

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

# **TRABAJO FINAL INTEGRADOR**

## **Propuesta Técnica de Desarrollo de Yacimiento “La Esperanza”**

**Equipo B – Grupo 4**

**AUTOR/ES: Cervatte, Florencia (Leg. N° 105034)**

**Crosa, Andrés Manuel (Leg. N° 105035)**

**DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES: Casares, Carlos**

**Lanziani, José Luis**

**Reatti, José Luis**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN ECONOMÍA DEL PETROLEO Y GAS NATURAL**

**BUENOS AIRES**

**SEGUNDO CUATRIMESTRE 2021**

## Índice

I.	Resumen ejecutivo (F. Cervatte – A. Crosa)	3
II.	Cálculo de las Reservas de Gas y Condensado (A. Crosa)	4
III.	Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento (A. Crosa)	6
a.	Pronóstico de Producción	6
b.	Instalaciones de Superficie	11
i.	Captación: Pozo – Batería (Flow lines)	11
ii.	Baterías	11
iii.	Cañería desde las baterías a la Planta de Tratamiento	12
iv.	Presentación de diagrama	13
v.	Compresión en yacimiento (motocompresores)	13
vi.	Planta de tratamiento	15
IV.	Aprovechamiento de Condensables (A.Crosa)	18
V.	Obras de Transporte (A.Crosa)	18
VI.	Marco Institucional y Legal (F. Cervatte)	20
a.	Contexto regulatorio – últimos 15 años en la Argentina	20
VII.	Análisis de Mercado (A. Crosa)	22
a.	Matriz Energética Argentina y participación del Gas Natural	22
b.	Producción Argentina de Gas Natural	23
c.	Demanda de Gas Natural en Argentina	24
d.	Proyecciones	25
e.	Oferta Petróleo y Gas	27
f.	Oferta de Energía Eléctrica	29
g.	Inversiones en Infraestructura Gasífera	29
h.	Demanda en Argentina:	30
i.	Gas Natural	30
ii.	Energía Eléctrica	31
VIII.	Aspectos Comerciales y Contractuales (A. Crosa)	32
a.	Comercialización de gas	32
i.	Distribuidoras:	32
ii.	GNC:	32
iii.	Central Termoeléctrica:	32
iv.	Grandes Usuarios y Nuevos Consumidores Directos [P3]:	32
b.	Comercialización de condensado y gasolina	32

IX.	Costos y Precios (F.Cervatte).....	33
	a. Precios del gas natural por usuario:.....	33
	b. CAPEX.....	34
	c. OPEX.....	35
X.	Escenarios de demanda (F. Cervatte).....	36
	a. Esquema de ventas de gas. ....	37
	i. Distribuidoras.....	37
	ii. Central termoeléctrica.....	37
	iii. Industrias.....	37
	iv. GNC.....	37
	v. Spot. ....	37
	b. Esquema de ventas de condensados y gasolinas.....	38
XI.	Hipótesis realizadas (F. Cervatte).....	38
	a. Variables macroeconómicas: Tipo de Cambio/inflación.....	38
	b. Impuestos.....	39
	c. Workover.....	39
	d. Abandono.....	39
	e. Tratamiento contable.....	39
	f. Valor Actual Neto.....	39
XII.	Información Financiera Considerada (F. Cervatte).....	39
XIII.	WACC (F. Cervatte).....	40
XIV.	Evaluación Económica del Proyecto – Cuadro de Resultados (F. Cervatte).....	41
XV.	Evaluación Financiera del Proyecto – Flujos de Caja (F. Cervatte).....	41
	a. Alternativa Dew Point.....	41
	b. Alternativa Turboexpander.....	42
XVI.	Análisis de Sensibilidad (F. Cervatte).....	44
XVII.	Resumen de Resultados (F.Cervatte- A.Crosa).....	46
XVIII.	Conclusiones (F.Cervatte-A.Crosa).....	47
XIX.	Anexos.....	48
XX.	Referencias bibliográficas.....	49

## I. Resumen ejecutivo (F. Cervatte – A. Crosa)

El presente informe constituye una oferta técnica que tiene por objetivo participar de la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento convencional de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén con un horizonte temporal de 25 años.

El yacimiento está localizado a 200 km de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste, y a 100 km de una Central Termoeléctrica.

La información obtenida en la etapa exploratoria ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas recuperables de aproximadamente 22.000 Mm<sup>3</sup> de gas y 2,2 Mm<sup>3</sup> de condensado recuperable.

Para el análisis del desarrollo y la explotación del yacimiento se han contemplado en este estudio aspectos técnicos, económicos, comerciales y financieros, permitiendo ello evaluar diferentes alternativas y seleccionar aquella que genere la mayor rentabilidad para la presente Propuesta Técnica.

Las inversiones por realizarse durante el desarrollo del yacimiento son del orden de los 600 MUSD, siendo el 45% de este valor ejecutadas en los primeros dos años de concesión.

El Plan de Inversiones incluye la perforación de más de 50 pozos, la construcción de cinco baterías de separación primaria distribuidas en la superficie del yacimiento, la instalación de una planta de endulzamiento y de una planta de ajuste de punto de rocío, las cañerías de captación, tanques de almacenamiento de condensado y todas las instalaciones de superficie necesarias para alcanzar la adecuada explotación de las reservas.

Para afrontar las inversiones, el proyecto prevé un esquema de financiamiento en el cual el 53% será con capital propio y el 47% con capital de terceros. El préstamo solicitado será de 291MUSD.

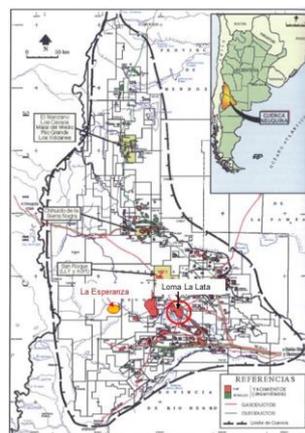
A fin de colocar el volumen producido de gas natural de los distintos segmentos del mercado argentino, se realizarán las obras de transporte necesarias como son un gasoducto de 200Km de longitud y dos plantas compresoras. El volumen producido se distribuirá de la siguiente manera: 6,9 Mm<sup>3</sup> a industrial, 4,7 Mm<sup>3</sup> a distribuidoras, 4,7 Mm<sup>3</sup> a generación y 5 Mm<sup>3</sup> venta Spot y 0,8 a GNC.

En cuanto al plan de explotación, se prevé extraer alrededor del 75% de las reservas recuperables en la primera mitad del plazo de concesión, siendo los primeros 6 años los de mayor producción alcanzando los 4,5 Mm<sup>3</sup>/d.

Respecto de la comercialización del gas, durante los primeros 10 años de producción, será vendido mayoritariamente a la central termoeléctrica instalada en el yacimiento y durante todo el plazo de explotación a usuarios industriales y residenciales. En cuanto a los hidrocarburos condensables, su comercialización está prevista en el yacimiento, mediante un cargadero de camiones, siendo los costos del transporte a cargo de los clientes.

Se estima que el desarrollo del yacimiento generará un VAN de 142 MUSD, una TIR de 30%. Se prevé repagar la inversión en un periodo de 4 años y 3 meses y la máxima exposición de capital está prevista en de 168 MUSD.

Con la ejecución del proyecto, la provincia de Neuquén se verá beneficiada con un bono de ingreso, regalías, canon e impuestos provinciales durante el período de concesión por 591 MUSD. Además, contribuye positivamente a la sociedad con generación de numerosos puestos de trabajo directos e indirectos como así también el resto de los stakeholders.



## II. Cálculo de las Reservas de Gas y Condensado (A. Crosa)

La Esperanza es un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina (Figura 1), localizado a una profundidad promedio de 2.110 metros bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco.

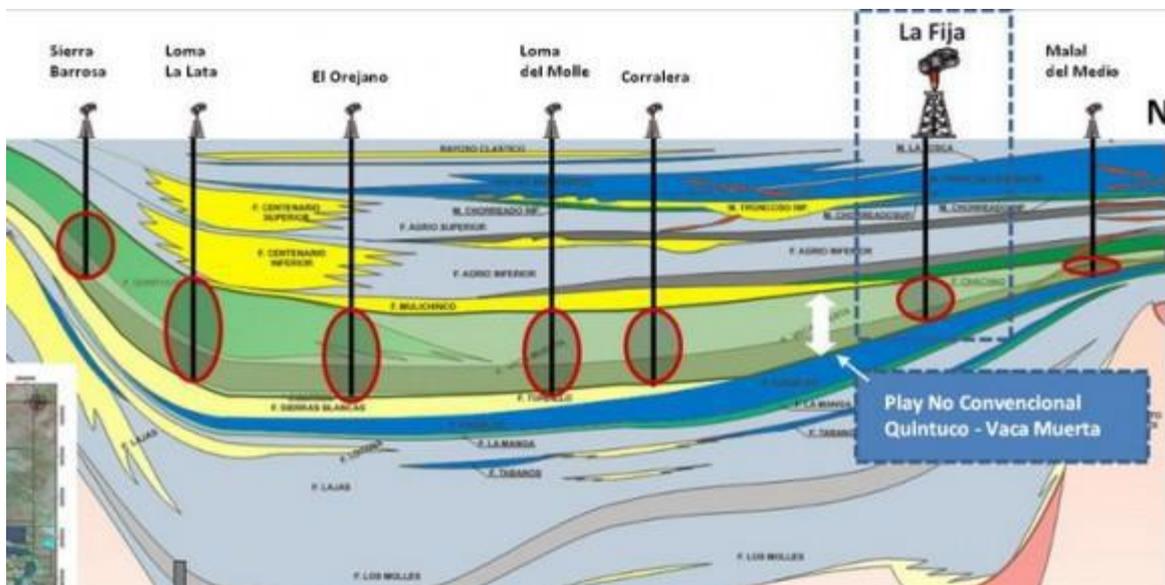


Figura 1 Cuenca Neuquina. Sección norte – sur (zona central)

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y seis (6) perforaciones que delimitaron el reservorio, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y dos (2) resultaron estériles.

A partir de dichos estudios, se han determinado las condiciones del yacimiento según se indica en la siguiente tabla:

Parámetro	Unidad	Valor
VR: Volumen de roca	Mm3	1.400
$\Phi$ : Porosidad	-	13%
Sw: Saturación de agua irreductible	-	29%
Tr: Temperatura del Reservorio	K	360°
Pr: Presión del Reservorio	Kg/cm2	245
Ta: Temperatura Ambiente	K	288
Pa: Presión Atmosférica	Kg/cm2	1,033
Relación Gas-Petróleo (GOR):	m3gas/m3liq.	9.960

Tabla 1

A su vez, se dispone de un análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento, que será utilizado para determinar el comportamiento del fluido a distintas presiones y finalmente conocer el volumen de gas recuperable, factor de recuperación y confeccionar un análisis previsional de la producción de gas.

Pr (kg/cm <sup>2</sup> )	Z	Pr/Z (kg/cm <sup>2</sup> )	Bg	G (Mm <sup>3</sup> )	Gp (Mm <sup>3</sup> )	Producción Acumulada
245	0,91	268,72	0,005	<b>26.853,59</b>	0,00	0,00
225	0,90	250,02	0,01	24.984,23	24.974,24	1.869,35
205	0,89	229,94	0,01	22.977,97	22.967,98	3.875,61
185	0,89	208,68	0,01	20.853,83	20.843,84	5.999,75
165	0,88	186,47	0,01	18.634,11	18.624,12	8.219,47
145	0,89	163,55	0,01	16.343,62	16.333,63	10.509,96
125	0,89	140,19	0,01	14.008,78	13.998,79	12.844,80
105	0,90	116,65	0,01	11.656,62	11.646,62	15.196,97
85	0,91	93,20	0,01	9.313,72	9.303,73	17.539,86
65	0,93	70,10	0,02	7.005,33	6.995,33	19.848,26
<b>45</b>	<b>0,95</b>	<b>47,58</b>	<b>0,03</b>	<b>4.754,47</b>	<b>4.744,48</b>	<b>22.099,11</b>

Tabla 2

Dónde:

- Z: factor de compresibilidad del fluido del reservorio.
- Pr: presión del Reservorio
- Bg: factor volumétrico del gas
- G: volumen de gas "in situ"
- GP: volumen de gas recuperable

Con toda la información disponible y por medio del método volumétrico, se determinó que el Gas In Situ es de 26.854 Mm<sup>3</sup>.

Considerando una presión teórica de abandono de 45 Kg/cm<sup>2</sup>, el volumen recuperado es de 22.099 Mn<sup>3</sup> de gas y 2,22 Mm<sup>3</sup> de condensado como se muestra en la siguiente tabla resumen:

Parámetro	Unidad	Valor
Volumen de Gas In Situ	Mm <sup>3</sup>	26.854
Volumen de Gas Recuperable	Mm <sup>3</sup>	22.099,11
Presión de Abandono	Kg/cm <sup>2</sup>	45
% de Recuperación	-	82,29%
Volumen de Condensado Recuperado	Mm <sup>3</sup>	2,22

Tabla 3

A continuación, se presentan curvas de determinación de Gas In Situ y Reserva, y de Pr vs Pr/z:

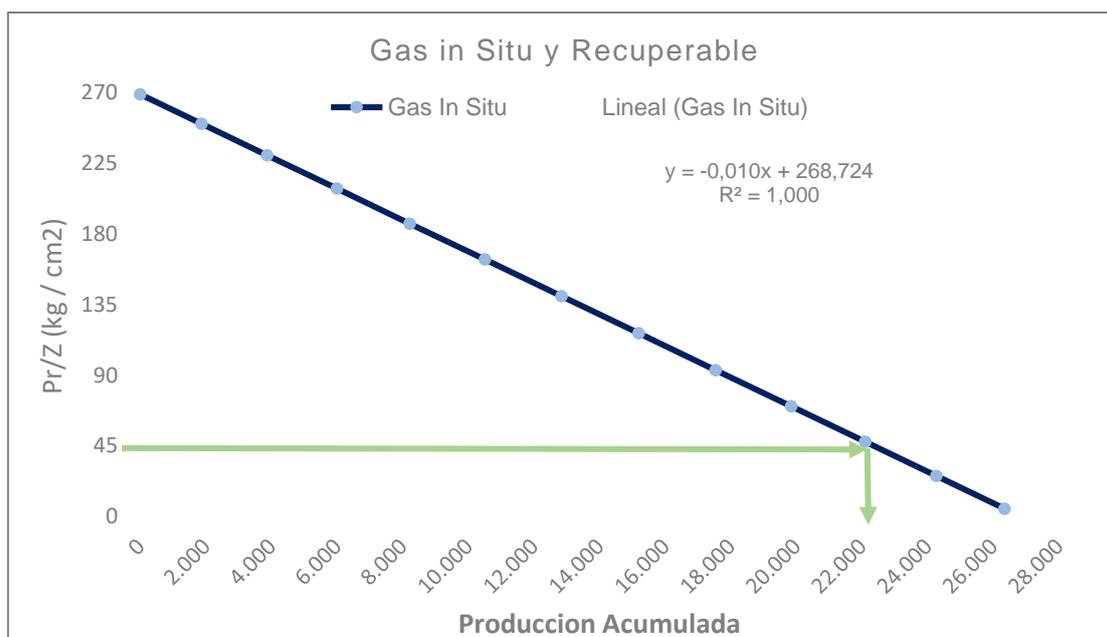


Figura 2

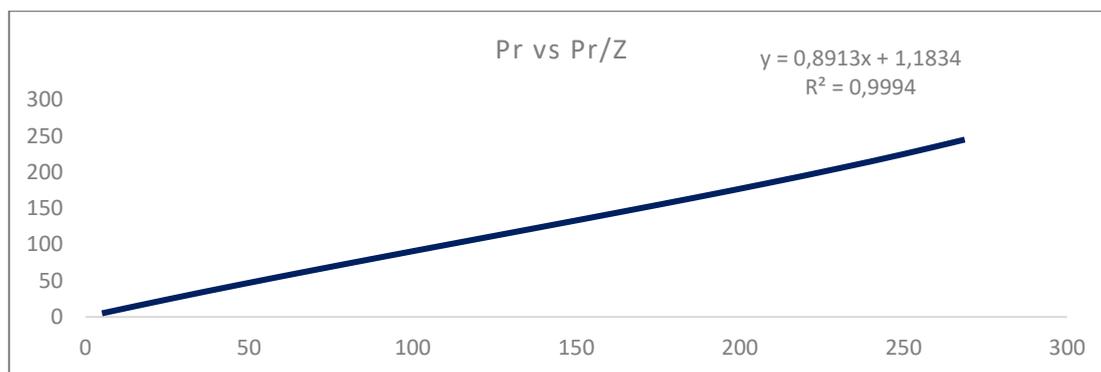


Figura 3

### III. Obras de Captación, Medición y Acondicionamiento (A. Crosa)

#### a. Pronóstico de Producción

Se plantea un escenario en el que se mantienen cuatro (4) plateaus bien marcados durante el plazo de concesión:

- Primer plateau de 4,5 MMm<sup>3</sup>/d de producción por un período de siete (7) años.
- Segundo plateau, en el cual se reduce la producción a 3,2 MMm<sup>3</sup>/d por un período de cuatro (4) años.
- Tercer plateau de 1,6 MMm<sup>3</sup>/d durante un período de cinco (5) años.
- Finalmente, durante los últimos siete (7) años se mantiene un nivel de producción de 1,1 Mm<sup>3</sup>/d.

Con este escenario, se consigue maximizar la producción durante la primera mitad del plazo de concesión lográndose extraer en dicho período, el 75% de las reservas recuperables.

Para poder programar la cantidad de pozos que se deben perforar en cada año de manera tal de cumplir con el escenario de producción planteado, se ha calculado el caudal del pozo tipo.

Se realizaron ensayos de producción y mediciones físicas completas sobre los cuatro (4) pozos

productivos del yacimiento para determinar el comportamiento del pozo promedio que, según el volumen producido, tendrá una determinada caída de presión estática de fondo de pozo ( $P_{ws}$ ) la cual representará los estadios de declinación del reservorio.

Los valores de  $P_{ws}$  conjugados a través de la fórmula de Fetkovich con las diferentes presiones dinámicas de fondo de pozo ( $P_{wf}$ ), permiten obtener los caudales de gas aportados por el reservorio en las distintas etapas de la explotación.

De este análisis surge la curva IPR (Inflow Performance Relationship), donde se puede observar, el caudal correspondiente para las diferentes  $P_{wf}$  asumidas en cada año de explotación.

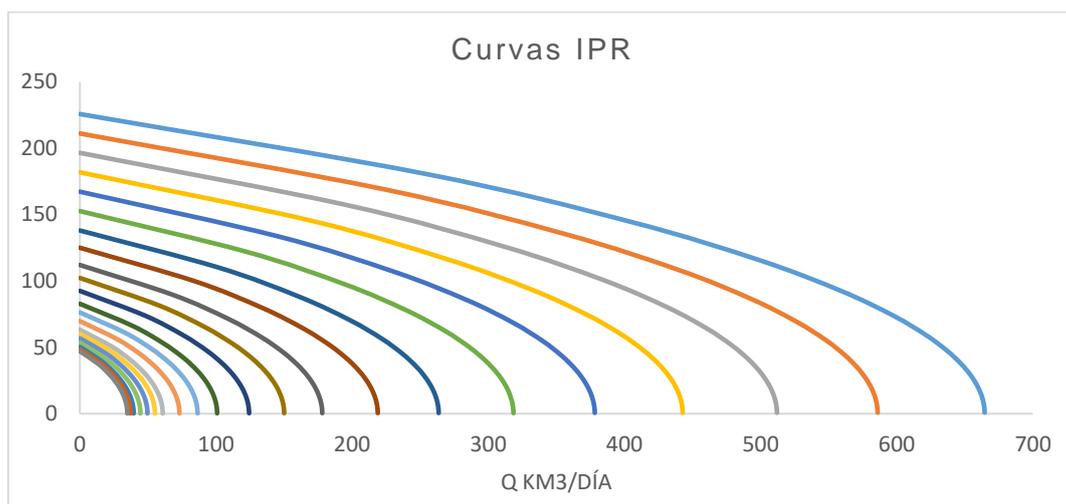


Figura 4

Luego, aplicando la ecuación de Smith se confeccionaron las curvas de contrapresión o de “perdida de carga en el tubing”, las cuales en las intercepciones con las curvas IPR indican los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca de pozo ( $P_{tf}$ ), en función del diámetro del tubing considerado.

Para este escenario de producción, se consideraron cuatro (4)  $P_{tf}$ : 80, 60, 40 y 25  $\text{kg/cm}^2$ .

