

PROPUESTA TÉCNICA

DESARROLLO YACIMIENTO

“LA ESPERANZA”

TRABAJO FINAL INTEGRADOR - EPGN 2014
EQUIPO 2 – GRUPO A
CARABAJAL MOURE, ROMINA
CONTARDI, FLORENCIA
MASLAUSKAS, ALEXANDRA

DICIEMBRE 2015

ÍNDICE

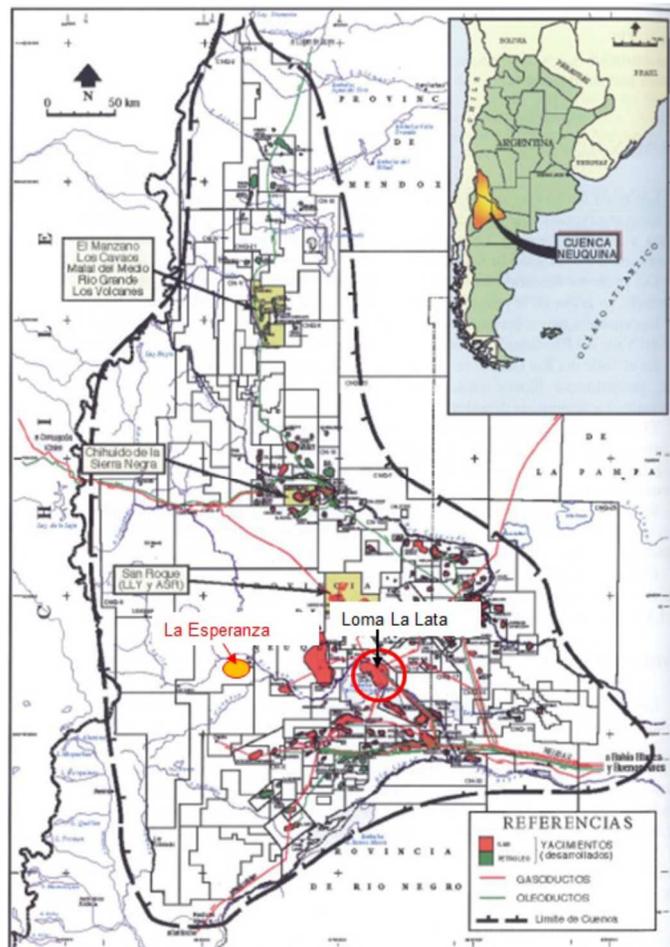
MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL	5
Leyes Regulatorias.....	5
Programa Gas Plus.....	7
MERCADO	8
Gas Natural en Argentina.....	8
Comercialización del Gas Natural	9
Formación del precio del Gas Natural	10
Perspectivas futuras del Mercado Argentino del Gas Natural.....	11
Comercialización del Petróleo en Argentina	11
DESARROLLO DE RESERVAS	13
Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento	13
PRODUCCIÓN	16
Previsión de Producción	16
Puesta en especificación del gas	19
Volúmenes de Hidrocarburos	23
Aspectos comerciales y contractuales del gas natural.....	23
Aspectos comerciales y contractuales del condensado, gasolinas y GLP	24
Desarrollo y Previsión de Producción	25
Ubicación de Pozos, Captación y Compresión.....	27
Captación	28
Compresión en yacimiento	28
TRANSPORTE	29
Condiciones Operativas.....	30
Determinación de diámetro del ducto.....	30
Determinación del Diseño Final	31
TARIFAS Y PRECIOS	32
Precios de Venta de Gas Natural.....	32
Precios de Venta de Gasolinas y Condensado	33
Precios de Venta de GLP	33
INVERSIONES	36
FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO	37
Evaluación del Proyecto	39
Necesidad de Financiamiento	39
Tasa WACC	40
Análisis de Sensibilidad	41
ANEXO	42
Resumen de Resultados	42

INTRODUCCIÓN

El presente informe detalla las tareas realizadas durante la elaboración del Trabajo Final Integrador de la Especialización en Economía del Petróleo y Gas Natural dictado en el ITBA durante los años 2014 y 2015.

El objetivo del trabajo es participar en 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 a 200 kms de la cabecera del Gasoducto troncal y a 100 kms (en la misma línea) de una Central Térmica existente.

FIGURA N°1: UBICACIÓN DEL YACIMIENTO “LA ESPERANZA”



El desarrollo del informe seguirá la siguiente estructura:

MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL: breve detalle de cada una de las normas vigentes que hoy conforman el marco legal que regula la actividad hidrocarburífera.

MERCADO: descripción de los distintos actores de la cadena de valor del gas natural, que conforman el mercado local actual.

DESARROLLO DE RESERVAS: metodología empleada para llegar al Volumen de Gas In Situ y al volumen de gas recuperable.

PRODUCCIÓN: perfil de producción de gas natural obtenido a partir de la determinación de un volumen objetivo de gas y en función de las ventas proyectadas. Se determinan, entre otras cosas, la cantidad de pozos a perforar, las instalaciones de superficie, los volúmenes de hidrocarburos condensables a obtener y el lay-out del yacimiento.

TRANSPORTE: bases y fundamentos del cálculo para el dimensionamiento de las instalaciones necesarias para el transporte del volumen de gas extraído desde el yacimiento hacia el gasoducto troncal pasando por la central termoeléctrica según sea el caso.

TARIFAS Y PRECIOS: exposición y desarrollo de los criterios en que se basa el cálculo de las tarifas y precios de venta, tanto de gas natural como de gasolinas y condensados.

INVERSIONES: detalle y fundamento de cada una de las inversiones necesarias para el desarrollo de presente proyecto.

FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO: dimensionamiento de los ingresos y egresos relacionados al desarrollo del yacimiento, con el objetivo de obtener los principales indicadores contables y financieros.

MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

Leyes Regulatorias

El régimen legal de la industria de los hidrocarburos en Argentina se conforma de varias disposiciones normativas y regulatorias que dictadas por numerosos organismos (Autoridades de aplicación y regulatorias).

La Ley Nº 17.319 dictada en 1967, estableció el marco legal básico de la industria, regulando las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo, y la exploración y explotación del gas natural. La misma faculta al Poder Ejecutivo a crear una política nacional para desarrollar las reservas de hidrocarburos con el objetivo principal de satisfacer la demanda doméstica. La exploración, y explotación del petróleo y gas se lleva a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o acuerdos de asociación.

La Ley Nº 24.076, dictada en 1992, regula las etapas de transporte y distribución del gas natural. Estas actividades siguen el régimen de servicio público, encontrándose las licenciatarias reguladas, condicionadas por entes de control.

En el año 1994, con la reforma de la Constitución Nacional se incorporó el artículo 124, que estableció que los recursos naturales (hidrocarburos entre ellos) pertenecen en propiedad a la Nación o a las provincias según el territorio en que se encuentren. Los permisos y las concesiones ya adjudicadas continuarían estando regidos por la Ley Nº 17.319 de hidrocarburos.

La Ley Nº 26.197 dictada en 2007, reglamenta el mencionado artículo de la Constitución Nacional y restituye a las provincias (propiedad originaria) los yacimientos de hidrocarburos que hasta ese momento se encontraban bajo la jurisdicción del Estado Nacional.

Esta ley establece que pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos ubicados en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce millas marinas medidas, mientras que pertenecen al Estado Nacional aquellos ubicados más allá de las doce millas.

De acuerdo a la Ley, el estado retiene la facultad de otorgar concesiones de transporte (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) las que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos.

Las ubicadas dentro de territorio de una sola provincia, son adjudicadas a la misma. Las provincias en su condición de autoridad concedente, actuarán como contraparte en los permisos de exploración de hidrocarburos, concesiones de explotación y de transporte con poder para (i) ejercer la supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidas, (ii) requerir 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, (iii) establecer la duración de las concesiones o permisos conforme los términos legales y/o contractuales.

Una consecuencia natural del régimen de dominio que prevé la Ley Nº 17.319, es la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, que habilita al concesionario de explotación a transportar los hidrocarburos producidos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, siempre y cuando cumpla con las normativas que reglamentan dichas actividades. Este

concepto ha sido reforzado por la normativa sancionada en 1989 como consecuencia de la Ley Nº 23.696 (de Reforma del Estado), y los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89.

El titular del permiso de exploración que descubre cantidades comercialmente explotables de hidrocarburo tiene derecho a obtener concesión exclusiva para producirlo y explotarlo, por 25 años, prorrogables por otros 10 años, sujetos a aprobación de autoridad concedente al momento de la prórroga y siempre que el concesionario lo requiera (art.35). Luego del vencimiento, las provincias tiene el derecho de otorgar nuevas concesiones o contratos con respeto a los bloques pertinentes.

La concesión de explotación da derecho al titular a realizar las actividades necesarias para la producción, mientras no interfieran con las actividades de otros concesionarios. Una concesión de explotación da derecho a una de transporte para trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes

Los titulares de concesiones de explotación deben pagar a la provincia, 12% de regalías y un adicional del 3%, si el plazo se extiende, sobre el valor de boca de pozo (igual al precio donde el producto es entregado, menos costo de transporte, costo de tratamiento y otras deducciones) de la producción del petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados. El gasto de regalías en Argentina se contabiliza como costo de producción. 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.

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

Las concesiones y los permisos caducan luego de tres meses de atraso en el pago de canon o regalías. El art. 2 del Decreto 1454/07, fija el valor del canon hidrocarburífero que pagará anualmente y por adelantado el concesionario al Estado Nacional o a la jurisdicción que corresponda, por cada km² o fracción abarcada por el área, en \$3447.87.-

La Ley Nº 26.741 dictada en 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.

En el año 2012 se promulgó el Decreto Nº 1277, reglamentario de la Ley Nº 26.741, el cuál derogó las disposiciones de los Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89 que establecían (i) el derecho a la libre disponibilidad de la producción hidrocarburífera, (ii) la libre fijación de precios, (iii) la exención de todo arancel, derecho y/o retención sobre las exportaciones e importaciones de hidrocarburos; asimismo creó un nuevo mecanismo de conducción del sector hidrocarburos.

El mencionado decreto creó la "Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas" cuya actividad principal, consiste en elaborar, anualmente, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas estableciendo los criterios y metas deseables en materia de inversiones. Para ello, crea el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en el que deben registrarse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles, y obligándolos a presentar la información técnica, económica y operativa necesaria para evaluar el desempeño del sector, sus planes de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo su plan de inversiones en exploración, y recuperación para evaluación.

La Ley N° 27.007 dictada en el año 2014 introduce la figura de Explotación de No Convencionales. En ella se misma reducen los plazos de permisos básicos y se distingue por tipo de yacimiento. Las adjudicaciones continúan siendo mediante concursos, pero la Nación y las Provincias acordarán pliegos modelos para lograr uniformidad en todas las jurisdicciones. Se elimina el acarreo (es decir, la participación de empresas provinciales sin inversión) como mecanismo de concesión de áreas, ya que la participación queda atada a las inversiones.

Por otra parte, se 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).

Se establece que los titulares de permisos de exploración y concesionarios de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales, además de impuestos aduaneros sobre importaciones.

Adicionalmente, la Ley N°27.007, fija un máximo del 3% a los Ingresos Brutos y se limita el Impuesto a los Sellos, evitando gravar a la inversión. A efectos simplificadores y dado el bajo impacto del impuesto de sellos, en el proyecto de desarrollo del yacimiento “La Esperanza”, se asumirá que no se paga impuestos de sellos y tampoco se considerará la posición respecto al impuesto al valor agregado (IVA).

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

Programa Gas Plus

En el año 2008, la Secretaría de Energía creó, a través de la Resolución N°24, el Programa Gas Plus, a fines de incentivar la producción de gas natural, considerando el aumento sostenido de la demanda, y la caída en los niveles de reservas de los años previos.

Se consideran para el mencionado Programa, aquellos volúmenes logrados sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionaren a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos.

El gas natural producido bajo el Programa Gas Plus, no sería considerado como parte de los volúmenes del “ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011”, y su valor de comercialización tampoco estaría sujeto a las condiciones de precio previstas dicho acuerdo, es decir que los precios del mismo se convendrían entre el productor y el comprador.

La resolución fue modificada posteriormente a través de la Resolución N°695/09, ampliando el Programa a productores no firmantes del acuerdo, y estableciendo la posibilidad de que un porcentaje de la producción proveniente de Proyectos aprobados en el marco del Programa sea retenida para cubrir la demanda interna, o que se considere como Gas Plus, producción que se acredite por encima de una producción determinada en el Proyecto.

