

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE POSTGRADO**

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Propuesta Técnica de Desarrollo de Yacimiento “La Esperanza”

Equipo B – Grupo 1

AUTOR/ES: Poggi, Gustavo (Coordinador) (Leg. N.º 50328)

Ramirez, Celeste (Leg. N.º103745)

Vazquez, Juan Manuel (Leg. N.º103722)

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

Pizarro, Horacio

Rodriguez, Juan Jose / Reatti José Luis

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

BUENOS AIRES

I. Introducción	4
II. Cálculo de Reservas de Gas y Condensado	4
III. Análisis del Mercado.....	9
Produccion y Reservas de Gas Natural	9
Importaciones	12
Reservorios no convencionales en Neuquen	13
Transporte y Distribucion	14
Demanda	16
IV. Marco institucional y legal	18
Exploracion y Explotacion de Hidrocarburos	18
Transporte y Distribucion de Gas	20
Calidad del Gas	21
Gas Licuado del Petroleo	21
Leyes de Emergenci.....	21
Programas de Estímulo a la Producción.....	22
V. Prevision de Produccion de Gas y Condensado.....	23
VI. Obras de Captación.....	25
Compresión en Yacimiento.....	28
VII. Aprovechamiento de Condensables.....	29
VIII. Obras de Transporte.....	35
IX. Proyecciones Macroeconómicas.....	36
X. Aspectos Comerciales y Contractuales Asumidos.....	37
XI. Evaluación del Proyecto.....	41
Estado de Resultados.....	41
Financiamiento.....	42
Calculo tasa WACC.....	43
Costo de Capital Propio.....	43
Calculo del Costo de Capital Propio para el proyecto.....	44
Tasa WACC del Proyecto.....	46
XII. Flujo de Caja.....	47
Flujo de Fondos del Proyecto, CAPEX y Depreciaciones.....	47
Ingresos.....	48
Egresos.....	49
Impuestos y Bono – Posición de Caja – Flujo de Fondo y Rentabilidad (sin	

deuda).....	50
Impuestos y Bono – Posición de Caja – Flujo de Fondo y Rentabilidad (con deuda).....	51
CAPEX y tabla de depreciaciones.....	52
XIII.Análisis Económico Financiero y Conclusiones.....	53
XIV.Análisis de Sensibilidad.....	54
XV.Resumen de Resultados.....	55

I. Introducción

Este análisis tiene por objetivo participar de la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación de un yacimiento de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina.

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 de aproximadamente 16.000 Mm³ de gas y 695 km³ de condensado recuperable.

En este estudio se contemplaron todos los aspectos técnicos, económicos y financieros del desarrollo y explotación del yacimiento, lo que nos permitió evaluar cada una de las alternativas que fueron surgiendo en cada punto de análisis, y seleccionar aquellas que consideramos mejor para la presente Propuesta Técnica.

II. Cálculo de Reservas de Gas y Condensado

La Esperanza es un yacimiento de gas convencional y condensado, localizado a una profundidad promedio de 2.210 metros bajo boca de pozo, cuyo reservorio pertenece a la formación Mulichinco.

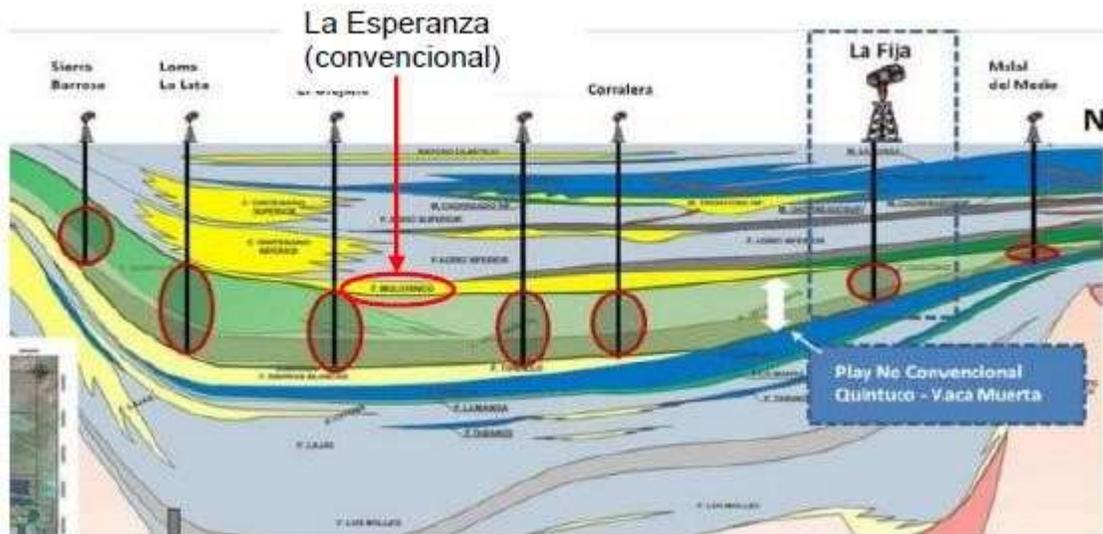


Figura 1

En el yacimiento se ha realizado exploración mediante registración sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el depósito: cuatro fueron productivas y una estéril. A partir de dichos estudios, se han determinado las condiciones del yacimiento según se indica en el siguiente cuadro:

Parámetros	Unidad	Valor
V _R : Volumen de Roca	Mm ³	1.250
Ø: Porosidad	%	12%
S _w : Saturación de Agua	%	33%
Tr: Temperatura del Reservorio	K	360

Pr: Presión de Reservorio	kg/cm ²	238
Ta: Temperatura Ambiente	K	288
Pa: Presión Atmosférica	kg/cm ²	1,03
Relación Gas-Petróleo (GOR)	m ³ gas/m ³ liq	23.000

Tabla 1

A su vez, se cuenta con 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 ²]	Z	Pr/Z [kg/cm ²]	Bg (factor volum.)	G [Gm ³]	Gp [Gm ³]
238,00	0,91	260,91	0,0049	20,307	0,00
225,00	0,91	248,40	0,0052	19,333	0,97
180,00	0,89	201,52	0,0064	15,685	4,62
120,00	0,90	133,13	0,0097	10,361	9,95
80,00	0,92	86,77	0,0149	6,753	13,55
50,00	0,95	52,88	0,0244	4,116	16,191
0,00	1,00	0,00			20,31

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, se determinó que el Gas In Situ es de 20.307 Mm³. Considerando una presión teórica de abandono de 50 Kg/cm², el Gas In Situ remanente luego de la explotación sería de 4.116 Mm³. Por diferencia se obtiene un volumen recuperable de 16.191 Mm³ de gas y 704 Km³ de condensado como se muestra en la siguiente tabla resumen:

Parámetro	Unidad	Valor
Volumen de Gas in Situ	Gm ³	20,3
Volumen de Gas Recuperable	Gm ³	16,2
Presión Abandono	kg/cm ²	50,0

% Recuperación	%	79,7%
Volumen de Condensado Recuperado	Km3	703,9

Tabla 3

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

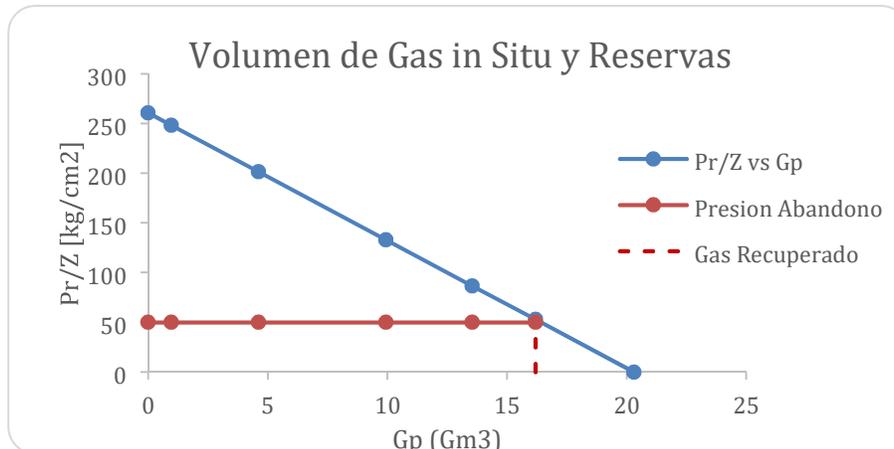


Figura 2

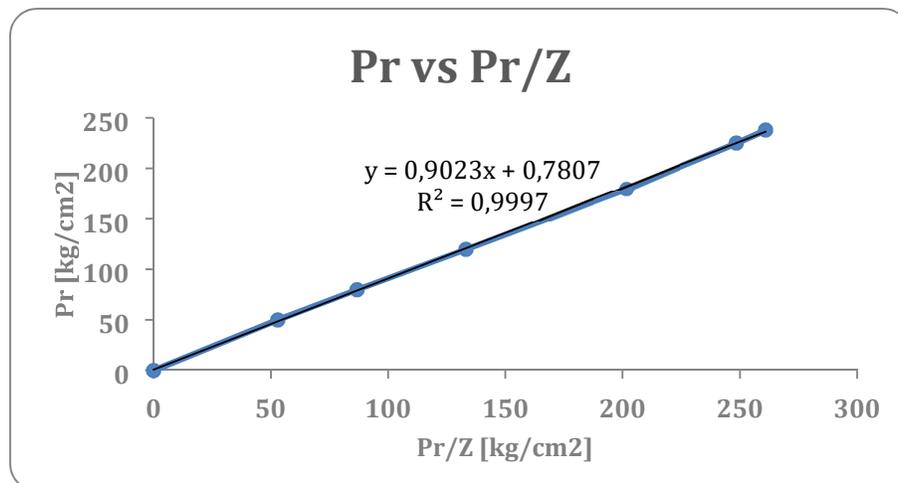


Figura 3

Adicionalmente, se realizaron ensayos de producción y mediciones físicas completas sobre los cuatro 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 (Pws) la cual representará los estadios de declinación del reservorio. Los valores de Pws conjugados a través de la fórmula de Fetkovich con las diferentes presiones dinámicas de fondo de pozo (Pwf), permitirán 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 Pwf asumidas en cada año de explotación.

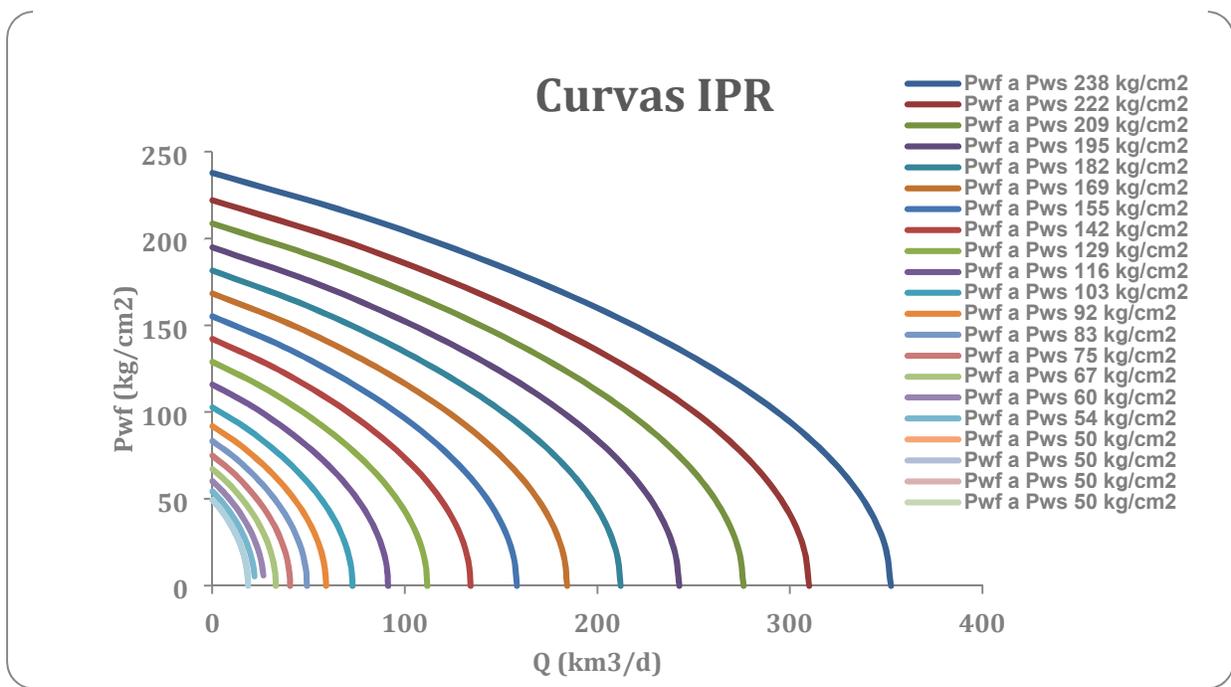


Figura 4

Finalmente, aplicando la ecuación de Smith hemos confeccionado las curvas de contrapresión o de “perdida de carga en el tubing”, las cuales en las intersecciones con las curvas IPR nos indicaran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica de boca de pozo (P_{tf}), en función del diámetro del tubing considerado.

Las P_{tf} utilizadas fueron 80, 60, 40 y 25 kg/cm^2

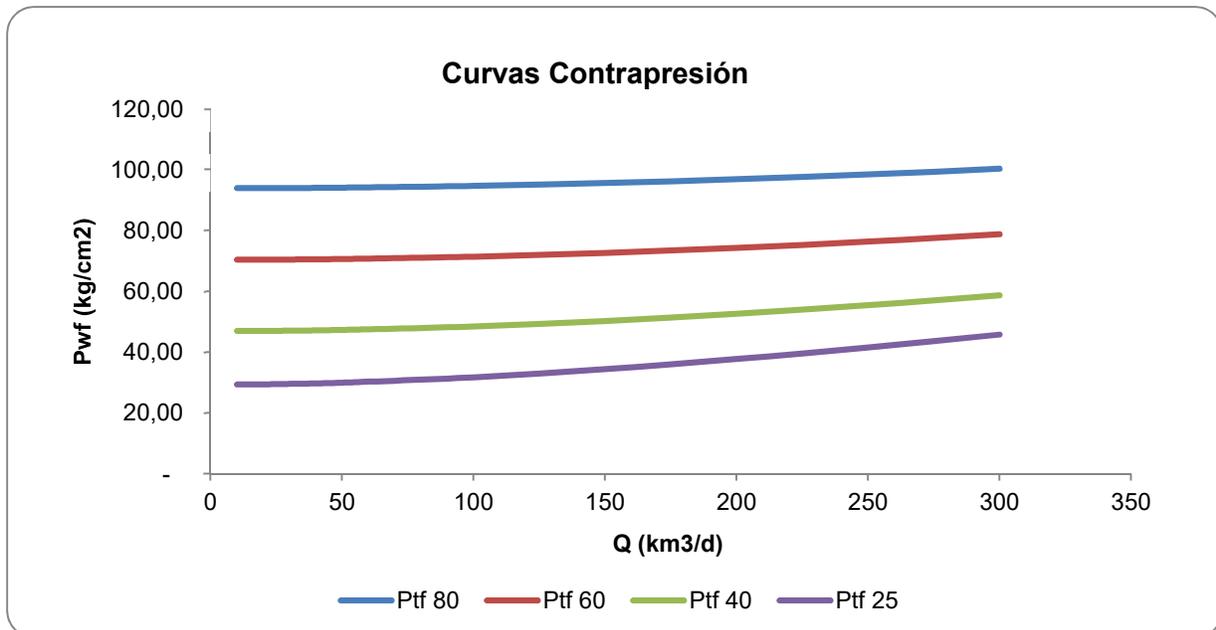


Figura 5

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

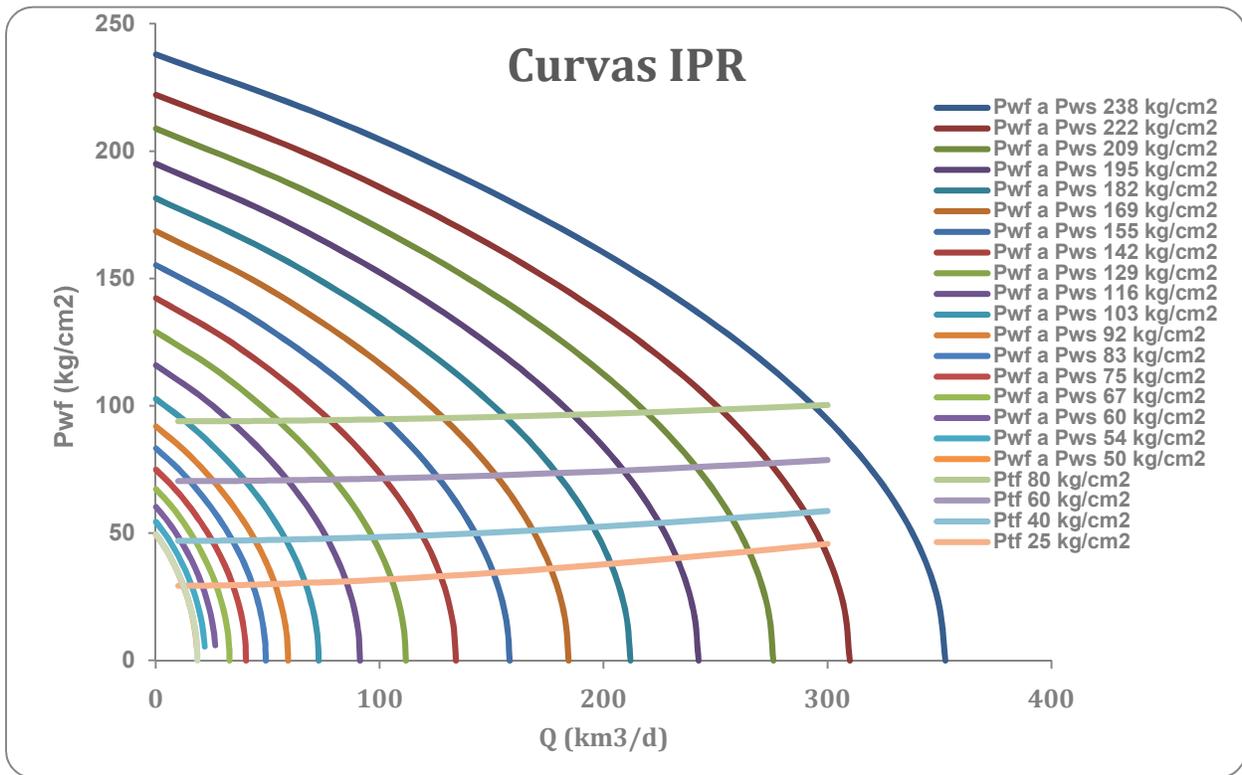


Figura 6

Año	Pws (Kg/cm ²)	Ptf (Kg/cm ²)	Q Pozo Tipo (Km ³ /d)
2019	238	80	300
2020	222	80	263
2021	209	80	234
2022	195	80	187
2023	182	80	162
2024	169	60	156
2025	155	60	134
2026	142	60	104
2027	129	40	97
2028	116	40	80
2029	103	40	62
2030	92	25	55
2031	83	25	45
2032	75	25	38
2033	67	25	31
2034	60	25	25
2035	54	25	20

Tabla 4

III. Análisis de Mercado

El mercado de gas natural en Argentina se está observando un cambio de tendencia y recuperación de la producción gracias a incentivos a la exploración y explotación de nuevas perforaciones de gas, tanto convencional como no convencional, y asimismo aceleración de pozos existentes.

