TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Licitación Publica Yacimiento La Esperanza

Equipo 2 Grupo B

Integrantes:
Alejandro Bermann / Juan Cabo de Vila / Gustavo Carbonell

Contenido

OBJETIVO 2
ALCANCE 2
INTRODUCCION 4
YACIMIENTO y RESERVAS 6
ANALISIS DE MERCADO 15
RESUMEN 15
HECHOS RECIENTES 16
OFERTA DE GAS 16
RESERVAS 17
ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GAS 18
PRODUCTORES 18
INFRAESTRUCTURA 19
DEMANDA POR SECTOR 19
ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA 20
MARCO LEGAL 22
PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS 22
LEGISLACION APLICABLE A LOS HIDROCARBUROS 22
PLAZOS 22
REGALIAS 23
CANON 23
IMPUESTOS 23
LEGISLACION APLICABLE PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL 24
OBRAS DE CAPTACION, MEDICION, ACONDICIONAMIENTO 24
TARIFAS 34
Distribuidoras 34
GNC 34
Generación Eléctrica 34
Usuarios Industriales 34
Clientes Spot 34
Condensado y Gasolina 35
ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES 36
Distribuidoras 36

Generaciòn Eléctrica Opcion b 36
Grandes usuarios y usuarios Industriales 37
GNC 37
Condensado y Gasolina 38
FLUJO DE CAJA Y EVALUACION DEL PROYECTO 38
RESUMEN DE INDICADORES: Periodo de repago, Máxima exposición, TIR, VAN 47
ANALISIS DE SENSIBILIDADES 48
PLANILLA DE RESULTADOS 48

OBJETIVO

El presente trabajo tiene como objetivo el cálculo y determinación de las inversiones necesarias para la Licitación Pública por los derechos de explotación del yacimiento de gas y condensado denominado “La Esperanza” ubicado en la cuenca Neuquina, actualmente la primera en producción de hidrocarburos de la nación Argentina.

A continuación, se analizarán los aspectos técnicos y económicos que demuestran la pre-factibilidad de este proyecto, detallando las hipótesis y supuestos utilizados para este análisis, y describiendo los activos, procesos, decisiones técnicas, comerciales y estratégicas que nos llevan a la propuesta final.

ALCANCE

El alcance de este proyecto incluye el desarrollo planeado para la explotación del yacimiento gasífero “La Esperanza”, ubicado en la provincia de Neuquén, República Argentina. Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la cuenca Neuquina a una profundidad promedio de 2210 m bajo boca de pozo, cuyo reservorio compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichinco.

Se demostrarán las evaluaciones realizadas a los efectos del cálculo de las reservas, el diseño de las instalaciones (plantas, gasoducto, sistema de captación), así como cuestiones económicas y comerciales inherentes al proyecto, demostrando la viabilidad económica del mismo.

INTRODUCCION

Para el desarrollo de este proyecto de extracción de gas, se ha determinado una estrategia de producción de 25 años. Para ello se constituye la compañía de E&P: Titán Energy, conformada por profesionales de vasta experiencia en empresas petroleras transnacionales y en áreas de Upstream y Downstream:

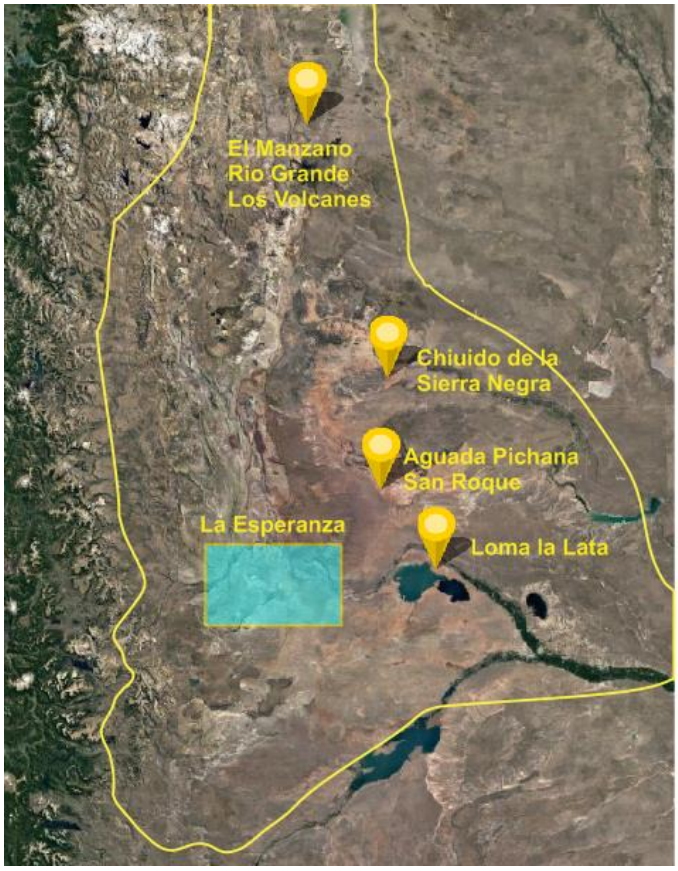
A continuación, se desarrollarán todas las consideraciones necesarias que, consideramos, posicionarán a nuestra oferta de desarrollo como la mejor opción para que la Provincia de Neuquén maximice los resultados para el Yacimiento La Esperanza.

YACIMIENTO y RESERVAS

DESCRIPCION

Localización del Yacimiento y Geología

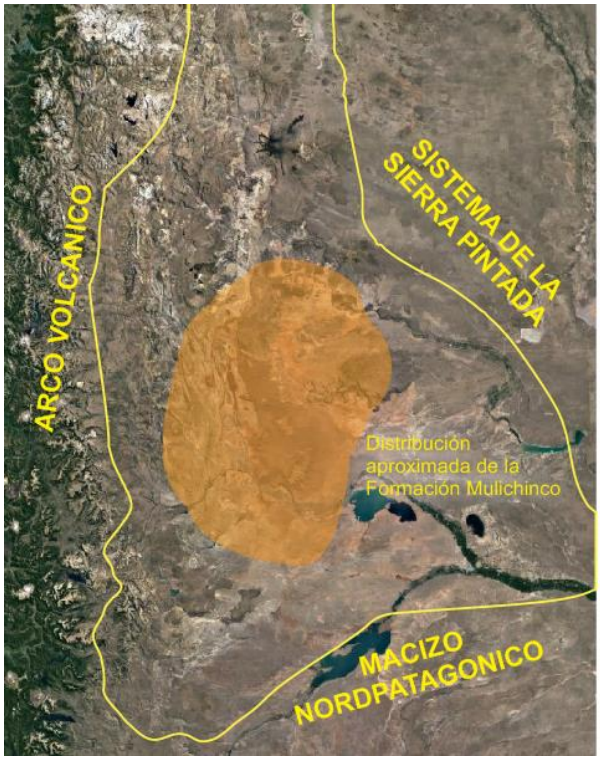
El yacimiento La Esperanza, se trata de un yacimiento convencional de gas y condensado ubicado en la Cuenca Neuquina, localizado a una profundidad promedio de 2210 metros bajo boca de pozo, cuyo reservorio, compuesto de areniscas, pertenece a la Formación Mulichincho.

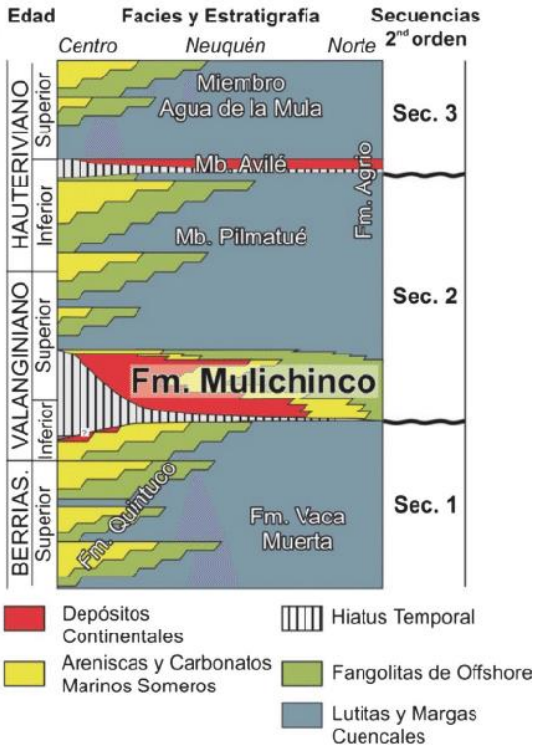


La Formación Mulichinco es una unidad cretácica del Grupo Mendoza, de la Cuenca Neuquina. Esta unidad aflora en la provincia de Neuquén, con su mayor desarrollo hacia Chos Malal y Naunaucó.

La principal unidad productiva en el yacimiento La Esperanza es la Formación Mulichinco, la cual constituye uno de los principales reservorios convencionales de la Cuenca Neuquina. En el yacimiento, esta unidad comprende una alternancia de areniscas, areniscas calcáreas, calizas y pelitas con arreglos de apilamiento distintivos y una alta variabilidad de facies tanto en la vertical como lateralmente. Estos depósitos se encuentran representados por pelitas y margas verdes,

areniscas desde finas a medianas de color amarillento, packstones, areniscas cuarzosas, calcarenitas bioclásticas-oolíticas, wackestones, floatstones, boundstones de ostras, areniscas conglomerádicas y conglomerados asociados a una caída del nivel del mar.



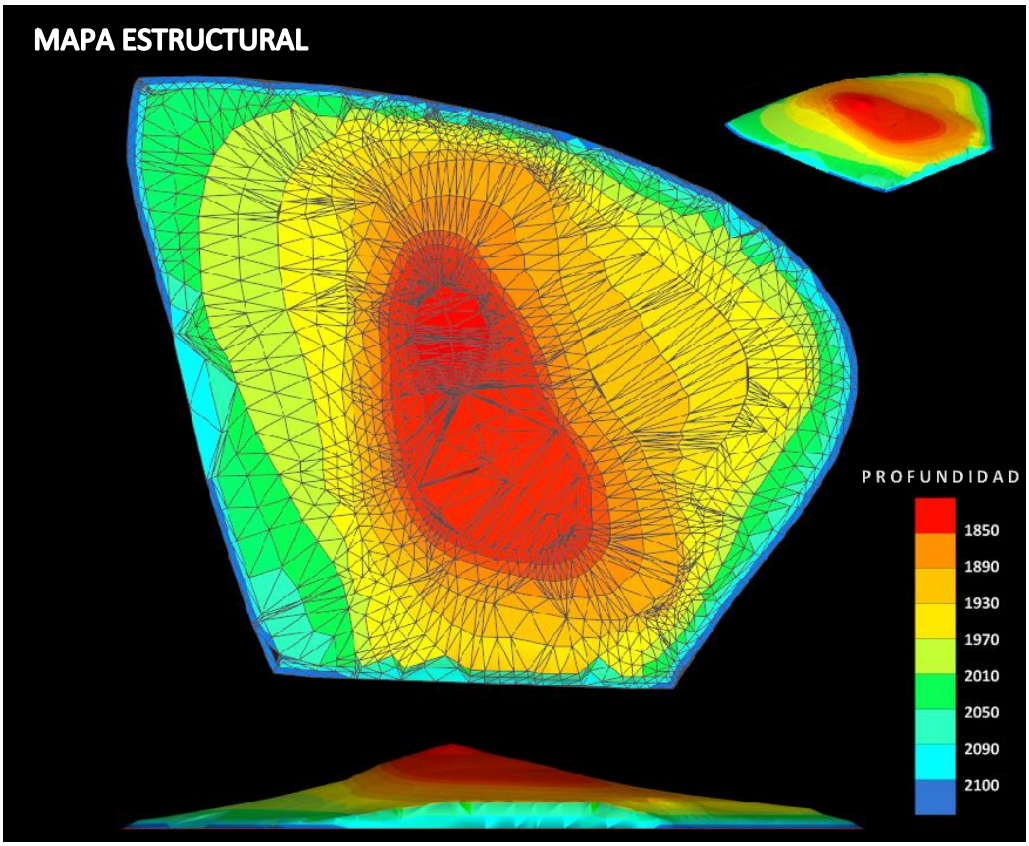


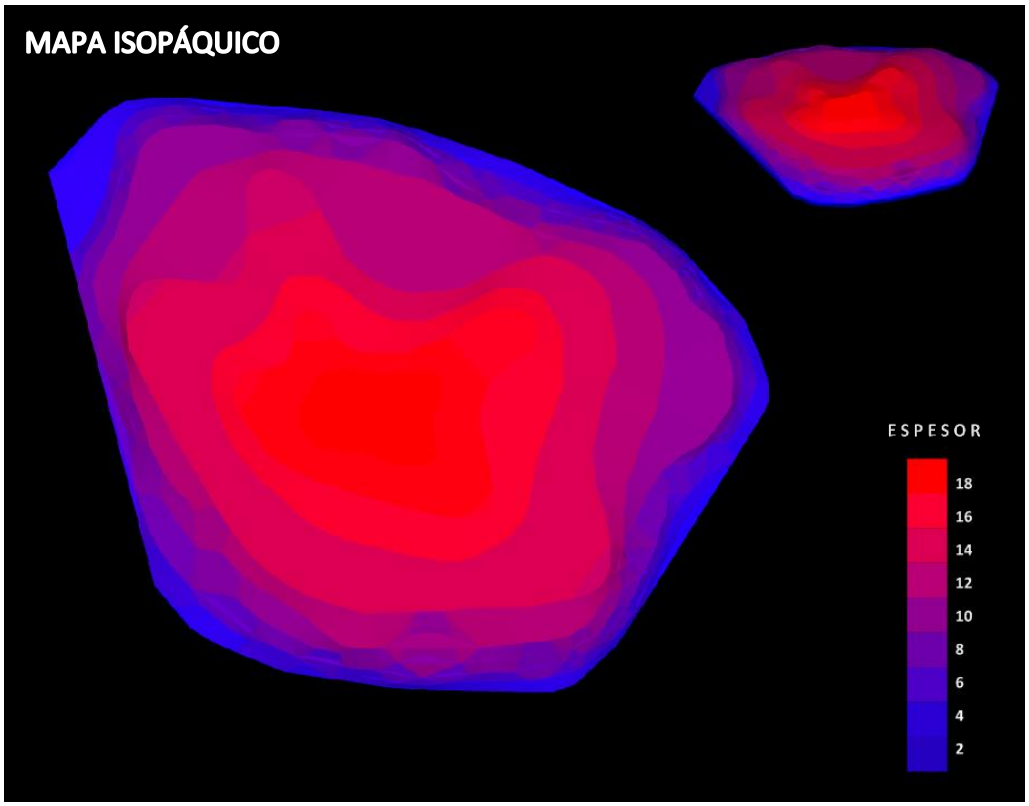
La Formación Mulichinco forma parte del Grupo Mendoza y constituye un paquete dominantemente arenoso compuesto por sedimentitas continentales, transicionales y marinas intercalado entre dos unidades marinas en las que prevalecen sedimentitas de grano fino. La Formación Mulichinco se extiende desde Zapala hasta el extremo sur de Mendoza y gran parte de su extensión se registra actualmente en el subsuelo, donde constituye reservorios desde convencionales a no convencionales.

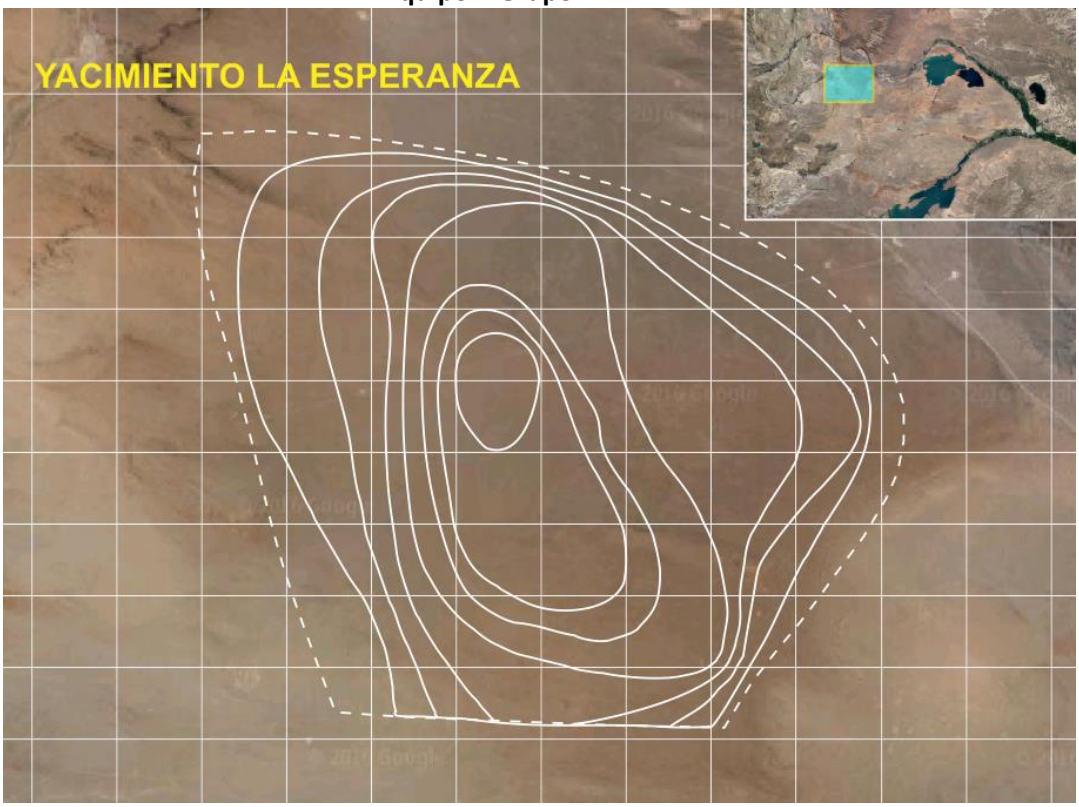
Colindante con el Río Neuquén y cercana a la localidad Bajada Del Agrio, el yacimiento se encuentra a 200 km hacia el Oeste de Loma la Lata.