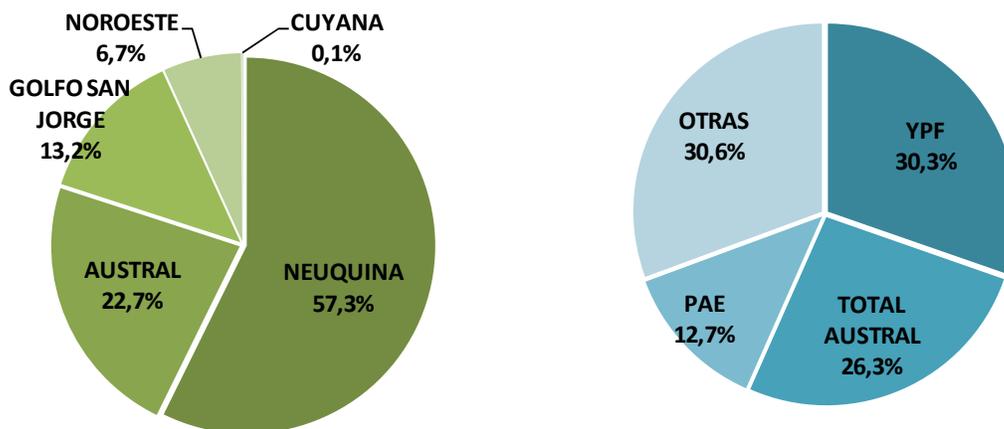
MERCADO

El sector primario o extractivo está compuesto por unas 40 empresas que usualmente comparten la tarea de prospección y explotación de gas natural con la de petróleo (la mayor parte de los pozos son petrolíferos y gasíferos al mismo tiempo, por lo que generalmente las decisiones de producción y exploración de las firmas por uno u otro recurso están ineludiblemente encadenadas; de allí que la mayor parte de las estadísticas correspondientes a la etapa extractiva del negocio del gas natural se presentan en forma asociada a las de extracción y producción del petróleo (no así en cambio las referidas a las etapas más industrializadas).

Gas Natural en Argentina

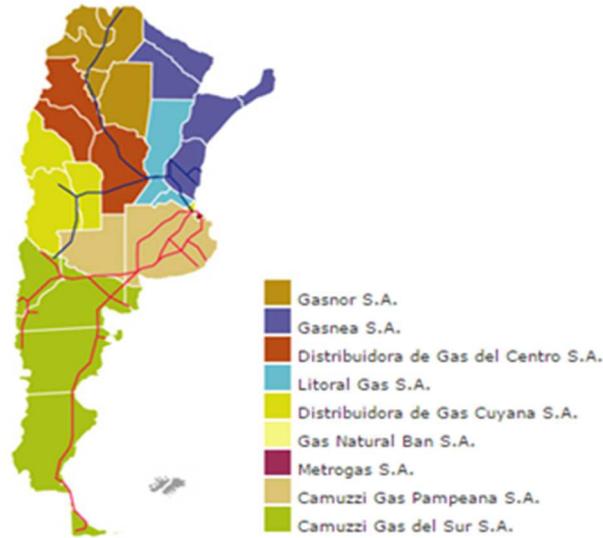
Tres empresas operadores concentran el 70% de la producción de gas natural del país (YPF, Total Austral y Pan American Energy). Los yacimientos productores se localizan en 4 cuencas principales (Neuquina, Austral, Golfo de San Jorge y Noroeste). El mercado productor opera con características donde la mayoría de las transacciones entre productores y demandantes, se perfeccionan a través de contratos cuyos términos y condiciones poco trascienden en el mercado. Otro tanto de la producción se canaliza a través del mercado spot o mayorista.

GRAFICO N°1: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA, POR CUENCA Y POR OPERADOR, 9M 2015 (EN %)



Por su parte, el segmento regulado está compuesto por dos empresas transportistas (TGS y TGN), que conducen el gas desde el yacimiento hasta los centros urbanos percibiendo una tarifa por sus servicios, y los distribuidores (9 firmas repartidas por áreas geográficas) que son quienes se encargan de hacer llegar el combustible hasta el consumidor final (ya sea doméstico, comercial, industrial, GNC o centrales eléctricas).

FIGURA N°2: DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA DE LAS EMPRESAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN EN ARGENTINA



Del lado de la demanda, o consumidores finales, podemos identificar distintos segmentos de mercado bien diferenciados por sus hábitos de consumo, tanto a lo largo del día como durante las distintas épocas del año. 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).

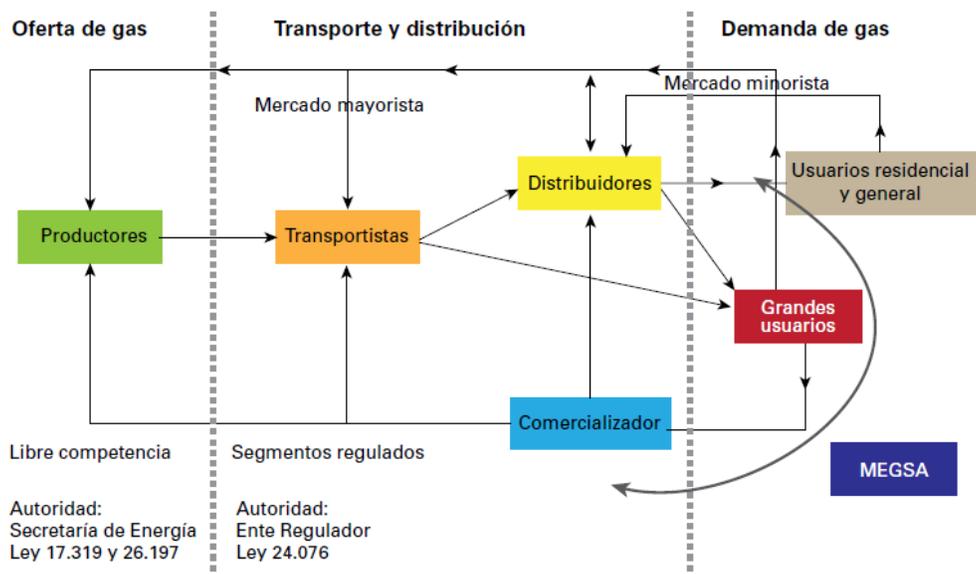
Es necesario expresar que la demanda de gas natural tiene particularidades, con consumos significativamente variables a lo largo del día y en las distintas épocas del año (invierno, primavera, verano y otoño) e inclusive la comercial vinculada al turismo y la industrial estacional (que está ligada a la cosecha).

Comercialización del Gas Natural

Los productores, transportistas, distribuidores y comercializadores deben interactuar para modular entre estos dos extremos, de oferta y demanda. Para ello utilizan herramientas que les permiten lograr que estos dos extremos se ajusten lo mejor posible:

- Servicios firmes y servicios interrumpibles.
- Combustibles líquidos sustitutos (fuel oil y/o gasoil).
- Combustibles gaseosos sustitutos (propano-aire, GNL).

FIGURA N°3: ESQUEMA DEL FLUJO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA



Formación del precio del Gas Natural

En la Argentina, de acuerdo con lo establecido en el marco regulatorio de la industria del gas natural (Ley 24.076 y normas complementarias), el precio del gas natural sigue un esquema que combina el efecto de oferta y demanda junto con los precios de combustible sustitutos, y el precio regulado por el organismo gubernamental (ENARGAS, quien se encarga de regular el transporte, distribución, comercialización y almacenamiento de gas natural).

FIGURA N°4: ESQUEMA DE DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA



A partir de este esquema, en la actualidad, la variable que establece el precio definitivo que paga cada usuario por el gas puesto en el “punto de consumo” es el precio del gas, precio que está regulado para algunos segmentos de mercado, y es libre (negociado entre partes) para otros.

Perspectivas futuras del Mercado Argentino del Gas Natural

Actualmente, el consumo de gas natural en Argentina ronda los 120 Mm³/d, de los cuales 95 Mm³/d (79%) son de producción local y 25 Mm³/d (21%) son importados, ya sea vía gasoducto de Bolivia o como LNG desde las terminales de Bahía Blanca y Escobar.

Este déficit de producción respecto al consumo se viene acentuando en los últimos años, y más allá de las inversiones que se puedan realizar en Argentina en el corto plazo, la situación de declinación en la oferta y aumento del consumo no será sencillamente modificable en el corto o mediano plazo.

La perspectiva mencionada es positiva para el desarrollo del yacimiento “La Esperanza”, ya que minimiza riesgos de comercialización de los volúmenes a producir, permitiendo trabajar todo el año de acuerdo con las curvas normales de consumo y vendiendo el gas excedente al mercado spot.

Pasadas las elecciones presidenciales y en una etapa de cambio de mando citamos un fragmento de la publicación de “G&G Energy Consultants” de fecha 08 de diciembre de 2015:

“Es posible que el Gobierno llame a una mesa de negociación para reducir precios de combustibles y petróleo interno en acuerdos explícitos trimestrales, descartando un mercado libre que tampoco es posible ofrecer en gas natural y menos aún en el mercado laboral. Consideramos que los mercados continuarán siendo administrados y regulados, seguramente con un cambio de tendencia respecto a la sustancial intervención actual, hacia mercados con reglas propias con el transcurrir de los años.

G&G Energy Consultants incluye en el escenario más probable, una política de precios de gas natural que aliente la inversión, y un incremento de tarifas gradual que permita realizar las inversiones necesarias en los sectores de gas y electricidad.

El notable daño al país provocado por políticas equivocadas en el Sector Energético, requerirán seguramente un trabajo conjunto de inversores, Gobierno, dirigentes políticos y consumidores. Creemos que el Gobierno y el Ministro de Energía y Minería y su grupo de colaboradores contarán con respaldo y apoyo de los diferentes actores. Existe predisposición favorable y un diagnóstico realista de las dificultades objetivas para normalizar las condiciones sectoriales.

De acuerdo con nuestra información, el Presidente comprende la importancia del Sector Energético en el conjunto de la economía, y su gabinete económico lo comprenderá a poco que analice la situación, ya que de poco servirá una devaluación si no se logra aumentar la inversión y producción energética, o disminuir la demanda.”

Comercialización del Petróleo en Argentina

Hasta mediados de 2014, la existencia de precios internacionales por encima de 100 USD/Bbl, propiciaba una política gubernamental de intervención indirecta del petróleo. En la práctica, la existencia de derechos de exportación por encima del 45% (con un tope a la percepción de los exportadores de 70 USD/Bbl), sumado al carácter prioritario que se estableció al abastecimiento del mercado interno, fijó precios máximos virtuales para los precios del petróleo en el mercado local.

A partir de la fuerte caída en los precios internacionales acontecida desde julio de 2014, el Estado Nacional impulsó una serie de medidas tendientes al sostenimiento del precio interno, y con ello, de la actividad hidrocarburífera local.

A la baja en los derechos de exportación del petróleo y sus principales derivados, se le sumó un acuerdo propiciado desde el Ministerio de Economía en diciembre 2014, que contó con la participación los principales productores, refinadores y autoridades regulatorias del sector, donde se estableció un sendero de precios para los principales tipos de crudo locales (Medanito y Escalante), según la evolución de la cotización del crudo Brent Internacional.

CUANDRO N°1: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL CRUDO EN EL MERCADO INTERNO SEGÚN ACUERDO

BRENT (USD/Bbl)	MEDANITO (USD/Bbl)	ESCALANTE (USD/Bbl)
≥ 91	84	70
≥ 83	80	66
≥ 75	79	65
≥ 68	78	64
≥ 60	77	63
≥ 52	76	62

DESARROLLO DE RESERVAS

Cálculo de Reservas y Condensado del Yacimiento

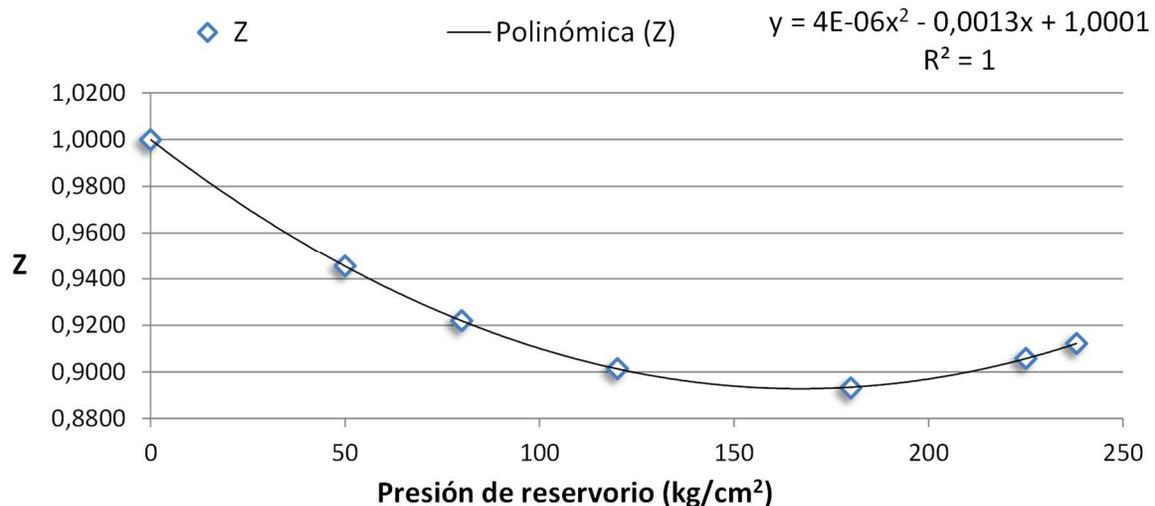
En el yacimiento bajo licitación ya se ha realizado exploración por sísmica 2D y cinco perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro fueron productivas y una estéril, lo que permitió que se contara con los siguientes datos:

CUADRO N°2: DATOS DEL YACIMIENTO

V_r : Volumen de Roca	1.250 Mm ³
\emptyset : Porosidad efectiva	12%
S_w : Saturación irreductible de agua	33%
T_r : Temperatura del reservorio	360 °K
P_r : Presión del reservorio	238 Kg/cm ²
GOR ¹ : Gas-oil ratio	23.000 m ³ gas/m ³ liq
T_a : Temperatura ambiente	288 °K
P_a : Presión atmosférica	1,033 Kg/cm ²

Adicionalmente, se contaba con un análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas en un pozo representativo del yacimiento, que permitió obtener el valor del factor de supercompresibilidad de los gases (Z) para las distintas presiones del reservorio.

