



Especialización en Economía del Petróleo y del Gas Natural

Trabajo Integrador

“Yacimiento La Esperanza”

**Autores:**

Cuns, Juan Manuel  
Donnini, Juan Franco  
Geddes, Pablo  
Maqui, Diego  
Paris, Jose Fernando

Noviembre 16, 2009.

# INDICE

<b>1. Reservas</b> .....	<b>3</b>
1.1. Cálculo de Reservas.....	3
1.2. Programa de Perforación .....	5
<b>2. Mercado</b> .....	<b>8</b>
2.1. Alternativas de Comercialización.....	8
2.2. Factor de Carga. ....	8
2.3. Plazos de los Contratos. ....	9
<b>3. Marco Institucional</b> .....	<b>11</b>
3.1. Introducción .....	11
3.2. Marco Legal - Gas Natural .....	12
3.3. Marco Legal - Gas Licuado de Petróleo .....	14
<b>4. Obras de Captación en Yacimiento</b> .....	<b>16</b>
<b>5. Acondicionamiento</b> .....	<b>19</b>
5.1. Endulzamiento de Hidrocarburos .....	19
5.2. Aprovechamiento de Condensables .....	22
<b>6. Obras de Transporte</b> .....	<b>24</b>
6.1. Gasoducto a Generación Eléctrica .....	24
6.2. Gasoducto con Conexión a Red Troncal Neuba II.....	24
<b>7. Aspectos Comerciales</b> .....	<b>26</b>
<b>8. Análisis Económico</b> .....	<b>32</b>
<b>9. ANEXO I: Mapa Del Yacimiento “La Esperanza”</b> .....	<b>37</b>
<b>10. ANEXO II: Instalaciones de acondicionamiento</b> .....	<b>38</b>
<b>11. ANEXO III: Cálculo de la WACC</b> .....	<b>39</b>
<b>12. ANEXO IV: Cuadro de Resultados</b> .....	<b>40</b>
<b>13. ANEXO IV: Aspectos Ambientales</b> .....	<b>41</b>

## 1. RESERVAS

### 1.1. Cálculo de Reservas

El yacimiento "La Esperanza", ubicado en la Cuenca Neuquina, se encuentra aproximadamente a 200 km. de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste, y a unos 100 km. de la Central Termoeléctrica (a).

De acuerdo al informe del consultor, la profundidad promedio de la estructura es de 2.900 metros bajo boca de pozo (mbbp). Sus dimensiones aproximadas son de 13,5 km. de extensión en dirección Norte-Sur y de 14,5 km. en dirección Este-Oeste, conformando un anticlinal elongado con un cierre de 15 metros y espesor útil promedio del reservorio de 7 metros compuesto de areniscas.

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cuatro (4) perforaciones que delimitaron el depósito, tres (3) de las cuales fueron productivas y una (1) finalizó estéril.

A continuación se presentan los datos de entrada utilizados para el cálculo de reservas:

Datos del Yacimiento	Valores
Volumen de roca - $V_R$ (MMm <sup>3</sup> )	1.400
Porosidad - $\Phi$ (%)	22
Saturación de agua irreductible, $S_w$ (%)	27
Temperatura del reservorio - $T_r$ (°C)	360
Presión del reservorio - $P_r$ (Kg/Cm <sup>2</sup> )	238
Temperatura ambiente - $T_a$ (°C)	15
Presión atmosférica - $P_a$ (Kg/Cm <sup>2</sup> )	1.033
GOR	15.000
Di Tubing (Pulg)	2.92
Presión de Abandono (Kg/cm <sup>2</sup> )	50

Tabla 1. Datos del yacimiento "La Esperanza"

Con estos valores se verifico la existencia de Gas in Situ por un valor de **45,43 Gm<sup>3</sup>** utilizando el siguiente modelo desarrollado en el Informe de Reservas:

Gas In Situ:

$$G = \frac{V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_g} \quad \text{Factor volumétrico del gas, } B_g = \frac{P_a T_r Z_r}{P_r T_a Z_a}$$

Gas Recuperable:

$$G_P = V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \left( \frac{P_r}{Z_r} - \frac{p_{ab}}{Z_{ab}} \right) \frac{Z_a \cdot T_a}{P_a \cdot T_r} \quad \text{Porcentaje de recuperación: } \% R = \frac{G_P}{G} \cdot 100$$

Una vez determinado este valor de reservas del yacimiento, se planificó el desarrollo de las mismas. Para determinar este plan, en primer lugar se realizó un análisis de sensibilidad de las principales variables que afectan el comportamiento del pozo promedio y la producción de todo el yacimiento. Para ello, el primer parámetro estudiado fue la presión en boca de pozo ( $P_{tf}$ ), esta variable es crítica en este análisis, ya que define la fuerza impulsora con la que se determina el caudal de producción de gas. Su valor debe acompañar la disminución de la presión. Se estudiaron distintos perfiles de  $P_{tf}$ , usando distintos escalones de presión a medida que la presión estática de pozo se reducía. Cada escalón de presión conlleva la necesidad de instalar compresores con la finalidad de mantener constante la presión de ingreso a la planta de tratamiento.

El segundo análisis realizado fue el programa de perforación. Debido a las hipótesis asumidas en este estudio, se considera que el caudal del pozo promedio es independiente del número de pozo en producción. Por lo tanto, la determinación del plan de perforación del yacimiento se realizó considerando factores económicos y limitaciones de disponibilidad de equipos de perforación.

Una vez determinada la influencia de cada uno de estos parámetros, se estableció como objetivo lograr un plateau de producción lo más estable posible con el fin de optimizar el factor de utilización de las instalaciones de captación, tratamiento y transporte. Para determinar este caudal óptimo, fue necesario plantear en forma simultánea distintos perfiles de  $P_{tf}$  y planes de perforación. Para resolver este problema se asumió un modelo de variación  $P_{tf}$  escalonada en tres niveles, con el fin de mantener un  $\Delta P$  de producción aceptable durante los 20 años de duración del proyecto. Con la utilización de un MACRO de Excel se calcularon los valores de caudales de pozo promedio para cada año, el cual junto con el caudal requerido, nos permitía obtener el número de pozos en producción necesarios para cada año. Con este número de pozos, más las limitaciones de equipos de perforación y pozos inertes, se pudo establecer el plan de producción. A continuación se presenta el perfil de presiones utilizado para mantener una producción de **5.75** MMSCMD aproximadamente constante durante los 20 años del proyecto.

### Comportamiento del pozo promedio

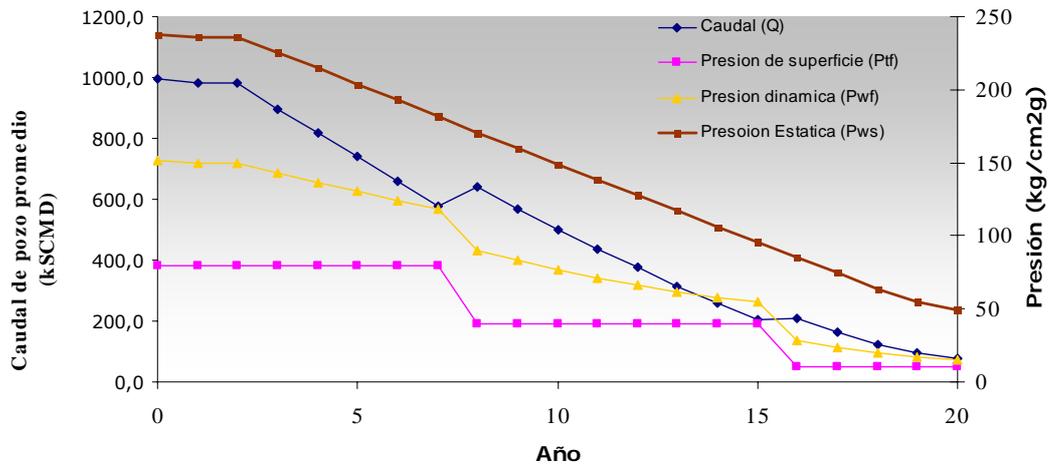


Gráfico N° 1. Comportamiento del pozo promedio durante la vida del proyecto.

En el siguiente gráfico se presenta el plan de perforación y caudal total de producción del yacimiento durante el período de duración del proyecto:

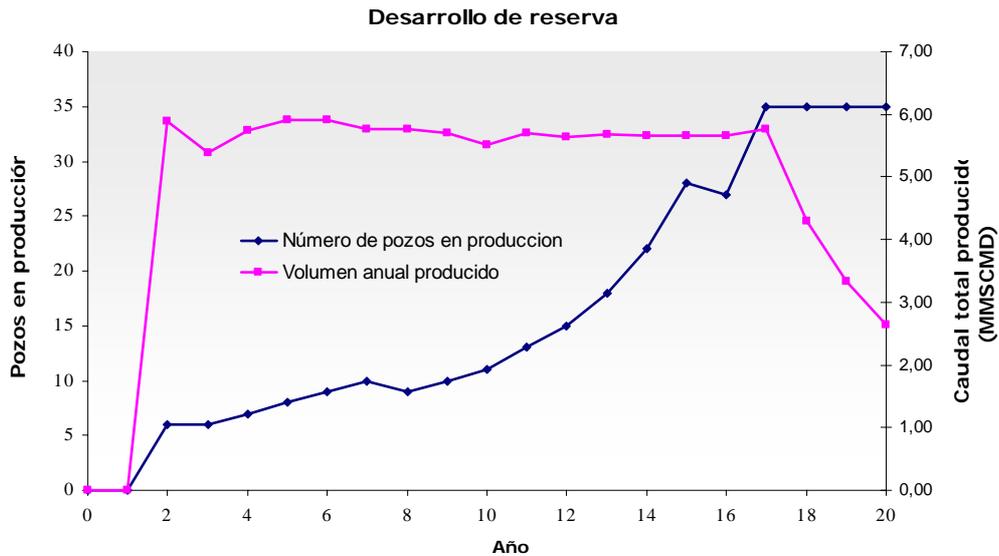


Gráfico N° 2: Desarrollo de reservas yacimiento "La Esperanza". Relación numero de pozos y el volumen anual de producción de gas.

### 1.2. Programa de Perforación

En función a los datos desarrollados en el estudio de reservas asociados con un pozo tipo para el Yacimiento La Esperanza, se propone realizar el siguiente cronograma de perforación durante los siguientes 20 años de vida del proyecto:

Año	Pozos					Volumen total producido (MMSCMD)
	En perforación	Perforados totales	Estériles Acumulados	Reserva	En producción	
0		3			-	0,00
1	3	3	-		-	0,00
2	1	6	-	-	6	5,89
3	1	7	1	-	6	5,38
4	1	8	1	-	7	5,74
5	1	9	1	-	8	5,92
6	1	10	1	-	9	5,92
7	1	11	1	-	10	5,76
8	-	12	1	2	9	5,76
9	-	12	1	1	10	5,70
10	2	12	1	-	11	5,52
11	3	14	1	-	13	5,70
12	7	17	2	-	15	5,63
13	3	24	2	4	18	5,67
14	5	27	3	2	22	5,66
15	5	32	3	1	28	5,67
16	1	37	3	7	27	5,65
17	-	38	3		35	5,75
18		38	3	-	35	4,30
19	-	38	3		35	3,32
20		38	3		35	2,64

Tabla Nº 2: Cronograma de perforación y caudales.

