



# TRABAJO FINAL INTEGRADOR

EPGN 2019

EVALUACIÓN DEL DESARROLLO YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

Anaya, Daniela;Siro, Jerónimo;Tasat, Kevin

## Resumen Ejecutivo

### Objetivo

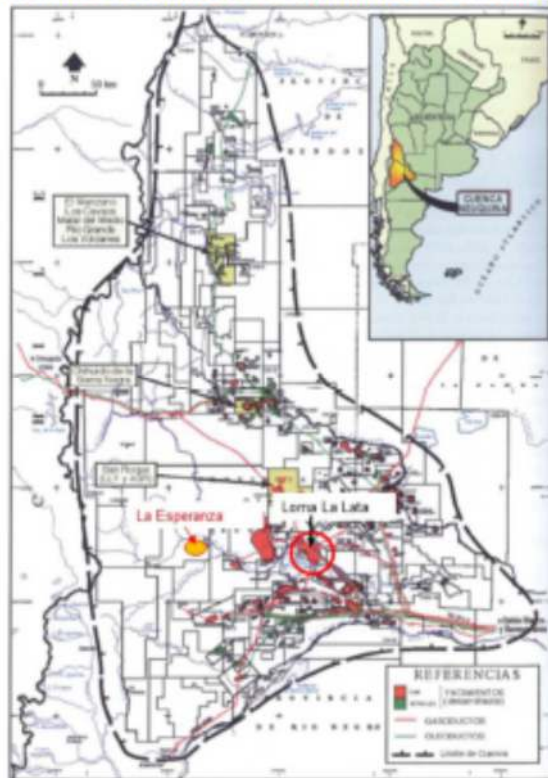
El objetivo del presente trabajo es la evaluación de factibilidad de explotación técnico-económica de un yacimiento convencional de gas denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina. El fin es la participación en la Licitación Pública en la que se adjudicará la concesión de explotación de este yacimiento. El análisis cubre aspectos geológicos, técnicos, comerciales, contractuales, operativos y financieros.

### Descripción

El yacimiento se encuentra a 200 Km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste, y a 100 Km de Central Termoeléctrica existente.

Los hidrocarburos se encuentran a una profundidad promedio de 2.210 m bajo boca de pozo (mbbp) y son producidos de arenisca, pertenecientes a la Formación Mulichinco. El yacimiento tiene reservas de 16.000 Millones de m<sup>3</sup> de gas y 695 km<sup>3</sup> de condensados recuperables.

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



Para esta evaluación se analizaron distintas alternativas técnico-económicas y comerciales. La que se presenta a continuación fue la que arrojó mejores resultados.

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 hidrocarburífero.

**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.

**PRODUCCION:** 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.

**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 EVALUACION DEL PROYECTO:** dimensionamiento de los ingresos y egresos relacionados al desarrollo del yacimiento, con el objetivo de obtener los principales indicadores contables y financieros.

## a) MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

### Leyes Regulatorias

El régimen legal de la industria de los hidrocarburos en Argentina se rige mediante varias disposiciones normativas y regulatorias, sin embargo, en esta sección nombraremos las regulaciones que establecen el marco estructural de la actividad.

La Ley No 17.319 dictada en 1967, estableció el marco legal de las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de petróleo, y la exploración y explotación del gas natural. El espíritu de la norma es crear una política nacional para desarrollar las reservas de hidrocarburos con el objetivo principal de satisfacer la demanda doméstica.

La Ley No 24.076, dictada en 1992, regula las etapas de transporte y distribución del gas natural. Dado que estas actividades siguen el régimen de servicio público, las licenciatarias -de transporte y distribución- están reguladas por entes de control.

En el año 1994, con la reforma de la Constitución Nacional, se estableció un cambio fundamental en la legislación sobre los recursos. El artículo 124 de la CN 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.

En el año 2007, se sanciona La Ley No 26.197 que 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 mas allá de las doce millas.

Por otra parte, determina que el Estado Nacional 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. Aquellas concesiones de transporte que se circunscriban al territorio de una sola provincia, serán adjudicadas por dichos Estados Provinciales.

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.

La Ley No 17.319 también determina 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.

Los titulares de concesiones de explotación deben pagar a la provincia un 12% en concepto de regalías sobre el valor de boca de pozo (igual al precio de venta donde el producto es entregado, menos costo de transporte, costo de tratamiento y otras deducciones) de la producción del petróleo crudo y de gas natural comercializados. Durante la etapa de exploración, la alícuota asciende al 15%.

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación también deben pagar un canon anual de superficie en base a la superficie en km<sup>2</sup> de cada área. Las concesiones y los permisos caducan luego de tres meses de atraso en el pago de canon o regalías.

En el año 2014, La Ley N° 27.007, 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 acordaron pliegos modelos para lograr uniformidad en todas las jurisdicciones. 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.

En el estudio del desarrollo del yacimiento "La Esperanza", se ha omitido el impacto del impuesto de sellos y la posición respecto al el impuesto al valor agregado (IVA). Las ganancias netas están afectadas con el impuesto a las ganancias (35%).

## b) 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.



FIGURA N°1: CUENCAS PRODUCTIVAS Y SU APORTE SOBRE EL TOTAL DE PRODUCCIÓN DEL PAÍS.