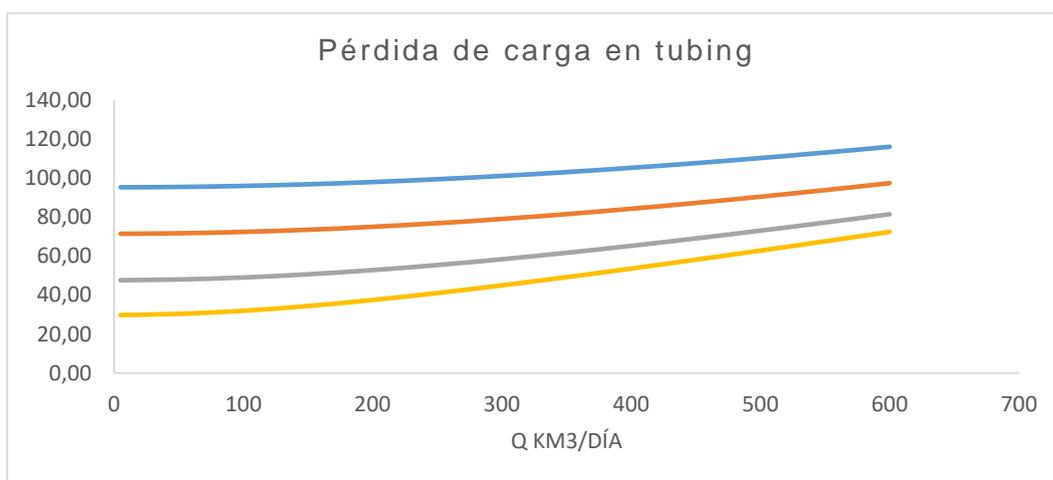


Figura 5

Al relacionar ambos gráficos se obtuvieron los caudales promedio del pozo tipo para cada año de explotación. De esta forma se ha definido el perfil de producción para la explotación de las reservas calculadas.

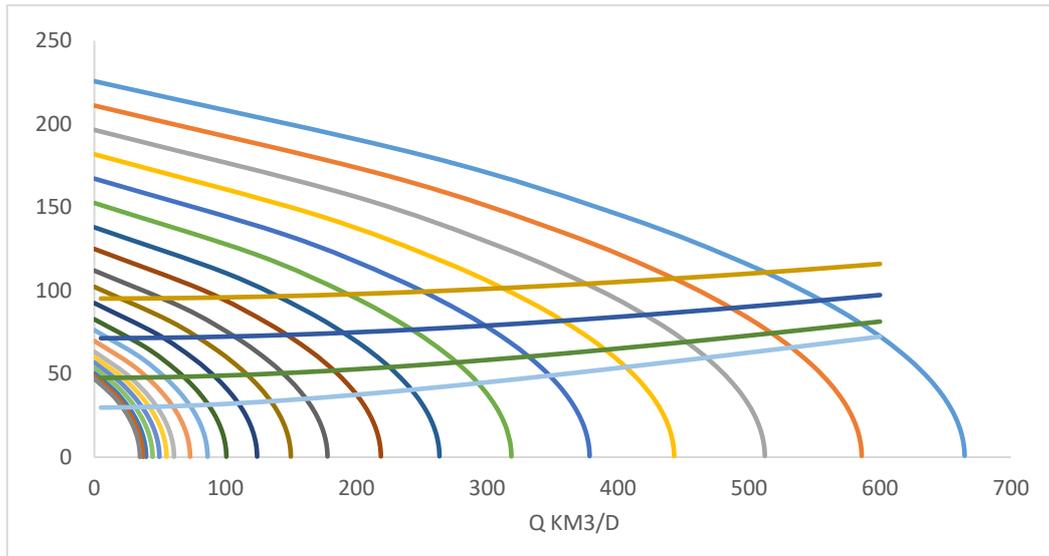


Figura 6

Del gráfico anterior, se obtuvieron los caudales del pozo tipo para cada Pws y cada Ptf. Con este dato y mediante un proceso iterativo, se calculó la cantidad de pozos a perforar anualmente para poder cumplir con el pronóstico de producción optimizado.

En cuanto a la producción de condensado, para su cálculo se utilizó el GOR cuyo valor es conocido para este yacimiento y es igual a 9.960.

La producción de condensado diario que se extraerá deberá ser descontada de la cantidad de gas para la venta.

A continuación, se presenta la información básica del desarrollo del yacimiento:

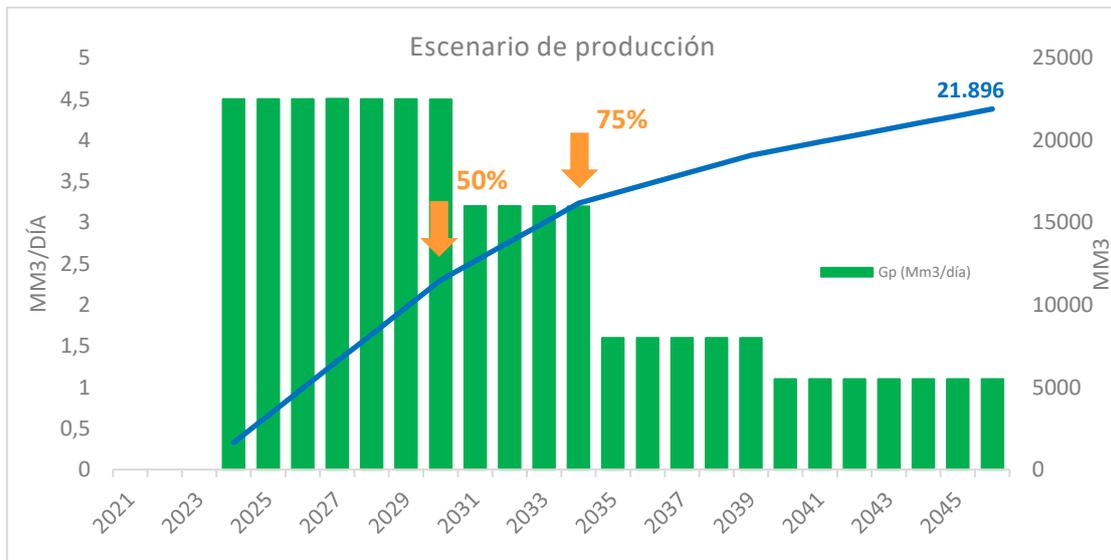


Figura 7

AÑO	DESARROLLO DEL YACIMIENTO (INFORMACIÓN BÁSICA)										
	Pws (kg/cm <sup>2</sup> )	Ptf (kg/cm <sup>2</sup> )	Q pozo tipo (km <sup>3</sup> /d)	N° pozos a perforar	N° pozos operativos	N° pozos estériles	Total de pozos	Escenario de producción calculado			
								Gp (Mm3/d)	Gp Anual (Mm3)	Gp Acumulado Mm3	Condensado m3/día
2021	0				4	2	6				
2022	0				4		6				
2023	245			5	4		11				
2024	226	80	500	1	9		12	4,5	1.642	1.642	452
2025	211	80	450	2	10		14	4,5	1.643	3.285	452
2026	196	80	375	3	12	1	17	4,5	1.643	4.927	452
2027	182	80	322	4	14		21	4,5	1.643	6.570	452
2028	167	80	250	7	18	1	28	4,5	1.643	8.213	452
2029	153	80	188	7	24		35	4,5	1.643	9.855	452
2030	138	80	145		31		35	4,5	1.641	11.496	451
2031	125	80	103	1	31	1	36	3,2	1.168	12.664	321
2032	112	60	103	7	31	1	43	3,2	1.168	13.831	321
2033	102	60	87	8	37		51	3,2	1.168	15.000	321
2034	93	60	71	6	45	1	57	3,2	1.166	16.166	321
2035	83	60	32		50		57	1,6	584	16.750	161
2036	76	60	32		50		57	1,6	584	17.334	161
2037	70	40	32		50		57	1,6	584	17.918	161
2038	63	40	32		50		57	1,6	584	18.502	161
2039	60	40	32		50		57	1,6	584	19.086	161
2040	57	25	22		50		57	1,1	402	19.487	110
2041	54	25	22		50		57	1,1	402	19.889	110
2042	50	25	22		50		57	1,1	402	20.290	110
2043	49	25	22		50		57	1,1	402	20.692	110
2044	47	25	22		50		57	1,1	402	21.093	110
2045	45	25	22		50		57	1,1	402	21.495	110
2046	44	25	22		50		57	1,1	402	21.896	110

Tabla 4



Figura 9

Al realizar el análisis de las inversiones en perforación, se consideró el costo de abandono de pozos por un importe unitario de 300 kUSD como así también el momento de ocurrencia: para pozos estériles, el abandono se da en el mismo año de la perforación.

Los resultados de estudios exploratorios precedentes indican que cuatro (4) de seis (6) pozos realizados han sido productivos (se detalla su ubicación en el “Informe del Consultor”). A partir de ellos, se ha determinado la ubicación de los demás pozos en distribución radial, según el plan de desarrollo informado (tabla 4, figura 9).

Asignadas las coordenadas “x,y” a cada pozo, se calcula el baricentro y con ello se determina la ubicación las baterías que reciben cada una, la producción de hasta diez (10) pozos. Para el desarrollo del yacimiento planteado, se ha contemplado la conexión de 50 pozos productivos, arrojando en consecuencia la instalación de un total de cinco (5) baterías. Fijadas sus ubicaciones, se calcula nuevamente el baricentro entre ellas y se sitúa la planta de tratamiento.

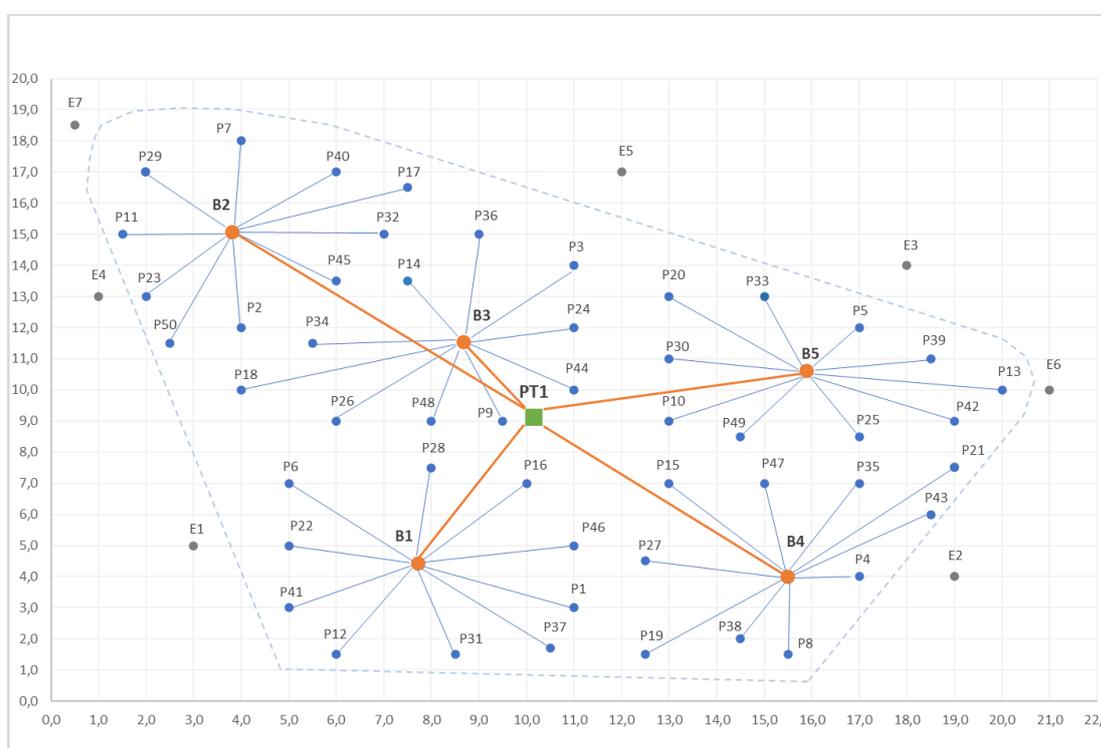


Figura 8

Se ha realizado la asignación de pozos productivos que se conectan anualmente a cada una de las baterías y de ello surge en consecuencia, el escenario de inversiones en instalaciones de superficie. Se considera que la inversión se efectúa un año antes que la instalación deba ser utilizada y en aquellos casos en que se necesiten en el primer año productivo, la inversión puede distribuirse entre los dos años anteriores.

Se presenta a continuación la conexión de pozos por año a cada batería:

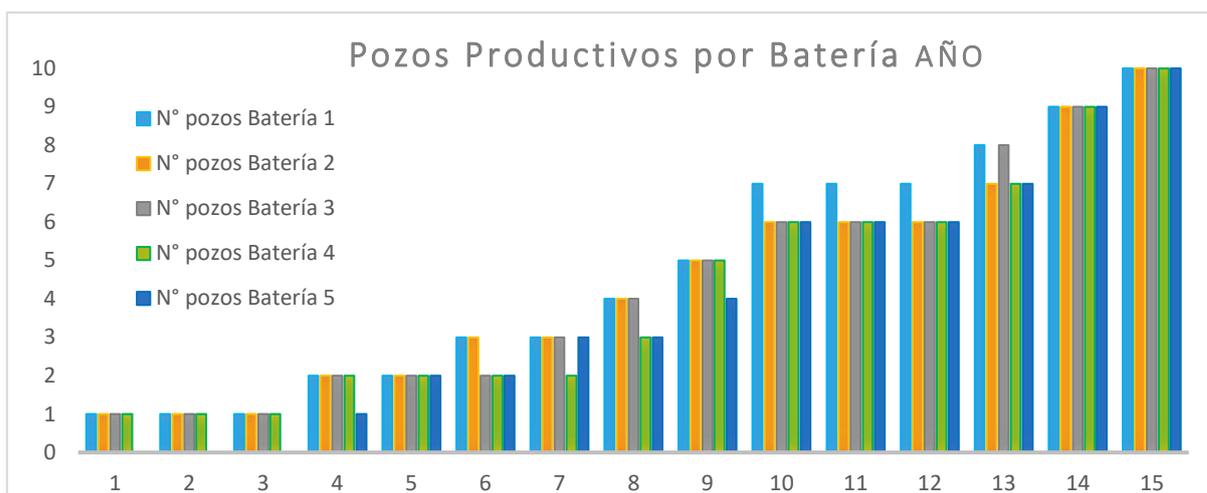


Figura 9

Se encuentra detallada la distribución de pozos y caudales procesados por cada batería anualmente en el *Anexo de Cálculos - hoja captación-4*.

#### b. Instalaciones de Superficie

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

##### i. Captación: Pozo – Batería (Flow lines)

Se han considerado cañerías de 4" de diámetro con un costo de 45 USD por pulgada y por metro. A los fines de establecer la longitud de cada cañería desde el pozo hasta la batería, se utiliza el Teorema de Pitágoras en función de que la distribución de los pozos es radial.

Las cañerías se instalan el mismo año en que se perforan los pozos, teniendo en cuenta que estos se realizan el año anterior al que deben entrar en servicio.

Se encuentra el detalle de la longitud de cañería nueva desde los pozos hasta las baterías en el *Anexo de cálculos - hoja captación-4*.

##### ii. Baterías

Como se ha mencionado, las baterías individualmente reciben la producción de un máximo de 10 pozos y por cada una de ellas se coloca un manifold que tiene la función de coleccionar y distribuir la producción hacia los separadores generales y/o separadores de control. El costo unitario del manifold es de 350 kUSD.

De cada manifold se derivará la producción recibida con el siguiente esquema: la producción de un pozo irá al separador de control mientras que la producción restante se derivará a un separador general. En este proceso se logra separar el gas que irá a planta de tratamiento del condensado que se enviará a tanques de almacenamiento previa estabilización.

La cantidad de separadores de control coincide con el total de baterías a instalar en el yacimiento y en el caso de los separadores generales, su cuantía se calcula a partir del caudal total que arribará a la batería menos el caudal correspondiente a un pozo, el cual es derivado al separador de control.

En el escenario propuesto el primer año de explotación es el de máxima, por lo tanto, los separadores que se instalarán desde el inicio son suficientes para la duración de toda la concesión.

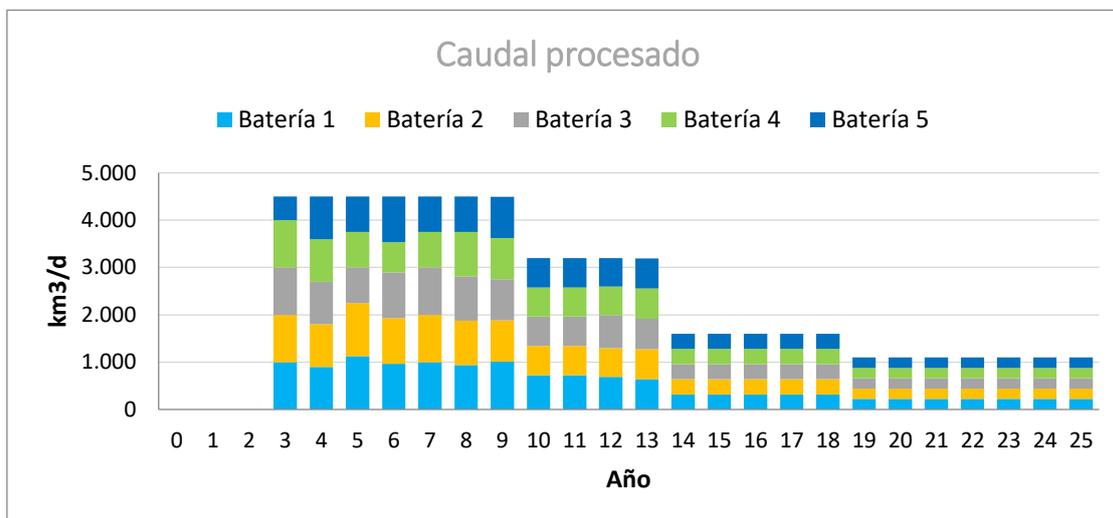
La capacidad de los separadores de control es 500 km<sup>3</sup>/d y su costo unitario es 750 kUSD, mientras que los separadores generales tienen una capacidad de 1000 km<sup>3</sup>/d y un costo unitario de 850 kUSD.

UNIDAD	N° de Pozos	Separador de Control 500 Km <sup>3</sup>	Separador General 1.000 Km <sup>3</sup>	Capacidad de Diseño Km <sup>3</sup> /d	Q máx procesamiento Km <sup>3</sup> /d	Prod. Máx Cond. m <sup>3</sup> semanal
BATERÍA 1	10	1	1	1.500	1.125	791
BATERÍA 2	10	1	1	1.500	1.125	791
BATERÍA 3	10	1	1	1.500	1.000	703
BATERÍA 4	10	1	1	1.500	1.000	703
BATERÍA 5	10	1	1	1.500	965	678

Tabla 5

Las corrientes de condensado y gas, provenientes de los separadores de control y generales son colectadas en cañerías particulares para cada flujo.

En el caso de la cañería de gas, si la P<sub>tf</sub> resulta menor a 80 kg/cm<sup>2</sup>, la corriente debe ser comprimida por motocompresores en yacimiento para que el fluido recupere una presión tal que le permita llegar a la Planta de Tratamiento con al menos 73 kg/cm<sup>2</sup> de presión.