El objetivo principal del programa seleccionado es obtener una producción en boca de pozo constante durante todo el proyecto, y de esta forma tener la menor capacidad oseeosa posible en todas las instalaciones aguas abajo y a su vez poder optimizar los contratos de ventas a largo plazo.

Como surge del cronograma, se propone realizar un programa de perforación de 35 pozos desarrollados en dos etapas bien definidas. La primer campaña consta de la perforación de 9 pozos que se suman a los 3 ya existentes, los cuales se realizaran entre el año 1 y año 7; y una segunda campaña de 26 pozos, retomando el año 10 y dejando de realizar perforaciones en el año 16 ya que no sería recuperable la inversión en el plazo restante de concesión.

Por último, como se podrá observar en los gráficos siguientes, se realizara un recupero del Gas in Situ del 81,59 % y se logra en objetivo de tener una producción constante. Adicionalmente en el Anexo I podrán observar la distribución de los pozos en el yacimiento.

### Desarrollo de reserva

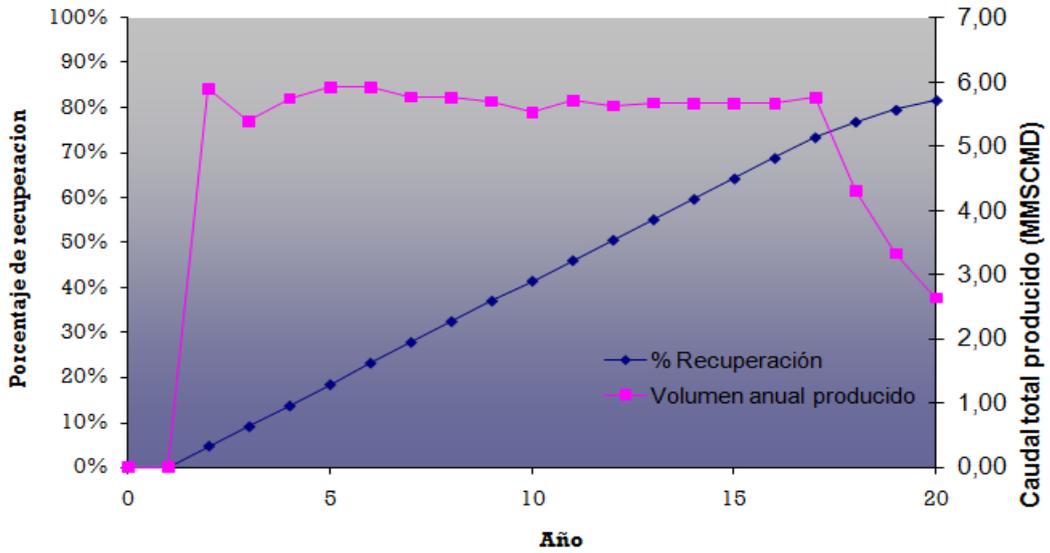


Gráfico Nº 3: Desarrollo de reservas yacimiento "La Esperanza". Producción anual vs. porcentaje de recuperación de Gas in Situ

A continuación se detalla las inversiones realizadas en los programas de perforación y workover. Adicionalmente se toma como hipótesis que cada 10 pozos perforados, 1 es estéril siendo el costo del mismo el 75 % del valor de un pozo. Por ultimo, todos los pozos se abandonaran el último año de operación.

Costos (MUSD)				
Año	Perforacion	Esteriles	Work-over	Abandono
0	-	-	-	
1	7.500	-	60	
2	2.500	-	120	
3	-	1.875	120	
4	2.500	-	160	
5	2.500	-	180	
6	2.500	-	200	
7	2.500	-	220	
8	-	-	240	
9	-	-	240	
10	5.000	-	240	
11	7.500	-	280	
12	15.000	1.875	320	
13	7.500	-	480	
14	10.000	1.875	520	
15	12.500	-	640	
16	2.500	-	740	
17	-	-	760	
18	-	-	760	
19	-	-	760	
20	-	-	760	2.925
<b>Total</b>	<b>80.000</b>	<b>5.625</b>	<b>7.800</b>	<b>2.925</b>

Tabla Nº 3: Costos relacionados al cronograma de Perforación.

## 2. MERCADO

Para la elaboración de este apartado se consideraron las restricciones estructurales y operativas que surgen en la operación e interacción con los distintos participantes del mercado de gas, por lo cual se consideraron principalmente tres limitaciones: la primera son las alternativas de comercialización contemplando la característica de los clientes y los mínimos ratios de producción a entregar, el segundo rasgo es el factor de carga correspondiente a cada segmento que debemos suministrar, y finalmente, y no por esto menos importante, los plazos de los contratos.

### 2.1. Alternativas de Comercialización.

- Distribuidoras: sobre cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes de gas variable, de no menos del 25% de la capacidad de producción del yacimiento.
- GNC: sobre cabecera de cualquiera de los gasoductos. Ventas por volúmenes estables durante todo el año no menores al 5% de la capacidad de producción del yacimiento.
- Generación Eléctrica: ventas no menores al 30% de la capacidad de producción.
  - a) Central termoeléctrica existente – Ciclo combinado de 335 MW. Rendimiento 55%. Consumo específico 6.545 kJ/kWh (1.563 kcal/KWh). Consumo de gas a máxima potencia: 1,5 Mm<sup>3</sup>/d de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>, a 45 Bar.
  - b) Sobre la cabecera de cualquiera de los gasoductos.
- Usuarios Industriales y Nuevos consumidores directos: la cabecera de cualquiera de los gasoductos.

### 2.2. Factor de Carga.

- Distribuidoras: Junio, Julio y Agosto 100%, Mayo y Septiembre 65%, Abril y Noviembre 45%, resto 30%
- GNC: 80% durante el periodo comprendido entre Junio y Septiembre y 90% el resto del año.
- Generación Eléctrica: 80% tanto para la opción a) como para la opción b).
- Usuarios Industriales: 95%, con un promedio por mantenimiento de 15 días promedio al año.

### 2.3. Plazos de los Contratos.

- Distribuidoras: 3 (tres) años renovables, por periodos de hasta 2 años, debiendo contemplarse el crecimiento vegetativo en cada renovación.
- GNC: 1 (un) año con renovación por subasta en el Mercado Electrónico de Gas (MEG) manteniendo como mínimo el volumen del año anterior.
- Generación Eléctrica: 5 (cinco) años, renovables en periodos de 2 años, tanto para la opción a) como para la opción b).
- Usuarios Industriales: 3 (tres) años, renovables en periodos de hasta 3 años, pudiendo variar cantidades en la renovación. Otro aspecto de considerable importancia en la evaluación del proyecto son los precios a los que venderemos los diferentes productos, a continuación describiremos los mismos por segmentos y veremos (Gráfico N° 3) como será su comportamiento durante la vida del proyecto. Para el ajuste de los precios a futuro se utilizo el *PPI (Producer Price Index) all Commodities*. Cabe destacar que se utilizo la base de datos de la Bureau of Labor Statistics Data, utilizando como año base el 1982 (1982=100), y se obtuvieron las variaciones intermensuales y las variaciones interanuales. También se realizo una tabla con los valores obtenidos y como conclusión un promedio sobre las variaciones de 3,32 % que será utilizado para la evaluación.
- Distribuidoras (R + P1 + P2): el precio será de 0,7 U\$/MBTU a Julio de 2009 y tendrá un crecimiento tal que al cabo de 2 años llegue a 1,5 U\$/MBTU. A partir de allí el crecimiento será de 10% anual hasta alcanzar el precio para Generación Eléctrica y luego seguirá al mismo.
- GNC: el precio será de 0,85 U\$/MBTU a Julio de 2009 y tendrá un crecimiento tal que al cabo de 2 años llegue a 2 U\$/MBTU. A partir de allí el crecimiento será del 10% anual hasta alcanzar el precio de Generación Eléctrica y luego seguirá el mismo.
- Generación Eléctrica a): el precio será de 4,5 U\$/MBTU a Julio de 2009, en el Marco de las Resoluciones de Gas Plus y Energía Total, luego se actualizará anualmente por el PPI.

- Generación Eléctrica b): el precio será de 1,65 U\$D/MBTU a Julio de 2009 y tendrá un crecimiento tal que al cabo de de dos años esté en 3 U\$D/MBTU, luego se actualizará por el PPI.
- Grande Usuarios, el precio será de 3 U\$D/MBTU a Julio de 2009 y tendrá un crecimiento tal que al cabo de dos años este en 5 U\$D/MBTU y luego se actualizará anualmente por PPI.

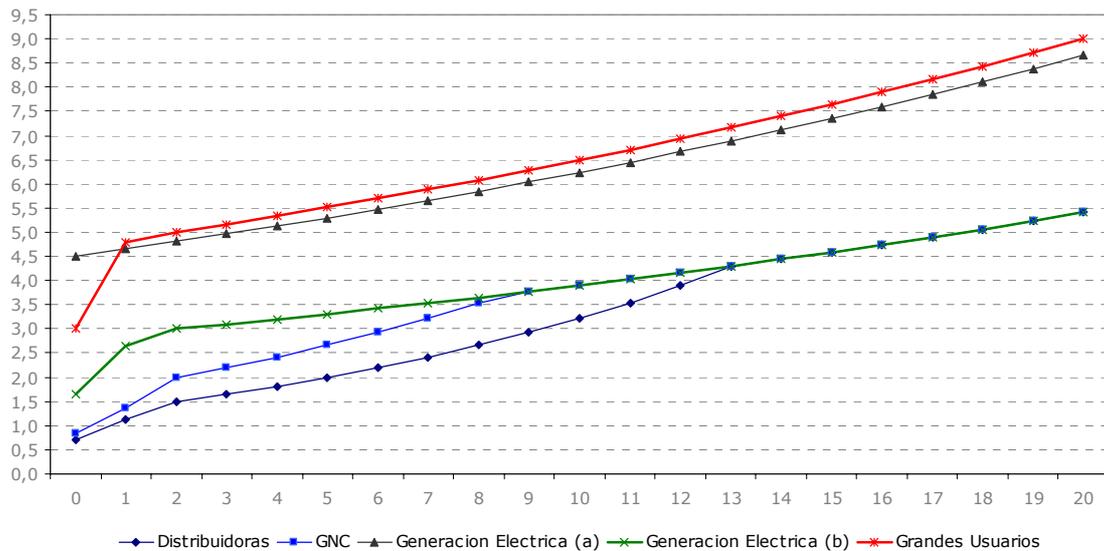


Grafico Nº 4: Evolución de los precios utilizados durante la vida del proyecto ajustado por el "Producers Price Index – Industrial commodities" (PPI)

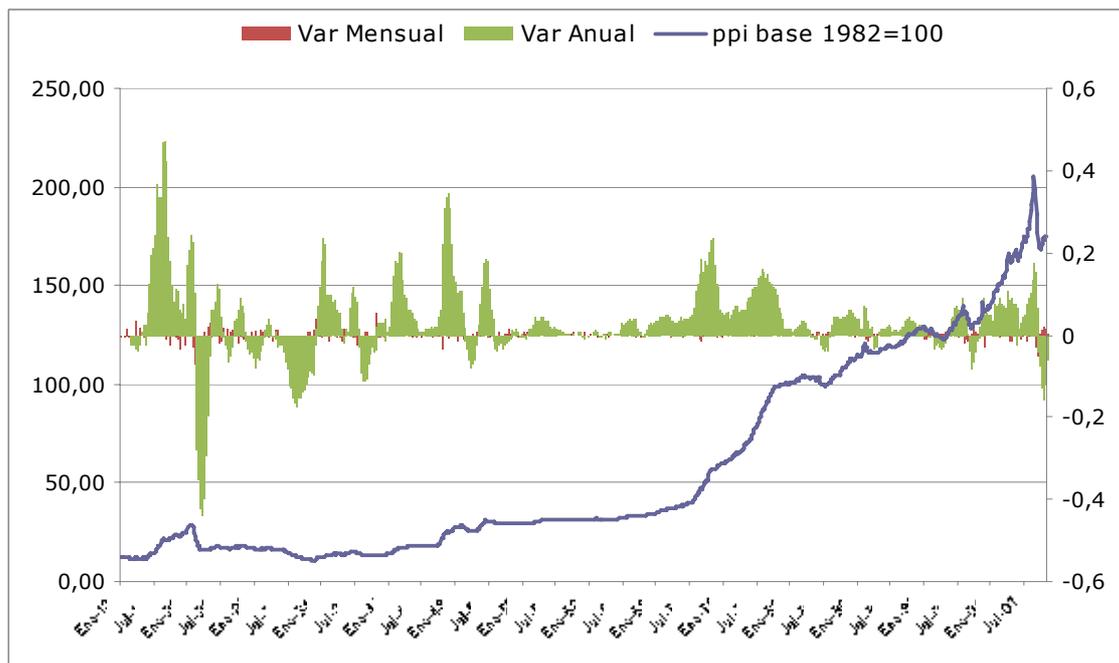


Grafico Nº 4 Bis: Evolución del PPI para el ajuste de precios.