Producción y Reservas de Gas Natural

La producción de los últimos 3 años muestra como se ha logrado generar un significativo aumento de su producción, luego de varios años consecutivos de caídas (entre 2007 y 2013).

En el grafico siguiente, vemos los volúmenes en Mm3/día por Cuenca y podemos observar cómo se revirtió la tendencia decreciente a partir del 2014.

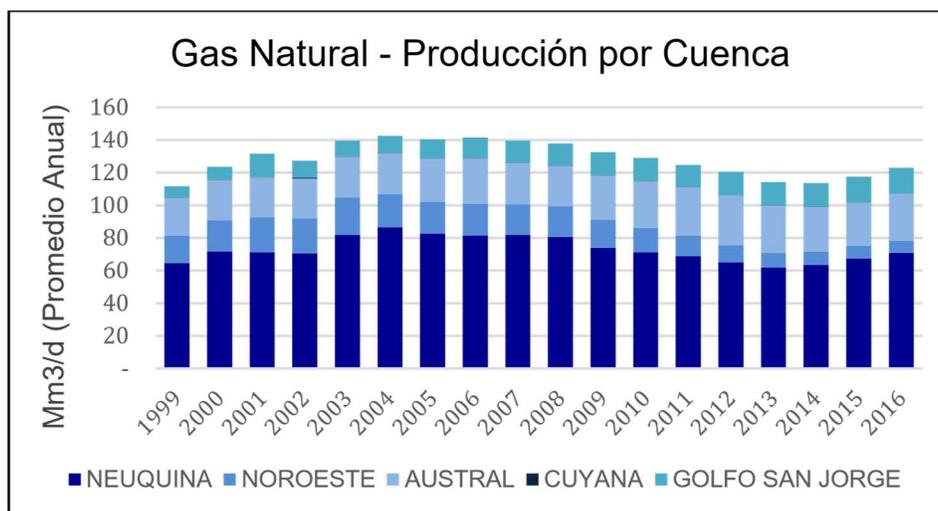


Figura 7: Gas Natural – Producción por Cuenca
Fuente: MINEM

La cuenca que ha producido el incremento en la oferta de gas natural en los últimos 3 años es la cuenca Neuquina, luego de consecutivas reducciones en su producción. Esta tendencia decreciente se revirtió completamente, creciendo casi 3 MMm3/día en promedio por año para el período 2013-2016.

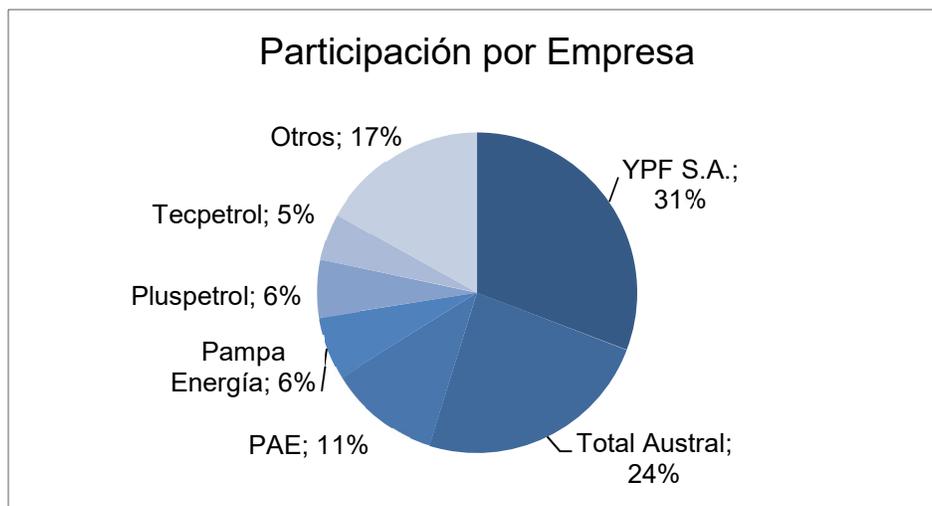


Figura 8: Participación por Empresa
Fuente: MINEM

Como se puede observar en el Gráfico anterior, existe una concentración muy importante dentro de la producción por Operadores, si bien hay varias empresas productoras dentro del mercado. El 66% del total de gas producido en Argentina está concentrado en YPF, Total y PAE, seguidos por Pampa Energía con el 6%, Pluspetrol y Tecpetrol con el 6% y 5% respectivamente.

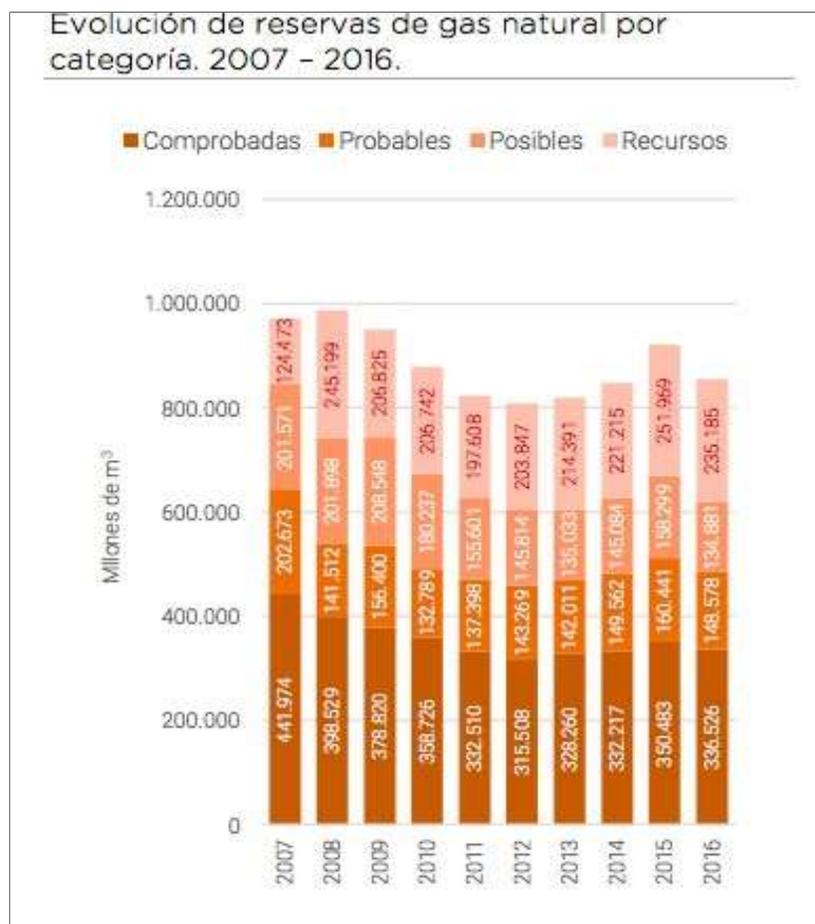


Figura 9: Reservas de Gas Natural por Categoría

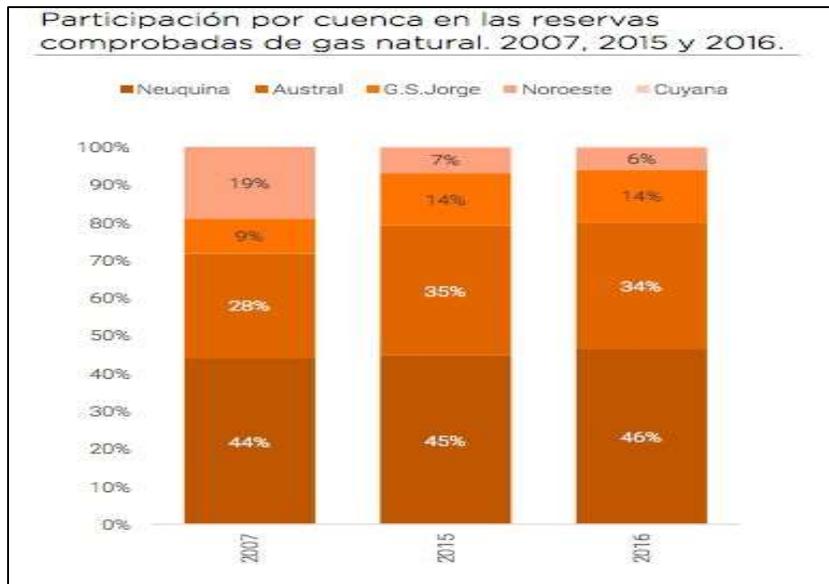


Figura 10: Reservas de Gas Natural por Cuenca
Fuente: ENARGAS

Continuando con el análisis de la oferta, la caída en la producción fue acompañada de una caída en las reservas de gas natural. Ello representa que no solo se produjo cada año menos gas natural en nuestro país, sino que tampoco se invirtió lo suficiente como para mantener las reservas estables o incrementándose. Es de destacar también, que la incorporación de los recursos no convencionales también fue determinante en este cambio de tendencia registrado.

Importaciones

Resulta esencial mencionar la evolución de las importaciones de gas de Bolivia y las de Gas Natural Licuado (GNL), los cuales han sido los motores de sustitución de la caída de producción local de gas natural y han compensado parcialmente las necesidades de la demanda del sector.



Figura 11: Importación de GNL
Fuente: <http://www.dyrenergia.com/>

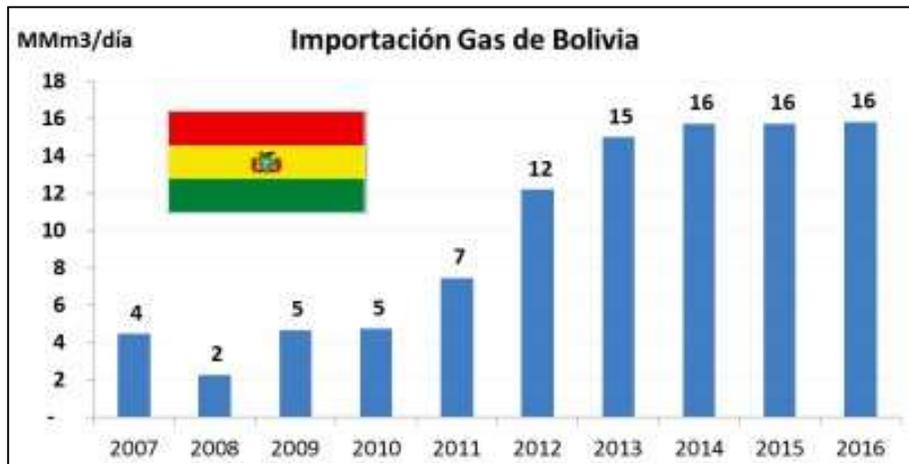


Figura 12: Importación de Gas de Bolivia

Fuente: <http://www.dyrenergia.com/>

Se observa en las figuras previas, que la importación Bolivia y de GNL retrocede ligeramente luego de 6 años de crecimiento a ritmo exponencial.

Las menores importaciones responden a varios motivos, entre los cuales destacamos: ○

○ Mayor producción nacional de gas natural.

○ Imposibilidad logística de Escobar de incrementar volúmenes en el invierno. ○

○ Cuidado intensivo de las reservas monetarias.

○ Problemas en la producción de Bolivia, particularmente en 2016 que se esperaba un incremento en la importación. ○ Se suman las importaciones de Chile en el 2016 (A través de los gasoductos Gas Andes y Norandino se importó cerca un promedio de 1 MMm3/día).

Teniendo en cuenta la imposibilidad logística de tener mayores niveles de GNL en el periodo de mayor necesidad, y las perspectivas de crecimiento de gas natural nacional para los próximos años, creemos que las importaciones de GNL se mantendrán sin incrementos significativos en el corto plazo.

Reservorios no convencionales en Neuquén: Tight y Shale Gas

En la cuenca Neuquina se están volcando los mayores esfuerzos para la producción de gas no convencional. La producción en los reservorios de tight y shale viene creciendo significativamente en los últimos años.

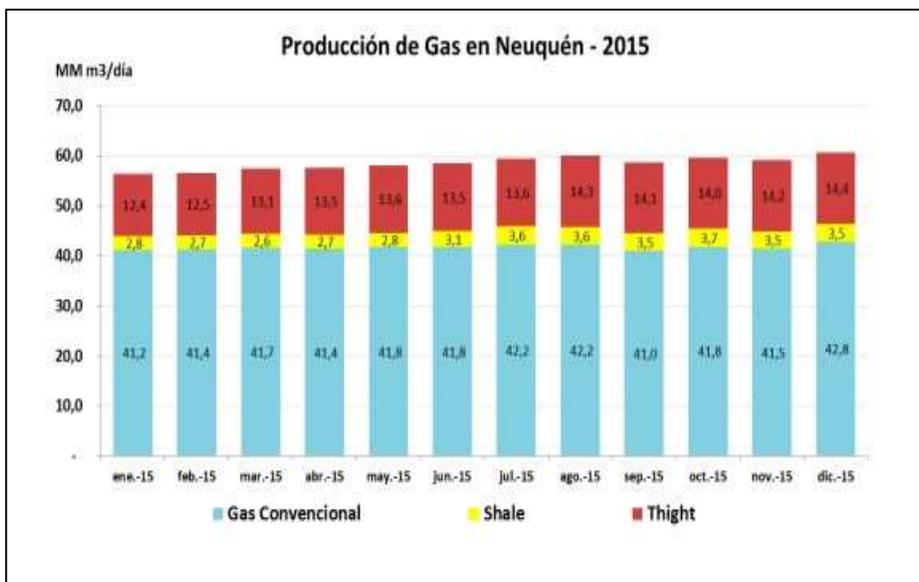


Figura 13: Producción de Gas en Neuquén por tipo de Recurso

Fuente: <http://www.dyrenergia.com/>

La producción de gas en la provincia del Neuquén alcanzó los 60 MMm3/día en diciembre de 2015. Considerando el volumen anual producido, el 70% corresponde a los reservorios convencionales, el 24% al caudal producido de reservorios de arenas compactas, mientras que los reservorios shale representan el 6%.

El desarrollo de los reservorios no convencionales en la provincia a partir de 2006 contribuyó a la atenuación de la declinación anual en la producción de gas de reservorios convencionales.

Transporte y Distribución de Gas



Figura 14: Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural
Fuente: ENARGAS

Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS) son las compañías responsables del sistema de transporte en Argentina que conduce el gas desde el yacimiento hasta los centros urbanos percibiendo una tarifa por sus servicios.

Cuadro IV-4.a / Total gas inyectado (MM m³/día de 9300 Kcal.)

GAS INYECTADO	1993	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2016 % s/total	VARIACIÓN 1993-2016	
									MM m ³ /día	%
A) POR TRANSPORTISTA										
TGS ⁽¹⁾	41,357	70,610	71,559	70,850	74,096	77,071	80,254	60,1	38,9	94,1
TGN	20,794	44,483	46,140	48,440	48,418	49,041	49,846	37,3	29,1	139,7
Subtotal	62,151	115,093	117,698	119,290	122,514	126,112	130,100	97,5	67,9	108,3
B) POR CUENCA ⁽²⁾										
Neuquina	37,049	53,359	49,879	47,888	52,976	58,216	62,760	47,0	25,7	69,4
Austral	14,594	32,322	33,825	32,314	30,994	30,569	32,349	24,2	17,8	121,7
Noroeste	10,508	18,171	21,470	22,565	22,338	22,157	21,732	16,3	11,2	106,8
Otros Orígenes	-	11,241	12,524	16,524	16,206	15,170	13,259	9,9	13,3	n.a.
Subtotal	62,151	115,093	117,698	119,290	122,514	126,112	130,100	97,5	67,9	108,3
Gasoductos de Distribución	2,119	2,098	2,704	3,010	3,301	3,428	3,385	2,5	1,3	59,7
TOTAL SISTEMA	64,270	117,191	120,402	122,301	125,815	129,540	133,485	100,0	69,2	107,7

(1) Incluye gas de otros orígenes.

(2) Gas inyectado al sistema de transporte. Incluye gas con destino a exportación.

Figura 15: Total Gas Inyectado por Transportadora y Cuenca
Fuente: ENARGAS

Como se puede observar en la Figura 12, dicho sistema se conforma de cinco gasoductos troncales, de los cuales tres son operados por TGN (Gasoducto Norte y Gasoducto Centro-Oeste), y dos operados por TGS (Gasoductos Neuba I, Neuba II y General San Martín). Estos últimos tres gasoductos convergen en Bahía Blanca, donde se encuentra la planta de procesamiento de gas y recuperación de líquidos, llamada Complejo General Cerri. En dicha planta se extrae del gas natural: etano, propano, butano y gasolina natural.