Estructura del Reservorio

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro de las cuales fueron productivas y una finalizó estéril. Utilizando los datos de sísmica 2D, los geólogos y reservoristas construyeron mapas estructurales e isopáquicos de la zona, que fueron de información crítica para la definición del plan de perforación futuro.


MAPA ESTRUCTURAL
PROFUNDIDAD
1850
1890
1930
1970
2010
2050
2090
2100


MAPA ISOPÁQUICO
ESPESOR
18
16
14
12
10
8
6
4
2



En los límites exteriores se ha determinado que hay una interfase gas líquido. Como característica principal el reservorio posee una falla hacia la zona sur del mismo y posee mayor espesor hacia el centro del mismo. El área calculada total comprende 127,22 $km^{2.}$

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000 Mm3 de gas y 695 km3 de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción.

CALCULO DE RESERVAS VOLUMETRICAS

Para el cálculo total de reservas se utilizaron los siguientes parámetros que fueron obtenidos previamente por análisis de probetas ensayadas en campo. Con estos datos se puede calcular finalmente el volumen de “Gas In Situ”. Con esta información también se tomarán determinaciones en cuanto a las necesidades de facilidades para acondicionamiento de los hidrocarburos extraídos.

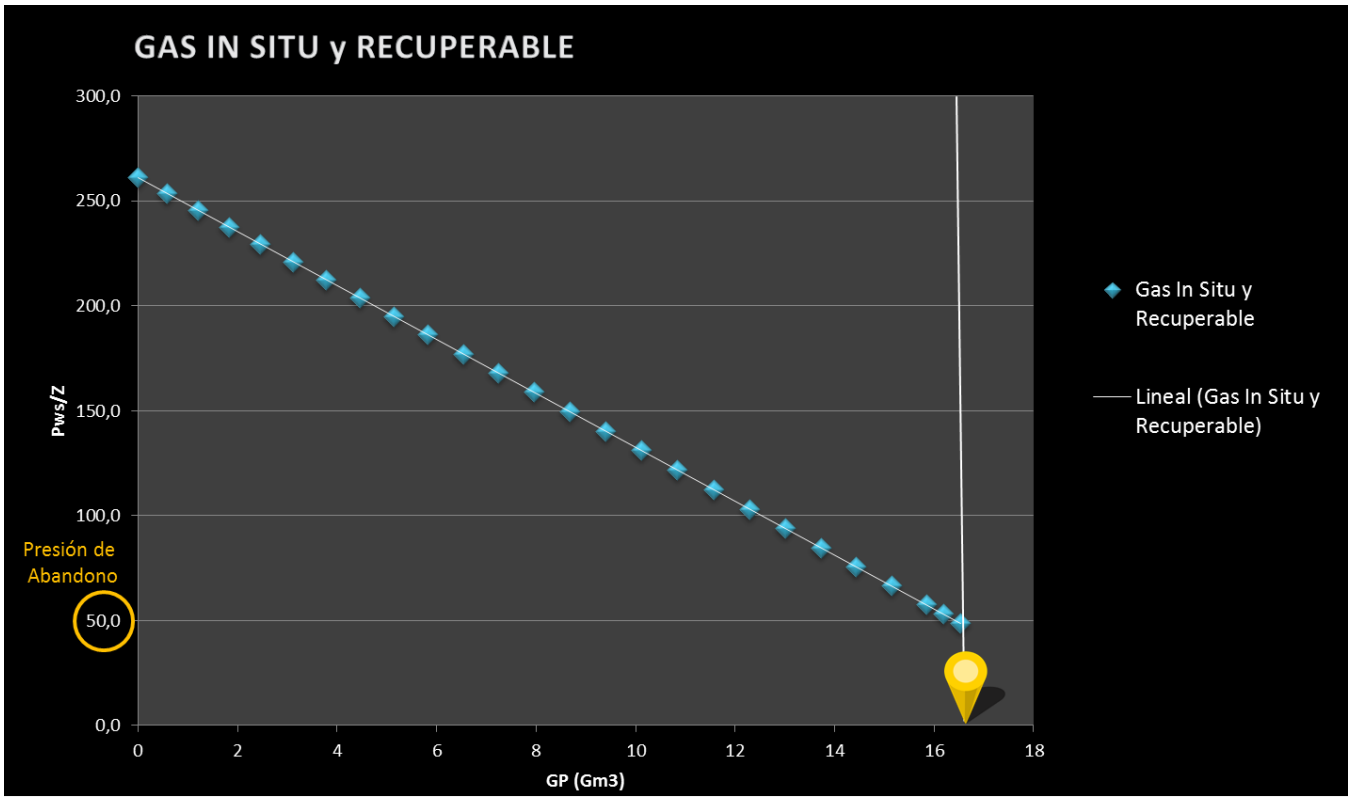
DATOS del RESERVORIO

TFI: Equipo 2 Grupo B

Volumen Roca Madre (VR)	1250	Mm3
Porosidad (q)	12%	%
Saturación (Sw)	33%	%
Temp. Ambiente	288	K
Temp. Reservorio	360	K
Presión Ambiente	1,033	kg/cm2
Presión Reservorio	238	kg/cm2
GOR (Relacion Gas-Petroleo)	23000	m3gas/m3líq
Z amb	1	
Z (a Pr inicial)	0,912	
Bg	0,00495	adim
Gas in situ calculado	20,3071	Gm3

GAS Y CONDENSADO RECUPERABLE

Con la información anterior se determinó que el volumen total de Gas es de 20.3071 Gm^3. Sin embargo, la presión de abandono del yacimiento, ha sido seteada en 50 kg/cm^2, razón por la cual cuando el reservorio tiene esta presión final, el factor de compresión Z determina que las reservas ascienden a **16.191 Gm^3** de gas recuperable económicamente viable.



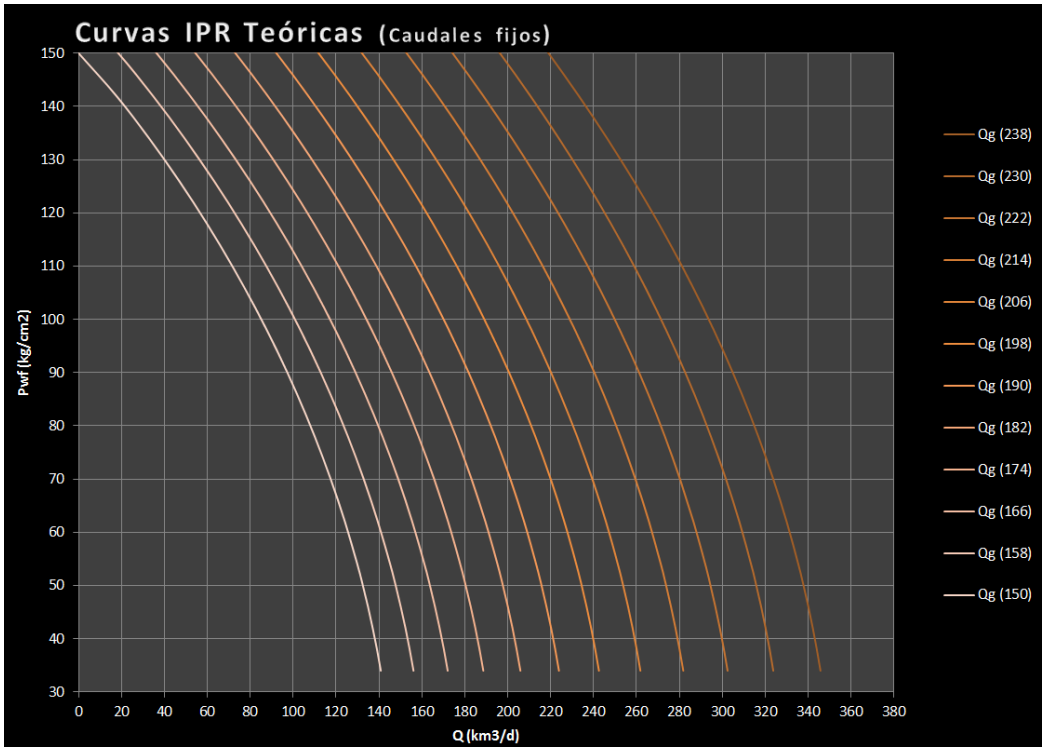
Con el plan de producción que se detallará más adelante, se buscará recuperar todo este volumen de hidrocarburos a lo largo de todo el proyecto, durante 25 años.

PREVISION DE PRODUCCION – CURVAS IPR

A partir de las cuatro perforaciones productivas, se realizaron ensayos de producción y mediciones físicas completas, a partir de las cuales se obtuvo en forma estadística la ecuación de comportamiento de pozo promedio de Fetkovich en donde se asume que C y n son constantes a lo largo de la vida del proyecto y para todos los pozos.

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

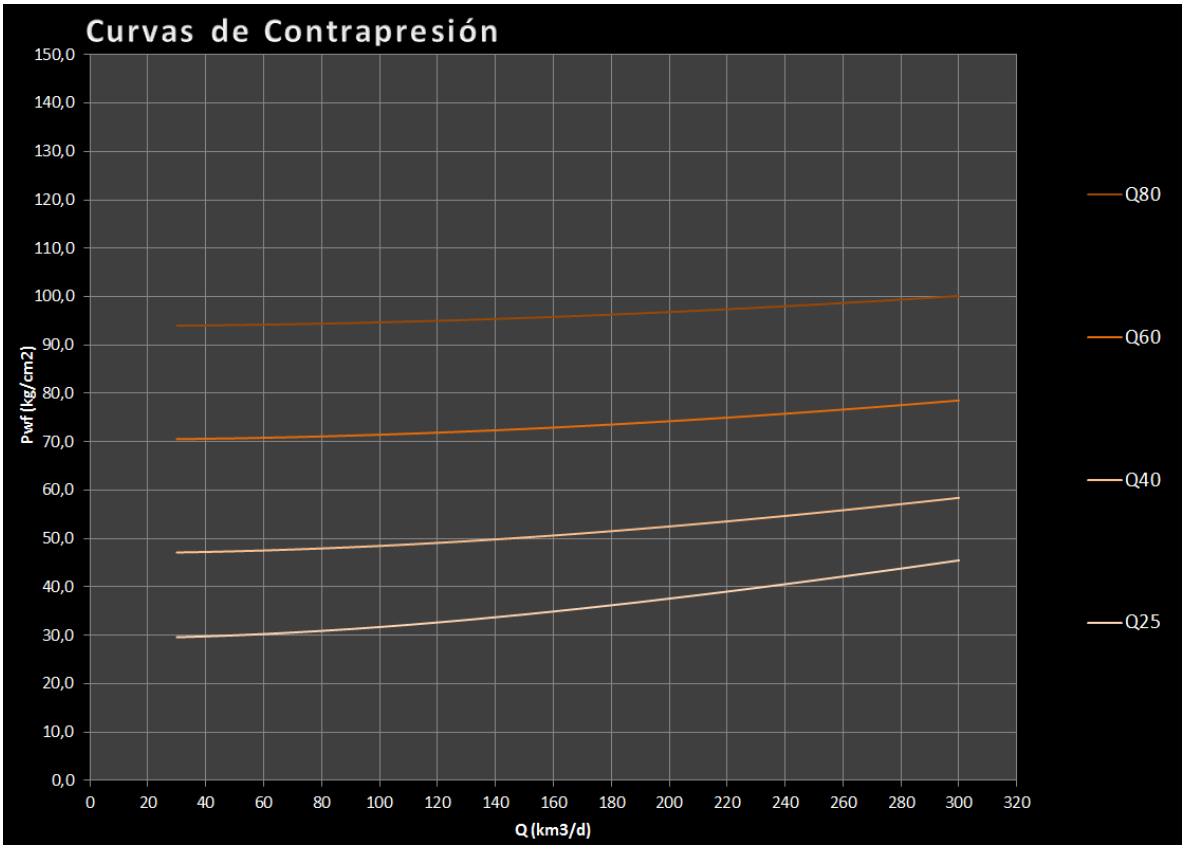
A partir de esta ecuación se trazaron curvas teóricas con caudales aleatorios. Estas curvas sentaron las bases para demostrar la declinación de la presión del interna en el yacimiento a medida que se extraen hidrocarburos.



PERDIDA DE CARGA EN EL TUBING

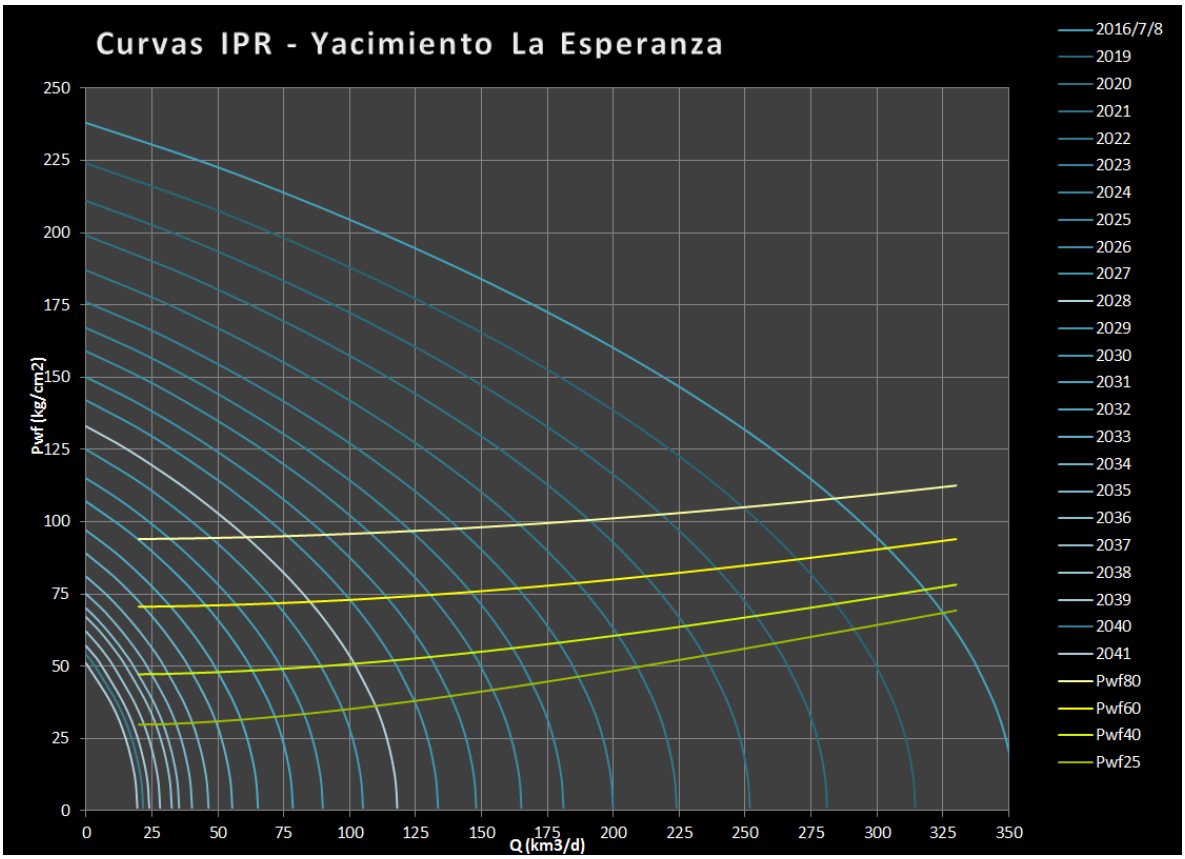
Por otro lado, analizando el sistema desde la superficie, se revisó la ecuación de Smith, la cual se utiliza para calcular la pérdida de presión que hay a un caudal dado y una presión estática dada, o bien, cuál es el caudal real posible entre una presión estática dada y una presión dinámica en boca de pozo.

$$Pwf^2 = (e^s x Ptf^2) + 6{,}67x10^{-4} \frac{(QT_pZ_p)^2 (e^s - 1) f}{d^5}$$



Una vez desarrolladas las tablas y ecuaciones necesarias para la descripción del yacimiento, tras definir la demanda a abastecer se definió el plan de producción necesario para el suplido, definiendo cantidad de pozos necesarios año a año. Con los caudales reales de cada pozo y definiendo las necesidades de disminución de la presión en boca de pozo (definidas en cuatro períodos para 80, 60, 40 y 25 kg/cm^2) se definieron las curvas IPR reales para este proyecto y este yacimiento.

El punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo se encuentran los caudales reales de producción para la presión dinámica de boca de pozo elegida año a año en función del diámetro de tubing considerado. Para lograrlo se desarrollaron herramientas automáticas de cálculo que igualan automáticamente las presiones Ptf de cada fórmula año a año y arroja el caudal máximo real de cada pozo.

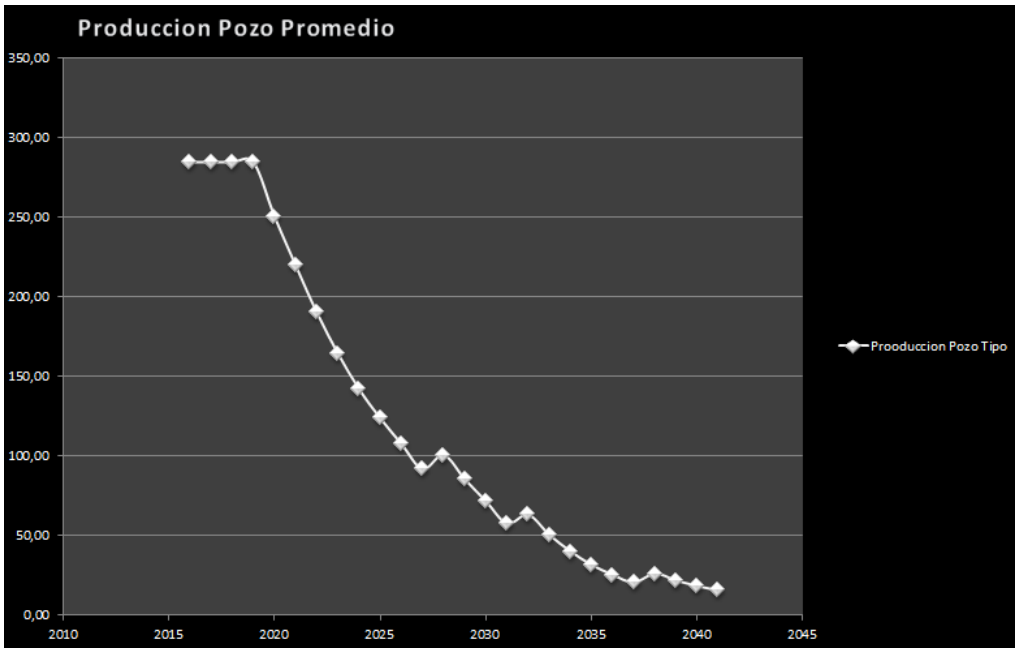


PREVISION DE LA PRODUCCIÓN

Luego del estudio de mercado desarrollado, el cual se detallará en capítulos posteriores, se estableció el plan de producción necesario, obteniéndose como resultado curvas de comportamiento típicas del proyecto. A continuación se adjunta la tabla año a año hasta alcanzar la presión cercana a la de abandono (establecida en 50 kg/cm^2).

	PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN			DESARROLLO DEL YACIMIENTO (INFORMACIÓN BÁSICA)						
Año	Gp diario	Gp anual	Gp acumulado	Pws/Z	Pws	Ptf	Q pozo tipo (m3/día)	N° pozos operativos	N° pozos a perforar/año	N° pozos estériles
2016	**0,00**	**0**	**0**	260,9	238	80	284500	**4**	0	**1**
2017	**0,00**	**0**	**0**	260,9	238	80	284468	**4**	0	**0**
2018	**0,00**	**0**	**0**	260,9	238	80	284468	**4**	6	**0**
2019	**2844,68**	**1038**	**1038**	247,6	238	80	284468	**10**	1	**0**
2020	**2753,99**	**1005**	**2044**	234,7	224	80	250362	**11**	2	**0**
2021	**2855,56**	**1042**	**3086**	221,3	211	80	219659	**13**	1	**1**
2022	**2660,40**	**971**	**4057**	208,8	199	80	190029	**14**	1	**0**
2023	**2464,28**	**899**	**4956**	197,2	187	80	164285	**15**	0	**0**
2024	**2128,81**	**777**	**5733**	187,2	176	80	141921	**15**	1	**0**
2025	**1978,65**	**722**	**6456**	178,0	167	80	123666	**16**	3	**0**
2026	**2043,07**	**746**	**7201**	168,4	159	80	107530	**19**	3	**0**
2027	**2016,54**	**736**	**7937**	158,9	150	80	91661	**22**	0	**0**
2028	**2210,32**	**807**	**8744**	148,6	142	60	100469	**22**	3	**1**
2029	**2133,68**	**779**	**9523**	138,6	133	60	85347	**25**	7	**0**
2030	**2289,03**	**835**	**10358**	127,8	125	60	71532	**32**	5	**1**
2031	**2128,82**	**777**	**11135**	117,8	115	60	57536	**37**	1	**0**
2032	**2393,34**	**874**	**12009**	106,6	107	40	62983	**38**	4	**0**
2033	**2116,56**	**773**	**12781**	96,7	97	40	50394	**42**	4	**1**
2034	**1840,64**	**672**	**13453**	88,1	89	40	40014	**46**	0	**0**
2035	**1451,82**	**530**	**13983**	81,3	81	40	31561	**46**	0	**0**
2036	**1162,50**	**424**	**14408**	75,8	75	40	25272	**46**	0	**0**
2037	**941,89**	**344**	**14751**	71,4	70	40	20476	**46**	0	**0**
2038	**1198,09**	**437**	**15189**	65,8	67	25	26046	**46**	0	**0**
2039	**996,52**	**364**	**15552**	61,1	62	25	21664	**46**	0	**0**
2040	**837,72**	**306**	**15858**	57,2	57	25	18211	**46**	0	**0**
2041	**710,57**	**259**	**16117**	53,8	54	25	15447	**46**	0	**0**

En función de esto se puede generar la curva que representa a cada uno de los pozos año a año, asumiendo que todos los pozos se comportan de la misma manera.



ANALISIS DE MERCADO

RESUMEN

Argentina es un gran productor de gas (113 Mm3/d), pero el desarrollo de las reservas no ha sido suficiente para abastecer las necesidades del mercado local, es por esto que Titan Energy ve un gran potencial para el desarrollo del yacimiento La Esperanza.

Luego de la crisis de 2001-2002, los precios máximos determinados por el Gobierno limitaron las inversiones en el Upstream, reduciendo las reservas y convirtiendo al país en un importador neto de energía. El pico de las reservas fue de 27.5 Tcf en 2000 y cayeron a 11.6 Tcf en 2015, luego de una década de declinación constante.

Junto con las reservas, la producción bruta declino entre 2007 y 2013, sin embargo, en 2014 y 2015 la producción comenzó a recuperarse luego de la renacionalización de YPF. LA producción de Shale Gas comenzó a mejorar la producción doméstica en 2015, y del lado de la demanda, los bajos precios y el crecimiento económico llevaron a un incremento de la demanda de gas en un 11% desde 2007, incrementando la brecha entre la oferta y la demanda

La declinación de la producción doméstica llevo a la Argentina a importar gas para balancear el mercado. Importaciones vía gasoducto desde Bolivia comenzaron en 2002 y se empezó a importar GNL en 2008. Argentina es uno de los consumidores más grandes de LNG de la región, importando 4.2 MMt en 2015 (apenas detrás de Brasil con 5 MMt). A pesar de haber tenido precios más bajos en 2015, las importaciones de GNL bajaron debido al crecimiento de la producción local, Dado que el precio delo GNL es superior al gas boliviano, se prioriza este último, usando el GNL para administrar los picos especialmente en invierno.

Las importaciones de GNL comenzaron vía la terminal de Bahía Blanca en junio de 2008. Inicialmente, se importaron barcos en el invierno, pero en 2010 se comenzaron a importar barcos todo el año. En junio de 2011 se agregó una segunda terminal en Puerto Escobar, y en hacia fines de 2011 se expandió Bahía Blanca. Se encuentran en desarrollo expansiones de capacidad para las importaciones desde Bolivia, que llevarían el volumen importado hacía 28 Mm3/d hacia el 2020.

Con el fin de aumentar las inversiones en la producción nacional de gas natural y promover la exploración de los recursos de Shale Gas (recursos estimados en 802 Tcf por el EIA), el Estado introdujo varias resoluciones impactando los precios de mercado:

- El programa Gas Plus fue lanzado en marzo de 2008, permitiendo a los productores vender el gas de proyectos “complejos” a ~$4-5/Mambrú, más del doble del promedio de mercado en aquel momento
- En diciembre de 2012, el Gobierno triplico el precio promedio de Mercado desde $2.30 to $7.50/MMBtu para toda la producción nueva de gas (convencional y no convencional) a través del programa Plan Gas
- En julio de 2014, se reformó la Ley de Hidrocarburos, extendiendo la duración de las concesiones nuevas, transfiriendo los permisos de exploración y producción

desde el ENARA a la Secretaria de Energía. Además, se establecieron limites más bajos de inversiones (De mil millones de USD a 250 millones), y se permite que los nuevos proyectos de E&P exporten hasta el 20%de su producción libres de impuestos.

- En principio, el contexto de precios bajos de crudo tuvo un impacto limitado en la producción doméstica. Se espera que YPF no reduzca su ritmo de inversiones dado el objetivo del Gobierno de reducir el déficit de gas natural, sin embargo, los tiempos requeridos para los proyectos de exploración y producción, combinados con los requerimientos técnicos y financieros para explotar los recursos no convencionales, aseguran que Argentina siga siendo un importador de gas en el mediano plazo.

- Para contener a la demanda de gas, el gobierno se encuentra en proceso de reducir los subsidios al sector residencial. En abril de 2014 se redujeron en un 20%, lo cual bajo la demanda residencial en un 5% vs. 2013. Se espera que los aumentos de tarifas efectivos en octubre 1 de 2016, y que incluyen un sendero de aumentos hacia 2019, tengan efectos similares en la demanda residencial.

HECHOS RECIENTES

Los desarrollos a larga escala de las reservas no convencionales siguen rodeados de incertidumbre debido a desafíos regulatorios y de Mercado, aunque el Nuevo gobierno de Macri sigue teniendo como objetico el aumento de la producción local.

En mayo de 2016, el Nuevo Gobierno anuncio una nueva reforma a la resolución de Plan Gas que le reconoce a los productores un precio de $7.50/MMBtu por el gas en boca de pozo. El nuevo programa estará en vigencia hacia fines de 2018, y les reconoce a los productores la diferencia entre lo que perciban y los $7.50/MMBtu.

Se espera que con esta iniciativa se deje de importar GNL hacia 2022.

En febrero de 2016, el Ministro de Energía Aranguren firmo un contrato con Chile para importar 1MMt de GNL en el invierno de 2016.

Desde la renacionalización, YPF ha buscado socios internacionales para ayudar a financiar su plan estratégico de USD 37.2 mil millones, que espera aumentar la producción de crudo y gas en 32% para 2017

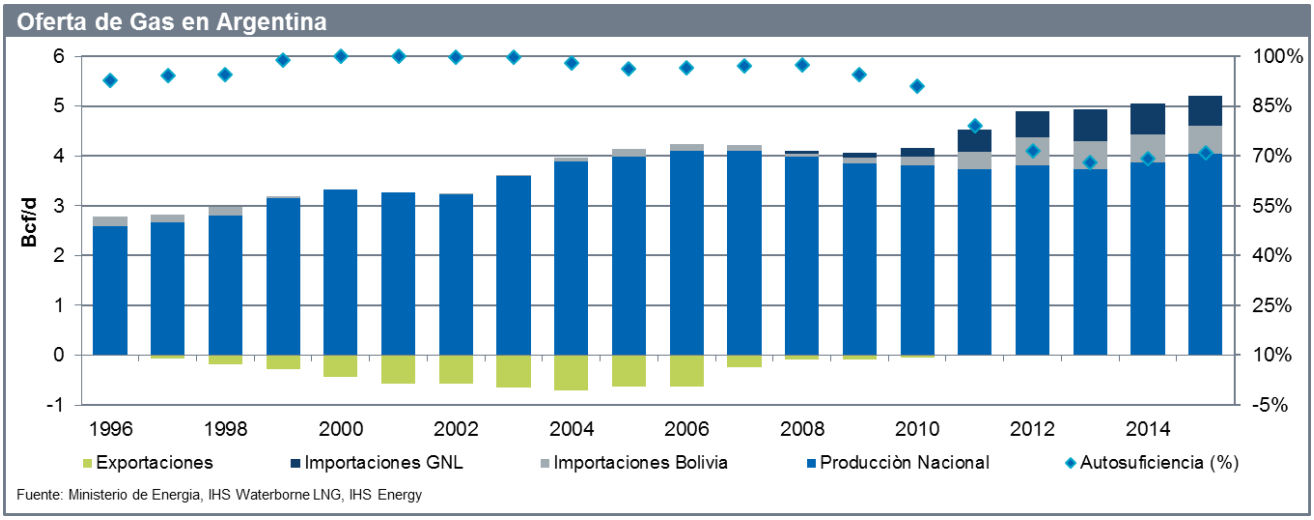
- En enero de 2016, YPF y PAE anunciaron acuerdos para invertir USD 500 millones en Vaca Muerta.

OFERTA DE GAS

La producción de gas aumento consistentemente durante los 90s. El pico fue en 2006-2007, cuando se tuvo que comenzar a importar y a limitar exportaciones. Desde 2014 la producción ha aumentado hasta alcanzar 113Mm3/d en 2015 por primera vez desde 2006/2007.

Las importaciones desde Bolivia han sido una fuente clave de importaciones, aunque relativamente poco confiable, con volúmenes entregados que han fluctuado año tras año. Un nuevo contrato firmado con YPFB en 2010, proveerá gas hasta llegar a un volumen de 28Mm3/d hacia 2020. Las importaciones desde Bolivia llegaron hasta volúmenes de 16 Mm3 en 2015.

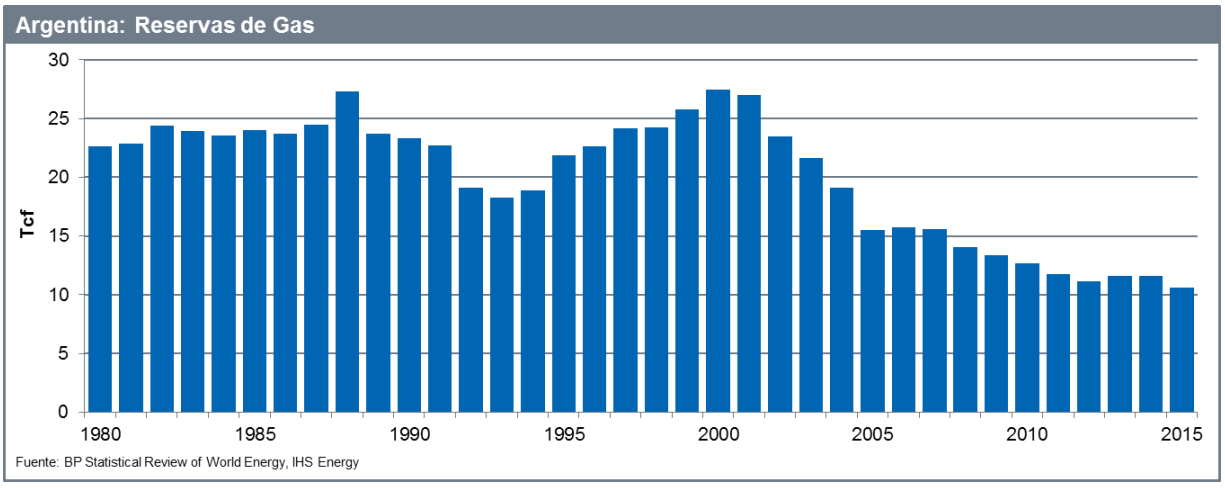
Argentina comenzó a importar GNL en 2008, pero en 2012 el Gobierno decidió bajar el suplido en un 30% para priorizar el contrato con Bolivia. Las importaciones de GNL aumentaron hasta 2014, en 2015 decrecieron en un 3% vs. 2014.



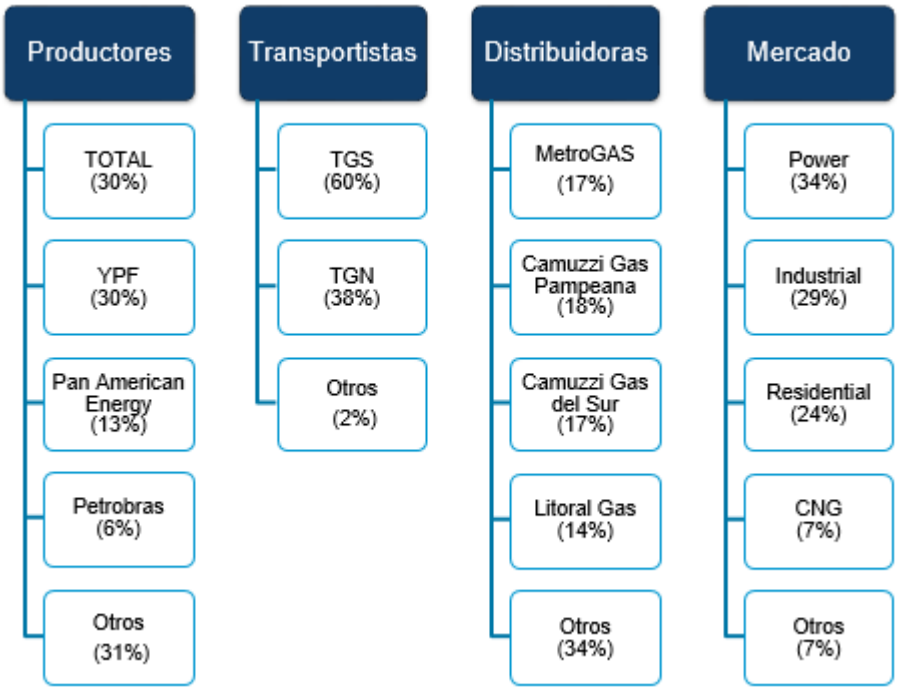
RESERVAS

Las reservas de Argentina han estado en declinación constante desde la crisis económica de 2001-2002. Hacia fines de 2014, las reservas ascendían a 11.6 Tcf, por debajo del pico de 27.5 Tcf en 2000. A pesar de esto, se cree que Argentina tiene una gran cantidad de reservas base. En 2003, según el EIA, las reservas técnicamente recuperables de shale gas ascienden a 802 Tcf.