GRÁFICO N°2: FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD DE LOS GASES DEL YACIMIENTO



Este factor corrige la ecuación de Gases Ideales usualmente empleada en Termodinámica y permite su empleo para gases reales como los del yacimiento. Con los datos del valor adoptado

¹ GOR: Gas-Oil Ratio. Relación Gas-Petróleo

por Z para cada valor de Presión del reservorio se está en condiciones de calcular el factor volumétrico del gas (B_g) a través de la siguiente fórmula:

FIGURA N°5: FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS

$$B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a}$$

La mencionada fórmula relaciona Presiones, Temperaturas y factores de supercompresibilidad tanto a nivel del reservorio como de superficie, y es imprescindible para determinar el volumen de Gas In Situ (en el reservorio), el cual es calculado a través de la siguiente expresión:

FIGURA N°6: VOLUMEN DE GAS IN SITU

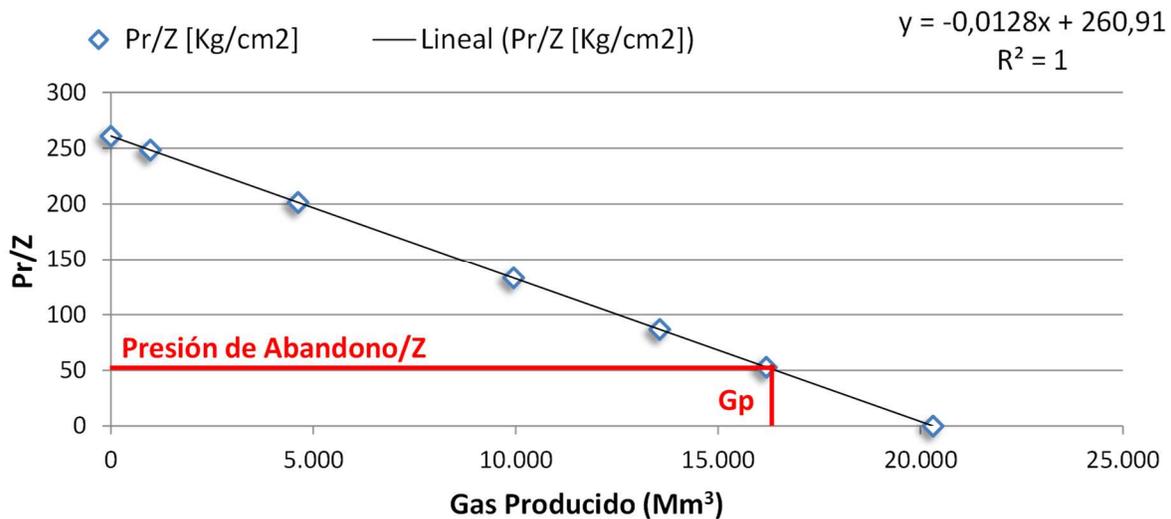
$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_W)}{B_g}$$

A partir de estos datos, y utilizando la información de las condiciones iniciales del reservorio, se puede determinar que el Gas In Situ previo al comienzo de la operación es de 20.307 Mm³, y asumiendo una presión teórica de abandono de 50 Kg/cm², el gas In Situ remanente luego de la explotación sería de 4.116 Mm³, obteniendo por diferencia el gas efectivamente recuperable, con un volumen de 16.191 Mm³ y 704 Km³ de condensado según el GOR.

CUADRO N°3: VOLÚMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTO

Volumen de gas in situ (Mm ³)	20.307
Volumen de gas recuperable (Mm ³)	16.191
Porcentaje de Recuperación (%)	79,73%
Volumen de Condensado (Mm ³)	0,704

GRÁFICO N°3: VOLUMEN DE GAS IN SITU Y RESERVAS



En el desarrollo proyectado por el Grupo A del Equipo 2, la presión de abandono resultó levemente por debajo de la teórica, (48,9 kg/cm² en lugar de 50 kg/cm²) por lo que los datos de recuperación del ejercicio son los siguientes:

CUADRO N°4: VOLÚMENES ALCANZADOS DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTO

Volumen de gas in situ (Mm ³)	20.307
Volumen de gas recuperable (Mm ³)	15.673
Porcentaje de Recuperación (%)	77,2%
Volumen de Condensado (Mm ³)	0,681

PRODUCCIÓN

Previsión de Producción

La siguiente etapa consistió en determinar el caudal promedio de producción de los pozos a perforar. Para esto, se trabajó con la metodología de “pozo tipo” con fines simplificarlos, teniendo en cuenta que, al avanzar la explotación del yacimiento, la cantidad de gas en el reservorio disminuye y con ella la presión estática en el interior de mismo, por lo que el caudal de extracción de los pozos disminuirá año a año. Por lo tanto, para mantener la producción, es necesario perforar nuevos pozos o reducirse la presión de extracción en superficie.

Con esta información, y el perfil de gas objetivo a extraer, hubo que determinar la cantidad de pozos a perforar, teniendo en cuenta las restricciones adicionales de que la perforación de los pozos debía realizarse un año antes de ser requerida su puesta en producción, y que la cantidad máxima de pozos perforables por año era de 8 (ocho).

Para el cálculo del caudal del pozo tipo se utilizó la ecuación de Fetkovich:

FIGURA N°7: ECUACIÓN DE FETKOVICH

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

Dónde:

P_{ws} = Presión estática de fondo de pozo (Presión estática del reservorio).

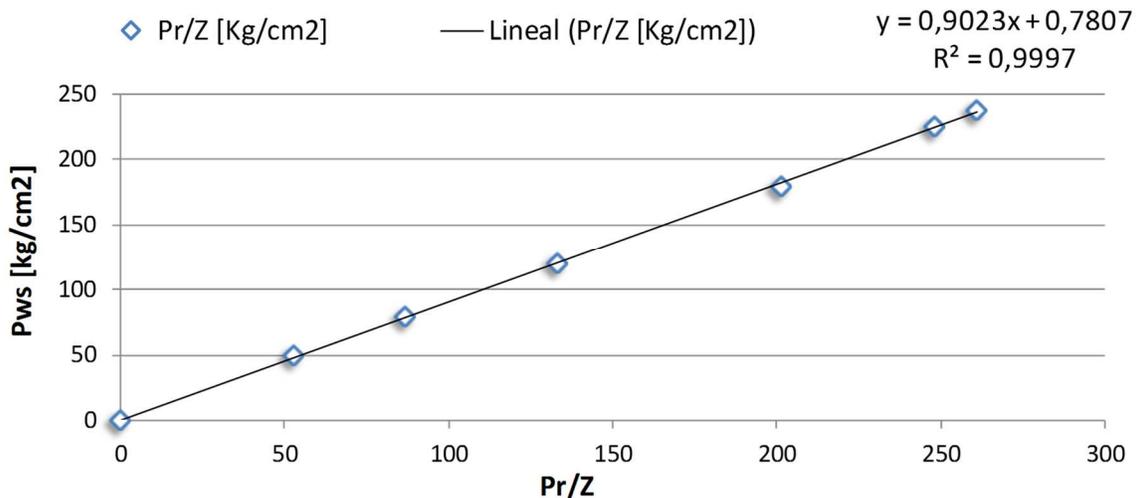
P_{wf} = Presión dinámica de fondo de pozo

$C = 12^2$

$n = 0,94^2$

Para aplicar la mencionada ecuación de Fetkovich, es preciso obtener previamente los valores de P_{ws} para cada año de producción del yacimiento, lo cual se resuelve en forma gráfica al cruzar los valores de P_r/Z con los de P_{ws} .

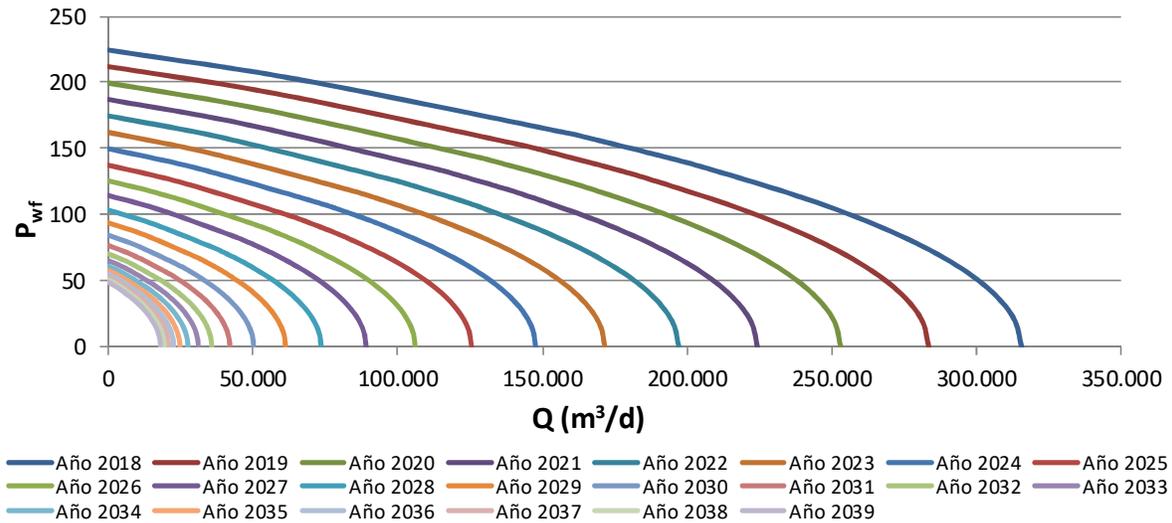
GRÁFICO N°4: P_{ws} VS. P_r/Z



² Valores simplificados

Y utilizando la fórmula que arroja la correlación entre ambas variables (que ajusta con un $R^2=0,9997$), se graficaron las curvas IPR, adoptando el P_{ws} que se obtiene al finalizar el año de explotación (con lo que se logra un cierto margen de seguridad en cuanto al caudal extraíble) y distintos valores de P_{wf} .

GRÁFICO N°5: CURVAS IPR



En el punto donde las curvas de contrapresión interceptan las curvas de comportamiento del pozo, se encuentran los caudales potenciales de producción para una determinada presión dinámica en boca de pozo (P_{tf}), en función del diámetro del tubing considerado.

La confección de las curvas de contrapresión del tubing se basa en el cálculo de pérdidas de carga para distintos caudales, es decir, en el cálculo de la presión dinámica de fondo (P_{wf}), para una P_{tf} elegida, aplicando la ecuación de Smith.