### 3. MARCO INSTITUCIONAL

#### 3.1. Introducción

Luego de la Crisis Financiera Mundial que se desató a finales del año 2008, y de las consecuencias que esta tuvo para el mundo, repercutiendo directamente sobre la actividad financiera global y propagándose en la economía real de todos los países del planeta, los datos para la economía en general y para la industria en particular son favorables. Los índices de actividad económica y demás indicadores líderes que reflejan la situación de los mercados muestran una paulatina mejora en lo que refiere a la economía real, como así también existe cierto optimismo en el mercado financiero mundial.

Actualmente se empiezan a ver los primeros indicios de lo que los Organismos Internacionales como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM) y demás analistas independientes determinaron como una recuperación "lenta", lo cual será negativo para disminuir la tasa de desempleo en el corto plazo. El FMI proyecta una contracción de la actividad de alrededor de 1% en 2009 y una expansión de alrededor de 3% en 2010, es decir, muy por debajo de los niveles previos a la crisis. La recuperación vendrá dada por dos frentes diferentes, en primer lugar por un aumento de los precios de los commodities y en segundo lugar por el aumento sostenidos de políticas fiscales que alienten fuertemente al desarrollo de los mercados y particularmente a la inversión y consumo, y en segundo lugar por un saneamiento del sistema bancario mundial que será necesario para volver canalizar dinero en nuevos proyecto de inversión.

A nivel regional existe cierto optimismo, ya sea por que la crisis no afecto con la misma intensidad que lo hizo en las economías desarrolladas y por otro lado por ser exportador de materias primas. Aunque cabe destacar que existe cierto desnivel entre las economías de America Latina y Caribe, dice al respecto Nicolás Eyzaguirre, Director del Departamento del Hemisferio Occidental del FMI: ... *"Con la economía mundial emergiendo de la recesión, es interesante analizar cómo la recuperación a nivel global (que está ocurriendo a distintas velocidades en diferentes economías), afectará a los precios de las materias primas, y cómo la evolución de tales precios impactará en el desempeño económico de América Latina y el Caribe (ALC)..."*

Los mercados financieros se han estabilizado y los precios de los activos y de las materias primas se han recuperado notablemente a partir del segundo trimestre de

2009. Más recientemente, la demanda de exportaciones de productos distintos a las materias primas parece estar reactivándose, aunque de manera lenta.

En lo que respecta a Argentina, el Estimador Mensual de Actividad publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo reveló un aumento del 0,7 % entre Junio-Julio de 2009. Además se encuentra próximo a acuerdo con los tenedores de bonos que significaría un acceso a los mercados financieros de crédito mundiales en condiciones relativamente favorables, con calificaciones crediticias de grado desinversión, y a su vez volver a poder tomar créditos del FMI, lo que permitirá poder continuar con políticas económicas expansivas canalizando los flujos de dinero a la realización de proyectos productivos en varias industrias.

La industria petrolera actualmente enfrenta cierto grado de regulación en los precios de comercialización de productos en varias partes de la cadena de valor, viéndose mayormente afectados los participantes del Downstream, ya que lo que respecta a la producción de hidrocarburos, sin obviar las retenciones sobre la exportación de los mismos, se han generado políticas tendientes a incentivar el aumento de la producción como lo son "Gas Plus" y "Petróleo Plus".

### **3.2. Marco Legal - Gas Natural**

En lo que respecta a las normas que reglan el mercado del Gas Natural, debemos hacer una distinción entre las etapas, ya que para lo referente a la producción debemos utilizar la Ley Nº 17.319, Ley de Hidrocarburos y la Ley Nº 26.197 conocida como la "Ley Corta", mientras que para la etapa de transporte será la Ley Nº 24.076 la que debemos considerar.

La primera norma citada dice en su Artículo 30 ...*"La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso"*... esta norma se considero para lo referente a todas las obras, maquinaria y plantas de tratamientos necesarias para la producción mas eficiente de gas natural. Luego, en relación a el tiempo de concesión a diferencia de los datos del TI, la ley Nº 17.319 dice en su

Artículo 35, concesión de explotación:...*“Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión”...* para nuestro caso utilizaremos una concesión de explotación de una duración de 20 años.

Para la explotación del yacimiento “La Esperanza” se realizarán todas las inversiones necesarias en lo que respecta a la perforación de pozos productores, como así todas las obras de captación, separación y acondicionamiento de acuerdo a las normas técnicas vigentes realizarán considero de acuerdo al Artículo 31 ...*“Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas”...*

También la Ley con expresa claramente en su Artículo 56, Sección 6ª, Tributos: ...*“Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente”...* otro a considerar por el proyecto y el cual esta reglamentado en la Ley Nº 17.319 es el canon de explotación, pero vale aclarar que en ese aspecto la norma esta desactualizada y en este aspecto se registrarán los canones de exploración por medio del Decreto 1454/2007 que establece los siguientes valores en \$/km<sup>2</sup> por año:

Primer Período: PESOS OCHENTA Y SEIS CON SETENTA Y UN CENTAVOS (\$ 86,71).

Segundo Período: PESOS CIENTO SETENTA Y TRES CON TREINTA Y SIETE CENTAVOS (\$173,37).

Tercer período: PESOS DOSCIENTOS SESENTA CON CUARENTA Y SEIS CENTAVOS (\$260,46).

b) Prórroga: PESOS DIECISIETE MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y DOS CON SESENTA Y CINCO CENTAVOS (\$ 17.342,65).

Y canon de Explotación de tres mil cuatrocientos cuarenta y cuatro con 87/100. (\$3.444,87).

Dada las características del yacimiento " La Esperanza ", y que en función al programa de perforación propuesto, el área bajo análisis es considerada en su totalidad como una área de explotación, por lo tanto se considero el valor de \$ 3.444,87 por km<sup>2</sup> para el calculo del Canon Petrolero.

Además deberemos pagar en tributo de 15% sobre el valor de los volúmenes extraídos en concepto de Regalías de acuerdo a los nuevos acuerdos firmados entre provincias y productores dejando sin efecto las alícuotas de la Ley expresadas en el Artículo 59 y 62. Conjuntamente con las Normas antes descritas debemos considerar dos Resoluciones de la Secretaría de la Nación, esta son la N° 188/93 y 73/94, sobre descuentos de fletes, gastos internos de tratamiento y acondicionamiento y descuentos de compresión respectivamente. Estas dos normas se relacionan directamente con el Artículo N° 63 ...*"No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el concesionario o permisionario en las necesidades de las explotaciones y exploraciones"*... de esta manera las resoluciones expresas los tipo de descuentos en relación a las etapas de compresión y al flete.

### **3.3. Marco Legal – Gas Licuado de Petróleo**

Como participante en el mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP), la empresa por medio del proyecto en estudio, tendrá la obligación de cumplimentar dos leyes, la primera es la Ley N° 26.020 "Régimen Regulatorio de la Industria y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo" y la segunda Ley (la cual también será marco en otra etapas del proyecto) es la N° 24.076, conocida como la "Ley del Gas" y dos Resoluciones.

Por la actividad que desarrollara la empresa la primera norma antes citada nos considera "productores", en las Disposiciones Generales, Artículo 2<sup>do</sup> define: *... "Productor: Toda persona física o jurídica que obtenga gas licuado a partir de la refinación de hidrocarburos líquidos o plantas petroquímicas o de la captación o separación del gas licuado de petróleo a partir del gas natural por cualquier método técnico"*... en nuestro caso produciremos Gas Licuado de Petróleo a través de una planta turbo expander

En el Capítulo 1, Artículo 11<sup>avo</sup> se hace referencia al grado de regulación, a la participación en el mercado en relación a los volúmenes: *... "actividad que bajo cualquiera de sus formas o alternativas técnicas será libre, sin perjuicio de la cual están sujeta al cumplimiento de las previsiones de la presente ley y su reglamentación"*... y luego enuncia en relación a la producción del GLP: *... "podrán disponer la apertura de nuevas plantas o la ampliación de las existentes sin otro*

*requisito que el cumplimiento de las reglamentaciones técnicas que se dicten para su aplicación"... cabe aclarar que la norma que regula los aspectos técnicos es la Resolución Nº 62/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación.*

El párrafo anterior nos contextualiza en lo que respecta a la producción del GLP, y deja prácticamente liberado a que cada producto use la variable cantidades (volúmenes de GLP a producir) en función de cómo afecta esta a la rentabilidad del proyecto, pero decimos "prácticamente" ya que se deberá contemplar lo descrito en el Título I, Disposiciones Generales, Artículo 7<sup>mo</sup> inciso b) que expresa:... *"Garantizar el abastecimiento del mercado interno de gas licuado, como así también el acceso al producto a granel, por parte de los consumidores del mercado interno, a precios que no superen los de paridad de exportación, la cual deberá ser definida metodológicamente, mediante reglamentación de la Autoridad de Aplicación"...y luego en el Capítulo X, Operaciones de Importación y Exportación, Artículo 35:... "La exportación de GLP será libre una vez garantizado el volumen de abastecimiento interno, debiendo en cada caso mediar autorización del Poder Ejecutivo nacional, dentro del plazo de TREINTA (30) días de recibida la solicitud. El silencio implicará conformidad"...*

En lo que respecta a nuestro caso particular se considero que el mercado interno se encontrará totalmente abastecido durante la vida del proyecto, dejando liberados los volúmenes producidos enteramente para la exportación.

La otra variable que afecta directamente al proyecto bajo análisis son los precios a los que se comercializará el GLP internacionalmente, y si bien en este apartado no nos referimos a cuestiones comerciales, la siguiente norma impacta directamente sobre estas. La Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación Nº 127/2006 es la que regula los precios con el objetivo de poder mantener un valor interno por el producto inferior al internacional, acorde al poder adquisitivo de los estratos de la sociedad que mas utilizan el GLP y además acorde a los precios de los combustibles con lo que el Gas Licuado de Petróleo compite para no generar mayores distorsiones. Dice en su artículo 2<sup>do</sup> ... *" Fijase un derecho de exportación del CIEN POR CIENTO (100%) para las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias 2711.11.00 y 2711.21.00 de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.)"...*

#### 4. OBRAS DE CAPTACIÓN EN YACIMIENTO

Como surge del Anexo I, las obras de captación se realizarán bajo el principio del Sistema de Captación del tipo Radial, en el cual los pozos activos se conectan a través de la cañería de colección de hidrocarburos a los separadores primarios, logrando en esta etapa una separación primaria entre los líquidos condensables y gases.