Para contrarrestar la declinación manteniendo los precios regulados, el Gobierno introdujo el programa de Gas Plus en 208 para incentivar el desarrollo de las áreas no convencionales. En diciembre de 2012, el gobierno lanzo el Plan Gas que reconoce a los productores un precio de $7.50/MMBtu

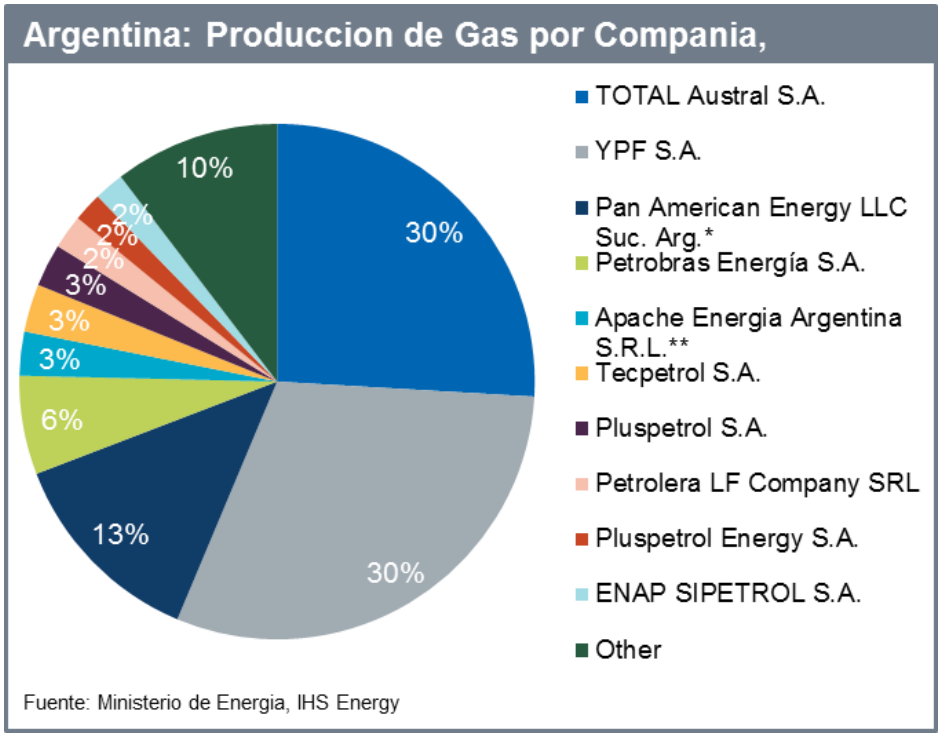


ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GAS



PRODUCTORES

Cuatro compañías – Total, YPF, PAE y Petrobras (Pampa Energía) – produjeron el 80% del gas en Argentina en 2015. Los diez productores más grandes acapararon el 90% de la producción, el testo fue producido por 30 compañías.



INFRAESTRUCTURA

Dos compañías son dueñas y operadoras de los gasoductos troncales argentinos: TGN y TGS. Existen cuatro conexiones vía gasoducto a Chile, una a Uruguay y una a Brasil. Las terminales de regasificación están situadas cerca de los gasoductos troncales, con acceso fácil a los puntos de demanda.

Un gasoducto adicional hacia Bolivia (Gasoducto del Noreste Argentino) se encuentra en desarrollo. El gasoducto debería estar terminado en 2019.

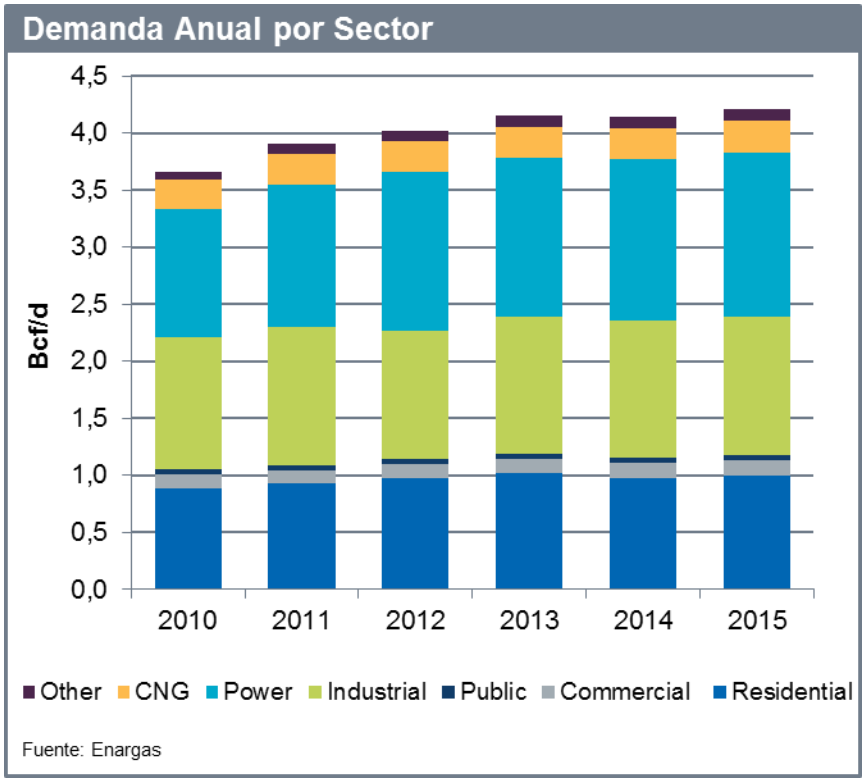
DEMANDA POR SECTOR

La escasez de gas es sufrida sobre todo por el sector de generación eléctrica, donde la falta de oferta resulto en una serie de apagones en 2010. A partir de 2010, el sector de generación ha

representado en gran medida la demanda incremental mientras que el GNL llenó la brecha de oferta/demanda.

Los subsidios a la demanda Residencial fueron reducidos en abril 2014, resultando en una contracción de la demanda de un 3%. Todos los demás sectores incrementaron su demanda siendo el Industrial (29%), Generación (34%) y Residencial (24%) los de mayor demanda.

Con el aumento en la oferta en 2015, la demanda pudo incrementarse en todos los sectores. La demanda residencial aumento en 2015 a pesar de la reducción de subsidios en 2014.



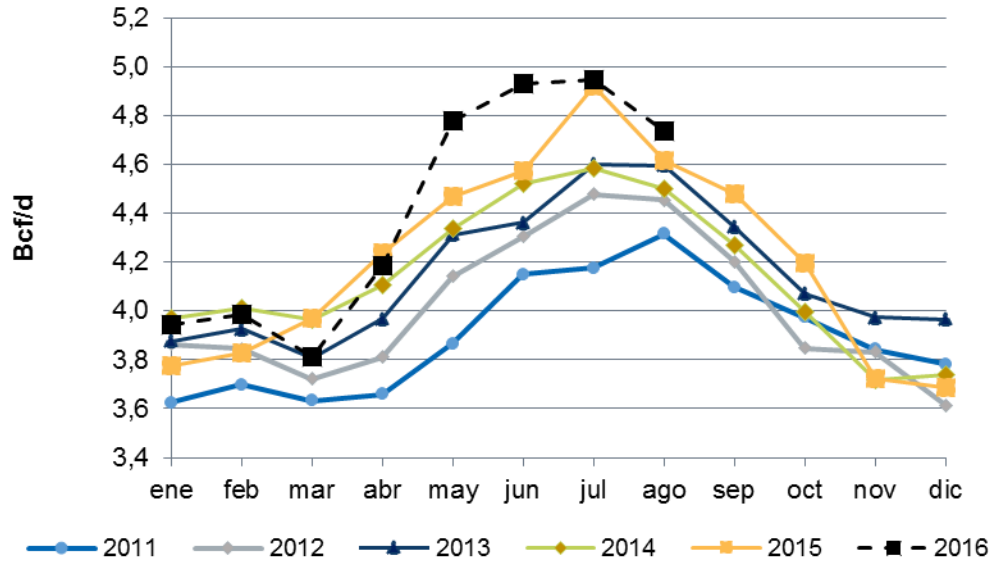
ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA

La demanda tiene un pico en la temporada invernal (mayo-agosto), pero dado que los sectores industriales y de generación tienen un patrón contra-estacional con respecto a la demanda residencial, la variación general no es tan alta como la esperada.

- La demanda es altamente estacional en el sector residencial. Los sectores público y comercial también muestran algo de estacionalidad, pero se administran más fácilmente debido a su pequeña participación en la demanda total.

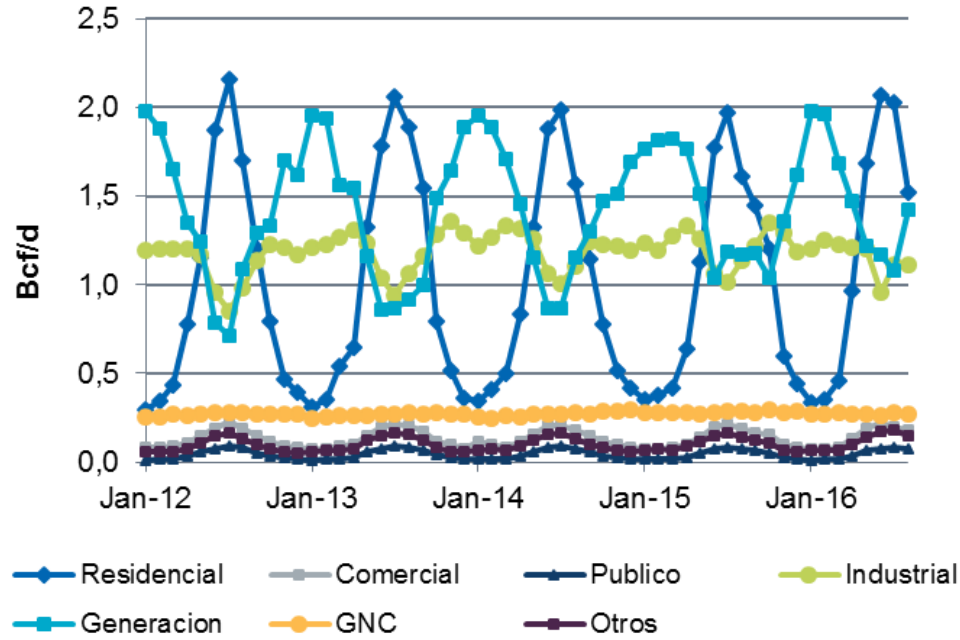
En líneas generales, la demanda aumento continuamente desde 2011, sin embargo, la demanda mensual de agosto y septiembre 2014 cayo vs. 2013 debido a la baja en los subsidios en abril 2014.

Estacionalidad de la Demanda



Fuente: Enargas, IHS Energy

Demanda Mensual por Sector



Fuente: Enargas, IHS Energy

MARCO LEGAL

PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS

En el Sistema Jurídico Argentino existen tres niveles de Jurisdicciones: Nacional, Provincial y Municipal. En materia de hidrocarburos líquidos y gaseosos, de acuerdo a lo establecido en el art. 124 de la Constitución Nacional (1994):"corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio", teniendo estas, la facultad para conceder permisos de exploración y concesiones de explotación a empresas estatales, privadas o mixtas.

En tanto, al Estado Nacional, le pertenecen aquellos hidrocarburos que se encuentren a partir de las 12 millas marinas y a su vez, tiene la potestad para dictar políticas generales en materia de energía.

LEGISLACION APLICABLE A LOS HIDROCARBUROS

Actualmente se encuentra en vigencia la Ley de Hidrocarburos, N° 27.007 sancionada el 29/10/2014 y promulgada por Decreto N° 2009/2014 el 30/10/2014 (B.O. 31/10/214).

Los aspectos más relevantes de la mencionada Ley y que tienen impacto sobre el desarrollo del yacimiento La Esperanza, serán detallados a continuación:

PLAZOS

Para la concesión de explotación, el plazo estipulado por Ley es de veinticinco años con opción de prorroga sucesiva por períodos de diez años.

Las concesiones de explotación se otorgan en licitaciones competitivas, utilizando un pliego común utilizado en todas las Provincias.

Durante el período que dure la concesión, el concesionario está obligado a efectuar las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, asegurando la máxima producción de hidrocarburos y observando la conveniente conservación de las reservas.

Para la solicitud de prórroga, es requisito que el concesionario haya dado buen cumplimiento a sus obligaciones bajo la concesión. La prórroga se debe solicitar con un año de antelación al vencimiento de la concesión. Es requisito para solicitar la prórroga que la concesión se

encuentre en producción al momento de la solicitud y además se debe realizar el pago de un bono de prórroga.

En cuanto a las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación, el plazo estipulado es de veinticinco años más la posibilidad de prórroga por diez años.

REGALIAS

La Ley dispone el pago mensual del 12% de regalías y agrega que en cada extensión otorgada las provincias podrán incrementar en un 3% las regalías, con un tope del 18%. Cabe mencionar que el cálculo de regalías se realiza en base al valor de boca de pozo.

CANON

Dec 1454/07 de la Provincia de Neuquén

Artículo 2º: Canon de Explotación

Fijase el valor del canon hidrocarburifero que pagará anualmente y por adelantado el concesionario al ESTADO PROVINCIAL, por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área, en la suma de Pesos Tres Mil Cuatrocientos Cuarenta y Cuatro con 87/100 **($3.444,87)**

Ley Nacional 27.007

ARTICULO 14. — Incorpórese al Título II de la ley 17.319 y sus modificatorias la Sección VII "Canon y Regalías", que comprenderá los artículos 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64 y 65, y sustitúyanse los artículos 57 y 58 de la ley 17.319 y sus modificatorias por los siguientes textos:

[…]
Artículo 58: El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área de pesos cuatro mil quinientos **($ 4.500).**

[…]

IMPUESTOS

Ingresos brutos: La alícuota establecida es del 3%.

Sellos**:** Las Provincias no podrán incrementar las alícuotas efectivas del impuesto de sellos y no podrán gravar con este impuesto los contratos financieros que se realicen para estructurar

los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar inversiones. A modo simplificativo, se contempla este valor dentro del 10% de imprevistos.

Otros Tributos: Las Provincias y sus municipios no podrán gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de estos últimos. A modo simplificativo, se contempla este valor dentro del 10% de imprevistos.

LEGISLACION APLICABLE PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

El transporte y la distribución del gas natural se encuentran regulados por la Ley N° 24.076 (Ley del Gas), sancionada el 20 de Mayo de 1992. Sin embargo, aquellas concesiones de transporte originadas por una concesión de explotación son reguladas por la Ley N° 27.007, como es el caso del desarrollo del yacimiento La Esperanza objetivo de este trabajo.

Por dicho motivo, sólo se detallaran a continuación los objetivos de La Ley del Gas N° 24.076 : a) Proteger los derechos de los consumidores; b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural; d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente ley; e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural; f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente; g) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

OBRAS DE CAPTACION, MEDICION, ACONDICIONAMIENTO

Cálculo y Diseño de obras de infraestructura y Facilities

En línea a la demanda proyectada con su debido plan de producción se calcularon las plantas de acondicionamiento, facilities y transporte, etapas intermediarias que permiten poder llegar con el gas desde el yacimiento al gasoducto troncal a destino cumpliendo las condiciones de calidad requeridas.

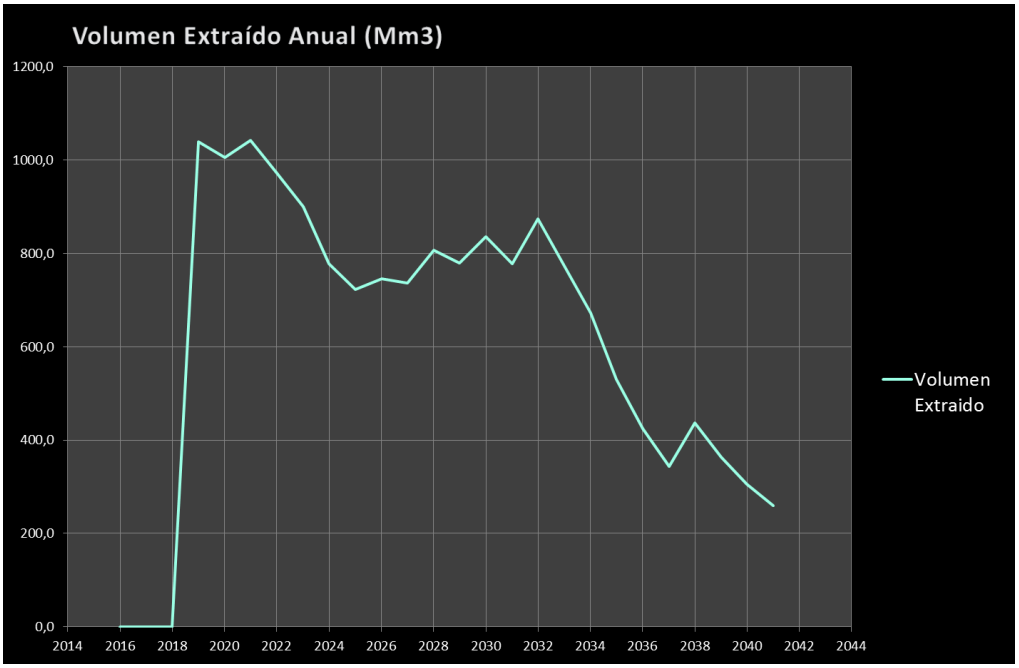
El cálculo y diseño de obras de infraestructura y facilities incluye:

- Distribución de pozos dentro del yacimiento y distribución dentro del mismo
- Diseño de tendido de cañerías de captación y condensado
- Ubicación de baterías
- Instalación de manifold, separador de control y separador primario
- Instalación de planta de tratamiento y acondicionamiento
- Instalación de tanques de almacenamiento y facilidades de despacho
- Esquema de transporte por motocompresión y diseño de gasoducto

Las diferentes inversiones fueron distribuidas en el tiempo en línea a la proyección de producción – demanda estimada de manera tal de optimizar las inversiones a lo largo del tiempo obteniendo un mayor beneficio financiero.

Plan de Perforación y Baterías

En función las necesidades de demanda a cubrir según el estudio de mercado realizado, se calcula cuál es la cantidad de pozos productivos necesarios año a año, teniendo en cuenta la declinación del reservorio en tanto que varía la presión propia del mismo como así también los caudales máximos que puede alcanzar. Con ayuda de herramientas automáticas de cálculo, se crearon las



curvas de producción que indican el volumen extraído por año.

El volumen registrado gráficamente surge solo a partir de pozos productivos que al año 2041 serán necesarios un total de 46. Dentro de este número se consideran 4 pozos productivos preexistentes. Asumiendo que cada 10 pozos productivos el siguiente es estéril (1 de cada 11), se elaboró el siguiente plan de perforación.