Cuadro IV-2.c / Gas entregado por área de licencia y tipo de servicio. (MM m³/día de 9300 Kcal.)

ÁREA DE LICENCIA	RESIDENCIAL	GRANDES USUARIOS				TOTAL
		SG-P	+ SG 6 ^{III}	GNC	SDB	
METROGAS	5,634	1,287	12,045	1,424	0,007	20,398
GAS NATURAL BAN ^{III}	4,858	0,983	5,084	1,536	0,065	12,526
LITORAL GAS	2,038	0,478	13,072	0,763	0,386	16,738
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO	2,003	0,415	3,758	1,208	0,235	7,619
GASNOR	0,882	0,391	9,799	0,804	0,014	11,889
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA	2,060	0,414	3,434	0,766	0,194	6,868
CAMUZZI GAS PAMPEANA	5,117	1,066	14,658	0,953	1,125	22,920
CAMUZZI GAS DEL SUR	6,781	1,493	13,197	0,150	0,672	22,294
GAS NEA	0,267	0,131	0,329	0,139	0,289	1,154
TOTAL	29,840	6,659	75,376	7,744	2,987	122,406

(1) Incluye Grandes Usuarios de Distribuidores (servicios ID, IT, FD, FT y by pass comerciales); Usuarios Gral. G; Usuarios directos de las Transportistas (by pass físicos); gas de proceso (RTP Cerni) y consumo de centrales eléctricas en boca de pozo (off system).
 (2) Los datos de Gas Natural Ban S.A. correspondientes al período mayo-diciembre 2016 son provisionarios.

Figura 16: Gas Natural entregado por área de licencia y tipo de servicio.
 Fuente: ENARGAS

La distribución está a cargo de nueve firmas repartidas por áreas geográficas (tal como se observa en la Figura 12), cuyo objetivo principal es hacer llegar el combustible hasta el consumidor final, ya sea doméstico, comercial, industrial, GNC o centrales eléctricas.

Se pueden identificar distintos segmentos de clientes finales, como muestra la Figura 14. Estos son los consumos residenciales (destinados a satisfacer las necesidades de alimentación, agua caliente y calefacción), consumos comerciales (destinados a la atención al público, como ser bares, restaurantes, clubes, centros comerciales, hospitales, etcétera), consumos industriales (destinados a la elaboración de productos manufacturados), consumo para generación de energía eléctrica y consumo vehicular (GNC).

Demanda

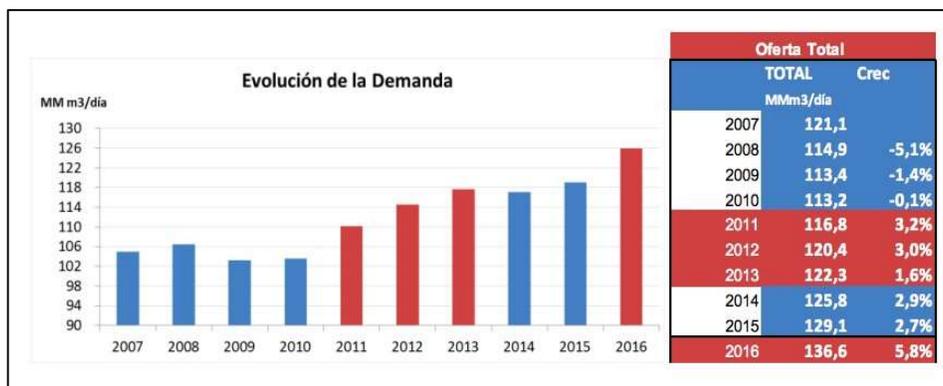


Figura 17: Evolución de la Demanda y Oferta Total – Período 2007 a 2016

Fuente: <http://www.dyrenergia.com>

La demanda de gas natural ha tenido un comportamiento atípico por las templadas temperaturas del invierno 2014 y 2015, el cual produjo una fuerte baja en el requerimiento

de la demanda prioritaria. Este fenómeno permitió al sector de generación y al sector industrial contar con mayor disponibilidad de producto durante la etapa de restricciones. En contraposición, en 2016 se han registrado temperaturas por debajo de la media para el período invernal, produciendo un fuerte aumento en los consumos residenciales, pero con mayor disponibilidad de gas total.

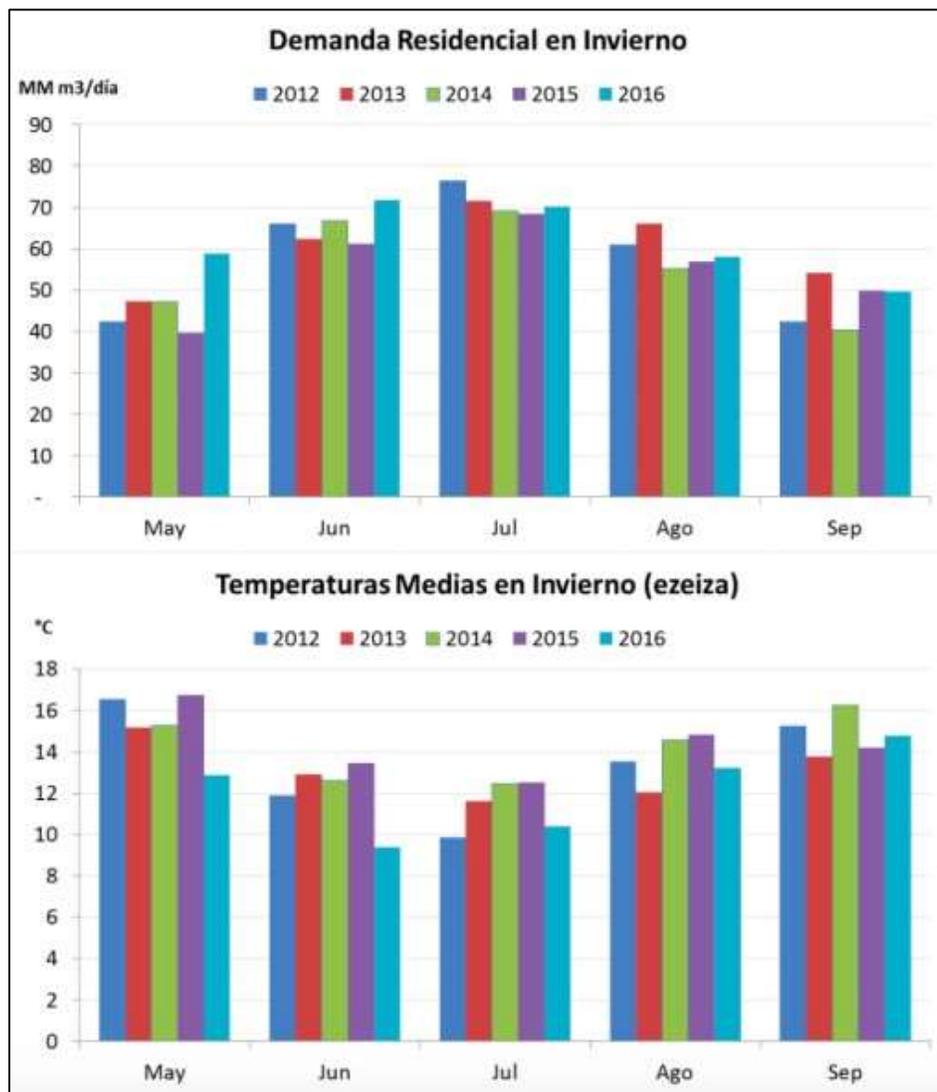


Figura 18: Consumo Residencial en Invierno y Temperaturas Medias en Invierno
 Fuente: <http://www.dyrenergia.com/>

Existe una marcada estacionalidad en la demanda de gas, lógicamente asociada a un mayor consumo del segmento residencial durante el invierno. Para satisfacer los picos de consumo residencial en invierno, se restringen parcialmente los consumos de gas de las Industrias, y gran parte de las centrales de generación eléctrica son despachadas con combustibles alternativos, además se inyectan mayores cantidades de LNG.

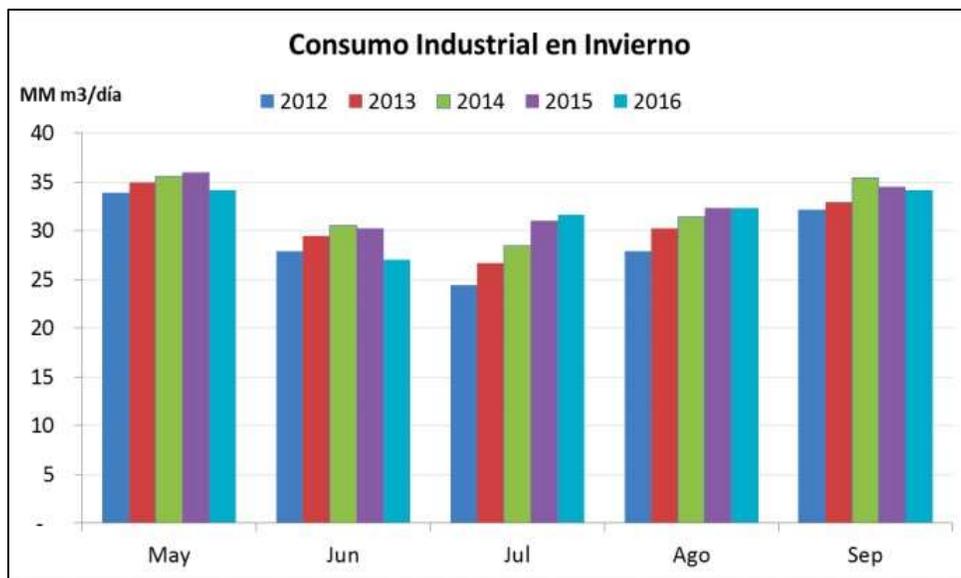


Figura 19: Consumo Industrial en invierno
Fuente: <http://www.dyrenergia.com/>

IV. Resumen del Marco Institucional y Legal

Las interacciones que se desarrollan en una actividad requieren de normas que regulen el comportamiento de los sujetos intervinientes. En un estudio de prefactibilidad de un proyecto se debe asignar especial importancia al análisis y conocimiento del cuerpo normativo que regirá la puesta en marcha y desarrollo del mismo.

Para establecer el Marco Institucional y Legal de los Hidrocarburos en Argentina, se identificaron a nivel nacional las normas constitucionales, leyes y disposiciones que rigen el funcionamiento de esta industria para cada etapa.

Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Los recursos naturales pertenecen en términos de propiedad a la Nación o a las provincias según el territorio en que se encuentren, acorde a la establecido en el artículo 124 de la Constitución Nacional de 1994. En enero de 2007, la Ley N° 26.197 restituye a las provincias los yacimientos de hidrocarburos hasta ese momento en Jurisdicción de la Nación, dicha ley reglamenta a la Constitución Nacional.

La ley 17.319 de 1967 regula las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo y gas, y ha sufrido sucesivas modificaciones en normativas posteriores, especialmente a través de la Ley 27.007 de octubre de 2014 que estableció normas precisas y unificadas para licitaciones en materia de hidrocarburos convencionales, no convencionales y en las zonas off-shore.

Esta ley fija nuevos plazos para las concesiones según el tipo de explotación: 25 años para los yacimientos convencionales, 35 para los no convencionales y 30 para los denominados desarrollos off-shore en la plataforma marítima argentina, otorgando potestad a las provincias para prorrogar por 10 años a aquellas firmas que cumplan con

el plan estratégico de inversiones. Establece además un beneficio fiscal del 20% para los emprendimientos off-shore donde los pozos se ubiquen a una distancia menor a los 90m de la superficie y para áreas ubicadas más allá de dicha distancia, el beneficio podrá llegar al 60%.

También contempla la eliminación del acarreo (participación de empresas provinciales sin inversión) como mecanismo de concesión de áreas. Las adjudicaciones continúan siendo mediante concursos, pero la Nación y las Provincias acordarán pliegos modelos para lograr uniformidad en todas las jurisdicciones. Por último, determina que los derechos de los actuales concesionarios no se verán afectados por las reformas. Para las actividades de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, las provincias se encuentran facultadas para conceder permisos de exploración y concesiones de explotación. Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben poseer solvencia financiera y capacidad técnica adecuada para realizar las tareas inherentes a tales derechos.

El plazo de vigencia de los permisos de exploración podrá ser de hasta 11 años (dos períodos 3 años, más una prórroga 5 años) y 13 años para la exploración de objetivos no convencionales (dos períodos 4 años, más una prórroga 5 años)

Si el titular de un permiso de exploración hallare cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, podrá solicitar una concesión de explotación, la que confiere el derecho exclusivo a extraer hidrocarburos en el área cubierta por aquélla. El titular de una concesión de explotación debe solicitar el otorgamiento de una concesión de transporte si el ducto que transporta su producción excede los límites de los lotes que integran la concesión de explotación.

Respecto a Regalías, la Ley N° 17.319 determina que los titulares de concesiones de explotación deben pagar a la provincia 12% y un adicional del 3%, si el plazo se extiende, sobre el valor de boca de pozo de la producción del petróleo crudo y los volúmenes de gas natural extraídos. Este concepto se contabiliza como costo de producción. Y de acuerdo a la Ley de hidrocarburos, cualquier hidrocarburo producido por el titular de un permiso de exploración antes de otorgada la concesión de explotación, debe pagar un 15% por regalías.

La Ley N° 27.007 por otra parte, mantiene el mismo porcentaje de regalías, y las define como el único mecanismo de percepción de renta petrolera. El concesionario de Explotación, tanto por el petróleo como por el Gas Natural pagará un 12% del valor de los respectivos hidrocarburos (el valor es en Boca de Pozo, menos el flete que corresponda y lo declara el permisionario o concesionario).

Existe también un canon anual de superficie, a pagar por los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación, que se calcula en base a la cantidad de km² de cada área y varía en caso de ser exploración o explotación.

El artículo 2 del Decreto 1454 de 2007, fija el valor del canon hidrocarburífero (que pagará anualmente y por adelantado el concesionario al Estado Nacional o a la jurisdicción que corresponda) en \$3447.87 por cada km² o fracción abarcada por el área.

Esta establecido también que las concesiones y los permisos caducan luego de tres meses de atraso en el pago de canon o regalías.

Finalmente, la Ley N° 27.007 fija un máximo del 3% a los Ingresos Brutos y limita el Impuesto a los Sellos, evitando gravar a la inversión.

Las ganancias netas de los titulares de permisos o concesiones están sujetos al régimen tributario general de 35% de impuesto a las ganancias.

Transporte y Distribución de Gas

Las operaciones de tratamiento, transporte y distribución de gas natural son controladas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). El marco regulatorio correspondiente se describe a continuación.

La Ley N° 26.197 establece que las concesiones de transporte de hidrocarburos ubicadas dentro de territorio de una sola provincia, son adjudicadas a la misma y en su condición de autoridad concedente, actuará como contraparte en los permisos de exploración de hidrocarburos, concesiones de explotación y de transporte con poder para ejercer la supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidas, exigir el cumplimiento de las obligaciones legales y/o contractuales que correspondan en relación con inversiones, explotación racional, información y pago del canon anual y las regalías, y por último determinar la duración de las concesiones o permisos conforme los términos legales y/o contractuales.

En la Ley N° 17.319 define la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, que habilita al concesionario de explotación a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, con la condición de cumplir con todas las normativas que reglamentan cada actividad. Este concepto es reforzado por la normativa sancionada en 1989 como consecuencia de la Ley N° 23.696 (de Reforma del Estado), y los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89.

Las etapas de transporte y distribución del gas natural están contempladas en la Ley N° 24.076 de 1992 bajo régimen de servicio público, encontrándose las licenciatarias reguladas y condicionadas por entes de control.

La Ley N° 26.197 de 2007 establece que el estado retiene la facultad de otorgar concesiones de transporte cuando estén ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y cuando tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos.

Calidad del Gas

Para inyectar el gas natural a un gasoducto se deben cumplir con las especificaciones de calidad. La norma vigente que dicta estas especificaciones es la Resolución ENRG 259/08 y el ente encargado de regular este asunto es el ENARGAS.

Especificaciones de Calidad del Gas Natural	Requisitos Básicos	Método de Control
Vapor de agua (H ₂ O)	65 mg/m ³	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,0 % molar(*)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Total de Inertes	4,0 % molar(**)	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAP A 6852
Oxígeno (O ₂)	0,2 % molar	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre Entero	15 mg/m ³	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Hidrocarburos condensables (HC)	- 4°C a 5.500 kPa abs	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calórico superior (PCS)	Mín 8.850 Máx 10.200 kcal/m ³	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Temperatura	50°C	Medición "in situ"
Partículas sólidas y líquidas	Ver Anexo I pto. 10	Análisis citados en Pto. 10
Índice de Wobbe (PCS/δ ^{1/2}) (1)	Mín 11.300; Máx 12.470	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854

Figura 20: Especificaciones del Gas Natural

- Condiciones de referencia son 15°C y 101.325 kPa abs.
- Especificación incluida para el producto suministrado a los consumidores.
- (*) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2.5% molar.
- (**) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del Transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4.5% molar.

Gas Licuado de Petróleo

La producción y comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) está normalizada por la Ley 26.020 de 2005 y el Decreto N° 297/2005.

Para poder producir GLP en Argentina hay que estar inscripto en el Registro de la Industria de GLP, normativa dictada por la Resolución 800/2004 de la Secretaría de Energía. Además, hay que cumplir con una serie de disposiciones legales informando mensualmente la producción, las compras y las ventas de producto.

Leyes de Emergencia

Mediante la Ley de Emergencia Económica de 2002 se afectaron todas las operaciones como consecuencia del Default de Argentina en ese mismo año. Las restricciones más importantes estaban en la disponibilidad de divisas, los pagos al exterior, la incorporación de gravámenes a las exportaciones (crudo, líquidos, gas), la pesificación de contratos de compraventa de producción y el congelamiento de tarifas de distribución.

Durante el periodo de 2002 al 2005, la Emergencia de Abastecimiento impactó en la libre disponibilidad de la producción. Se establecieron restricciones a la exportación de crudo, líquidos y de gas natural. Se inició el redireccionamiento de la producción de gas natural y se desarrollaron acuerdos varios entre el Gobierno y Empresas.