Los líquidos aquí obtenidos son depositados en una batería que se encuentra instalada en la misma locación. Se asume que estos líquidos son retirados por nuestros clientes en las mismas baterías. El GOR seleccionado para analizar el yacimiento es de 15.000, obteniendo la siguiente producción de condensado:

Año	Condensado de Sep Prim Km <sup>3</sup> / d
0	0,00
1	0,00
2	0,39
3	0,36
4	0,38
5	0,39
6	0,39
7	0,38
8	0,38
9	0,38
10	0,37
11	0,38
12	0,38
13	0,38
14	0,38
15	0,38
16	0,38
17	0,38
18	0,29
19	0,22
20	0,18

Tabla Nº 5: Producción de condensados durante los 20 años del proyecto

Los gases obtenidos en la separación primaria, luego de pasar por los manifolds de control son llevados a través de una línea de conducción hacia la planta de acondicionamiento. El manifold de la sección norte del yacimiento y el manifold de la sección sur del yacimiento se unen a través de la línea colectora al manifold central, siendo este último quien lleve toda la producción hacia la primera planta aguas abajo.

Se realiza la construcción e instalación de las 3 baterías/manifold en el año 1, ya que según el cronograma de perforación, se va a estar produciendo de las distintas zonas del yacimiento. La cantidad total de pozos reportando a cada batería son:

<b>Pozos</b>		
Manifold A	Manifold B	Manifold C
<b>11</b>	<b>11</b>	<b>13</b>

Y la cantidad máxima de separadores necesarios asociados a cada manifold/batería son:

<b>Manifold A</b>	<b>Manifold B</b>	<b>Manifold C</b>
<b>5</b>	<b>6</b>	<b>5</b>

La razón por la cual en el manifold B se requieren más separadores por cantidad de pozos es que tiene una mayor cantidad de pozos perforados en los primeros años de la concesión, en donde los caudales diarios por pozo son mayores.

Las inversiones realizadas en esta etapa de análisis son las siguientes:

<b>Inversión en Separadores (US\$ M)</b>	<b>Inversión en Estaciones de Med. Y Reg. (US\$ M)</b>	<b>Inversión en Captación (US\$ M)</b>	<b>Total Inversión (US\$ M)</b>
<b>5,60</b>	<b>1,50</b>	<b>7,96</b>	<b>10,06</b>

En función a la presión de entrada solicitada por nuestra planta de acondicionamiento de 73 kg/cm<sup>2</sup>, será necesario realizar compresión en yacimiento. Del análisis realizado y a las caídas de presiones asumidas desde boca de pozo hasta la entrada de planta (10 kg/cm<sup>2</sup>) será necesario instalar compresores a partir del año 8. Se decidió instalar los compresores de acuerdo al siguiente cronograma:

Año	Total HP Usados	HP Instalados	Inversion en Compresion
	HP	HP	MUS\$
0	0	0	0,0
1	0	0	0,0
2	0	0	0,0
3	0	0	0,0
4	0	0	0,0
5	0	0	0,0
6	0	0	0,0
7	0	7925	19,8
8	6.880	7925	0,0
9	6.806	7925	0,0
10	6.599	7925	0,0
11	6.812	7925	0,0
12	6.725	7925	0,0
13	6.777	7925	0,0
14	6.761	7925	0,0
15	6.771	23775	39,6
16	23.399	23775	0,0
17	23.811	23775	0,0
18	17.799	23775	0,0
19	13.755	23775	0,0
20	10.914	0	0,0

Tabla Nº 6: Cronograma de instalación de Motocompresores. Período año 0 a 20.

## 5. ACONDICIONAMIENTO

### 5.1. Endulzamiento de Hidrocarburos

Dada las siguientes características del gas crudo del Yacimiento La Esperanza:

Característica del Gas Natural Crudo		
Componente	% Molar	Poder Calorífico
Metano	90,97%	9.008,70
Etano	4,47%	15.785,40
Propano	1,25%	22.444,20
Iso Butano	0,31%	29.004,90
Normal Butano	0,34%	29.098,10
Iso Pentano	0,09%	35.685,10
Normal Pentano	0,07%	35.756,80
Hexanos	0,04%	42.420,30
Heptanos y Superiores	0,01%	49.079,00
Nitrogeno	1,70%	-
Dióxido de Carbono	0,75%	-
	<b>100,00%</b>	<b>9.449,25</b>

Tabla Nº 7: Características Gas Natural Crudo.

En función a la Resolución de ENARGAS Nº. 259/08 se llega a la conclusión que el gas producido en el yacimiento esta dentro de las especificaciones de CO<sub>2</sub>, ya que se encuentra por debajo del valor máximo de 2% molar indicado en la mencionada resolución.

No obstante que cumple con las especificaciones de Dióxido de Carbono, nuestro gas no está cumpliendo con las especificaciones de HS<sub>2</sub>, ya que según la Resolución mencionada debería tener como máximo 104 ppm, y según los cálculos realizados estaríamos ante un gas que contiene 150 ppm.

A continuación se adjunta un detalle de las especificaciones según ENARGAS y los resultados obtenidos luego del análisis del gas del Yacimiento bajo análisis:

(Res. ENARGAS Res. ENARGAS 259/08)			
GAS A GASODUCTO	Valor	Gas Natural cumple ?	
Agua < 65 mg/Sm <sup>3</sup>	sat	No	
HS <sub>2</sub> < 3mg/Sm <sup>3</sup> ( 2,1 ppmv)	104,4	No	--> endulzamiento
Azufre Total <15mg/Sm <sup>3</sup>	104,4	No	--> endulzamiento
O <sub>2</sub> < 0,2% molar	0	SI	
CO <sub>2</sub> < 2% molar	0,75%	SI	
Inertes < 4% molar	2,45%	SI	

Punto de Rocío HC < -4 °C @ 55 Bar (a)		
PCs:8850a10200 kcal/m3	9449,25	Si
IndiceWobbe: 11.300 a 12.470	12040	Si

**Se requiere planta de endulzamiento para HS<sub>2</sub>**

Tabla N° 8: Parámetros a cumplimentar por ENARGAS.

Con el fin de poner en especificaciones el gas y conjuntamente con el objetivo de que el HS<sub>2</sub> no dañe nuestras instalaciones, se ha decidido por un endulzamiento de nuestro gas con SULFATREAT.

Sulfatreat es el nombre comercial de un reactivo sólido a base de óxido de hierro (FexOy) para eliminación n de H<sub>2</sub>S de corrientes gaseosas. Este es un producto no regenerable que se dispone en forma de lecho sólido. El contaminante removido del gas reacciona con el Sulfatreat y queda incorporado al reactivo, el cual debe ser reemplazado cada determinado tiempo.

Sulfatreat se presenta en forma de pequeños gránulos con gran regularidad de tamaño y forma, posee una densidad de 62 lb/cf, su color es negro, y todas sus características son similares antes y después de reaccionado.

Está compuesto por óxidos de hierro soportados sobre una estructura de silicatos inertes. Una vez reaccionado, contiene pirita (disulfuro de hierro) producto de la reacción entre el Sulfatreat y el H<sub>2</sub>S.

La pirita es un compuesto estable que no se descompone, por lo que el H<sub>2</sub>S es irreversiblemente eliminado. El reactivo no es tóxico, inflamable, explosivo, corrosivo o irritante, ni antes ni después de la operación, por lo que no ocasiona problemas ambientales en su disposición final ni en su manipulación, no obstante debe tenerse en cuenta que a pesar de que el producto no presenta características adsorbentes cualquier contaminante propio del gas que pudiera quedar retenido en el producto podría modificar esta situación.

### Descripción del Proceso de Sulfatreat

El gas ácido proveniente de la batería, ingresa al sistema de reactores de Sulfatreat, donde el H<sub>2</sub>S reacciona irreversiblemente con el reactivo y es eliminado. Antes de su ingreso a los lechos, se debe atomizar agua de modo de lograr la saturación de la corriente, condición fundamental para la buena performance del sistema.

El exceso de agua es luego removido en un separador, aguas abajo de la inyección, pues el ingreso de agua en estado líquido a los lechos daña el reactivo en forma permanente por generar canalizaciones en el mismo.

El gas ingresa luego al lecho ó batería de lechos por la parte superior y lo(s) atraviesa saliendo por la conexión inferior. Durante este proceso el H<sub>2</sub>S reacciona

con el Sulfatreat y es removido de la corriente. En el fondo del recipiente pueden acumularse agua (líquida) y/o otros hidrocarburos condensados, los cuales deben purgarse periódicamente.

El funcionamiento del reactivo se ve afectado principalmente por dos factores:

(a) Saturación de agua: el gas debe estar saturado de agua en fase vapor, o sea que no se necesita agua líquida. De hecho cualquier líquido libre en el lecho perjudicará la operación por producir canalizaciones en el reactivo.

(b) Temperatura: La reacción es más rápida a medida que la temperatura es mayor, por lo tanto, con altas temperaturas de diseño se tienen lechos más pequeños.

El modelo de flujo dentro de los lechos de Sulfatreat es de "tipo pistón". El gráfico adjunto ilustra un esquema típico de un reactor de Sulfatreat.

El gas ingresa por la parte superior del lecho, generando una zona de reacción que va desplazándose hacia la parte inferior a medida que el reactivo se va agotando, y sale del reactor por la parte inferior con una concentración de H<sub>2</sub>S que es próxima a 0 ppmV durante la mayor parte de la vida útil del reactivo.

Esta característica le confiere al sistema la capacidad de absorber variaciones instantáneas de concentración y/o caudal sin necesidad de maniobras especiales o inversiones extraordinarias en el costo de operación, en términos de costo por kilogramo de H<sub>2</sub>S removido.

El sistema puede estar compuesto por uno o más reactores en configuraciones en serie o paralelo, con una instalación desde el punto de vista de cañerías e instrumentos muy sencillos, tal como ilustra el gráfico adjunto. Los reactores no requieren internos especiales más allá de los que forman el soporte de lecho (perfilería, mallas y un disco de poliuretano), por lo cual conforman un sistema robusto que no requieren mantenimiento especial.

El equipamiento asociado a un reactor de Sulfatreat es también muy sencillo, justificando su preferencia operativa al no requerir ningún tipo de complejidad, como sí la tienen otras tecnologías de remoción de H<sub>2</sub>S. La inyección de agua busca asegurar la saturación de agua requerida y es común en algunas situaciones agregar además un calentador para aumentar la temperatura de ingreso del gas al sistema.