Año	Pozos Operativos	Pozos Productivos Necesarios	Pozos Estériles Generados	Pozos Totales Necesarios	Caudal Pozo Promedio
2016	0	0	0	0	284,50
2017	0	0	0	0	284,47
2018	4	0	0	0	284,47
2019	10	6	0	6	284,47
2020	11	1	0	1	250,36
2021	13	2	0	2	219,66
2022	14	1	1	2	190,03
2023	15	1	0	1	164,29
2024	15	0	0	0	141,92
2025	16	1	0	1	123,67
2026	19	3	0	3	107,53
2027	22	3	0	3	91,66
2028	22	0	0	0	100,47
2029	25	3	1	4	85,35
2030	32	7	0	7	71,53
2031	37	5	1	6	57,54
2032	38	1	0	1	62,98
2033	42	4	0	4	50,39
2034	46	4	1	5	40,01
2035	46	0	0	0	31,56
2036	46	0	0	0	25,27
2037	46	0	0	0	20,48
2038	46	0	0	0	26,05
2039	46	0	0	0	21,66
2040	46	0	0	0	18,21
2041	46	0		0	15,45

Este plan arroja un total de 51 pozos en total según el siguiente detalle:

- 42 pozos deberán ser perforados y serán productivos
- 4 pozos deberán ser perforados y serán estériles
- 4 pozos productivos existentes
- 1 pozo estéril existente

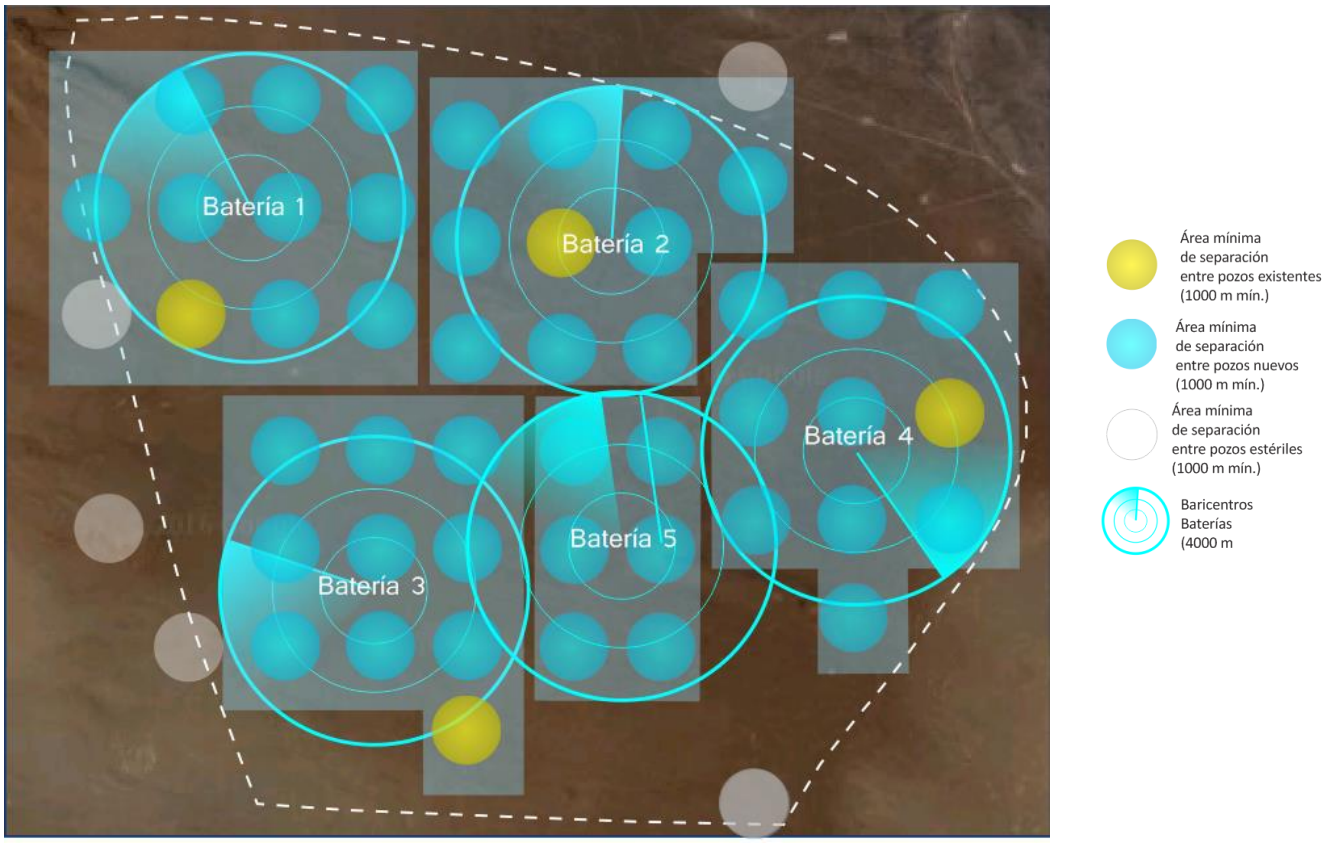
Dado que cada manifold permite hasta 10 conexiones, el sistema se dividió en 5 baterías. Aprovechando los 4 pozos preexistentes, las 4 primeras baterías se desarrollaron en torno a estos. Los pozos fueron incorporados desarrollando completamente de a una cada cada una de las baterías para optimizar el uso de los recursos. Se parte de la base de que todos los pozos tienen las mismas condiciones operativas a cada año (esto implica que todo el reservorio tendrá la misma permeabilidad uniformemente y que el volumen de gas migrará dentro del mismo para compensar todas las variaciones de presión). Sólo la batería 5 no será completada hasta 10 pozos conectados al manifold para obtener una eficiencia en instalaciones de equipos (ver separación de Condensados), por lo que tendrá 6 pozos solamente.

Año	TOTAL	BAT 1	BAT 2	BAT 3	BAT 4	BAT 5	OFF
2016	5	1	2	3	4		5
2017	0						
2018	0						
2019	6	6,7,8,9,10,11					
2020	1	12					
2021	2	13,14					
2022	2	15	16				
2023	1		17				
2024	0						
2025	1		18				
2026	3		19,20,21				
2027	3		22,23,24				
2028	0						
2029	4		26	25,27,28			
2030	7			29,30,31,32,33,34	35		
2031	6			37	36,38,39,40,41		
2032	1				42		
2033	4				43,44	45,46	
2034	5					47,48,49,50,51	
2035	0						
2036	0						
2037	0						
2038	0						
2039	0						
2040	0						
2041	0						

Distribución en el Yacimiento y Cálculo de Baricentros.

Todos los métodos utilizados en este proyecto fueron realizados por métodos gráficos a partir de fotos satelitales obtenidas y mensuras realizadas por agrónomos. Asumiendo que cada batería tiene una cobertura de aproximadamente 4000 m cada una y que los pozos tienen un distanciamiento mínimo de 1000 m, se realizó una distribución homogénea de pozos.

Asumiendo que las presiones en boca de pozo son idénticas para todos los pozos en cada año, el cálculo del baricentro para el sistema de captación, fue calculado con coordenadas geométricas. Con ayuda de sistemas satelitales se identificaron los centros geométricos exactos para el yacimiento totalmente desarrollado al año 2041.



Sistema de Captación

El sistema de captación realizado con piping de 3" fue planeado conectando cada pozo individualmente al manifold ubicado al centro de cada batería, esto permite mantener las condiciones de cada una de las líneas iguales e independientes del resto, tendiendo solo las líneas necesarias para cada uno de los pozos sin necesidades de modificaciones al sistema.

Separación de Condensados

Dados los caudales con los que contará cada batería, serán necesarios dos separadores generales con capacidad de 500.000 Sm3/d a lo largo del tiempo. Sólo la batería 5 podrá contar con un solo separador general.

	SEPARADOR GENERAL	SEPARADOR DE CONTROL
BAT 1	5	1
BAT 2	3	1
BAT 3	2	1
BAT 4	2	1
BAT 5	1	1

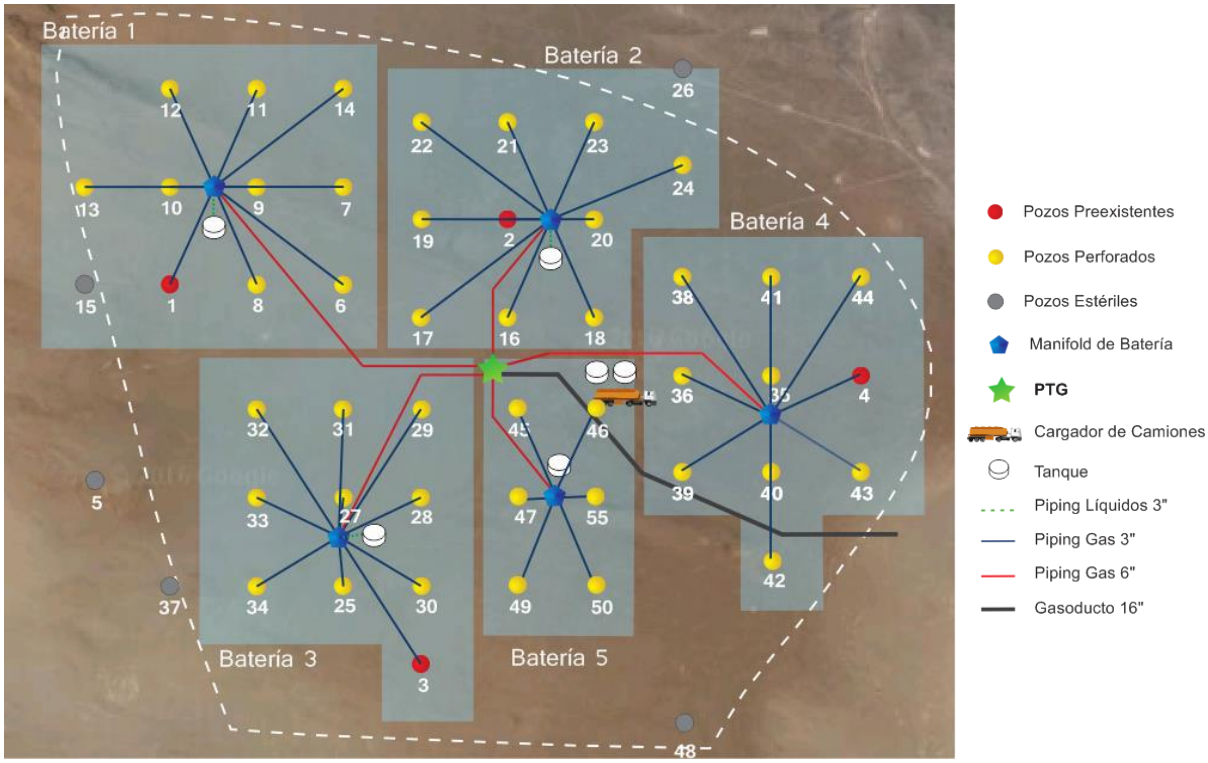
Cada Batería contará con un separador de control de 250.000 Sm3/d de capacidad.

Tanques y Cargador de Camiones

Cada batería cuenta con un tanque para almacenamiento de condensados. Adicionalmente junto a las plantas de tratamiento se adicionan dos tanques más. Las gasolinas y condensados generados se despacharán en camiones en un cargador ubicado próximo al centro del yacimiento.

Piping 6”

Cada una de las baterías está conectada con el centro del yacimiento, en donde se ubican las plantas de tratamiento, por piping de 6”. Más de 20 km de cañerías de 6” fueron necesarias para



el trazado.

Motocompresores

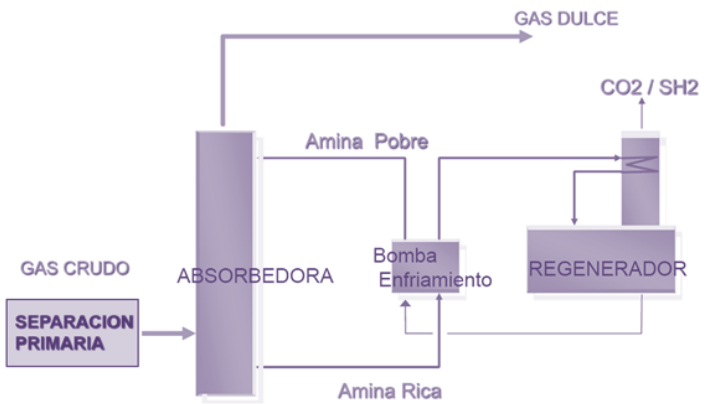
Previo al ingreso a las plantas de tratamiento, se incorporan motocompresores de 500 HP para compensar la disminución de la presión conforme avanza la explotación del yacimiento. En el año 2035 el total de equipos asciende a 15 unidades. Se estima que la caída de presión entre las baterías y las plantas de acondicionamiento es de 10 kg/cm^2

Acondicionamiento

El gas crudo, con la calidad que proviene del pozo, contiene impurezas y contaminantes que hace que no sea posible su comercialización así como tal, debiendo tratarse en distintas plantas especiales de acondicionamiento que modifican la calidad del gas acorde a la necesidad de venta del mismo.

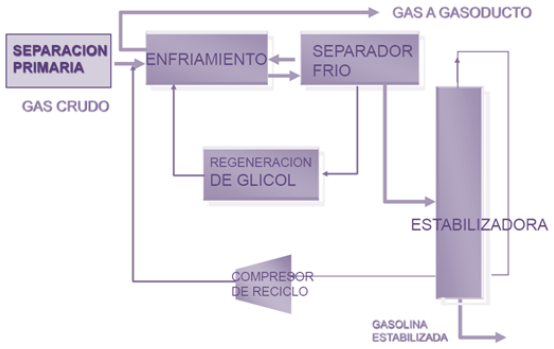
En función a la calidad del Gas crudo, se decidió instalar una planta de acondicionamiento, la cual se constituye:

Planta de endulzamiento, proceso regenerativo de absorción con solventes químicos (en este caso Aminas), donde el gas es circulado en una torre absorbedora a contracorriente el cual irá aumentando su concentración de CO_2 y H_2S y los compuestos azufrados en general.



Planta de endulzamiento con absorción por aminas

Acondicionamiento de Punto Rocío donde se recupera la Gasolina del mediante un proceso de enfriamiento mecánico, el cual disminuye el contenido de componentes livianos del Gas Natural separando por un lado la gasolina estabilizada y por otro el Gas Natural enriquecido en componentes menores de C5. En dicho proceso se utiliza reciclo para mejorar la performance de la operación.



Planta de Acondicionamiento de Punto Rocío por refrigeración mecánica

En la siguiente tabla se puede observar la calidad del gas crudo y la misma luego de los tratamientos antes mencionados:

Componentes	Gas Crudo (%Molar)	Gas Residual (%Molar)
N2	1.7%	1.7%
CO2	0.8%	0.2%
C1	91.0%	91.6%
C2	4.5%	4.5%
C3	1.3%	1.3%
iC4	0.3%	0.3%
nC4	0.3%	0.3%
iC5	0.1%	0.1%
nC5	0.1%	0.0%
C6	0.0%	0.0%
C7+	0.0%	0.0%
Total	100%	100%
PCS (Kcal / m3)	9449	9482
H2S (ppm)	50	
S		<5

Con estos resultados, el estimado de producción de Gas y Gasolinas a lo largo de toda la explotación del yacimiento se puede ver en la siguiente tabla:

Año	Gas Rico Eq. 9300 kcal/m3 (m^3/d)	Gas Residual (m^3/d)	Gasolinas (m^3/d)	Gasolinas (m^3/Yr)
2016	0	0	0.0	0
2017	0	0	0.0	0
2018	0	0	0.0	0
2019	2802014	2799899	11,9	4352
2020	2712677	2710629	11,5	4214
2021	2812731	2810607	12,0	4369
2022	2620495	2618516	11,2	4070
2023	2427317	2425484	10,3	3770
2024	2096878	2095295	8,9	3257
2025	1948970	1947499	8,3	3027
2026	2012422	2010902	8,6	3126
2027	1986293	1984793	8,5	3085
2028	2177165	2175521	9,3	3382
2029	2101671	2100085	8,9	3264
2030	2254698	2252996	9,6	3502
2031	2096887	2095304	8,9	3257
2032	2357437	2355657	10,0	3662
2033	2084813	2083239	8,9	3238
2034	1813030	1811661	7,7	2816
2035	1430045	1428965	6,1	2221
2036	1145067	1144203	4,9	1779
2037	927765	927065	3,9	1441
2038	1180122	1179231	5,0	1833
2039	981575	980834	4,2	1525
2040	825159	824536	3,5	1282
2041	699909	699380	3,0	1087

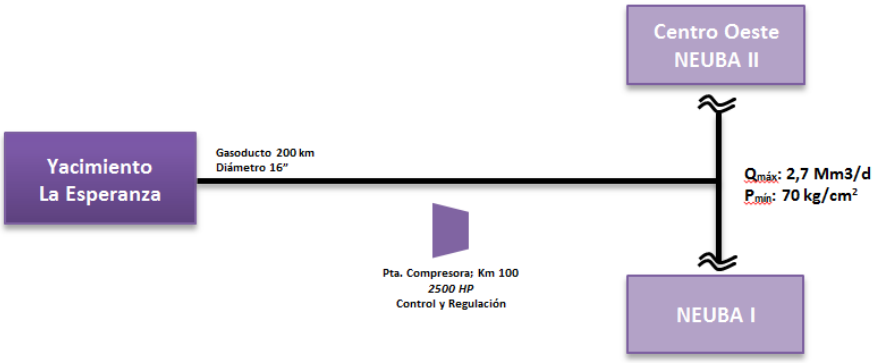
Transporte

El yacimiento se encuentra a 200 km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste.