FIGURA N°9: ECUACIÓN DE SMITH

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

Dónde:

P_{wf} = Presión dinámica de fondo (en psia)

P_{tf} = Presión dinámica de boca de pozo (en psia)

$E = 2,71828$

Q = Caudal (en kcf/d)

T_p = Temperatura promedio en el tubing (en Rankine) = 614,7 R

Z_p = Factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio = 0,9243

d = diámetro interior del tubing = 2,92"

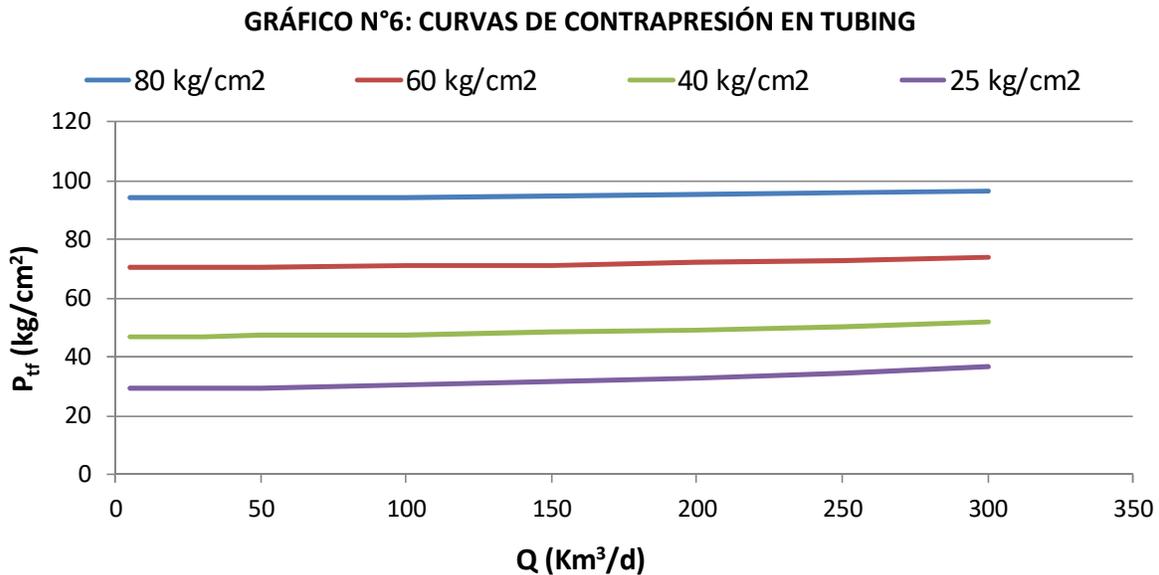
G = Gravedad específica del fluido del pozo = 0,6702

L = Profundidad al punto donde se tomó la P_{ws} , en pies (2.210 m x 3,281 = 7.251,01 pies)

$$f = \frac{30,9208 \cdot 10^{-3} \cdot Q^{-0.065} \cdot d^{-0.058} \cdot G^{-0.065}}{\mu^{-0.065}}$$

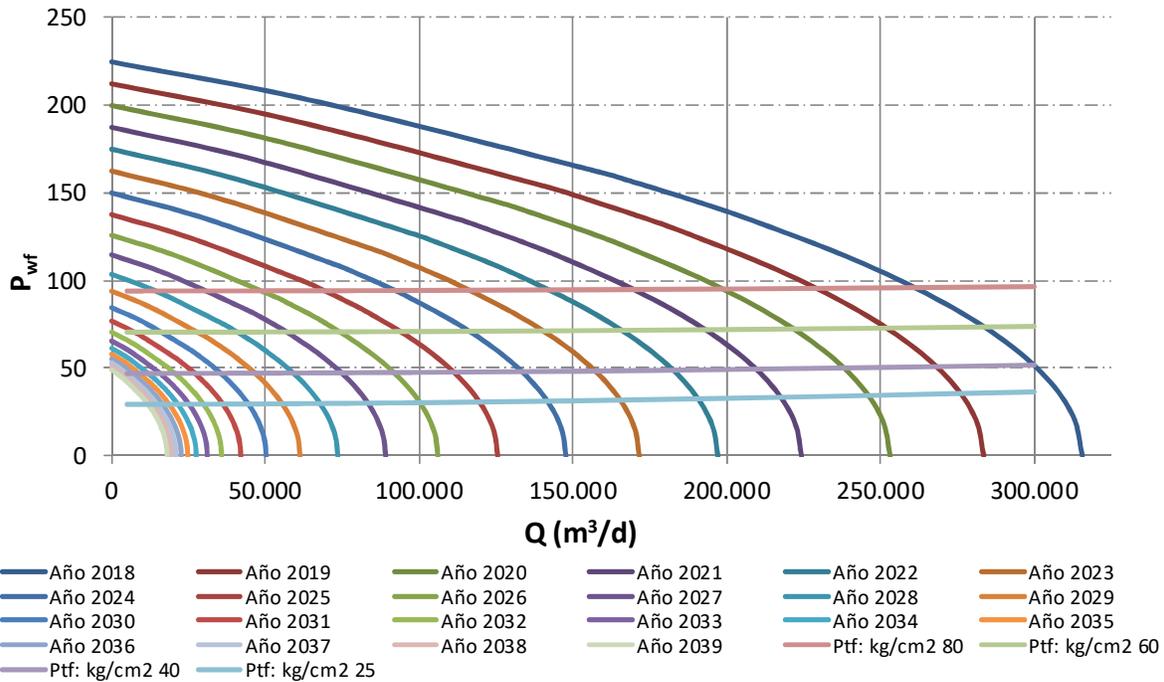
$$S = \frac{0.0375 \text{ G.L}}{T_p \cdot Z_p}$$

La resolución de esta ecuación requiere de cálculos iterativos, ya que el caudal es función de P_{wf} , pero a su vez P_{wf} es función del caudal. Las herramientas de cálculo (MS Excel) ofrecen una solución a este problema mediante el comando "Buscar Objetivo" que el valor converja. Si se grafica el resultado para los 4 valores de P_{tf} sugeridos (80, 60, 40 y 25 kg/cm²) se obtienen los resultados expresados en el siguiente gráfico.



De la intersección de estas curvas con las curvas IPR ya calculadas, puede obtenerse el caudal de producción del pozo tipo para cada año.

GRÁFICO N°7: CAUDALES, CURVAS IPR VS. CURVAS DE CONTRAPRESIÓN EN TUBING



Del gráfico se desprende que una menor presión dinámica de boca (P_{tf}) permite producir más gas por pozo, pero esto obliga a su vez a realizar inversiones de compresión en yacimiento para llevar la presión del flujo de gas a la presión de ingreso a la planta de tratamiento. Por lo tanto, estamos frente a un problema que debemos analizar y obtener una solución de compromiso para cada caso en particular. Como regla general se advierte que no suele convenir reducir la presión de boca de pozo en forma anticipada para luego comprimir, sino que debe reducirse únicamente cuando la producción, a la P_{tf} con la que se esté trabajando, no alcanza para cubrir la producción objetivo.

Puesta en especificación del gas

A partir del análisis de una muestra tomada se sabe que el gas crudo tiene la siguiente composición:

CUADRO N°5: COMPOSICIÓN MOLAR DEL GAS NATURAL EN YACIMIENTO

COMPONENTE	% MOLAR	PCS [Kcal/m3]
Metano	90,97	9.008,70
Etano	4,47	15.785,40
Propano	1,25	22.444,20
I-Butano	0,31	29.004,90
N-Butano	0,34	29.098,10
I-Pentano	0,09	35.685,10

N-Pentano	0,07	35.756,80
Hexanos	0,04	42.420,30
Heptanos y superiores	0,01	49.079,00
Nitrógeno	1,7	0,00
Dióxido de Carbono	0,75	0,00
TOTAL	100	9.449,25

Mientras que del condensado se sabe que tiene las siguientes características:

CUADRO N°6: CARACTERÍSTICAS DEL CONDENSADO EN YACIMIENTO

CONCEPTO	VALOR
Densidad a 15°C	0,813
Gravedad API	42,4
Calor Saybolt	-15
Agua (%)	< 1
Sales en crudo (g/m ³)	10
Azufre Total (ppm)	5
T inicial de destilación (°C)	60
T final de destilación (°C)	360

La Resolución ENARGAS N°259/2008, que reglamenta las especificaciones que debe cumplir el gas natural, en su ANEXO I indica las siguientes especificaciones:

CUADRO N°7: REQUISITOS DE ESPECIFICACIONES DE GAS NATURAL

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS NATURAL	REQUISITOS BÁSICOS
Vapor de Agua (H ₂ O)	65 mg/m ³
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,0% molar (*)
Total de Inertes	4,0% molar (**)
Oxígeno (O ₂)	0,2% molar
Sulfuro de Hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³
Azufre Entero	15 mg/m ³
Hidrocarburos condensables (HC)	-4°C a 5.500 kPa abs
Poder Calorífico Superior (PCS)	Mín. 8.850 Máx. 10.200 kcal/m ³
Temperatura	50°C
Índice de Wobbe (PCS/δ %)	Mín. 11.300; Máx. 12.470

Notas: Condiciones de referencia: 15°C y 101,325 kPa abs

(1) Especificaciones incluidas para el producto suministrado a los consumidores

(*) El valor límite podrá ser superado con acuerdo del transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior al 2,5% molar.

(**) El valor límite podrá ser superado con acuerdo del transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior al 4,5% molar.

De todas estas tablas de datos se pueden obtener las primeras conclusiones:

- El poder calorífico del gas crudo en el yacimiento es mayor a 9.300 Kcal/m³, que es el poder calorífico estándar al que se calculan los m³ equivalentes a la hora de la facturación.
- Es necesario instalar una planta de endulzamiento para eliminar el Azufre, que no cumple con las especificaciones.
- Debe tratarse el gas para reducir los condensables presentes en la corriente de gas, puesto que los mismos ocasionan daños en las instalaciones y disminuyen la capacidad de transporte. Para lograr debe decidirse instalarse una planta de acondicionamiento o bien una de recuperación de GLP.

Para este proyecto de desarrollo en particular, se decidió instalar una planta de Recuperación de GLP en lugar de una de Acondicionamiento. Esta decisión se tomó para hacer un mayor aprovechamiento de los hidrocarburos condensables presentes en el yacimiento, fundamentalmente, propano y butanos, que de otra manera, se mezclarían indistintamente con el flujo de gas natural entregado a la demanda.

Una vez que se extraigan los componentes más pesados del flujo de gas natural crudo, el poder calorífico del gas residual sería menor, por lo que llevado a 9.300 Kcal/m³, avendríamos un menor volumen disponible para la venta.

Una planta de Recuperación de GLP (Turboexpander) permite una recuperación de HC según los siguientes porcentajes:

CUADRO N°8: PORCENTAJES DE RECUPERACIÓN DE UNA PLANTA DE RECUPERACIÓN DE GLP

COMPONENTE	ACONDICIONAMIENTO
Metano	0%
Etano	0%
Propano	88%
I-Butano	98,5%
N-Butano	98,5%
I-Pentano	100%
N-Pentano	100%
Hexanos	100%
Heptanos y superiores	100%
Nitrógeno	0%
Dióxido de Carbono	80%

Una vez tratado, el gas residual tendría las siguientes características:

CUADRO N°9: CARACTERÍSTICAS DEL GAS CRUDO POST TRATAMIENTO

COMPONENTE	GAS CRUDO	GAS RESIDUAL		PCS GR
	% MOLAR i	m3/100m3	% MOLAR f	[Kcal/m3]
Metano	91,52	91,52	93,35	9.008,70
Etano	4,50	4,50	4,59	15.785,40
Propano	1,26	0,15	0,15	22.444,20
I-Butano	0,31	0,00	0,00	29.004,90
N-Butano	0,34	0,00	0,00	29.098,10
I-Pentano	0,09	0,00	0,00	35.685,10
N-Pentano	0,07	0,00	0,00	35.756,80
Hexanos	0,04	0,00	0,00	42.420,30
Heptanos y superiores	0,01	0,00	0,00	49.079,00
Nitrógeno	1,71	1,71	1,74	0,00
Dióxido de Carbono	0,15	0,15	0,15	0,00
TOTAL	100,00	98,03	100,00	9.170,51

Ajustándose a las especificaciones:

CUADRO N°10: CONDICIONES PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL GAS DEL YACIMIENTO

COMPONENTE	VALOR LÍMITE	VALOR DEL GAS CRUDO	ESPECIFICACIÓN
CO2 (%molar)	2,00	0,17	OK
Inertes (%molar)	4,00	1,88	OK
PCS mín. (kcal/m ³)	8.850,00	9.482,23	OK
PCS máx. (kcal/m ³)	10.200,00	9.482,23	OK

En cuanto al dimensionamiento de la Turboexpander, debió considerarse el caudal máximo a tratar, en todo momento inferior a 3 Mm3, por lo que las inversiones a realizar son:

- 67 MUSD en la planta de Recuperación de GLP.
- 27 MUSD en la planta de endulzamiento.

Volúmenes de Hidrocarburos

La previsión de la producción de gas natural en este proyecto, se encuentra estrechamente ligada a las posibilidades comerciales que arroja el mercado al cual se abastecerá. Es por eso que el esquema de desarrollo planteado no se entiende si no es explicado previamente el esquema comercial que lo subyace. A continuación se plantearan las premisas de funcionamiento del mercado y los segmentos a los que se apunta abastecer, para más adelante presentar las características del desarrollo del yacimiento.

Aspectos comerciales y contractuales del gas natural

Las alternativas de comercialización de gas, conforme a los requerimientos gubernamentales y técnicos de abastecimiento, para este proyecto específico, están sujetas a las siguientes restricciones:

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

Con el fin de estimar los volúmenes mensuales requeridos por cada uno de los posibles canales de comercialización, se consideraron los Factores de Carga que se describen a continuación:

- **Distribuidoras:** Junio, Julio y Agosto 100%, Mayo y Septiembre 65%, Abril y Octubre 45%, resto 30%
- **GNC:** 80% durante Junio a Septiembre y 90 % el resto del año.
- **Generación Termoeléctrica:** 85%
- **Usuarios Industriales:** 95%, con parada por mantenimiento de 15 días promedio año.

Por último, los Plazos de Contratos establecidos para planificar las ventas son los siguientes:

- **Distribuidoras:** 3 años inicial, renovables por períodos de no menos de 2 años; debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido.

- **GNC:** 1 año inicial, con renovaciones anuales por subasta en el MEG, debiendo mantener el mínimo establecido.
- **Generación Termoeléctrica:** para la opción a) de 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años y para la opción b) es de 5 años, renovables en períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- **Usuarios Industriales:** 3 años inicial, renovable en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

Atendiendo a las prioridades de abastecimiento de gas natural establecidas en la Resolución ENARGAS N° 1410/10, se direccionará la producción a los distintos segmentos en el siguiente orden: Distribución, GNC, Grandes Usuarios, Usinas.

