realiza con el objetivo de no combinar en un mismo período flujos de caja negativos y positivos que podrían enmascarar la real necesidad de fondos del proyecto.

Los montos en el flujo de caja son actualizados a mitad de periodo con una tasa de descuento del 15%⁴.

Los ingresos del proyecto provienen de las ventas de gas, gasolina estabilizada y condensados; mientras que los desembolsos se discriminan según Capex, Opex e impuestos. A continuación, se detallan los datos económicos tomados en cuenta para el análisis.

3.9.1 Ingresos por ventas

Las ventas de los productos líquidos se calculan a partir del precio de referencia del crudo Medanito, estimado en 42 USD/bbl. Para calcular el precio del fluido producido, este precio de referencia es afectado por el grado API de los líquidos comercializados como indicador de calidad, según la siguiente expresión:

$$P_{CD} = P_{CR} * [1 - 0,1 * (API_{CR} - API_{CD})]$$

Donde

P_{CD}	Precio de crudo con descuento (USD/bbl)
P_{CR}	Precio de crudo de referencia / Medanito (USD/bbl)
API_{CR}	Gravedad API del crudo de referencia
API_{CD}	Gravedad API del crudo vendido

Para la gasolina estabilizada con 57° API se tiene un precio de 46,6 USD/bbl mientras que el condensado sin tratar de la EPF se comercializará a 40 USD/bbl. Ambos resultados consideran un porcentaje de pérdidas volumétricas en transporte de 0,25%.

Por otro lado, el precio de gas para distribuidora es de 3,5 USD/millón de BTU y el de la generadora de 3,9 USD/millón de BTU, según acuerdos contractuales. El gas sin tratar, que se comercializa durante el primer año, tiene un precio de 1,8 USD/millón de BTU.

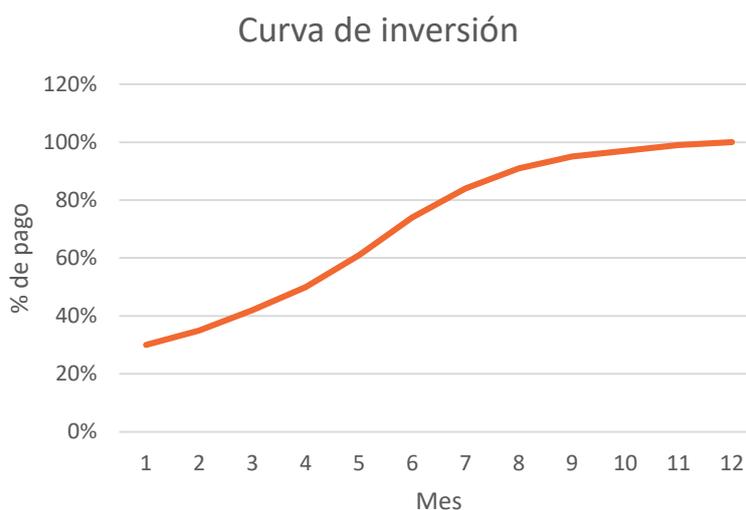
⁴ Se utiliza como tasa de descuento el costo del equity, asumiendo una tasa libre de riesgo de 1%, una prima de riesgo país (EMBI) de 800 puntos básicos (no considera el contexto actual por no resultar representativo), un Asset Beta de 1 (ilustrativo) y una prima de riesgo de mercado de 6% (según Market Risk Premium Damodaram).

3.9.2 CAPEX

Las inversiones en bienes de capital comprenden los siguientes elementos:

- Instalación de superficie definitiva: Inversión detallada en la sección 3.8.3
- Gasoducto: Contabilizado según su longitud y diámetro detallado en la sección 3.8.3
- Pozo estéril: Estimado en 1,8MUSD. Se espera perforar un pozo estéril por cada 10 pozos productivos.
- Pozo productivo: Se consideró un total de 2,9 MUSD (Perforación: 2,2 MUSD y terminación: 0,7 MUSD).
- Costo de flowlines: Se consideró 0,21 MUSD. Longitud promedio de 1,5km con diámetro estimado de 4" para todos los escenarios.
- Costo de vehículos: Se consideró 40 MUSD por unidad. Se requieren 5 unidades con reposición cada 5 años.

Cabe destacar que las inversiones en gasoductos e instalaciones de superficie se realizarán durante el primer año, con un anticipo financiero del 30% mientras que el resto será distribuido como se aprecia en la siguiente curva de inversión:



3.9.3 Amortizaciones

Las amortizaciones se dan de forma lineal o según el porcentaje producido de hidrocarburos, tal y como se detalla a continuación:

- Pozos productivos e instalaciones de superficie con amortizaciones proporcionales a la producción
- Pozos estériles se amortizan 100% en el año de la perforación
- Vehículos livianos tienen una vida útil de 5 años con amortizaciones calculadas de forma lineal

3.9.4 OPEX

Se distinguen Opex fijos y variables, en este último caso abiertos en dependientes de la producción y del número de pozos activos, como se explicita a continuación:

- **Costos fijos de condensado**, según el rango de producción:

Rango de Producción (Kbbl/año)	Costo (MUSD/año)
< 100	0,5
100-250	0,7
250-500	0,95
>500	1,2

- **Costos fijos de gas**, según el rango de producción:

Rango de Producción (Mm ³ /año)	Costo (MUSD/año)
< 550	0,3
550-950	0,5
>950	0,8

- **Costos variables en función de la producción de petróleo:** 3,5 USD/boe
- **Costos variables en función de la producción de gas:** 0,6 USD/millón de BTU
- **Costos variables por número de pozos activos:** 2.200 USD/pozo.mes
- **Overhead:** 0,05 USD/boe

3.9.5 Regalías e Impuestos

- **Regalías:** Se trata del 12% del valor en boca de pozo del hidrocarburo
- **Tratamiento y transporte de petróleo:** 1,59 USD/bbl
- **Tratamiento y transporte de gas:** 0,01 USD/m³
- **Ingresos brutos:** 2,5% del monto facturado
- **Ganancias:** Se calcula como el 35% del resultado del ejercicio. Se pagan a partir del mes de abril del segundo año del proyecto. Se compone de un 70% de lo correspondiente al año en curso y un 30% del período anterior
- **Impuesto al Cheque:** Calculado como el 1,2% de los desembolsos con un flujo de caja negativos y 1,2% de los ingresos si el flujo de caja es positivo

3.10 Análisis de posibles escenarios

Con el objetivo de determinar el modelo óptimo de desarrollo para el yacimiento en cuestión, se analizaron técnica y económicamente diferentes escenarios.

Los principales parámetros que se variaron en los escenarios planteados son los siguientes:

- Producción de gas en el plateau inicial: se buscó obtener un perfil de producción constante durante los primeros años del desarrollo. Esto se debe a que se consideró no redituable realizar una inversión en instalaciones que permitiera procesar un pico de caudal máximo por un periodo breve
- Tiempo de permanencia cuando se instala un nuevo sistema de captación
- Caudal de producción máximo para el sistema de captación de baja
- Cronograma de perforación

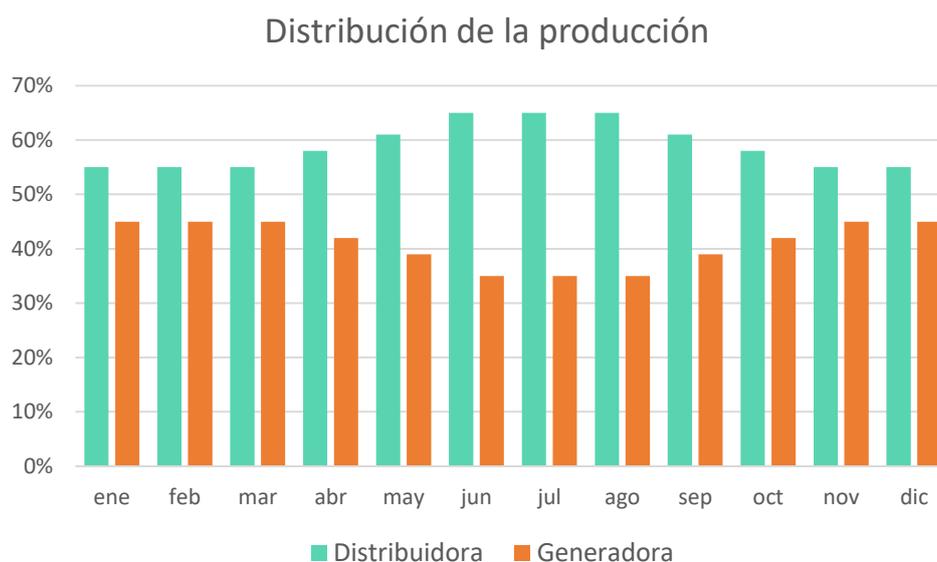
3.10.1 Hipótesis

Para el análisis de los diferentes escenarios se han asumido algunas hipótesis, descritas a continuación.

Contratos - Volumen de producción y Período de Duración

Respecto al destino del gas producido, se han analizado los distintos escenarios teniendo en cuenta que existen dos compradores. Se venderá una fracción de la producción a la distribuidora y la restante a una generadora.

Como se ha mencionado anteriormente, existe una marcada estacionalidad en la demanda relativa de estos dos sectores. Es por esta razón que se ha decidido asumir la siguiente distribución de la producción:



Además, se ha determinado que los contratos acordados, tanto con la distribuidora como con la generadora, involucrarán un compromiso de venta de un volumen fijo, determinado en función de la distribución presentada, durante un período de al menos 3 años.

Cambio en el Sistema de Captación

Respecto a este parámetro, en el estudio se ha asumido que, al introducir un cambio en el sistema de captación, todos los pozos cambiarán a este de forma simultánea. Si bien se entiende que esto no será lo conveniente tanto desde el punto de vista económico como operativo, se ha tomado esta hipótesis en aras de simplificar el cálculo.

Perforación de pozos

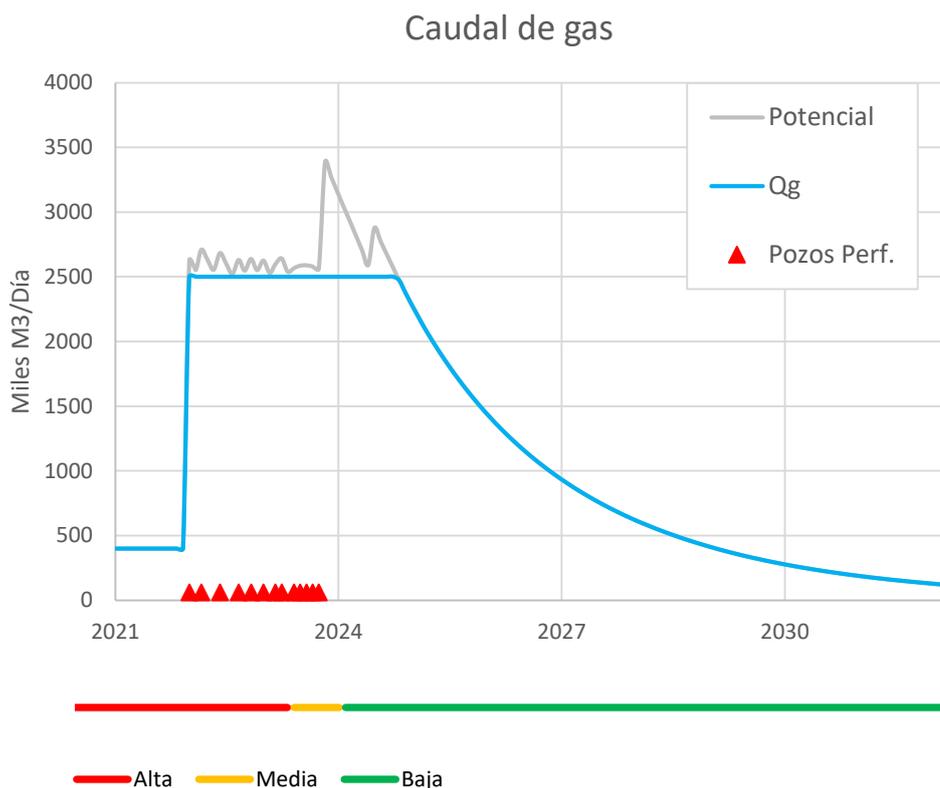
Respecto a la perforación durante el desarrollo del yacimiento, se incluirá el costo de un pozo estéril por cada diez pozos productivos perforados. Además, se establece un límite de perforación de ocho pozos anuales. Esta hipótesis se debe a que por no ser SinerGas un player fundamental en el mercado, es posible que tenga una disponibilidad reducida de equipos de perforación.

3.10.2 Análisis preliminar

Como se ha mencionado anteriormente, una de las variables a determinar para el presente modelo de desarrollo es la producción que se buscará para el plateau inicial. El valor máximo del mismo se halla limitado por la duración de los contratos. Estos se acordarán por un período mínimo de 3 años para un caudal constante, y se buscará que la producción objetivo pueda mantenerse durante este tiempo, cumpliendo las hipótesis previamente descriptas.

Con este fin se analizó un primer escenario, para un plateau de 2,5 MSm³/d de gas. En este caso, se estableció el ritmo de perforación necesario para compensar la declinación de los pozos y así mantener el plateau en el valor deseado. En la figura presentada a continuación puede visualizarse este planteo. La necesidad de perforar un pozo estará dada cuando el potencial del yacimiento alcance el valor del plateau (en este caso 2,5 MSm³/d de gas). Al perforar el pozo en esa fecha, el potencial del yacimiento aumentará, y luego de un período de declinación, volverá a caer al nivel del plateau, indicando que un nuevo pozo deberá ser perforado.

A su vez, una vez alcanzado el límite de ocho pozos anuales, se optará por invertir en un sistema de captación de media y luego, en uno de baja para evitar la caída de la producción por debajo del plateau fijado.



Al realizar este análisis se observó que la duración máxima del plateau para este valor de producción es menor a 3 años, motivo por el cual se descarta del análisis todo escenario que implique una producción inicial superior a 2,5 MSm³/d.

3.10.3 Escenarios base

En primera instancia se establecieron tres escenarios base, diferenciados por la producción en el plateau inicial. Los mismos se plantearon para valores de 2 MSm³/d, 1,5 MSm³/d y 1 MSm³/d.

A lo largo del estudio, se hará mención a estos escenarios según la siguiente denominación:

- Escenario Base 2000
- Escenario Base 1500
- Escenario Base 1000

Con el objetivo de estandarizar el resto de las variables para realizar la comparación, se establecieron condiciones que se mantendrán invariantes para realizar el pronóstico de cada uno de los escenarios base. En primer lugar, para los tres casos se determinará el ritmo de perforación necesario para mantener la producción en el plateau, compensando así la declinación natural del reservorio. Se perforarán los pozos necesarios para cumplir con esta producción con un sistema de captación en alta hasta que, como se ha mencionado, se alcance el máximo de ocho pozos anuales.

Una vez alcanzado este límite, se pasará la totalidad de los pozos al sistema de captación de media, logrando extender la duración del plateau. Respecto a llevar a cabo una segunda campaña de

perforación una vez instalado el sistema de captación de media, se realizó un análisis preliminar que permitió concluir que no será económicamente rentable seguir perforando para extender el plateau. Esto se debe a que el costo de perforación asociado resulta de un impacto mayor, que la ganancia generada por la extensión.

Además, se determinó que para estos escenarios base, una vez hecha la inversión en un banco de compresión de media, se producirá manteniendo este sistema de captación por un período de 3 años. Esta decisión tiene su fundamento en el hecho de que, a priori, se buscará alejar las inversiones asociadas a la compresión de baja por cuestiones financieramente favorables. Si bien el período determinado se mantendrá invariable en este primer análisis, se buscará optimizar su duración en una etapa más avanzada del presente estudio.

Entonces, luego de transcurridos los 3 años operando con un sistema de media, para los tres escenarios base se invertirá en un sistema de baja, al que serán conectados todos los pozos simultáneamente. Al disminuir la presión dinámica a la que pueden producir los pozos, se verá un incremento en la producción potencial del yacimiento. Se producirá de todos los pozos a la mínima presión dinámica admisible por el sistema de baja y, lo que es lo mismo, a su máximo caudal potencial.

Durante la última etapa de la explotación del yacimiento, los pozos producirán en baja hasta que el proyecto deje de ser económicamente rentable o técnicamente viable, consecuencia de una presión estática del reservorio menor a 15 kg/cm^2 .