Contemplando las necesidades mínimas de presión que se requiere para ingresar al gasoducto troncal ($P_{mín}$ 70 kg/cm^2), debiendo mantenerse la presión de transporte dentro de los siguientes valores ($P_{máx}$ 95 kg/cm^2, $P_{mín}$ 45 kg/cm^2) y con el objetivo de optimizar el costo de las inversiones, el análisis de transporte resultó de la siguiente manera:

- Ducto de 200 km de 16”, construidos en tramos de 100 km/año a partir del primer año
- Planta compresora y estación de medición en el segundo año
- Motocompresor de 2500 HP

El diagrama queda de la siguiente manera:

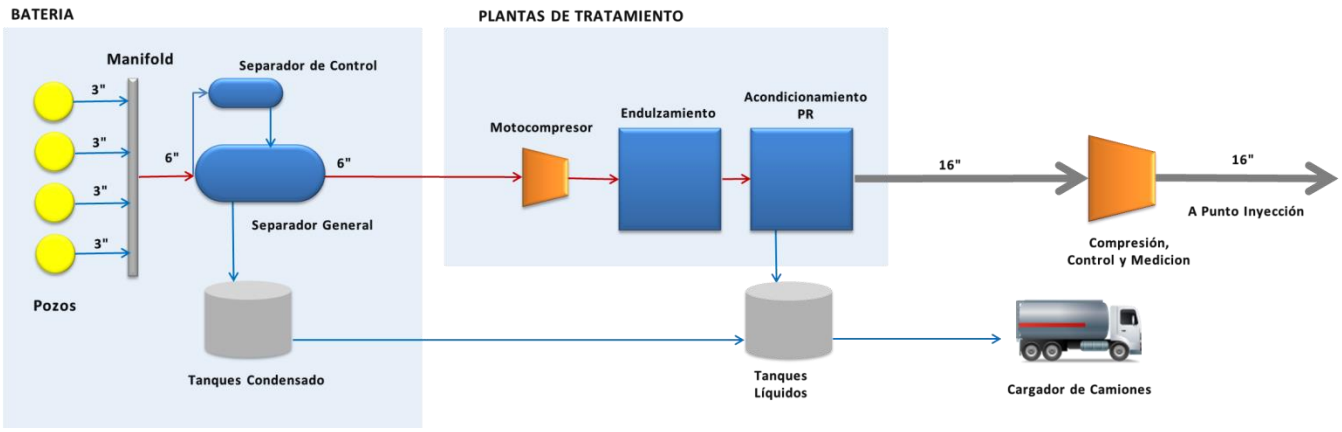


Logística de Transporte

La planta compresora permanecerá activa durante todo el período de producción registrando un descenso en su utilización en los últimos 8 años.

Diagrama de Flujo

A continuación se adjunta un diagrama de flujo total del sistema



TARIFAS

A continuación, detallaremos las tarifas contempladas según los clientes para el caso de Gas Natural, y por otro lado gasolinas y condensados.

Los clientes considerados son los siguientes:

- **Distribuidoras**
- **GNC**
- **Generación Eléctrica**
- **Usuarios Industriales**
- **Clientes Spot**

Distribuidoras

Involucra a los usuarios: R+P1+P2. El precio establecido a mayo 2016 es de 1,50 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual de +10% hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica, y luego seguirá el comportamiento de éste.

GNC

El precio establecido a mayo 2016 es de 3 USD/MBTU. Luego, a partir del 3r año su precio será el mismo que el de Generación.

Generación Eléctrica

El precio establecido a mayo 2016 es de 5,20 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de "Producers Price Index" (PPI).

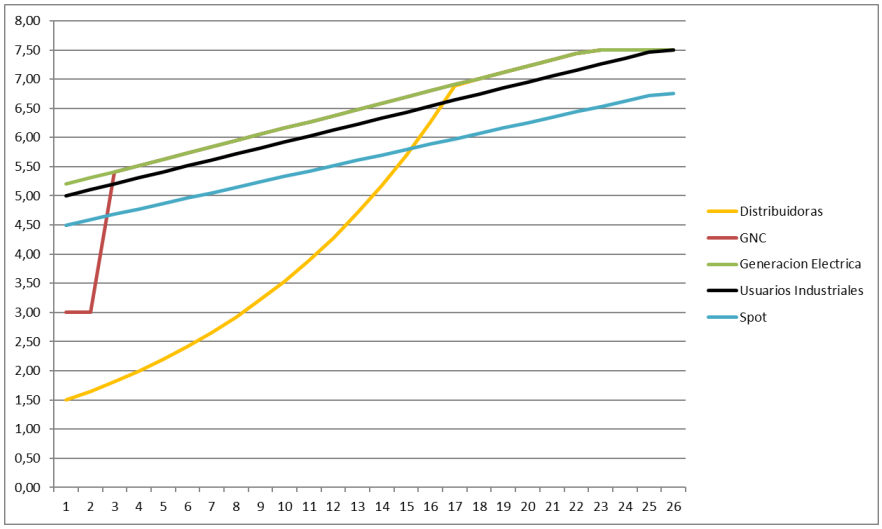
Usuarios Industriales

El precio establecido a mayo 2016 es de 5 USD/MBTU. Se actualizará con un crecimiento anual acorde al valor del Índice de "Producers Price Index" (PPI).

Clientes Spot

i. ***Industriales***: se establece un precio un 10% menor al precio de contratos firmes.

A continuación, se detalla un gráfico evolutivo de las tarifas en USD/MBTU.



Condensado y Gasolina

Se cotiza a precio Medanito, dado que en el mercado se lo comercializa como un crudo liviano. Dado el estado actual del mercado, en el que se observan crecientes importaciones por parte de las refinerías, se asume que, a partir de 2017, el precio Medanito en Puerto Rosales converge al Brent con un descuento de $1/Bbl. Para calcular el precio en boca de pozo, se utilizan costos de transporte en camión estimados hasta la terminal de ingreso a Oldelval, más los costos por tramo correspondientes en el oleoducto y la perdida de volumen asociada:

	Año 0
Puerto Rosales Price $/BBL	$67,50
Brent-Medanito (-1)	$66,50
Costo Camion Yacimiento -Oldelval $/BBL	$2,40
Descarga $/BBL	$2,38
Tarifa Oldelval $/BBL	$1,43
Perdida de volumen (0.5%) $/BBL	$0,31
Deduccion $/BBL	$6,52
Precio en Boca de Pozo $/BBL	$60,98

La evolución de precios Brent se estimó con una regresión lineal, utilizando como base las cotizaciones de futuros en CME Group, los costos para calcular el precio en boca de pozo utilizan la misma evolución.

En el último año del proyecto, se estima que el precio será de alrededor $127/Bbl.

ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

Para este proyecto de explotación gasífera, se ha determinado la comercialización de Gas en distintos canales, satisfaciendo demandas variadas y siguiendo los requerimientos legales vigentes en nuestro país. Como se mencionó anteriormente, se considera un horizonte de producción de 25 años ajustándose al comportamiento del yacimiento.

Teniendo en cuenta la declinación natural del reservorio, se establece un orden de prioridad de abastecimiento para los distintos canales, a saber:

- Distribuidoras (Demanda Prioritaria)
- Generación Eléctrica Opcion b
- Usuarios Industriales
- GNC
- Ventas Spot a Usuarios Industriales

Los años en los que no se pueda cumplir con los compromisos contractuales asumidos, se abastecerá con la producción disponible respetando el orden de prioridad mencionado anteriormente.

Cabe destacar que en todos los casos el poder calorífico del gas comercializado es de 9300 kcal/m3.

Distribuidoras

El primer canal a satisfacer es el de las Distribuidoras, siendo éste el de demanda prioritaria. Se planea la venta anual de 0.7Mm3/d para distribuidoras de gas residencial/comercial, el cual es ajustado mensualmente según el factor de carga. Luego de los 3 primeros años, se suceden renovaciones por 2 años, considerando el aumentando de la demanda por el crecimiento vegetativo. Para ello se aplica un porcentaje de crecimiento vegetativo esperado del 2.92% anual manteniendo la tasa de los últimos años.

Generaciòn Eléctrica Opcion b

Elegimos como estrategia priorizar, luego de cumplir con la cuota a las Distribuidoras, las ventas a los Generaciòn Eléctrica, a efectos de maximizar los ingresos por ventas dado el mejor precio de este canal.

Se planea la venta de 1,24 Mm3/d aproximadamente a este segmento durante los primeros 6 años, aprovechando los primeros años de mayor producción promedio.

El volumen a comercializar para este sector se determina contemplando la diferencia entre la producción mensual del mes de Julio, y la demanda mensual del mes de Julio de la

Distribuidora (mes pico). De esta forma, se logra cumplir durante los picos de demanda con las relaciones contractuales asumidas.

Grandes usuarios y usuarios Industriales

Como canal complementario al de Generaciòn Elèctrica elegimos suplir a los Usuarios Industriales, en primer lugar, dado su buen precio relativo aun sin ser el más alto, y, en segundo lugar, por el perfil crediticio que los clientes de este sector tienen, lo cual nos garantiza una cobranza sin dificultades y mayor certitud en lograr los rendimientos financieros estimados.

Se planea la venta de 0,7 Mm3/d aproximadamente a este segmento durante los primeros 3 años, con el objetivo de posicionarse como proveedor en el mercado, con la posibilidad de modificar la cuota en las subsiguientes renovaciones, de acuerdo a las posibilidades que presente el yacimiento. Se garantiza la entrega constante de gas, respetando un factor de carga del 95%.

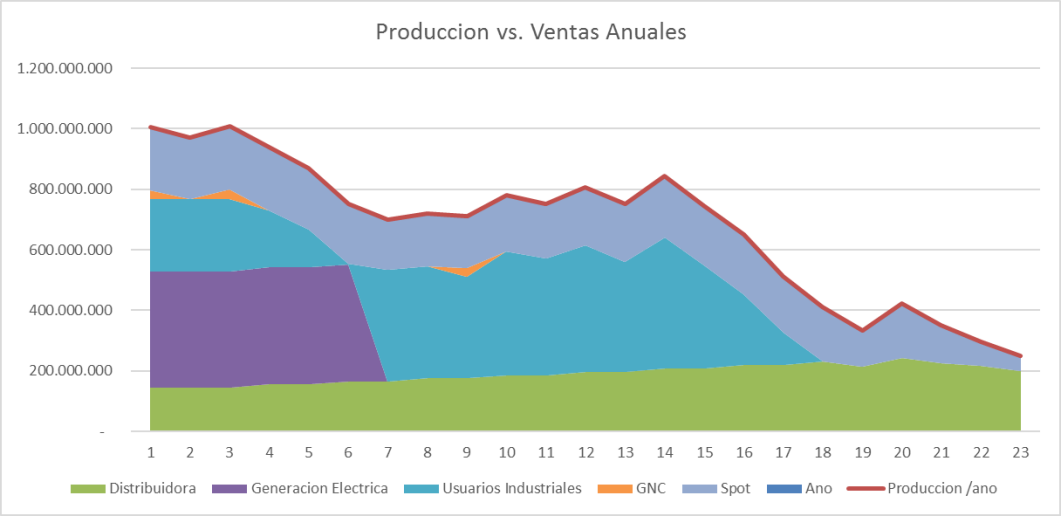
A los 3 años, se decide renovar por 1 año más, situación que se repite año tras año ajustando las ventas de acuerdo a las posibilidades del yacimiento, y la necesidad de respetar los mínimos requerido por el sector Distribución.

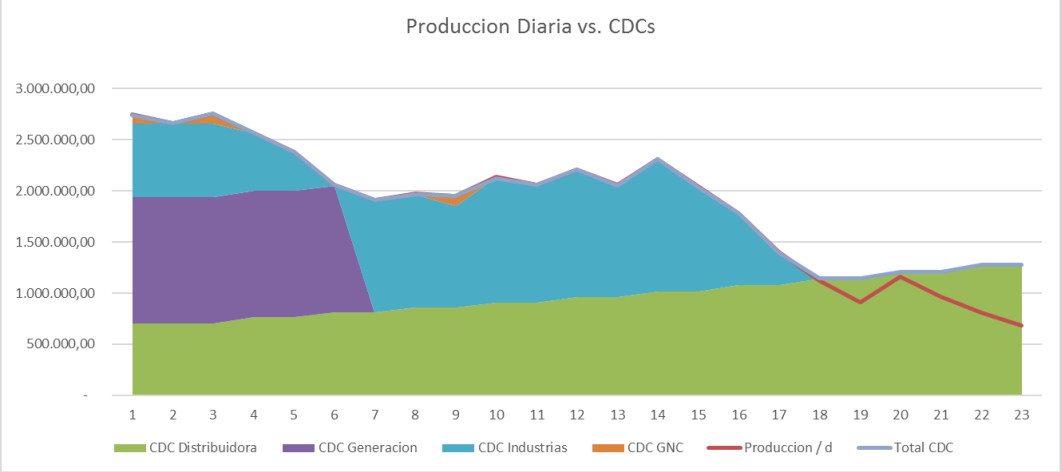
El volumen a comercializar para este sector se determina mediante la CDC restante luego de haber asignado volumen a Generacion.

GNC

El cuarto canal de venta al cual se atiende, es el de GNC. Se ha definido comercializar por esta vía las CDC que queden disponibles luego de haber contractualizado con la Distribuidora, Generación e Industrias. Se pondera para este sector, la posibilidad de hacer contratos anuales, y también la certeza de cobranzas, dada la liquidez del sector estaciones de servicio.

A continuación, se muestra un resumen gráfico de la estrategia de ventas propuestas, en volúmenes anuales vendidos y cantidad diarias contratadas por canal:





Condensado y Gasolina

El condensado y gasolina serán comercializados en forma conjunta dentro del yacimiento, en función de los volúmenes producidos, según indicado en el punto “Aprovechamiento de condensables”.

FLUJO DE CAJA Y EVALUACION DEL PROYECTO

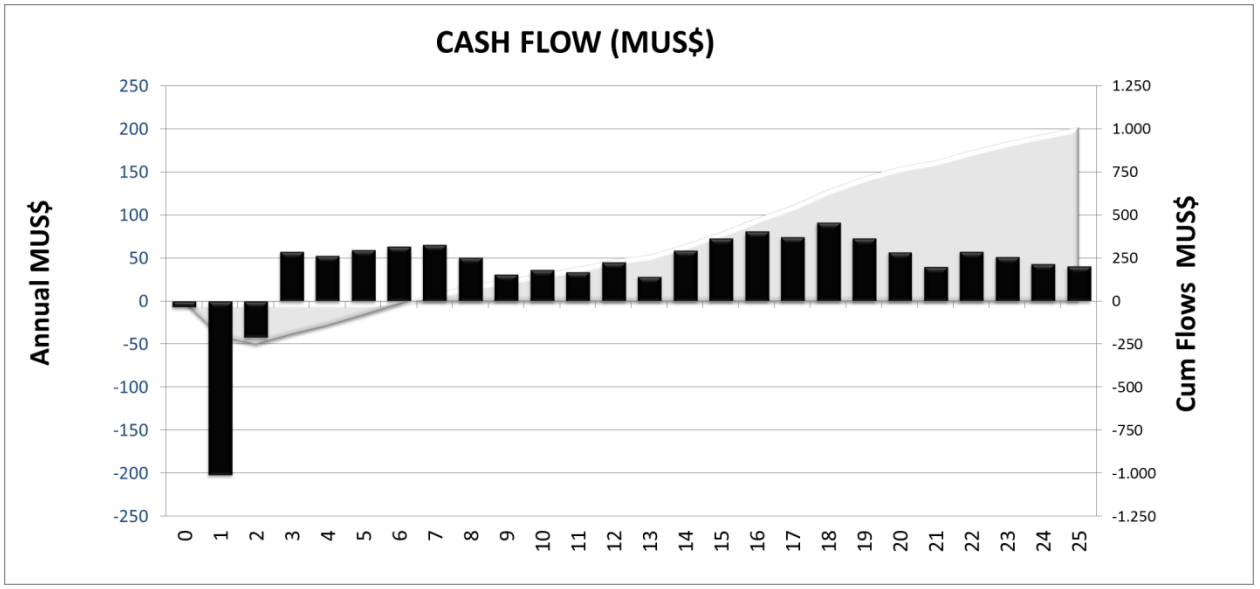
A) FLUJO DE FONDOS:

A continuación se expone el flujo de caja y un detalle de los ingresos y egresos que lo generan.

1. FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO

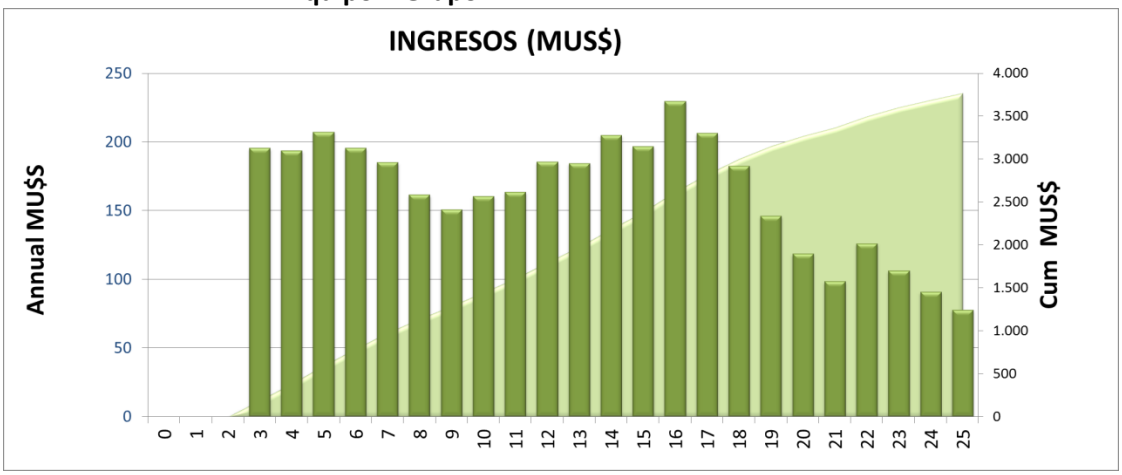
El flujo de fondos del proyecto considera egresos para los 3 primeros años y una máxima exposición cercana a 250 MUS$. Con el inicio de la producción, los ingresos se generan a partir del año 3, con un periodo de repago cercano al año 7 (Tercio del flujo de vida del proyecto).

A partir del inicio de la producción el flujo neto anual asciende a un promedio de 55 MUS$ y con crecimiento hasta el año 18, luego decreciendo con la curva de producción, al igual de los CAPEX y OPEX.