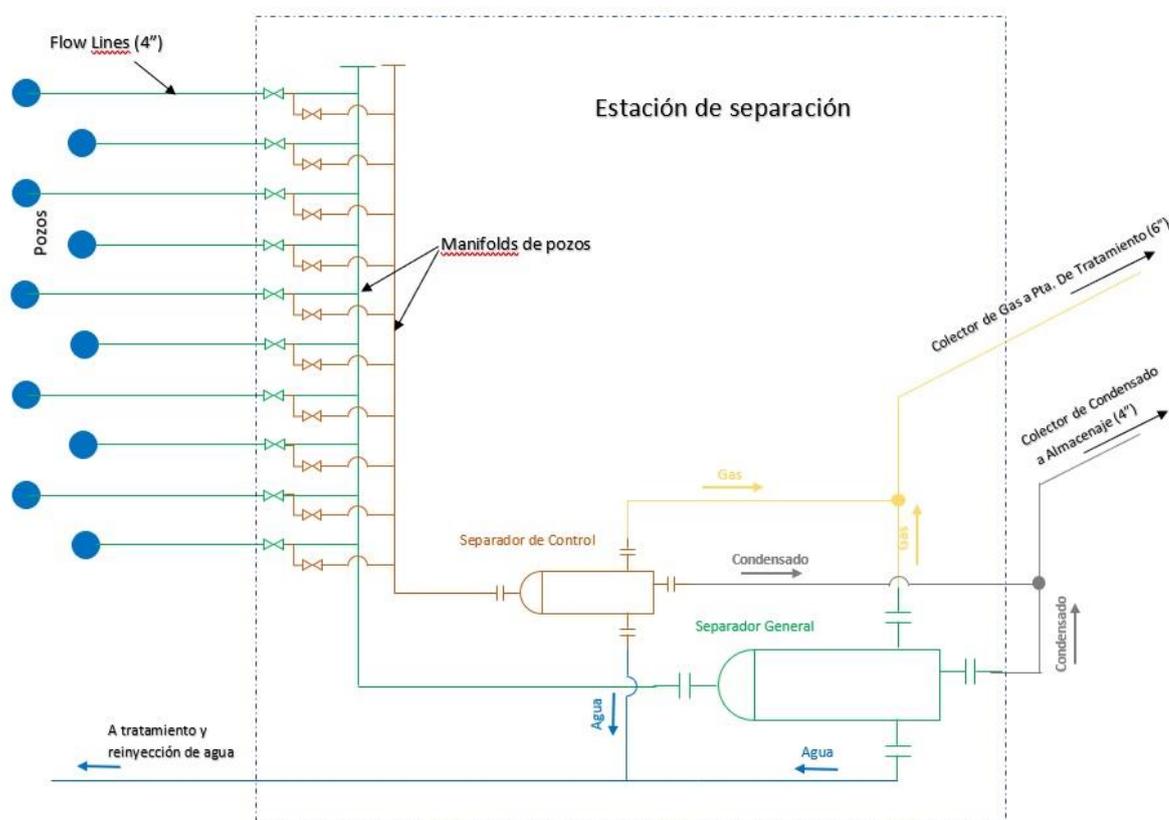


### iii. Cañería desde las baterías a la Planta de Tratamiento

Las cañerías de gas son de 8" de diámetro y las de condensado de 4". El proceso de cálculo es igual al utilizado para el de las cañerías que transportan fluido entre el pozo y cada batería. El costo es 45 USD por pulgada y por metro.

El detalle de la longitud de las cañerías hasta la planta de tratamiento desde las baterías se puede ver en el *Anexo de cálculos - hoja baricentro-4*.

iv. Presentación de diagrama



v. Compresión en yacimiento (motocompresores)

Inicialmente, la presión en boca de pozo es 80 kg/cm<sup>2</sup>. Teniendo en cuenta que la pérdida de carga del sistema de captación es de 7 Kg/cm<sup>2</sup>, no es necesario compresión en yacimiento para llegar a la planta de tratamiento por encima de los 73 Kg/cm<sup>2</sup> requeridos.

A partir del noveno año de producción, la presión en boca de pozo disminuye a 60 kg/cm<sup>2</sup>, al décimo cuarto a 40 kg/cm<sup>2</sup> y al décimo séptimo 25 kg/cm<sup>2</sup>; en conclusión, a partir del noveno año de producción es necesaria una planta de compresión en la cabecera de la planta de tratamiento para elevar la presión a la mínima requerida.

Para el cálculo de la potencia requerida en cada año, se tiene en cuenta el caudal que se deberá comprimir y la diferencia de presión entre la succión y la descarga de los compresores.

Utilizando la tabla de potencias estimadas de compresión de gas natural (Ingersoll - Rand), se obtiene la potencia estimada en BHP/Mm<sup>3</sup>/día. Luego con el dato del caudal a comprimir en cada año se realiza la estimación de la potencia requerida.

Considerando que los saltos de presión ocurren a lo largo del tiempo y que cada nuevo salto ya encuentra instalada la potencia de compresión anterior, en cada etapa se debe adicionar la nueva potencia necesaria incremental, asumiendo que la potencia instalada previamente cubre sobradamente las necesidades de potencia dado que los caudales a comprimir son menores.

Con esta información se evaluaron dos alternativas:

**1. Instalar una planta compresora**

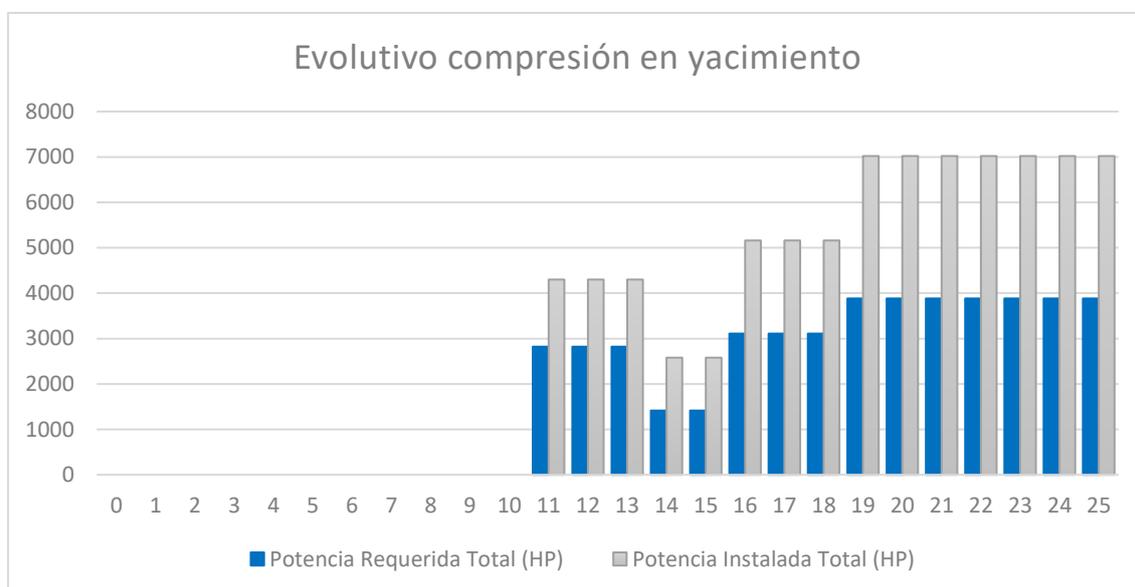
Se consideraron motocompresores marca Ariel, modelo JGR con una potencia nominal de 860

BHP por equipo. Además, se utiliza el método de n+1 para el equipo de backup.

El costo de instalación total de una planta compresora es de 2.900 USD/HP incluyendo adquisición de equipos y materiales, ingeniería, construcción, instalación y puesta en marcha. Para los casos en que haya que agregar un nuevo equipo motocompresor a una planta compresora existente, la inversión a considerar será de 1.250 USD/HP. Si fuera necesario realizar adecuaciones en el compresor (aprovechando el motor de una máquina disponible) la inversión a considerar será de 800 USD/HP.

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
PTF	60	60	60	60	60	40	40	40	25	25	25	25	25	25	25
Gp (Mm3/día)	3,2	3,2	3,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Total, compr.	5	5	5	3	3	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7
Pot.Req. (HP)	2.825	2.825	2.825	1.412	1.412	3.107	3.107	3.107	3.884	3.884	3.884	3.884	3.884	3.884	3.884
Pot. Inst (HP)	4.300	4.300	4.300	2.580	2.580	5.160	5.160	5.160	7.020	7.020	7.020	7.020	7.020	7.020	7.020

Tabla 6



## 2. Contratar un servicio de compresión a proveer por un tercero

Este servicio, también conocido como “Compression Renting Service”, evita realizar el 100% de la inversión indicada en el precedente Punto 1 y puede ser una alternativa a la construcción de la Planta Compresora.

El Costo del Compression Renting Service será de 20 USD/HP mes. Este valor incluye la realización de la ingeniería, provisión e instalación de los equipos motocompresores, operación y mantenimiento de la planta compresora. La adquisición del terreno, obras civiles y las obras de piping de entrada y salida del gas conectadas a los equipos motocompresores son asumidas por el contratante del servicio.

Para poder analizar qué alternativa es la más conveniente, se realizaron los flujos de egresos de cada una y se calculó el Valor Actual Neto (VAN) de ambas.

1) Planta compresora (Const, Instal y PEM- Motocompresores)	Referencia	UNIDAD
Tasa de Corte (k)	% anual	15%
Valor Actual Neto Alternativa A	MUSD	-4,9
2) Compression Renting Service	Referencia	UNIDAD
Tasa de Corte (k)	% anual	15%
Valor Actual Neto Alternativa B	MUSD	-3,5

Tabla 7

Realizando la comparación de los indicadores, se ha optado por la **alternativa 2** ya que presenta un mejor VAN.

#### vi. Planta de tratamiento

En ella se produce la recepción del gas de todas las baterías del yacimiento y se lleva a cabo el proceso necesario para que el gas de salida esté en condiciones de ser inyectado a cualquiera de los gasoductos troncales que parten desde Loma La Lata.

Para ello, se realizan los procesos de acondicionamiento del gas natural y el de recuperación de hidrocarburos licuables; estos últimos no solo pueden afectar la calidad y el transporte del gas, sino que por su cuenta tienen valor comercial.

Además del sistema de endulzamiento (reducción de % de CO<sub>2</sub> y SH<sub>2</sub>) para el desarrollo del yacimiento, se han evaluado dos posibilidades de tratamiento: **Ajuste de Punto de Rocío (Dew Point)** o **Turboexpander**.

La **planta de Endulzamiento** consiste en un proceso de absorción con una solución de aminas del dióxido de carbono que existe en el gas alimentado. Es un proceso regenerativo, donde el gas es circulado en una torre de platos o relleno a contracorriente de dicho solvente. El costo de esta instalación para una capacidad de procesamiento de 4,5 Mm<sup>3</sup>/día es de 34 MUSD.

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

El costo de instalación de una planta de Ajuste de Rocío para una capacidad de procesamiento de 4,5 Mm<sup>3</sup>/día es de 53 MUSD.

La **planta Turboexpander** consiste en una expansión Joule-Thompson (isoentrópica), con el agregado de una turbina de flujo radial. En el proceso de expansión, en el cual las moléculas quedan más separadas, consume trabajo para vencer las fuerzas intermoleculares que tienden a juntarlas. Dicho trabajo se realiza a expensas de la propia energía cinética del gas, disminuyendo por lo tanto la energía interna y en consecuencia la temperatura. La característica más notable de este proceso es que al trabajo de expansión se le suma el de impulsar la turbina a medida que el gas va expandiéndose; obteniéndose en consecuencia mayor grado de enfriamiento puesto que se absorbe el calor equivalente al trabajo mecánico realizado.

Este último proceso se diferencia de la planta de ajuste de rocío, además de lo antes mencionado, por implicar una mayor inversión y por permitir la obtención de GLP que puede ser comercializado con referencia al export parity en puerta de yacimiento, logrando un aumento de ingresos asociados al mismo.

El costo de instalación de una planta Turboexpander para una capacidad de procesamiento de 4,5 Mm<sup>3</sup>/día es de 170 MUSD.

#### Composición del gas natural crudo.

La composición del gas natural crudo se conoce a partir de una cromatografía realizada luego de la separación primaria. Dicha composición, junto con los porcentajes de recuperación de cada

unidad de tratamiento de gas se indican en la *Tabla 8*.

Componente	Composición (% Molar)	Recuperación Dew Point (%)	Recuperación Turboexpander (%)
N2	1,73		
CO2	2,32	20	20
C1	84,93		
C2	5,51		
C3	2,15	0	92
iC4	0,85	5	99
nC4	0,93	10	99
iC5	0,52	25	100
nC5	0,43	45	100
C6	0,3	70	100
C7	0,18	85	100
C8	0,14	95	100
SH2	0,01	100	100
<b>Total</b>	<b>100</b>		

Tabla 8

Dada la composición, se obtiene el poder calorífico superior (PCs) del gas crudo, el cual es **10.183,7 Kcal/m<sup>3</sup>**.

Con los porcentajes de recuperación de ambas unidades, es posible calcular la composición y el poder calorífico del gas residual.

Componente	Dew Point		Turboexpander	
	Gas Residual (% Molar)	PCs (Kcal/m <sup>3</sup> )	Gas Residual (% Molar)	PCs (Kcal/m <sup>3</sup> )
N2	1,75	0,00	1,84	0,00
CO2	1,88	0,00	1,97	0,00
C1	86,16	9.008,70	90,15	9.008,70
C2	5,59	15.785,40	5,84	15.785,40
C3	2,18	22.444,20	0,18	22.444,20
iC4	0,82	29.004,90	0,01	29.004,90
nC4	0,85	29.098,10	0,01	29.098,10
iC5	0,40	35.685,10	0,00	35.685,10
nC5	0,24	35.756,80	0,00	35.756,80
C6	0,09	42.420,30	0,00	42.420,30
C7	0,03	49.079,00	0,00	49.079,00
C8	0,01	55.735,30	0,00	55.735,30
SH2	0,00	5.681,50	0,00	5.681,50
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>9.930,45</b>	<b>100</b>	<b>9.111,00</b>

Tabla 9

Del análisis de la *tabla 9* se evidencia:

En el caso de la Planta de Ajuste de Punto de Rocío, dado que el gas crudo es relativamente rico, el gas residual tiene un PCs de 9.930,45 Kcal/m<sup>3</sup>, superior a las 9300 kcal/m<sup>3</sup> equivalentes para la facturación. Esto significa que el volumen equivalente de gas disponible para la comercialización se ve incrementado en un 6,8% respecto del volumen de ingreso a la planta de tratamiento.

Adicionalmente, con la planta operando a su máxima capacidad de 4,5 Mm<sup>3</sup>/día, se producen

252,27 m<sup>3</sup>/d de gasolina estabilizada, la cual se puede comercializar junto con el condensado en yacimiento.

Por otra parte, en el caso de la Turboexpander, al extraerse mayor cantidad de hidrocarburos condensables el PC del gas residual es 9.111 Kcal/m<sup>3</sup>, menor a las 9.300 kcal/m<sup>3</sup> de referencia por lo que el volumen equivalente de gas disponible para la comercialización se ve disminuido en un 2,0% respecto del volumen de ingreso a la planta de tratamiento.

En este caso, con la planta operando a su máxima capacidad de 4,5 Mm<sup>3</sup>/día, se producen 403,53 m<sup>3</sup>/d de gasolina estabilizada (60% mayor a Dew Point), la cual se puede comercializar junto con el condensado en yacimiento además de 166,14 Tn/d de propano y 198,45 Tn/d de butano, que se venden en yacimiento.

Volúmenes comercializables a máxima capacidad:

Concepto	Dew Point	Turboexpander
Gas Residual (Mm <sup>3</sup> /día eq.)	4,6	4,3
Propano (Tn/d)	-	169,20
Butanos (Tn/d)	-	202,11
Gasolina (m <sup>3</sup> /día)	256,92	410,97

Tabla 10

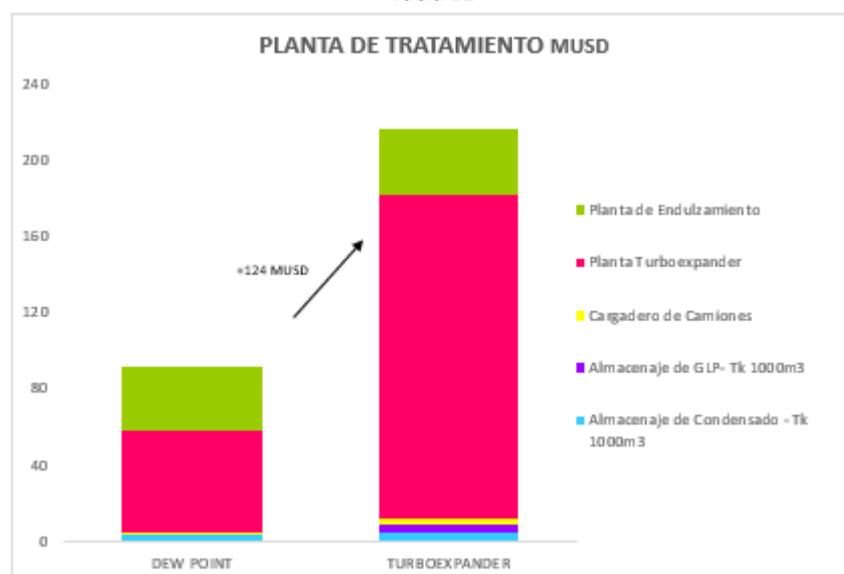
Se observa que en todos los casos existe un incremento volumétrico de productos comercializables, a excepción del gas equivalente que presenta una disminución de 6.5%.

CAPEX de las distintas alternativas:

A continuación, se presenta un resumen con los principales drivers que conforman a las inversiones para cada opción:

CAPEX (MUSD)		
Concepto	Dew Point	Turboexpander
Almacenaje de Condensado	4	5
Almacenaje de GLP	-	4
Cargadero de Camiones	1,0	2,5
Planta de Tratamiento	52,9	170,4
Planta de Endulzamiento	33,8	33,8
<b>TOTAL</b>	<b>91,7</b>	<b>215,7</b>

Tabla 11



OPEX de las distintas alternativas:

El OPEX de todo el proyecto para la alternativa Turboexpander es un 3% mayor al de la alternativa Planta de Ajuste de Rocío y se considera poco significativo al momento de seleccionar entre las dos opciones.

Con la información antes mencionada y luego de haber realizado la correspondiente evaluación económica y financiera del proyecto, se selecciona la alternativa 1, Planta de Ajuste de Punto de Rocío (Dew Point).

El detalle del análisis de ambas alternativas se desarrolla en los puntos XIV y XV y también en el Anexo de Cálculos - hoja Escenarios-4.

**IV. Aprovechamiento de Condensables (A.Crosa)**

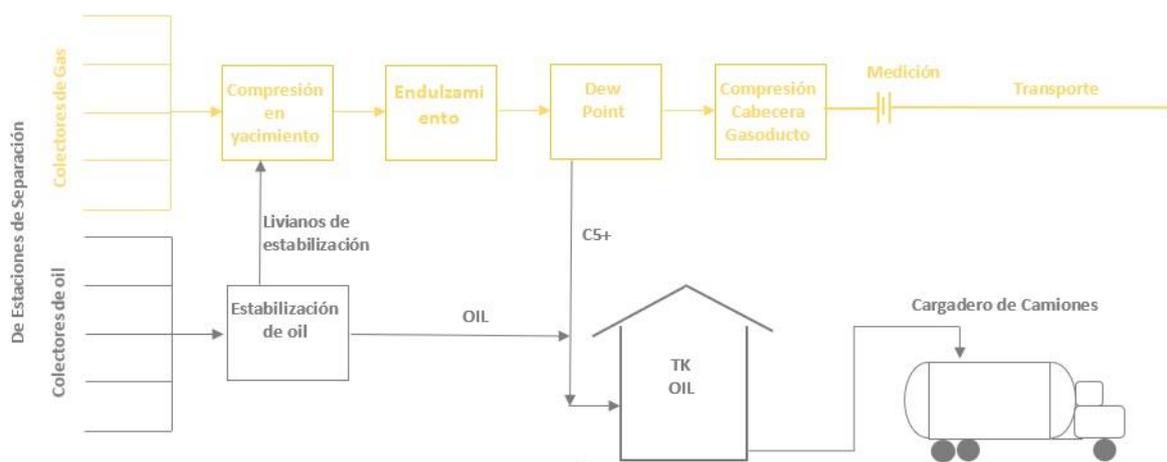
El condensado es bombeado desde las baterías de separación primaria hacia la planta de tratamiento donde se lo estabiliza y posteriormente almacena en tanques junto a la gasolina estabilizada que se produce en la planta.

La comercialización de estos productos es en yacimiento, despachándose a través de un cargadero de camiones cuyo costo instalación es de 1 MUSD.

Se requiere tener capacidad de almacenamiento de al menos 7 días de producción. La máxima producción semanal es de 3.963 m3 que se divide en 4 tanques de 1.000 m3 de capacidad cada uno. El costo de instalación de cada tanque es de 1 MUSD.

Almacenamiento de Condensado y Gasolina	Máximo semanal (m3)
Condensado en baterías	3.163
Gasolina de Planta de Tratamiento	799
<b>TOTAL</b>	<b>3.962,67</b>

Tabla 12



**V. Obras de Transporte (A.Crosa)**

El gas tratado saliente de la planta de tratamiento se encuentra en condiciones de ser enviado para su comercialización según la demanda contractual.

El proyecto contempla la construcción del gasoducto necesario para poder entregar en la central térmica ubicada a 100 km del yacimiento y al PIST del troncal de TGS a 200 km. También se considera la necesidad de compresión en cabecera e intermedia según la presión requerida de entrega en cada caso.

El gasoducto contará con tres (3) puntos de medición, uno (1) en cabecera y otros dos (2) a los 100km y 200km respectivamente, en cada punto de entrega.