La Ley N° 26.741 de 2012 declaró de interés público nacional el logro del autoabastecimiento hidrocarburífero, creó el Consejo Federal de Hidrocarburos y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación de 51% del patrimonio de YPF S.A. y de Repsol YPF Gas S.A.

La Resolución SE 599/2007 determinó la homologación de la propuesta para el acuerdo con productores de gas natural 2007- 2011 con el objetivo de satisfacer la demanda doméstica, resolviendo además la baja todos los contratos de exportación de gas natural.

La Resolución ENRG 1410 definió el procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas y procedimientos para la Administración del despacho de gas natural (Modificaciones al Reglamento Interno de los Centros de Despacho Res. ENARGAS 716/1998). Dicha resolución estableció el mecanismo para el redireccionamiento de gas natural de los productores para el abastecimiento del Mercado interno.

Programas de Estímulo a la Producción

Mediante la Resolución 74/2016 del Ministerio de Energía y Minería se creó Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural.

El Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural tiene una vigencia al 31/12/2018. El precio estímulo continúa siendo de 7.50 U\$/MMBtu a no ser que el precio transado sea mayor.

Mediante la misma resolución se dejó sin efecto el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección ya que nunca se reglamentó y se estableció que no se pueden presentar nuevos proyectos de Gas Plus (pero se mantienen los que ya están firmados).

La concesión de explotación deberá haberse entregado antes de la vigencia de la Resolución 1/2013. Las moléculas de gas deberán provenir de yacimientos "Tight" o "Shale" o de empresas que no estén anotadas como petroleras (Nuevos Jugadores) y además que no sean beneficiarios programa PEIE I y PEIE II.

A través de la Resolución 419/17 del Ministerio de Energía y Minería, se impulsó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios no Convencionales que comenzará en 2018 y finalizará en 2021, un horizonte de cuatro años para las empresas con proyectos en la cuenca neuquina. Como una continuación del Plan Gas que vence a fin de año, se decidió mantener un "precio incentivo" del gas que comenzará en un mínimo de 7.50 U\$/MMBtu y bajará 50 centavos de dólar cada año para llegar a los 6 U\$/MMBtu en 2021.

V. Previsión de Producción de Gas y Condensado

Se plantea un esquema de producción que permita tener la mayor cantidad de ventas posibles en los primeros años de manera tal que esos flujos no sean castigados por la tasa de descuento del proyecto. Al mismo tiempo se busca un equilibrio en cuanto a las instalaciones de superficie para evitar tener sobredimensionamientos.

El plan de perforación tiene un total de 58 pozos productores según el siguiente detalle:

- 4 pozos productores existentes
- 54 pozos productores a perforar

A su vez, se prevén 7 pozos estériles, de los cuales 1 es existente y los otros 6 surgen de las perforaciones posteriores.

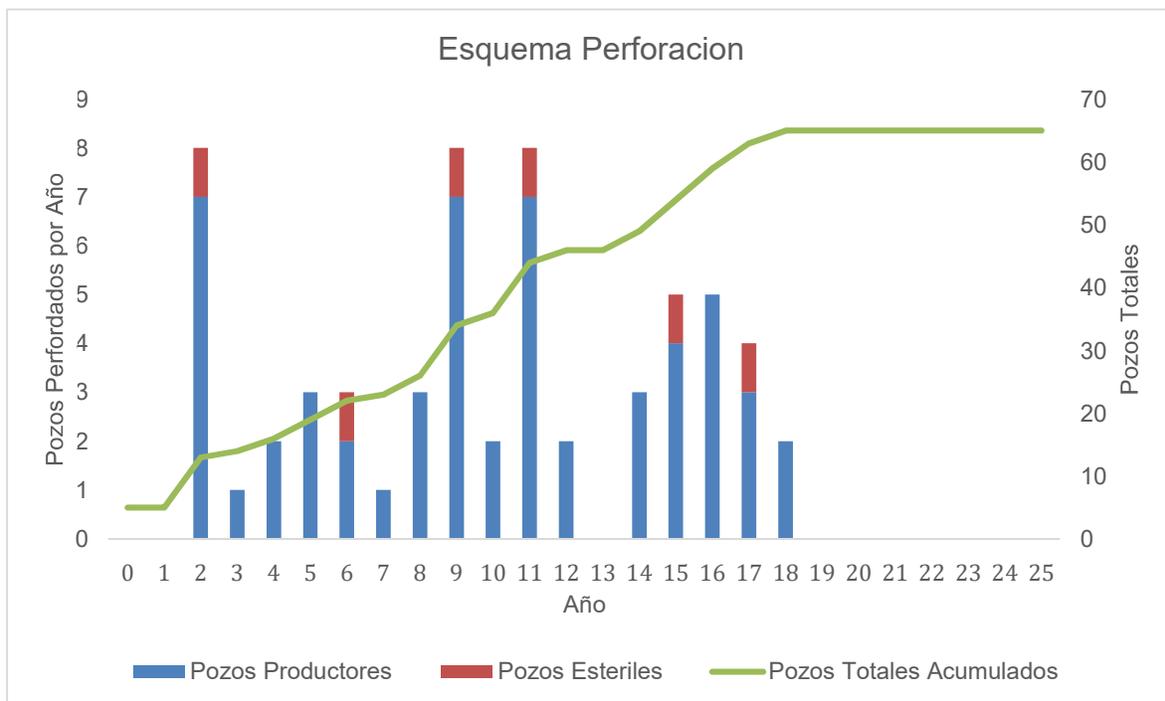


Figura 21

El siguiente gráfico muestra el caudal de producción por pozo y el total de los pozos año a año. La tabla muestra su respectivo condensado en cada año.

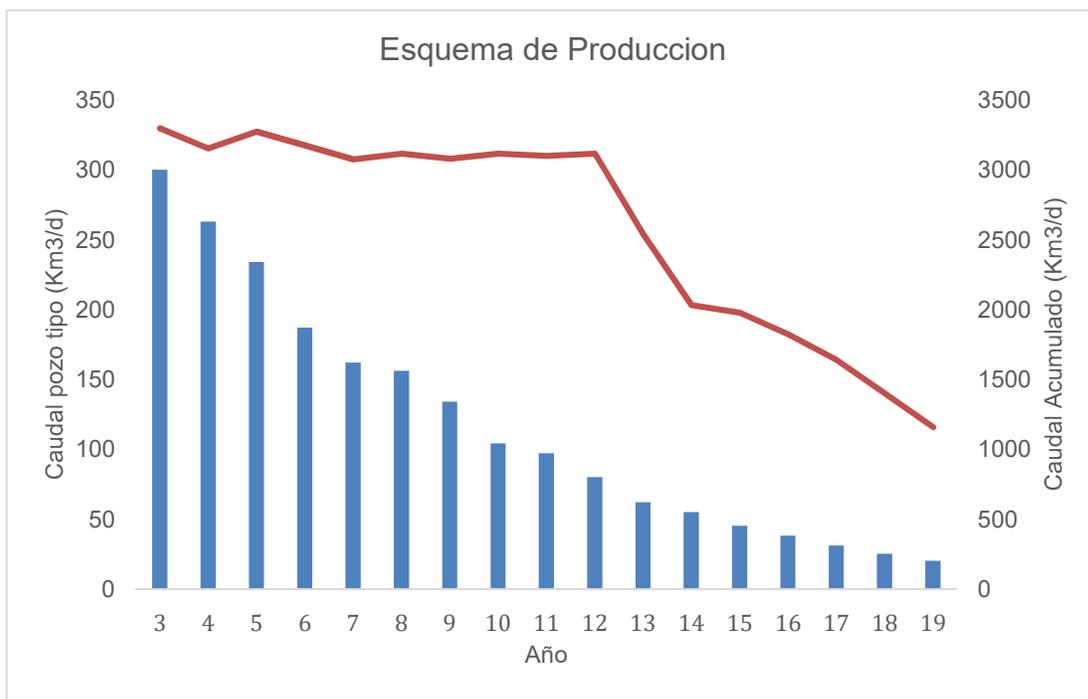


Figura 22

En la siguiente tabla se resumen los volúmenes de producción, el volumen de RTP, el volumen de gas combustible y el gas vendido, todos en 9300 kcal/m³

Año	GP Diario (Km ³ /d)	HC Liq. Condensado (Km ³ /d)	Ret. Planta Trat. (Km ³ /d)	Gas Comb. (Km ³ /d)	Ventas (km ³ /d)
2019	3.353	0,14	166	69,4	3.113
2020	3.207	0,14	166	67,2	2.972
2021	3.328	0,14	166	69,0	3.090
2022	3.230	0,14	166	67,6	2.994
2023	3.127	0,13	166	66,0	2.895
2024	3.170	0,14	166	69,0	2.934
2025	3.131	0,13	166	68,4	2.896
2026	3.170	0,14	166	69,0	2.934
2027	3.154	0,13	166	72,4	2.915
2028	3.170	0,14	166	72,7	2.930
2029	2.583	0,11	138	52,0	2.393
2030	2.068	0,09	110	48,5	1.909
2031	2.012	0,09	107	47,6	1.857
2032	1.853	0,08	99	45,3	1.709
2033	1.669	0,07	89	42,5	1.538
2034	1.422	0,06	76	38,8	1.308
2035	1.179	0,05	63	35,1	1.081

Tabla 5

VI. Obras de Captación

El sistema de captación está conformado por cañerías de 3 pulgadas que reciben el gas de los pozos y que convergen en siete diferentes baterías. El gas natural es recibido en un manifold, donde hay un separador bifásico que separa el gas y condensado. Cada manifold puede recibir hasta un máximo de 10 pozos. En cada batería hay un Separador General (puede ser de control) y Separador de Control.

El condensado se transporta hasta los tanques de almacenamiento. Por otro lado, el gas natural se transporta por Cañerías Colectoras de 4 pulgadas hasta la planta de tratamiento.

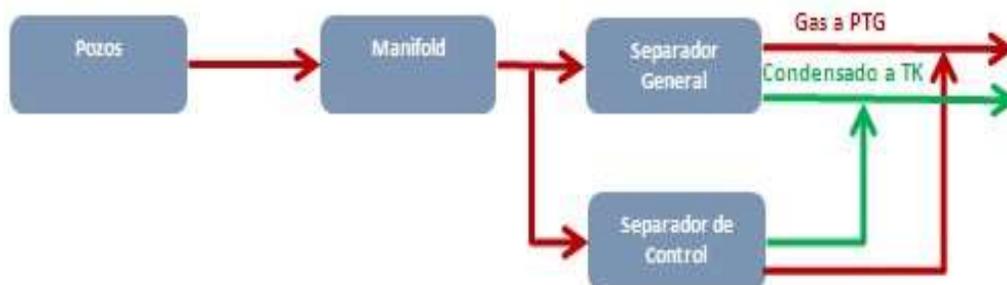


Figura 23

El tendido de cañerías de captación de 3 pulgadas para conectar los 58 pozos productivos del proyecto hasta las siete baterías requiere en total 79,4 km. El tendido de cañerías de colectora de 4 pulgadas para conectar las 7 baterías del proyecto hasta la planta de tratamiento requiere en total 26,1 km. Las primeras baterías en ponerse en producción son la N°1, la N°2, la N°3 y la N°4, las cuales están activas desde el primer día de producción para aprovechar los cuatro pozos descubridores que ya habían sido perforados. A medida que se fueron incorporando pozos productivos, los mismos fueron asignados diferentes baterías, hasta completar un máximo de 9 pozos por batería.

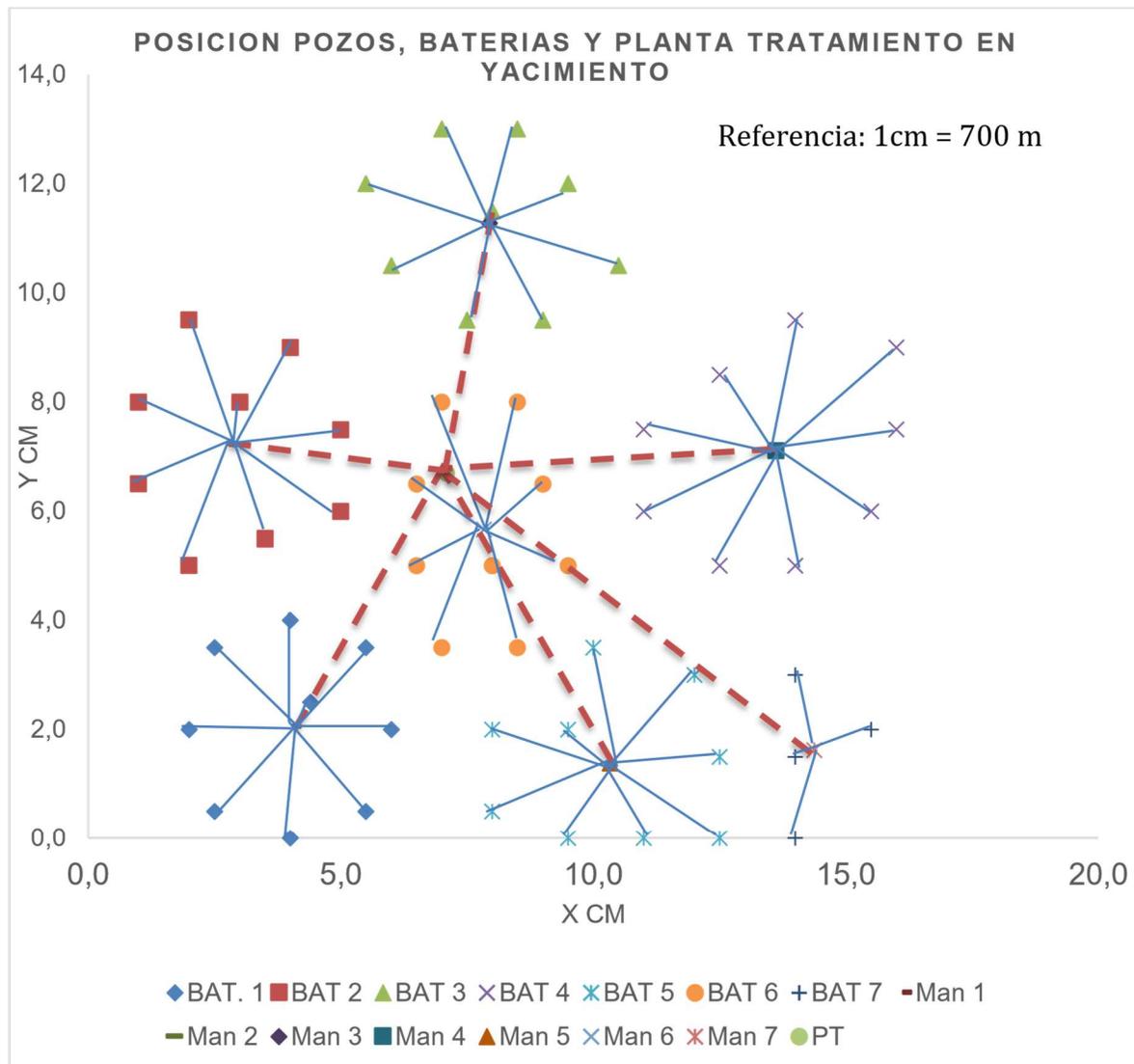


Figura 24

En la siguiente tabla se muestra el cronograma de entrada de producción de los pozos productores por batería.

AÑO	BAT.1	BAT.2	BAT.3	BAT.4	BAT.5	BAT.6	BAT.7	TOTAL
0								
1								
2	3	3	3	2				11
3				1				1
4	1	1						2
5	1		1	1				3
6		1	1					2
7				1				1
8	1	1	1					3
9	2	2	1	2				7
10			1	1				2
11	1	1	1	1	3			7
12					2			2
13								0
14					3			3
15					1	3		4
16						5		5
17						1	2	3
18							2	2
19								
20								
21								
22 23								
24								
25								
TOTAL	9	9	9	9	9	9	4	58

Tabla 6

En base a los caudales de producción de cada pozo y a su esquema de perforación, se han dispuesto las siguientes cantidades de separadores generales por batería:

- Batería 1: 2 separadores de control. Año inversión: 2018
- Batería 2: 2 separadores de control. Año inversión: 2018
- Batería 3: 2 separadores de control. Año inversión: 2018 • Batería 4: 2 separadores de control. Año inversión: 2018 • Batería 5: 2 separadores de control. Año inversión: 2021 • Batería 6: 2 separadores de control. Año inversión: 2027

- Batería 7: 2 separadores de control. Año inversión: 2033

Cada separador de control tendrá una capacidad de 0,5 Mm³/día. En todos los casos se verificó que en ningún momento se superara un caudal de 1,0 Mm³/d, de forma tal que pueda pasar por los dos separadores de control como se muestra en la siguiente tabla.

Año	BAT.1	BAT.2	BAT.3	BAT.4	BAT.5	BAT.6	BAT.7
0							
1							
2	900	900	900	600			
3	789	789	789	789			
4	936	936	702	702			
5	935	748	748	748			
6	810	810	810	648			
7	780	780	780	780			
8	804	804	804	670			
9	832	832	728	728			
10	776	776	776	776			
11	720	720	720	720			
12	558	558	558	558			
13	495	495	495	495			
14	405	405	405	405	72		
15	342	342	342	342	81		
16	279	279	279	279	81		
17	225	225	225	225	81	81	
18	180	180	180	180	81	81	36
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
Promedio	633	622	602	567	79	81	36

Tabla 7

Compresión en Yacimiento

A medida que se extrae el gas natural del reservorio, la presión del mismo va disminuyendo, lo que ocasiona un menor caudal por pozo, para una determinada presión del tubing (PTF). Por lo tanto, a partir de determinados períodos, se decide bajar la

presión de tubing para aumentar los caudales extraídos por pozo, y poder mantener la producción total en niveles estables, acorde al plateau de producción adoptado y los compromisos de ventas asumidos.