2. INGRESOS (Detalle ver en aspectos comerciales)

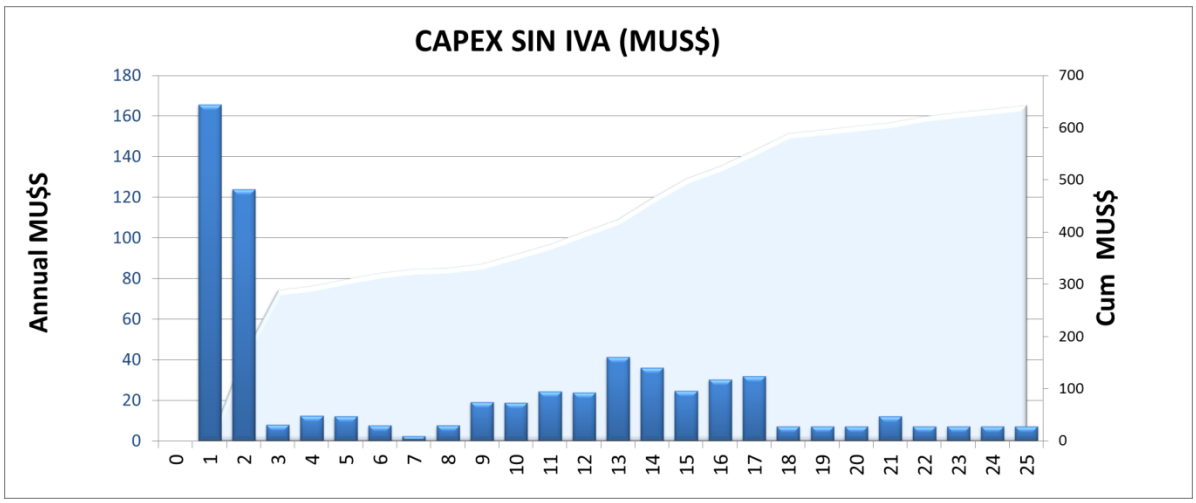
Debajo se observan las ventas (sin IVA). El análisis comercial y precios de ventas son explicados en capítulo aparte.



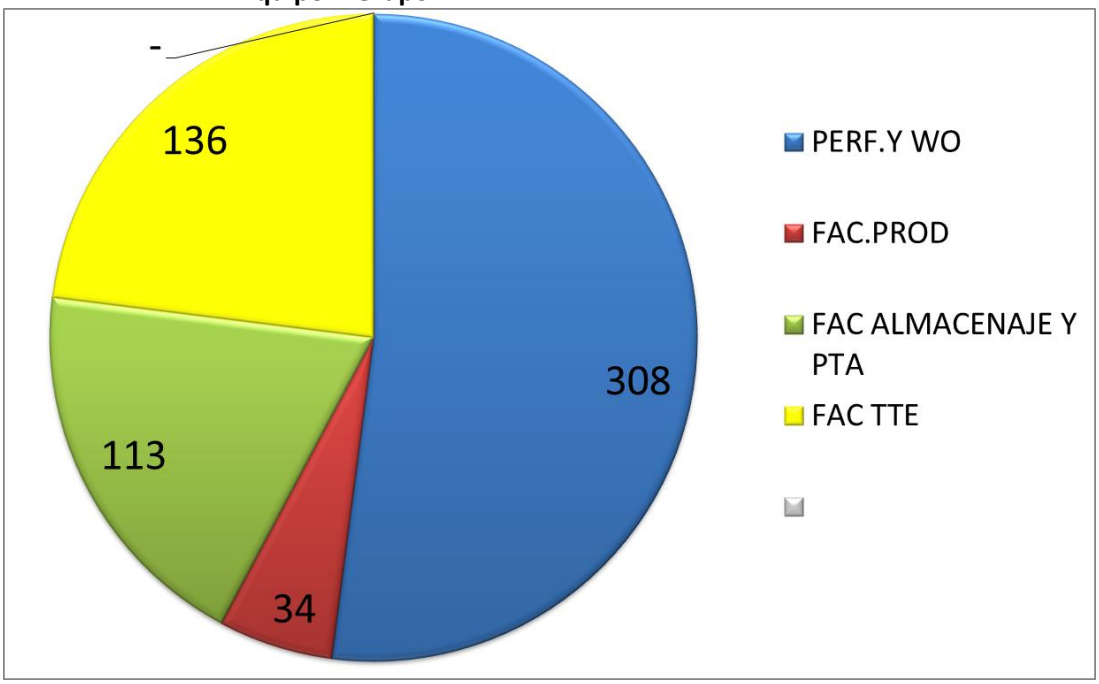
3. CAPEX

Inversiones totales (Sin IVA) que ascienden a lo largo de todo el proyecto a 650 MUS$.

Como mencionamos el año 1 y 2 considera inversiones cercanas a 290 MUS$ (350 MUS$ con IVA), recursos que exceden la disponibilidad de capital propio y demandan la obtención de un préstamo (ver aparte Financiamiento-Deuda).

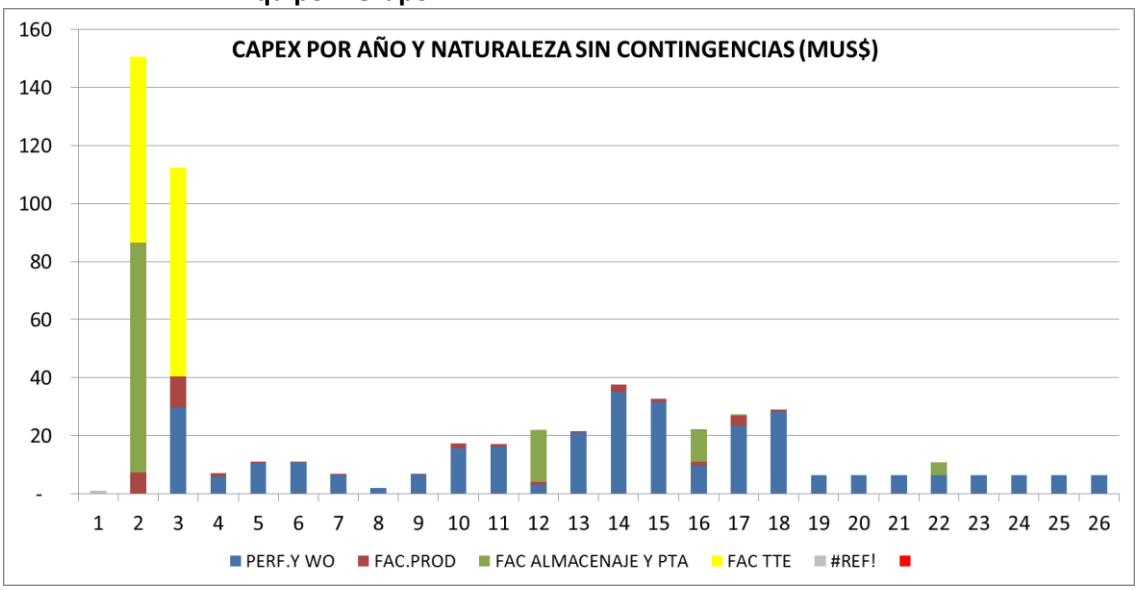


A continuación se observa un resumen de las inversiones totales por naturaleza, más de un 50% entre Perforacion y Workover, y el resto en Facilidades (Yacimiento y Transporte en proporciones similares).



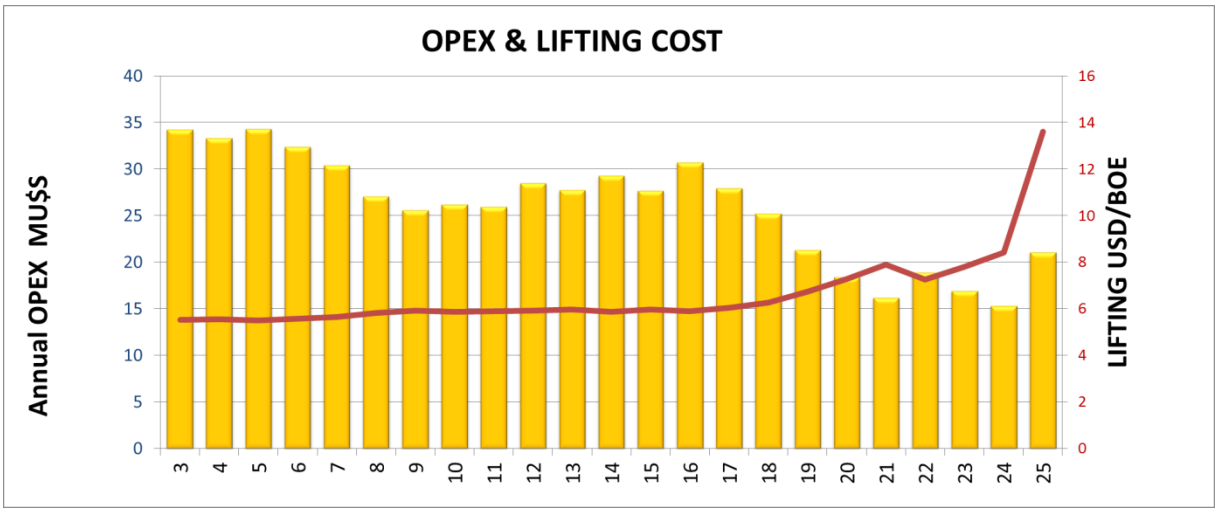
La proporción mencionada se expone a continuación con una apertura anual a lo largo del proyecto. Se resumen a los principales conceptos:

- ***Perforación y WO***: 46 pozos (42 productivos y 4 esteriles) a MUS$ 4,5 por pozo. Workover a un 20% del parque de pozos a un costo unitario de 0,7 MUS$.
- **Facilidades de Producción**:
  - Cañerías de captación (3 pulgadas): 10,3MUS$.
  - Colectores (6 pulgadas): 5,3 MUS$.
  - 13 Separadores de Control y 8 generales con un costo total de 16MUS$.
  - 5 manifolds con un costo de 2,3 MUS$.
- **Almacenaje y Plantas**:
  - Condensados: 7 tanques con un costo total de 3,2 MUS$.
  - Cargadero de Camiones 4,5 MUS$.
  - Compresión Yacimiento 33,8 MUS$.
  - Planta Acondicionamiento 32 MUS$.
  - Planta Endulzamiento 40 MUS$:
- **Transporte:**
  - Gasoducto 128 MUS$. (200 km construidos entre año 1 y 2)
  - Compresión de Transporte: 8 MUS$.
  - Estaciones de Medición 0,9MUS$.



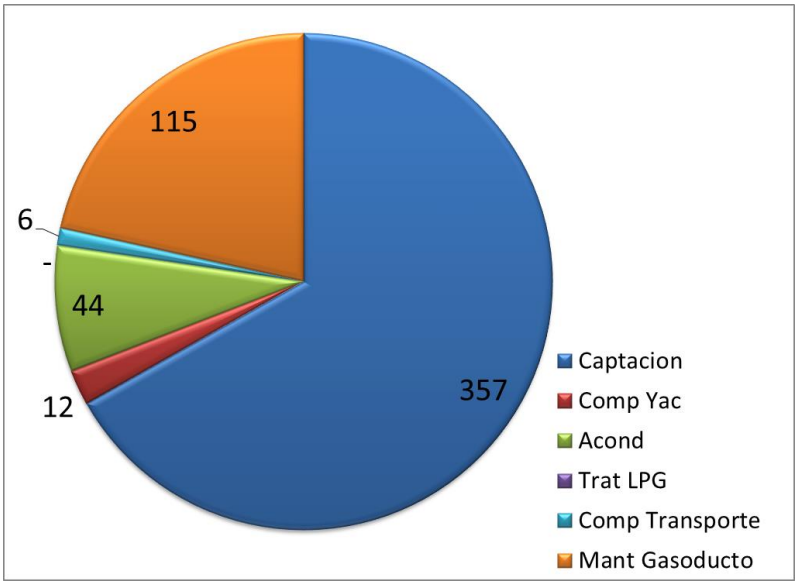
4. **<u>OPEX</u>.**

Los OPEX anuales ascienden a los valores cercanos a los 29MUS$ anuales, con un Lifting Cost debajo de los 6 US$/BOE hasta el año 18.



Se observa a continuación un detalle de los OPEX por naturaleza (costos totales del proyecto), con un mayor impacto en los costos de captación que asciende a 3,7 US$

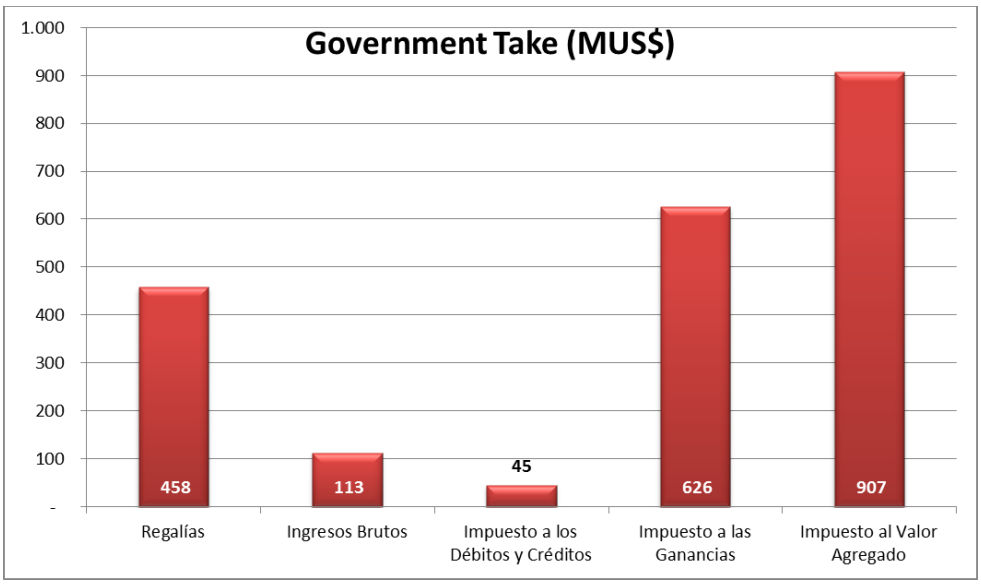
por Barril equivalente (BOE), costos de acondicionamiento (2,75 US$ /1000 sm3, y mantenimiento de gasoducto (25 kUS$ por Km año).



5. GOVERNMENT TAKE.

En el grafico expuesto a continuación se exponen los impuestos (sin descontar) percibidos por el Estado (valores sin descontar en toda la vida del proyecto), que suman un valor total que asciende a 2.150 MUS$. (No se considera por el momento el bono de ingreso).

De acuerdo a los lineamientos el impuesto al valor agregado no considera el crédito fiscal y se paga todo el IVA percibido con las ventas, el cual se considera parte del GOBERNMENT TAKE.



6. FINANCIAMIENTO-DEUDA.

Como mencionamos, la estructura de financiamiento se fundamenta en las necesidades de capital, especialmente en los primeros años de inversiones. Se determina el año 2 como el momento necesario para la toma de un préstamo financiero, de forma tal de evitar una posición de caja negativa, y ante la necesidad de afrontar montos de CAPEX elevados en años 1 y 2 del proyecto, imprescindibles para la puesta en marcha.

Capital Propio	$	250,0
Deuda	$	125,0
Inversion Total	$	375,0
WACC		9,22%

El esquema de financiamiento externo sigue los lineamientos establecidos: 1) dos años de gracia de pago de capital, repago en 10 años vencidos en cuotas iguales y 2) tasa de interés LIBOR + tasa riesgo país Argentina + tasa 7% anual desde el otorgamiento del préstamo sobre saldos de capital. El análisis de tasas se explica con detalle a continuación:

1) Análisis tasa LIBOR: para determinar la misma, se utiliza el promedio de los últimos 12 meses, actualizado a Noviembre de 2016. Se utiliza como fuente el website www.Global-Rates.com
2) Tasa riesgo país Argentina: se determina del promedio diario de los últimos 5 años, al 10/11/2016, basándonos en el análisis de EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus, el cual registra los retornos de instrumentos de deuda de mercados emergentes) elaborado por JP Morgan.

Adicionalmente, se utiliza el concepto de Weighted Average Cost of Capital (WACC), para determinar costo de capital promedio ponderado del capital propio o de financiamiento externo. Para obtener este cálculo, es necesario obtener información previa para la determinación del Costo del capital propio, o Ke. Este costo se determina mediante la fórmula Ke=krf+β*(krm-krf)+krp, donde:

- *Krf: la tasa libre de riesgo o risk free: se utiliza para determinarla, la tasa a 30 años de bonos del tesoro norteamericano. La tasa al 9/11/2016 es de 2.88%*
- *β (Beta-el riesgo de la actividad de la empresa): se utiliza la información disponible del estudio de la Universidad de NY (NYU)-Stern School of Business. El mismo despliega una serie de riesgos para distintas actividades. Tomaremos como referencia el riesgo para actividades de Oil/Gas (Producción y exploración). Del último estudio disponible, se determina un Beta de 0.91.*
- *Krm: el rendimiento promedio de mercado también se encuentra disponible en el sitio de la Universidad de NY (NYU)-Stern School of Business. Se utiliza para el análisis el ultimo valor histórico disponible: 4.54%*
- *Krp: evaluación de riesgo país: elaborada por JP Morgan, esta información ha sido explicada anteriormente en el punto 2). El valor determinado a utilizar surge del promedio de los últimos 5 años: 509 puntos, o 5.09%*

Del resultado de esta información, se establece el valor de Ke en 9.47%, (el costo de capital propio o el rendimiento esperado por los accionistas), que deberemos

ponderar en función a la proporción de capital propio y el total de la financiación (E/E+D).

Para determinar la segunda parte de la ecuación, necesitaremos determinar el Kd (el costo de la deuda financiera), y de igual forma ponderarlo en función a la proporción de deuda y el total de financiación (D/E+D).

Del resultado de ambas ponderaciones, podremos determinar el balance de ambas fuentes de financiamiento. El WACC representa cuanto le cuesta a nuestro proyecto conseguir financiación.

Finalmente, mediante la comparación con la Tasa Interna de Retorno, determinamos si el costo promedio de conseguir financiamiento es menor que el retorno de nuestro proyecto. El excedente de la TIR por sobre la WACC determina si el proyecto es viable desde el punto de vista financiero.

7. ESTADO DE RESULTADOS.

Con el objeto de determinar el impuesto a las ganancias, se construyo el Estado de Resultados del proyecto expuesto a continuación.