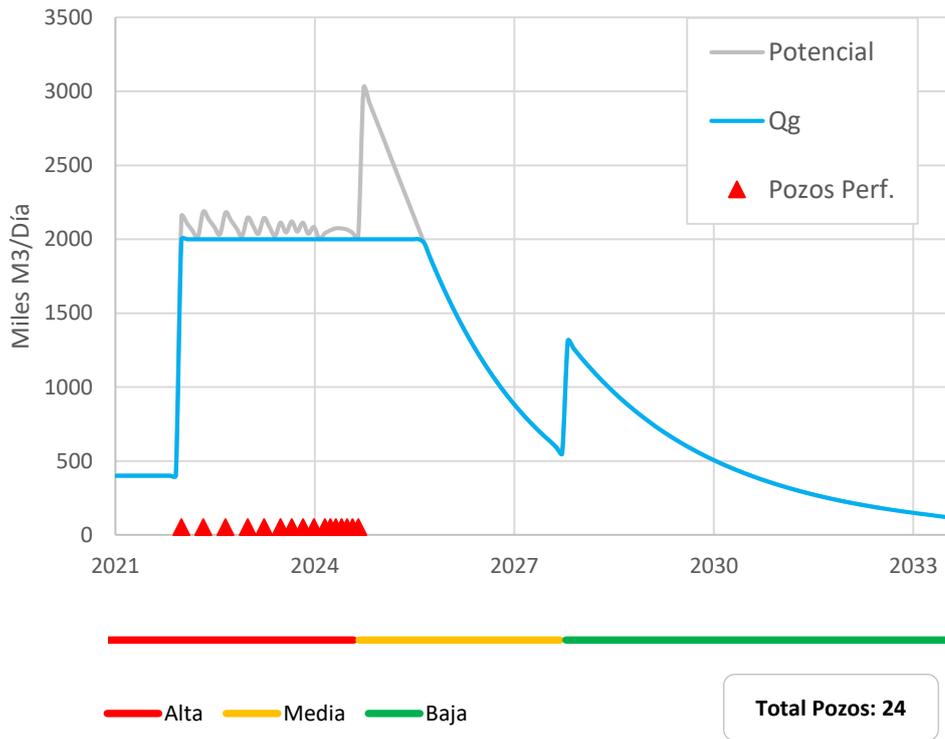
El detalle de la inversión realizada para cada uno de los escenarios puede verse en el Anexo 4.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción y los principales índices financieros para los tres escenarios base descritos:

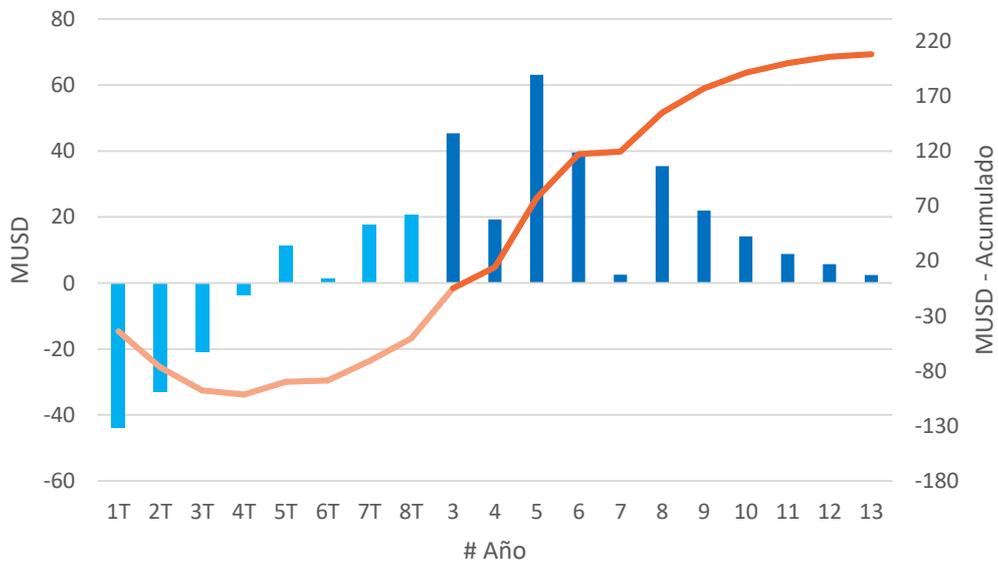
Escenario Base 2000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	Año	%
15%	66,43	4T - 2021	101,37	34%	3,2	ago 2033	93,2

Caudal de gas



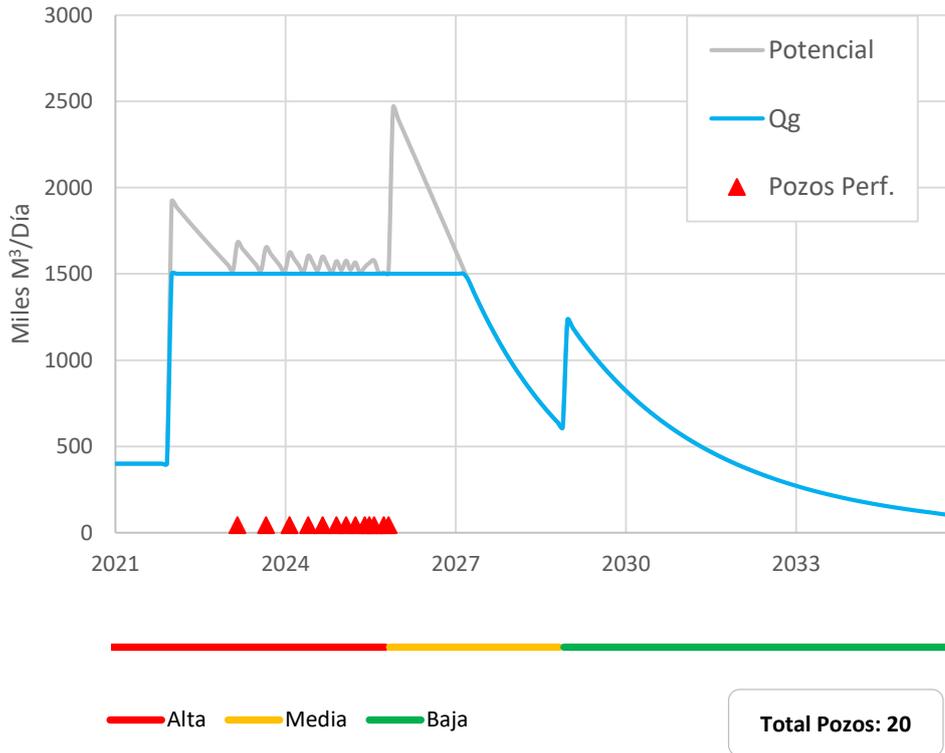
Cashflow



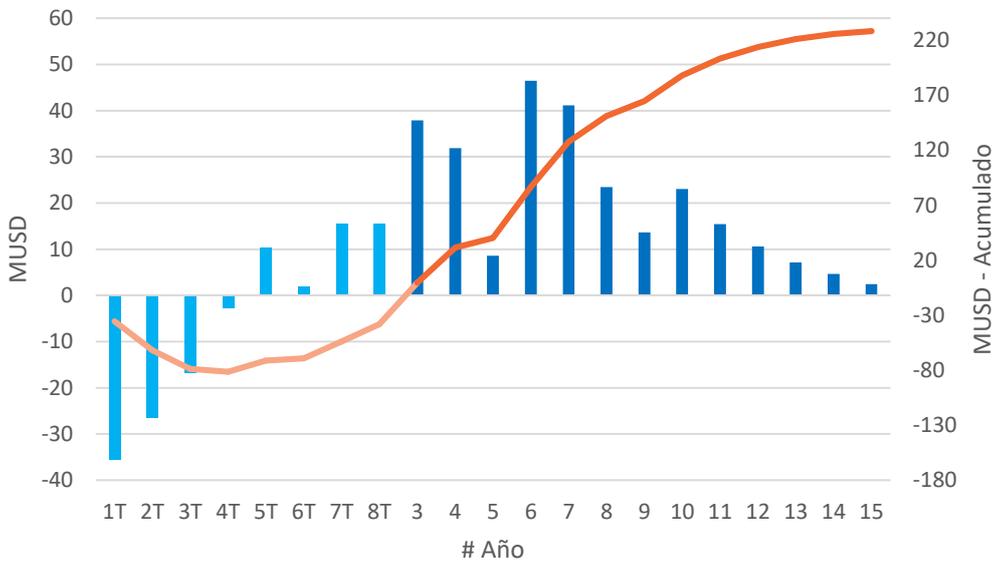
Escenario Base 1500

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años		Año	%
15%	70,86	4T - 2021	81,43	37%	3	0,91	oct 2035	93,2

Caudal de gas



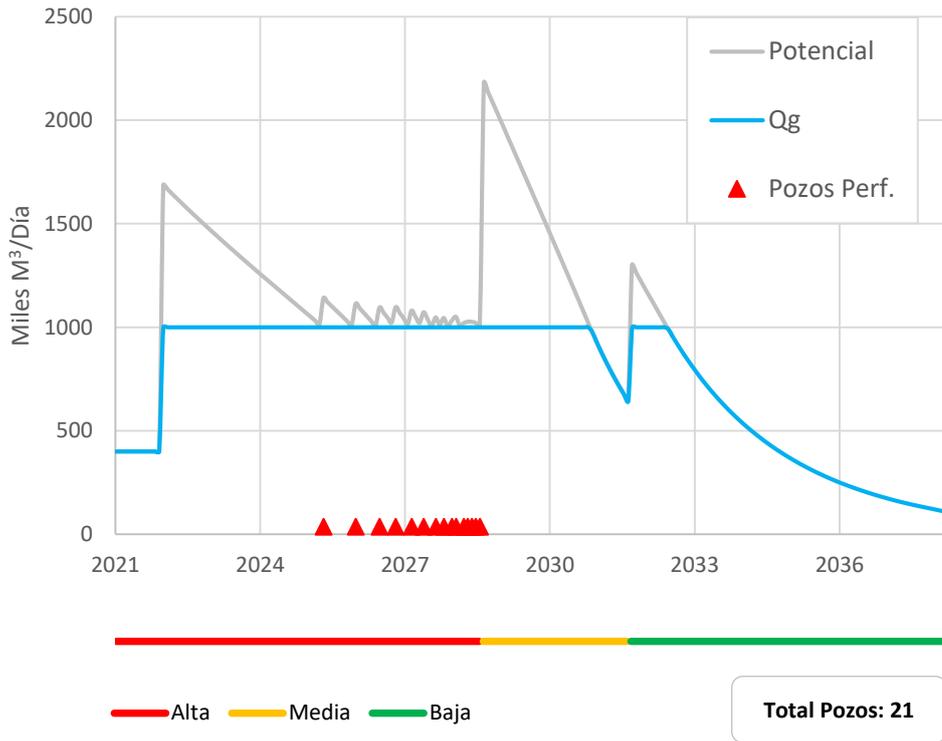
Cashflow



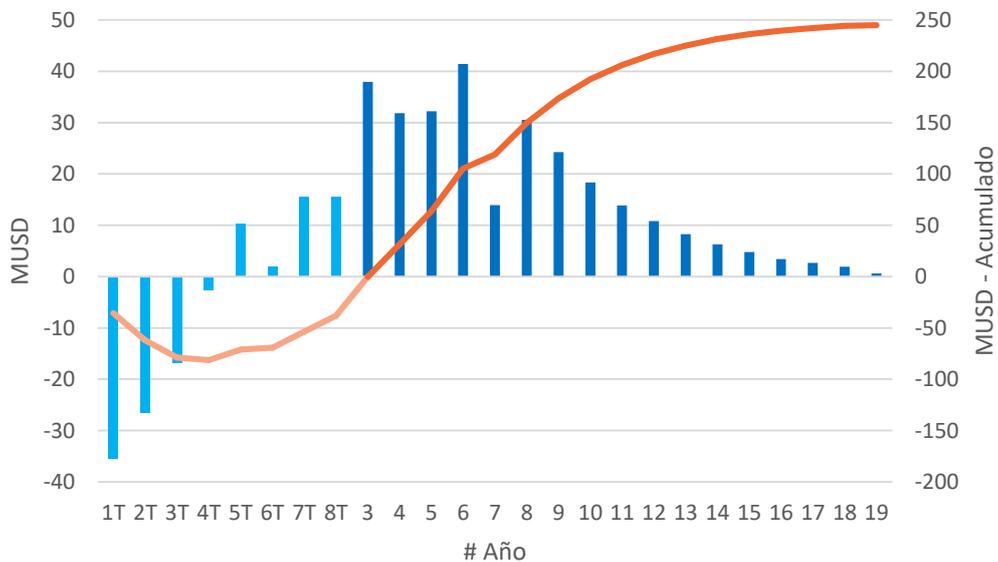
Escenario Base 1000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años		Año	%
15%	59,52	4T - 2021	66,75	33%	3,2	0,91	may 2038	93,3

Caudal de gas



Cashflow



Para más detalles sobre el análisis financiero y datos de producción de estos casos, ver Anexo 3.

Como puede observarse, el Escenario Base 1500 resulta el de mayor VAN y el menor valor de máxima exposición. Si bien la diferencia respecto al Escenario Base 2000 no resulta significativa, sí lo es respecto al Escenario Base 1000. Es debido a esto que, a partir de este primer análisis comparativo se decide descartar la alternativa de llevar a cabo el desarrollo con un plateau inicial de 1 MSm³/d.

Se analizó también la alternativa de disminuir la producción durante el primer año de desarrollo. El límite máximo se encuentra fijado por la capacidad ociosa de la planta de tratamiento de la operadora vecina (0,4 MSm³/d), pero no existe un límite inferior para este volumen de venta. Como el precio de venta del gas sin tratamiento es considerablemente menor al precio del gas tratado, podría resultar atractivo reducir el volumen vendido durante la etapa de la EPF. Sin embargo, los estudios realizados arrojaron que resulta conveniente adelantar la producción de gas, aunque sea a un precio menor. Es decir, conviene producir en un plateau de 0,4 MSm³/d durante el primer año.

Por los motivos antes mencionados, se avanzará con el estudio de los casos Base 2000 y Base 1500, ambos para una producción inicial de 0,4 MSm³/d.

3.10.4 Determinación del volumen de producción al instalar un sistema de baja

Durante el análisis de los Escenarios Base, se encontró que en ambos casos las inversiones realizadas a lo largo del proyecto representan la siguiente distribución:

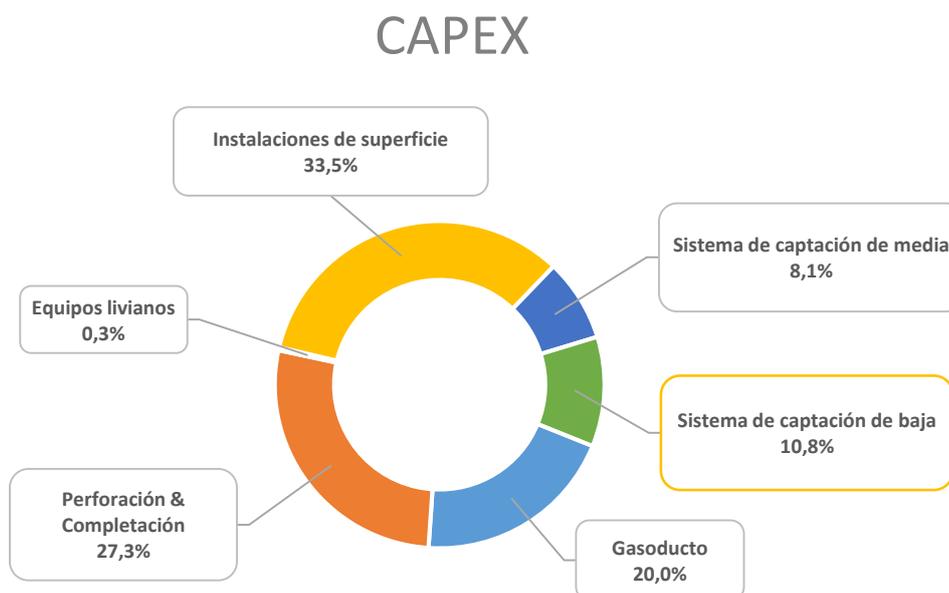


Figura 13 – Distribución del CAPEX

Como puede observarse en la gráfica, resulta de gran relevancia la inversión en el sistema de captación de baja. El costo de los compresores está directamente asociado a la potencia requerida, que a su vez es directamente proporcional al caudal a comprimir. Este sistema de compresión se diseñó, en cada caso, para el máximo caudal producido luego de la instalación del sistema de baja. Como puede observarse, al instalar el sistema de captación de Baja se ve un crecimiento en el potencial del yacimiento, y por lo tanto un aumento en la producción esperada. Sin embargo, la declinación se da rápidamente, por lo que el sistema de captación estaría sobredimensionado durante la mayor parte de su vida útil.

Es esta la situación la que da origen al siguiente análisis, que consiste en determinar el caudal máximo de producción durante la etapa del yacimiento en la que se conecta al sistema de baja presión.

En una primera instancia, se analizaron escenarios para 2 y 1,5 MSm³/d, con una producción constante al entrar al sistema de baja de 1 MSm³/d. Es decir que, una vez que el yacimiento se encuentra produciendo en media, se dejará declinar el reservorio hasta que la producción total sea de 1 MSm³/d. En otras palabras, en esta instancia se elimina la restricción de los 3 años de duración de la etapa de media. A estos escenarios se los denominará de la siguiente manera:

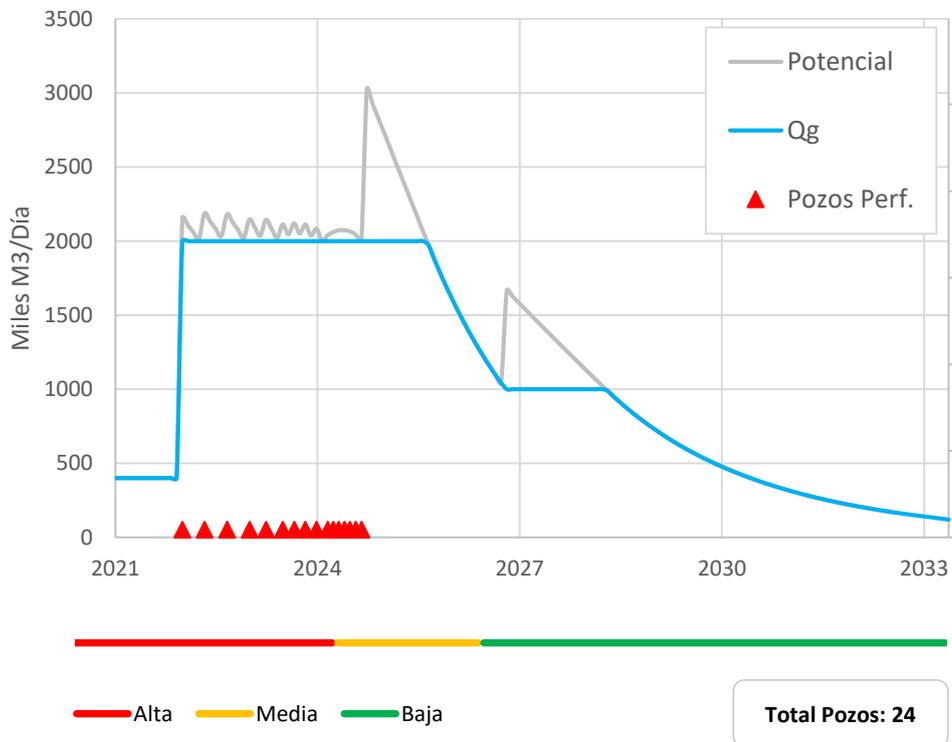
- Escenario Plateau 2000 – Baja 1000
- Escenario Plateau 1500 – Baja 1000