Como lo establecen las premisas, en las renovaciones de los contratos con las distribuidoras (cada 3 años), se consideró el crecimiento vegetativo de la demanda en base a datos de las Licenciatarias de Gas y Usuarios en boca de pozo del ENARGAS del período 1993-2014, y se estimó el mismo en 4,18% anual, consecuencia tanto de la incorporación de nuevos usuarios a la red como de la intensidad de consumo de cada uno.

Las ventas al segmento de GNC también se plantaron según las indicaciones del enunciado.

Las ventas por contrato a centrales termoeléctricas se dirigieron a generadoras ubicadas más allá del ingreso al gasoducto troncal. Se proyectan ventas por 9 años (5 años del contrato inicial y 4 renovaciones anuales).

En el caso de las ventas por contrato a industrias, se estableció que las mismas se determinasen por los volúmenes máximos disponibles en los meses de invierno, luego de abastecer a las Distribuidoras, al segmento de GNC, y al segmento de Generación Eléctrica. La firma de contratos por volúmenes mayores a los mencionados, llevaría a una situación de incumplimiento en los meses invernales.

Por último, se ha determinado que el 85% remanente de la producción fuese comercializado, año a año, bajo la modalidad spot, no contractualizada. Se acordó que este porcentaje fuera del 85%, consecuencia de la imposibilidad de colocar la totalidad del volumen excedente. Estas ventas spot además tienen un precio descontado respecto a los contratos firmes y van direccionadas tanto al mercado industrial como al de generación.

En cuanto a los líquidos producidos (gasolina, condensado y GLP) los mismos se venden en yacimiento, quedando a cargo del comprador los costos inherentes a su evacuación, siendo necesaria la construcción de un cargadero de camiones para su correcta disposición.

Aspectos comerciales y contractuales del condensado, gasolinas y GLP

Respecto a la comercialización del condensado, una vez que los mismos se obtienen en los separadores primarios, son enviados y almacenados en las instalaciones contiguas al yacimiento. En el caso de las gasolinas y el GLP, su obtención se da en la Turboexpander, pero se almacena en la misma área que el condensado (aunque en tanques diferentes). El despacho de todos ellos se realiza a través del cargadero de camiones ya que es económicamente inviable la construcción de un poliducto. Por decisión comercial la transferencia del riesgo y dominio del producto se realiza a

la salida de la planta, cuando el camión ya cargado se dirige con destino al cliente final. El objetivo es evitar los gastos de transporte, problemas logísticos, riesgos y desgastes operativos.

Desarrollo y Previsión de Producción

Para determinar el objetivo de producción se buscó que el perfil fuera lo más estable posible durante la explotación, de modo de evitar sobredimensionamientos en las instalaciones. Bajo esta premisa inicial, y considerando que la cantidad máxima de pozos a perforar por año es de 8, se realizó una primera corrida con las ventas potenciales (que segmentos se podían abastecer y cuánto volumen adicional quedaba disponible para el mercado spot), para luego ajustar el primer perfil de modo tal de poder cumplir con aquellos contratos de venta que nos resultaban interesantes pero que por escaso volumen no podíamos hacer frente.

La capacidad de producción necesaria resulta de sumar la demanda potencial del proyecto, el consumo asociado a la planta de separación de GLP, y el consumo de las plantas compresoras de la red de gasoductos. Cabe aclarar que todos estos consumos están medidos a 9.300 Kcal/m³, pero que a la hora de calcular el caudal de extracción real debe considerarse el poder calorífico del gas crudo.

En la tabla a continuación se muestran los volúmenes contratados por año sumados al gas combustible usado en yacimiento y la red de transporte:

CUADRO N°11: VOLUMEN COMERCIALIZADO DE GAS NATURAL POR SEGMENTO

Año	Residencial	GNC	Generación	GU	SPOT	TOTAL CONTRATADO	RTP + COND	Compresión	Capacidad de producción requerida		
	Km ³ /d @9300Kcal					Km ³ /d @9300Kcal	Km ³ /d @Kcal Reales				
0	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	2018	558	217	850	498	361	2.484	195	11	2.754	2.793
4	2019	558	217	850	498	482	2.605	206	11	2.907	2.948
5	2020	558	217	850	498	482	2.605	206	11	2.907	2.948
6	2021	631	217	850	510	410	2.618	206	11	2.907	2.948
7	2022	631	217	850	510	410	2.618	206	11	2.907	2.948
8	2023	631	217	850	510	410	2.618	206	11	2.907	2.948
9	2024	714	217	850	345	466	2.591	206	28	2.907	2.948
10	2025	714	217	850	345	466	2.591	206	28	2.907	2.948
11	2026	714	217	850	204	466	2.451	195	26	2.754	2.793
12	2027	807	217	0	752	529	2.305	184	19	2.601	2.638
13	2028	807	217	0	747	529	2.300	184	24	2.601	2.638
14	2029	807	217	0	420	529	1.973	159	19	2.244	2.276
15	2030	913	217	0	182	600	1.912	155	20	2.193	2.224
16	2031	913	170	0	0	482	1.565	127	18	1.795	1.821
17	2032	844	167	0	0	297	1.308	105	13	1.479	1.500
18	2033	820	131	0	0	110	1.061	83	10	1.173	1.190
19	2034	742	104	0	0	40	886	69	8	969	983
20	2035	653	71	0	0	0	724	56	6	785	797
21	2036	588	0	0	0	0	588	45	5	638	647
22	2037	493	0	0	0	0	493	38	4	536	543
23	2038	451	0	0	0	0	451	35	4	490	497
24	2039	404	0	0	0	0	404	31	4	439	445

En función de la capacidad de producción requerida y el caudal promedio por pozo en cada año (calculado en base a la metodología del "Pozo tipo" ya comentada), se determinó la cantidad de pozos necesarios a perforar año a año para abastecer a la demanda.

Para este cálculo se tuvo en cuenta que 1 de cada 10 pozos perforados resultaba estéril, y que el máximo número de pozos a perforar en un año era de 8. Para aquellos años en los que la

producción no alcanzaba para hacerle frente a la demanda objetivo incluso perforando el máximo número de pozos, se trabajó con 2 soluciones alternativas posibles:

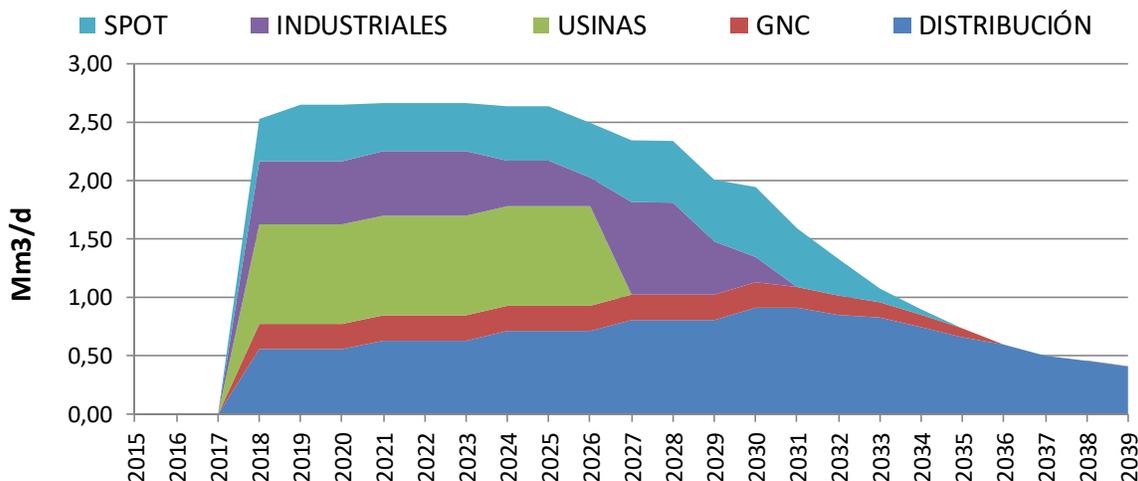
- La primera fue la de adelantar pozos un año, que si bien obligaba a hacer erogaciones en el flujo de fondos de manera anticipada, permitía cumplir con la restricción de 8 pozos/año.
- La segunda, utilizada principalmente para aquellos casos en los que la solución anterior no producía mejoras en el resultado obtenido, fue la de reducir la P_{tf} de trabajo con el consecuente aumento en el caudal de extracción por pozo, haciendo posible alcanzar la producción objetivo, pero con la desventaja de requerir mayor compresión en la etapa de captación (tema que será tratado luego).

CUADRO N°12: ESQUEMA DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO

DESARROLLO DEL YACIMIENTO									
Año	P _{tf} (Kg/cm ²)	Q pozo tipo (m ³ /día)	Pozos necesarios para previsión	N° pozos en producción	N° pozos perforados	N° pozos estériles	N° pozos productivos	N° pozos a perforar/año	
0	2015	80			0	5	1	4	0
1	2016	80			0	5	1	4	0
2	2017	80			0	5	1	4	8
3	2018	80	261.000	11	11	13	2	11	2
4	2019	80	230.000	13	13	15	2	13	2
5	2020	80	198.000	15	15	17	2	15	3
6	2021	80	170.000	18	18	20	2	18	4
7	2022	80	142.000	21	21	24	3	21	4
8	2023	80	118.000	25	25	28	3	25	1
9	2024	60	116.000	26	26	29	3	26	7
10	2025	60	94.000	32	32	36	4	32	8
11	2026	60	72.000	39	39	44	5	39	7
12	2027	60	59.000	45	45	51	6	45	0
13	2028	40	60.000	44	45	51	6	45	3
14	2029	40	48.000	48	48	54	6	48	2
15	2030	25	45.000	50	50	56	6	50	0
16	2031	25	37.000	50	50	56	6	50	0
17	2032	25	30.000	50	50	56	6	50	0
18	2033	25	24.000	50	50	56	6	50	0
19	2034	25	20.000	50	50	56	6	50	0
20	2035	25	16.000	50	50	56	6	50	0
21	2036	25	13.000	50	50	56	6	50	0
22	2037	25	11.000	50	50	56	6	50	0
23	2038	25	10.000	50	50	56	6	50	0
24	2039	25	9.000	50	50	56	6	50	0

En el gráfico siguiente se ve como se buscó mantener la producción en niveles lo más constantes posibles hasta la inevitable declinación del yacimiento, y como de distribuyó la misma entre los distintos segmentos:

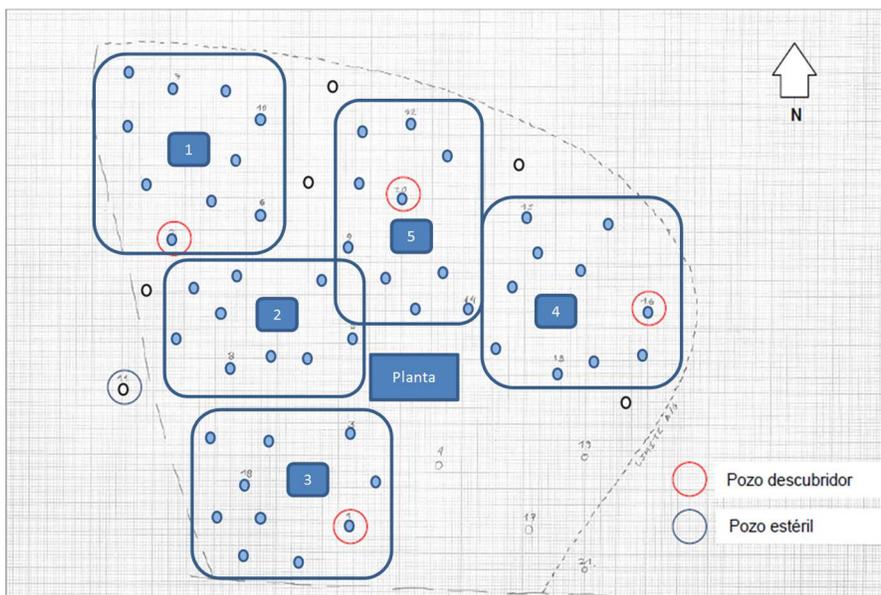
GRÁFICO N°8: VENTAS DE GAS NATURAL POR SEGMENTO



Ubicación de Pozos, Captación y Compresión

Una vez determinada la cantidad de pozos a realizar en cada año, nos concentramos en disponer los mismos en el territorio concesionado. En la imagen se ve la ubicación de los pozos descubridores, los productivos nuevos y los estériles, junto con el área de influencia de las distintas Baterías de captación numeradas.

FIGURA N°9: LAY-OUT DE INSTALACIONES



El lay-out de los pozos en el yacimiento se determinó teniendo en cuenta los mapas estructurales y de espesor útil, y respetando siempre la restricción de no colocar dos pozos a menos de un kilómetro entre sí, ya que el área de barrido de cada uno es de 500 metros.