Se adoptaron, además, las siguientes premisas:

- La presión de entrada a la planta de tratamiento es de 70 kg/cm²
- La pérdida de carga hasta llegar a la planta es de 10 kg/cm²
- La presión de tubing inicial es de 80 kg/cm²
- Las inversiones correspondientes a cada motocompresor se realizan un año antes al comienzo de funcionamiento de los mismos.

En el siguiente grafico se muestra lo mencionado anteriormente y el cronograma de compresión.

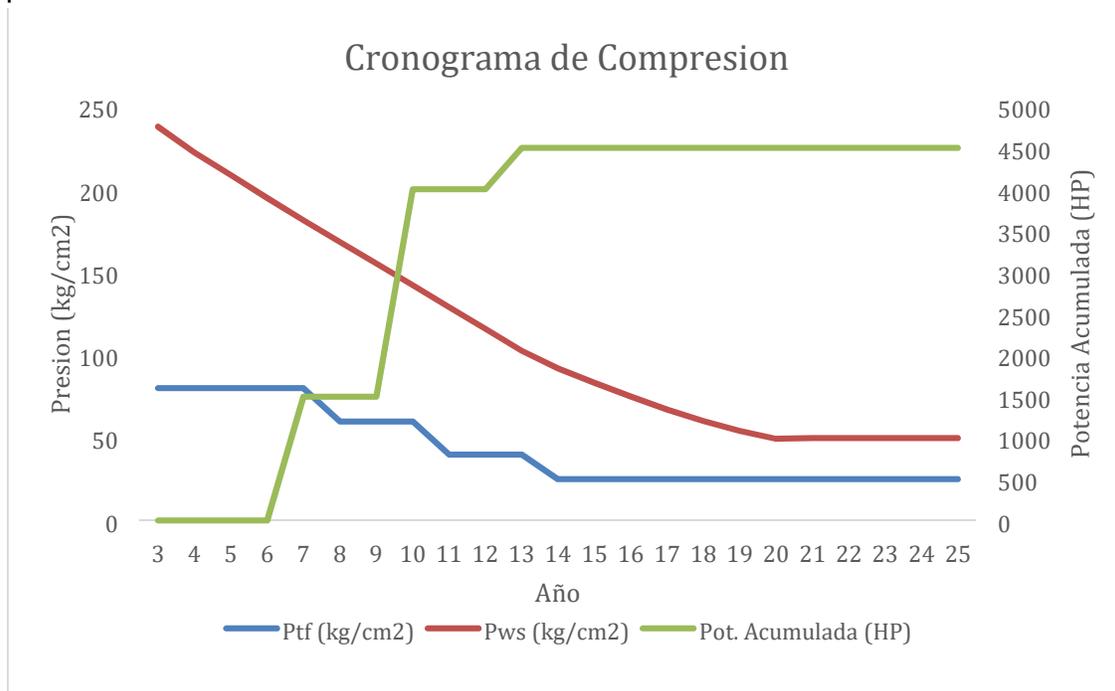


Figura 25

Se ha dispuesto instalar motocompresores de 500 HP de la siguiente manera:

- Año 7: 3 motocompresores. Potencia instalada: 1.500 HP.
- Año 10: 5 motocompresores. Potencia instalada: 2.500 HP. Potencia Total: 4.000 HP.
- Año 13: 1 motocompresor. Potencia instalada: 500 HP. Potencia Total: 4.500 HP.

Para el dimensionamiento de la Potencia de Compresión se utilizó el Cálculo Aproximado, el cual consiste en adoptar un Krc en función de la Relación de compresión. Luego, la potencia requerida es el producto entre el Krc y el Caudal Máximo.

VII. Acondicionamiento y Aprovechamiento de Condensables

Luego de atravesar los separadores, el gas natural se transporta por las cañerías colectoras de 4 pulgadas hasta la planta de acondicionamiento. Debido a que el gas

natural del yacimiento presenta un alto contenido de ácido sulfhídrico (SH₂), del orden de 150 ppm, se decidió instalar una Planta de Endulzamiento.

Si bien el contenido de Dióxido de Carbono se encuentra dentro de los estándares permitidos por el marco regulatorio, esta planta a instalar remueve además del SH₂, un 80% del CO₂. A continuación, se muestra un diagrama de la tecnología seleccionada (absorción con aminas).

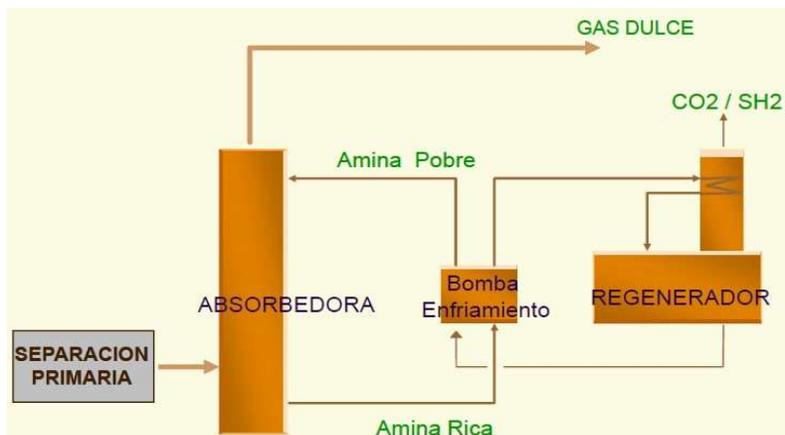


Figura 26

Además, antes de ser inyectado a gasoducto, debe verificarse que el Punto de Rocío de Hidrocarburos cumpla con las especificaciones de calidad. Las alternativas son 1) instalar una planta de acondicionamiento en la cual se extraen una parte de las fracciones licuables del gas, llevándolo a especificación, y 2) instalar una planta de recuperación de GLP, la cual maximiza la extracción de estos productos para ser comercializados por separado del gas.

En este proyecto, se ha decidido instalar una planta de recuperación de GLP. La tecnología seleccionada es la Turboexpansión. A continuación, se muestra un diagrama del proceso seleccionado.

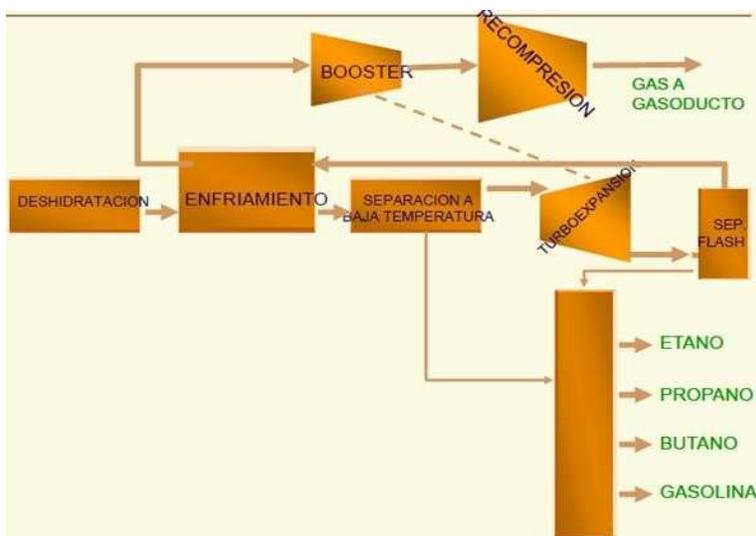


Figura 27

Es importante mencionar que este proceso requiere previa deshidratación para evitar la formación de hidratos por las bajas temperaturas del proceso.

El endulzamiento con aminas hidrata la corriente de gas, por lo que es menester realizarlo con anterioridad al proceso de TBX. Además, previene la formación de nieve carbónica en el proceso de Turboexpansion.

Para seleccionar el tamaño de las plantas se tuvo en cuenta el máximo caudal que podría llegar a producirse a lo largo del proyecto. El pico sería de 3,25 Mm³/d, durante el primer año. Se optó por plantas de 3 Mm³/d de capacidad de procesamiento y el caudal que no pueda procesarse por la limitación de capacidad de la planta, se mezclaría luego con el gas tratado teniendo por ende una mezcla de gas dentro de las especificaciones de calidad.

El rendimiento de recuperación de la Turboexpander, utilizado en este proyecto, se presenta en la siguiente tabla. Puede observarse que el rendimiento de recuperación con esta tecnología es muy elevado. Para las gasolinas es de un 100%, para los butanos es del orden del 99%, y para el propano de un 88%.

Rendimientos	
HC	Recuperación de GLP %
C2	0
C3	88
iC4	98,5
nC4	99,5
iC5	100
nC5	100
C6	100
C7+	100
CO2	80

Tabla 8

Según las cromatografías disponibles, la composición del gas del Yacimiento la Esperanza sería la expresada en la siguiente tabla.

HC	Composición (%Molar)	P. Calorífico (Kcal/m3)
N2	1,7	-
CO2	0,75	-
C1	90,97	9.009
C2	4,47	15.785
C3	1,25	22.444
iC4	0,31	29.005
nC4	0,34	29.098
iC5	0,09	35.685
nC5	0,07	35.757
C6	0,04	42.420
C7+	0,01	49.079
Total	100,000	9.449

Tabla 9

A modo de ejemplo se expone a continuación el cálculo realizado para la extracción de GLP y gasolinas para un año en particular, y posteriormente se resumirá en una tabla los cálculos realizados para todos los años del proyecto.

Se parte de un gas, el cual tiene un Poder Calorífico Superior de 9.449 Kcal/m³ y se toma el primer año de procesamiento que es 3 Mm³/d

Dicho volumen ingresa en primer lugar a la planta de Endulzamiento, donde se extrae SH₂ y CO₂. Luego del proceso de endulzamiento, el gas natural ingresa a la planta de recuperación de GLP. En la tabla siguiente se expone la composición molar del gas ingresante a la planta, y la del gas residual.

HC	Composición (% Molar)	Recuperación (% Molar)	Gas Residual (m3/100m3)	Gas Residual (% molar)	P. Calorífico Superior (Kcal/m3)
N2	1,700	0,00	1,7	1,74	-
CO2	0,750	80,00	0,15	0,15	-
C1	90,970	0,00	90,97	93,36	9.009
C2	4,470	0,00	4,47	4,59	15.785
C3	1,250	88,00	0,15	0,15	22.444
iC4	0,310	99,50	0,00155	0,00	29.005
nC4	0,340	100,00	0	0,00	29.098
iC5	0,090	100,00	0	0,00	35.685
nC5	0,070	100,00	0	0,00	35.757
C6	0,040	100,00	0	0,00	42.420
C7+	0,010	100,00	0	0,00	49.079
Total	100,000		97,44	100,00	9.170

Tabla 10

Con la composición molar y el rendimiento de recuperación, expresados en la tabla anterior, se calculan los Productos extraídos del gas natural.

HC	m3/100m3	Densidad y Relación g/l	propano kg/100 m3	butano kg /100 m3	gasolina l/100m3
CO2	0,600				
C1	0,000				
C2	0,000				
C3	1,100	1,90	2,08879		
iC4	0,308	2,54		0,78	
nC4	0,340	2,55		0,87	
iC5	0,090	194,00			0,4639
nC5	0,070	193,80			0,3612
C6	0,040	166,30			0,2405

C7+	0,010	140,60			0,0711
Total	2,558		2,08879	1,65	1,1368

Tabla 11

Luego, se obtiene el cálculo final con las producciones de líquidos del gas natural obtenidas y el Poder Calorífico Superior del gas residual. En la siguiente tabla puede observarse que para el ejemplo de un procesamiento de 3.000.000 m³/d (equivalente a 3.048.144 m³ a 9300kcal), se tiene un RTP de 165.906 m³ de 9300 kcal, lo que equivale a un 5,4%. La producción obtenida para este caudal es de 62,7 TN diarias de propano, 49,5 TN diarias de butano, y 34,1 m³/d de gasolina.

Producto	Unidad	Cantidad	pcs kcal/m ³	vol eq m ³ /9300 kcal
gas rico	sm ³ /d	3.000.000	9.449	3.048.144
Gas residual	sm ³ /d	2.923.247	9.170	2.882.238
propano	kg/d	62.664	12.034	81.088
butano	kg/d	49.481	11.823	62.904
gasolina	l/d	34.103	6.846	25.105
			RTP	165.906

Tabla 12

Este cálculo se replica para todos los años, teniendo en cuenta los caudales a procesar, y obteniendo por ende la proyección de la producción de GLP y Gasolina a lo largo del proyecto:

Año	Gas Rico (Km ³ /d)	Gas Residual (Km ³ /d)	Propano (Ton/d)	Butano (Ton/d)	Gasolina (m ³ /d)	RTP (Km ³ /d)	%RTP
2019	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2020	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2021	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2022	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2023	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2024	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2025	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2026	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2027	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2028	3048	2882	63	49	34	166	5,4%
2029	2538	2400	52	41	28	138	5,4%
2030	2026	1916	42	33	23	110	5,4%
2031	1971	1864	41	32	22	107	5,4%
2032	1815	1716	37	29	20	99	5,4%

2033	1634	1545	34	27	18	89	5,4%
2034	1391	1315	29	23	16	76	5,4%
2035	1151	1088	24	19	13	63	5,4%

Tabla 13

Se ha dispuesto que el almacenamiento de GLP y condensados y gasolinas sea centralizado en la ubicación del cargadero de camiones. Se instalarán las siguientes unidades:

- 8 tanques de 160 m³ de capacidad de condensados y gasolina. Capacidad total: 1.280 m³.
- 3 tranques de 500 m³ de capacidad de GLP. Capacidad total 1.500 m³ • 1 cargadero de camiones.

VIII. Obras de Transporte

Una vez acondicionado, el gas natural se transportará por un gasoducto de 200 Km de longitud hasta el gasoducto troncal que vincula con NEUBA I, NEUBA II y CentroOeste. A los 100 Km habrá una derivación hacia la Central Termoeléctrica. En ese punto se localizará una planta compresora del gasoducto.

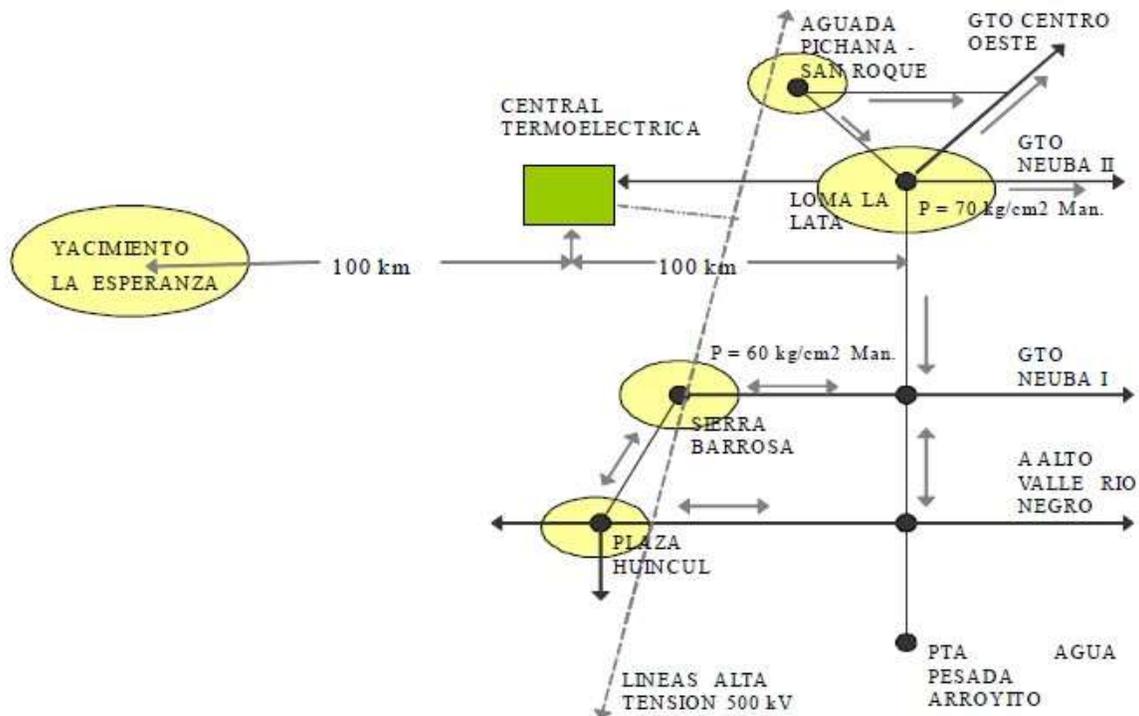


Figura 28

Para dimensionar el diámetro del gasoducto y la compresión necesaria se utilizaron las siguientes premisas:

- El gasoducto se debe operar con una MAPO de 95 kg/cm².
- La presión mínima requerida para la entrada al Gasoducto Troncal es de 70 kg/cm².

- La presión mínima requerida para la entrada a la Central Termoeléctrica es de 45 kg/cm².

A continuación, se muestra el cálculo del Diámetro y la potencia requerida.

Años	Tramo	Qmax (Mm ³ /d)	Pentrada (Kg/cm ²)	Psalida (Kg/cm ²)	L (Km)	K(adim)	D(inch)
2019-2028	1	3,13	95	45	100	37,4	12
	2	1,70	85	70	100	35,3	12
2029-2035	1 y 2	2,40	95	70	200	37,4	12

Tabla 14

Años	Compresión (kg/cm ²)	Rc	HP	HP inst
2019-2028	70 a 95	1,36	1844	2500
	45 a 85	1,90	1977	2500
2029-2035	70 a 95	1,36	1443	

Tabla 15

Como se puede observar de las tablas, el gasoducto tendrá un diámetro de 12 pulgadas y contará con 2 compresores de 2.500 HP cada uno. La potencia total por lo tanto será de 5.000 HP. Un compresor se instalará al comienzo del gasoducto y el otro a los 100 km. Es importante recalcar que, a partir del año 2029, solo se usará un solo compresor, siendo el mismo el instalado al comienzo del gasoducto.

Además, se requiere instalar dos Estaciones de Medición, de las cuales una estará en la derivación de abastecimiento a la Central Termoeléctrica, y la otra al ingreso al gasoducto troncal Centro Oeste.