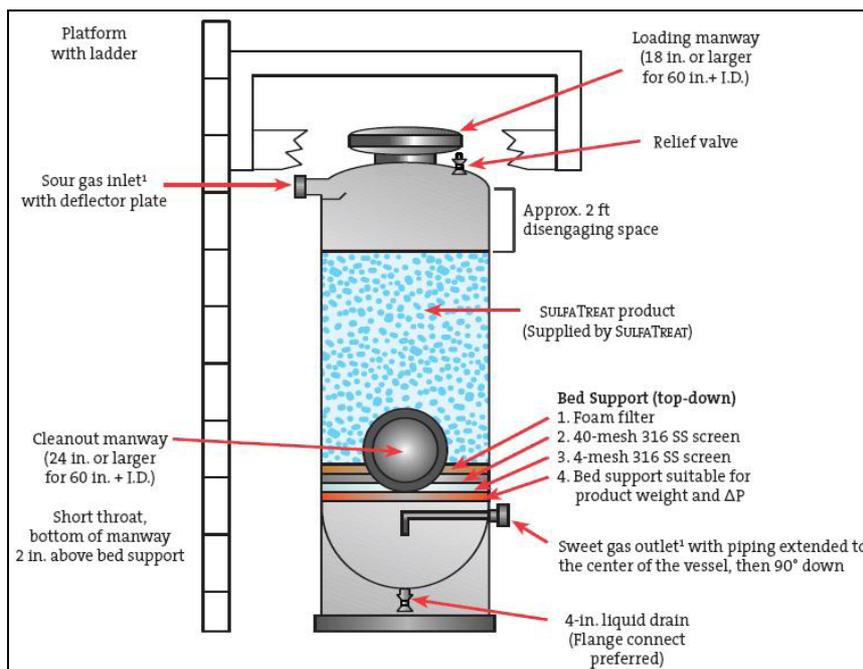


Gráfico N° 5: Modelo de Flujo de Sulfatreat.

## 5.2. Aprovechamiento de Condensables

Luego de realizar un análisis sobre la conveniencia de recuperar los condensables asociados al gas producido en el Yacimiento La Esperanza, se llegó a la conclusión de realizar la instalación de una planta turboexpander con el fin de recuperar el 100% de gases condensables.

En función a la tecnología seleccionada se asumieron los siguientes porcentajes de recuperación:

Componentes	Extracción (%)
Metano	-
Etano	-
Propano	98,00
I-Butano	100,00
N-Butano	100,00
I-Pentano	100,00
N-Pentano	100,00
Hexanos	100,00
Heptanos y Sup	100,00
Nitrogeno	-
Diox.Carbono	-

Tabla N° 9: Recuperación de condensables que serán comercializados.

Se ha decidido realizar la exportación de todo el propano y butano obtenido, en cambio todos los condensables obtenidos en la separación primaria como así los C5+ se venderán en el mercado local.

Los volúmenes que se comercializaran o inyectaran en los sistemas de transporte son los siguientes:

Año	Propano	Butanos	Gasolina	Gas Natural a Gasoducto	Gasolina + Condensado
	(kg/día)	(kg/día)	(lts/día)	(Sm <sup>3</sup> /día)	m <sup>3</sup> / d
0					-
1	-	-	-	-	-
2	136.892,42	97.295,29	66.898	5.549.546	459
3	125.108,67	88.920,08	61.139	5.071.839	420
4	133.523,03	94.900,52	65.251	5.412.952	448
5	137.592,27	97.792,71	67.240	5.577.917	462
6	137.609,83	97.805,18	67.249	5.578.629	462
7	134.066,13	95.286,53	65.517	5.434.970	450
8	132.769,52	94.364,97	64.883	5.382.406	449
9	131.342,97	93.351,06	64.186	5.324.574	444
10	127.350,03	90.513,11	62.235	5.162.702	430
11	131.466,12	93.438,59	64.246	5.329.567	444
12	129.781,49	92.241,26	63.423	5.261.273	439
13	130.788,50	92.956,98	63.915	5.302.096	442
14	130.478,99	92.737,00	63.764	5.289.549	441
15	130.661,09	92.866,42	63.853	5.296.931	442
16	127.659,45	90.733,03	62.386	5.175.246	439
17	129.903,16	92.327,72	63.482	5.266.205	447
18	97.104,55	69.016,36	47.454	3.936.567	334
19	75.042,17	53.335,67	36.672	3.042.169	258
20	59.543,35	42.320,00	29.098	2.413.856	205

Tabla Nº 10: Volúmenes de Líquidos recuperables.

En ambos casos, para el acondicionamiento con Sulfatreat o para el aprovechamiento de condensables con turboexpander, se optó por una capacidad de planta de 6 Mm<sup>3</sup>/d. A su vez, las inversiones fueron dimensionadas según la fórmula de Scaling Up, adoptando un valor de 0,6 en la ecuación. De acuerdo a estos supuestos, los valores de inversión son:

Formula Scaling up	
Inversión en Planta de Sulfatreat	
Caudal Máximo Mm <sup>3</sup> /d	5.92
Caudal Máximo Mm <sup>3</sup> /d	Inversión en Pta Sulfatreat Musd
6	20.41

Formula Scaling up	
Inversión Turboexpander	
Caudal Máximo Mm <sup>3</sup> /d	5.92
Caudal Máximo Mm <sup>3</sup> /d	Inversión en Pta LPG Musd
6	57.39

## **6. OBRAS DE TRANSPORTE**

Según los diferentes requerimientos del Mercado y las estrategias comerciales seleccionadas se decidió realizar la construcción de dos gasoductos para el transporte del gas natural hacia los diferentes centros de consumo.

### **6.1. Gasoducto a Generación Eléctrica**

El primer gasoducto contiene un tramo de 100 km, el cual esta dedicado exclusivamente para el abastecimiento de una Central Termoeléctrica diseñada para una máxima potencia de consumo de 1,5 M m<sup>3</sup>/d (de 9.300 kcal/m<sup>3</sup>).

Los datos técnicos y económicos para el diseño y construcción del presente gasoducto fueron los siguientes:

- Cañería utilizada: 12,75" de Diámetro Exterior según la información obtenida del Standard Line Pipe Catalog de Tenaris.
- TN de Cañería Utilizada para 100km: 4.970 TN
- MAOP de la cañería: 1840 psi (129,4 kg/cm<sup>2</sup>)
- Presión de Entrada a gasoducto promedio: 70 kg/cm<sup>2</sup>.
- Presión de Salida de gasoducto: 45 kg/cm<sup>2</sup>.
- KP requerido según fórmula: 29.
- KP efectivamente utilizado de tabla: 38.
- Capacidad Máxima de Transporte diseñada: 1,5 M m<sup>3</sup>/d.
- Compresión en boca: -
- Compresión Intermedia: -
- Costo de Cañería usd: 9.940.899
- Costo de Montaje usd: 18.000.000
- Costo Estación de Medición y Regulación usd: 500.000
- Costo Total usd: 28.440.899

### **6.2. Gasoducto con Conexión a Red Troncal Neuba II**

El segundo gasoducto contiene un tramo de 200 km, el cual esta dedicado para la conexión con la red Troncal de Neuba II. El mismo va a abastecer a clientes de segmentos de Distribución, GNC, Industriales, Generación Eléctrica (otras generadoras) y remanentes de producción para ventas Spot.

Los datos técnicos y económicos para el diseño y construcción del presente gasoducto fueron los siguientes:

- Cañería utilizada: 16" de Diámetro Exterior según la información obtenida del Standard Line Pipe Catalog de Tenaris.
- TN de Cañería Utilizada para 200km: 12.530 TN
- MAOP de la cañería: 1460 psi (102,6 kg/cm<sup>2</sup>)
- Presión de Entrada a gasoducto promedio: 70 kg/cm<sup>2</sup>.
- Presión de Salida de gasoducto: 70 kg/cm<sup>2</sup>.
- KP requerido según fórmula: 55,6.
- KP efectivamente utilizado de tabla: 56.
- Capacidad Máxima de Transporte diseñada: 4,3 M m<sup>3</sup>/d.
- Compresión en boca: 2.938 HP Requeridos. 3.500 HP Instalados (1 Compresor de 1000 HP + 1 Compresor 2500 HP)
- Compresión Intermedia: -
- Costo de Cañería usd: 25.060.590
- Costo de Montaje usd: 48.000.000
- Costo Estación de Medición y Regulación usd: 750.000
- Costo de Compresión usd: 9.750.000
- Costo Total usd: 83.560.590

Para la selección de diferentes alternativas entre las pulgadas de cañería vs. compresión en boca de gasoducto de llego a los siguientes resultados:

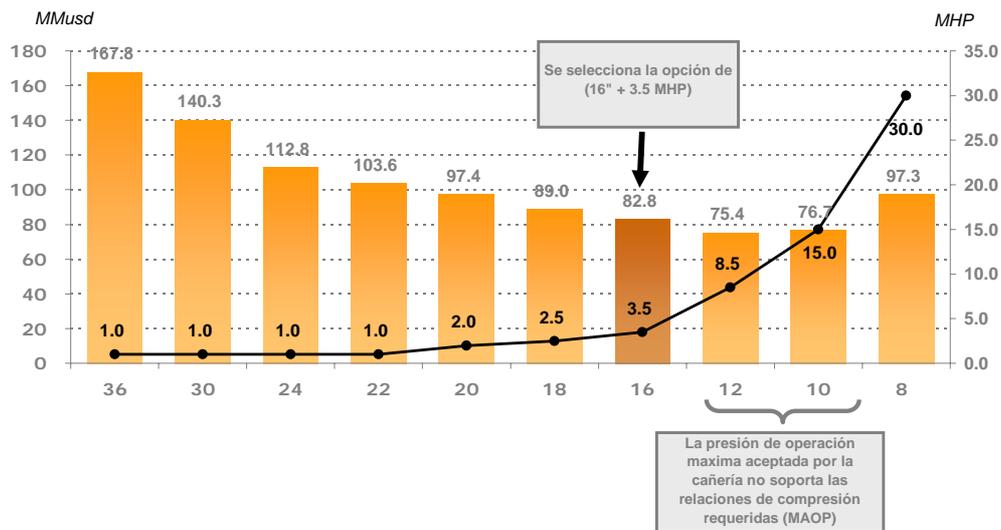


Gráfico N° 6: Relación pulgadas compresión para determinar la mejor opción.

## 7. ASPECTOS COMERCIALES

A continuación se detallaran los aspecto comerciales de cada segmento, y cabe destacar que para cada uno de ellos se cumplió estrictamente con los tres requisitos anteriormente enumerados.

- i. Distribuidoras: en el segundo año del proyecto se le realizará el primer contrato por un total de tres años, comprometiéndonos a entregarle 0,753 Mm<sup>3</sup>/d y una renovación, que contempla el crecimiento vegetativo de la población, por 0,778 Mm<sup>3</sup>/d. En el 7<sup>mo</sup> año del proyecto se hará un nuevo contrato por 0,737 Mm<sup>3</sup>/d y una renovación, luego del plazo de tres años, por 0,762 Mm<sup>3</sup>/d, nuevamente considerando el crecimiento vegetativo. En el 12<sup>avo</sup> año se firmará un nuevo contrato por un volumen a entregar de 0,714 Mm<sup>3</sup>/d y una renovación por dos años de 0,738 Mm<sup>3</sup>/d. Luego en el año 17 se firmará por 0,714 Mm<sup>3</sup>/d durante 3 años, y al no tener posibilidades de realizar una renovación se hará un contrato de un año por 0,328 Mm<sup>3</sup>/d en el año 20.