Captación

Por su parte, la entrada de los nuevos pozos fue determinando el momento en el que debían ir haciéndose las inversiones en cañerías de captación, colectoras, manifolds y separadores generales y de control, teniendo en cuenta que:

- El máximo número de pozos a conectar por manifold era de 10.
- No se sobrepasara la capacidad diaria de los separadores
- Las obras debían realizarse el año anterior a la incorporación efectiva del pozo a la producción.

Lo que se buscó en este caso fue comenzar a explotar el yacimiento por zonas, posponiendo la inversión lo más posible. Así por ejemplo, de las 5 baterías necesarias para la totalidad del proyecto, una se agrega recién en el año 13, difiriendo de esta forma la erogación.

Los costos de cada inversión son los siguientes:

CUADRO N°13: CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES DE CAPTACIÓN

CONCEPTO	COSTO	UNIDAD DE MEDIDA
Costo cañería:	40	USD/(Pulg.m)
Diámetro cañería Captación:	4	Pulgadas
Diámetro cañería Colectora	6	Pulgadas
Costo separador de control:	0,6	MUSD/unidad
Capacidad separador de control:	0,5	Mm ³ /día
Costo separador general:	1	MUSD/u
Capacidad separador general:	1,5	Mm ³ /día
Costo Manifold	0,4	MUSD/batería

Compresión en yacimiento

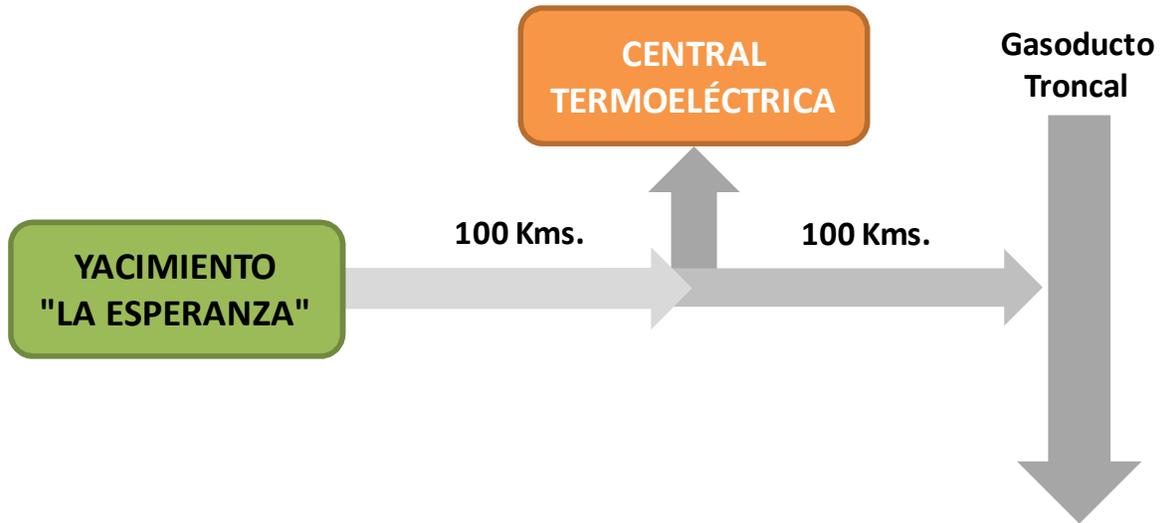
En cuanto a la compresión, durante los primeros años, trabajando con una P_{tr} de 80 Kg/cm² y con una pérdida estimada en las cañerías de captación y colectora de 8 kg/cm², no es necesario comprimir, puesto que el ingreso a la planta de tratamiento requiere una presión mínima de 70 Kg/cm².

La situación cambia a medida que se reduce la presión de trabajo en superficie. En este caso, y para cumplir con el requerimiento de presión en el ingreso a la planta deben agregarse plantas compresoras de 500 HP, a un costo de 2.900 USD/HP instalado. En este sentido, el cálculo consiste en obtener el K_{rc} en función de la relación de compresión (R_c), para luego determinar la potencia requerida como $K_{rc} \cdot Q$ (Mm³/d). Con este dato y sabiendo que la potencia por equipo es de 500 HP, es sencillo calcular la cantidad de módulos de equipos necesarios. Este procedimiento debe repetirse por modificaciones en la relación de compresión o cambios en el caudal, y verificar si se requerirán más equipos o si por el contrario alcanza con los ya instalados.

TRANSPORTE

El gas producido, luego de su acondicionamiento, será transportado, en su totalidad, por un gasoducto cuyo tendido es de 200 kms desde la salida de las plantas de tratamiento a la cabecera del Gasoducto Troncal, tal como se indica en el esquema:

FIGURA N°10: ESQUEMA DE LA DISPOSICIÓN DEL SISTEMA DE EVACUACIÓN DE GAS DEL YACIMIENTO



El diseño del gasoducto de evacuación, desde la planta del tratamiento hasta el gasoducto Troncal, se basa en los fundamentos del transporte por gasoductos. De estos se desprenden los cálculos del caudal transportado, la potencia de compresión requerida, el consumo de gas combustible y las presiones de entrega. Cabe aclarar que para el dimensionamiento del gasoducto de evacuación, se tomaron los máximos caudales a transportar con las mínimas presiones de entrada al sistema.

A los fines simplificativos, se definieron dos tramos de 100 Km: el primero (T_1) desde el yacimiento (Km 0) hasta el desvío a la Central Termoeléctrica (km 100) y el segundo (T_2) desde este último punto hasta el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (Km 200).

El diámetro teórico requerido se obtuvo a partir de despejar el valor "Kp" de la fórmula simplificada para el cálculo del caudal y cruzar el este valor con el correspondiente a los gasoductos de 100 Km de longitud de las tablas de correspondencia vistas en el curso de "Comercialización de Gas Natural".

FIGURA N°11: FORMULA SIMPLIFICADA PARA EL CALCULO DE CAUDAL

$$Q(m^3 / d) = KP * (P_1^2 - P_2^2)^{1/2}$$

Para calcular la Potencia de Compresión requerida se utilizaron valores de "relación de compresión" de entre 1,3 y 1,6 por ser estos valores teóricos ideales.

FIGURA N°12: FORMULA DE POTENCIA DE COMPRESIÓN NECESARIA

$$P(HP) = Krc * Q (Mm^3/d)$$

Condiciones Operativas

El gasoducto proyectado operara con una M.A.P.O. de 95 kg/cm², correspondiendo a la tubería API 5L Grado X60, con espesores mínimos según NAG 100, accesorios serie 600 y temperaturas de operación de hasta de 50°C.

La presión mínima de entrada requerida al Gasoducto Troncal es de 70 kg/cm². La presión de entrada al gasoducto (P₁) se da es en función a la presión de descarga de la planta de acondicionamiento que, a su vez, varía según la P_{tf}, conforme va decreciendo la presión proyectada.

Teniendo en cuenta que la presión mínima de entrada requerida en la planta de separación de GLP es de 70 Kg/cm², que la P_{tf} comienza a bajar de 80 kg/cm² a partir del año 2026 cuando pasa de 80 kg/cm² a 60 kg/cm² (siendo necesario comprimir el flujo de entrada a la misma) y que la presión del gas residual obtenido decae unos 8 Kg/cm², es que se optó por una presión de entrada al Gasoducto P₁ de 62 kg/cm².

Determinación de diámetro del ducto

Siendo el punto de partida del cálculo hidráulico del sistema la fórmula planteada en la Figura N°11, y teniendo en cuenta la simplificación tenida en cuenta para los tramos, sin instalación de ningún tipo de planta compresora, se obtuvo un diámetro teórico de 18" para cada uno, según:

CUADRO N°14: CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE TEÓRICO

CONCEPTO	Valor
Longitud	100 Km
P ₁ (entrada):	70 Kg/cm ²
P ₂ (salida):	62 Kg/cm ²
Q _{MAX} :	2.745 KSm ³ /d
K _p requerido:	84,47 (m ³ /d)/(Kg/cm ²)
K _p tabla:	107,4 (m ³ /d)/(Kg/cm ²)
Diámetro Teórico	18 pulgadas

Cabe aclarar que si se tomase la longitud total del Gasoducto de 200 km y una P₂ de 70 kg/cm², el diámetro necesario del gasoducto sería de se llega a un diámetro teórico de 20".

Como regla general, siempre es conveniente dimensionar una tubería de un diámetro tal que se puedan optimizar los costos sin que con esto se vea afectado el transporte del caudal requerido. En esta ocasión, estos costos pueden reducirse utilizando un diámetro menor al teórico calculado y aumentando la capacidad de transporte mediante plantas compresoras.

Para realizar los distintos ensayos de una forma dinámica, y a los fines de poder comparar los resultados obtenidos, se empleó el Simulador **SIMULDUC14**, basado en la teoría del transporte por gasoductos, propiedad del Ing. Hugo Carranza, provisto por el mismo durante el dictado de la Materia Economía y Comercialización del Gas Natural en el año 2014.

Determinación del Diseño Final

Con la ayuda del simulador antes mencionado, y luego de plantear diferentes diseños, se dimensiono el sistema con un diámetro de 14'' y dos plantas compresoras de 2500 HP cada una, una ubicada en el Km. 50, y otra en el Km. 150, para poder cumplir con los requerimientos de entrada tanto a la Central Termoeléctrica como al Gasoducto Troncal.

Teniendo en cuenta que el diámetro adoptado no es del tipo estándar, es decir, de los comúnmente utilizados en la actividad, se tendrá en cuenta un costo extra respecto al de los diámetros usuales.

A continuación, se detallan los costos de la configuración final del gasoducto:

CUADRO N°15: CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE EFECTIVO

CONFIGURACION 14''	MUSD
Longitud: 200 Km	98
Diámetro: 14''	
2 Plantas Compresoras de 2500 HP c/u	11,35
Estación de Medición y Regulación	1,2
TOTAL	110,6

TARIFAS Y PRECIOS

Precios de Venta de Gas Natural

Los precios de venta considerados para los distintos segmentos de la demanda de Gas Natural se calcularon a partir de las consignas establecidas inicialmente, a saber:

Para Distribuidoras (R+P1+P2) se partió de un precio de 600 \$/1.000m³ a enero de 2015. El crecimiento anual en pesos considerado es de 10% anual hasta alcanzar el precio para Generación Eléctrica (del precio regulado) y para luego seguir el crecimiento del mismo. En el ejercicio planteado, dicho precio nunca es alcanzado por el segmento de Distribución.

Para el segmento de GNC se partió de un precio de 750 \$/1.000m³ a enero de 2015. El crecimiento anual en pesos considerado es del 15% hasta alcanzar el precio para Generación Eléctrica (del precio regulado) y luego seguirá el crecimiento del mismo.

Para la Generación Eléctrica se decidió vender bajo contratos a usinas ubicadas más allá del ingreso al gasoducto troncal. El precio de ventas estimado será de 2,68 USD/MBTU a enero de 2015 y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” –Industrial commodities - unadjusted index).

Para Usuarios Industriales el precio de venta considerado es de 4,5 USD/MBTU a enero de 2015 y se actualiza anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” -Industrial commodities - unadjusted index).

Una gran proporción de las ventas a realizar, se estima que se realizaran en el mercado SPOT. Debido a la fuerte disponibilidad de gas natural que habrá sólo en verano, el cuál no puede contractualizarse, se estima que la venta del mismo será “penalizada” con un precio menor al que podría obtenerse de otra forma. Dicho precio se supone que será el regulado de ventas a usinas. El mismo será de 2,68 USD/MBTU a enero de 2015 y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” –Industrial commodities - unadjusted index).

Para todos los segmentos, el precio del gas nunca puede ser mayor a 7,5 USD/MBTU.

**CUADRO N°16: PRECIO PROMEDIO DE VENTA DE GAS NATURAL POR SEGMENTO
(EN USD/MBTU)**

AÑO	DISTRIBUCIÓN	GNC	GE - REGULADO	INDUSTRIAS	SPOT	PROMEDIO PONDERADO
2015	1,78	2,23	2,68	4,50	2,68	0
2016	1,63	2,14	2,77	4,65	2,77	0
2017	1,50	2,05	2,86	4,81	2,86	0
2018	1,37	1,96	2,96	4,97	2,96	2,92
2019	1,31	1,96	3,06	5,14	3,06	2,99
2020	1,26	1,96	3,16	5,31	3,16	3,06
2021	1,20	1,96	3,27	5,49	3,27	3,09
2022	1,20	2,05	3,38	5,67	3,38	3,19
2023	1,20	2,14	3,49	5,85	3,49	3,29
2024	1,20	2,24	3,60	6,05	3,60	3,15
2025	1,26	2,45	3,72	6,24	3,72	3,27
2026	1,32	2,69	3,84	6,44	3,84	3,22
2027	1,38	2,94	3,96	6,65	3,96	3,84
2028	1,52	3,39	4,08	6,86	4,08	4,02
2029	1,67	3,89	4,21	7,07	4,21	3,75
2030	1,84	4,34	4,34	7,29	4,34	3,43

2031	2,02	4,48	4,48	7,50	4,48	3,04
2032	2,22	4,61	4,61	7,50	4,61	3,07
2033	2,45	4,75	4,75	7,50	4,75	2,97
2034	2,69	4,89	4,89	7,50	4,89	3,05
2035	2,96	5,04	5,04	7,50	5,04	3,16
2036	3,26	5,19	5,19	7,50	5,19	3,26
2037	3,58	5,34	5,34	7,50	5,34	3,58
2038	3,94	5,49	5,49	7,50	5,49	3,94
2039	4,34	5,65	5,65	7,50	5,65	4,34

Precios de Venta de Gasolinas y Condensado

Como se mencionó previamente, la gasolina y el condensado obtenido de la explotación del yacimiento "La Esperanza", ya sea a partir de un proceso de separación primaria o en la planta de acondicionamiento de punto de rocío, es comercializado como petróleo crudo.