IX. Proyecciones Macroeconómicas

En la tabla siguiente se exponen los parámetros macroeconómicos adoptados en este proyecto. Se asume una inflación equivalente a la devaluación a partir del año 2019 (cuando comienza la producción de gas).

Año	Inflación	Devaluación	TC
2017	25%	10%	18,0
2018	20%	15%	20,7
2019	12%	12%	23,2
2020	10%	10%	25,5
2021	8%	8%	27,5
2022	5%	5%	28,9
2023	5%	5%	30,4
2024	5%	5%	31,9
2025	5%	5%	33,5
2026	5%	5%	35,2
2027	5%	5%	36,9
2028	5%	5%	38,8
2029	5%	5%	40,7
2030	5%	5%	42,7
2031	5%	5%	44,9
2032	5%	5%	47,1
2033	5%	5%	49,5
2034	5%	5%	51,9
2035	5%	5%	54,5

Tabla 16

X. Aspectos Comerciales y Contractuales asumidos

Se programó la comercialización del gas natural producido en el yacimiento teniendo en cuenta los diferentes segmentos a abastecer, sus restricciones, factores de carga para cada mes del año y evolución de precios.

En este sentido se decidió abastecer aquellos segmentos más rentables combinando los plazos contractuales y respetando la demanda prioritaria, según lo indicado en el enunciado del TFI.

Por otro lado, la producción de GLP como de condensados fue comercializada en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos inherentes a la evacuación del producto bajo las condiciones que enunciaremos oportunamente. La participación de mercado fue la siguiente:

Venta GLP	% Venta
Mercado Local	60%
Programa Social	40%

Tabla 17

Para el gas natural se decidió abastecer, además de la demanda prioritaria (Residencial), a la GNC, a la central eléctrica ubicada a 100 km del yacimiento y los usuarios industriales. El gas excedente resultante fue comercializado de forma spot.

Este esquema de comercialización por segmentos fue contractualmente estructurado de la siguiente forma:

Año	Distribuidora		GNC		Generacion		Industria		Total CDC (Mm3/d)
	CDC (Mm3/d)	Plazo (años)	CDC (Mm3/d)	Plazo (años)	CDC (Mm3/d)	Plazo (años)	CDC (Mm3/d)	Plazo (años)	
2019	1		0,25	1	1,68		0,56	1	3,49
2020	1	3	0,25	1	1,68		0,42	1	3,35
2021	1		0,25	1	1,68		0,54	1	3,47
2022	1,1		0,25	1	1,68		0,34	1	3,37
2023	1,1	3	0,25	1	1,68	10	0,24	1	3,27
2024	1,1		0,25	1	1,68		0,28	1	3,31
2025	1,2		0,25	1	1,68		0,12	1	3,25
2026	1,2	3	0,25	1	1,68		0,17	1	3,30
2027	1,2		0,25	1	1,68		0,15	1	3,28
2028	1,32		0,25	1	1,68		0,13	1	3,38
2029	1,32	3	0,25	1	0		0,97	1	2,54
2030	1,32		0,25	1	0		0,46	1	2,03
2031	1,44		0,25	1	0		0,27	1	1,96
2032	1,44	3	0,25	1	0		0,13	1	1,82
2033	1,44		0,25	1	0		0		1,69
2034	1,58		0,25	1	0		0		1,83
2035	1,58	3	0,25	1	0		0		1,83
2036	1,58		0,25	1	0		0		1,83
2037	0		0		0		0		0
2038	0		0		0		0		0
2039	0		0		0		0		0
2040	0		0		0		0		0
2041	0		0		0		0		0

Tabla 18

A fin de representar gráficamente cómo evolucionan las entregas de gas de cada segmento confeccionamos un gráfico que muestra, según los contratos anteriormente descritos, el régimen de ventas a cada sector del mercado durante la explotación del yacimiento.

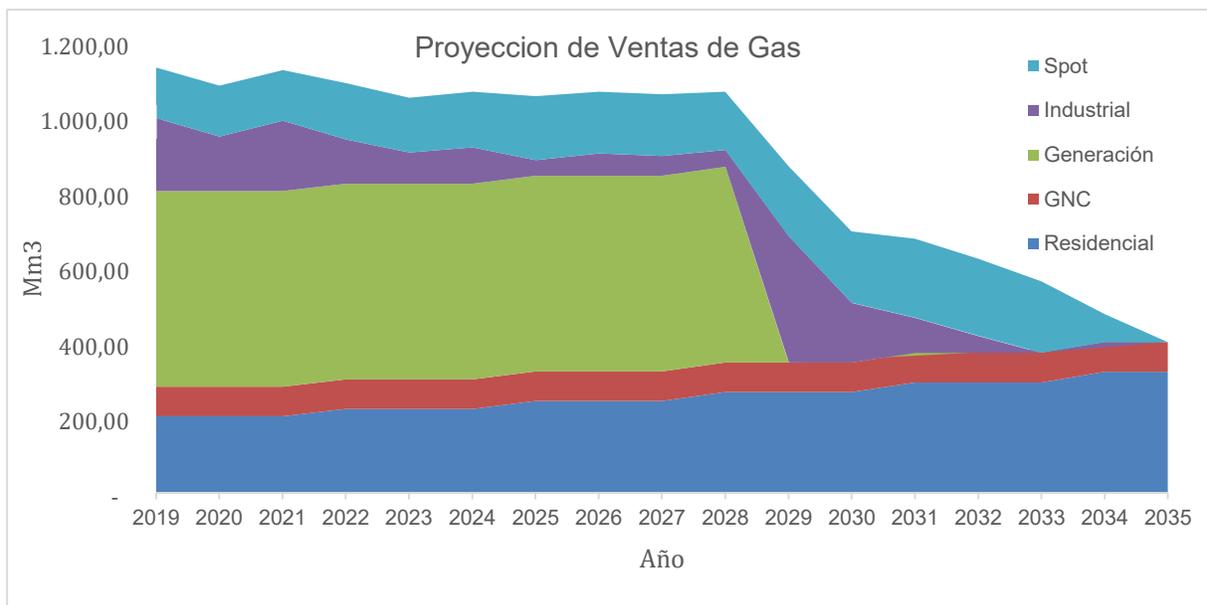


Figura 29

Con respecto a los precios de gas para los distintos segmentos, a continuación, hemos trazado las proyecciones de la evolución de precios para los 17 años de producción según las proyecciones macroeconómicas asumidas.

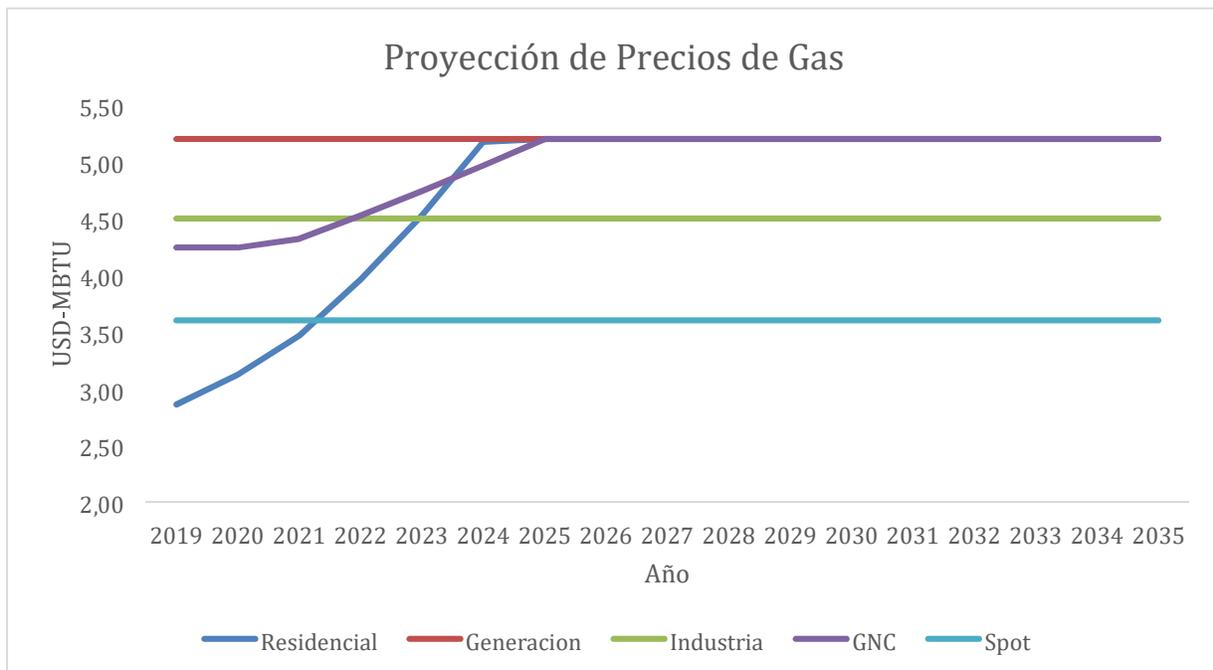


Figura 30

Para el GLP comercializado en el mercado local (60 %) el precio fijado fue el de paridad de exportación calculado por la Secretaría de Energía para el año 2017. A este precio se lo actualizo por la inflación y luego se aplicó el tipo de cambio asumido. Ya que se asumió inflación igual a devaluación este precio será constante los 17 años de producción a partir del año 2019.

Lo mismo sucede para el GLP del programa social (40 %). A continuación, lo mencionado anteriormente.

Año/GLP	Pesos-Ton		USD-Ton		USD-Ton
	SOCIAL	MERC. LOCAL	SOCIAL	MERC. LOCAL	Ponderado
2017	1920	9105	107	506	346
2018	2304	10920	111	528	361
2019	2580	12230	111	528	361
2020	2839	13453	111	528	361
2021	3066	14530	111	528	361
2022	3219	15256	111	528	361
2023	3380	16019	111	528	361
2024	3549	16820	111	528	361
2025	3726	17661	111	528	361
2026	3913	18544	111	528	361
2027	4108	19471	111	528	361
2028	4314	20445	111	528	361
2029	4529	21467	111	528	361
2030	4756	22540	111	528	361
2031	4994	23667	111	528	361
2032	5243	24851	111	528	361
2033	5505	26093	111	528	361
2034	5781	27398	111	528	361
2035	6070	28768	111	528	361

Tabla 19

Por último, para calcular el valor de la gasolina y el condensado, se tomó el valor del Medanito del 2017 y se asumió un incremento 2 % anual en dólares. A estos valores se los ajusto un 5 % para llegar al valor del producto.

Año	Medanito	Ajuste	Gasolina + Cond.
2017	59,6	5%	62,6
2018	60,8	5%	63,8

2019	62,0	5%	65,1
2020	63,2	5%	66,4
2021	64,5	5%	67,7
2022	65,8	5%	69,1
2023	67,1	5%	70,5
2024	68,5	5%	71,9
2025	69,8	5%	73,3
2026	71,2	5%	74,8
2027	72,7	5%	76,3
2028	74,1	5%	77,8
2029	75,6	5%	79,4
2030	77,1	5%	81,0
2031	78,6	5%	82,6
2032	80,2	5%	84,2
2033	81,8	5%	85,9
2034	83,5	5%	87,6
2035	85,1	5%	89,4

Tabla 20

XI. Evaluación del Proyecto

Estado de Resultados

El desarrollo del yacimiento arroja un ingreso por ventas de USD3.256 millones, un EBITDA de USD2.290 millones (lo que representa un margen de EBITDA de 70%) y un ingreso neto de USD1.112 millones para la alternativa sin apalancamiento y de USD963 millones para la alternativa en la cual se toma deuda por USD250 millones en el año 2018.

La diferencia entre ambos resultados netos se da por el efecto de intereses e impuesto a las ganancias. A diferencia de la versión sin apalancamiento, la versión donde se considera la toma de deuda incluye un devengamiento de intereses acumulados por USD229 millones, y un impuesto a las ganancias devengado por USD519 millones. Por el contrario, mientras en la versión sin apalancamiento no existen intereses devengados, el impuesto a las ganancias acumulado resulta en USD599 millones, siendo mayor al de la versión con deuda al no contar con el efecto de “*tax shield*” que se obtiene al tomar financiamiento.

Estado de Resultados (MUSD)		OPEX	<u>576</u>
	Total	EBITDA	2,290
Ventas	3,256	Depreciaciones	<u>579</u>
Regalias	391	EBIT	1,711

Intereses	-	EBITDA	2,290
EBT	1,711	Depreciaciones	<u>579</u>
Impuesto a las ganancias	<u>599</u>	EBIT	1,711
Ingreso neto	1,112	Intereses	<u>229</u>

MUSD - millones de USD

Alternativa Con Deuda		EBT	1,482
Estado de Resultados (MUSD)		Impuesto a las ganancias	<u>519</u>
Ventas	3,256	Ingreso neto	963
Regalias			
391			
OPEX	<u>576</u>		

Tabla 21

Financiamiento

El proyecto asume un capital inicial (equity) de USD250 millones. Como se muestra en los gráficos siguientes, en la alternativa en la cual no se considera deuda, la posición de caja se vuelve negativa en el año 2018 en USD189 millones.

Para evitar esto, la alternativa con que incluye financiamiento asume un préstamo de USD250 millones en que se toma en el año 2018. De esta forma, la posición de caja se mantiene positiva durante toda la vida del proyecto, llegando a su valor mínimo de USD30 millones en el año 2018.

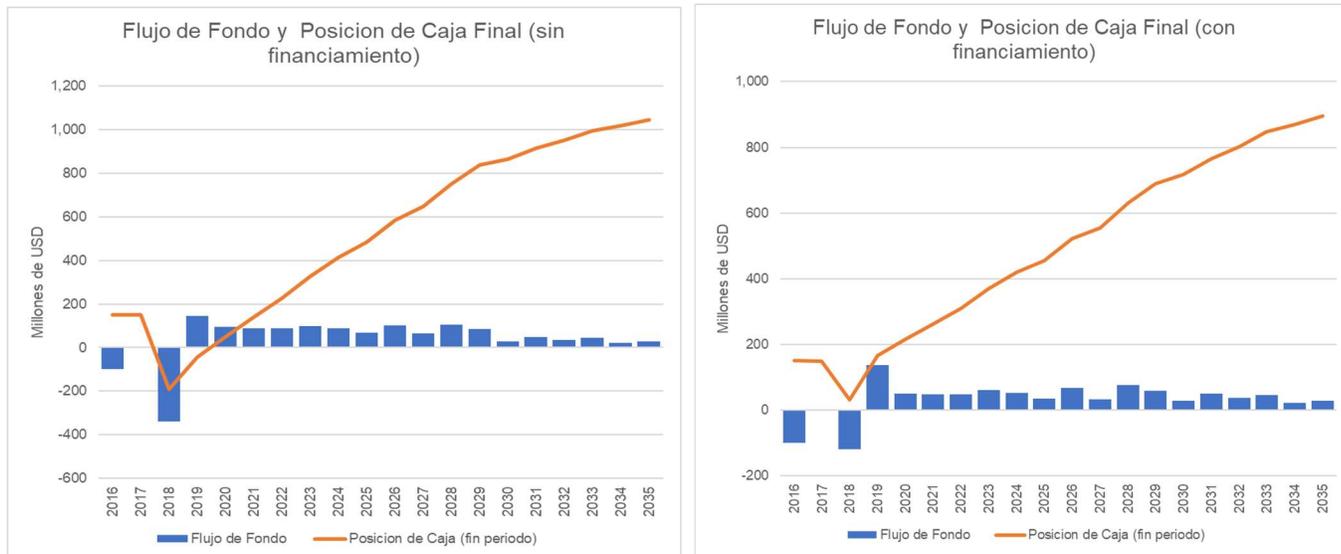


Figura 31 y 32

La deuda de USD250 millones que se toma en el año 2018 posee las siguientes características:

1. Tasa de interés de 12.22%, a la que se llega sumando los siguientes conceptos según lo establecido en la metodología del proyecto:
 - i. Tasa LIBOR 3M de 1.55% (fuente, Bloomberg al viernes 8 de diciembre de 2017)
 - ii. Riesgo país de 3.67% (fuente índice EMBI elaborado por J.P. Morgan al viernes 8 de diciembre de 2017)
 - iii. Tasa adicional de 7.00% según lo establecido en el Anexo II de las condiciones del proyecto.
2. Amortización en 10 cuotas iguales y consecutivas con dos años de gracia para desembolso inicial.

En base a estos parámetros, se muestra a continuación un cuadro con la evolución de la posición de deuda durante la duración de la misma:

Deuda (MUSD)											
Año	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>2027</u>	
									<u>2028</u>	<u>2029</u>	
Saldo inicial	250.0	250.0	250.0	225.0	200.0	175.0	150.0	125.0	100.0	75.0	
Amortización %	0%	0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
Amortización	-	-	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
Interés	30.5	30.5	30.5	27.5	24.4	21.4	18.3	15.3	12.2	9.2	
Saldo final									6.1	3.1	
MUSD - millones de USD				200.0	175.0	150.0	125.0	100.0	75.0	50.0	25.0

Tabla 22

Calculo de tasa WACC

La tasa WACC (*weighted average cost of capital* o costo promedio ponderado del capital) es una tasa que considera tanto el costo del capital propio (*cost of equity*) de una compañía como así también el costo de su deuda financiera. La tasa WACC, entonces, pondera la participación de capital propio (*equity*) y deuda financiera en la estructura de capital de una compañía que no está financiada solamente con capital propio. De esta forma, existen dos tasas que se deben ponderar, la tasa correspondiente al costo del capital propio y la tasa de la deuda financiera.

Costo del capital propio

El costo del capital propio es simplemente la tasa de retorno que un inversor demandara para colocar su dinero en el capital (acciones) de una compañía. Dicho de otra forma, esta es la tasa anual a la que el inversor esperara que crezca su inversión en el capital de una compañía teniendo en cuenta el riesgo de la inversión.