Concepto	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
VENTAS BRUTAS	3.766,7	-	-	-	195,4	193,7	207,2	195,5	185,0	161,4	150,9	160,3	163,5	185,3	184,5	205,0	196,9	229,6	206,5	182,5	146,0	118,6	98,5	125,8	106,2
IMPUESTOS A LOS INGRESOS Y REGALIAS	-571,4	-	-	-	-29,7	-29,4	-31,5	-29,7	-28,1	-24,5	-22,9	-24,4	-24,9	-28,1	-28,0	-31,1	-29,9	-34,9	-31,3	-27,7	-22,1	-17,9	-14,9	-19,0	-16,1
OPEX	-595,2	-0,1	-0,1	-0,1	-34,2	-33,3	-34,3	-32,4	-30,4	-27,1	-25,6	-26,2	-25,9	-28,5	-27,7	-29,3	-27,7	-30,7	-28,0	-25,2	-21,3	-18,4	-16,2	-18,9	-16,9
IMPUESTO A LOS DEBITOS Y CREDITOS	-45,2	-0,0	-1,2	-0,9	-2,0	-2,2	-2,3	-2,2	-2,0	-1,8	-1,8	-1,9	-2,0	-2,2	-2,3	-2,5	-2,3	-2,7	-2,5	-2,0	-1,6	-1,3	-1,1	-1,4	-1,2
EBITDA	2.554,9	-0,1	-1,3	-1,0	129,5	128,8	139,1	131,2	124,4	108,0	100,6	107,9	110,8	126,5	126,5	142,1	137,0	161,4	144,8	127,6	100,9	80,9	66,2	86,5	72,1
					66%	*66%*	*67%*	*67%*	*67%*	*67%*	*67%*	*67%*	*68%*	*68%*	*69%*	*69%*	*70%*	*70%*	*70%*	*70%*	*69%*	*68%*	*67%*	*69%*	*68%*
AMORTIZACIONES	-657,0	-	-	-	-19,6	-19,8	-21,4	-20,5	-19,2	-17,1	-17,2	-19,2	-21,0	-25,3	-28,8	-35,5	-36,3	-46,1	-46,7	-42,1	-34,6	-29,1	-26,0	-35,3	-32,2
INTERESES FINANCIEROS	-125,5	-	-	-16,7	-16,7	-16,7	-15,1	-13,4	-11,7	-10,0	-8,4	-6,7	-5,0	-3,3	-1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO ANTES DE IIGG	1.787,9	-0,1	-1,3	-17,7	93,8	92,9	103,3	98,0	94,2	81,6	75,7	82,6	85,5	98,5	96,7	107,3	101,4	116,0	98,7	86,2	67,0	52,4	40,9	51,8	40,6
IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-625,8	-	-	-	-26,2	-32,5	-36,1	-34,3	-33,0	-28,5	-26,5	-28,9	-29,9	-34,5	-33,8	-37,6	-35,5	-40,6	-34,6	-30,2	-23,5	-18,4	-14,3	-18,1	-14,2
RESULTADO ECONOMICO	1.162,1	-0,1	-1,3	-17,7	67,6	60,4	67,1	63,7	61,2	53,0	49,2	53,7	55,5	64,1	62,8	69,8	65,9	75,4	64,2	56,0	43,6	34,1	26,6	33,7	26,4
	0,3				*35%*	*31%*	*32%*	*33%*	*33%*	*33%*	*33%*	*33%*	*34%*	*35%*	*34%*	*34%*	*33%*	*33%*	*31%*	*31%*	*30%*	*29%*	*27%*	*27%*	*25%*

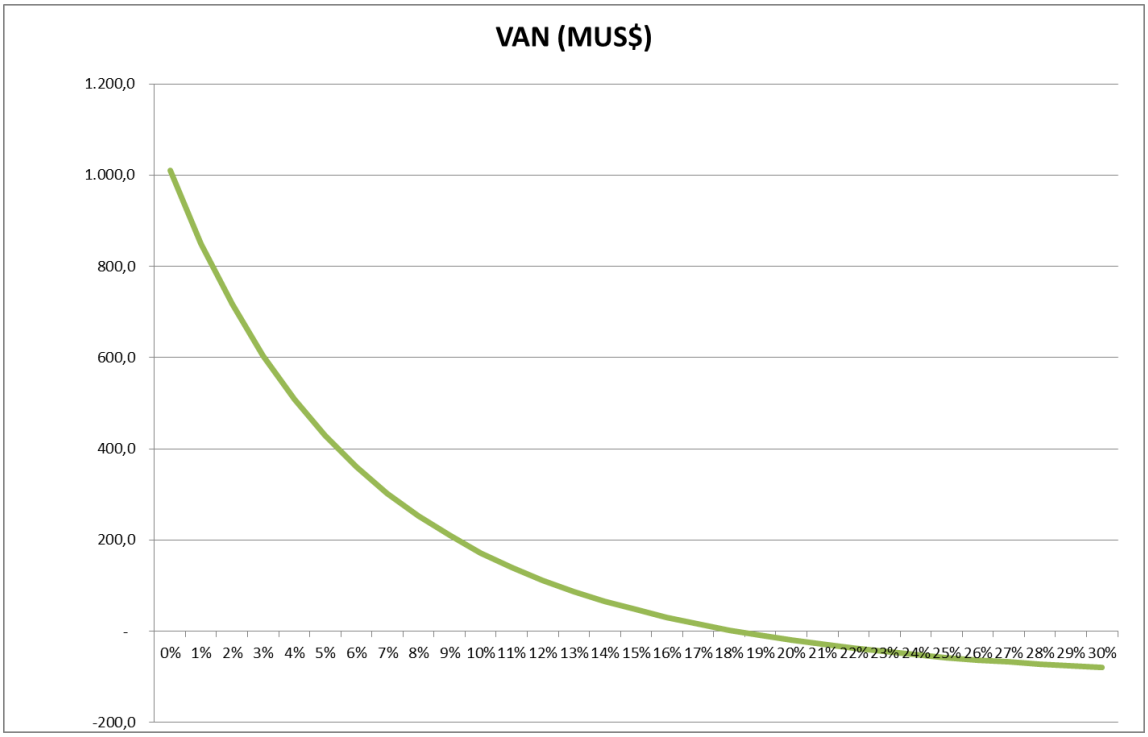
El criterio considerado para el cálculo de ***amortizaciones*** es el de unidad de producción, considerando desde el inicio del proyecto todas las reservas a efectos del cálculo de la cuota de amortización, criterio conservador a efectos del cálculo del impuesto a las ganancias (en comparación con un criterio alternativo de incorporación de reservas con la actividad de perforación).

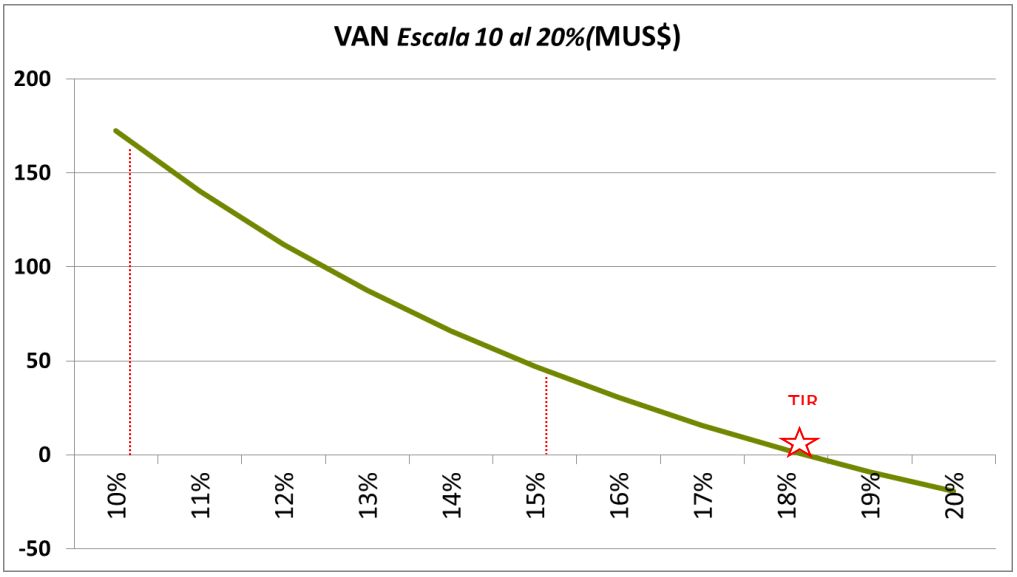
B) EVALUACION DEL PROYECTO:

Los flujos son descontados, y se describen los principales indicadores. Los valores expuestos considera el pago de un bono inicial de 15 M US$ (Oferta).

1. PERFIL DEL VALOR ACTUAL.

El perfil del valor actual del proyecto nos muestra una TIR cercana al 18%, y un VAN de 47 MM$ para una tasa del 15%, y un VAN de 172 MUS$ para una tasa del 10% (tasa cercana a la WACC).

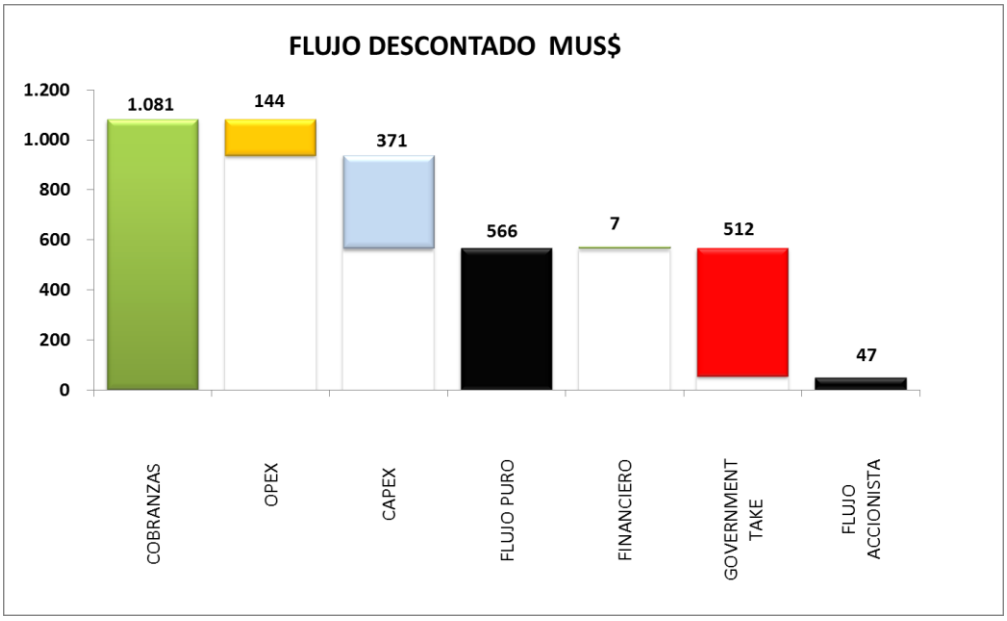




2. EVOLUCION DE LOS COMPONENTES PARA LA OBTENCION DEL VALOR ACTUAL.

A continuación se observa la evolución de los componentes del flujo descontado a una tasa del 15% y el 10%. La obtención del flujo (Ingresos-Egresos CAPEX y OPEX), y luego

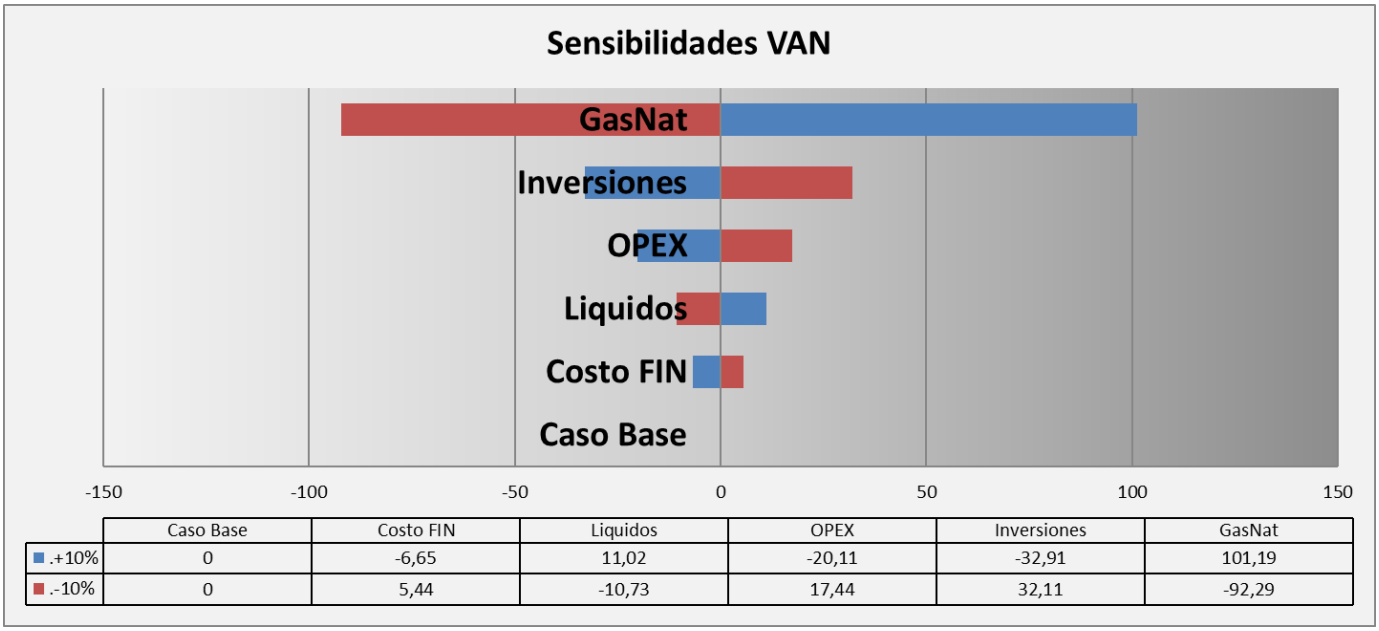
el efecto de deuda y los impuestos (GOBERNMENT TAKE) considerando el IVA en las cobranzas y luego como pago en el Government take.



RESUMEN DE INDICADORES: Periodo de repago, Máxima exposición, TIR, VAN.

RESULTADOS	Unidad	Valor
Tasa (WACC)	%	9,22%
TIR	%	18,22%
VAN al 10%	Mus$	172
VAN al 15%	Mus$	47
Repago	Año	2023
Máxima exposición	Mus$	-251

ANALISIS DE SENSIBILIDADES



	Caso Base	Costo FIN	Liquidos	OPEX	Inversiones	GasNat
.+10%	0	-6,65	11,02	-20,11	-32,91	101,19
.-10%	0	5,44	-10,73	17,44	32,11	-92,29

PLANILLA DE RESULTADOS

TFI: Equipo 2 Grupo B

Petróleo y del Gas Natural

6 PLANILLA DE PRESENTACION DE RESULTADOS

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
	DESARROLLO Y PRODUCCIÖN			
	Produccion Gas y Condensado M Sm3	M Sm3	16.117,5	
1a	Gas y Condensado in situ M Sm3	M Sm3	20.307,1	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono M Sm3	M Sm3	4.189,6	
1c	Factor de Recuperación %	%	79%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	50,9	
1e	Cantidad de pozos		51,0	
1f	Potencia total de compresión en yacimiento HP	HP	7.500,0	
1g	Producción de gas – máxima y promedio M Sm3/d	M Sm3/d	2.855,6	1.919,9
1h	Producción de condensado – máxima y promedio k m3/d	km3/d	0,12	0,08
	DEMANDA Año 3 y Año de máxima		**3**	**Max**
2a	Consumo máximo distribuidoras M Sm3/d	M Sm3/d	0,70	1,16
2b	Consumo máximo GNC M Sm3/d	M Sm3/d	0,72	1,29
2c	Consumo máximo termoeléctrica M Sm3/d	M Sm3/d	12,42	12,42
2d	Consumo máximo industria M Sm3/d	M Sm3/d	1,05	1,05
2e	Consumo máximo total M Sm3/d	M Sm3/d	2,75	2,76
	PROCESAMIENTO Año 3 y Año de máxima		**3**	**Max**
3a	Capacidad de procesamiento máxima M Sm3/d	M Sm3/d	3,00	3,00
3b	Propano + butano (GLP) ton/año	Tn/yr	0,00	0,00
3c	Gasolina k m3/año	km3/yr	0,01	0,01
	TRANSPORTE			
4a	Primer tramo Gasoducto hasta Planta de Generación eléctrica pulg		16	
4b	Capacidad máxima de transporte M Sm3/d	M Sm3/d	3,8	
4c	Potencia instalada HP	HP	0	
4d	Segundo tramo de Gasoducto hasta Gasoducto troncal pulg	pulg	16	
4e	Capacidad máxima de transporte M Sm3/d	M Sm3/d	2,9	
4f	Potencia instalada HP	HP	2500	
	INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimiento – Perf y WO) M us$	M us$	307,66	
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities) M us$	M us$	147,26	
5c	Inversión Gasoducto M us$	M us$	136,03	
5d	Inversión otros M us$	M us$	136,51	
5e	Inversiones (contingencia) M us$	M us$	59,09	
5f	Inversión total	M us$	786,55	
	PRECIOS GAS Año 1 y Año 25		**1**	**25**
6a	Distribuidoras	us$/MBTU	1,50	7,50
6b	GNC	us$/MBTU	3	7,50
6c	Centrales eléctricas	us$/MBTU	5,20	7,50
6d	Usuarios Industriales	us$/MBTU	5,00	7,50
	PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 25		**1**	**25**
7a	GLP exportación	us$/tn	0	0
7b	GLP Local	us$/tn	0	0
7c	Gasolina y Condensado Local	us$/bbl	47,72	126,22
	RESULTADOS	**Unidad**	**Valor**	
8b	Tasa (WACC)	%	9,22%	
8c	TIR	%	18,22%	
8a	VAN al 10%	Mus$	172	
	VAN al 15%	Mus$	47	
8d	Repago	Año	2023	
8f	Máxima exposición	Mus$	-251	