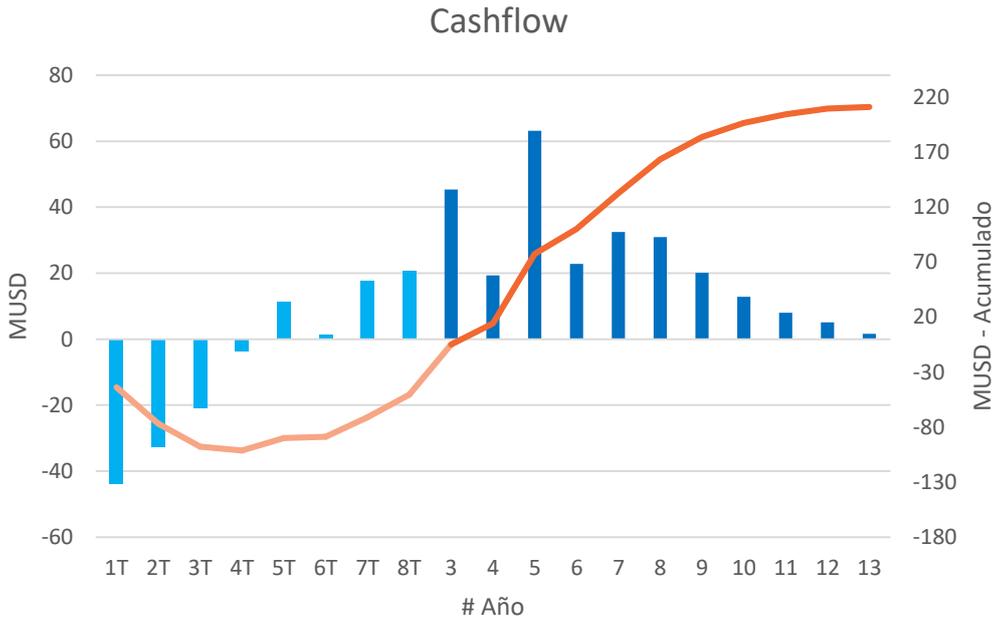
A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Escenario Plateau 2000 – Baja 1000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	Años		Año	%
15%	67,66	4T - 2021	100,31	3,2	0,70	jun 2033	93,2

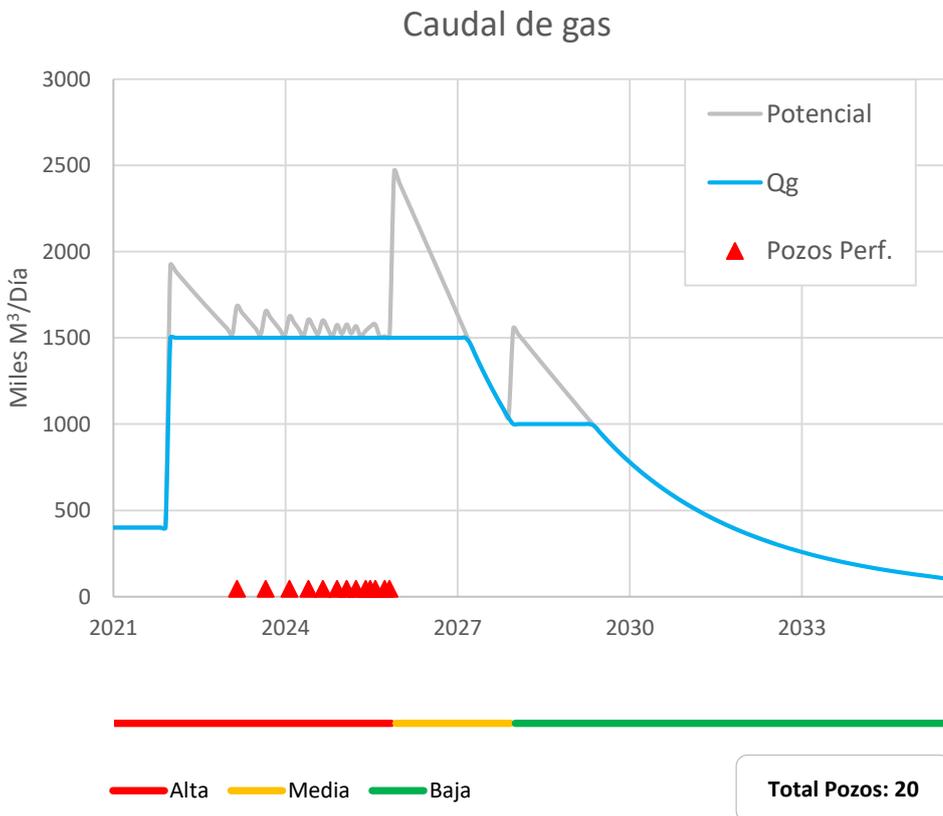
Caudal de gas

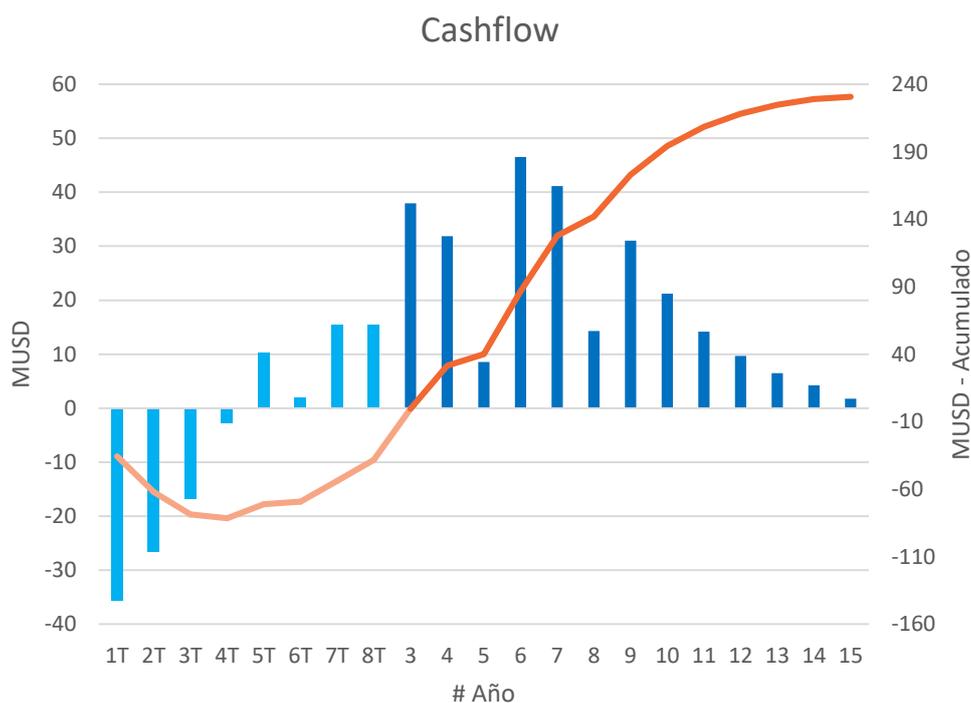




Escenario Plateau 1500 – Baja 1000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años		Año	%
15%	71,67	4T - 2021	81,43	37%	3	0,92	ago 2035	93,2





Para más detalles sobre el análisis financiero y datos de producción de estos casos, ver Anexo 3.

Como puede observarse, para ambos valores de producción inicial se observa una mejora al regular la apertura de los pozos para mantener la producción en 1 MSm³/d una vez instalado el sistema de captación de baja. En esta instancia, resultan nuevamente favorables los indicadores económicos para el caso en el que se produce 1,5 MSm³/d al inicio de la explotación.

Como se observaron resultados positivos al introducir esta variación, se simularon nuevos escenarios en los que se redujo el caudal de producción durante la etapa de baja a 0,5 MSm³/d. Se crearon entonces, dos nuevos escenarios, denominados de la siguiente manera:

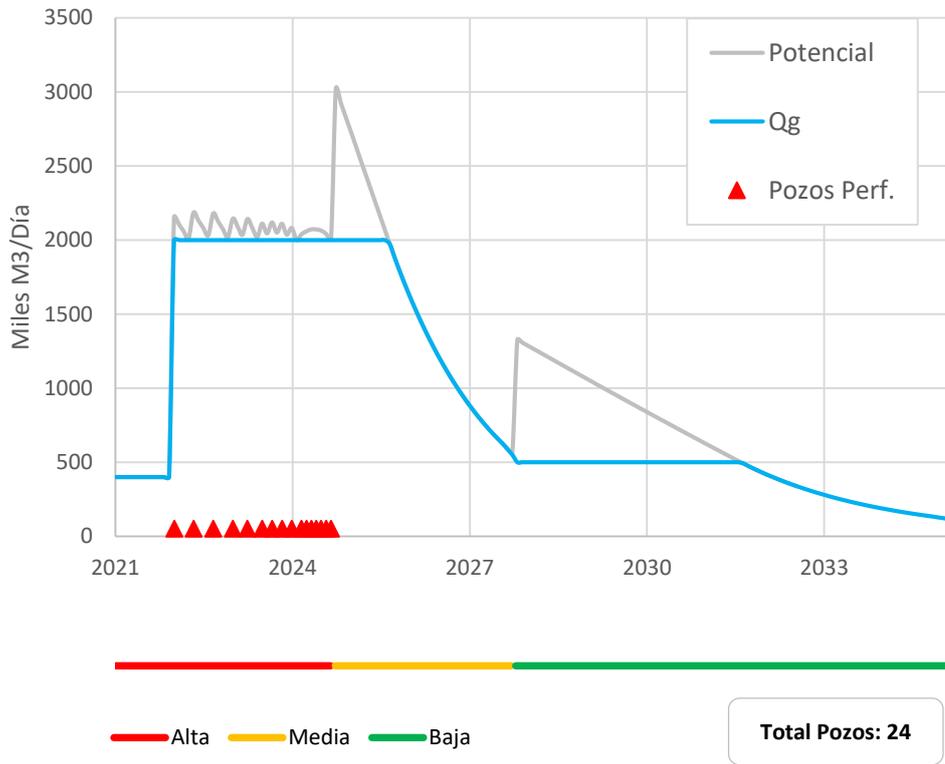
- Escenario Plateau 2000 – Baja 500
- Escenario Plateau 1500 – Baja 500

A continuación, los resultados obtenidos para estas condiciones:

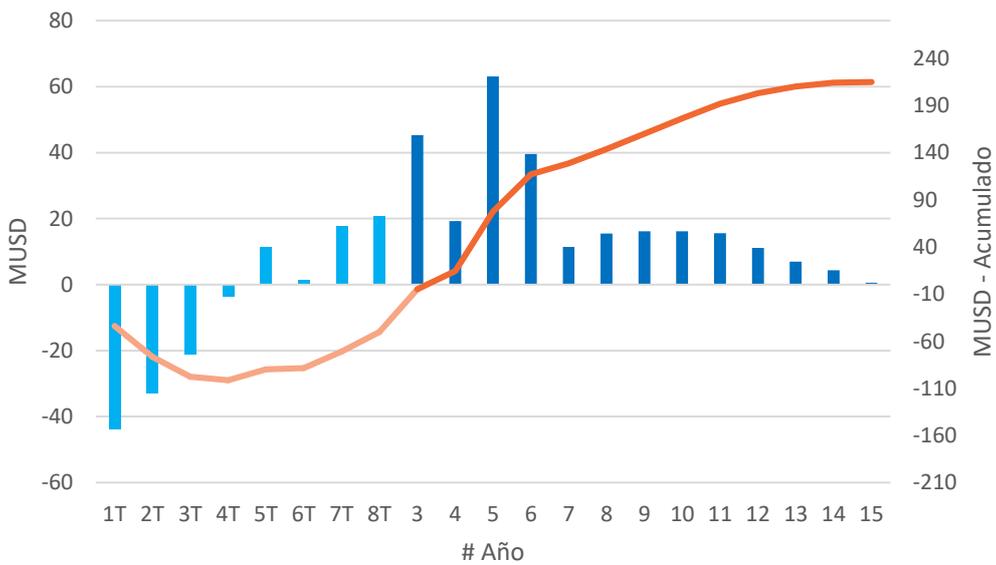
Escenario Plateau 2000 – Baja 500

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años		Año	%
15%	66,43	4T – 2021	101,37	34%	3,2	0,68	mar 2035	93,2

Caudal de gas



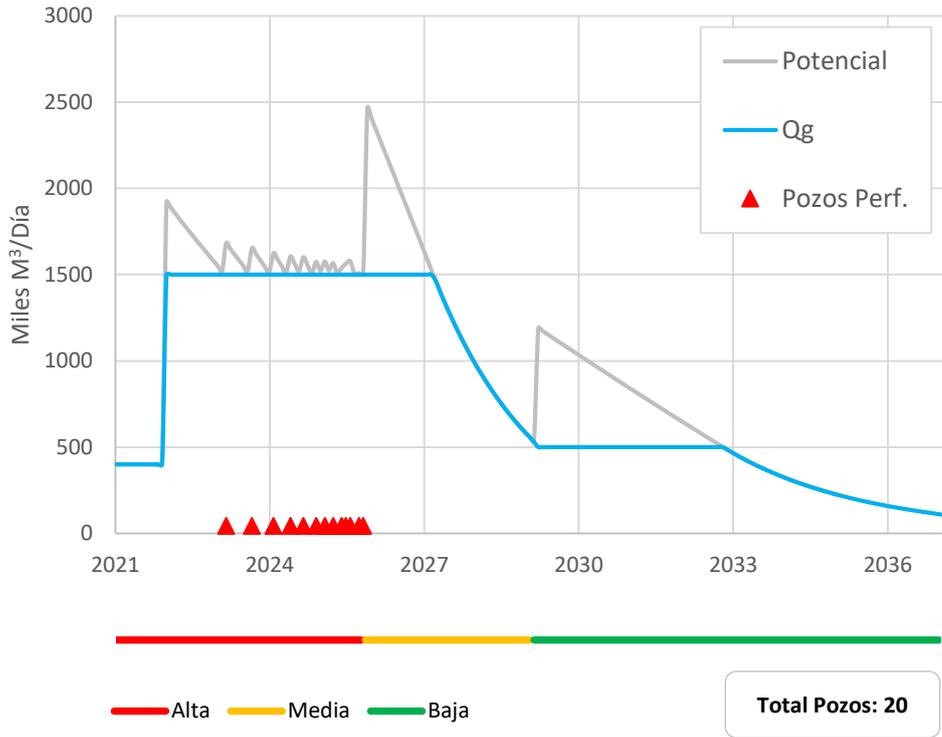
Cashflow



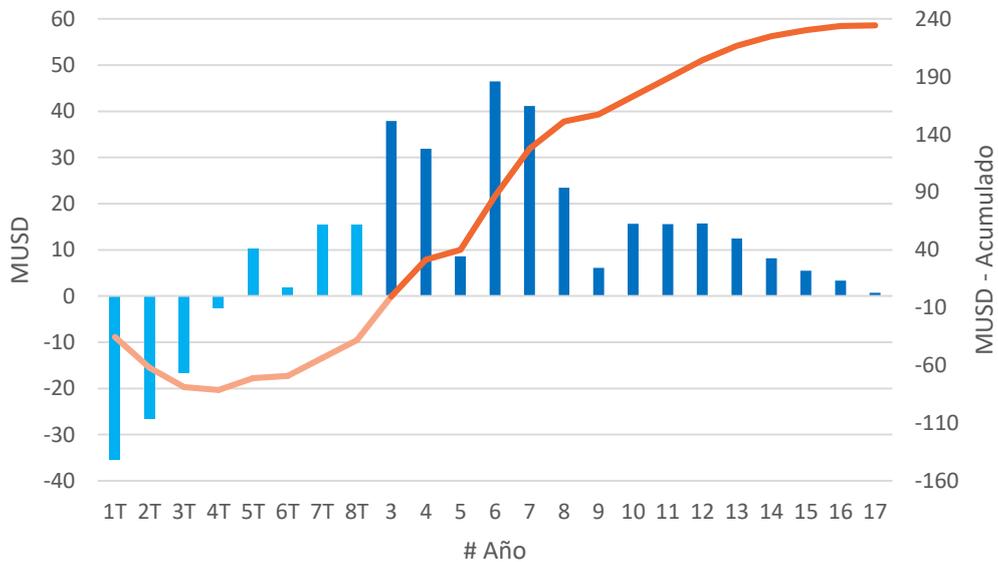
Escenario Plateau 1500 – Baja 500

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	Año	%
15%	70,23	4T – 2021	81,43	36%	3	abr 2037	93,2

Caudal de gas

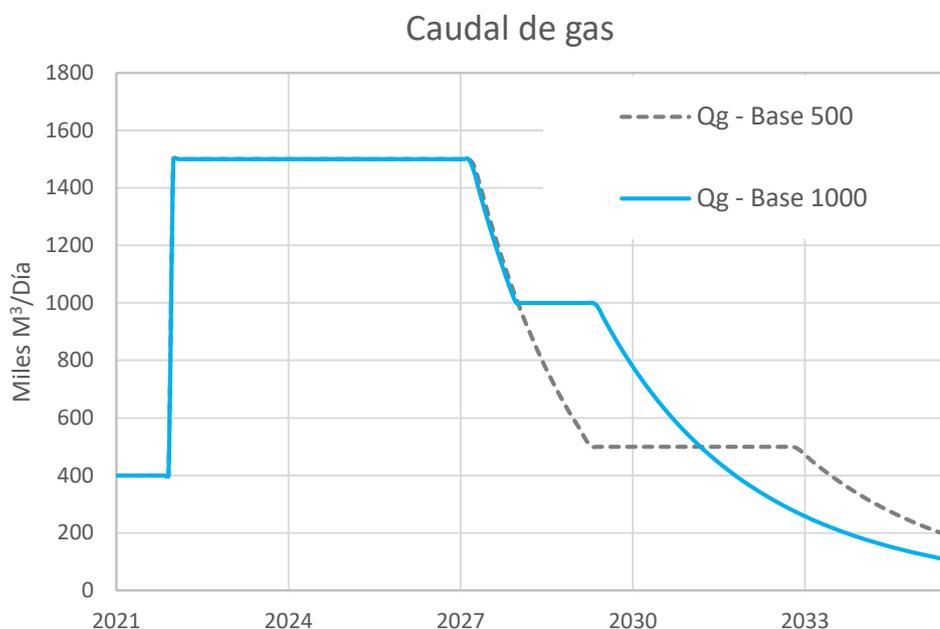


Cashflow



Para más detalles sobre el análisis financiero y datos de producción de estos casos, ver Anexo 3.

Como puede observarse a partir de los resultados obtenidos, no resulta conveniente disminuir la producción a 0,5 MSm³/d para ninguno de los dos escenarios. Esto se debe a que, aunque se logra un ahorro en la inversión del sistema de baja, este no compensa la pérdida financiera generada por el retraso en los ingresos por ventas.



Se define entonces, que se continuará realizando la optimización del plan de desarrollo para los casos:

- Escenario Plateau 2000 – Baja 1000
- Escenario Plateau 1500 – Baja 1000.