Las características de estos productos, mencionadas en el apartado de Reservas, indican una fuerte similitud con el crudo de tipo Medanito, de amplia difusión en la cuenca donde se ubica el yacimiento.

El precio proyectado del crudo a comercializar en el mercado local es de 77 USD/Bbl en 2015 y se mantiene en el mismo nivel hasta que es superado por los precios internacionales en 2026.

Los precios proyectados del crudo internacional surgieron, en primer lugar de las proyecciones del precio internacional del petróleo crudo del "IMF - Pinksheet" hasta el año 2020. A partir de 2021, el precio es igual al de 2020 más el promedio de la variación absoluta interanual del período 2016-2020 (3,2 USD/Bbl). A partir de 2022, al precio del año anterior, a dicha variación absoluta se repite año a año pero multiplicada por un coeficiente de 0,95.

CUADRO N°17: PRECIO PROMEDIO DE VENTA PETRÓLEO (EN USD/MBTU)

AÑO	Crudo Internacional	Crudo Local - Medanito
2015	51,6	77,0
2016	50,4	77,0
2017	55,4	77,0
2018	59,8	77,0
2019	62,2	77,0
2020	63,0	77,0
2021	66,1	77,0
2022	68,8	77,0
2023	71,0	77,0
2024	73,2	77,0
2025	75,8	77,0
2026	78,3	78,3
2027	80,6	80,6

AÑO	Crudo Internacional	Crudo Local - Medanito
2028	82,8	82,8
2029	84,9	84,9
2030	86,9	86,9
2031	88,7	88,7
2032	90,5	90,5
2033	92,2	92,2
2034	93,9	93,9
2035	95,4	95,4
2036	96,9	96,9
2037	98,3	98,3
2038	99,6	99,6
2039	100,8	100,8

Precios de Venta de GLP

El propano y butano obtenidos en la planta de separación de líquidos se estima que se comercializará tanto en el mercado local como internacional, según las proporciones generales observadas durante los primeros 11 meses de 2015, es decir que, un 70% del butano y 60% del propano producido se destinará al mercado local, mientras que el resto se exportará.

Se proyectará una evolución de los precios de ambos combustibles según las siguientes premisas.

- El precio local de venta de butano 2015 es igual al precio promedio percibido por ventas al mercado interno durante los primeros 10 meses de 2015. La evolución de precios de butano en el mercado local sigue, a partir de 2016, la misma variación que el precio en dólares del gas natural en boca de pozo para el segmento residencial.
- El precio de venta de butano al mercado externo es igual al precio promedio paridad de exportación publicado por la Secretaría de Energía para los primeros 11 meses de 2015, multiplicado por un coeficiente de 0,9 para descontar gastos varios. La evolución de precios de butano en el mercado internacional sigue, a partir de 2016, la misma variación que el precio internacional del petróleo crudo.
- El precio local de venta de propano 2015 es igual al precio promedio percibido por ventas al mercado interno durante los primeros 10 meses de 2015. Se mantiene igual hasta 2039.
- El precio de venta de propano al mercado externo es igual al precio promedio paridad de exportación publicado por la Secretaría de Energía para los primeros 11 meses de 2015, multiplicado por un coeficiente de 0,9 para descontar gastos varios. La evolución de precios de propano en el mercado internacional sigue, a partir de 2016, la misma variación que el precio internacional del petróleo crudo.

CUADRO N°18: PRECIO PROMEDIO DE VENTA PROPANO Y BUTANO (EN USD/TON)

AÑO	INTERNACIONAL		LOCAL		MIX	
	BUTANO	PROPANO	BUTANO	PROPANO	BUTANO	PROPANO
2015	280,5	250,0	99,5	228,3	153,8	237,0
2016	273,7	243,9	99,5	228,3	151,7	234,5
2017	301,2	268,4	99,5	228,3	160,0	244,3
2018	325,2	289,8	99,5	228,3	167,2	252,9
2019	337,9	301,1	99,5	228,3	171,0	257,4
2020	342,2	305,0	99,5	228,3	172,3	259,0
2021	359,3	320,2	99,5	228,3	177,4	265,1
2022	373,8	333,2	99,5	228,3	181,8	270,2
2023	386,0	344,0	99,5	228,3	185,4	274,6
2024	398,0	354,7	99,5	228,3	189,1	278,9
2025	412,0	367,2	99,5	228,3	193,2	283,8
2026	425,2	379,0	99,5	228,3	197,2	288,6
2027	437,8	390,2	99,5	228,3	201,0	293,1
2028	449,8	400,9	99,5	228,3	204,6	297,3
2029	461,2	411,0	99,5	228,3	208,0	301,4
2030	472,0	420,7	99,5	228,3	211,2	305,2
2031	482,3	429,8	99,5	228,3	214,3	308,9
2032	492,0	438,5	99,5	228,3	217,3	312,4
2033	501,3	446,8	99,5	228,3	220,0	315,7
2034	510,1	454,6	99,5	228,3	222,7	318,8
2035	518,4	462,1	99,5	228,3	225,2	321,8
2036	526,4	469,1	99,5	228,3	227,6	324,6
2037	533,9	475,9	99,5	228,3	229,8	327,3
2038	541,1	482,3	99,5	228,3	232,0	329,9
2039	547,9	488,3	99,5	228,3	234,0	332,3

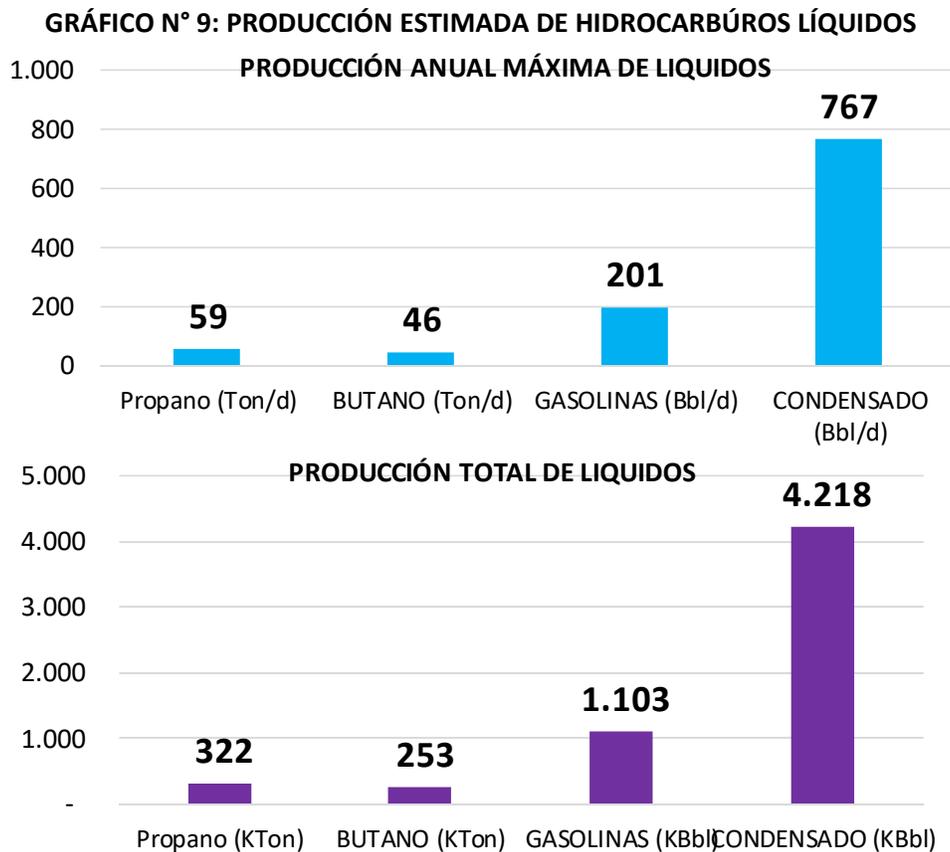
Aprovechamiento de Condensables

Como se mencionó previamente, el GOR específico del yacimiento es de 23.000, es decir que cada 23.000 m³ de gas que se extraen, se obtiene adicionalmente 1 m³ de condensados. Adicionalmente, la planta de separación de GLP instalada, permite obtener un volumen adicional de propano, butano y gasolinas.

Para almacenar el condensado, el proyecto de desarrollo del área prevé la instalación de un tanque de almacenamiento de 500m³ de capacidad asociado a cada separador primario, y uno adicional contiguo al cargadero de camiones. Para el almacenamiento de Gasolinas obtenidas en la planta de acondicionamiento, se prevé suficiente la instalación de un solo tanque de la misma magnitud en el mencionado cargadero.

Tanto el condensado como la gasolina son comercializados como equivalentes de petróleo, ya que se mezclan con los flujos de éste para reducir su viscosidad y gravedad específica, aunque en este caso no se mezclarán ambos productos previamente a su comercialización.

El almacenamiento de propano y butano se realiza en 2 tanques separados con capacidad de hasta 1.000 m³ localizados a continuación de los tanques de condensado y gasolinas.



INVERSIONES

Las inversiones totales necesarias para desarrollar el yacimiento entre los años 2015 y 2039 se estiman en USD 671,1. A continuación se presenta un cuadro donde se resume las inversiones totales asociadas al proyecto.

CUADRO N°19: DETALLE DE LAS INVERSIONES A REALIZAR EN EL DESARROLLO DEL ÁREA

CONCEPTO	DETALLES	INVERSIÓN (MUSD)
INVERSIONES DE YACIMIENTO	Perforación de Pozos	229,5
	Work Over de Pozos	101,0
	Motocompresores	18,9
	Cañerías de captación	14,4
	Separadores generales	5,0
	Separadores de control	3,0
	Instalación de Manifolds	2,0
Total Inversiones de Yacimiento		373,8
INVERSIONES EN TRATAMIENTO Y ALMACENAJE	Planta de separación de GLP	67,0
	Planta de endulzamiento	27,0
	Tanques de condensado	4,2
	Cargadero de camiones	3,5
	Tanques de GLP	3,0
	Tanques de gasolinas	0,7
Total Inversiones en Tratamiento y Almacenaje		105,4
INVERSIONES EN TRANSPORTE	Tuberías	98,0
	Plantas de Compresión	11,4
	Estación de Medición y Regulación	1,2
Total Inversiones en Transporte		110,6
OTRAS INVERSIONES	Abandono de Pozos	22,4
	Imprevistos	59,0
Total Otras Inversiones		81,4
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO		671,1

FLUJO DE CAJA Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo del Proyecto se refleja en una serie de flujos monetarios que se detallará a continuación. Luego se presentará un detalle de los resultados y el flujo de caja asociado.

Ingresos: Son las ventas brutas calculadas a partir del volumen de gas natural vendido por cada segmento afectado por sus respectivos precios y sumadas a las ventas de gasolinas y condensado.

Costos variables: Está compuesto por regalías e Impuestos a los ingresos brutos. Las regalías corresponden al 12% de las ventas brutas. Para el gas natural se consideraron los descuentos de compresión y transporte. Los ingresos brutos se calcularon sobre la venta bruta de líquidos y GN con una alícuota del 3,5%, que corresponde a la vigente para ventas de hidrocarburos en la provincia de Neuquén, donde se contemplaron las ventas.

Costos operativos: Son todos los gastos que hacen al funcionamiento de las distintas unidades que integran el proyecto. Los conceptos considerados son:

- Costos operativos en yacimiento: Captación, compresión, acondicionamiento y tratamiento.
- Costos operativos en gasoducto: Compresión y mantenimiento de gasoductos
- Canon y servidumbre

A los costos calculados se le sumó un 10% en concepto de “imprevistos”

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization): Es el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros. Resulta de la resta de los costos operativos a la Ventas Netas.

Amortizaciones: Se tomó como forma de amortización, el método de amortización por unidad producida. Se incluyó la amortización del costo por abandono de pozos, calculado desde el año de la perforación. Mientras que la inversión fue considerada en el año de abandono.

EBT (Resultado antes de impuestos): Es el beneficio antes de impuestos. En este caso se calcula a partir del EBITDA, al cual se le descuentan las amortizaciones.

Impuesto a las ganancias: El impuesto a las ganancias se calcula sobre los EBT. La alícuota considerada es del 35%.

Resultado Neto: Es la diferencia entre el EBT y el Impuesto a las ganancias.

Inversiones: Son las inversiones en todos los conceptos descritos a lo largo del informe. Para obtener el flujo de fondos real a partir de la utilidad neta, deben sumarse las amortizaciones (que no constituyen desembolsos reales) y restar los desembolsos en inversiones.