El cálculo de la longitud y diámetro del gasoducto se ha desarrollado en dos (2) tramos, considerando una MAPO de 95 kg/cm<sup>2</sup> y como caudal de diseño el máximo caudal diario durante los años de concesión. El primer tramo analiza los primeros 100 km hasta la entrega en la central térmica y el segundo tramo, los 100 km restantes.

Siendo la longitud una constante, la variable principal que determina el costo del gasoducto es el diámetro de la cañería. Consecuentemente el gasoducto se diseña del menor diámetro técnicamente posible para llegar al primer punto de entrega con el caudal máximo contratado (1,5 Mm<sup>3</sup>/d) con una presión superior a la requerida (45 Kg/cm<sup>2</sup>) y suficiente presión para que con una etapa intermedia de compresión se pueda entregar en el PIST a 70 Kg/cm<sup>2</sup>.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los parámetros del gasoducto diseñado:

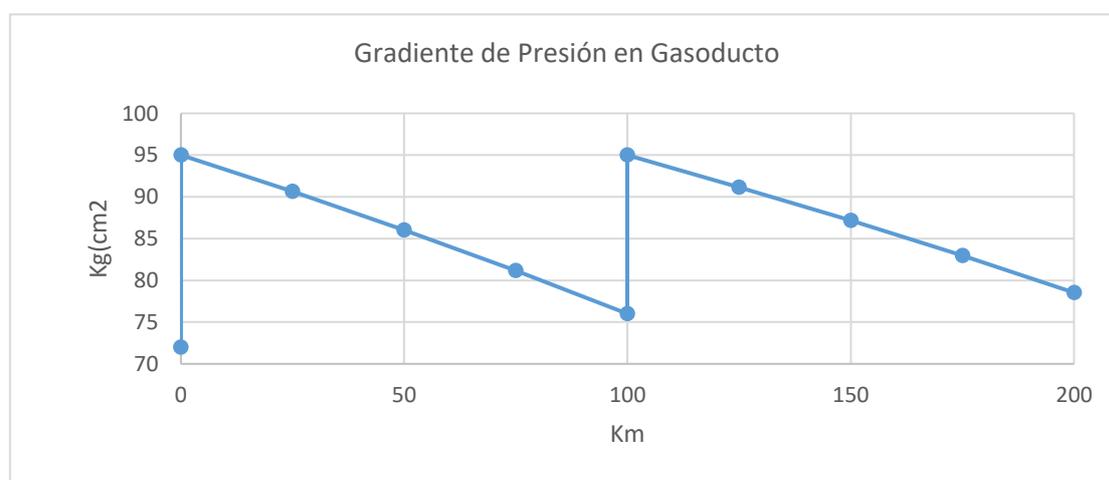
CAÑERÍA	Long Tramo 1 (Km)	100
	Diam Tramo 1 (pulg)	16
	Long Tramo 2 (Km)	100
	Diam Tramo 2 (pulg)	14
PLANTAS COMPRESORAS	PC1 Cabecera	2.436,5 HP
	PC2 Intermedia	1.947,2 HP
	<b>COMPRESIÓN REQ.</b>	<b>4.383,7 HP</b>

Tabla 13

Una vez hallada la potencia de compresión requerida en cada planta, se escogen modelos de turbocompresores comerciales que cubran los requerimientos.

De manera de ganar flexibilidad y de diversificar los riesgos operativos, se opta por instalar dos (2) equipos funcionando en paralelo en cada planta. Los turbocompresores elegidos son de la firma Solar Turbines, modelo Saturn 20. Este modelo tiene una potencia de 1.590 HP, por lo que la potencia instalada en cada planta será de 3.180 HP totalizando **6.360 HP**, un 45% superior a la requerida.

A continuación, se observa el gráfico de gradiente de presión en el gasoducto, notándose los dos incrementos de presión generados por las plantas compresoras.



El cálculo de los diferentes escenarios de transporte puede verse el Anexo "Cálculos" hoja Transporte-4.

## VI. Marco Institucional y Legal (F. Cervatte)

### a. Contexto regulatorio – últimos 15 años en la Argentina

La industria argentina de Gas Natural ha tenido variados cambios normativos en los últimos 20 años desde la privatización de Gas del Estado del 92’.

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

Hitos de los últimos años:

**Año 2002.** El dictado de la Ley de Emergencia en el año 2002 marca el inicio de un predominante intervencionismo estatal en el sector, a través de la aplicación de marcos regulatorios restrictivos y la regulación de precios en el sector residencial, volviéndolo poco atractivo. Esto generó una caída en las inversiones del upstream y una creciente necesidad de importaciones de LNG o Gas de Bolivia para poder abastecer el incremento de demanda del sector residencial solventado en los excesivos precios bajos regulados.

**Año 2004.** Atendiendo a la tendencia descendente en las reservas de gas natural de Argentina y la alta dependencia de la matriz energética nacional respecto a dicho combustible, la Secretaría de Energía de la Nación resolvió mediante Resolución N° 265/2004 la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno.

**Año 2007.** Se homologa el Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011 el cual estableció nuevos volúmenes de inyección mínima obligatoria a cargo de cada productor y cuenca y el nuevo sendero de precios aplicable para dicho quinquenio. Asimismo, el acuerdo estableció que, si la inyección de volúmenes diarios no era suficiente para abastecer la demanda acordada, el transportista tenía la obligación de redireccionar compulsivamente el gas del productor para atender los consumos de la Demanda Prioritaria.

**Año 2008.** Se instrumenta el Programa Gas Plus, que procura incentivar la producción de gas e incrementar reservas (tanto convencionales como no convencionales) permitiendo que los volúmenes provenientes de aumentos en la producción, que cumplan con ciertas condiciones, sean comercializados fuera del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, consecuentemente, no sufran los límites de precios que dicho Acuerdo disponía. De esta forma el gas certificado como Gas Plus pudo ser comercializado directamente a generadores o a CAMMESA a un precio que duplicaba al establecido en el Acuerdo de Productores para lo que se despachaba por gasoductos troncales.

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

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

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

**Año 2015.** Hay un cambio de paradigma donde se empieza a instalar ya no la necesidad del

autoabastecimiento sino la necesidad de garantizar el abastecimiento sobre la base de una política de subsidio cero.

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

Asimismo, a través de la Res MEyM 74/16 Crea el “Programa de estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural: Para aquellas empresas que no sean beneficiarias de las Res 1/13 y 60/13, cobrarán la diferencia entre el precio de venta real y 7,50 U\$S/MMBTU por el volumen de los nuevos proyectos (Tight gas o Shale gas, Yacimientos posteriores al 2013). No podrán presentarse nuevos proyectos de Gas Plus.

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

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

Volúmenes superiores los definirá el comité de emergencia (ENARGAS)

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

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

Precios mínimos:

- 2018: 7,50 USD/MMBtu
- 2019: 7,00 USD/MMBtu
- 2020: 6,50 USD/MMBtu
- 2021: 6,00 USD/MMBtu

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

Año 2020. Se crea el Plan Gas IV – Plan Gas.Ar – Plan de Promoción de la Producción del Gas Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

Mediante dicho plan, cada Productor se compromete por el plazo de vigencia, desde mayo/2021, a una inyección igual o superior a su inyección promedio del trimestre mayo-junio-julio 2020 por Cuenca.

Se licitan 70MM m3/d de gas que entran en el bloque de 4 años, que no pueden representar más del 70% de la producción de las empresas.

Para la producción off-shore se establece un plazo adicional de 4 años, debiéndose compensar el diferencial entre la producción base y su producción real, con gas importado o inyecciones superiores a las comprometidas durante los meses de junio, julio y agosto de los primeros 4 años. Se debe renunciar a otros planes (eg. Res.46) o se afecta el cálculo del precio.

Precio máximo: 3,70 USD/MMBtu;

La Secretaría de Energía y ENARGAS, audiencia mediante, determinarán el precio al cual el precio del gas natural pasará a “tarifas” (pass through); la diferencia será pagada por el Estado Nacional. Los volúmenes comprometidos serán formalizados a través de contratos entre el Productor y las distribuidoras o CAMMESA.

La Resolución SE N° 129/2021, Convoca la Ronda 2 y aprueba el Pliego de Bases y Condiciones.

Objetivo: compra de más gas natural de producción nacional para abastecer el pico invernal de demanda prioritaria.

Se buscan los volúmenes remanentes no alcanzadas para el pico de invierno en la Ronda I.

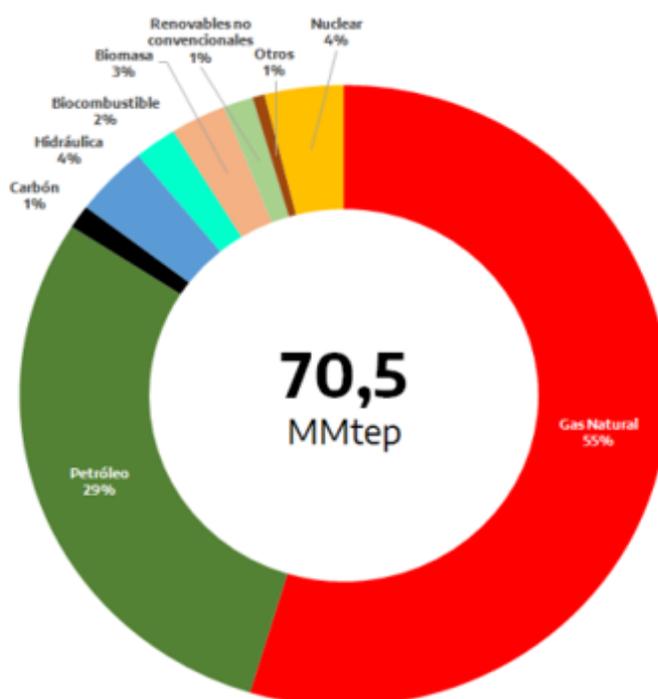
El precio máximo por adjudicar será el mismo precio ya adjudicado en la primera ronda, para cada empresa en particular, y el promedio de estos para el caso que se presente alguna empresa productora que no hubiese participado en la primera ronda.

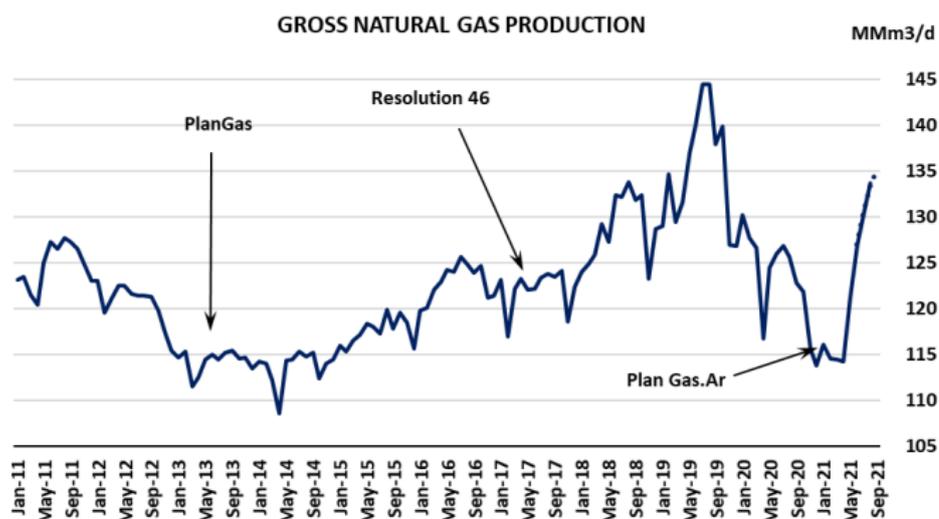
## VII. Análisis de Mercado (A. Crosa)

### a. Matriz Energética Argentina y participación del Gas Natural

El gas natural tiene un gran desarrollo en la Argentina y una gran participación en nuestra matriz energética. Este desarrollo comenzó a fines de la década del cuarenta con la construcción del gasoducto entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires. Luego, el descubrimiento del mega yacimiento de Loma la Lata, en la provincia del Neuquén, en la década del setenta, fue el punto de partida para el incremento del uso del gas y produjo un cambio significativo en la matriz energética nacional.

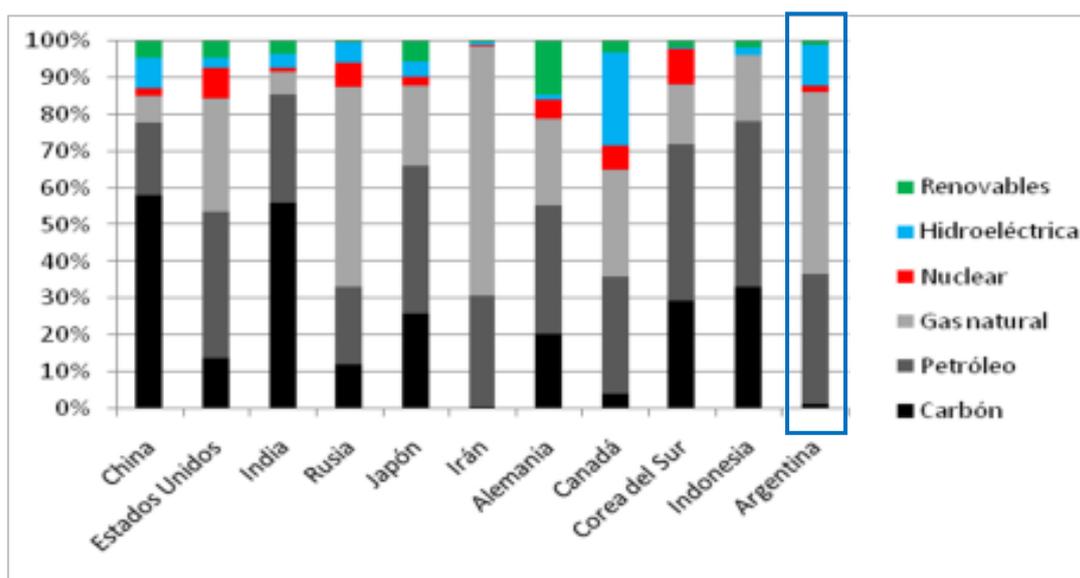
**Matriz primaria nacional año 2020 (%)**





Fuente: G&G Energy Consultants – AGO 2021

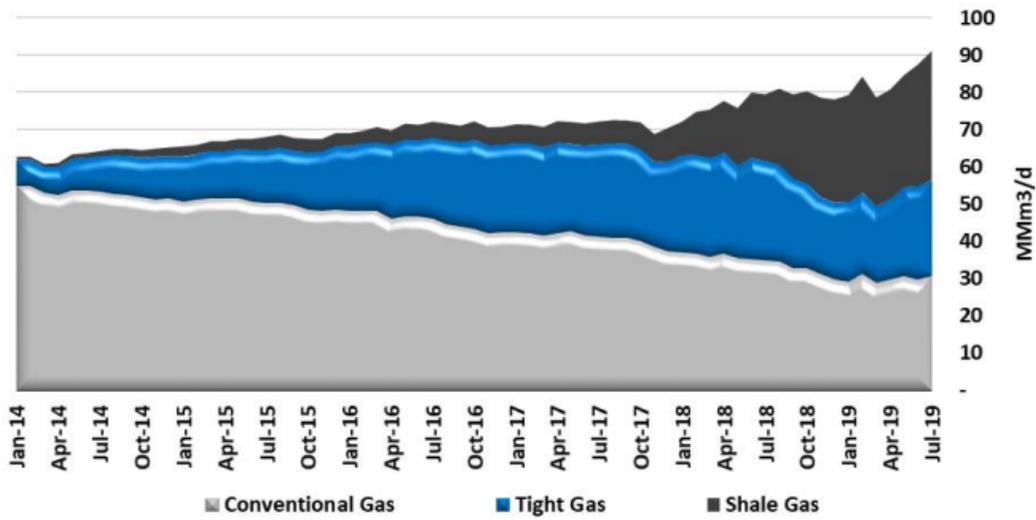
**Matriz energética primaria: Argentina a nivel global, 2018.**



**b. Producción Argentina de Gas Natural**

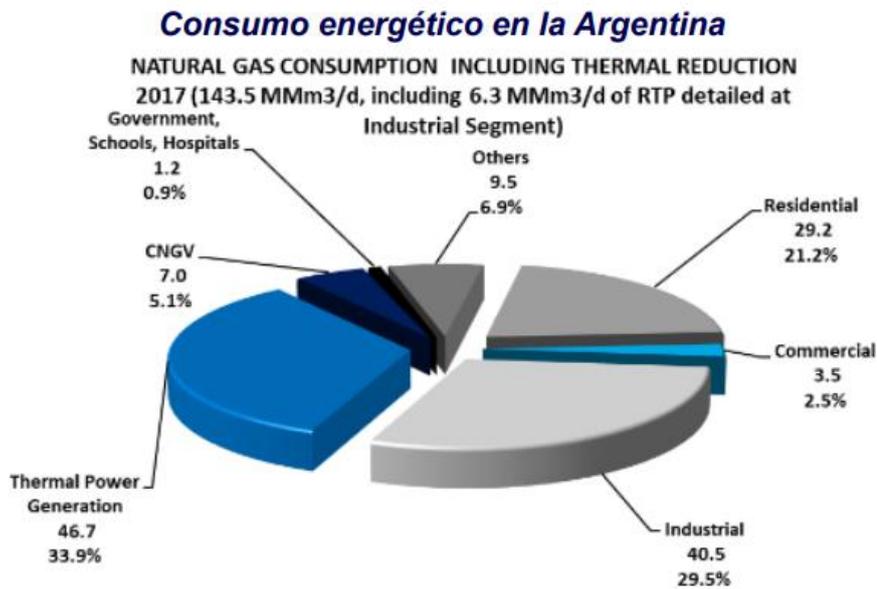
Como resultado de la aplicación de los programas incentivo a las inversiones en desarrollos de yacimiento de Gas Natural (Plan Gas, Gas Plus, etc.), se incrementó la producción especialmente con el aporte de yacimientos No Convencionales:

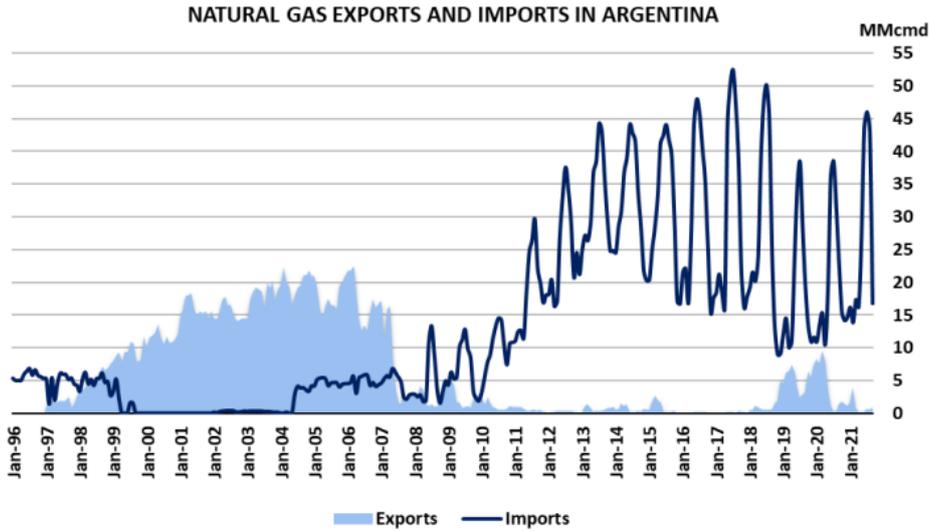
GAS PRODUCTION OUTPUT AT NEUQUEN BASIN



Fuente: G&G Energy Consultants –SEP 2019

c. Demanda de Gas Natural en Argentina



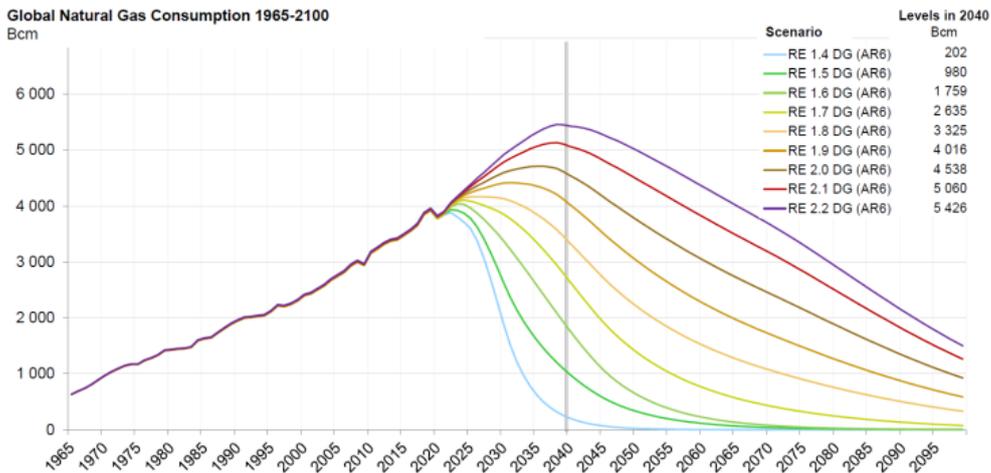


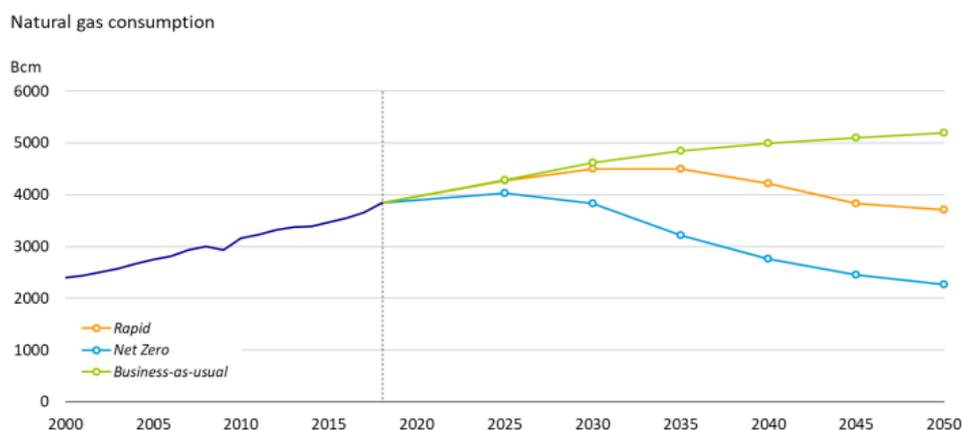
Fuente: G&G Energy Consultants – AGO 2021

#### d. Proyecciones

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), la proyección de largo plazo para la demanda global de gas natural es descendiente. En tal sentido, se plantean 3 escenarios y en todos ellos el uso del gas a nivel global crece hasta 2025 y luego experimenta una tendencia a la baja, aunque a distinto ritmo considerando la intensidad de las políticas gubernamentales aplicadas y los cambios en la demanda del consumidor.