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).

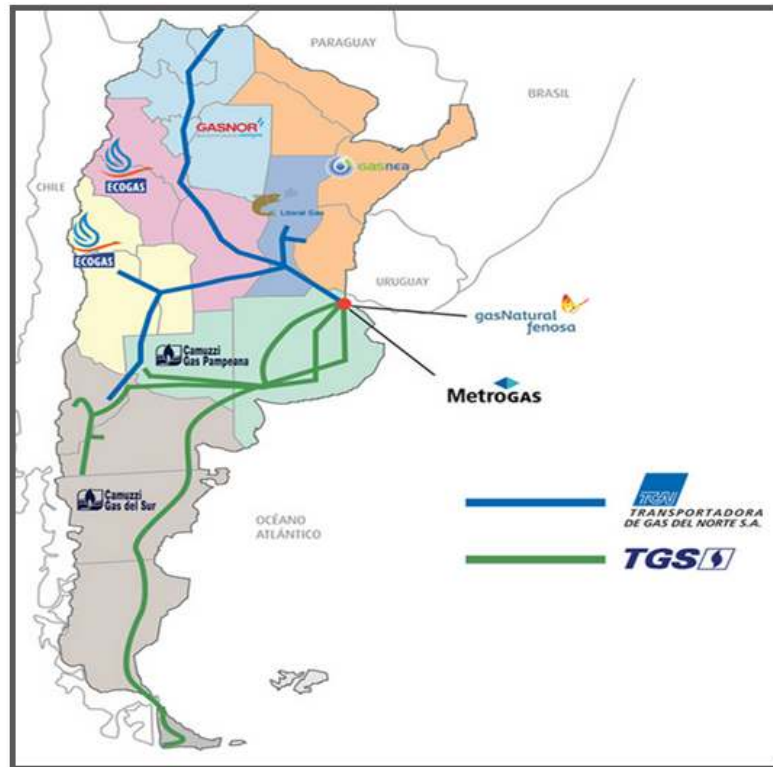


FIGURA N°2: DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS EMPRESAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN EN ARGENTINA.

Por el 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).

### 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.

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 esta regulado para algunos segmentos de mercado, y es libre (negociado entre partes) para otros.

## Aspectos comerciales y contractuales del gas natural

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 m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual.
- **GNC:** Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes anuales de no menos de 0,25 M m<sup>3</sup>/d de 9300 kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual.
- **Central Termoeléctrica:** Ventas por un volumen anual de gas de no menos de 1,0 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, como cantidad diaria contractual mediante alguno de las siguientes opciones:
  - Central Termoeléctrica existente en yacimiento (a partir de una conexión directa desde el yacimiento y dedicada, a cargo del productor). Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 M m<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, a 45 kg/cm<sup>2</sup>.
  - 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 periodos 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 periodos de no menos de 3 años y para la opción b) es de 5 años, renovables en periodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- **Usuarios Industriales:** 3 años inicial, renovable en periodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

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 periodo 1993-2018, y se estimó el mismo en 2,08% 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 fijaron según las indicaciones del enunciado.

Las ventas por contrato a centrales termoeléctricas se dirigieron a generadoras ubicadas en yacimiento. Se proyectan ventas por 10 años.

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 remanente de la producción fuese comercializado, año a año, bajo la modalidad spot, no contractualizados. 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 y gasolinas

Respecto a la comercialización del condensado y las gasolinas, una vez que los mismos se obtienen en los separadores primarios y la planta de tratamiento de gas, son enviados y almacenados en tanques. Dado el volumen de líquidos obtenidos, el despacho se realiza a través del cargadero de camiones. La transferencia del riesgo y dominio del producto se realiza en la entrega de la carga donde se firma un documento (remito) que declara el producto, volumen y titular.

### c) DESARROLLO DE RESERVAS

El yacimiento bajo análisis contaba con una campaña de exploración por sísmica 2D y seis perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro fueron productivas y dos estériles.

Con los datos obtenidos de los trabajos antes mencionados, se utilizó el cálculo volumétrico para estimar el volumen de reservas in situ:

#### Cálculo de Reservas Volumétricas

$$G = \frac{V_R \phi (1 - S_W)}{B_g} \quad \text{Volumen de gas "in situ"}$$

Donde G= volumen de gas "in situ", en condiciones estándar

#### Datos del yacimiento

- Volumen de roca,  $V_R$ : 1400 Mm<sup>3</sup>
- Porosidad,  $\phi$  : 12 %
- Saturación de agua irreductible,  $S_W$ : 33 %
- Temperatura del Reservorio,  $T_R$  : 87 °C = 360 °K
- Presión del Reservorio,  $P_R$  : 238 kg/cm<sup>2</sup>
- Relación Gas-Petróleo (GOR) : 23.000 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>liq.
- Temperatura Ambiente,  $T_a$  : 15 °C = 288 °K
- Presión Atmosférica,  $P_a$  : 1,033 kg/cm<sup>2</sup>
- Factor volumétrico del gas,  $B_g = \frac{P_a T_R Z_R}{P_R T_a Z_a}$

Para la determinación de  $B_g$  (la relación entre el volumen ocupado por el gas en condiciones de reservorio y en condiciones estándares) se utilizaron análisis PVT de los fluidos del reservorio, realizado a partir de muestras tomadas de los pozos del yacimiento, que permitió obtener el valor del factor de supercompresibilidad de los gases (Z) para las distintas presiones del reservorio.