Es práctica habitual en finanzas calcular el costo del capital propio utilizando el CAPM o Capital Asset Pricing Model. Sin embargo, es importante aclarar que este no es el único método para calcular el costo del capital propio. El APT o Arbitrage Pricing Theory es otro método conocido, pero menos aplicado por su complejidad.

Para nuestro ejemplo vamos a seguir la práctica habitual de mercado y vamos a utilizar el CAPM para calcular el costo del capital propio.

No es objeto de este trabajo explayarnos en detalle sobre el CAPM, y por ende vamos a comentar solo sus conceptos más importantes.

El costo del capital propio, de acuerdo con la teoría de CAPM, se estima en base a dos riesgos:

1. El riesgo específico (o no sistemático) de una compañía que no tiene relación alguna con ninguna otra variable de mercado. Este riesgo es diversificable. Es decir, como corresponde a cada activo particular, cuantos más activos existan en una cartera el impacto del riesgo no sistemático puede ser disminuido.
2. El riesgo sistemático o riesgo de mercado, que mide cuan correlacionado está el retorno de un activo con el retorno del mercado en general. Este riesgo sistemático se representa mediante el número beta (β) que mide que tan correlacionado está el retorno de un activo (como puede ser una acción) con respecto al retorno del mercado en general. Si un activo tiene una beta de 0 no tiene riesgo sistemático. El mercado en general tiene una beta de 1. Así, una compañía cuyas acciones cotizan públicamente y tienen una beta de 1 se mueve a la par del mercado, es decir, si el mercado sube 10%, sus acciones subirán 10%. Por otro lado, si esta compañía tuviera una beta de -2, si el mercado subiera 10% sus acciones caerían un 20%.

El costo del capital propio se calcula de la siguiente manera:

$$K_e = R_f + \beta * ERP + \text{Riesgo País}$$

donde:

K_e = costo del capital propio (*cost of equity*)

R_f = tasa libre de riesgo (es práctica habitual tomar la tasa del bono del tesoro de Estados Unidos con vencimiento en 10 años)

ERP: equity risk premium o prima de riesgo de mercado, que es simplemente la diferencia histórica (o puede ser implícita) entre el retorno del mercado en general y la tasa libre de riesgo.

Riesgo país: prima de riesgo que habitualmente se calcula tomando la diferencia de retornos entre el bono de 10 años de un país determinado versus el retorno del bono del tesoro de Estados Unidos con misma duración. En nuestro caso tomaremos el índice EMBI elaborado por el banco J.P. Morgan.

Calculo del costo del capital propio para el proyecto

El proyecto de desarrollo del yacimiento “La Esperanza” es un proyecto privado, y por ende el cálculo del costo del capital propio requiere de algunos ajustes.

Como la beta se calcula a través de una comparación estadística entre los retornos de un activo con cotización pública y los retornos del mercado, en una compañía o proyecto

privado, dicho beta solo puede calcularse utilizando proyectos o compañías comparables con cotización pública.

Dado que el yacimiento “La Esperanza” es un proyecto gasífero, en nuestro caso, hemos decidido utilizar como comparable a Cabot Oil & Gas Corporation (ticker en el NYSE: COG). Esta es una compañía independiente que realiza actividades de exploración y desarrollo principalmente de activos de gas natural. Aproximadamente 96% de las reservas de esta compañía son de gas natural. Sus áreas de operaciones más relevantes se encuentran en *shale plays* en Pennsylvania, Oklahoma, Louisiana y Texas. Casi el 80% de las ventas de esta compañía están representadas por gas natural (el que vende a clientes industriales, *utilities* y distribuidores). 90% de su producción está concentrada en el *shale play* Marcellus en Pennsylvania. Eagle Ford representa un 5% de su producción y el resto se divide entre las formaciones Haynesville (este de Texas y Louisiana) y Marmaton (Oklahoma y Texas).

Cabot posee actualmente una capitalización de mercado de USD12.800 millones, y registra al tercer trimestre de 2017 un saldo de deuda financiera total de USD1.522 millones y un valor libro del patrimonio (*equity book value*) de USD2.645 millones. De esta forma, su capital total es de USD4.167 millones.

Es aquí donde es importante marcar una distinción. Si bien consideramos que Cabot es una compañía que podemos utilizar como comparable para estimar el costo del capital propio de nuestro proyecto, existe un factor importante que puede sesgar dicha comparación y que debe ajustarse. Es muy extraño que la compañía comparable y la privada tengan el mismo leverage o apalancamiento, y dado que el apalancamiento financiero afecta las ganancias de una compañía, la beta de una compañía pública es magnificada por dicho apalancamiento.

Para ajustar por niveles de apalancamientos distintos entre Cabot y nuestro proyecto, debemos primero desapalancar la beta de Cabot y re-apalancarla de acuerdo con el leverage de nuestro proyecto. En primer lugar, como se observa en el gráfico siguiente, la beta de Cabot (retornos mensuales por 5 años) versus el S&P 500 es de 0.916.

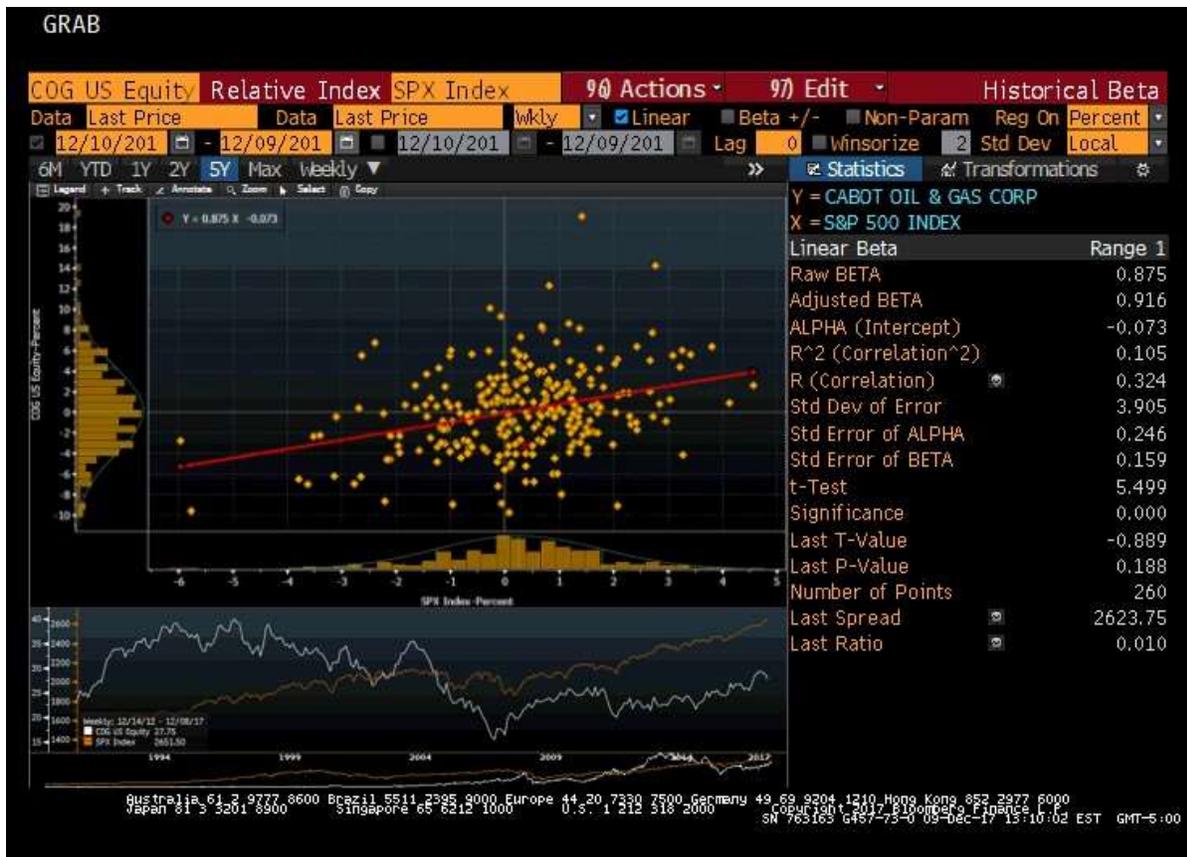


Figura 33

Para desapalancar o remover el apalancamiento de Cabot debe utilizarse la siguiente formular:

Beta desapalancada = $Beta / [1+(1-tasa\ impositiva) * Ratio\ Deuda/Equity]$ En nuestro caso, tenemos lo siguiente:

$$Beta\ desapalancada = 0.916 / [1+(1-0.35) * (1.522/2.645)]$$

$$Beta\ desapalancada = 0.667$$

Ahora sabemos que la capitalización total de nuestro proyecto se compone de USD250 millones de deuda y USD250 millones de capital propio. Para re-apalancar la beta debemos aplicar la siguiente formula:

Beta = $Beta\ desapalancada * [1+(1-tasa\ impositiva) * Ratio\ Deuda/Equity]$ En nuestro caso, sabemos que el ratio de deuda/equity de nuestro proyecto es 250/250=1.0. De esta forma, tenemos lo siguiente:

$$Beta = 0.667 * [1+(1-0.35)*1.0]$$

$$Beta = 1.10$$

Habiendo obtenido nuestra beta, procederemos entonces en calcular el costo del capital propio para el proyecto aplicando la formula $Ke = Rf + \beta * ERP + Riesgo\ País$. Algunas precisiones:

1. La tasa libre de riesgo es la correspondiente a la tasa del bono del tesoro de Estados Unidos al viernes 8 de diciembre de 2017, cuyo valor fue de 2.38% (fuente Bloomberg)

2. La beta es de 1.10 y fue obtenido en el proceso explicado anteriormente
3. El ERP o prima de riesgo de mercado es de 4.38% y se obtuvo de la siguiente fuente: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
4. Finalmente, el riesgo país se obtuvo tomando el valor del índice EMBI para Argentina elaborado por el banco J.P. Morgan, que al viernes 8 de diciembre de 2017 fue de 3.67%.

Así, el costo del capital propio de nuestro proyecto es de:

$$K_e = 2.38\% + 1.10 \times 4.38\% + 3.67\% = 10.86\%$$

El costo de la deuda financiera es de 12.22% y se calculó como fue explicado anteriormente.

Tasa WACC del proyecto

Habiendo obtenido el costo del capital propio y el costo de la deuda financiera para nuestro proyecto, la fórmula del WACC es la siguiente:

WACC = Costo del Capital Propio*(Capital Propio/Capitalización Total) + Costo de deuda financiera*(Deuda Financiera/Capitalización Total)*(1-tasa impositiva) Antes de proceder a calcular la tasa WACC del proyecto, es interesante comentar que en la fórmula anterior se multiplica por (1-tasa impositiva) porque esta operación convierte el costo de la deuda considerando impuestos. Después de todo, los intereses de la deuda pueden deducirse de impuestos, lo que crea valor para el proyecto. Utilizar el costo de deuda financiera después de impuestos permite valorizar el "tax shield". En nuestro caso:

$$WACC = 10.86\% \times 0.50 + 12.22\% \times 0.50 \times (1 - 0.35)$$

$$WACC = 9.40\%$$

El cuadro siguiente expone con detalle los cálculos efectuados para calcular el WACC del proyecto:

WACC		Beta	
Tasa libre de riesgo (USA)	2.38%	Beta de COG	0.92
Beta	1.10	COG Deuda/Equity	0.58
ERP	4.38%	Beta desapalancada	0.67
Riesgo país	3.67%	Proyecto Deuda/Equity	1.00
		Beta apalancada	1.10
Costo de Capital	10.86%		
		Proyecto	
LIBOR 3M	1.55%	Equity	250 50%
Riesgo País	3.67%	Deuda	<u>250</u> <u>50%</u>

Tasa Adicional	7.00%	Capitalizacion Total	500	100%
Costo de Deuda	12.22%			
		Deuda/Equity	1.00	
Deuda (MUSD)	250			
Equity (MUSD)	250			
Equity/Total Capitalization	0.50			
Debt/Total Capitalization	0.50			
WACC	9.40%			

Tabla 23

XII. Flujo de Caja

Flujo de fondos del proyecto, CAPEX y depreciaciones

En los cuadros siguientes se muestran los flujos de fondos del proyecto sin financiamiento y con financiamiento, el CAPEX y el cuadro de depreciaciones:

Tabla 24 - Yacimiento La Esperanza – Ingresos

INGRESOS DE FONDOS																					
Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Precios																					
Gas																					
	Unidad																				
Residencial	USD/MMBtu	-	-	-	2.9	3.1	3.5	4.0	4.5	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Generacion	USD/MMBtu	-	-	-	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Industria	USD/MMBtu	-	-	-	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
GNC	USD/MMBtu	-	-	-	4.2	4.2	4.3	4.5	4.7	5.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Spot	USD/MMBtu	-	-	-	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Liquidos																					
Condensado	USD/BBL	-	-	-	65.1	66.4	67.7	69.1	70.5	71.9	73.3	74.8	76.3	77.8	79.4	80.9	82.6	84.2	85.9	87.6	89.4
LPG	USD/Ton.	-	-	-	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2	361.2
Volumen																					
Gas																					
Residencial	Mm3	-	-	-	204.4	204.4	204.4	224.0	224.0	224.0	245.5	245.5	245.5	269.0	269.0	269.0	294.8	294.8	294.8	323.1	323.1
Generacion	Mm3	-	-	-	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	521.2	-	-	-	-	-	-	-
Industria	Mm3	-	-	-	194.2	145.6	187.2	117.9	83.2	97.1	41.6	58.9	52.0	45.1	336.3	159.5	93.6	45.1	-	-	-
GNC	Mm3	-	-	-	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1	79.1
Spot	Mm3	-	-	-	135.0	135.0	135.0	150.0	146.0	148.0	170.0	165.0	165.0	155.0	187.0	190.0	210.0	205.0	190.0	75.0	-
Liquidos																					
Condensado	BBL	-	-	-	407,655	393,283	405,260	395,578	385,498	389,690	385,897	389,690	388,093	389,690	318,896	255,153	248,250	228,670	205,953	175,453	145,330
LPG	Ton.	-	-	-	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	40,933	34,081	27,211	26,472	24,375	21,943	18,677	15,452
Ventas																					
Gas																					
Residencial	MUSD	-	-	-	21.6	23.5	26.2	32.8	37.4	42.8	47.1	47.1	47.1	51.6	51.6	51.6	56.6	56.6	56.6	62.0	62.0
Generacion	MUSD	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-
Industria	MUSD	-	-	-	32.2	24.2	31.1	19.6	13.8	16.1	6.9	9.8	8.6	7.5	55.9	26.5	15.5	7.5	-	-	-
GNC	MUSD	-	-	-	12.4	12.4	12.6	13.2	13.8	14.5	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2
Spot	MUSD	-	-	-	17.9	17.9	17.9	19.9		22.6	21.9	21.9	20.6	24.8	25.2	27.9	27.2	25.2	10.0	-	-
Subtotal Gas				19.4	19.7																
	MUSD	-	-	184.2	178.1	187.8	185.5			191.8	194.0	192.9	194.9	147.5	118.5	115.2	106.5	97.0	87.1		77.2
		-	-	184.5	193.1																

Turboexpander	MUSD	-	-	3.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.87
Subtotal Acondicionamiento	MUSD	-	-	-	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	3.42	2.73	2.66	2.45	2.20	1.9
CAPEX Gasoducto	MUSD	-	-	112.5	4.1	3.4	2.7	2.7	2.4	2.2	-									
Caneria	MUSD	-	-	84.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estacion de medicion	MUSD	-	-	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compresion	MUSD	-	-	11.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPEX Gasoducto																				
Mantenimiento gasoducto	MUSD	-	-	-	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Turbocompresores	MUSD	-	-	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Subtotal Gasoducto	MUSD	-	-	97.2	4.8	4.5														

CAPEX Consolidado	MUSD	-	-	253.7	6.3	9.2	14.1	13.8	4.7	18.4	37.1	9.4	44.5	9.3	-	39.7	18.7	27.9	15.0	33.6
OPEX Consolidado	MUSD	-	0.6	5.5	36.7	35.2	36.0	36.5	35.7	37.0	37.1	37.7	38.5	38.6	34.3	29.2	29.0	27.4	27.4	27.2
Contingencias @ 10%	MUSD	-	0.1	25.9	4.3	4.4	5.0	5.0	4.0	5.5	7.4	4.7	8.3	4.8	3.4	6.9	4.8	5.5	4.2	MUSD - 0.7 285.1
Erogaciones Totales		47.4	48.9	55.0	55.4	44.4	60.9	81.6	51.8	91.3	52.6	37.7	75.7	52.4	60.8	46.7				66.9 4.9
Erogaciones Totales (con IVA)	MUSD	-	0.7	338.4	48.7	50.9	58.0	58.3	45.4	64.8	89.4	53.8	100.6	54.6	37.7	84.1	56.3	66.7	49.8	74.0
																				54.3
																				59.1

Tabla 26 - Yacimiento La Esperanza – Impuestos y Bono – Posición de Caja – Flujo de Fondo y Rentabilidad (sin deuda)

IMPUESTOS Y BONO																					
Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
IVA (Credito)	MUSD	-	-	53.3	1.3	1.9	3.0	2.9	1.0	3.9	7.8	2.0	9.3	1.9	-	8.3	3.9	5.9	3.1	7.1	4.9
IVA (Debito)	MUSD	-	-	-	49.3	47.4	50.2	49.0	48.4	50.5	49.7	50.6	50.3	50.9	42.2	32.9	31.4	28.7	25.7	22.9	20.1
IVA (Posicion)	MUSD																				