En los tres casos, el incremento de la demanda de gas proviene de los países en desarrollo, particularmente de China, que necesita salir de su matriz energética basada en el carbón, el combustible más contaminante. En cambio, Europa, Estados Unidos y Japón tendrían su pico de consumo a lo sumo para 2025.





Fuente: BP Energy Outlook SEP 2020

Paradójicamente y en la previa de la cumbre climática de Glasgow, Europa y Estados Unidos experimentan condiciones climáticas extremas en el invierno boreal que ponen en duda la seguridad de abastecimiento de fuentes renovables; intensas nevadas, ausencia de vientos y demora en las obras de gasoducto desde Rusia son algunos factores que explican el récord de precios en el hemisferio norte y que obligan a replantear el rol crítico que juega la flexibilidad del gas natural licuado.

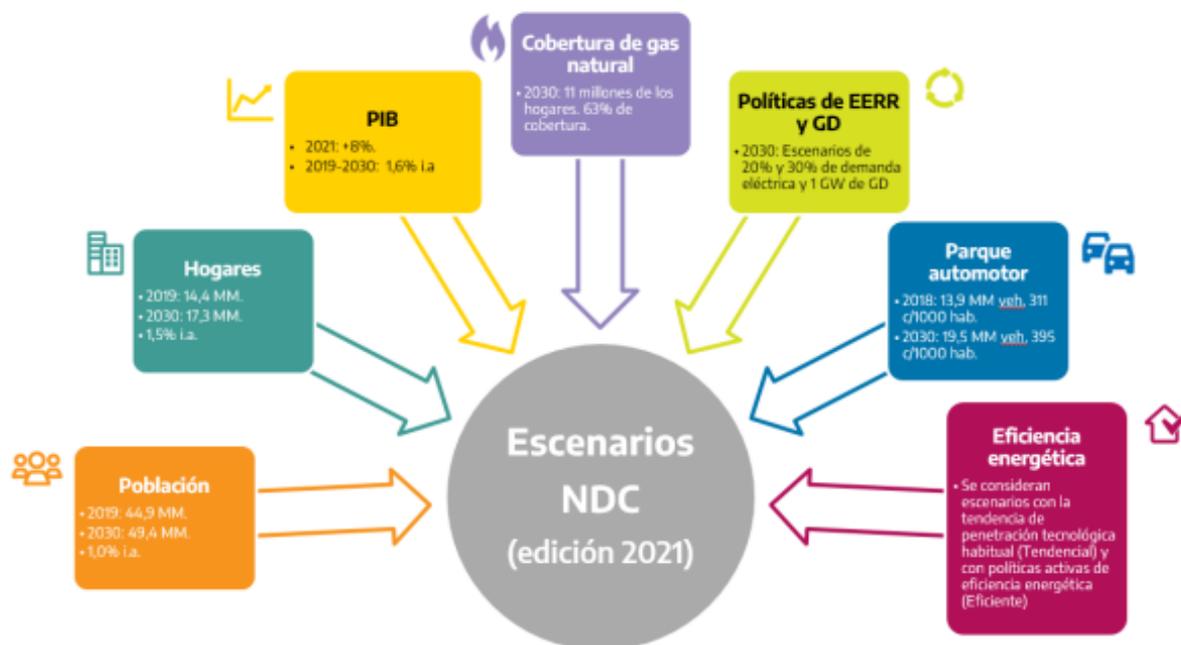
La Secretaría de Energía difundió el 29/10/21 el informe "Lineamientos para un plan de Transición Energética al 2030". En dicho informe se plantean escenarios analizando la demanda, la inversión y los precios. Desde el punto de vista de la demanda se plantean políticas en dos aspectos:

- Sector Transporte: incremento del parque, penetración de vehículos eléctricos y aumento de participación de gas natural (como GNC y GNL).
- Sector electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, uno tendencial donde se plantean las políticas de eficiencia existentes (denominado Escenario Vigente), y por el otro desde una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica (denominado Escenario Ambicioso/Eficiente).

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios:

- Mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20).
- Mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30).

Dichos escenarios se elaboraron bajo los siguientes supuestos:



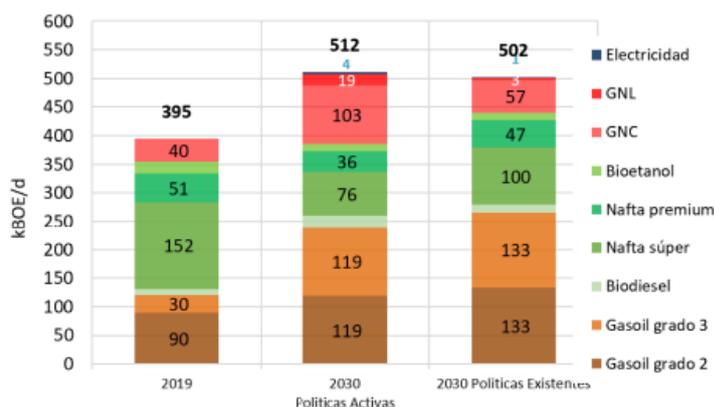
Fuente: SSPE – Secretaría de Energía – Ministerio de Economía

### e. Oferta Petróleo y Gas

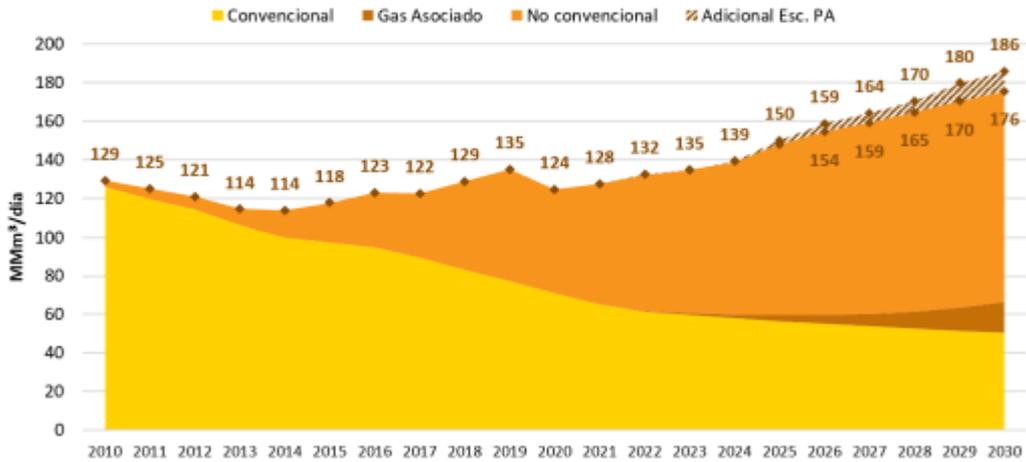
La oferta de Petróleo y Gas se verá afectada dependiendo la implementación o no de políticas activas que modifiquen fuertemente la composición por combustible de la matriz energética del transporte. En caso de suceder, implicaría una mayor demanda de gas natural, impulsando la producción nacional en 10 MMm<sup>3</sup> /día.

Caso contrario, si se siguen las políticas existentes implicaría una mayor producción de combustibles en general, con lo que se produce una mayor producción de petróleo generando también mayores saldos exportables. El crecimiento de la producción de gas natural se asocia principalmente al crecimiento de la demanda local (mayor en el grupo de escenarios políticas activas) y la potencialidad de exportar gas a escala (hasta 30 MMm<sup>3</sup>/día) tanto a Brasil como a Chile colaborando con la transición energética de los países vecinos.

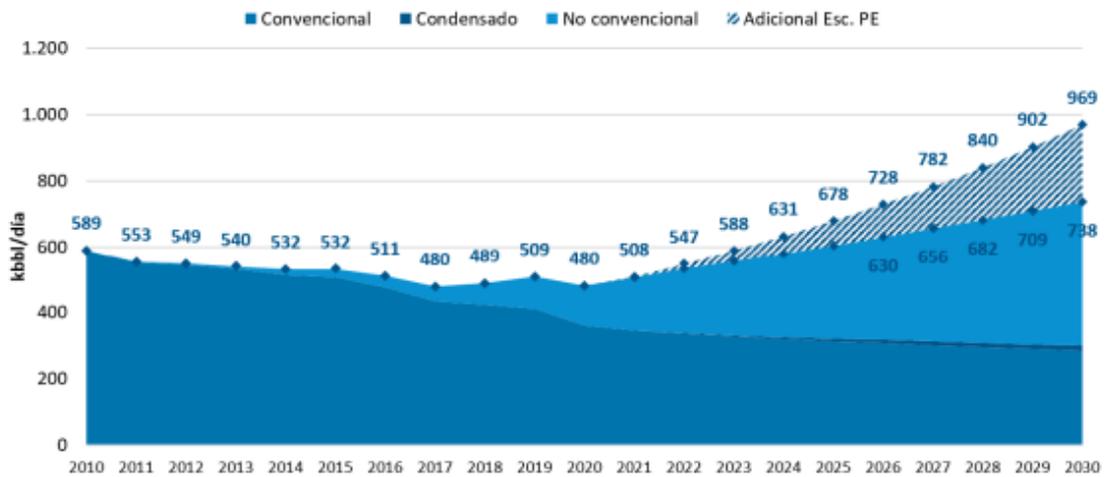
**Gráfico N° 10: Demanda de combustibles para transporte.**



**Producción para requerimientos locales de gas en cada escenario**

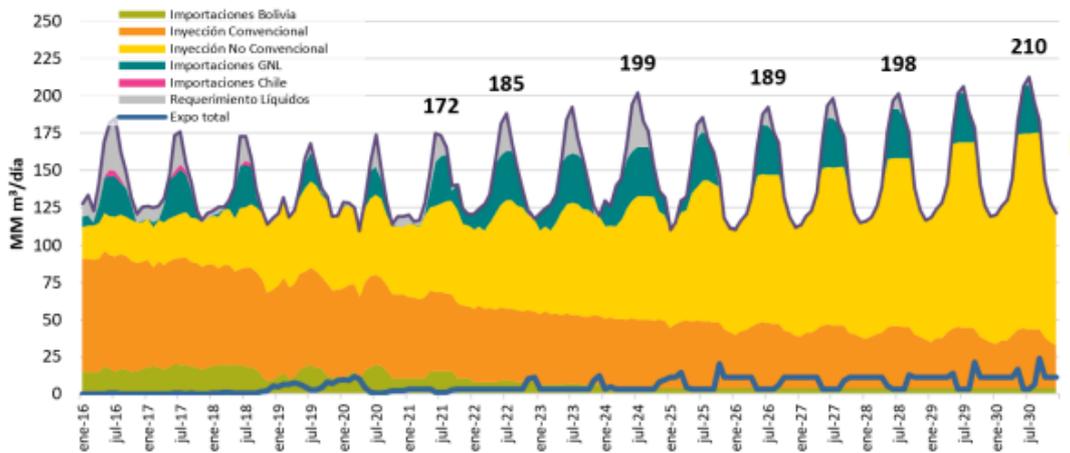


**Producción para requerimientos locales de petróleo en cada escenario.**

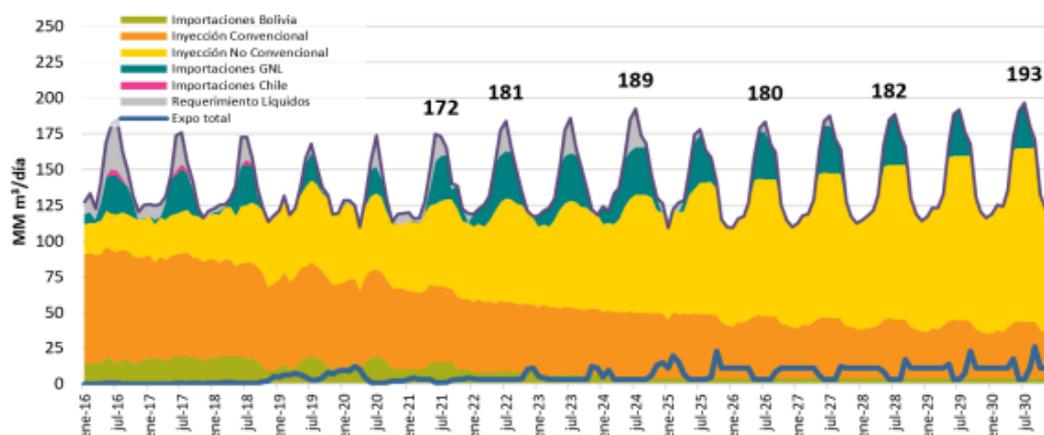


Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

**Gráfico Nº 16.1 Oferta y demanda de gas mensual. Escenario ambicioso.**



### Oferta y demanda de gas mensual. Escenario Políticas vigentes.



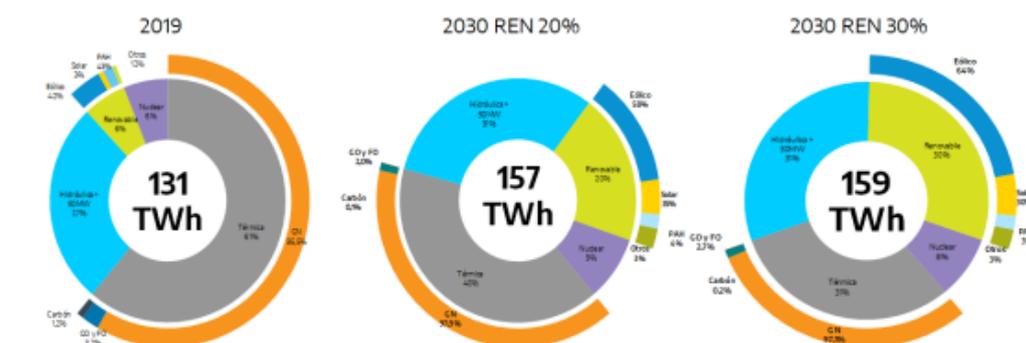
Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía.

#### f. Oferta de Energía Eléctrica

Se consideran 2 escenarios hacia 2030:

- Transición energética con capacidades nacionales, que alcanza un 20% de generación renovable.
- Escenario de transición con ritmo acelerado de incorporación de potencia renovable que alcanzaría el 30% de participación en la generación.

#### Matriz de generación 2030 escenario REN 30 y REN 20.



Fuente: SSPE- Secretaría de Energía- Ministerio de Economía

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

#### g. Inversiones en Infraestructura Gasífera

A pesar del incremento en la producción que se obtuvo del despliegue del plan Gas.Ar, hay un límite estructural en la capacidad de transporte hasta los centros de consumo que sigue traccionando la necesidad de importaciones de gas para cubrir los picos de demanda. Para ello,

la Secretaría de Energía diseñó el plan Transport.Ar que además de mejorar la cobertura en el mercado interno (supliendo la declinación de la cuenca NOA) prevé la posibilidad de exportación a Chile y Brasil para contribuir en su transición energética. Dicho plan prevé inversiones por 3.371 MUSD, siendo el 75% destinado al gasoducto Néstor Kirchner, que podrá transportar hasta 39MMm3/d de gas producido en la Cuenca Neuquina, y transferir en Saliqueló parte de este volumen al gasoducto Neuba II, para alimentar las zonas de Bahía Blanca y AMBA.

De esta forma, permitirá sustituir importaciones de GNL y llevar GN a las grandes centrales termoeléctricas y al polo petroquímico. En un segundo tramo, conectará Saliqueló con San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, brindando GN a los gasoductos de distribución del norte de Buenos Aires y el Litoral. Está planificado desarrollarse en dos tramos, culminando la obra en 2023.

#### h. Demanda en Argentina:

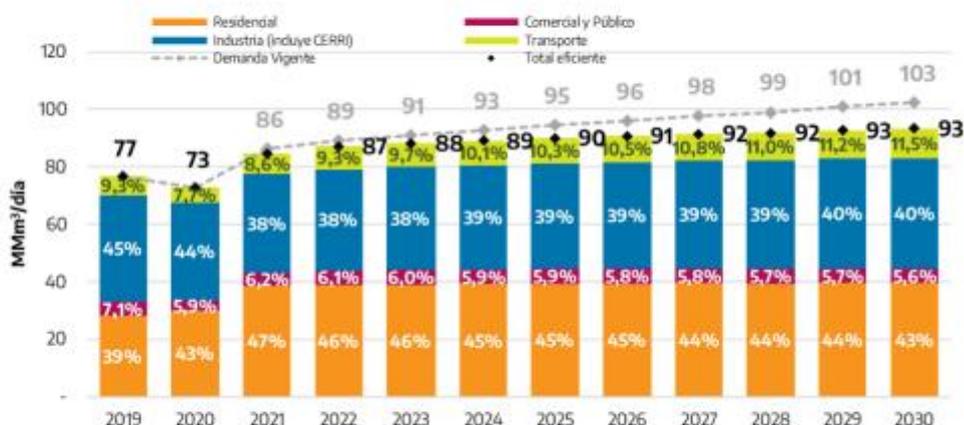
##### i. Gas Natural

La demanda final (excluyendo usinas) rondó en 2019 los 76,8 MMm3/d. Su distribución por sector contiene en primer lugar 36,8 MMm3/d para el sector industrial, seguido por el sector residencial con 28,1 MMm3/d, el consumo de GNC con 6,8 MMm3/d y el sector comercial y público con 5,2 MMm3/d.

En función de los escenarios presentados se estima que el consumo final de gas natural para el período 2022—2030 tendría un incremento de 2,7% anual acumulado en el escenario vigente y de 3,6% en el escenario ambicioso explicando la diferencia por la mayor participación del uso de gas en el sector transporte. De este modo, el consumo de gas distribuido final al 2030 alcanzaría los 113 y 103 millones de metros cúbicos diarios en los escenarios ambicioso y vigente, respectivamente. Estos valores podrían reducirse a 104 y 93 millones de metros cúbicos diarios respectivamente luego de aplicarse políticas de eficiencia en el consumo, lo que representaría un ahorro de aproximadamente 9 MMm3/d.