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 22.836 Mm<sup>3</sup>, y asumiendo una presión teórica de abandono de 40 Kg/cm<sup>2</sup>, el gas In Situ remanente luego de la explotación sería de 3.661 Mm<sup>3</sup>, obteniendo por diferencia la producción efectivamente recuperable de 19.174 Mm<sup>3</sup>.



#### d) PRODUCCIÓN

Para la etapa de producción se determinó un escenario de producción teórico a lo largo de los 25 años y luego se buscó aproximar a una curva de producción "real" utilizando la metodología de pozo tipo. 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, 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.

Para el desarrollo de los pozos tipo se utilizó la ecuación de Fetkovich:

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

Dónde:

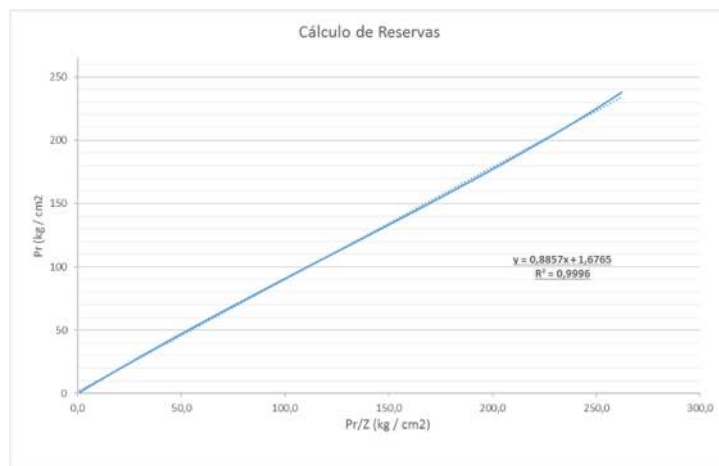
$P_{ws}$  = Presión estática de fondo de pozo (Presión estática del reservorio).

$P_{wf}$  = Presión dinámica de fondo de pozo

$C = 122$

$n = 0,942$

Para obtener los valores de  $P_{ws}$  para cada año de producción del yacimiento, se utilizó la forma gráfica al intersectar los valores de  $P_r/Z$  con los de  $P_{ws}$ .



Luego utilizando los valores de  $P_{ws}$  y la ecuación de Fetkovich se trazaron las 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.

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

Donde:

$P_{wf}$  = Presión dinámica de fondo en psia.

$P_{tf}$  = Presión dinámica de boca en psia.

$e = 2,71828$

$Q$  = caudal en kcf/d

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

$Z_p$  = Factor de compresibilidad promedio aritmético reservorio ( $Z_p = 0,9243$ )

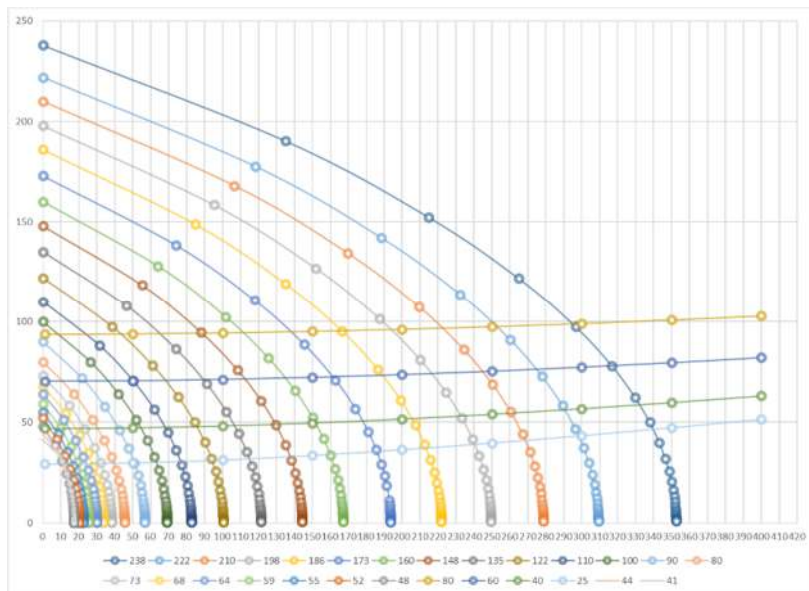
$d$  = diámetro interior del tubing (para tubing de diámetro exterior de 3,5", corresponde diam. int = 2,92")

$G$  = Gravedad específica del fluido del pozo ( $G = 0,6702$ )

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

Dado que para la resolución de esta ecuación se requiere de cálculos iterativos, y que el caudal es función de  $P_{wf}$ , pero a su vez  $P_{wf}$  es función del caudal, se utilizó la herramienta de Excel "Buscar Objetivo" con el fin de obtener un valor que converja. Se utilizaron los siguientes valores de  $P_{tf}$ : 80, 60, 40 y 25 kg/cm<sup>2</sup>.

La intersección de ambas curvas determina el caudal del pozo tipo para cada año:



Del análisis se obtiene que a menor presión dinámica de boca ( $P_{tf}$ ) mayor producción por pozo. Sin embargo, esto obliga a realizar inversiones de compresión en yacimiento para llevar el flujo de gas a la presión de ingreso a la planta de acondicionamiento.