Evolución de los Contratos con Distribuidoras Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

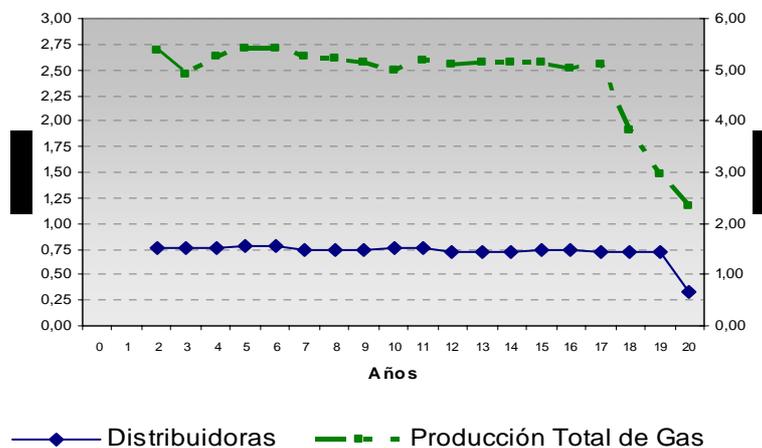


Gráfico N° 7: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados a las distribuidoras para el período 2009-2030. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

- ii. Gas Natural Comprimido: se harán contratos todos los años comprometiéndose los volúmenes que figuran en la siguiente tabla. Luego de varios análisis se decidió no hacer renovaciones para este segmento entregando volúmenes diferentes a lo largo del proyecto. Como se podrá observar el año 17, se suministra casi 5 veces más que el promedio de

todos los años, esto se debe al volumen excedente con el que nos encontramos ese año, y dados los contrato previamente firmados solo podemos entregar este volumen a este segmento o bien a Grandes Usuarios spot, se opto por el primero ya que es mas acorde a la realidad.

Evolución de los Contratos con GNC Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

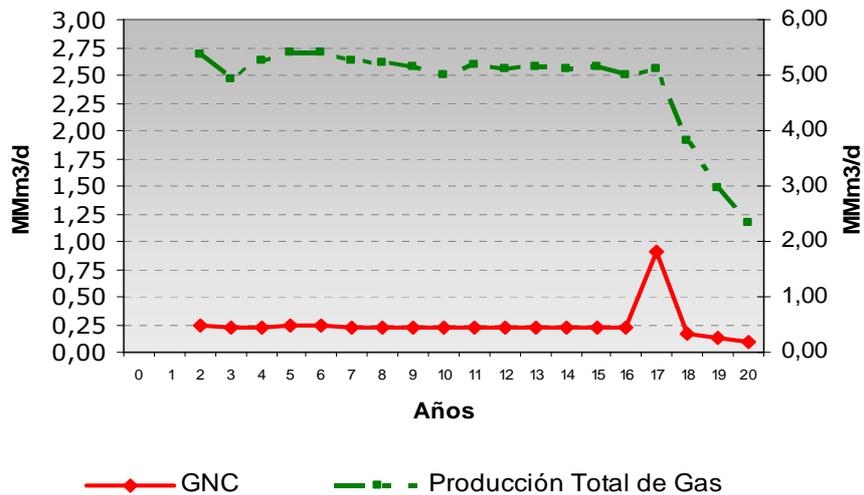


Gráfico Nº 8: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados para GNC para el período 2009-2030. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

iii. Generación Eléctrica (a): este usuario nos comprará durante todo el proyecto la misma cantidad (1,2 Mm<sup>3</sup>/d). Se le realizó el primer contrato el año 2. 2.

Evolución de los Contratos con Generación Eléctrica (a) Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

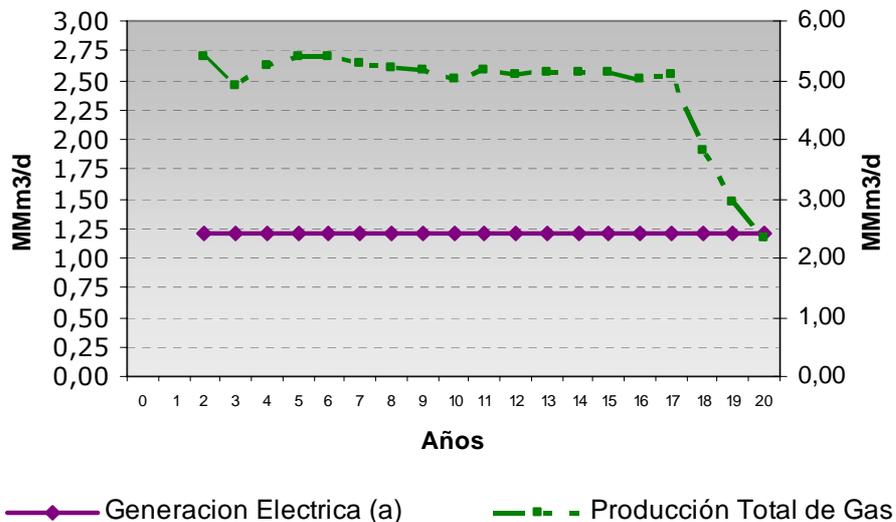


Gráfico Nº 9: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados para Generación Eléctrica (a) para el período 2009-2030. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

- iv. Generación Eléctrica (b): se realiza el primer contrato el año 2 por un volumen de 0,091 Mm<sup>3</sup>/d con vigencia durante 5 años, en al año 7 se rehace el contrato por 0,065 Mm<sup>3</sup>/d durante 5 años renovándose por dos años mas por el mismo valor. Durante el año 14 al 18 se pactará un nuevo contrato por 1,298 Mm<sup>3</sup>/d y no entregándole volúmenes en los últimos dos años.

Evolución de los Contratos con Generación Eléctrica (b) Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

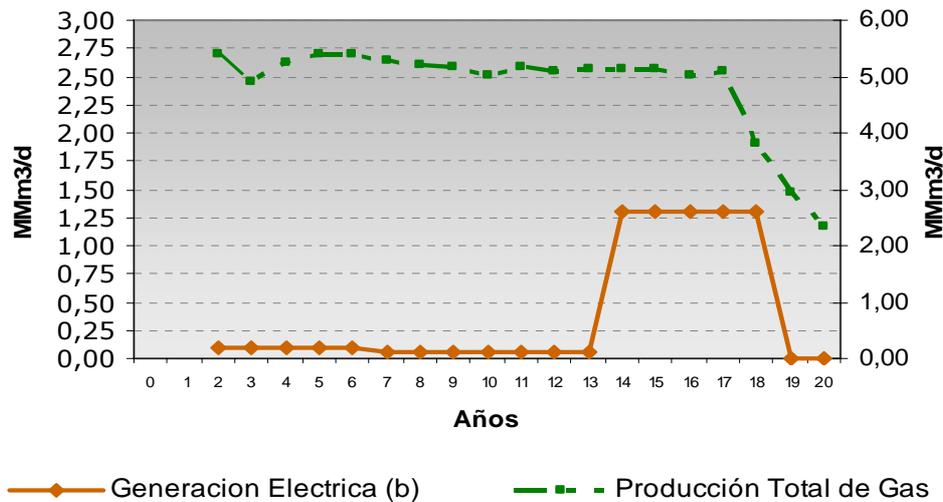


Gráfico Nº 10: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados para Generación Eléctrica (b) para el período 2009-2030. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

- v. Grandes Usuarios a Término: para este segmento nunca se renovarían los contratos realizados cada 3 (tres) años, y siempre se harán nuevos contratos con volúmenes diferentes, acordes a nuestra producción y respetando las restricciones antes expuestas. Se firmará el primer acuerdo el año dos por un volumen de 2,528 Mm<sup>3</sup>/d durante tres años, luego por 2,949 Mm<sup>3</sup>/d, 2,624 Mm<sup>3</sup>/d, 2,770 Mm<sup>3</sup>/d, 1,486 Mm<sup>3</sup>/d, 0,419 Mm<sup>3</sup>/d y finalmente en el año 20 por 0,678 Mm<sup>3</sup>/d.

Evolución de los Contratos con Grande Usuarios a Terminio Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

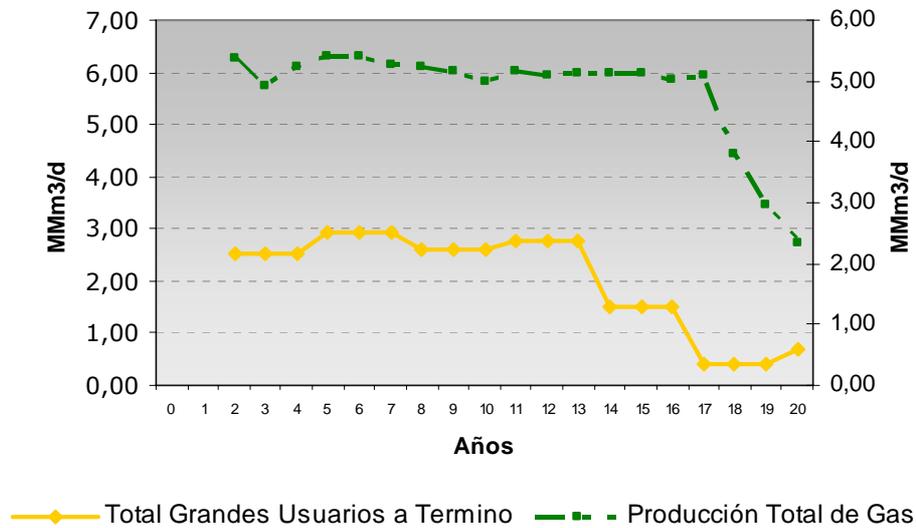


Gráfico Nº 11: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados para Grandes Usuarios a Término para el período 2009-2030. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

- vi. **Grandes Usuarios Spot:** este segmento recibió volúmenes distintos durante todos los años, sirviendo de alguna manera como "ajuste" de los volúmenes excedentes de producción, aunque es este segmento el que retribuye con mejores precios que enriquecen al proyecto en estudio.

Evolución de los Contratos con Grande Usuarios Spot Vs. Producción Total de Gas. Periodo 2009-2029.

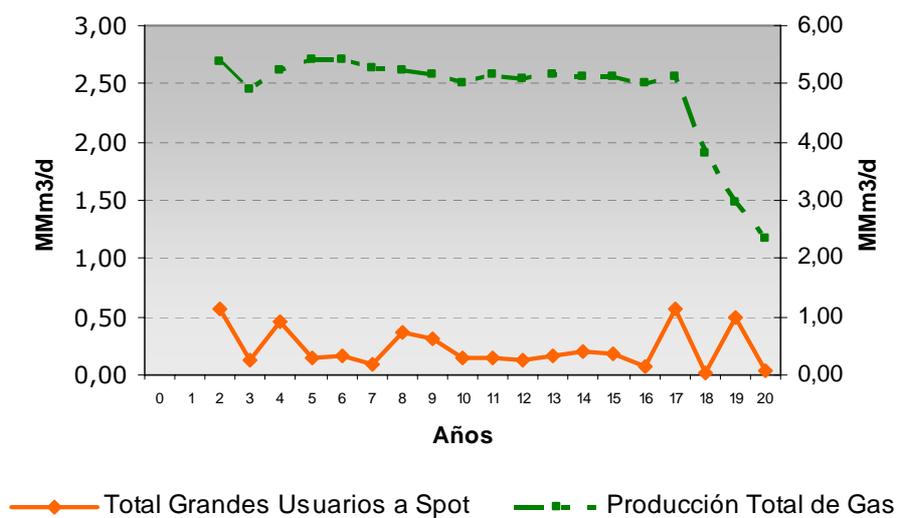


Gráfico Nº 12: Muestra la evolución de la producción comparada con los volúmenes contratados para Grandes Usuarios Spot para el período 2008-2028. El eje de la derecha es referencia de la "Producción Total de Gas".