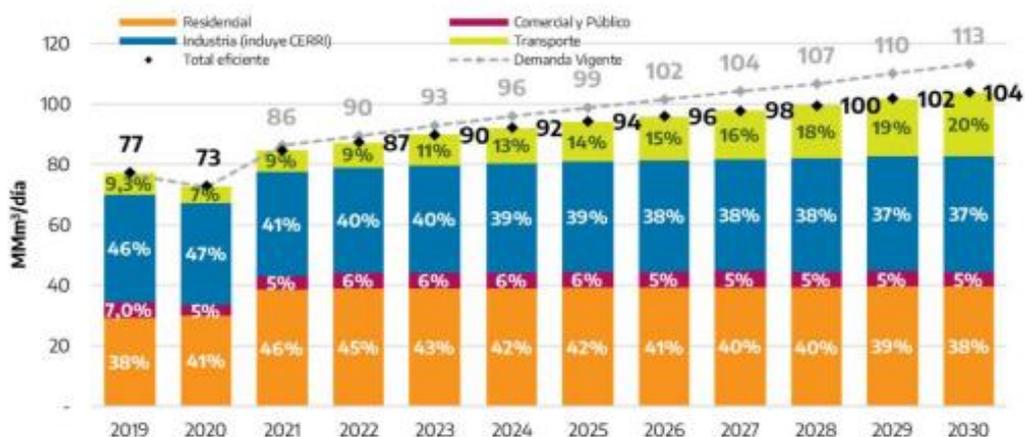
Simulada la aplicación de estas políticas, se obtiene un incremento del consumo de gas natural vehicular, que pasaría de 6,7 MMm3/d en 2019 a 21 MMm3/d en 2030 en el escenario ambicioso alcanzando un 20% en la participación sobre la demanda total.

#### Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario vigente.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

### Evolución de la demanda de gas al 2030, escenario ambicioso.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

#### ii. Energía Eléctrica

Se ha mantenido estable desde 2013, ubicándose entre los 130 TWh y 135 TWh disminuyendo por debajo del 130 TWh en 2019 y 2020.

Para el período 2022—2030 se estima un crecimiento anual del consumo eléctrico del 2,4%, alcanzando los 168 TWh en el escenario vigente, cuyo incremento podría reducirse a 155 TWh (a una tasa de 1,7% i.a.) si se aplican diversas medidas de eficiencia energética, según los resultados obtenidos para el escenario eficiente (permitiendo un ahorro de hasta 13 TWh, aproximadamente un 8% del total). En el escenario vigente, el sector con mayor crecimiento es el de usuarios residenciales, con un 3,7% de crecimiento anual acumulado.

### Evolución de la demanda eléctrica al 2030.



Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

## VIII. Aspectos Comerciales y Contractuales (A. Crosa)

### a. Comercialización de gas

Las alternativas de comercialización de gas son las que se indican a continuación, en virtud de las necesidades de abastecimiento a los distintos segmentos de mercado:

#### i. Distribuidoras:

Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes firmes de no menos de 1,0 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual. El plazo del contrato es de 2 años, renovables por períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen firme mínimo establecido. Este mercado se considera como prioritario de demanda, por lo que se debe abastecer siempre a este mercado. En cuanto al factor de carga, se considera: junio, julio y agosto 100%, mayo y septiembre 65%, abril y octubre 45%, resto 30%. Los volúmenes mínimos establecidos aplican al máximo de invierno.

#### ii. GNC:

Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes firmes de no menos de 0,25 M m<sup>3</sup>/d de 9300 kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual. El plazo del contrato es de un año con renovación anual, debiendo mantener el volumen firme mínimo establecido. En cuanto al factor de carga, se considera: 80% durante junio a septiembre y 90 % el resto del año.

#### iii. Central Termoeléctrica:

Ventas por un volumen anual de gas mediante las siguientes opciones.

- a) Central Termoeléctrica existente en yacimiento (a partir de una conexión directa desde el yacimiento y dedicada, a cargo del productor. Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, a 45 kg/cm<sup>2</sup>. El plazo del contrato es de 10 años renovables por períodos de 3 años, debiendo mantener el volumen firme mínimo establecido. El factor de carga es del 85%
- b) Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos a otras Centrales Termoeléctricas, por volúmenes firmes de no menos de 1,0 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup> durante el período verano y no menos de 0,5 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup> durante el período invierno y con la posibilidad de volúmenes interrumpibles sin requerimientos mínimos. El plazo del contrato es de 3 años renovable en períodos de no menos de 1 año, debiendo mantener el volumen firme mínimo establecido. El factor de carga es del 75%

#### iv. Grandes Usuarios y Nuevos Consumidores Directos [P3]:

Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas sin límite de volúmenes máximo o mínimo. El plazo del contrato es de 2 años, renovables en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación. El factor de carga es 95%, con parada por mantenimiento de 15 días promedio año lo que equivale a un factor de carga del 91%.

### b. Comercialización de condensado y gasolina

Los líquidos producidos se venden en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos de la evacuación. Para ello se debe invertir en el cargadero de camiones en la planta de tratamiento.

## IX. Costos y Precios (F.Cervatte)

### a. Precios del gas natural por usuario:

Los precios del **gas natural** para cada usuario se han determinado con el criterio de precio promedio ponderado de los últimos 12 meses que han sido publicados por la Secretaría de Energía teniendo en cuenta los períodos verano-invierno.

Mes	Distribuidora	GNC	Usina	Industria	Spot
2020-10	2,4	2,0	1,7	1,8	1,9
2020-11	2,2	1,9	1,7	1,8	1,8
2020-12	2,1	1,9	2,3	2,0	1,7
2021-01	2,1	1,8	2,7	2,1	1,7
2021-02	2,1	1,8	2,7	2,2	1,7
2021-03	2,1	1,8	2,8	2,4	1,7
2021-04	2,2	1,8	2,8	2,3	1,7
2021-05	2,5	3,4	4,3	3,7	2,0
2021-06	2,6	3,4	4,3	3,8	2,1
2021-07	2,6	3,3	4,3	3,9	2,1
2021-08	2,7	3,5	4,3	3,8	2,1
2021-09	2,7	3,5	4,3	3,6	2,2
<b>Promedio USD/MMBTU</b>	<b>2,39</b>	<b>2,64</b>	<b>3,35</b>	<b>2,92</b>	<b>1,91</b>

Tabla 14

En la determinación del precio promedio ponderado **Spot**, se asume un precio equivalente al 80% del menor precio de los segmentos atendidos, que en todos los casos fue el de la distribuidora.

En el caso de **gasolinas y condensados** se considera para su cálculo el promedio ponderado de los precios publicados por la Secretaría de Energía como "Precio Internacional de Petróleo" de los últimos 6 meses.

Se incorpora al análisis del proyecto, el cálculo del precio netback considerando el transporte por camión una distancia de 1.000 Km. desde la cuenca neuquina hasta la costa del Río de La Plata donde se encuentran los principales consumidores.

Precio petróleo	
Fecha de publicación	usd/bbl
29/10/2021	85,4
30/9/2021	78
31/8/2021	71,2
30/7/2021	74,8
30/6/2021	75,3
31/5/2021	69
<b>PPP</b>	<b>77,66</b>

Precio Condensado + Gasolina		
Precio petróleo	77,66	usd/bbl
Costo transporte en camión (1.000 Km)	8,00	usd/bbl
<b>Netback</b>	<b>69,66</b>	<b>usd/bbl</b>

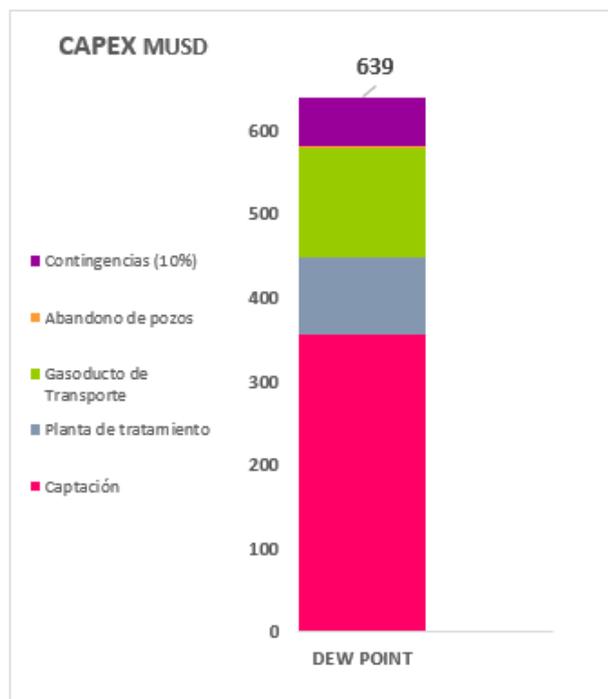
*Nota:* la venta se realiza en yacimiento; los costos de la evacuación quedan a cargo del comprador.

Si bien se permite hasta un 5% de ajuste por °API vs crudo Medanito, el condensado en el yacimiento tiene los mismos 35 °API que el Medanito razón por la cual no se tiene en cuenta para el análisis.

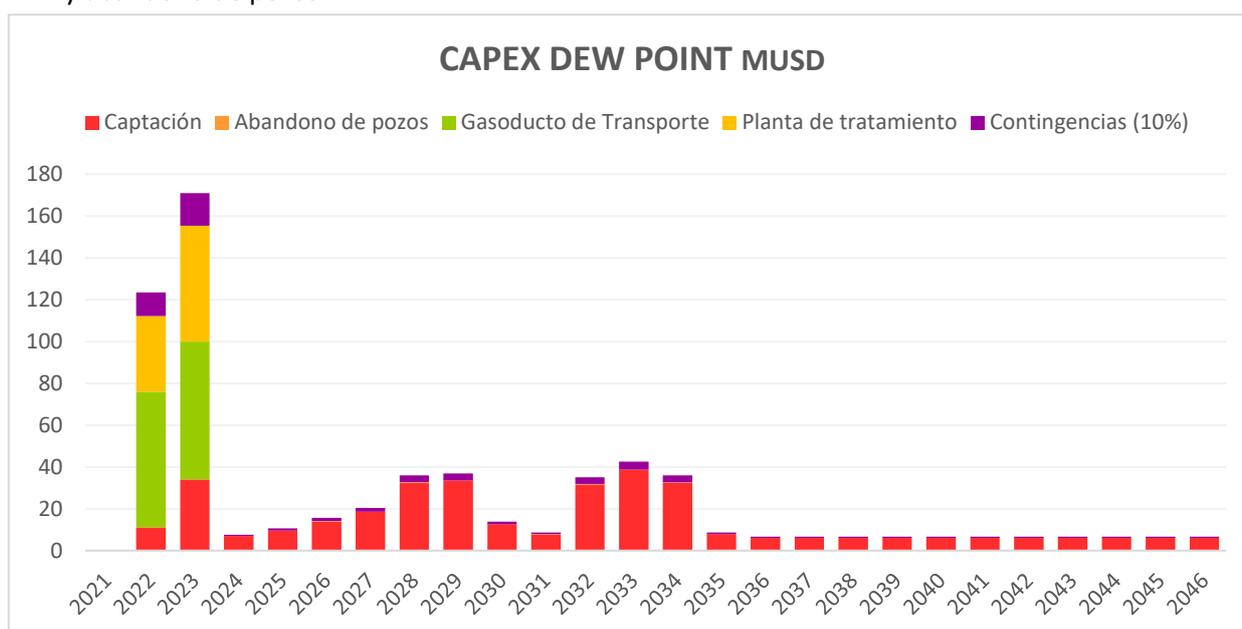
b. CAPEX

La inversión total requerida para la alternativa Dew Point en la provincia de Neuquén es de **581MUSD** (+10% de contingencia). A continuación, se detalla la apertura por cada segmento del desarrollo del proyecto:

DEW POINT	MUSD
<b>Captación</b>	<b>357</b>
Workover	106
Perforación	204
Cañería de captación	20
Separador General	4
Separador de Control	4
Manifold	2
Motocompresores (renting)	6
Cañería hasta Dew Point	11
<b>Planta de tratamiento</b>	<b>92</b>
Almacenaje de Condensado	4
Cargadero de Camiones	1
Planta de Acondicionamiento	53
Planta de Endulzamiento	34
<b>Gasoducto de Transporte</b>	<b>131</b>
Cañería de Gasoducto	114
Turbocompresores	15
Estaciones M & R de 8 a 14"	1
Estaciones M & R de 16 a 24"	2
<b>Abandono de pozos</b>	<b>2</b>
<b>TOTAL Inversiones</b>	<b>581</b>
<b>TOTAL Inversiones con contingencias (10%)</b>	<b>639</b>



El plan de inversiones durante el período de concesión evidencia que existe una concentración del 45% en los primeros 2 años de concesión y está asociada a la construcción de las instalaciones de superficie y transporte. El 55% restante se encuentra distribuido durante todo el período de concesión y está asociado a los costos de perforación (hasta el año 2034), workover y abandono de pozos.



c. OPEX

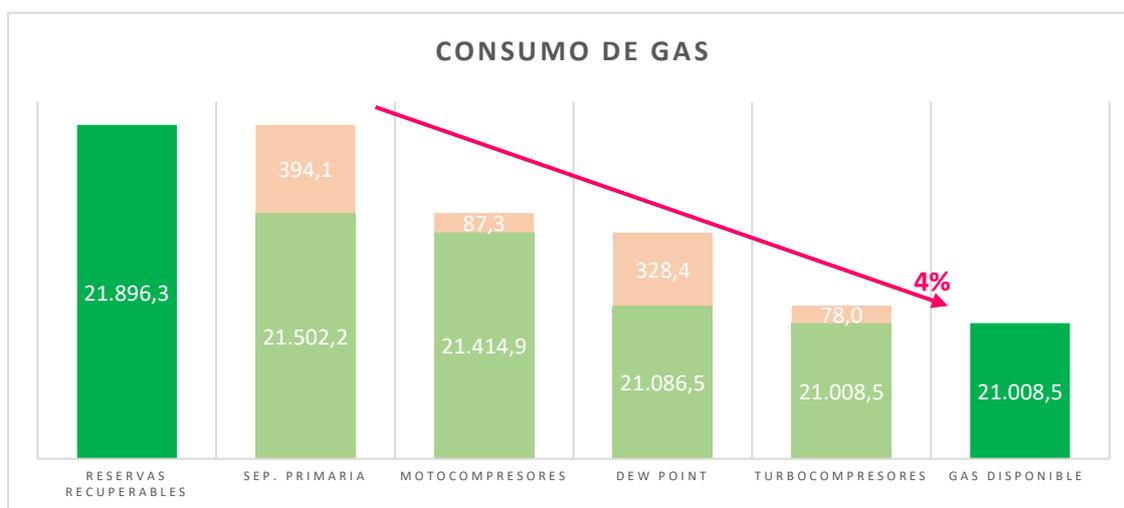
Se han considerado como gastos de operación a todos aquellos referidos a: gastos de captación, gas combustible para compresión y procesamiento, acondicionamiento, mantenimiento de gasoductos y turbocompresores.

Cabe mencionar, que el gas combustible que consumen los compresores en yacimiento y transporte junto a los volúmenes de gas retenido en las plantas de separación primaria y tratamiento es descontado del volumen de gas disponible para la venta.

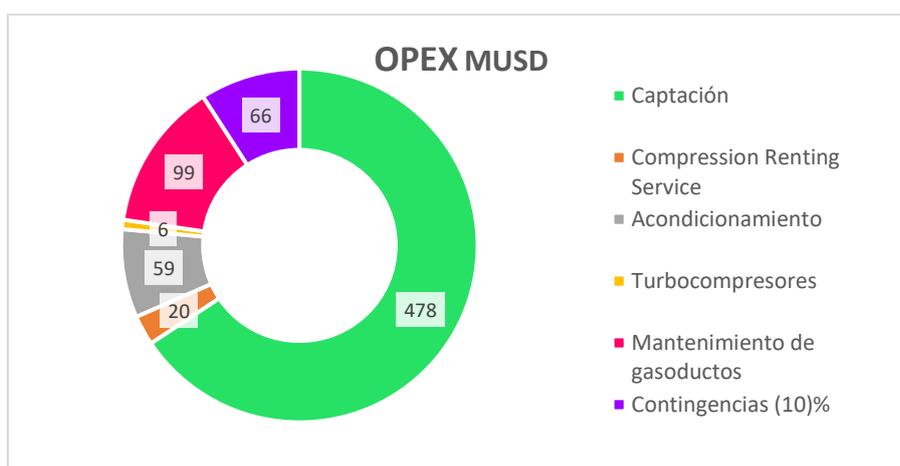
Para ambos tipos de compresores, se consideran 5 m3/día por cada HP requerido de consumo representando un 0,76% de la producción.

Las plantas de separación primaria y tratamiento consumen 1,8% y 1,5% de la producción respectivamente.

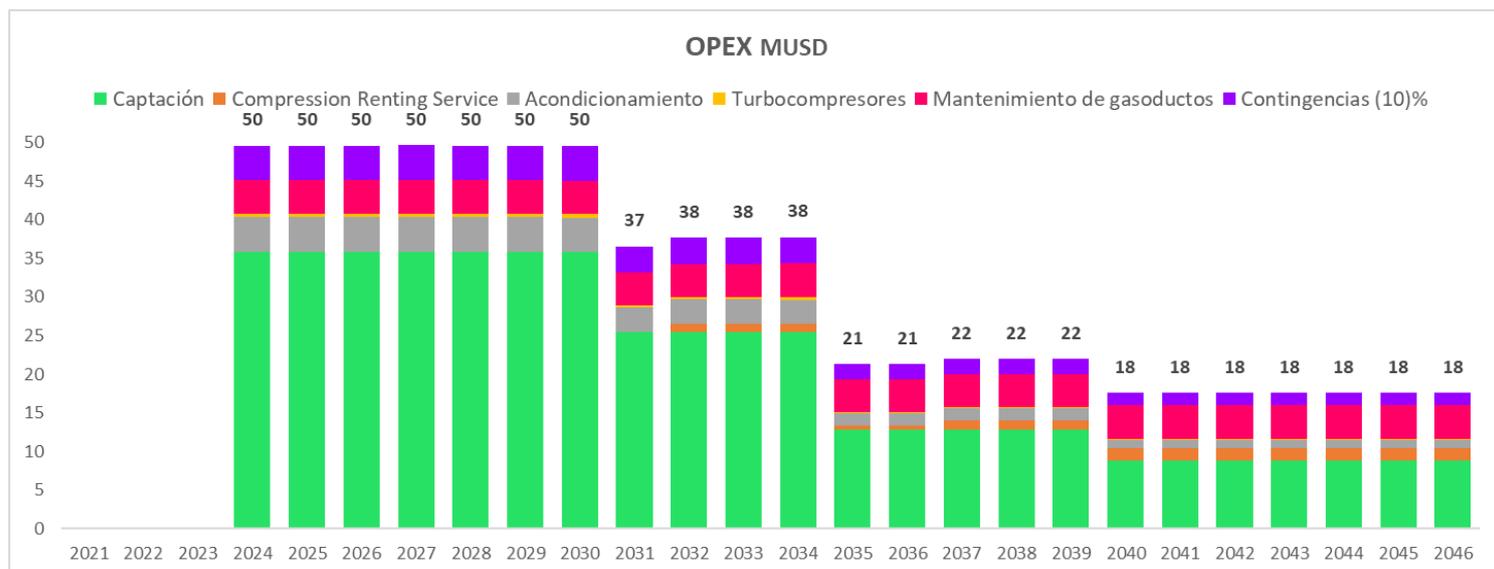
Consumo de Gas		Mm3
<b>Reservas recuperables</b>		<b>21.896,31</b>
Retenido en Separación Primaria	1,80%	394,13
Gas Combustible Motocompresores	0,40%	87,25
Retenido en Dew Point	1,50%	328,44
Gas Combustible Turbocompresores	0,36%	78,01
<b>Total Consumo</b>	<b>4,06%</b>	<b>887,84</b>
<b>Gas Disponible</b>		<b>21.008,47</b>



Se puede apreciar en el siguiente gráfico, cuánto contribuye cada uno de los gastos operativos que determinan en el OPEX del proyecto para la alternativa Dew Point:



A continuación, se detalla un evolutivo de los gastos operativos en el cual se evidencia la mayor participación de los gastos de captación y en segunda instancia de mantenimiento de gasoducto:



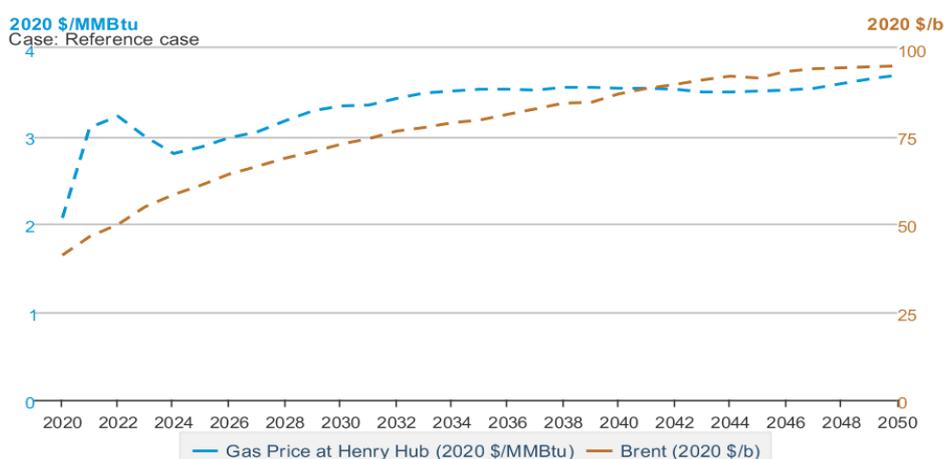
### X. Escenarios de demanda (F. Cervatte)

#### Consideraciones.

Para realizar el análisis de los posibles escenarios de demanda se tuvo en cuenta la proyección de precios del petróleo Brent y del gas natural en Henry Hub, publicado por Energy Information Administration (EIA). Estas proyecciones no consideran inflación en dólares:

Prices (2020) USD/unit	Unidad	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Promedio
Brent Spot Price	usd/bbl	61,11	72,75	79,67	87,09	91,42	94,96	<b>81,2</b>
Natural Gas at Henry Hub	USD/MMBTU	2,88	3,34	3,50	3,54	3,50	3,69	<b>3,4</b>

#### Total Energy: Real Prices



Source: U.S. Energy Information Administration

Teniendo en cuenta estas proyecciones y considerando que los precios actuales son similares a los estimados para el plazo de la concesión, para la evaluación se utiliza el criterio de precios constantes.

a. Esquema de ventas de gas.