Para resolver esta situación se utilizó como regla que se reducirá la presión de boca de pozo cuando la producción, a la  $P_{tf}$  con la que se esté trabajando, no alcance para cubrir la producción objetivo.

## Puesta en especificación del gas

A partir de especificaciones técnicas exigidas por la resolución 259/08 del ENARGAS:

**CUADRO DE ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE GAS NATURAL**

Estas especificaciones serán de cumplimiento tanto para los Productores, Transportistas, Distribuidores u otro actor que se incorpore en la industria del gas para garantizar la calidad del producto entregado a los consumidores.

Especificaciones de Calidad del Gas Natural	Requisitos Básicos	Método de Control
Vapor de agua (H <sub>2</sub> O)	65 mg/m <sup>3</sup>	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	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 <sub>2</sub> )	0,2 % molar	ASTM D 1945 / GPA 2261 / IRAM-IAP A 6852
Sulfuro de Hidrógeno (SH <sub>2</sub> )	3 mg/m <sup>3</sup>	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre Entero	15 mg/m <sup>3</sup>	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 calorífico superior (PCS)	Min 8.850 Máx 10.200 kcal/m <sup>3</sup>	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 <sup>1/2</sup> ) (1)	Min 11.300; Máx 12.470	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854

Notas: Condiciones de referencia: 15°C y 101.325 kPa abs.

m<sup>3</sup>: Significa metro cúbico estándar según definición del Reglamento del Servicio de la Licencia correspondiente.

(1) 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.

17



y la cromatografía obtenida del separador primario:

### ***I.b.- Características del Gas Natural Crudo (Separación Primaria)***

COMPONENTE	% MOLAR
METANO	90,97
ETANO	4,47
PROPANO	1,25
I-BUTANO	0,31
N-BUTANO	0,34
I-PENTANO	0,09
N-PENTANO	0,07
HEXANOS	0,04
HEPTANO Y SUP	0,01
NITROGENO	1,70
DIOX. CARBONO	0,75
	100,00

se desprende que es necesario tratar el gas para el ingreso al sistema de transporte para reducir los hidrocarburos condensables presentes en la corriente de gas. Para ello se realizó un análisis de conveniencia económico financiera para elegir entre la instalación de una planta de acondicionamiento y una planta de recuperación de líquidos.

Se ha evaluado la evolución de una planta de recuperación de propano y butano, utilizando el método de proyecto diferencia. El mismo consiste en evaluar el proyecto de la planta de acondicionamiento, luego evaluar la planta de recuperación de líquidos y, finalmente, evaluar el resultado de la diferencia de ambos proyectos.

Dadas las características del gas natural obtenido del yacimiento "la Esperanza", a partir de la cromatografía obtenida post separador primario y el análisis económico-financiero del proyecto diferencia, la planta de recuperación de líquidos resultó inviable, por lo que se optó por la planta de acondicionamiento.

COMPONENTE	Gas Endulzado	Gas Residual		PCS GR
	% MOLAR i	m3/100m3	% MOLAR f	[Kcal/m3]
Metano	90,97	90,97	91,04	9.008,70
Etano	4,47	4,47	4,47	15.785,40
Propano	1,25	1,25	1,25	22.444,20
I-Butano	0,31	0,31	0,31	29.004,90
N-Butano	0,34	0,34	0,34	29.098,10
I-Pentano	0,09	0,07	0,07	35.685,10
N-Pentano	0,07	0,05	0,05	35.756,80
Hexanos	0,04	0,02	0,02	42.420,30
Heptanos y superiores	0,01	0,00	0,00	49.079,00
Nitrógeno	1,70	1,70	1,70	0,00
Dióxido de Carbono	0,75	0,75	0,75	0,00
	<b>100</b>	<b>99,92</b>	<b>100</b>	<b>9.426,72</b>

CUADRO N°1: CARACTERÍSTICAS DEL GAS CRUDO POST TRATAMIENTO

Especificaciones			
	Valor Límite	Valor	Especificación
CO2 [%molar]	2,00	0,75	OK
Inertes [%molar]	4,00	2,45	OK
PCS mín [kcal/m3]	8.850,00	9.426,72	OK
PCS máx [kcal/m3]	10.200,00	9.426,72	OK

CUADRO N°2: CONDICIONES PARA LAS ESPECIFICACIONES DEL GAS DEL YACIMIENTO

## Desarrollo de la 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 y obtener una explotación racional de yacimiento.



A partir de esta decisión, y considerando las restricciones de un máximo de perforación de 8 pozos por año y que cada 10 pozos perforados 1 resultaba estéril, se obtuvo un primer perfil de producción.