3.10.5 Determinación de número de pozos total y cronograma de perforación

Como se ha observado anteriormente, el Escenario Plateau 1500 – Baja 1000 arroja mejores resultados que el *Escenario Plateau 2000 – Baja 1000*. Sin embargo, se ha decidido continuar con el análisis comparativo debido a que, como aún no se han introducido cambios en el número de pozos y en el cronograma de perforación, existe la posibilidad de que estos resultados se vean modificados.

En esta instancia, entonces, se buscará encontrar para cada caso el número de pozos a perforar, junto a sus respectivas fechas de perforación, para optimizar el VAN del proyecto.

Como se ha mencionado, en todos los análisis realizados hasta el momento se ha respetado la hipótesis de perforar los pozos necesarios para cumplir con el caudal objetivo del plateau, contrarrestando la declinación natural del reservorio. En esta etapa, se dejará de cumplir con estas hipótesis.

Esta evaluación se realiza ya que, como se observa en las gráficas, a medida que se realizan las perforaciones, cada vez resulta menor el distanciamiento temporal requerido entre perforaciones consecutivas para continuar produciendo en el plateau.

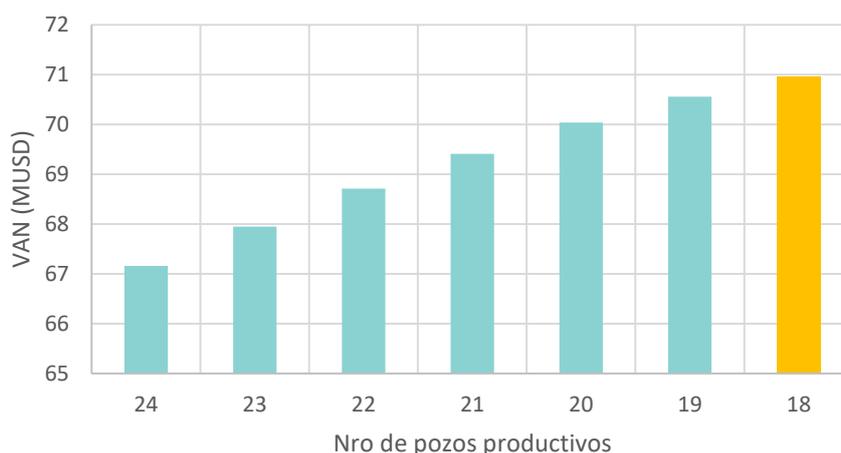
Perforaciones - Plateau 1500 Base 1000



Esto se debe a que, cuanto más tarde se realiza la perforación, menor es el potencial productivo del nuevo pozo, ya que resulta menor la presión estática disponible. De esta forma, a medida que se continúan perforando pozos, cada vez es menor la extensión del plateau que se logra. En este sentido, resulta conveniente realizar un análisis para hallar el número de pozos a perforar que permitirá optimizar la relación entre la inversión asociada a la perforación y el beneficio obtenido como consecuencia de la extensión del plateau.

El Escenario Plateau 2000 – Baja 1000 se ha analizado bajo las hipótesis iniciales, arrojando un total de 24 pozos al finalizar la campaña de producción, proyecto que arroja un VAN de 67,66 MUSD y máxima exposición de 100,31 MUSD. A continuación, se exponen los valores de VAN obtenidos para este escenario, al ir variando el número de pozos perforados hacia valores menores:

VAN vs Nro de Pozos

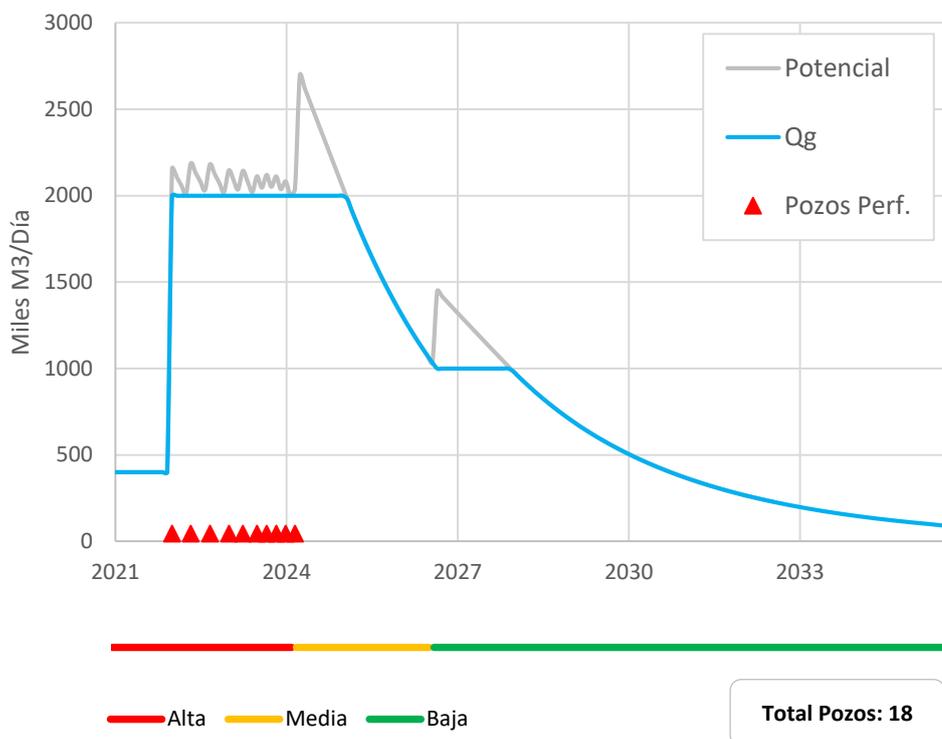


En este caso el estudio se realiza hasta alcanzar el mínimo número de pozos que permite cumplir con un plateau de 3 años, resultando el *Escenario Plateau 2000 – Óptimo* aquel en el que se alcanza un total de 18 pozos productivos.

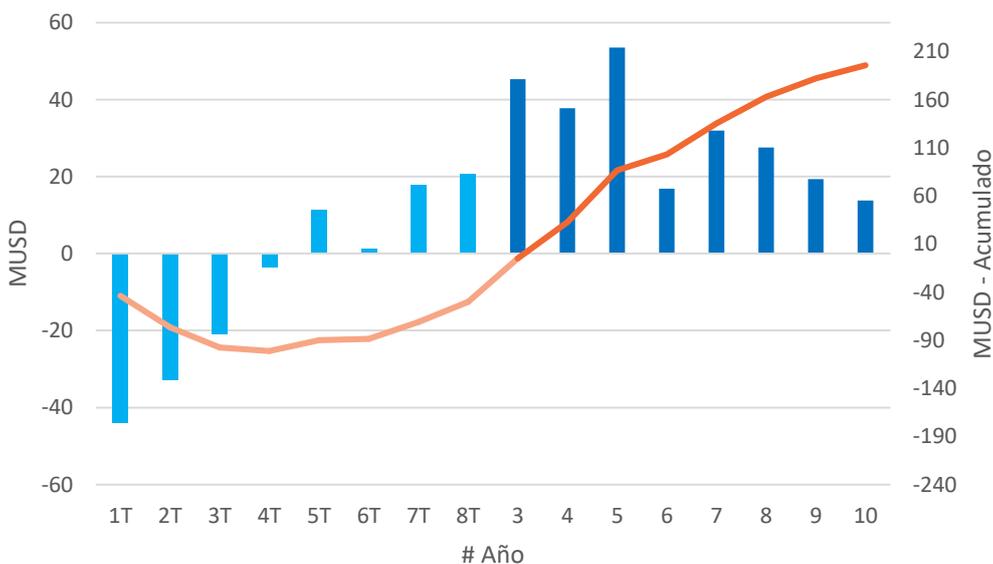
Escenario Plateau 2000 – Óptimo

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años		Año	%
15%	70,95	4T – 2021	101,37	35%	3,1	0,73	sep 2035	93,2

Caudal de gas

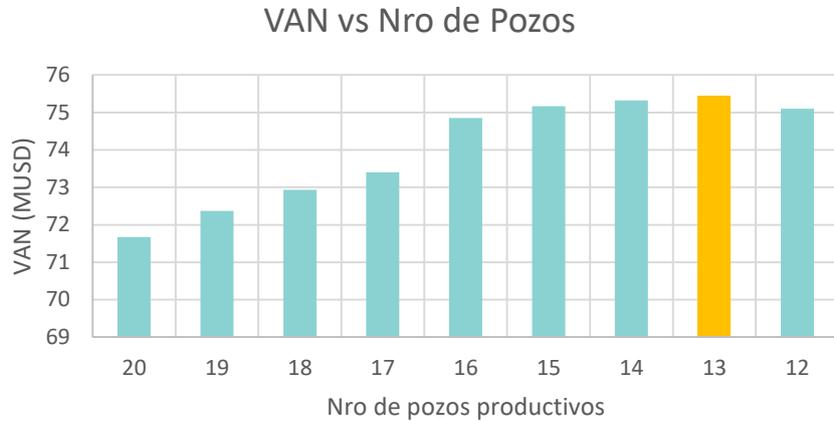


Cashflow



Para más detalles sobre el análisis financiero y datos de producción de estos casos, ver Anexo 3.

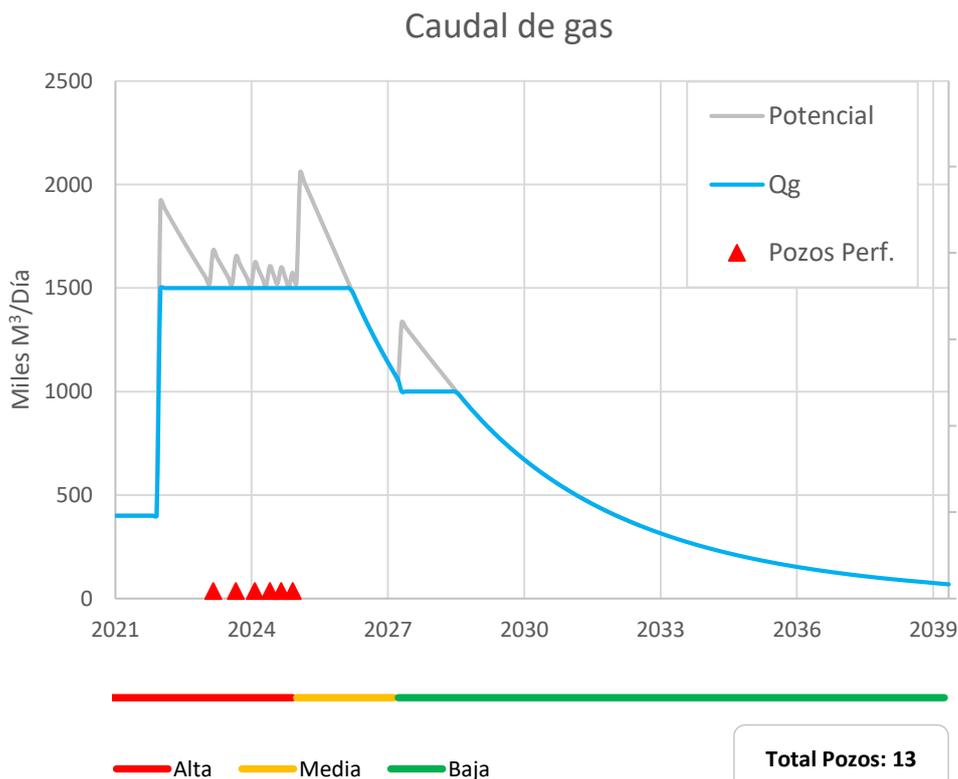
En el caso del Escenario Plateau 1500 – Baja 1000 al ser simulado cumpliendo con las hipótesis iniciales, consideraba un total de 20 pozos productivos al finalizar la campaña de producción. A continuación, los resultados obtenidos para este caso:

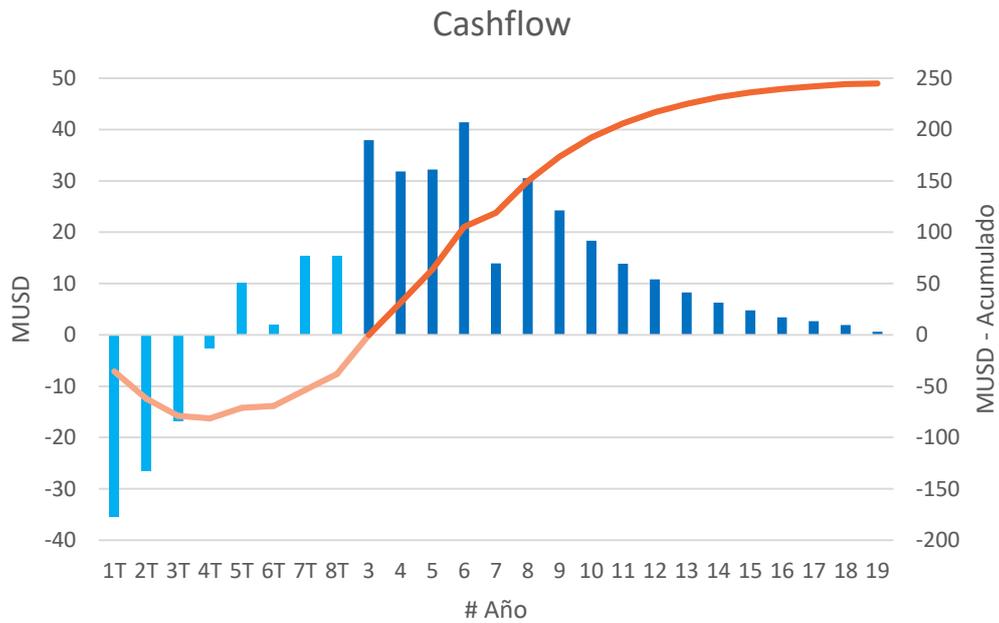


Se concluye entonces que, de todos los escenarios planteados, resulta conveniente desarrollar el *Escenario Plateau 1500 – Óptimo*, en el que se perfora un total de 13 pozos productivos.

Escenario Plateau 1500 – Óptimo

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	IVAN	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	%	Años		%	%
15%	75,21	4T – 2021	38%	3	0,96	jun 2039	93,2%





Pudo observarse que, en ambos casos el número óptimo de pozos tiene una particularidad: es aquel a partir del cual deja de resultar rentable la perforación del siguiente pozo cuando el distanciamiento temporal entre dos perforaciones sucesivas resulta de un mes. Es allí donde, el elevado costo de perforación ya no justifica la extensión del plateau, que resulta cada vez menor.

4. Resultados

Ya finalizado el análisis comparativo a partir de la introducción de variaciones en los diferentes parámetros, se ha concluido que es el Escenario Plateau 1500 – Óptimo el que resulta conveniente desarrollar.

4.1 Cronograma

El cronograma del proyecto propuesto se presenta a continuación:

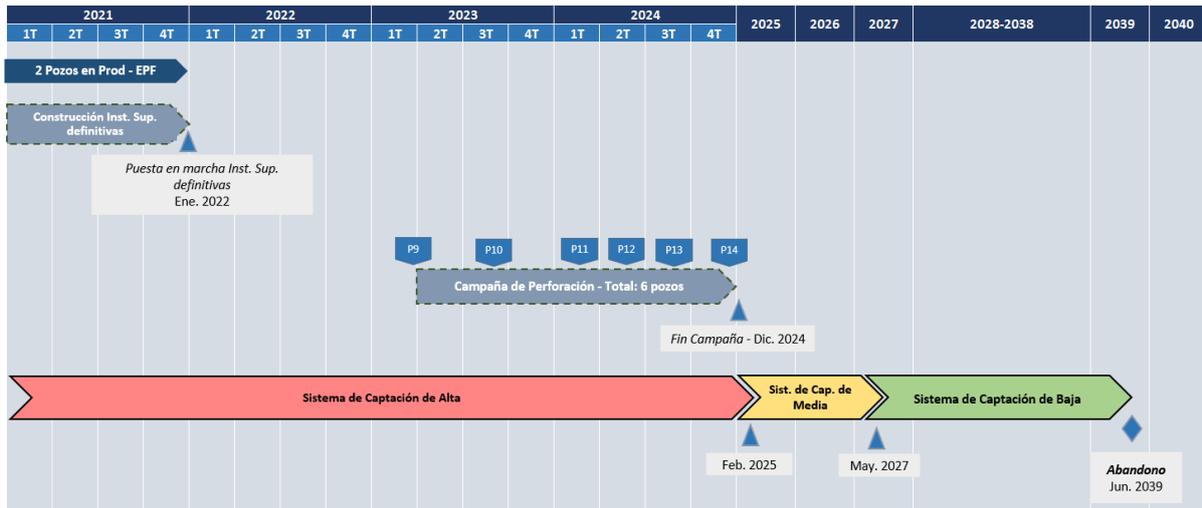


Figura 14 – Cronograma del proyecto

4.2 Mapa del yacimiento

En el siguiente esquema se muestra la disposición geográfica de los pozos, la batería y las plantas de tratamiento:

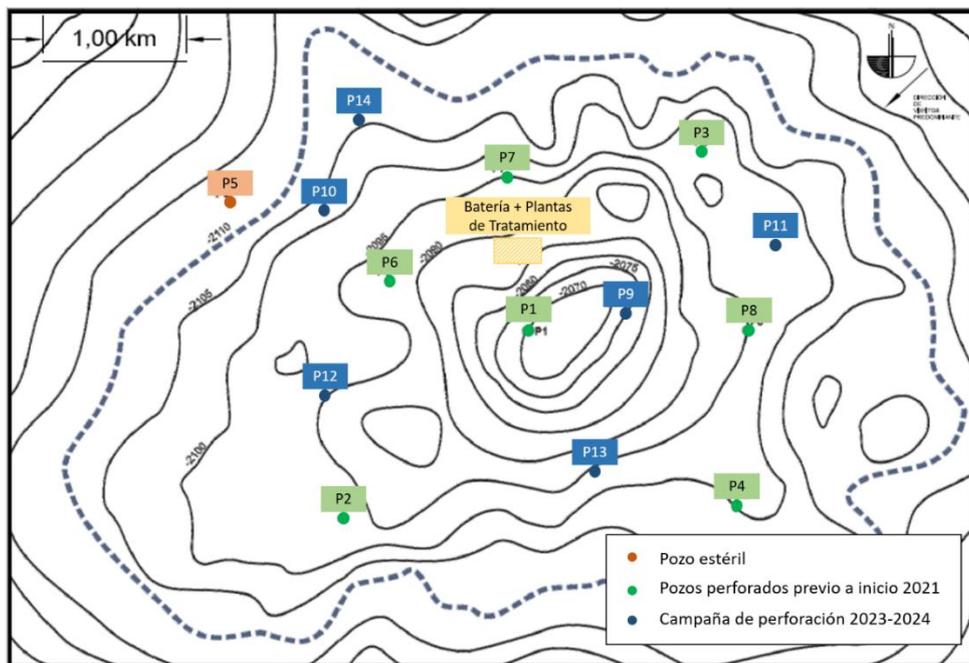
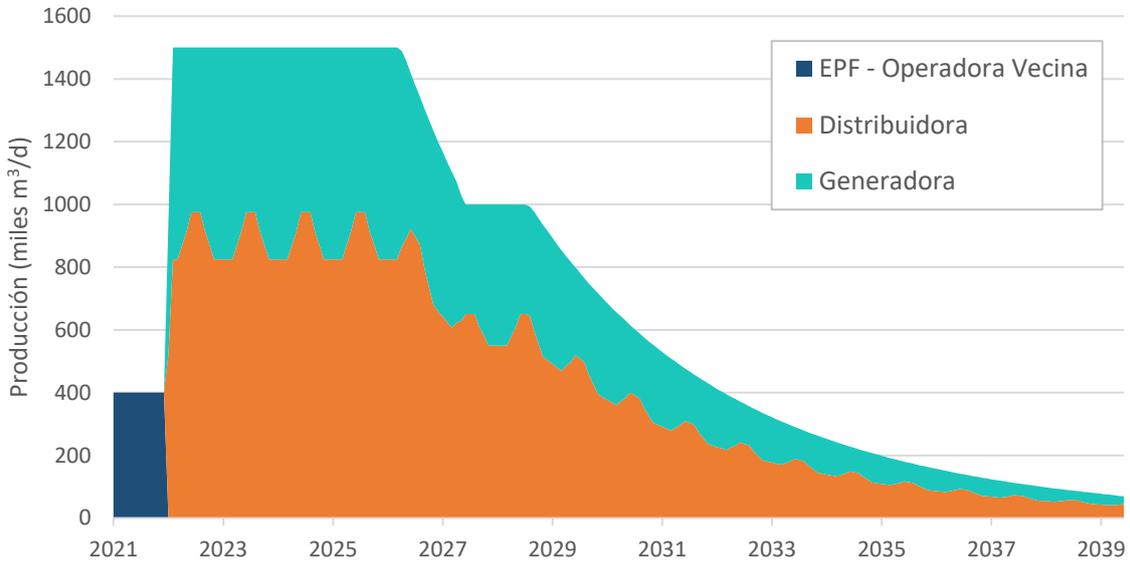


Figura 15 – Mapa del yacimiento Bella Vista

4.3 Pronóstico de producción

La producción esperada y la distribución del volumen producido pueden verse a continuación:

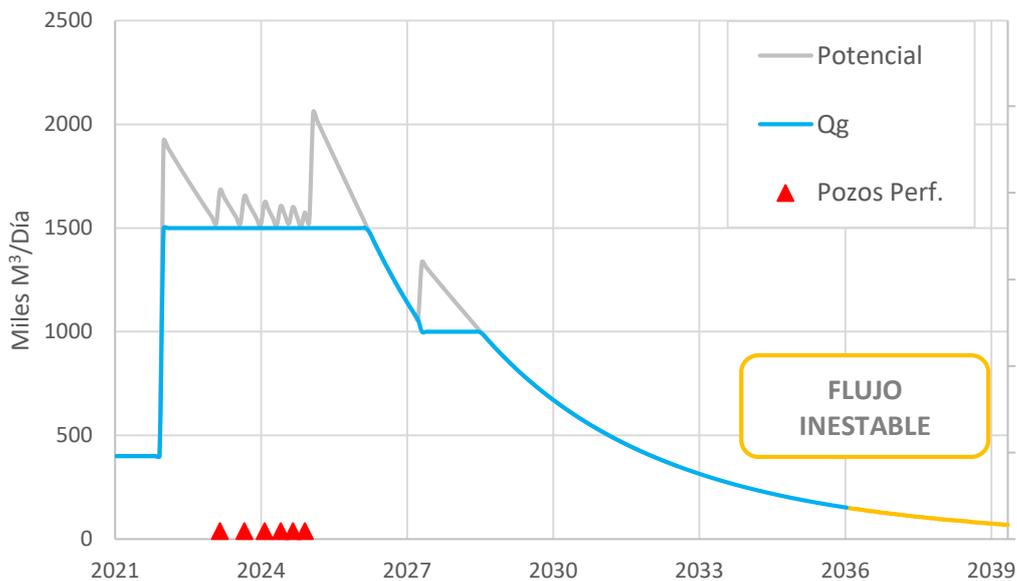
Distribución de Ventas por Sector



4.3.1 Análisis de carga líquida

Como ha sido mencionado anteriormente, resulta importante conocer el momento en que se observará inestabilidad en el flujo de los pozos como consecuencia de la acumulación de líquidos en el fondo. Mediante la fórmula de caudal crítico se concluyó que, para el caso en cuestión, a partir del mes de mayo de 2036 habrá carga líquida. A partir de esa fecha, será necesaria la adición de agentes espumígenos mediante capilares. Dicho costo ha sido incluido dentro de los Opex fijos desde la fecha mencionada hasta el final de la explotación del campo.

Caudal de gas



4.4 Análisis económico

4.4.1 Inversiones

Respecto a las Instalaciones de superficie, se detallan los costos asociados:

Instalaciones de superficie definitivas

Concepto	Equipo		Capacidad	Unidad	Costo Miles USD
	Ítem	Detalle			
Transporte	Oleoducto	Ducto de 4 km y 4"	4	km	800
	Gasoducto	Gasoducto de dos tramos. Tramo 1 desde PTG hacia CT (10 km y 12 pulg). Tramo 2 desde CT hacia Troncal (70km y 10 pulg)	80	km	33.000
Civil	Fundaciones	Superficie ocupada de equipos de 20%	105	m ³	263
	Cañerías de interconexión	Tuberías de proceso de acero al carbono	1500	kg	8
Batería	Manifold	Manifold para 10 pozos	1	unidad	80
	Separador Producción	-	18.100	m ³ /d	2.625
PTG	Planta APR	-	1.500.000	Sm ³ /d	20.794
PTC	Torre Estabilizadora de Condensados	Incluye costo torre, reboiler y horno	150	m ³ /d	2.000
	Tanques Almacenamiento	Autonomía de 5 días	1.700	m ³	825
Venteo	Sistema de Antorcha	-	30.167	m ³ /d	97
Despacho	Compresor Booster salida Planta	Dos compresores centrífugos de 600 HP. Uno operativo y otro de respaldo.	600	HP	3.599
Servicios Auxiliares	Varios	Estimado como el 10% del costo total de la instalación	-	-	3029
				Subtotal	67.120
Factor por Costo Ing, Management, Indirectos, Impuestos, Beneficios Contratista				1,3	87.256

Sistema de captación de media

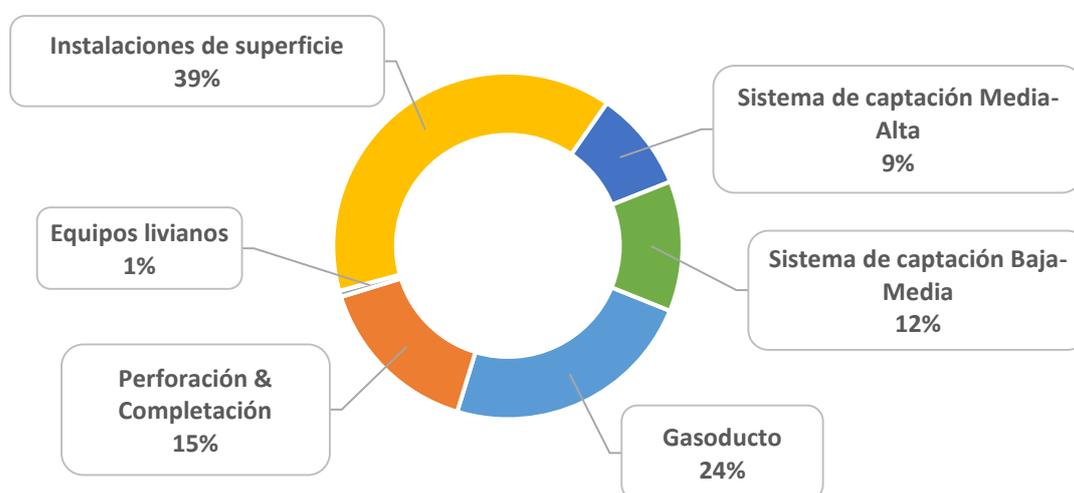
Concepto	Equipo		Capacidad	Unidad	Costo Miles USD
	Ítem	Detalle			
Batería	Separador Producción		30.167	m ³ /d	3.566
Compresión	Compresor de media	Cuatro compresores alternativos de 600 HP. Tres operativos y uno de respaldo.	533	HP	6.475
				Subtotal	10.041
Factor por Costo Ing, Management, Indirectos, Impuestos, Beneficios Contratista				1,3	13.053

Sistema de captación de baja

Concepto	Equipo		Capacidad	Unidad	Costo
	Ítem	Detalle			Miles USD
Compresión	Compresor de baja	Cuatro compresores alternativos de 1200 HP. Tres operativos y uno de respaldo.	1.100	HP	12.422
				Subtotal	12.422
Factor por Costo Ing, Management, Indirectos, Impuestos, Beneficios Contratista				1,3	16.148

La siguiente tabla resume las inversiones a realizar para este proyecto:

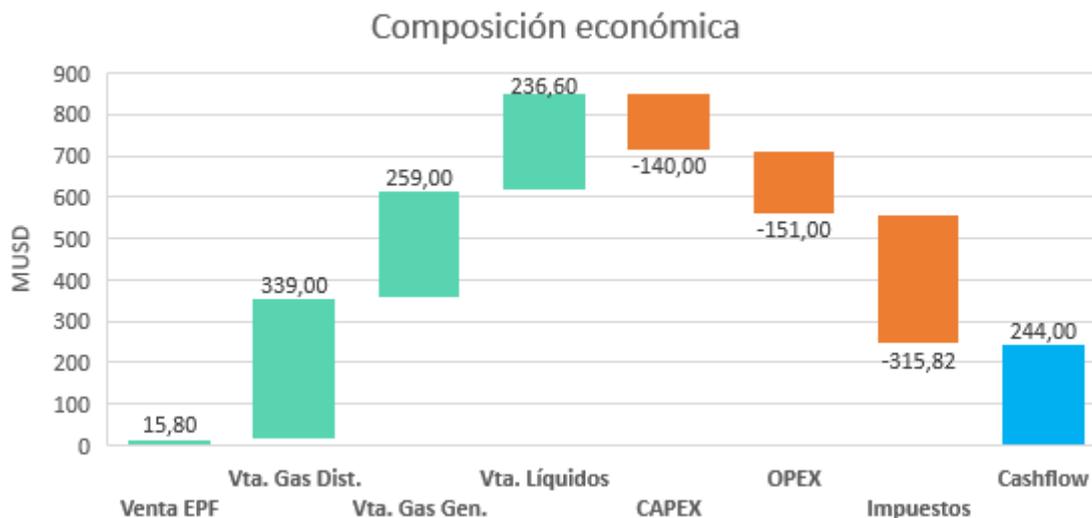
Concepto	Inversión MUSD
Inst. de Sup. definitivas	54,3
Gasoducto	33,0
Sist. Captación de Media	13,1
Sist. Captación de Baja	16,1
Total Capex	116



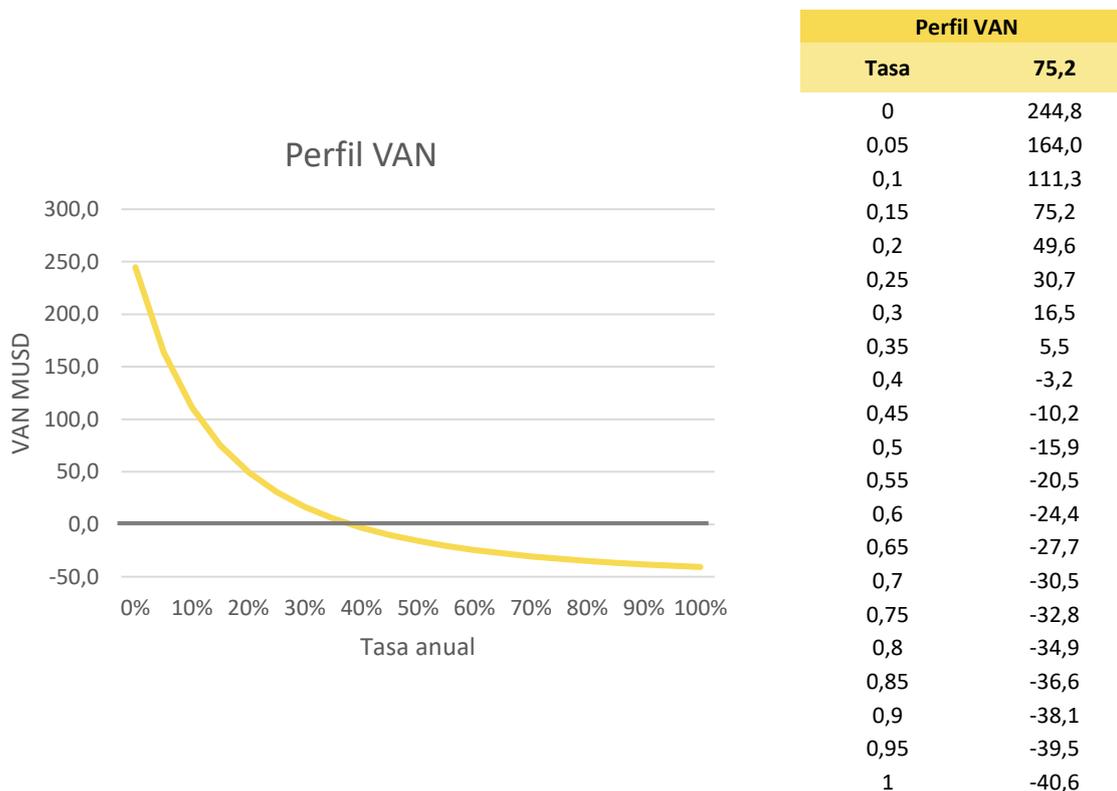
4.4.2 Indicadores económicos

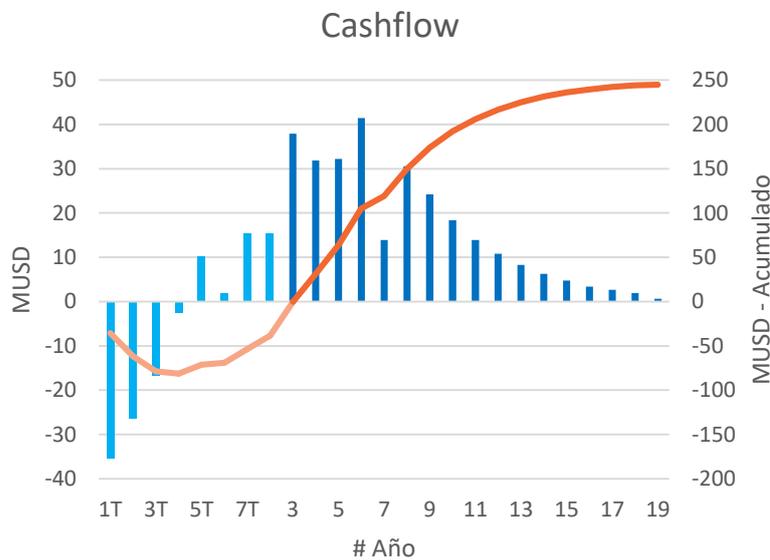
A continuación, se presenta una tabla resumen con todos los resultados obtenidos para el escenario elegido:

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	Abandono	FR
%	MUSD	Fecha	MUSD	Años	%	%
15%	75,21	4T - 2021	81,43	3	jun 2039	93,2%



Se muestra en la siguiente figura la curva del Perfil VAN para distintas tasas anuales y el cashflow anualizado:



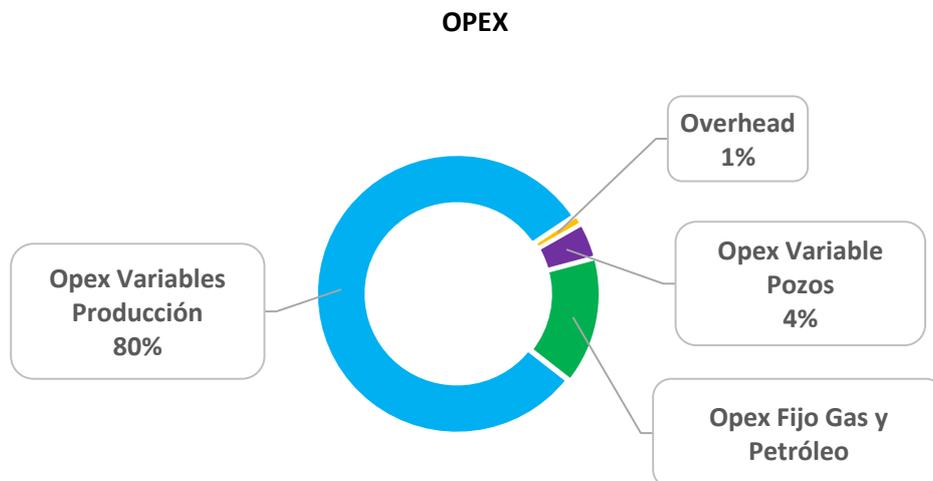


CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow MUSD
1T - 2021	-35,5
2T - 2021	-26,5
3T - 2021	-16,8
4T - 2021	-2,7
1T - 2022	10,2
2T - 2022	2,0
3T - 2022	15,5
4T - 2022	15,5
2023	37,9
2024	31,9
2025	32,2
2026	41,4
2027	13,9
2028	30,5
2029	24,2
2030	18,4
2031	13,9
2032	10,8
2033	8,3
2034	6,3
2035	4,8
2036	3,4
2037	2,7
2038	1,9
2039	0,6

4.4.3 Análisis de sensibilidad

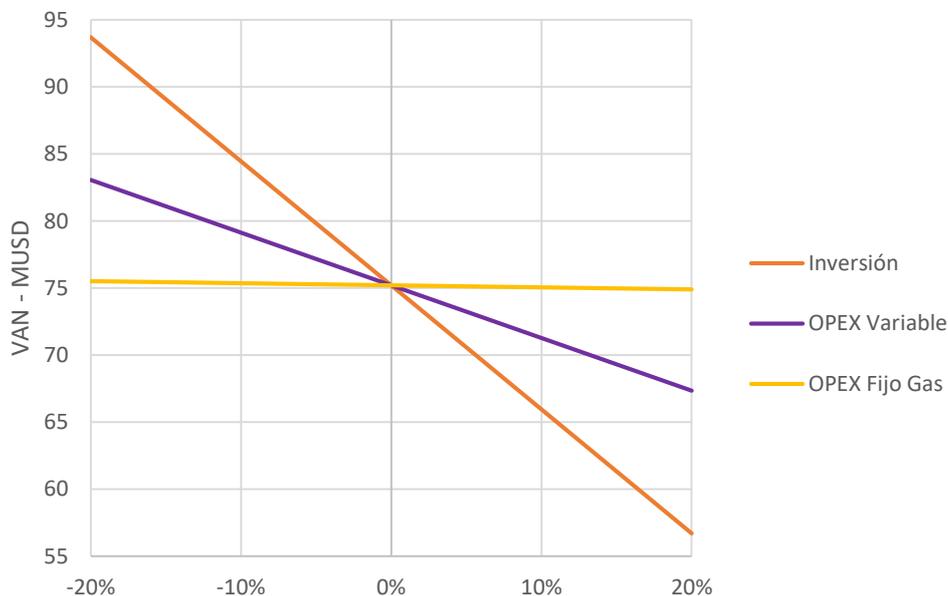
Una vez seleccionado el plan de desarrollo, se realizaron análisis de sensibilidad para ver el impacto ante el cambio en algunos de los parámetros representativos para el proyecto.