- i. **Distribuidoras.** Se prevén ventas por el volumen mínimo de 1 Mm3/d durante el plazo de concesión. Si bien es el usuario con el menor precio de venta, es un mercado prioritario al cual se lo debe abastecer.

Al analizar los factores de carga, se obtiene que el promedio anual es de 56%. Los saldos no entregados a distribuidora se venden spot.

- ii. **Central termoeléctrica.** Se analizaron escenarios de venta/no venta para este segmento de mercado en yacimiento.

Las ventajas de vender a la central termoeléctrica en yacimiento son:

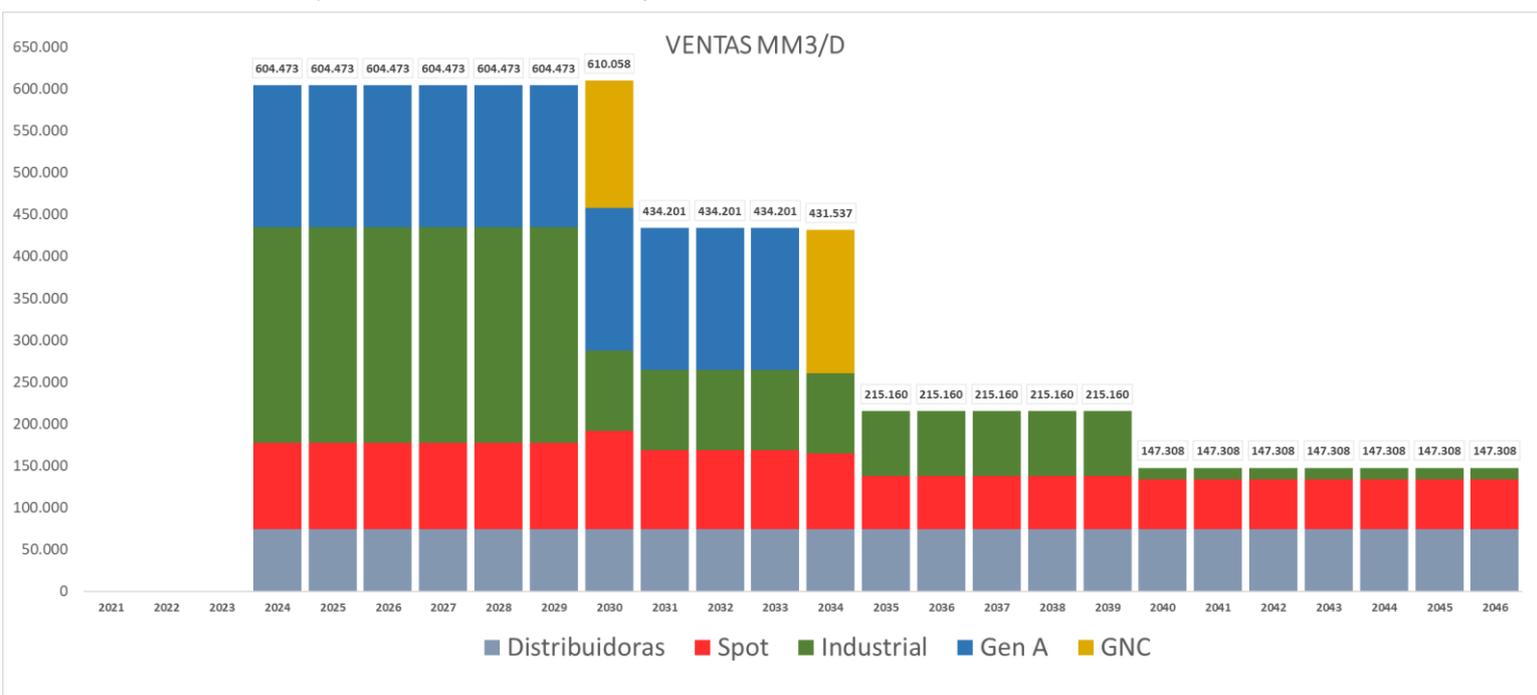
- El precio promedio es el más elevado entre todos los segmentos.
- Contrato a largo plazo y mejor factor de carga que la alternativa a usina en cabecera.
- Menor CAPEX en transporte, ya que por el segundo tramo de 100 Km circula menor caudal.

Se optó por vender a la central termoeléctrica en yacimiento un mínimo de 1,5 Mm3/d de gas durante 10 años. La renovación a 3 años no se realiza debido a que, para el segundo año de la renovación, no se cuenta con gas suficiente para cumplir con el mínimo contratado. Dado que el factor de carga es 85%, los remanentes se venden spot.

- iii. **Industrias.** El segmento Industrial ofrece el segundo mejor precio y un factor de carga del 91% razón por la cual se maximiza la venta de gas a este usuario siempre que se disponga del gas necesario para cumplir con las cantidades comprometidas. Dado el factor de carga antes mencionado, los remanentes se venden spot.

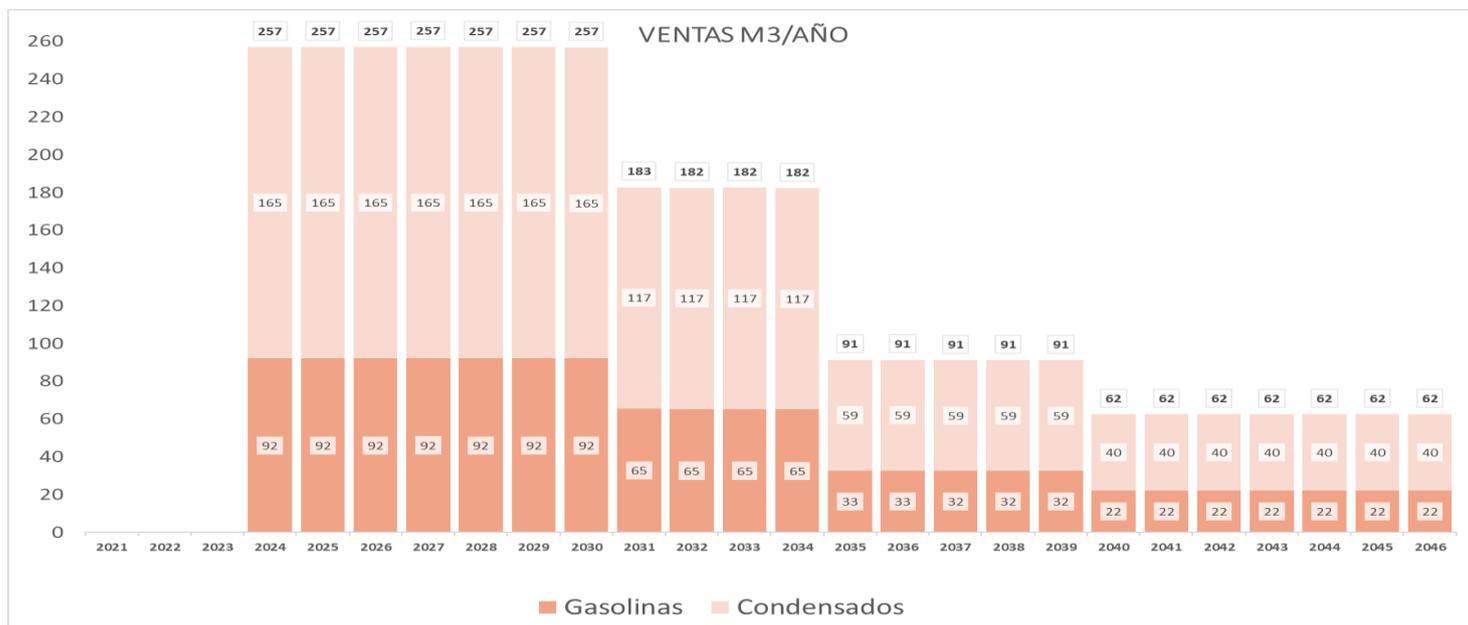
- iv. **GNC.** Al tener el segmento un factor de carga y precio menos atractivos, se le venden aquellos volúmenes restantes que no son factibles de comprometer en el segmento industrias, ocurriendo en dos años puntuales de toda la explotación del yacimiento. Dado que el factor de carga es 87%, los remanentes se venden spot.

- v. **Spot.** Mencionado en cada apartado anterior.

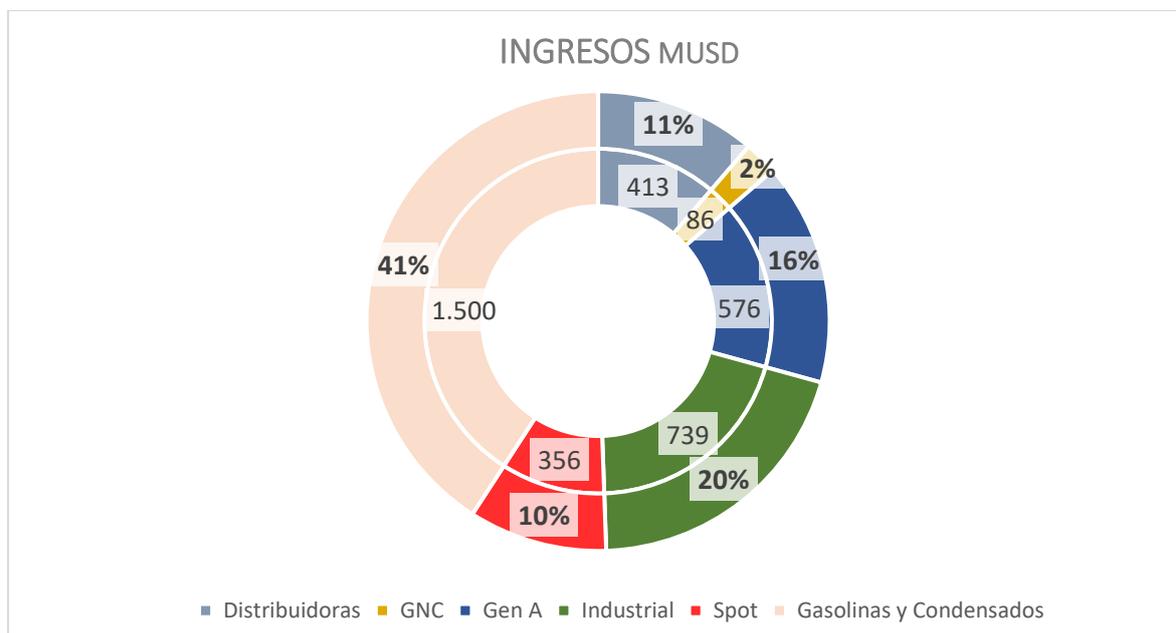


b. Esquema de ventas de condensados y gasolinas.

Se vende el 100% del volumen en puerta de yacimiento. A continuación, se detalla el evolutivo de ventas:



Se presenta la incidencia de cada segmento antes mencionados en los ingresos por ventas:



Resulta evidente la contribución de los condensables en la generación de ingresos del proyecto.

XI. Hipótesis realizadas (F. Cervatte)

a. Variables macroeconómicas: Tipo de Cambio/inflación.

Se toma como criterio que la devaluación del tipo de cambio con el dólar acompaña la inflación de los precios en pesos. Asimismo, no se contempla inflación de precios en dólares.

De esta forma, se obtiene un escenario de precios constantes para el horizonte temporal bajo análisis.

### b. Impuestos

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

- Regalías sobre ventas: 12%
- Impuestos sobre los ingresos brutos provincia de Neuquén: 3%
- Canon de explotación anual: 35.538 USD. Según el Decreto 771/2020, el valor surge de considerar 8,28 bbl/Km<sup>2</sup> con precio de barril de petróleo en el mercado local de 36,2 USD conformado por el promedio del primer semestre del año anterior, para una superficie estimada de 118 km<sup>2</sup>.
- Impuestos sobre los débitos y créditos bancarios: 1,2%
- IVA: no se considerará en el análisis porque el efecto financiero no es significativo, debido a la compensación mensual de débitos y créditos fiscales ya que la empresa se encuentra operando en la actualidad.

### c. Workover

Se calcula que el 20% de los pozos acumulados operativos del año anterior al de análisis están sujetos a workover, debido a que los perforados en el año ya se encuentran en condiciones de producción.

### d. Abandono

Se considera a efectos de la evaluación económica financiera el abandono de los pozos estériles en el mismo año en que se perforan.

### e. Tratamiento contable

Se adopta el criterio de esfuerzo exitoso, por el cual todas las inversiones se activan como CAPEX, en la medida en que tengan asociados beneficios económicos futuros. Los pozos estériles se imputan a pérdida (resultado) en el momento en que se incurren (ley 24.430 /2018). Se justifica por estrategia corporativa, en la cual se busca la maximización de cash Flow en los primeros años para diversificación de inversiones, y por la preferencia de descontarlo del impuesto a las ganancias para evitar diferimientos financieros.

Las amortizaciones de las inversiones se calculan por el principio de agotamiento de la sustancia, tomando en cuenta la curva de producción/declinación de reservas planteada.

### f. Valor Actual Neto

Se considera que todos los flujos de fondos se originan el último día de cada período y se descuentan a una tasa del 15%.

## XII. Información Financiera Considerada (F. Cervatte)

El capital propio con que se cuenta para comenzar el proyecto es del 53 % de la inversión total (inversiones + bono), el resto de las inversiones y gastos se deben financiar.

La tasa de interés del financiamiento está compuesta por:

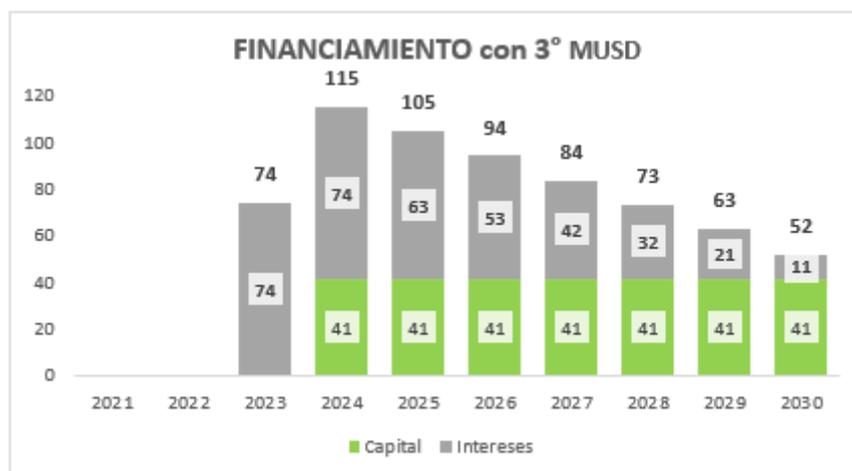
- Tasa de Interés: 8,0% anual desde el otorgamiento del préstamo sobre saldos de capital.
- Riesgo País: 17,0%.
- Tasa Libor US\$ (1 año): 0,4%

Tasa del préstamo (Kd):  $\Sigma$ Tasa libor + Riesgo país + tasa de interés= **25,4%**.

Se admite un año de gracia de pago de capital y el repago en 7 años vencidos en cuotas iguales.

El monto solicitado para financiar la inversión en Dew Point es de **291 MUSD**.

En el siguiente gráfico se visualiza la composición de los pagos del préstamo (cuota + interés):



### XIII. WACC (F. Cervatte)

El costo promedio ponderado de capital (CPPC) o Weighted Average Cost of Capital “WACC”, es el precio que se paga por los fondos requeridos para financiar la inversión y representa una medida de rentabilidad que el accionista exigirá al proyecto de manera que el retorno esperado cubra la totalidad de la inversión inicial, egresos de operación, intereses de la deuda y la rentabilidad que el accionista exige por su propio capital invertido.

La fórmula es la siguiente:

$$WACC = Ke * \frac{E}{(E+D)} + Kd * (1 - t) * \frac{D}{(E+D)}$$

Se determina para el proyecto:

- Proporción financiada con capital propio: 53%
- Proporción financiada con capital ajeno: 47%

#### Costo de capital propio (Ke):

Se define como la tasa asociada con la mejor oportunidad de inversión de riesgo similar que se abandonará por destinar esos recursos al proyecto que se estudia.

Para su cálculo se utiliza el modelo CAPM corregido por el riesgo país de Argentina:

$$Ke = Rf + (Rm - Rf) * \beta + Rc$$

Siendo:

- **Rm:** Rentabilidad del mercado. Se adopta el promedio del S&P 500 de los últimos 10 años. Se determina una tasa **Rm: 14,7%**.
- **B:** Medida del riesgo sistemático. Se adopta un valor similar al de compañías petroleras integradas internacionales. Se determina un **B: 1,27**.
- **Rf:** Tasa libre de riesgo. Se considera la tasa de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años (Nov-21). Se determina una tasa **Rf: 1,9%**.
- **Rc:** Riesgo País. Surge del indicador EMBI+ de JP Morgan (Nov-21). Se determina una

tasa **Rc: 17 %**.

Se define a **Rp**, prima por riesgo y su cálculo es el siguiente:  $R_p = B \cdot (R_m - R_f)$ . Su valor es **Rp: 16,2%**.

A continuación, el valor determinado para la tasa de costo de capital propio:

**Ke:  $R_f + R_c + R_p = 35,2\%$** .

Costo de la deuda (Kd):

En el apartado *XII- Información financiera considerada* se determinó la tasa del préstamo. Su valor es **Kd: 26,4%**.

Tasa de impuesto a las ganancias (T): 35%.

Por lo tanto, la WACC es:

Cálculo de WACC= $35,2\% \cdot 0,53 + 25,4\% \cdot (1-0,35) \cdot 0,47$		
Kd	25,4%	Costo de la Deuda
Ke	35,2%	Costo del Capital propio
<b>WACC: 26,4%</b>		

#### XIV. Evaluación Económica del Proyecto – Cuadro de Resultados (F. Cervatte)

Si bien como se ha aclarado en el punto *III.b.vi Planta de tratamiento*, la alternativa escogida para esta oferta técnica es instalar una planta de Dew Point, a continuación, se expone la evaluación del proyecto con ambas alternativas para su comparación.