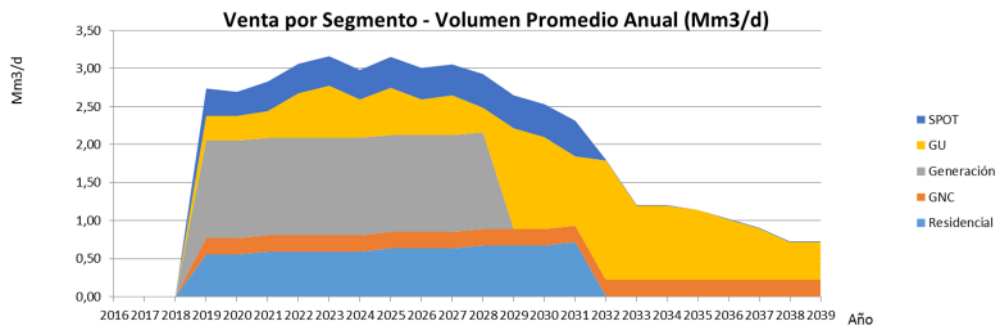
A esta producción, luego se le descontó la proporción de gas como hidrocarburos condensables (1,5%), el gas consumido en la planta de acondicionamiento, y el gas combustible de los compresores en boca de pozo y de las plantas compresoras en el gasoducto que conecta el yacimiento con el Neuba I (5 m3 x HP).

Año	Desarrollo del Yacimiento							
	Ptf	Q pozo tipo	Pozos necesarios para previsión	N° pozos perforados	N° pozos estériles	N° pozos productivos	N° pozos a perforar/año	
	(kg/cm2)	(km3/d)	#	#	#	#	#	
2016	0	80			6	2	4	0
2017	1	80			6	2	4	3
2018	2	80			9	2	7	3
2019	3	80	290	10	12	2	10	2
2020	4	60	260	12	14	3	11	2
2021	5	60	232	14	16	3	13	3
2022	6	40	205	17	19	3	16	3
2023	7	40	178	19	22	3	19	3
2024	8	40	152	22	25	4	21	5
2025	9	40	130	26	30	4	26	5
2026	10	25	108	31	35	5	30	6
2027	11	25	94	36	41	6	35	6
2028	12	25	77	42	47	6	41	8
2029	13	25	60	48	55	7	48	8
2030	14	25	50	54	63	8	55	8
2031	15	25	40	63	71	8	63	0
2032	16	25	30	67	71	8	63	0
2033	17	25	20	65	71	8	63	0
2034	18	25	20	60	71	8	63	0
2035	19	25	19	63	71	8	63	0
2036	20	25	17	59	71	8	63	0
2037	21	25	15	67	71	8	63	0
2038	22	25	12	83	71	8	63	0
2039	23	25	12	83	71	8	63	0
2040	24	25	12	83	71	8	63	0

Con este perfil de producción se diseñaron las instalaciones de acuerdo al criterio de máxima capacidad y se esbozó un perfil de ventas potenciales para cada año, optimizando la ecuación comercial.

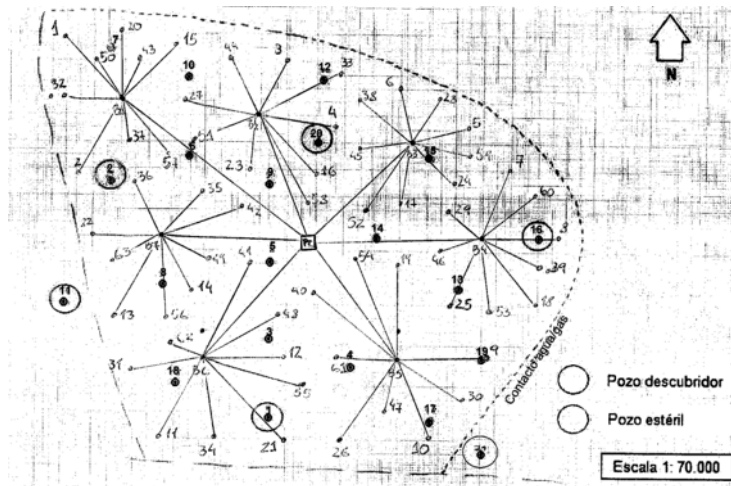
Año	Volumen disponible para venta [Mm3/d] @9300	Residencial [Mm3/d] @9300	GNC [Mm3/d] @9300	Generación [Mm3/d] @9300	GU [Mm3/d] @9300	SPOT [Mm3/d] @9300
2016	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2019	2,80	0,56	0,22	1,28	0,32	0,36
2020	2,75	0,56	0,22	1,28	0,32	0,32
2021	2,89	0,59	0,22	1,28	0,36	0,39
2022	3,13	0,59	0,22	1,28	0,59	0,39
2023	3,23	0,59	0,22	1,28	0,69	0,39
2024	3,05	0,59	0,22	1,28	0,51	0,39
2025	3,23	0,63	0,22	1,28	0,62	0,41
2026	3,08	0,63	0,22	1,28	0,47	0,41
2027	3,13	0,63	0,22	1,28	0,52	0,41
2028	3,00	0,67	0,22	1,28	0,32	0,44
2029	2,73	0,67	0,22	0,00	1,33	0,44
2030	2,61	0,67	0,22	0,00	1,21	0,44
2031	2,40	0,72	0,22	0,00	0,92	0,47
2032	1,80	0,00	0,22	0,00	1,58	0,01
2033	1,21	0,00	0,22	0,00	0,98	0,01
2034	1,21	0,00	0,22	0,00	0,98	0,01
2035	1,14	0,00	0,22	0,00	0,92	0,01
2036	1,03	0,00	0,22	0,00	0,80	0,01
2037	0,91	0,00	0,22	0,00	0,68	0,01
2038	0,72	0,00	0,22	0,00	0,50	0,01
2039	0,72	0,00	0,22	0,00	0,50	0,01
2040	0,72	0,00	0,22	0,00	0,50	0,01

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 se distribuyó la misma entre los distintos segmentos:



### Ubicación de Pozos

Una vez determinada la cantidad de pozos a realizar en cada año, nos concentramos en disponer los mismos en el territorio del yacimiento:



El lay-out de los pozos en el yacimiento se determinó respetando siempre la restricción de no colocar dos pozos a menos de un kilómetro entre sí para evitar el solapamiento de las áreas de barrido.