Se observa en la siguiente gráfica la composición del Opex total del escenario elegido.



Según lo mostrado en el gráfico, los Opex variables dependientes de la producción representan el 80% de los costos, por lo que resultó conveniente hacer un análisis de sensibilidad para este concepto. Se realizó también el análisis para la variación de los Opex fijos y de la inversión a realizar.

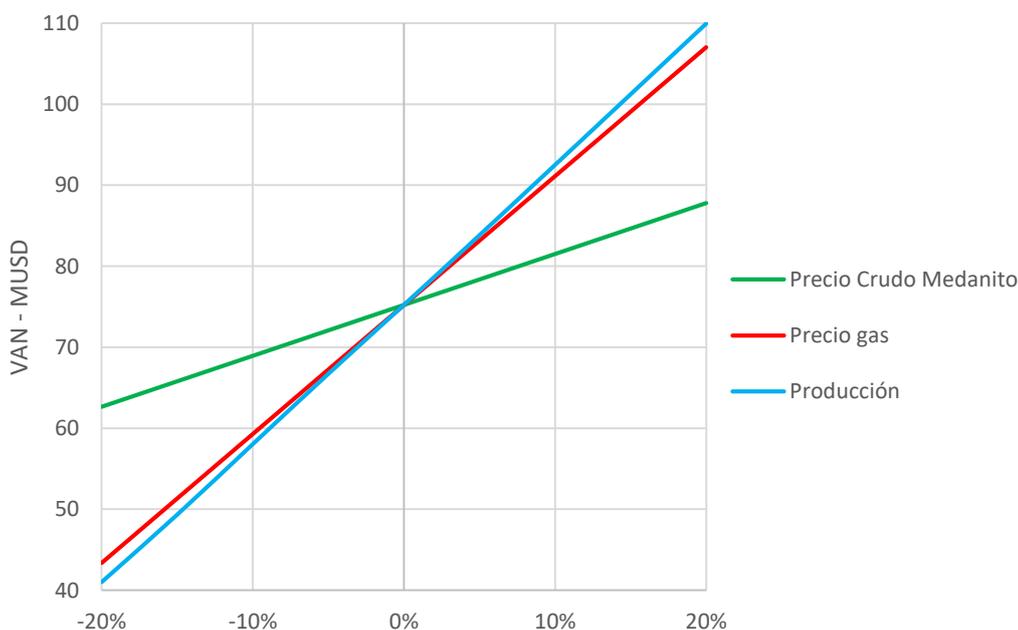
A continuación, los resultados obtenidos:



Puede observarse que el proyecto resulta muy poco sensible a los Opex Fijos asociados a la producción de gas. Pudo verse también que existe una gran variación del VAN frente a cambios en el valor de la inversión. Esto se debe a que, no solo las inversiones representan un gran porcentaje de los desembolsos, sino que además se realizan al comienzo del desarrollo, por lo que su impacto financiero es importante.

Además de realizarse análisis de sensibilidad frente a los costos operativos y de inversión, se analizó la variación respecto a los precios de venta de ambos productos y a la producción.

A continuación, los resultados obtenidos:



Respecto a la producción, se observa una alta dependencia: una variación del 20% en el volumen generará un incremento o disminución del VAN cercano al 50%.

El análisis de sensibilidad para los precios resulta diferente para los distintos productos. Para el caso del gas se observa una alta sensibilidad. Sin embargo, para este proyecto el riesgo se ve disminuido por estar el precio fijado como consecuencia del Plan Gas introducido por el estado para incentivar nuevos proyectos. En lo que concierne a la venta de crudo, se observa una menor dependencia del precio de referencia. Esto se debe a que la proporción de los ingresos por venta de crudo representan un 28% del total, frente al 72% de ingresos por venta de gas.

5. Conclusiones

En el presente estudio se ha arribado a las siguientes conclusiones:

A partir del diseño de las instalaciones de superficie y los montos de inversión asociados, se conocieron los costos relativos de los distintos conceptos que la componen. Con este análisis se observó que un alto porcentaje de la inversión a realizar correspondía al banco de compresión de baja. A su vez este hallazgo permitió hacer un análisis del caudal máximo a procesar por esta unidad que impactó positivamente en el VAN del proyecto a ejecutar.

El análisis arrojó como óptimo un escenario en el que el plateau inicial de producción se fijó en 1,5 MSm³/d. Los resultados obtenidos para caudales mayores resultaron menos favorables en todos los casos. Esto es debido a que, aunque un mayor plateau resulta beneficioso financieramente al adelantar los ingresos, su producción implica una gran inversión en instalaciones de superficie. Por otro lado, también resultaron menos favorables los escenarios con plateaus menores a 1,5 MSm³/d. En este caso, si bien se logra un ahorro en las inversiones iniciales, este no es suficiente para compensar el efecto financiero negativo generado por el retraso de los ingresos por venta.

Una vez seleccionado el escenario de mayor rendimiento económico según algunos índices financieros, se realizó un análisis de sensibilidad. Aquí se observó una gran dependencia del VAN respecto al precio del gas. Resulta importante considerar esta relación, ya que sería de gran relevancia ante un cambio de políticas estatales que impactaran en el precio de venta del gas para consumo en hogares.

6. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en el estudio, se exponen las siguientes mejoras y recomendaciones que podrían introducirse para optimizar la solución obtenida:

Realizar, una vez que se cuente con mayor información, el análisis considerando que, en lugar de pasar la totalidad de los pozos simultáneamente al nuevo sistema de captación introducido, los mismos sean cambiados de forma gradual por grupos de pozos. La decisión del número de pozos, su selección y la fecha de pasaje dependerá de las condiciones y limitaciones operativas que hayan sido detectadas. Introducir esto en el análisis resultará en un estudio más realista ya que se verá el impacto en la reducción del caudal a procesar por las estaciones compresoras y, por lo tanto, en el monto de la inversión a realizar.

Realizar un análisis que considere la variación futura del precio de los productos. Dicho análisis permitirá tener un panorama más realista del desarrollo del proyecto ya que se verá el impacto generado por cambios en el mercado local e internacional.

Se consideraron contratos de venta de gas de volumen y duración fijos. Sin embargo, en el mercado actual se realizan también ventas spot. Es debido a esto que se podría repetir el análisis expuesto, liberando la restricción de duración mínima del plateau por cuestiones contractuales.

La evaluación ha sido realizada mediante la metodología de pozo tipo, en la que se asume que todo pozo perteneciente al reservorio se comporta de idéntico modo. Resultaría de gran utilidad generar un modelo más realista con datos geológicos y de fluidos obtenidos de cada uno de los siete pozos iniciales.

Se recomienda realizar una revisión del valor de GOIS calculado, así como de la entrada de agua al reservorio durante los primeros años de operación para detectar posibles actualizaciones respecto a lo obtenido inicialmente. Se debe tener en cuenta que durante el primer año se tendrá la condición propicia para ensayar los pozos, así como para realizar un estudio con el método de Havlena y Odeh que confirme la condición del reservorio.

El análisis financiero expuesto ha sido realizado para la UTE en su conjunto. Sin embargo, sería esclarecedor ejecutar un análisis financiero para analizar el proyecto desde el punto de vista de SinerGas, independientemente de la rentabilidad que el mismo pueda generar para la otra operadora.

7. Responsables de la ejecución

A continuación se exponen las diferentes secciones y sus respectivos responsables:

Sección	Responsable
2. Objetivos e Introducción	
2.1 Sinergas: Quiénes somos 2.2 Marco geológico – Cuenca Austral 2.3 Mercado del gas natural en Argentina	de Frankenberg, María Josefina
3. Desarrollo	
3.1 Situación actual del yacimiento 3.2 Interpretación de perfiles 3.3 Cálculo volumétrico 3.4 Propiedades de los fluidos 3.5 Balance de materia 3.6 Curvas IPR	Bueno, Diego
3.7 Pronósticos de producción	Ricci, Bruno
3.8 Instalaciones de superficie	Bueno, Diego
3.9 Análisis económico	de Frankenberg, María Josefina
3.10 Análisis de posibles escenarios	Ricci, Bruno
4. Resultados	
4.1 Cronograma	de Frankenberg, María Josefina
4.2 Mapa del yacimiento	Ricci, Bruno
4.3 Pronóstico de producción	de Frankenberg, María Josefina
4.4 Análisis económico	de Frankenberg, María Josefina

8. Nomenclatura

AOF = Caudal de gas máximo (a $P_d = 0$)

APR = Ajuste Punto de Rocío

Bg = Factor volumétrico del gas

C = Coeficiente de flujo de Bureau of Mines

CAPEX = Capital Expenditures (Inversiones en bienes de capital)

C_p = Compresibilidad poral

CV = Compensación volumétrica

C_w = Compresibilidad del agua

ΔP = Diferencia de presión

EPF = Early Production Facilities

GOIS = Gas Original In Situ

GOR = Gas Oil ratio (Relación gas – petróleo)

Gp = Gas producido

GWR = Gas Water Ratio (Relación gas-agua)

HC = Hidrocarburo

IPR = Inflow Performance Relationship

μ_g = Viscosidad

M = Millón

n = Exponente de ecuación de Bureau of Mines

OPEX = Operational Expenditures (Costos operativos)

\emptyset = Porosidad

P_{CE} = Presión en condiciones estándar

P_{CD} = Precio de crudo de descontado

P_{CR} = Precio de crudo de referencia

P_d = Presión dinámica en fondo

P_e = Presión estática

PIAS = Plantas de inyección de agua salada

PM = Peso molecular

Pres = Presión del reservorio

PVT = Curva Presión, Volumen, Temperatura

Qo = Caudal de petróleo

Swi = Saturación de agua inicial

$T_{C.E.}$ = Temperatura en condiciones estándar

TEG = Trietilenglicol

TGN = Transportadora de Gas del Norte

TGS = Transportadora de Gas del Sur

TIR = Tasa Interna de Retorno

Tres = Temperatura del reservorio

TVDSS = True Vertical Depth Sub Sea (Profundidad vertical total respecto al nivel del mar)

UTE = Unión Temporal de Empresas

VAN = Valor Actual Neto

VLP = Vertical Lift Performance

Z = Factor de compresibilidad del gas

9. Unidades

Temperatura

°C: Grados centígrados

°K: Grados Kelvin

Densidad

Kg/m³: Kilogramo por metro cúbico

API: Grados API ($^{\circ}\text{API} = (141.5 / \text{SG}) - 131.5$)

Presión

atm: atmósfera (1 atm=1,01325 kg/cm²)

Volumen

Bbl: Barriles americanos (1 bbl=0,159m³)

m³: metros cúbicos

Viscosidad

cp: Centipoise (1 cp=10⁻³Pa.s)

Potencia

W: Watts de potencia

HP: Caballos de potencia (1HP=745,7 W)

Presión

psi: Libra por pulgada cuadrada (1 psi=0,069 kg/cm²)

Pa: Pascal

kg/cm²: kilogramo por centímetro cuadrado o bar

Longitud

Km: kilómetros

m: metros

pulg.: pulgadas

Velocidad

m/s: metro por segundo

Superficie

m²: metros cuadrados

Concentración

Ppm: partes por millón

Ppmv: partes por millón en volumen

Caudal

m³/d: metros cúbicos por día

m³/h: metros cúbicos por hora

MSm³/d: Millón de metros cúbicos estándar por día

mg/Sm³: miligramos por metro cúbico estándar

Energía

N/m: Newton por metro

Moneda

USD: Dólares americanos

MUSD: Millones de dólares americanos

10. Bibliografía

- [1] Peroni, Gustavo et al – “Cuenca Austral: Margo geológico y reserva histórica de la actividad petrolera”, 2002
- [2] Subotovsky, Pablo – Apuntes de la materia “Manejo Integral de la Producción” de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural del Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2020
- [3] Carrone, Eduardo – Apuntes de la materia “Instalaciones de Superficie” de la Especialización en Producción de Petróleo y Gas Natural del Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2020
- [4] Secretaría de Energía – Bases de Datos 2018-2020
- [5] Lake, Larry W.- “Petroleum Engineering Handbook Ed2” – SPE, 2007

11.Anexos

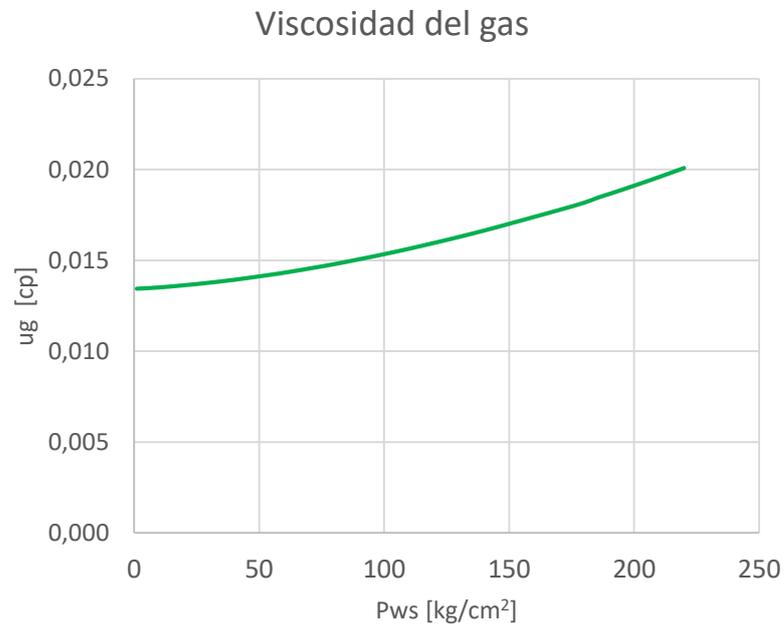
11.1 Anexo 1

Cálculo del volumen de roca mediante el método de los trapecios:

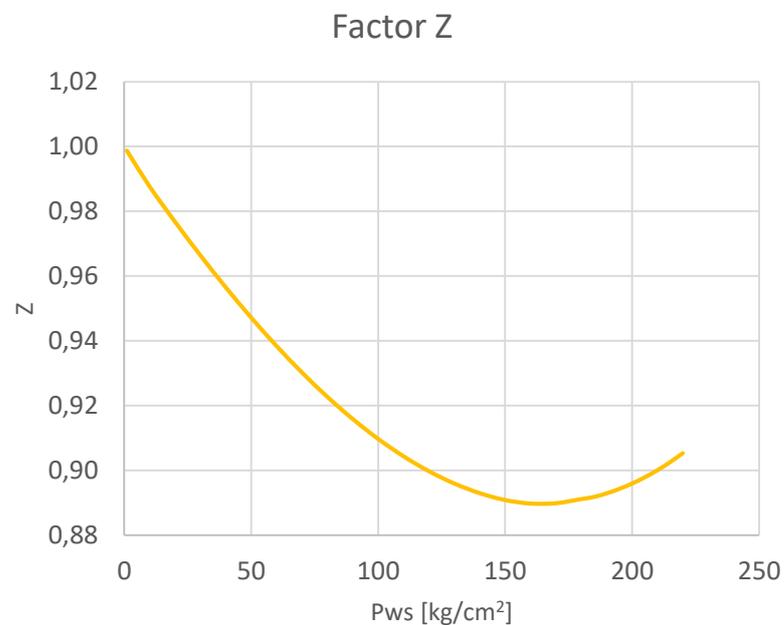
h m	Área Tope millones m ²	Área Base millones m ²	Volumen millones m ³	Vol Acum Gas millones m ³
42	0,00	0,00	0,00	0,00
40	1,05	0,00	1,05	1,05
38	2,09	0,00	3,14	4,19
36	3,14	0,00	5,24	9,42
34	4,19	0,00	7,33	16,76
32	5,24	0,00	9,42	26,18
30	6,28	0,35	11,17	37,35
28	7,33	1,37	11,89	49,25
26	8,38	2,40	11,93	61,18
24	9,42	3,43	11,97	73,15
22	10,47	4,46	12,01	85,17
20	11,52	5,48	12,05	97,22
18	12,57	6,51	12,09	109,31
16	13,61	7,54	12,13	121,45
14	14,66	8,56	12,17	133,62
12	15,71	9,59	12,21	145,84
10	16,76	10,62	12,25	158,09
8	17,80	11,65	12,29	170,38
6	18,85	12,67	12,33	182,71
4	19,90	13,70	12,37	195,09
2	20,94	14,73	12,41	207,50
0	21,99	15,75	12,45	219,95
-2	23,04	16,78	12,49	219,95
-4	24,09	17,81	12,53	219,95

11.2 Anexo 2

Gráficos y correlaciones de viscosidad y factor Z de gas en función de la presión.



$$\mu_g = -5,47 * 10^{-17} * P^6 - 3,64 * 10^{-14} * P^5 - 8,42 * 10^{-12} * P^4 + 7,04 * 10^{-10} * P^3 + 9,30 * 10^{-8} * P^2 + 8,17 * 10^{-6} * P + 1,34 * 10^{-2}$$