## COSTOS Y TARIFAS

En lo que refiere a los costos, estos fueron detallados particularmente en cada apartado anterior, y las tarifas en la sección: "Mercado", por lo que se procederá a hacer un análisis de las inversiones que se contemplaron en el proyecto a lo largo de los 20 años bajo análisis. Independientemente de lo aquí detallado, las mismas se encuentran enunciadas en cada uno de los puntos desarrollados con anterioridad.

<b>CAPEX</b>		
Perforación	<b>MU\$\$</b>	86
Integridad y Mantenimiento	<b>MU\$\$</b>	8
Redes de Captación	<b>MU\$\$</b>	8
Plantas de Procesamiento	<b>MU\$\$</b>	78
Gasoductos	<b>MU\$\$</b>	112
Separadores y Estaciones de Medición	<b>MU\$\$</b>	7
Compresión	<b>MU\$\$</b>	59
Abandono y Otros	<b>MU\$\$</b>	3
Contingencias (10%)	<b>MU\$\$</b>	36
<b>TOTAL CAPEX</b>	<b>MU\$\$</b>	<b>396</b>

Tabla N° 11: Volúmenes de Líquidos recuperables.

En función de las de las inversiones detalladas y de la producción estimada de líquidos y gas, nos arroja un total de inversiones de desarrollo de 1,65 U\$/BOE, sin contemplar el bono de compra del yacimiento. Si se le adiciona el bono de compra de MU\$S 954, estimamos un costo de desarrollo de 6,12 U\$/BOE.

La evolución de las inversiones a lo largo del proyecto es la siguiente:

### **Inversiones Acumuladas**

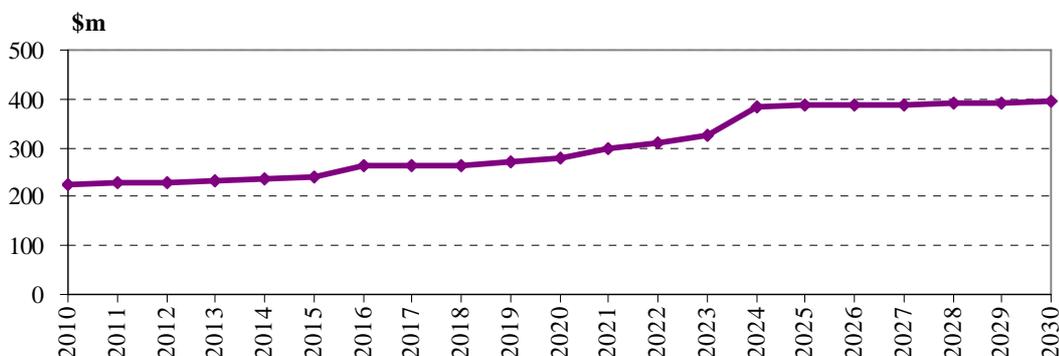


Gráfico N° 13: Evolución de las Inversiones Acumuladas a lo largo del proyecto

Adicionalmente y como producto de las inversiones realizadas, se calcularon los siguientes costos operativos anuales a lo largo de los 20 años de vida del proyecto:

<u>Operating Costs</u>		
Canon	<b>MU\$</b>	4
Acondicionamiento	<b>MU\$</b>	110
Tratamiento	<b>MU\$</b>	92
Mantenimiento de Gasoducto	<b>MU\$</b>	86
Compresión en Gasoducto	<b>MU\$</b>	4
Compresión en Captación	<b>MU\$</b>	22
Costos de Captación	<b>MU\$</b>	240
Contingencias (10%)	<b>MU\$</b>	56
<b>TOTAL OPEX</b>	<b>MU\$</b>	<b>612</b>

Tabla Nº 12: Costo de Operación anual el un año n.

A continuación se puede ver como evolucionan los costos operativos anuales totales y por barril a lo largo del proyecto.



Gráfico Nº 14: Evolución de los costos operativos anuales y costos operativos por BOE a lo largo del proyecto

## 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para analizar económicamente nuestro proyecto usamos el archivo de Excel Modelo La Esperanza, que nos indica un flujo de caja, un valor presente y tasa de retorno del proyecto una vez que cargamos todos los datos necesarios. El flujo de caja anual del proyecto, sin incluir el pago del bono para ganar la licitación del área, es como se indica a continuación.

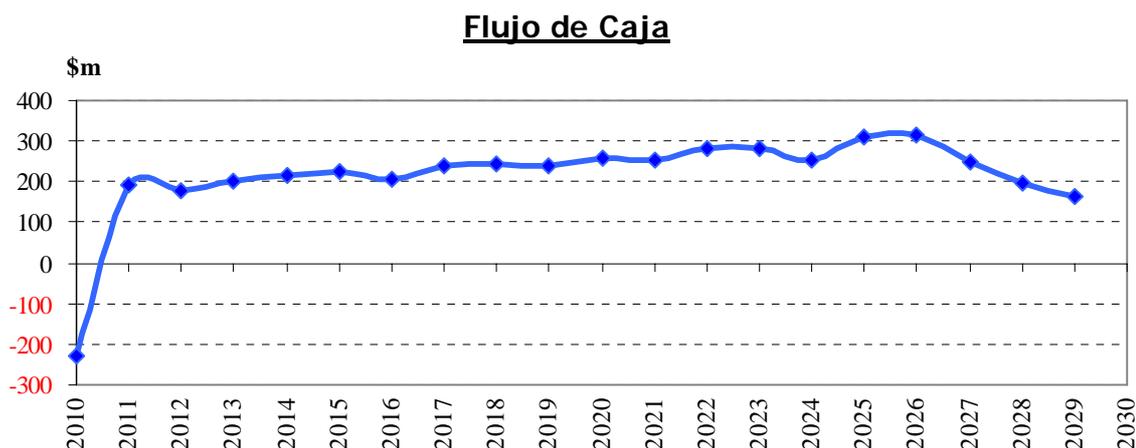


Gráfico Nº 15: Muestra la evolución del flujo de caja del proyecto para el período 2010-2030.

Por otro lado, el flujo de caja acumulado sin descontar, incluyendo el pago del bono de US\$ 953 millones para ganar la licitación, es el siguiente:

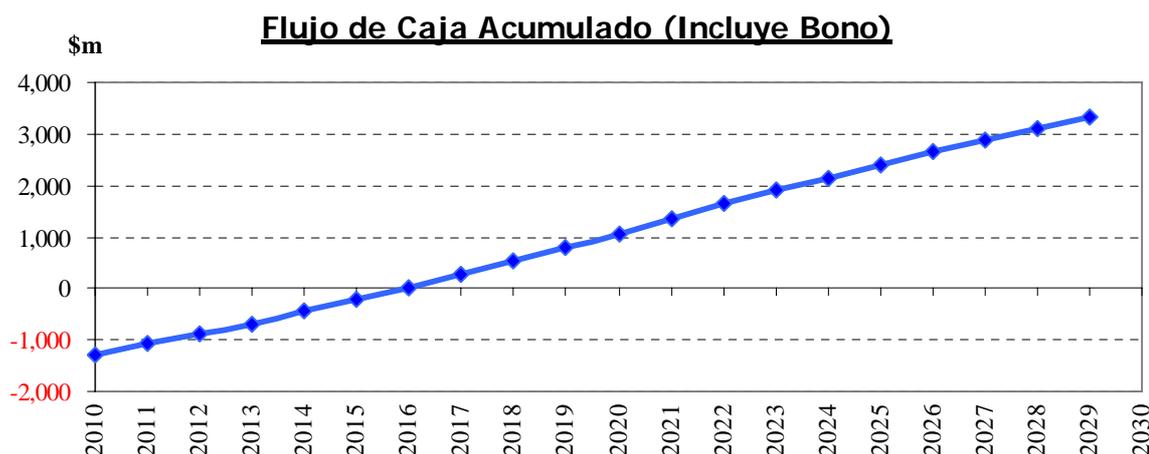


Gráfico Nº 16: Muestra la evolución del flujo de caja acumulado del proyecto para el período 2010-2030.

Como se puede ver, sin incluir el bono, el único año con un flujo de caja negativo es el primer año, el 2010, en donde el flujo de caja negativo es de US\$ 226 millones. Aunque en el flujo de caja no se contemplan los pagos de deudas, a partir del año 2012 el flujo de caja positivo esta siempre por encima de los US\$ 200,

siendo el tiempo de repago de 2,3 años. A su vez, incluyendo el bono, el tiempo de repago es de 8 años. Se puede ver que entre los años 2012 y 2022 el flujo de caja va aumentando de manera constante por la suba de precios de venta del gas. A su vez, las reducciones en los flujos de caja a partir del 2022 responden a las mayores campañas de perforación que se contemplan en el proyecto.

Habiendo cargado los volúmenes de producción, los precios, los impuestos y regalías, las inversiones y los costos operativos, el modelo entrega los resultados con los que se realizan diferentes estudios de sensibilidades, que se muestran a continuación.

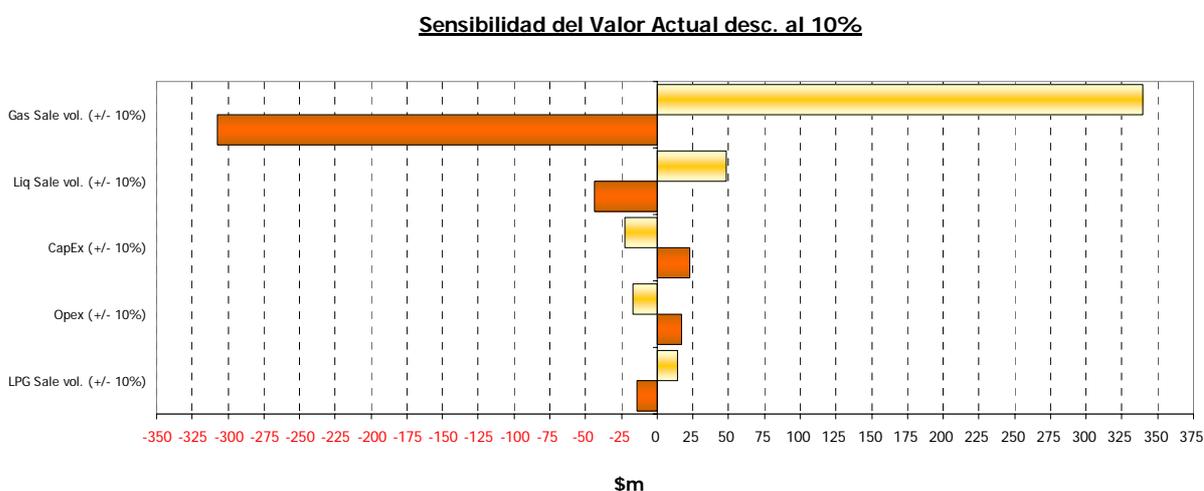


Gráfico Nº 17: Muestra las sensibilidades del VAN<sub>(10%)</sub> respecto de distintas variables..