### Captación

Las inversiones en cañerías de captación, colectoras, manifolds y separadores generales y de control, se realizaron teniendo en cuenta que:

- El máximo número de pozos a conectar por manifold era de 10.
- Las obras debían realizarse el año anterior a la incorporación efectiva del pozo a la producción.

El criterio adoptado en este caso fue comenzar a explotar el yacimiento por zonas, posponiendo la inversión lo más posible.

## Compresión en yacimiento

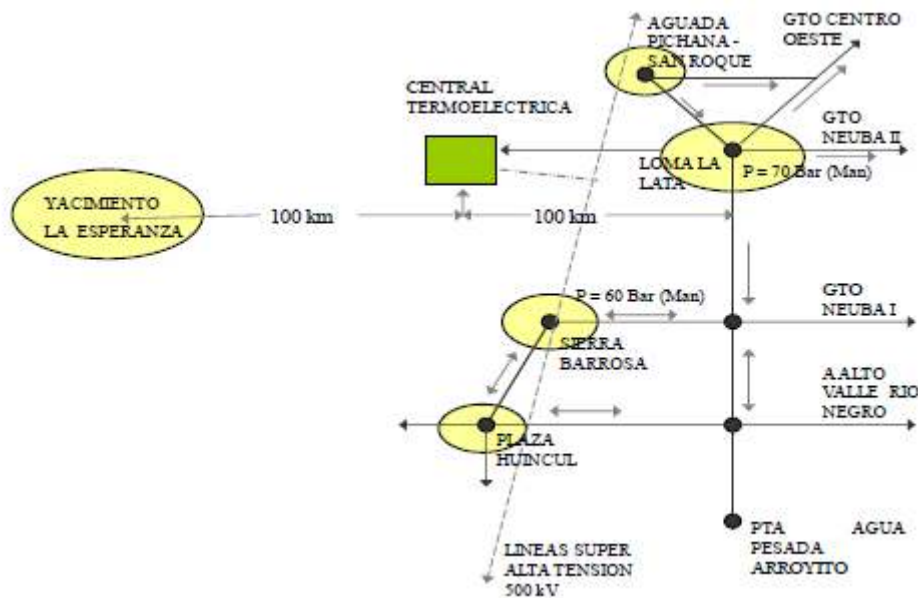
En cuanto a la compresión en yacimiento, durante los primeros años, trabajando con una Ptf de 80 Kg/cm<sup>2</sup> y con una pérdida estimada en las cañerías de captación y colectora de 7 kg/cm<sup>2</sup>, no es necesario comprimir, puesto que el ingreso a la planta de tratamiento requiere una presión mínima de 73 Kg/cm<sup>2</sup>.

A medida que se reduce la Ptf deben agregarse plantas compresoras para alcanzar la presión de ingreso a la planta de tratamiento. En este sentido, el cálculo consiste en obtener el Krc en función de la relación de compresión (Rc), para luego determinar la potencia requerida como Krc\*Q (Mm<sup>3</sup>/d).

Con este dato y utilizando la tabla de turbinas de la marca Solar<sup>1</sup>, se calculó la cantidad y potencia de equipos necesarios.

## e) 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:



Para el diseño del gasoducto desde la planta del acondicionamiento hasta el gasoducto troncal se definieron dos tramos de 100 Km: el primero desde el yacimiento (Km 0) hasta el desvío a la Central Termoelectrica (km 100) y el segundo desde este último punto hasta el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (Km 200). Cabe aclarar que el dimensionamiento del gasoducto se realizó considerando el máximo caudal a transportar.

El diámetro teórico requerido se obtuvo a partir de despejar el valor "Kp" de la formula 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:

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

<sup>1</sup> [https://www.solarturbines.com/es\\_MX/products/turbine-ratings.html](https://www.solarturbines.com/es_MX/products/turbine-ratings.html)



Para calcular la Potencia de Compresión requerida se utilizó el valor de “relación de compresión” de 1,5 por ser considerado como valor teórico ideal:

$$P(HP) = Krc * Q (Mm3/d)$$

Luego de plantear diferentes diseños, se dimensiono el sistema con un diámetro de 16” y 1 planta compresoras ubicadas en el Km. 0 para poder cumplir con los requerimientos de entrada tanto a la Central Termoeléctrica como al Gasoducto Troncal.

## f) 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 4 u\$s/MBTU. El crecimiento anual considerado es de 5% anual hasta alcanzar el precio para Generación Eléctrica de invierno.
- Para el segmento de GNC se partió de un precio de 4.5 u\$s/MBTU durante todo el período de análisis.
- Para la Generación Eléctrica se decidió vender bajo contrato a la usina ubicada en yacimiento. El precio de ventas estimado será de 4.20 USD/MBTU durante todo el período en evaluación.
- Para Usuarios Industriales el precio de venta considerado es de 4,5 USD/MBTU durante todo el período en evaluación.
- 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 solo en verano, el cual 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 2,25 USD/MBTU.