ESTADO DE RESULTADOS	DEW POINT	TURBOEXPANDER
Ingresos	3.960,0	4.850,8
Egresos	-1.672,3	-1.904,5
EBITDA	2.287,6	2.946,2
Amortizaciones	-580,9	-704,9
EBIT	1.706,7	2.241,3
Intereses	-368,7	-447,5
EBT	1.338,0	1.793,8
IIGG	-401,8	-549,0
<b>RESULTADO NETO (MUSD)</b>	<b>936,1</b>	<b>1.244,9</b>

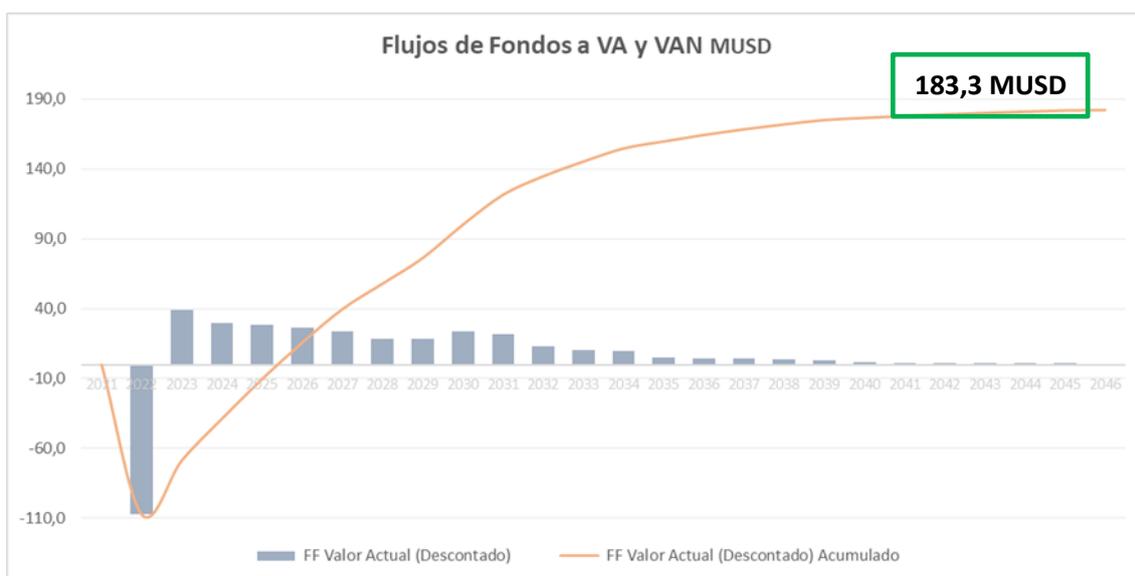
#### XV. Evaluación Financiera del Proyecto – Flujos de Caja (F. Cervatte)

Al igual que en punto anterior, si bien se ha elegido para el desarrollo del yacimiento la alternativa con Dew Point, se presentan ambas opciones para su comparación.

##### a. Alternativa Dew Point

Los principales indicadores señalan que el proyecto con esta alternativa permite obtener una rentabilidad superior a la requerida por los accionistas y se cumple que  $TIR > WACC$ .

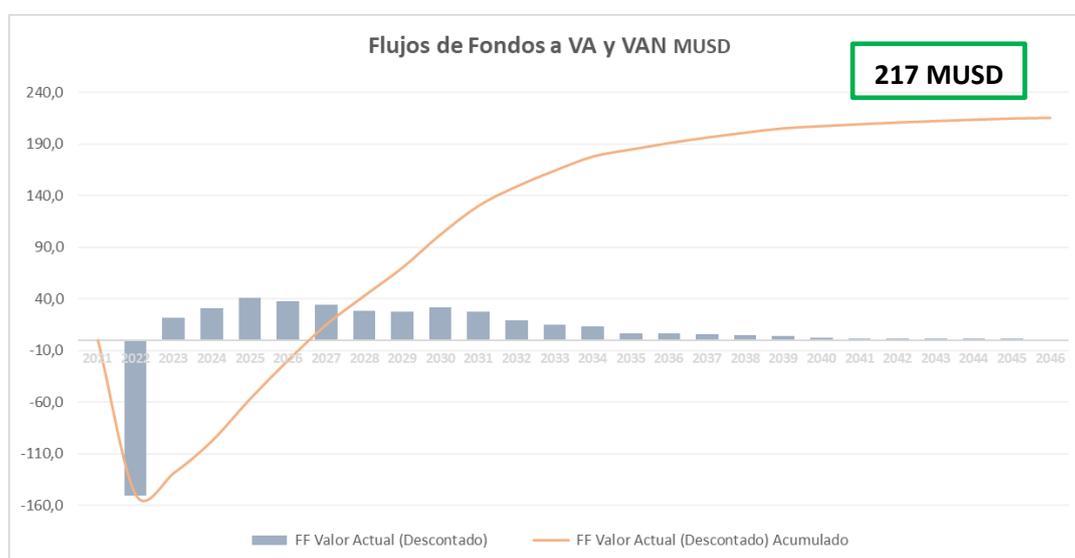
El VAN descontado a una tasa de 15% es de 183,3 MUSD, el período de repago de 3 años y medio y la TIR del 41,4%.



### b. Alternativa Turboexpander

Al igual que en la primera alternativa, los principales indicadores señalan que el proyecto con Turboexpander permite obtener una rentabilidad superior a la requerida por los accionistas y se cumple que:  $TIR > WACC$ .

El VAN descontado al 15% es de 217 MUSD, resultando 18% mayor que la alternativa anterior, el período de repago es levemente mayor, 4 años y tres meses y la TIR es del 34,4%.



A priori, si se comparan ambos casos solo por el método del VAN, es evidente que la alternativa con Turboexpander presenta un mejor indicador.

Por otra parte, se debe tener presente que el CAPEX de la alternativa con Turboexpander es 21% mayor, siendo recomendable evaluar otros indicadores para complementar el análisis y favorecer a la toma de decisiones. Para ello, se han utilizado los indicadores de iVAN y TIR Modificada que se muestran a continuación:

INDICADORES	Unidad	Sin Financiamiento		Con Financiamiento		
		DEW POINT	TURBO	DEW POINT	TURBO	TURBO C4 VENTA LOCAL
VAN (15%)	MUSD	202,3	240,1	183,3	217,0	175,1
iVAN (15%)	-	0,69	0,61	0,62	0,55	0,45
TIR	% anual	31,9%	29%	41,4%	34,4%	30,9%
Período de Repago	Años	4,4	4,8	3,6	4,3	4,7
Máxima Exposición	MUSD	-294,5	-412,1	-123,5	-172,5	-172,5
TIRM (15%)	% anual	17,9%	17,5%	19,7%	19,2%	18,6%
WACC	% anual	26,4%	26,4%	26,4%	26,4%	26,4%
<b>TIR-WACC</b>		<b>5,49%</b>	<b>2,58%</b>	<b>15,00%</b>	<b>8,02%</b>	<b>4,45%</b>

Como se puede observar en la tabla anterior, el iVAN (relación entre el VAN y el valor actual de la inversión), indica que el valor obtenido respecto de la inversión a realizar es superior en la alternativa con Dew Point y ello muestra que el valor que agrega la alternativa con Turboexpand no compensa el diferencial de CAPEX requerido para implementarla.

Por otra parte, Dew Point ofrece una menor exposición de caja y un período de repago más acotado.

Adicionalmente se debe considerar para la toma de decisiones, una eventual obligatoriedad de realizar ventas de butano en el mercado local a los precios del plan HOGAR o programas de similares características. En la tabla anterior se presentan los indicadores del proyecto teniendo en cuenta esta condición. Como es evidente, todos los indicadores se ven perjudicados resultando ser los menores de todas las comparativas. La situación antes descrita implica un riesgo de difícil mitigación que no se ve compensado por la rentabilidad ofrecida.

### **Bono de Ingreso**

Se ha evaluado el ofrecimiento de un bono de ingreso de **40 MUSD**, que será otorgado a la provincia de Neuquén de ser aprobada la concesión.

La premisa para determinar el valor del bono ofrecido fue considerar que la TIR resultante sea 3% superior a la WACC.

Luego del bono, los resultados obtenidos son los siguientes:

CON BONO	Unidad	DEW POINT
Valor Actual Neto (15%)	MUSD	142,2
Índice de Valor Actual (15%)	-	0,43
Tasa Interna de Retorno	% anual	29,7%
Período de Repago	Años	4,3
Máxima Exposición	MUSD	167,5
TIRM (15%)	% anual	18,09%
WACC	% anual	26,4%
<b>TIR-WACC</b>		<b>3,22%</b>

Con estos resultados, se cumple con los requerimientos de rentabilidad (TIR > WACC) con 3% de margen permitiendo ello absorber disminuciones de hasta un 5% del precio de venta.

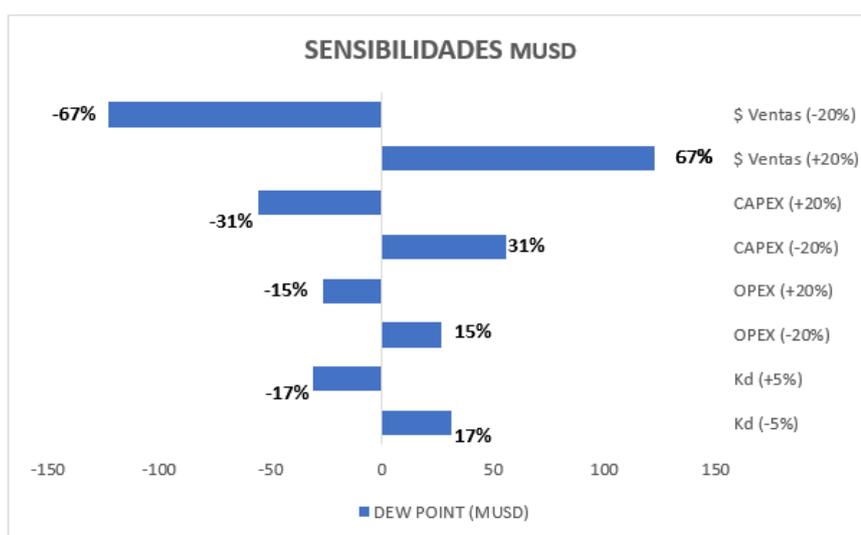
Se detallará en el apartado XVI *Análisis de sensibilidad*.

## XVI. Análisis de Sensibilidad (F. Cervatte)

En esta sección incluiremos el análisis de sensibilidad de las variables más relevantes para la alternativa seleccionada (Dew Point).

El objetivo es visualizar cómo se comporta el VAN del proyecto frente a las variaciones de las siguientes variables:

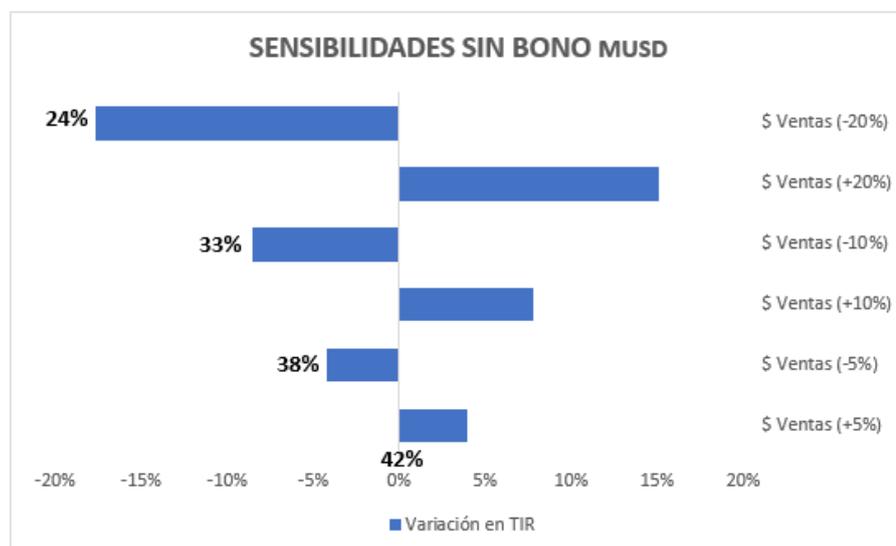
- Variación en +/- 20% en el precio de venta
- Variación en +/- 20% del CAPEX
- Variación en +/- 20% del OPEX
- Variación en +/- 5% en la tasa de financiamiento



Como se evidencia en el gráfico anterior, el proyecto es muy sensible a la variable precio de venta: una variación de +/-20% en el precio, genera una variación de +/-67% en el VAN del proyecto.

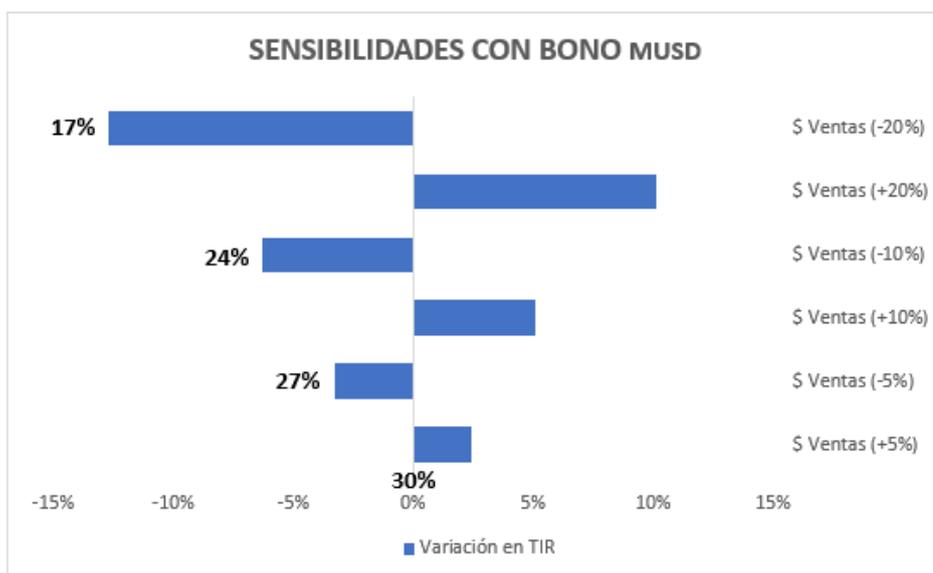
El proyecto es sensible en menor cuantía al resto de las variables estudiadas ya que generan variaciones similares o incluso menores del VAN.

Se ha evaluado también la sensibilidad de la TIR ante cambios en los precios de ventas, por ser la variable más relevante.



Con disminuciones del 20% en el precio de venta, la TIR disminuye de 42% a 24%, con disminuciones del precio de venta del 10% cae a 33% y con disminuciones del 5% cae a 38%.

Al evaluar la misma sensibilidad con bono, los resultados son los siguientes:



Se observa que aún con disminuciones del 5% en los precios de venta, la TIR resultante es superior a la tasa WACC, justificándose la elección de otorgar un bono de 40 MUSD.

Otras sensibilidades:

Además, se realizó para la alternativa turboexpandar un análisis de variación en el precio del GLP, considerando como venta del butano al mercado local a un precio de 126,5 usd/tn frente a la alternativa de venderlo en el mercado de exportación a 398,5 usd/tn. En el caso del propano, el escenario de venta es el mismo (mercado de exportación). Los resultados pueden apreciarse en el apartado XV.b “Indicadores”.

**XVII. Resumen de Resultados (F.Cervatte- A.Crosa)**

DEW POINT

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	Anexa
<b>1</b>	<b>DESARROLLO Y PRODUCCIÓN</b>			
1a	Gas y Condensado in Situ	MM3	26.853,6	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	MM3	4.957,3	
1c	Factor de Recuperación	%	81,5	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	43,8	
1e	Cantidad de pozos		57	
1f	Potencia total compresión yacimiento	HP	3.884,1	
1g	Producción de gas - máxima y promedio	MM3/d	4,5	2,6
1h	Producción de condensado - máxima y promedio	m3/d	451,9	261,9
<b>2</b>	<b>DEMANDA Año 3 y Año 'n'</b>		<b>Año 3</b>	<b>Año n (máx)</b>
2a	Consumo distribuidoras	MM3/d	0,6	0,6
2b	Consumo GNC	MM3/d	-	1,3
2c	Consumo industrias	MM3/d	1,9	1,9
2e	Consumo termoeléctrico	MM3/d	1,3	1,3
2e	Consumo Spot	MM3/d	0,8	0,9
2f	Consumo Total	MM3/d	4,5	5,9
<b>3</b>	<b>PROCESAMIENTO Año 3 y Año 'n'</b>		<b>Año 3</b>	<b>Año n (máx)</b>
3a	Capacidad de procesamiento Dew Point	MM3/d	4,5	4,5
3b	Producción Propano + butano (GLP)	ton/año	-	-
3c	Producción Gasolina natural	m3/d	252,3	252,3
<b>4</b>	<b>TRANSPORTE</b>			
4a	Primer tramo Gto. p/ Generación eléctrica	pulg	16,0	
4b	Capacidad máxima de transporte	MM3/d	4,6	
4c	Potencia instalada	HP	3.180,0	
4d	Segundo tramo Gto. p/ vinculación con Gto. troncal	pulg	14,0	
4e	Capacidad máxima de transporte	MM3/d	3,1	
4f	Potencia instalada	HP	3.180,0	
<b>5</b>	<b>INVERSIONES</b>			
5a	Inversión campo (yacimiento - Perf. y workover)	MUSD	311,1	
5b	Inversión planta de procesamiento (facilities)	MUSD	138,9	
5c	Inversión Gasoducto	MUSD	130,9	
5d	Inversión otros	MUSD	-	
5e	Inversión (contingencia)	MUSD	58,1	
5f	Inversión total	MUSD	639,0	
<b>6</b>	<b>PRECIOS GAS Año 3 y Año 24</b>		<b>Año 3</b>	<b>Año 25</b>
6a	Distribuidoras	u\$/MMBTU	2,4	2,4
6b	GNC	u\$/MMBTU	2,6	2,6
6c	Centrales eléctricas	u\$/MMBTU	3,4	3,4
6d	Industrias	u\$/MMBTU	2,9	2,9
6e	Spot	u\$/MMBTU	1,9	1,9
<b>7</b>	<b>PRECIOS LIQUIDOS Año 3 y Año 24</b>		<b>Año 3</b>	<b>Año 25</b>
7a	GLP exportación	u\$/tn	-	-
7b	GLP Local	u\$/tn	-	-
7c	Gasolina y Condensado Local	u\$/bbl	438,4	438,4
<b>8</b>	<b>RESULTADOS</b>			
8a	VAN al 15%	MUSD	183,3	
8b	Tasa (WACC)	%	26,4%	
8c	TIR	%	41,4%	
8d	Repago	Años	3,6	
8e	Préstamo (capital) solicitado	MUSD	290,5	
8f	Máxima exposición	MUSD	123,5	

### **XVIII. Conclusiones (F.Cervatte-A.Crosa)**

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

Luego de la evaluación de las reservas de Gas y Condensado, la previsión de producción, y los cálculos de todas las obras de captación, acondicionamiento, tratamiento y transporte, se consideraron dos hipótesis comerciales,

- Alternativa 1 – Ventas de Gas Natural a Distribuidores, GNC, Industria y Spot; Venta de gasolinas y Condensados en yacimiento con una planta de tratamiento de Punto de rocío (Dew Point)
- Alternativa 2 - Ventas de Gas Natural a Distribuidores, GNC, Generación Eléctrica y Spot; Exportación Propano y Butano y venta de Gasolina y Condensados en yacimiento con la instalación de una planta de recuperación de GLP (turboexpander).

Con posterioridad de la realización de la evaluación económico-financiera del proyecto junto con el análisis de una serie de indicadores relevantes (detallado en punto XV se ha optado por realizar la presente oferta técnica desarrollando la alternativa 1.

**XIX. Anexos**

Se adjunta el anexo Excel "cálculos". Se destaca la información disponible más relevante a modo orientativo:

Hoja	Descripción
Resultados-4	Cuadro resumen de las dos alternativas con financiamiento
FF Dew Point CF SB	Alternativa Dew Point con financiamiento seleccionada en la oferta técnica
FF TURBO CF SB	Alternativa Turboexpander con financiamiento comparativa de Dew Point
FF Dew Point SF SB	Alternativa Dew Point sin financiación
FF Dew Point CF SB WACC	Alternativa Dew Point con financiación descontados los FF a la WACC
FF Dew Point CF CB	Alternativa Dew Point con financiamiento seleccionada en la oferta técnica con bono
FF TURBO SF SB	Alternativa Turboexpander sin financiación
Sensibilidades	Cuadro resumen con resultados a las variaciones para todas las alternativas
FF TURBO CF SB PROP	Alternativa Turboexpander con financiamiento y precio de butano local
WACC-4	Análisis y cálculo
FINANCIACIÓN-4	Análisis y cálculo
ESTIMACION RESERVAS-4	Análisis y cálculo
COMPRESIÓN-4	Análisis y cálculo
CAPTACIÓN-4	Análisis y cálculo
TRANSPORTE-4	Análisis y cálculo
PRECIOS-4	Análisis y cálculo
DEMANDA-4	Análisis y cálculo
BARICENTRO-4	Análisis y cálculo
PLANTA DE TRATAMIENTO-4	Análisis y cálculo



TFI\_Comisión A20\_  
Grupo 4-Equipo B v

**XX. Referencias bibliográficas**

- Apuntes de la materia “Economía y Comercialización del Gas Natural” J. Lanziani, J. Reatti y C. Casares – 2020.
- Apuntes de la materia “Evaluación de Proyectos en general y de Upstream” G.Palomeque y G.Pose-2020.
- Apuntes de la materia “Comercialización de GLP” H.Collel – 2021.
- Apuntes de la materia “Marco Legal” - 2021
- Apuntes de la materia “Economía Petrolera” M. Sabelli y A. Lopez Medin-2021
- Cálculo financiero aplicado. G. Lopez Dumrauf -2006.
- Papers e información disponible y publicado por la Secretaría de Energía