Flujo de fondos Neto: Es el flujo de caja real del proyecto, y el utilizado para calcular todos los indicadores del proyecto.

CUADRO N°20: RESULTADO CONTABLE DEL DESARROLLO DEL PROYECTO (2015-2039)

CONCEPTO	MONTO TOTAL (MUSD)
Ingresos por Ventas	2.594,4
Costos Variables	(394,3)
Costos Operativos	(621,2)
EBITDA	1.578,9
Amortizaciones	(669,9)
EBT	909,0
Impuestos a las Ganancias	(318,2)
RESULTADO NETO	590,9

CUADRO N°21: FLUJO DE FONDOS DEL DESARROLLO DEL PROYECTO (2015-2039)

CONCEPTO	MONTO TOTAL (MUSD)
Ingresos por Ventas	2.594,4
Costos Variables	(394,3)
Costos Operativos	(621,2)
Inversiones	(669,9)
Flujo de fondos antes de impuestos	909,0
Impuestos a las Ganancias	(318,2)
RESULTADO NETO	590,9

Evaluación del Proyecto

Los principales indicadores y resultados económicos del Proyecto de desarrollo de “La Esperanza” se detallan a continuación:

CUADRO N°22: PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS DEL PROYECTO

INDICADOR	DETALLE	VALOR
VAN (Valor Actual Neto)	Flujo de caja descontado por una tasa determinada del 10%.	111,4 MUSD
TIR (Tasa Interna de Retorno)	Tasa de descuento que convertiría el VAN en cero.	16,6%
Monto de Máxima Exposición	Máximo monto negativo acumulado alcanzado durante el proyecto.	291,5 MUSD
Períodos de Repago	Cantidad de períodos desde el inicial que los flujos acumulados tardan en convertirse en positivos.	8 AÑOS

Necesidad de Financiamiento

Debido a que el capital propio con que se cuenta para comenzar el proyecto es de MUSD 200, todas las inversiones por encima de dicho monto deben financiarse. Las condiciones de financiamiento son las siguientes:

- Se admite hasta un máximo de 40% de inversión total financiada.
- Los acreedores otorgan un año de gracia de pago de capital.
- El repago se llevará adelante en 8 años vencidos en cuotas iguales
- La tasa de interés del préstamo será LIBOR + Tasa Riesgo País Argentina + 7% anual desde el otorgamiento del préstamo sobre saldos de capital.
- El primer año se paga sólo el interés sobre el capital, el segundo año el interés por el total del préstamo y primera cuota de capital. El tercer año se paga el interés sobre el capital al inicio del período más una cuota de capital. Así se continúa hasta el noveno año.

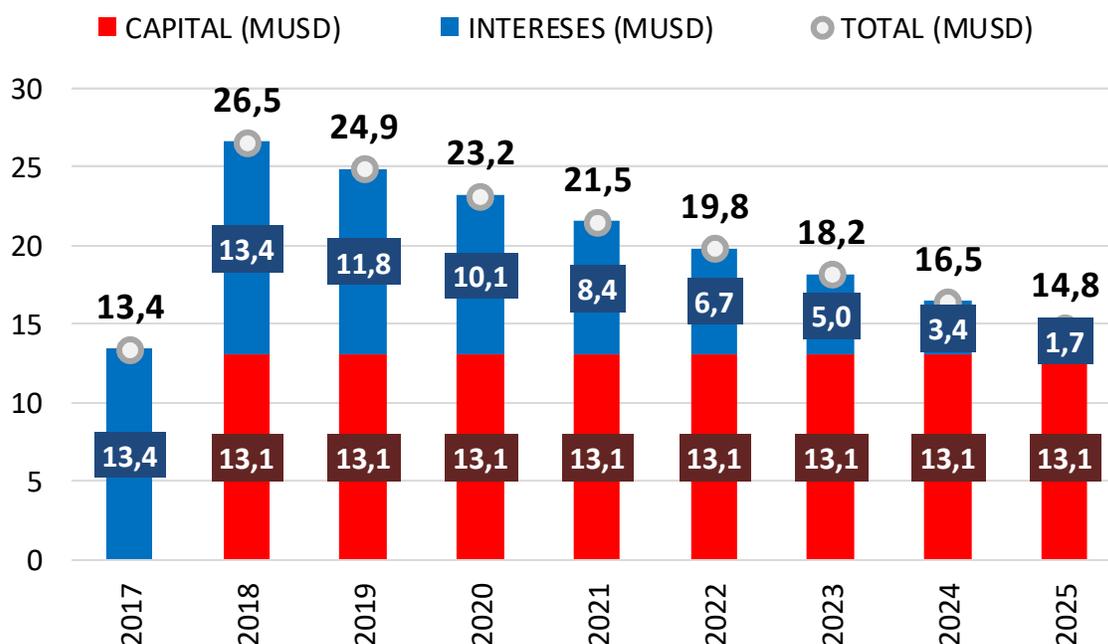
El Riesgo país utilizado es 490,2, que es el valor promedio del indicador EMBI+ Argentina (publicado por JP Morgan Chase diariamente) durante el mes de noviembre de 2015. La tasa LIBOR utilizada es de 0,91%, que es igual al promedio diario de la misma del mes de noviembre de 2015.

Es así que la tasa de financiamiento total es igual a $0,91\% + (490,2/10.000)\% + 7\%$, es decir, 12,81%.

Inicialmente, el préstamo a solicitar debería ser por 91,5 MUSD, que es la diferencia entre el Monto de Máxima Exposición y los MUSD 200 con los que se cuentan como capital propio. Sin embargo se estima que, como en 2017, que es el año en el que se solicita el préstamo y en el cuál se debe pagar el primer vencimiento de intereses, los flujos de fondos generados por el Proyecto aún son negativos, debe solicitarse un monto mayor para de esta forma poder hacer frente al primer vencimiento sin dificultades.

Por lo tanto, se estima que el monto total a solicitar ascendería a MUSD 104,9 y que el monto total a devolver durante al vencimiento del préstamo sería de MUSD 178,8.

GRÁFICO N°10: MONTOS DE FINANCIAMIENTO A PAGAR



Tasa WACC

La Tasa WACC es un indicador que refleja cual es el Promedio Ponderado del Costo de Capital utilizado en determinado proyecto. La fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$WACC = r_d * (D / [D + E]) * (1 - T_c) + r_e * (E / [D + E])$$

Donde:

- R_E = Cost of equity, es decir, lo que le cuesta a la empresa financiar sus recursos propios provenientes de accionistas, o lo que es lo mismo, la tasa de retorno que exige el accionista para el riesgo de esa empresa. También se puede encontrar bajo el nombre de tasa de costo de oportunidad de los accionistas.
- E = Capital aportado por los accionistas (por su denominación en inglés Equity)
- D = Deuda financiera contraída
- r_D = Costo de la deuda financiera. Para su cálculo, se halla un tipo medio, siendo éste una media de todos los tipos de interés que paga la empresa ponderados por su peso en el balance con respecto al total de la deuda.
- T_c : Tasa de impuesto a las ganancias.

Para obtener el costo de la financiación con recursos propios utilizamos la fórmula de CAPM:

$$CAPM = r_E = r_f + \beta * (r_M - r_f) + r_c$$

Dónde:

r_f = Tasa de rendimiento de un activo libre de riesgo, para la cual utilizamos la cotización de los bonos de EEUU al 30 de noviembre del corriente año.

r_c = Riesgo país

β = Beta apalancado = incorpora el riesgo financiero y es el diferencial de la tasa de rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

r_M = Utilizamos como tasa de rendimiento de mercado, la tasa libor más riesgo país más 7%. Es decir, la misma tasa a la que accedimos al financiamiento externo.

El WACC obtenido fue **12,83** %, la cual permite ponderar el costo de ambas fuentes de financiación.

Análisis de Sensibilidad

Debe realizarse un estudio referido a los posibles impactos que pudiesen sufrir los principales indicadores del Proyecto ante variaciones en parámetros del proyecto más representativos. Para ello se sensibilizan dichos parámetros y se observa la variación porcentual de los indicadores ante un incremento del 10% de los primeros. A continuación se presentan los principales resultados obtenidos.

CUADRO N°23: SENSIBILIDAD DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL PROYECTO

INDICADORES MODIFICADOS	PARÁMETROS SENSIBILIZADOS AL 10%				
	INVERSIONES	COSTOS OPEX	PRECIOS GAS	PRECIOS LÍQUIDOS	TASA DE INTERÉS
VAN	-28,6%	-21,7%	24,6%	11,2%	-
TIR	-13,3%	-8,0%	8,5%	4,0%	-
MAXIMA EXPOSICIÓN	10,0%	-	-	-	-
FINANCIAMIENTO SOLICITADO	31,9%	-	-	-	1,5%

El cuadro anterior debe leerse como: *“ante variaciones del 10% en los precios del gas natural, el VAN del Proyecto se incrementa 24,6%”*.

De este se desprende el fuerte impacto que generan modificaciones en los costos de inversión sobre los principales indicadores del proyecto. Los costos operativos y los precios de los hidrocarburos producidos, no influyen ni en el monto de máxima exposición del proyecto, ni en el monto a financiar.

Por otra parte, la tasa de interés sólo influye sobre este último punto, dada la necesidad de requerir fondos adicionales para cubrir los intereses del primer año del préstamo.

ANEXO

Resumen de Resultados

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
DESARROLLO Y PRODUCCIÓN		
Gas y Condensado in situ	Mm ³	20.307
Hidrocarburos remanentes a presión de abandono	Mm ³	4.634
Factor de Recuperación	%	77,2%
Presión de abandono	kg/cm ²	48,9
Cantidad de pozos		56
Potencia total de compresión en yacimiento	HP	6.500
Producción de gas – máxima	Mm ³ /d	2,95
Producción de gas –promedio	Mm ³ /d	2,02
Producción de condensado – máxima	m ³ /d	122
Producción de condensado promedio	m ³ /d	97
DEMANDA - Año 3 y Año 12		
Consumo máximo distribuidoras - Año 3	Mm ³ /d	1,00
Consumo máximo distribuidoras - Año 12	Mm ³ /d	1,45
Consumo máximo GNC - Año 3	Mm ³ /d	0,23
Consumo máximo GNC - Año 12	Mm ³ /d	0,23
Consumo máximo termoeléctrica - Año 3	Mm ³ /d	0,85
Consumo máximo termoeléctrica - Año 12	Mm ³ /d	0,00
Consumo máximo industria - Año 3	Mm ³ /d	1,07
Consumo máximo industria - Año 12	Mm ³ /d	1,59
Consumo máximo total - Año 3	Mm ³ /d	2,55
Consumo máximo total - Año 12	Mm ³ /d	2,40
PROCESAMIENTO		
Capacidad de procesamiento máxima	Mm ³ /d	3,00
Propano + butano	kton/año	38,1
Gasolina	m ³ /año	11.638
TRANSPORTE		
Tramo gasoducto hasta cabecera de gasoducto Troncal	pulgadas	14
Capacidad máxima de transporte	Mm ³ /d	2,75
Potencia instalada	HP	5.000
INVERSIONES		
Inversión Campo (yacimiento - perf - WO)	MUSD	374
Inversión planta/s procesamiento (facilities)	MUSD	105,4

Inversión gasoducto	MUSD	98
Inversión otros	MUSD	13
Inversiones (contingencia)	MUSD	59
Inversión Total	MUSD	649
PRECIOS GAS - Año 1 y Año 25		
Distribuidoras - Año 1	USD/MBTU	1,78
Distribuidoras - Año 25	USD/MBTU	4,34
GNC - Año 1	USD/MBTU	2,23
GNC - Año 25	USD/MBTU	5,65
Centrales Eléctricas - Año 1	USD/MBTU	2,68
Centrales Eléctricas - Año 25	USD/MBTU	5,65
Usuarios Industriales - Año 1	USD/MBTU	4,50
Usuarios Industriales - Año 25	USD/MBTU	7,50
Mercado Spot - Año 1	USD/MBTU	2,77
Mercado Spot - Año 25	USD/MBTU	5,65
PRECIOS LIQUIDOS - Año 1 y Año 25		
PROPANO Exportación - Año 1	USD/TON	243,91
BUTANO Exportación - Año 1	USD/TON	273,65
PROPANO Exportación - Año 25	USD/TON	494,09
BUTANO Exportación - Año 25	USD/TON	554,36
PROPANO Local - Año 1	USD/TON	228,29
BUTANO Local - Año 1	USD/TON	99,50
PROPANO Local - Año 25	USD/TON	228,29
BUTANO Local - Año 25	USD/TON	99,50
Gasolina y Condensado Local - 1	USD/BBL	77,00
Gasolina y Condensado Local - 25	USD/BBL	102,02
RESULTADOS		
VAN 10%	MUSD	111,36
Tasa (WACC)	%	12,8%
TIR	%	16,6%
Repago	AÑOS	8,00
Préstamo (Capital) solicitado	MUSD	104,90
Máxima exposición	MUSD	-291,47