DISTRIBUCIÓN (USD/MMBTU)	GNC (USD/MMBTU)	USINA (USD/MMBTU)	INDUSTRIAS (USD/MMBTU)	SPOT (USD/MMBTU)
4.87	4.50	4.20	4.50	2.25

CUADRO N°3: PRECIO PROMEDIO DE VENTA DE GAS NATURAL POR SEGMENTO (EN USD/MBTU)



## Precios de Venta de Gasolinas y Condensado

Los líquidos obtenidos 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.

Dadas las características de estos productos, mencionadas en el apartado de Reservas, se ha decidido utilizar como marcador de precio al crudo de tipo “Medanito”, representativo, en términos comerciales, en la cuenca neuquina.

El precio proyectado del crudo a comercializar en el mercado local es de 62 USD/BBL en 2019, precio al cual se le descontarán 10 USD/BBL en términos de costos de comercialización y castigo por calidad.

Para la evolución del precio de este marcador se ha extrapolado la tendencia evolutiva del BRENT de acuerdo a las estimaciones de la EIA<sup>2</sup> con un escenario de bajo precio del petróleo. La decisión se basa en utilizar la evolución más pesimista para evaluar el proyecto de la manera más ácida posible.

## Precios de Venta de GLP

Por este motivo, se optó por realizar la planta de acondicionamiento de punto de rocío para poner el gas en especificaciones técnicas exigidas por la resolución 259/08 del ENARGAS.

## g) INVERSIONES

Las inversiones totales necesarias para desarrollar el yacimiento entre los años 2016 y 2040 se estiman en MUSD 535,3. A continuación se presenta un cuadro donde se resume las inversiones totales asociadas al proyecto.

<b>Inversiones</b>		<b>578.9</b>
Perforaciones Productivas	MUSD	236.0
Perforaciones Esteriles		24.0
Facilities	MUSD	33.6
Almacenaje	MUSD	5.4
Plantas y otros	MUSD	30.0
Gasoductos de Transporte	MUSD	177.7
Abandono de pozos	MUSD	19.5
Imprevistos	MUSD	52.6

CUADRO N°4: DETALLE DE LAS INVERSIONES A REALIZAR EN EL DESARROLLO DEL AREA

<sup>2</sup> Fuente: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=12-AEO2019&region=0-0&cases=lowprice&start=2017&end=2050&f=A&linechart=~::~~lowprice-d111618a.3-12-AEO2019~lowprice-d111618a.42-12-AEO2019~lowprice-d111618a.43-12-AEO2019&map=&ctype=linechart&sid=lowprice-d111618a.42-12-AEO2019&sourcekey=0>

## h) FLUJO DE CAJA Y EVALUACION DEL PROYECTO

El desarrollo del Proyecto se refleja en una serie de flujos monetarios que se detallara 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 sumo 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 tomo como forma de amortización, el método de amortización por unidad producida. Se incluyo 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.

<b>Estado de Resultados</b>		<b>Total</b>
<b>Producción</b>		
Gas Natural	Mm3	17,882.1
Condensado	km3	789.3
Gasolinas	km3	76.1
<b>Total producción equivalente</b>	Mboe	107.2
<b>Ingresos</b>		
Gas Natural	MUSD	2,657.5
Condensado y Gasolinas	MUSD	210.7
GLP (Propano + Butano)	MUSD	0.0
<b>Costos Variables</b>		
Regalías	MUSD	344.2
IIBB	MUSD	100.4
<b>Costos Operativos</b>		
Costos Operativos en Yacimiento	MUSD	452.9
Costos Operativos en Gasoducto	MUSD	97.7
Imprevistos	MUSD	55.1
Canon y Servidumbre	MUSD	0.1
<b>EBITDA</b>	MUSD	1,817.8
Amortizaciones	MUSD	-2,123.9
<b>Otros Egresos No Operativos</b>		
<b>Resultados Antes de Impuestos</b>	MUSD	-306.1
Impuesto a las Ganancias	MUSD	107.1
<b>Resultado Neto</b>	MUSD	-199.0

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

<b>Flujo de Fondos</b>		<b>Total</b>
<b>Ingresos por Ventas</b>		2,868.2
<b>Petróleo</b>	MUSD	210.7
<b>Gas Natural</b>	MUSD	2,657.5
<b>GLP</b>	MUSD	0.0
<b>Costos Variables</b>		
<b>Regalías</b>	MUSD	344.2
<b>IIBB</b>	MUSD	100.4
<b>Costos Operativos</b>		
<b>Costos Operativos en Yacimiento</b>	MUSD	452.9
<b>Costos Operativos en Gasoducto</b>	MUSD	97.7
<b>Imprevistos</b>	MUSD	55.1
<b>Canon y Servidumbre</b>	MUSD	0.1
<b>Inversiones</b>		578.9
Perforaciones Productivas	MUSD	236.0
Perforaciones Esteriles		24.0
Facilities	MUSD	33.6
Almacenaje	MUSD	5.4
Plantas y otros	MUSD	30.0
Gasoductos de Transporte	MUSD	177.7
Abandono de pozos	MUSD	19.5
Imprevistos	MUSD	52.6
<b>Flujo de Fondos antes de Impuestos</b>	MUSD	1,238.9
<b>Flujo de Fondos Neto Descontado @10%</b>	MMUSD	257.0