IVA a Pagar	MUSD	-	-	53.3	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	22.8	22.6	40.2	47.2	46.1	47.4	46.6	42.0	48.6	41.0	48.9	42.2	24.6	27.5				
Impuesto a las ganancias	MUSD	-	-0.2	-1.9	49.8	48.3	50.8	49.6	49.7	51.3	49.4	49.6	46.6	46.7	33.8	23.9	21.5	16.9	12.6	4.6	-4.2
Impuesto a las ganancias (saldo)	MUSD	-	-0.2		-2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las ganancias (a pagar)	MUSD							-4.2													
		-	-	16.9	47.7	48.3	50.8	49.6	49.7	51.3	49.4	49.6	46.6	46.7	33.8	23.9	21.5				
Regalias @ 12%	MUSD	-	-	-	27.1	26.3	27.6	27.3	27.2	28.3	28.2	28.6	28.5	28.8	22.2	17.9	17.4	16.1	14.7	13.1	11.5
Ingresos Brutos @ 3.0%	MUSD	-	-	-	6.8	6.6	6.9	6.8	6.8	7.1	7.0	7.1	7.1	7.2	5.6	4.5	4.4	4.0	3.7	3.3	2.9
Bono	MUSD	100.0																			
Total impuestos y bono	MUSD	100.0	-	-	81.5	121.4	132.6	129.9	131.1	133.3	126.6	133.9	123.2	131.6	103.8	70.8	70.9	59.9	53.6	36.8	29.6

POSICION DE CAJA

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Caja al inicio	MUSD	250.0	150.0	149.3	-189.1	-44.5	49.7	139.4	227.8	326.2	414.5	483.1	584.0	647.8	752.5	838.3	865.3	914.8	951.5	996.5	1,017.9
Flujo de fondo	MUSD	-100.0	-0.7	-338.4	144.6	94.2	89.7	88.4	98.4	88.3	68.6	100.9	63.8	104.7	85.8	27.0	49.5	36.7	45.0	21.4	27.1
Caja al final	MUSD	150.0	149.3	-189.1	-44.5	49.7	139.4	227.8	326.2	414.5	483.1	584.0	647.8	752.5	838.3	865.3	914.8	951.5	996.5	1,017.9	1,045.0

FLUJOS DE FONDOS

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Sin Apalancar																					
Flujo de Fondo	MUSD	-100.0	-0.7	-338.4	144.6	94.2	89.7	88.4	98.4	88.3	68.6	100.9	63.8	104.7	85.8	27.0	49.5	36.7	45.0	21.4	27.1
Flujo de Fondo Acumulado	MUSD	-100.0	-100.7	-439.1	-294.5	-200.3	-110.6	-22.2	76.2	164.5	233.1	334.0	397.8	502.5	588.3	615.3	664.8	701.5	746.5	767.9	795.0

VAN @ 10%	MUSD	182.7
TIR	%	18.2%
Periodo de repago	Años	7.0

Tabla 27 - Yacimiento La Esperanza – Impuestos y Bono – Posición de Caja – Flujo de Fondo y Rentabilidad (con deuda)

IMPUESTOS Y BONO																					
Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
IVA (Credito)	MUSD	-	-	53.3	1.3	1.9	3.0	2.9	1.0	3.9	7.8	2.0	9.3	1.9	-	8.3	3.9	5.9	3.1	7.1	4.9
IVA (Debito)	MUSD	-	-	-	49.3	47.4	50.2	49.0	48.4	50.5	49.7	50.6	50.3	50.9	42.2	32.9	31.4	28.7	25.7	22.9	20.1
IVA (Posicion)	MUSD	-	-	53.3	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA a Pagar	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	40.2	47.2	46.1	47.4	46.6	42.0	48.6	41.0	48.9	42.2	24.6	27.5				
		22.8		22.6	15.9	15.2															
Impuesto a las ganancias	MUSD	-	-0.2	-12.6	39.1	37.6	41.2	41.1	42.2	44.9	44.1	45.3	43.4	44.6	32.8	23.9	21.5	16.9	12.6	4.6	-4.2
Impuesto a las ganancias (saldo)	MUSD	-	-0.2	-12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las ganancias (a pagar)	MUSD	-	-	-	-	-	-4.2														
		-	-	-	26.3	37.6	41.2	41.1	42.2	44.9	44.1	45.3	43.4	44.6	32.8	23.9	21.5				
		16.9		12.6	4.6	-															
Regalias @ 12%	MUSD	-	-	-	27.1	26.3	27.6	27.3	27.2	28.3	28.2	28.6	28.5	28.8	22.2	17.9	17.4	16.1	14.7	13.1	11.5
Ingresos Brutos @ 3.0%	MUSD	-	-	-	6.8	6.6	6.9	6.8	6.8	7.1	7.0	7.1	7.1	7.2	5.6	4.5	4.4	4.0	3.7	3.3	2.9
Bono	MUSD	100.0																			
Total impuestos y bono	MUSD	100.0	-	-	60.1	110.7	122.9	121.3	123.6	126.9	121.3	129.6	120.0	129.5	102.8	70.8	70.9	59.9	53.6	36.8	29.6

DEUDA

Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capital	MUSD			250.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interes	MUSD			30.5	30.5	30.5	27.5	24.4	21.4	18.3	15.3	12.2	9.2	6.1	3.1	-	-	-	-	-	-
Amortizacion	MUSD			-	-	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	-	-	-	-	-	-	-
Total deuda				-219.5	30.5	55.5	52.5	49.4	46.4	43.3	40.3	37.2	34.2	31.1	28.1	-	-	-	-	-	-

POSICION DE CAJA

Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Caja al inicio	MUSD	250.0	150.0	149.3	30.4	165.8	215.1	262.0	309.5	369.0	420.4	454.1	522.0	554.8	630.6	689.4	716.4	765.9	802.6	847.5	869.0
Flujo de fondo	MUSD	-100.0	-0.7	-118.9	135.4	49.3	46.8	47.6	59.5	51.4	33.7	67.9	32.8	75.7	58.9	27.0	49.5	36.7	45.0	21.4	27.1
Caja al final	MUSD	150.0	149.3	30.4	165.8	215.1	262.0	309.5	369.0	420.4	454.1	522.0	554.8	630.6	689.4	716.4	765.9	802.6	847.5	869.0	896.1

FLUJOS DE FONDOS

Año		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Apalancado																					
Flujo de Fondo	MUSD	-100.0	-0.7	-118.9	135.4	49.3	46.8	47.6	59.5	51.4	33.7	67.9	32.8	75.7	58.9	27.0	49.5	36.7	45.0	21.4	27.1
Flujo de Fondo Acumulado	MUSD	-100.0	-100.7	-219.6	-84.2	-34.9	12.0	59.5	119.0	170.4	204.1	272.0	304.8	380.6	439.4	466.4	515.9	552.6	597.5	619.0	646.1

VAN @ 10.00% MUSD 184.2

TIR	%	23.6%
Periodo de repago	Años	5.0

VAN @ 9.40% (WACC)	MUSD	199.3
VAN @ 8.97% (WACC)	MUSD	210.9

la tasa WACC en este caso considera la tasa de corte de 10% como costo de capital propio

Tabla 28 - Yacimiento La Esperanza – CAPEX y tabla de depreciaciones

El CAPEX total del proyecto alcanza los USD578.5 millones. Para el cálculo de las depreciaciones se utilizó el sistema sobre unidad producida. De esta forma, en el año 2035 todo el CAPEX termina depreciado.

Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
CAPEX	-	253.7	6.3	9.2	14.1	13.8	4.7	18.4	37.1	9.4	44.5	9.3	-	39.7	18.7	27.9	15.0	33.6	23.2	
2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	19.0	18.2	18.8	18.3	17.7	17.9	17.7	17.9	17.8	17.9	14.6	11.7	11.4	10.5	9.5	8.0	6.7	6.7
2019	-	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
2020	-	-	-	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
2021	-	-	-	-	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.0	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4
2022	-	-	-	-	-	1.3	1.2	1.3	1.2	1.3	1.2	1.3	1.0	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5
2023	-	-	-	-	-	-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
2024	-	-	-	-	-	-	-	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.7	1.3	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.8
2025	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	4.6	4.6	4.6	3.8	3.0	2.9	2.7	2.4	2.1	1.7	1.7
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3	1.3	1.3	1.1	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3	7.4	6.0	4.8	4.7	4.3	3.9	3.3	2.8	2.8
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	1.5	1.2	1.2	1.1	1.0	0.8	0.7	0.7
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.0	7.8	7.2	6.5	5.5	4.6	4.6
2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.6	4.2	3.8	3.2	2.7	2.7
2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.4	7.6	6.4	5.4	5.4
2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9	5.0	4.2	4.2
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.2	15.4

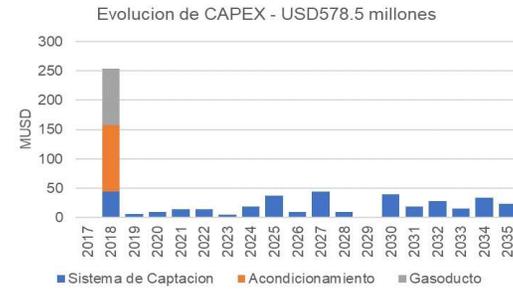
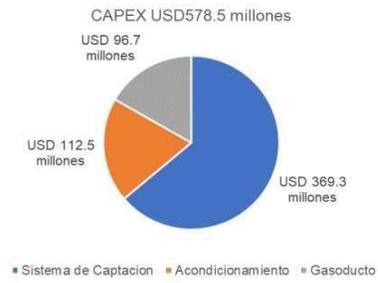


Figura 34 y 35

XIII. Análisis Económico Financiero y Conclusiones

El proyecto de desarrollo del yacimiento “La Esperanza”, considerando un bono de USD100 millones, arroja un VAN positivo descontando al 10% de USD182.7 millones, una tasa interna de retorno del 18.2% para el accionista y un plazo de recupero de 7 años. No obstante, el capital disponible de USD250 millones no es suficiente para cubrir todas las necesidades de caja. La máxima exposición en este caso es de USD439.1 millones en el año 2018.

Esto queda de manifiesto en ese año, cuando en la alternativa que no incluye financiamiento, el saldo de caja resulta negativo en USD189.1 millones como consecuencia de las significativas inversiones que se llevan a cabo en ese año en sistema de captación (USD44.5 millones), acondicionamiento (USD112.5 millones) y gasoducto (USD96.7 millones). De hecho, el CAPEX que se realiza en el año 2018 representa un 44% del CAPEX total de USD578.5 millones realizado durante la vida del proyecto.

Para cubrir este déficit de caja, el proyecto recurre a tomar deuda en el año 2018 por USD250 millones de dólares (amortización en 10 años con 2 años de gracia). La tasa de esta deuda es de 12.22%, por encima del 10% requerido de tasa de corte, pero por debajo de la tasa interna de retorno de 18.2%. La inclusión de deuda financiera en la estructura de capital del proyecto permite subsanar el déficit de caja de 2018, siendo el saldo de caja siempre positivo y llegando a un mínimo de USD30.4 millones en dicho año, con una máxima exposición de USD219.6 millones en ese mismo año.

La modificación de la estructura de capital mediante la inclusión de USD250 millones en deuda, deja una capitalización total que queda explicada en un 50% por capital propio del accionista y en un 50% por deuda financiera. La tasa WACC resultante de esta estructura de capital es de 9.40% aplicando un costo del capital propio de 10.86% (utilizando el modelo CAPM y a la compañía americana Cabot Oil & Gas como comparable para el cálculo del Beta) y un costo de deuda de 12.22% como fue mencionado anteriormente. Si para el costo de capital propio se mantuviera la tasa de corte de 10%, el WACC resultante sería de 8.97%.

La disminución en la tasa WACC se da principalmente por el efecto del *tax shield* que produce considerar la deuda luego del impuesto a las ganancias. Esto es porque los intereses de la deuda pueden deducirse de impuestos, lo que crea valor para el proyecto y resulta en una tasa de deuda después del impuesto a las ganancias de 7.94%.

Esto produce que la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto se incremente de 18.2% en la alternativa sin financiamiento a 23.6% en la alternativa con financiamiento. El plazo de repago en esta segunda alternativa es de 5 años. Ambas tasas de retorno (TIR) se encuentran claramente por encima de la tasa de corte de 10%, indicando de esta forma que el proyecto es rentable, aun considerando un bono para la provincia de USD100 millones, que representa un 54% del VAN del proyecto apalancado descontado a la tasa de corte del 10%, un 50% del VAN del proyecto apalancado descontado a la tasa WACC calculada de 9.40% y un 47% del VAN del proyecto apalancado descontado a la tasa WACC de 8.97% asumiendo que la tasa de corte de 10% es efectivamente el costo del capital propio.

XIV. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad se centró en modificar 4 variables significativas en +/- 15%. Estas variables son:

1. Precio del gas (para todos los segmentos)
2. OPEX
3. CAPEX
4. Costo de financiamiento

Los gráficos siguientes muestran el impacto tanto en el VAN base (proyecto con deuda) de USD184.2 millones como así también la TIR base de 23.6% ante modificaciones de más o menos 15% en las variables anteriormente descritas:

Caso Base (con financiamiento)

VAN @ 10.00%	MUSD	184.2
TIR	%	23.6%

Costo de Financiacion +15%

VAN @ 10.00%	MUSD	170.8
TIR	%	22.5%

Costo de Financiacion -15%

VAN @ 10.00%	MUSD	197.7
TIR	%	24.7%

CAPEX +15%

VAN @ 10.00%	MUSD	135.1
TIR	%	19.3%

CAPEX -15%

VAN @ 10.00%	MUSD	233.2
TIR	%	28.5%

OPEX +15%

VAN @ 10.00%	MUSD	160.9
TIR	%	22.1%

OPEX -15%

VAN @ 10.00%	MUSD	207.5
TIR	%	25.0%

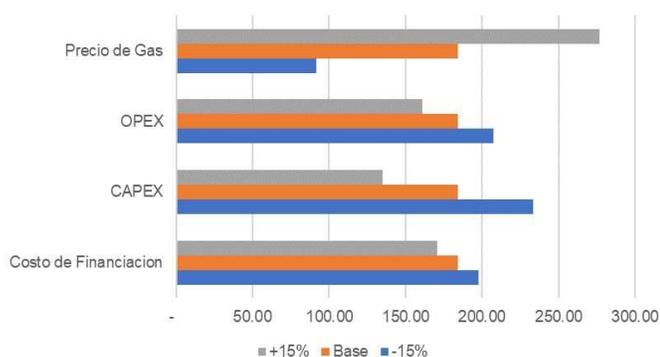
Gas +15%

VAN @ 10.00%	MUSD	276.6
TIR	%	28.9%

Gas -15%

VAN @ 10.00%	MUSD	91.8
TIR	%	17.4%

Analisis de Sensibilidad sobre VAN Base (USD184.2 millones)



Analisis de Sensibilidad sobre TIR base (23.6%)

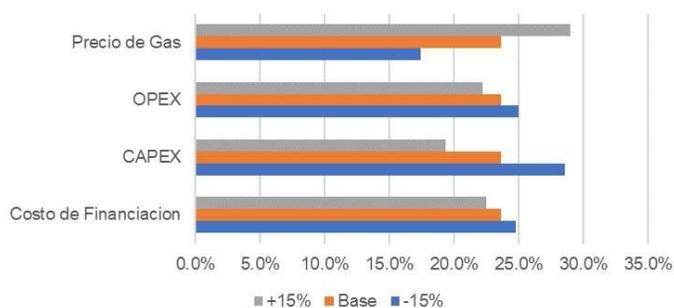


Figura 36, 37 y 38

XV. Resumen de Resultados

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y condensado in situ	Mm3	20.419	
1b	Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	Mm3	4.316	
1c	Factor de Recuperación	%	78,9%	
1d	Presión de abandono	Kg/Cm2	50	
1e	Cantidad de pozos		58	
1f	Potencia Total de Compresión en Yacimiento	HP	4.500	
1g	Producción de Gas Máxima	Mm3/d	3,3	
1g'	Producción de Gas Promedio	Mm3/d	2,6	
1h	Producción de Condensados Máxima	m3/d	143	
1h'	Producción de Condensados Promedio	m3/d	113	
Demanda Año 3 y Año N			Año 3	Año 19
2a	Consumo Máximo Distribuidoras	Mm3/d	1,00	1,58
2b	Consumo Máximo GNC	Mm3/d	0,23	0,23
2c	Consumo Máximo Termoeléctrica	Mm3/d	1,43	0,00
2d	Consumo Máximo Industria	Mm3/d	0,53	0,00
2d bis	Consumo Maximo Spot	Mm3/d	0,58	0,00
2e	Consumo Máximo Total	Mm3/d	3,16	1,78
Procesamiento Año 3 y Año N				
3a	Capacidad de Procesamiento Máxima	Mm3/d	3	3
3b	Propano + Butano (GLP)	Ton/año	40.933	15.452
3c	Gasolina	m3/d	34,10	12,87
Transporte				
4a	Primer Tramo Gasoducto hasta Planta de Generación Electrica pulg		12,00	
4b	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	3,15	
4c	Potencia Instalada	HP	2500	
4d	Segundo Tramo de Gasoducto hasta Gasoducto Troncal	pulg	12,00	
4e	Capacidad Máxima de Transporte	Mm3/d	2,415	
4f	Potencia Instalada	HP	2500	

Inversiones				
5a	Inversión Campo (Yacimiento , Perforacion y workover)	M us\$	369	
5b	Inversión Plantas Procesamiento (Facilities)	M us\$	113	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	97	
5d	Bono	M us\$	100	
5e	Contingencias	M us\$	115	
5f	Inversión Total	M us\$	794	
Precios Gas Año 1 y Año 25			Año 3	Año 19
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	2,86	5,20
6b	GNC	us\$/MBTU	4,24	5,20
6c	Centrales	us\$/MBTU	5,20	5,20
6d	Industriales	us\$/MBTU	4,50	4,50
6d bis	Spot	us\$/MBTU	3,60	3,60
Precios Líquidos Año 1 y Año 25			Año 3	Año 19
7a	GLP Programa Social	us\$/Ton	111	111
7b	GLP Local	us\$/Ton	528	528
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/Bbl	65,1	89,4
RESULTADOS				
8a	VAN al 10%	M us\$	182,7	
8b	Tasa WACC	%	9,40%	
8c	TIR	%	18,2%	
8d	Repago	años	7,00	
8e	Préstamo (Capital) Solicitado	M us\$	250	
8f	Máxima Exposición	M us\$	-439	

Tabla 29