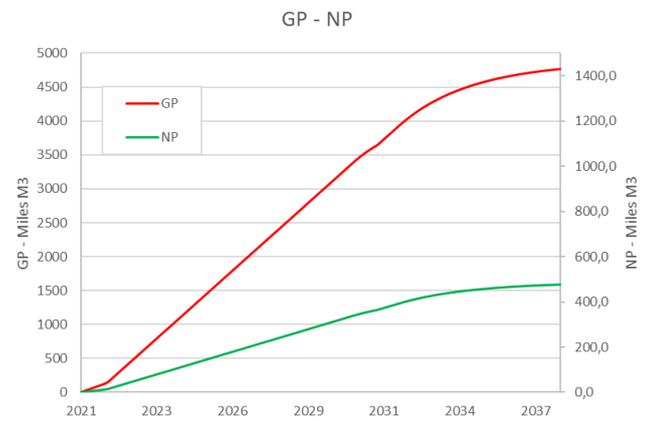
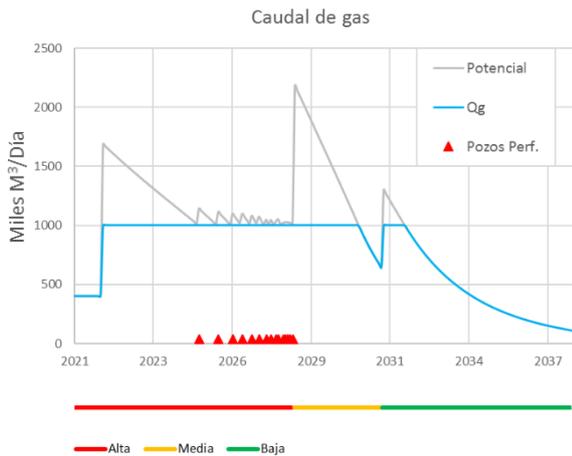


$$Z = 9,18 * 10^{-16} * P^6 - 7,84 * 10^{-13} * P^5 + 2,55 * 10^{-10} * P^4 - 3,32 * 10^{-8} * P^3 + 4,87 * 10^{-6} * P^2 - 1,24 * 10^{-3} * P + 1$$

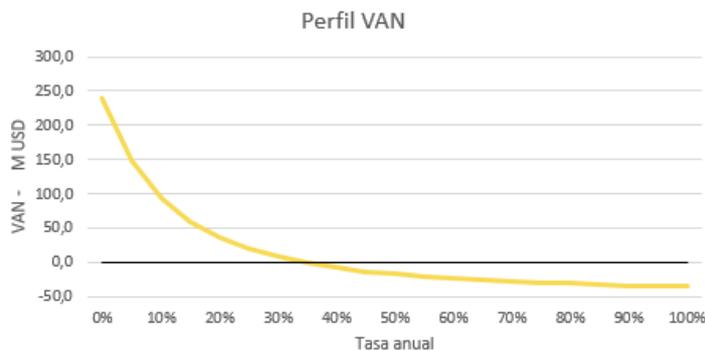
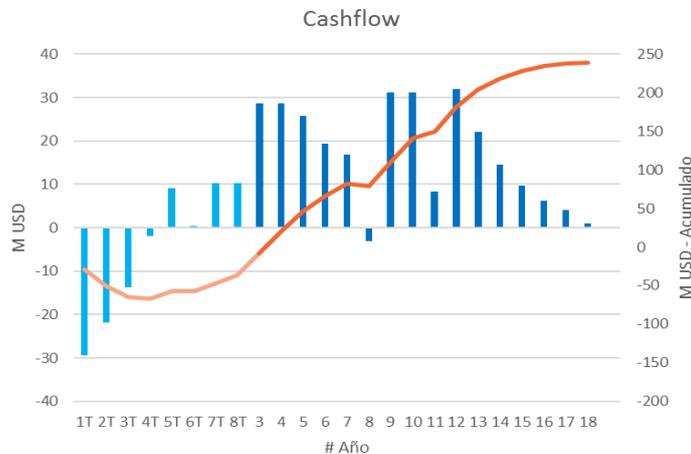
11.3 Anexo 3

Escenario Base 1000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	Años	%	Año
15%	59,52	4T - 2021	66,75	3,2	93,3	may 2038



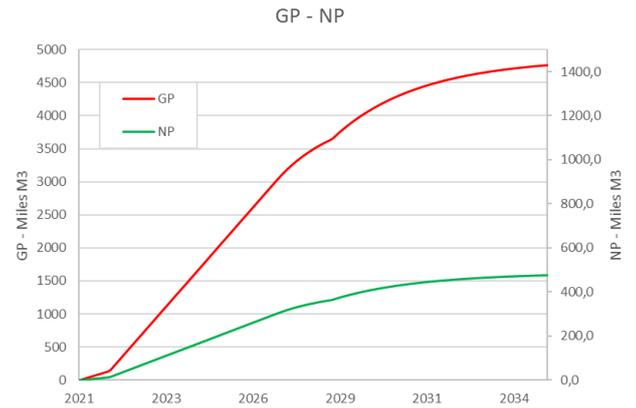
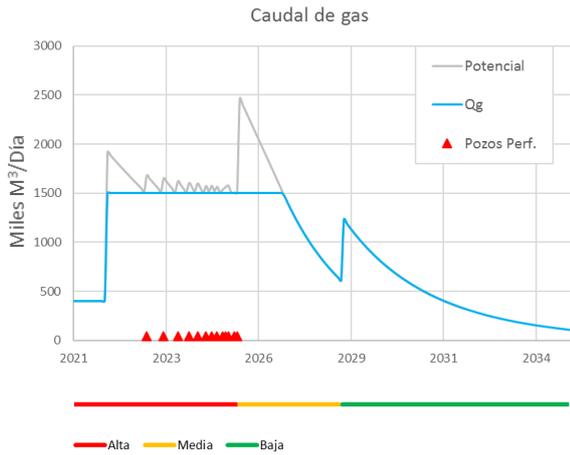
CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-29,4
2T - 2021	-21,8
3T - 2021	-13,7
4T - 2021	-1,9
1T - 2022	9,0
2T - 2022	0,3
3T - 2022	10,3
4T - 2022	10,2
2023	28,7
2024	28,6
2025	25,7
2026	19,3
2027	16,7
2028	-3,1
2029	31,1
2030	31,2
2031	8,4
2032	31,9
2033	22,0
2034	14,6
2035	9,6
2036	6,1
2037	4,1
2038	1,0



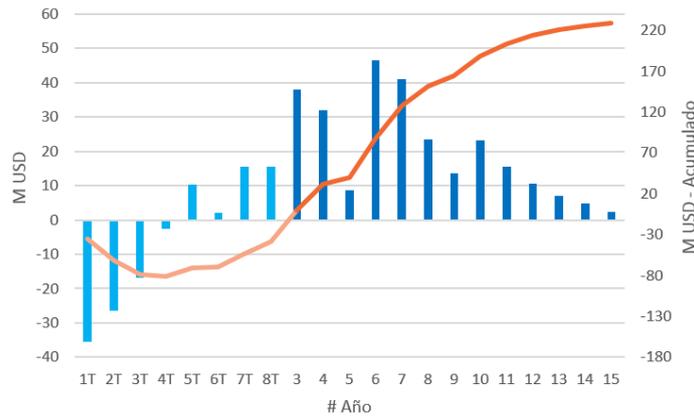
Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	239,1
0,05	149,0
0,1	94,4
0,15	59,5
0,2	36,1
0,25	19,8
0,3	8,0
0,35	-0,9
0,4	-7,7
0,45	-13,0
0,5	-17,3
0,55	-20,8
0,6	-23,7
0,65	-26,1
0,7	-28,1
0,75	-29,8
0,8	-31,3
0,85	-32,5
0,9	-33,6
0,95	-34,6
1	-35,4

Escenario Base 1500

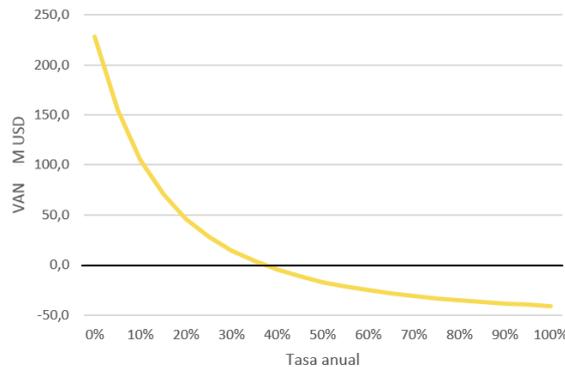
Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	%	Año
15%	70,86	4T - 2022	81,43	37%	3	93,2
						oct 2035



Cashflow



Perfil VAN

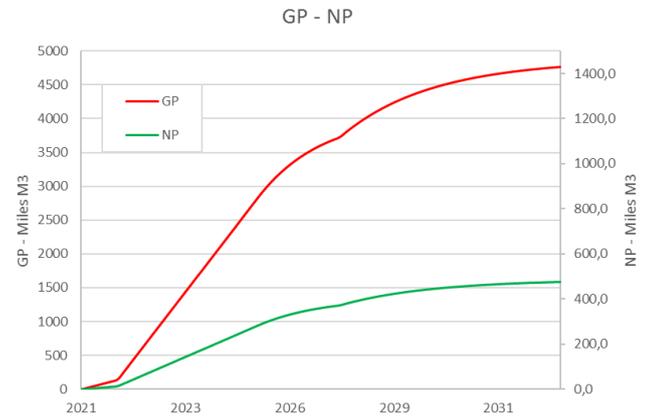
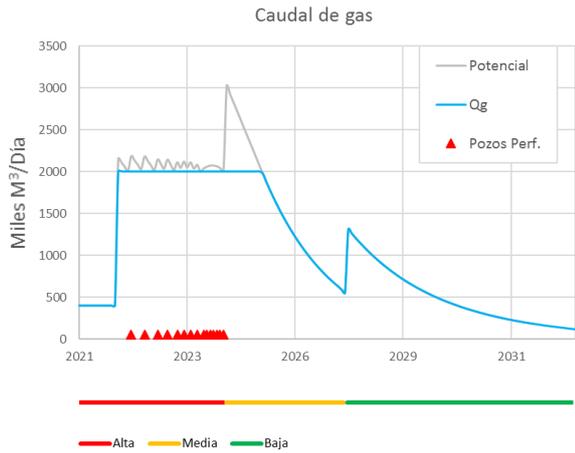


CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-35,5
2T - 2021	-26,5
3T - 2021	-16,8
4T - 2021	-2,7
1T - 2022	10,2
2T - 2022	2,0
3T - 2022	15,5
4T - 2022	15,5
2023	37,9
2024	31,9
2025	8,6
2026	46,5
2027	41,1
2028	23,4
2029	13,7
2030	23,1
2031	15,5
2032	10,6
2033	7,1
2034	4,7
2035	2,5

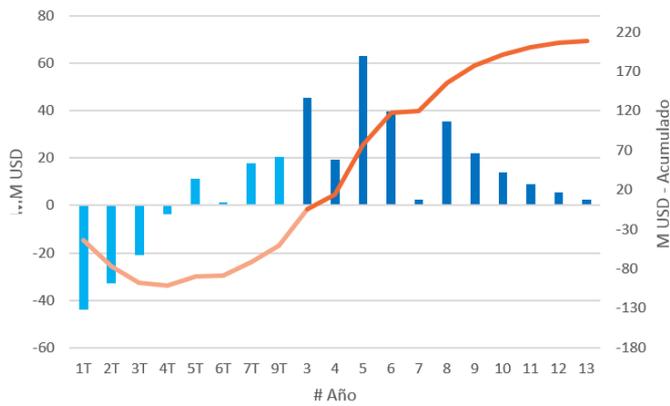
Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	228,2
0,05	154,5
0,1	105,1
0,15	70,9
0,2	46,2
0,25	28,1
0,3	14,3
0,35	3,6
0,4	-4,8
0,45	-11,6
0,5	-17,1
0,55	-21,6
0,6	-25,3
0,65	-28,5
0,7	-31,2
0,75	-33,5
0,8	-35,4
0,85	-37,1
0,9	-38,6
0,95	-39,9
1	-41,0

Escenario Base 2000

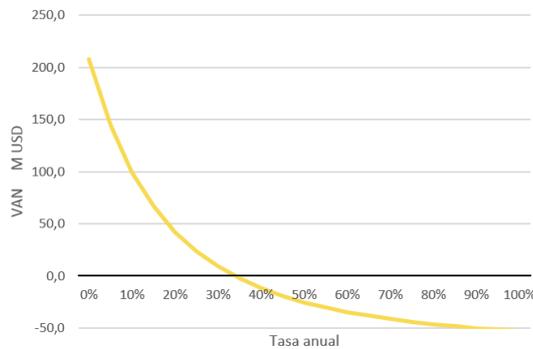
Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	%	Año
15%	66,43	4T - 2021	101,37	34%	3,2	93,2	ago 2033



Cashflow



Perfil VAN

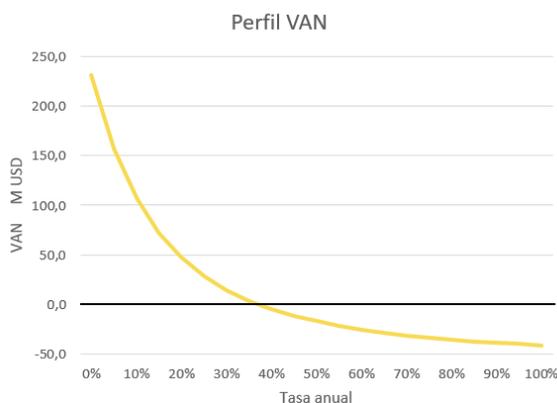
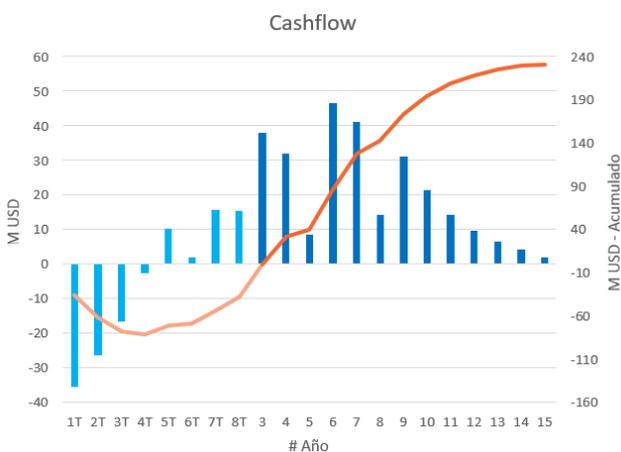
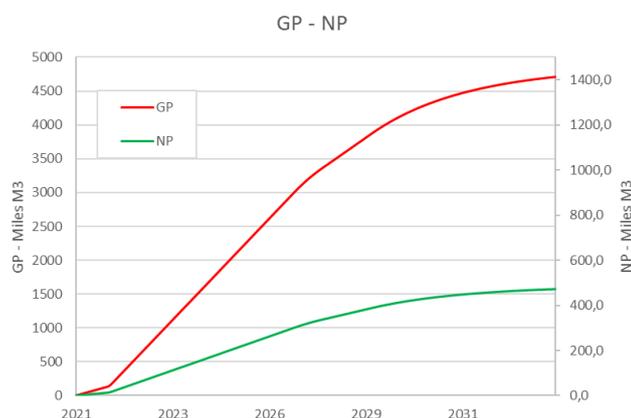
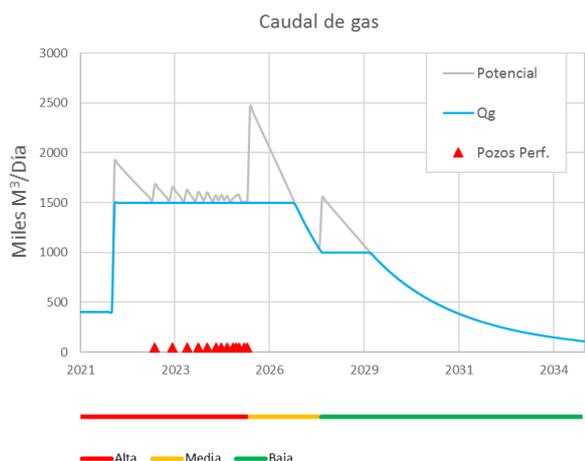


CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-43,9
2T - 2021	-32,9
3T - 2021	-20,9
4T - 2021	-3,7
1T - 2022	11,4
2T - 2022	1,3
3T - 2022	17,7
4T - 2022	20,7
2023	45,3
2024	19,3
2025	63,1
2026	39,6
2027	2,5
2028	35,4
2029	22,0
2030	14,1
2031	8,8
2032	5,7
2033	2,4

Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	208,0
0,05	144,2
0,1	99,1
0,15	66,4
0,2	42,0
0,25	23,4
0,3	9,0
0,35	-2,5
0,4	-11,7
0,45	-19,2
0,5	-25,3
0,55	-30,4
0,6	-34,7
0,65	-38,3
0,7	-41,4
0,75	-44,1
0,8	-46,3
0,85	-48,3
0,9	-50,0
0,95	-51,5
1	-52,8

Escenario Plateau 1500 – Baja 1000

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	%	Año
15%	71,67	4T - 2021	81,43	37%	3	93,2	ago 2035

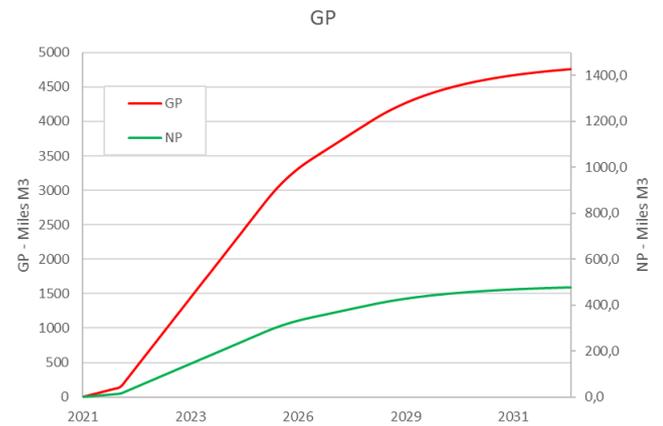
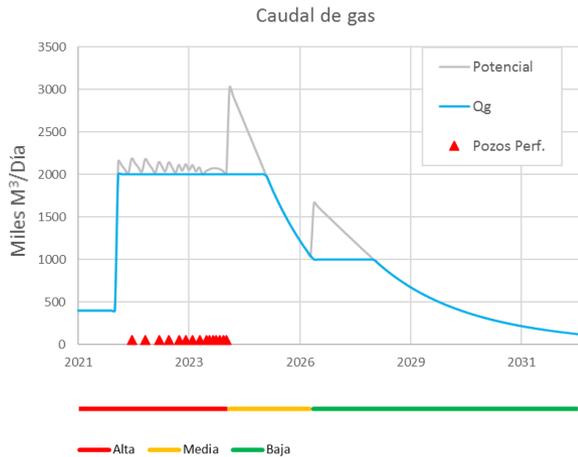


CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-35,5
2T - 2021	-26,5
3T - 2021	-16,8
4T - 2021	-2,7
1T - 2022	10,2
2T - 2022	2,0
3T - 2022	15,5
4T - 2022	15,5
2023	37,9
2024	31,9
2025	8,6
2026	46,5
2027	41,1
2028	14,3
2029	31,0
2030	21,2
2031	14,2
2032	9,7
2033	6,5
2034	4,3
2035	1,8

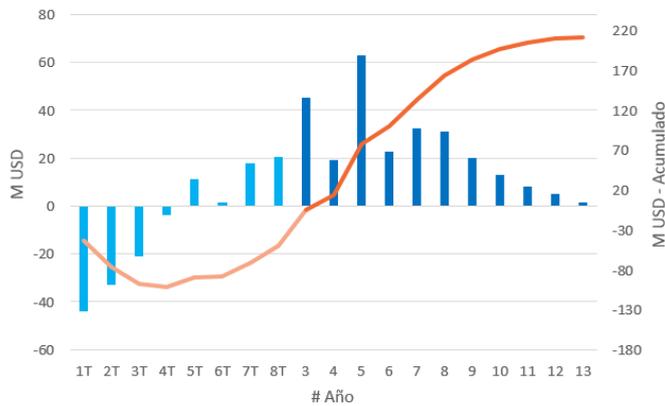
Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	230,7
0,05	156,3
0,1	106,4
0,15	71,7
0,2	46,8
0,25	28,4
0,3	14,4
0,35	3,7
0,4	-4,8
0,45	-11,6
0,5	-17,1
0,55	-21,6
0,6	-25,4
0,65	-28,5
0,7	-31,2
0,75	-33,5
0,8	-35,5
0,85	-37,2
0,9	-38,6
0,95	-39,9
1	-41,0

Escenario Plateau 2000 – Baja 1000

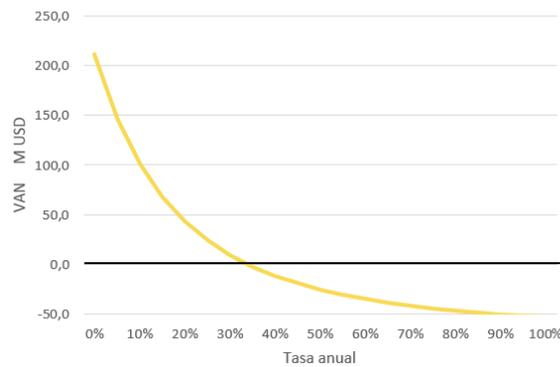
Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	%	Año
15%	67,66	4T - 2021	101,37	34%	3,2	93,2	jun 2033



Cashflow



Perfil VAN

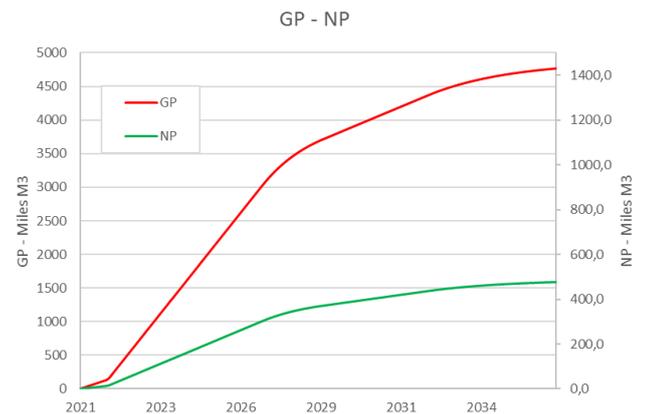
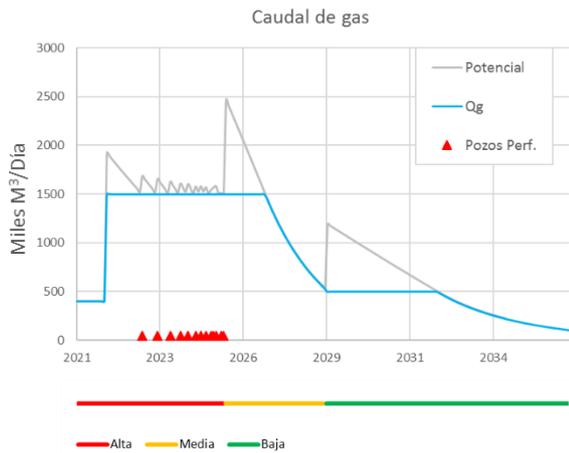


CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-43,9
2T - 2021	-32,9
3T - 2021	-20,9
4T - 2021	-3,7
1T - 2022	11,4
2T - 2022	1,3
3T - 2022	17,7
4T - 2022	20,7
2023	45,4
2024	19,3
2025	63,1
2026	22,8
2027	32,5
2028	30,9
2029	20,1
2030	12,8
2031	8,0
2032	5,1
2033	1,6

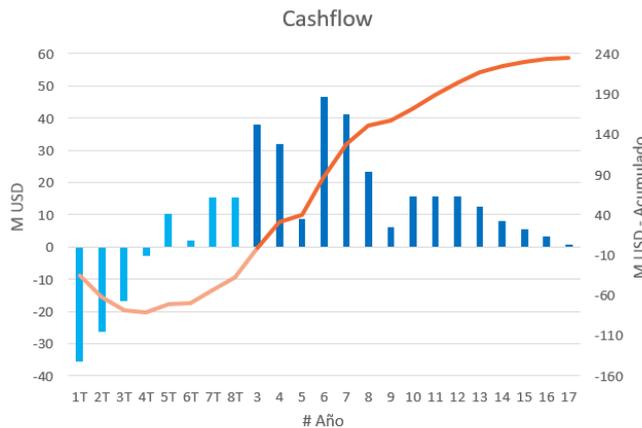
Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	211,2
0,05	146,6
0,1	100,9
0,15	67,7
0,2	42,9
0,25	24,0
0,3	9,4
0,35	-2,2
0,4	-11,5
0,45	-19,1
0,5	-25,3
0,55	-30,4
0,6	-34,7
0,65	-38,4
0,7	-41,5
0,75	-44,1
0,8	-46,4
0,85	-48,4
0,9	-50,1
0,95	-51,5
1	-52,8

Escenario Plateau 1500 – Baja 500

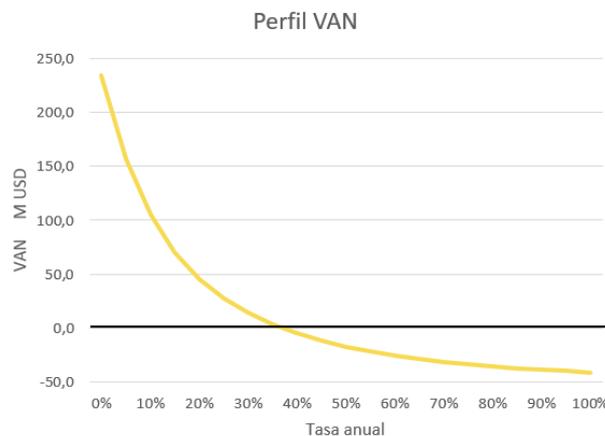
Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	%	Año
15%	70,23	4T - 2021	81,43	36%	3	93,2	abr 2037



CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-35,5
2T - 2021	-26,5
3T - 2021	-16,8
4T - 2021	-2,7
1T - 2022	10,2
2T - 2022	2,0
3T - 2022	15,5
4T - 2022	15,5
2023	37,9
2024	31,9
2025	8,6
2026	46,5
2027	41,1
2028	23,4
2029	6,1
2030	15,7
2031	15,5
2032	15,7
2033	12,5
2034	8,2
2035	5,5
2036	3,4
2037	0,7

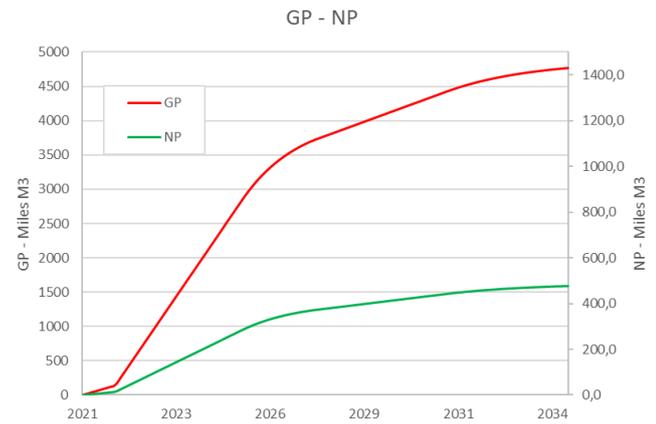
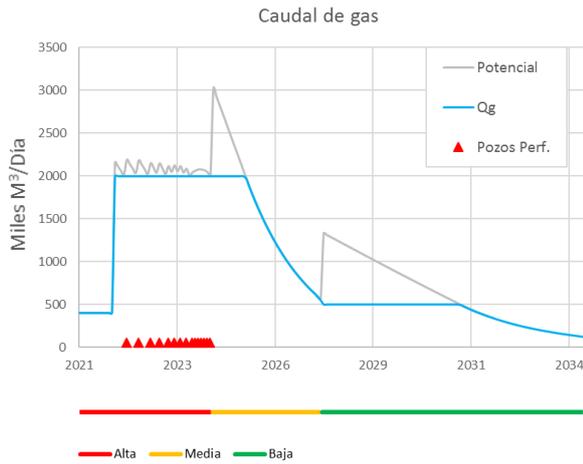


Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	234,5
0,05	156,1
0,1	105,1
0,15	70,2
0,2	45,5
0,25	27,4
0,3	13,7
0,35	3,2
0,4	-5,2
0,45	-11,8
0,5	-17,3
0,55	-21,7
0,6	-25,5
0,65	-28,6
0,7	-31,2
0,75	-33,5
0,8	-35,5
0,85	-37,2
0,9	-38,6
0,95	-39,9
1	-41,0

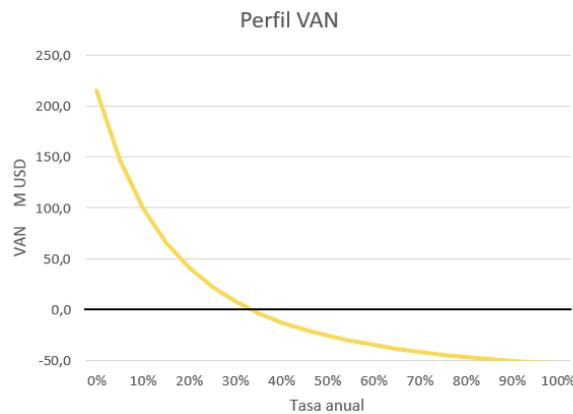
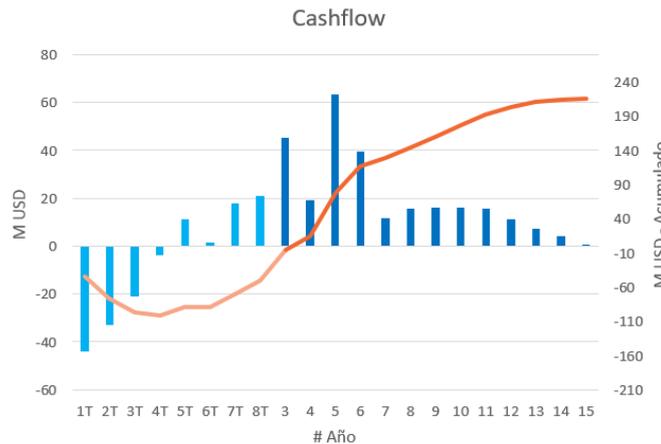


Escenario Plateau 2000 – Baja 500

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición		TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	%	Años	%	Año
15%	65,67	4T - 2021	101,37	33%	3,2	93,2	mar 2035



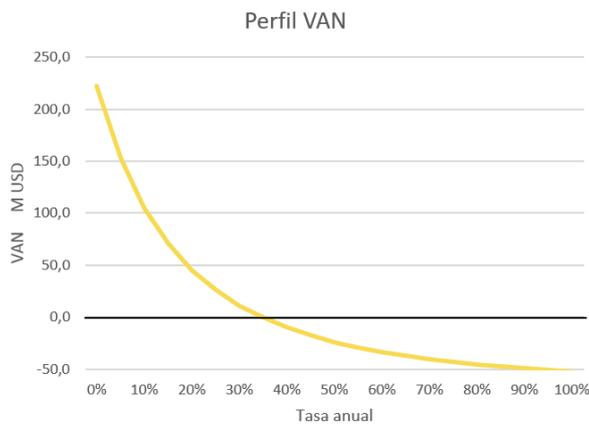
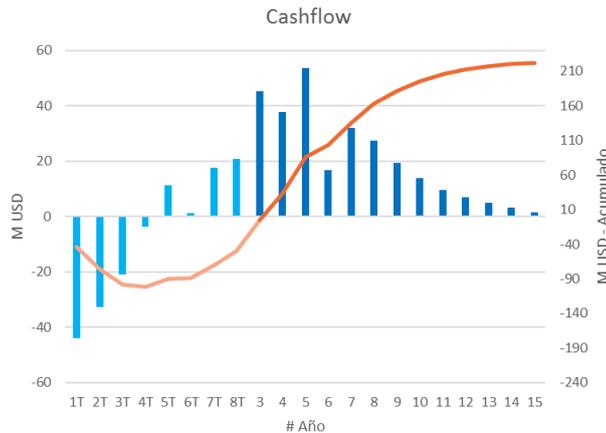
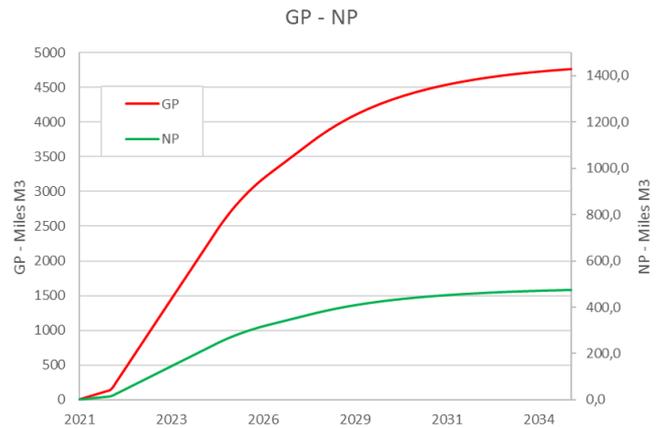
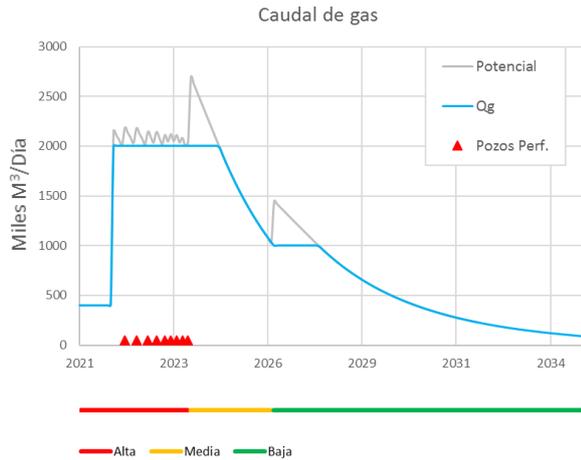
CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-43,9
2T - 2021	-32,9
3T - 2021	-20,9
4T - 2021	-3,7
1T - 2022	11,4
2T - 2022	1,3
3T - 2022	17,7
4T - 2022	20,7
2023	45,3
2024	19,3
2025	63,1
2026	39,6
2027	11,4
2028	15,5
2029	16,2
2030	16,1
2031	15,6
2032	11,2
2033	7,0
2034	4,3
2035	0,6



Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	215,0
0,05	146,3
0,1	99,2
0,15	65,7
0,2	41,1
0,25	22,5
0,3	8,1
0,35	-3,2
0,4	-12,3
0,45	-19,6
0,5	-25,7
0,55	-30,7
0,6	-35,0
0,65	-38,5
0,7	-41,6
0,75	-44,2
0,8	-46,4
0,85	-48,4
0,9	-50,1
0,95	-51,6
1	-52,9

Escenario Plateau 2000 – Óptimo

Tasa Anual	VAN	Máxima exposición	TIR	Payout time	FR	Abandono
%	MUSD	Fecha	MUSD	Años	%	Año
15%	70,95	4T - 2021	101,37	3,1	93,2	sep 2035



Perfil VAN	
Tasa	VAN
0	222,3
0,05	153,2
0,1	105,3
0,15	70,9
0,2	45,5
0,25	26,2
0,3	11,3
0,35	-0,5
0,4	-10,0
0,45	-17,6
0,5	-24,0
0,55	-29,2
0,6	-33,6
0,65	-37,4
0,7	-40,5
0,75	-43,3
0,8	-45,6
0,85	-47,6
0,9	-49,4
0,95	-50,9
1	-52,3

CASHFLOW ANUALIZADO	
Año	Cashflow M USD
1T - 2021	-43,9
2T - 2021	-32,9
3T - 2021	-20,9
4T - 2021	-3,7
1T - 2022	11,4
2T - 2022	1,3
3T - 2022	17,7
4T - 2022	20,7
2023	45,3
2024	37,8
2025	53,5
2026	16,8
2027	32,0
2028	27,6
2029	19,3
2030	13,8
2031	9,6
2032	7,0
2033	4,9
2034	3,4
2035	1,7

11.4 Anexo 4

Cuadro resumido de las inversiones para instalaciones de superficie de los escenarios propuestos:

Escenario	Planta de tratamiento	Alta a Media	Media a Baja	Gasoductos
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Base 2000 Plateau 2000 Baja 1000	67	16,3	17	40
Plateau 2000 Baja 500	67	16,3	9,1	40
Base 1500 Plateau 1500 Baja 1000	54,3	13,1	17	33
Plateau 1500 Baja 500	54,3	13,1	9,1	33
Base 1000	40,8	9,6	17	32