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

## Evaluación del Proyecto

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

PRINCIPALES INDICADORES	
VAN	257.0
TASA DE DESCUENTO	10%
TIR	21%
Máxima Exposición	-277.2
Período de Repago	7

### CUADRO N°22: PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS DEL PROYECTO

#### 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 60% de inversión total financiada.
- Los acreedores otorgan un año de gracia de pago de capital.
- El repago se llevará adelante en 7 años vencidos en cuotas iguales
- La tasa de interés del préstamo será LIBOR + Tasa Riesgo País Argentina + 6% anual desde el otorgamiento del préstamo sobre saldos de capital.
- El primer año se paga solo 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 periodo más una cuota de capital. Así se continua hasta el noveno año.

El Riesgo país utilizado es 1.236,4, que es el valor promedio del indicador EMBI+ Argentina (publicado por JP Morgan Chase diariamente) entre enero y noviembre de 2019. La tasa LIBOR utilizado es de 1,94%, que es igual al promedio diario de la misma del mes de noviembre de 2019.

Es así que la tasa de financiamiento total es igual a  $1,94\% + (1.236,4/10.000) \% + 6\%$ , es decir, 20,3%.

Inicialmente, el préstamo a solicitar debería ser por 77,24 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 2018, que es el año en el que se solicita el préstamo y en el cual se debe pagar el primer vencimiento de intereses, los flujos de fondos generados por el Proyecto aún son negativos, debe de 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 98,10 y que el monto total a devolver durante al vencimiento del préstamo sería de MUSD 202,6.

CAPITAL NECESARIO	77.24
CAPITAL A SOLICITAR	98.10
AÑO DE PEDIDO DE FINANCIAMIENTO	2018

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TASA LIBOR	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%	1.94%
RIESGO PAÍS	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4	1,236.4
NECESIDAD DE FINANCIAMIENTO (INDICE)	100.0	21.3	35.6	32.5	29.5	26.5	23.4	20.4	17.3
ITERACIÓN 1	121.3	25.8	43.2	39.5	35.8	32.1	28.4	24.7	21.0
ITERACIÓN 2	125.8	26.8	44.8	41.0	37.1	33.3	29.5	25.6	21.8
ITERACIÓN 3	126.8	27.0	45.1	41.3	37.4	33.6	29.7	25.8	22.0
TOTAL FINANCIAMIENTO A TOMAR	202.6	20.9	34.9	31.9	28.9	26.0	23.0	20.0	17.0

## GRAFICO 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:

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

Donde:

· RE = 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.

- E = Capital aportado por los accionistas (por su denominación en ingles Equity)
- D = Deuda financiera contraída
- rD = Costo de la deuda financiera.
- TC: Tasa de impuesto a las ganancias.

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

$$\text{CAPM} = r_E = r_F + \beta * (r_M - r_F) + r_C$$

Donde:

rF = 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.

rC = Riesgo país

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

rM = Utilizamos como tasa de rendimiento de mercado, la tasa libor más riesgo país más 6%. Es decir, la misma tasa a la que accedimos al financiamiento externo.

El WACC obtenido fue **19,43** %, la cual permite ponderar el costo de ambas fuentes de financiación.

### Costos Operativos

#### 1. Yacimiento:

a. Captación: es el costo operativo de la red de captación de gas en el yacimiento. Se estima un costo promedio de 3.5 u\$s/bble. Este costo representa el 84% de los OPEX del yacimiento.

b. Acondicionamiento: 2,75 u\$s/1000 m<sup>3</sup> de gas acondicionado. Representa el costo de acondicionar el gas y de obtención de gasolina como consecuencia. Es el segundo costo en importancia, representado el 11% del total de costos operativos del yacimiento.

c. Compresión: este costo se mide de acuerdo a la capacidad de compresión instalada por año, siendo el valor asumido de 135 u\$s/HP.

#### 2. Transporte

a. Gasoducto: es el costo de mantenimiento de la red de gasoductos que unen el yacimiento con el gasoducto y la Central Térmica. El costo anual estimado es de 21500 u\$s/km. Este costo representa el 81% de los costos operativos de transporte.

b. Compresión: costo medido de acuerdo a la capacidad de compresión instalada por año en gasoductos, siendo el valor asumido de 90 u\$s/HP. Debido a la baja necesidad de compresión, este costo representa el 19% de los costos operativos de transporte.

3. Imprevistos: debido a que los valores son estimados, y de manera tal de minimizar la diferencia con los costos reales, se considera un 10% de contingencia en todos los casos.

## 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 una variación de los primeros. A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos.

Indicadores modificados	Parámetros sensibilizados al 10%				
	Inversiones	OPEX	Precios Gas	Precios líquidos	Tasa financiamiento
VAN	221	234	302	262	257
TIR	19%	20%	23%	21%	21%
MAX EXP	-305	-277	-277	-277	-277
FINANCIAMIENTO	133	98	98	98	101