Como se puede ver, el proyecto es sumamente sensible al precio de venta de gas, y no tan así del resto de las variables. Este grafico nos muestra que frente a una variación positiva del 10% sobre el precio del gas, el valor actual del proyecto tiene una variación de casi US\$ 350 millones, y un aumento de US\$ 50 millones por la misma variación sobre el precio de los líquidos, y así para las demás variables. Por otro lado, las variaciones de la Tasa Interna de Retorno frente a un aumento o disminución de cada una de las variables es la siguiente:

### TIR SENSITIVITY

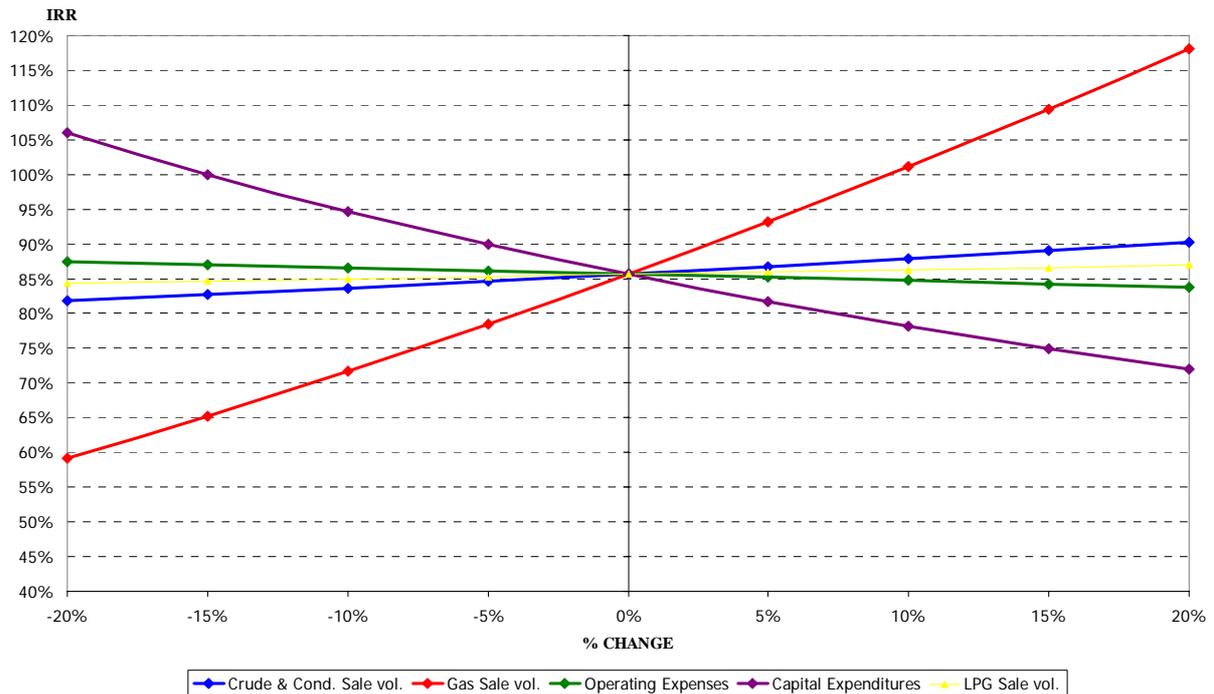


Gráfico N° 18: Muestra las sensibilidades de la TIR respecto de distintas variables.

Cabe destacar que dicha tasa interna de retorno, cuyo caso base es de 85%, no contempla el pago del bono de la licitación.

Estos análisis realizados sobre la sensibilidad del proyecto respecto a las diferentes variables nos indican que el proyecto es sumamente sensible a las variaciones en el precio de venta del Gas. De esta manera, al intentar de valorar el área, se le pone la máxima atención a dicha variable y como puede afectar al proyecto a futuro una vez que se ha pagado el bono de la licitación, intentando tomar una decisión que contemple variaciones en la misma.

Por último, para determinar cual es el valor del proyecto, realizamos un análisis de distintos casos descontados a diferentes tasas, partiendo de los análisis de sensibilidad mencionados anteriormente. Los resultados, a partir de los cuales se basa nuestra oferta en la licitación, se pueden ver en el gráfico a continuación.

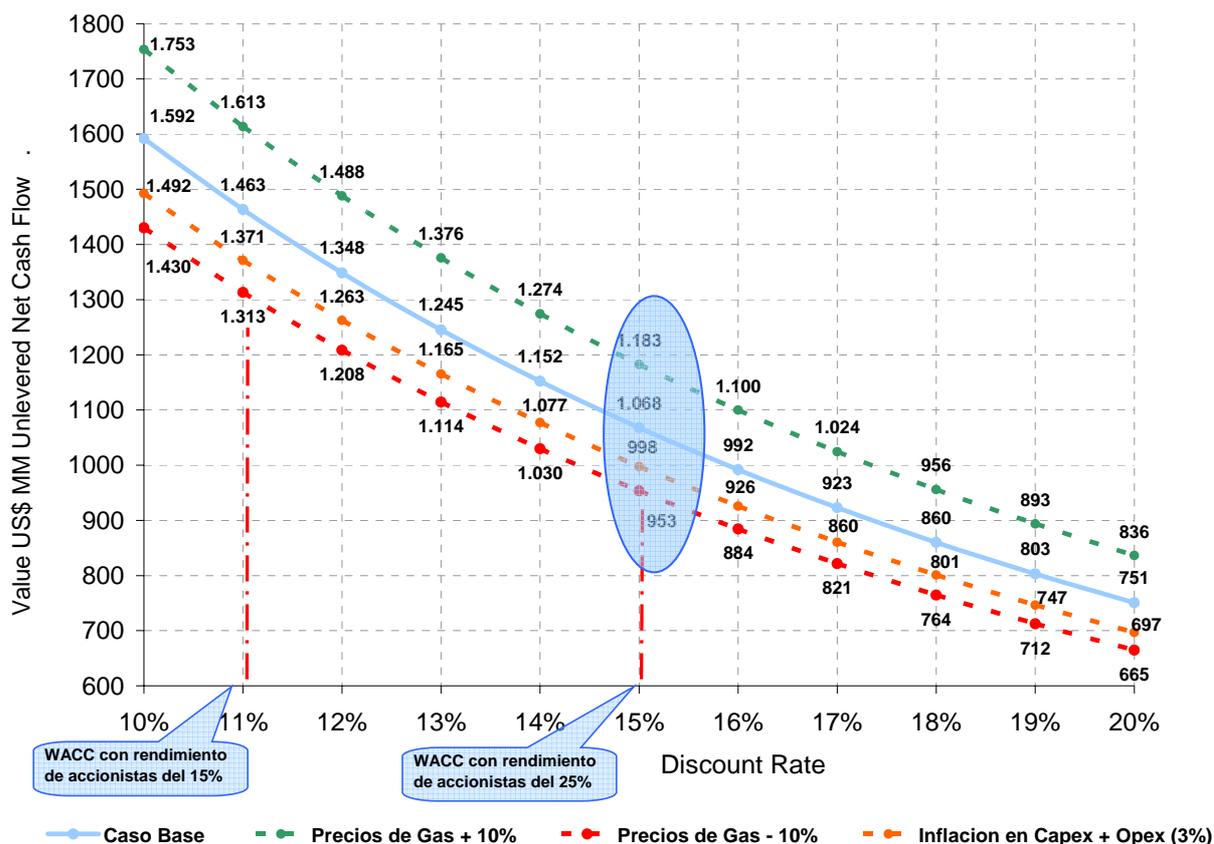


Gráfico N° 19: Valor actual del proyecto y sus sensitivities vs. tasa de descuento.

El valor de la oferta de US\$ 953 millones corresponde al futuro flujo de caja de la empresa, con una sensibilidad de - 10% aplicada sobre los precios de gas, descontado al 15%.

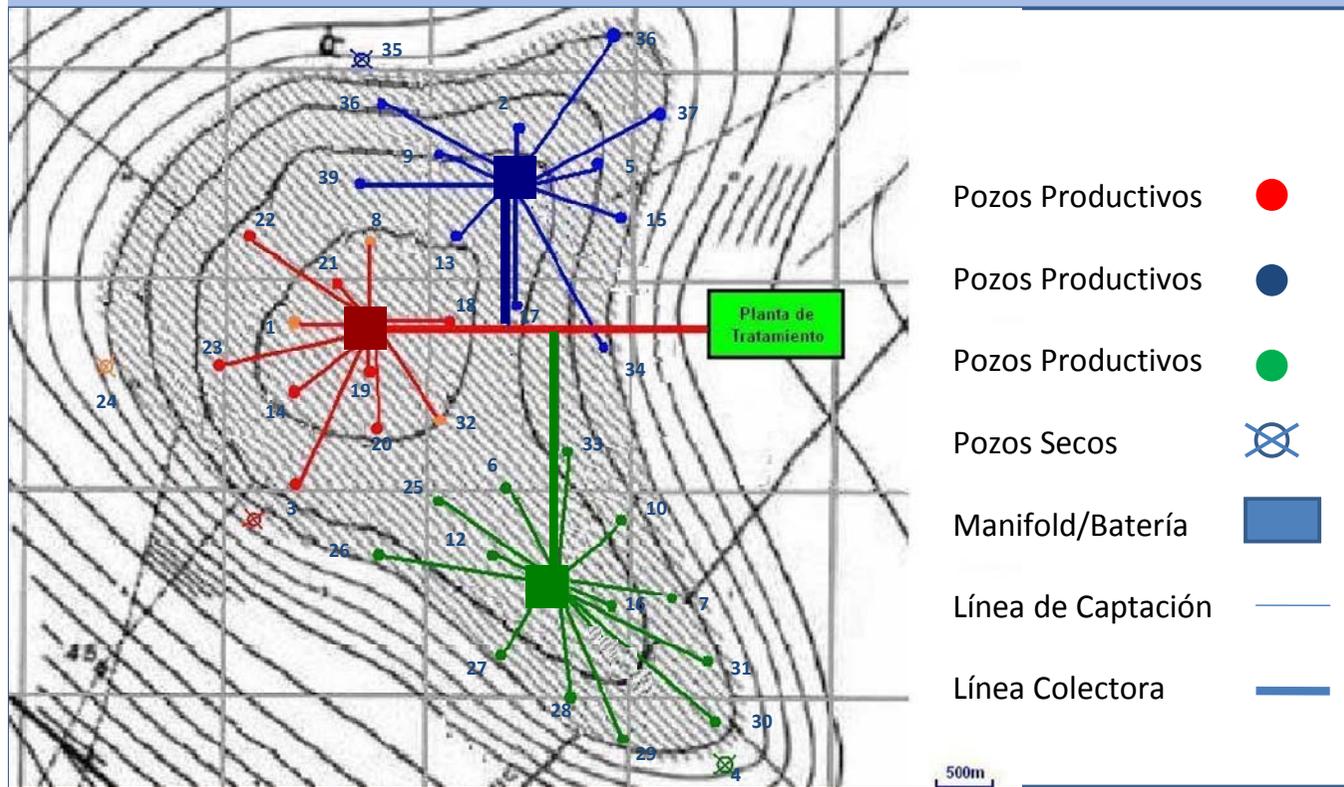
El equipo considera que un buen retorno del capital invertido en la industria del petróleo en un contexto internacional puede variar entre 15% y 25%, y en este caso se optó por pedir un 25% sobre el capital propio invertido, lo que da un Weighted Average Cost of Capital (WACC) de 15%. Esto responde al bajo costo de la deuda que se obtuvo para calcular la WACC, y el hecho de que en el cash-flow no se contemplan los pagos de los intereses de la deuda.

Y por último, las diferentes curvas en el gráfico de valor vs. la tasa de descuento responden a diferentes sensibilidades que se hicieron sobre el caso base de nuestro proyecto. Tal como se indica en el gráfico, la línea celeste es nuestro caso base, y corresponde a nuestras mejores estimaciones de futuros costos, producciones y flujos de caja. Luego, a este caso se le hicieron sensibilidades, para ver como respondería nuestro proyecto ante diferentes variaciones de distinto tipo, cada una reflejada en una curva diferente.

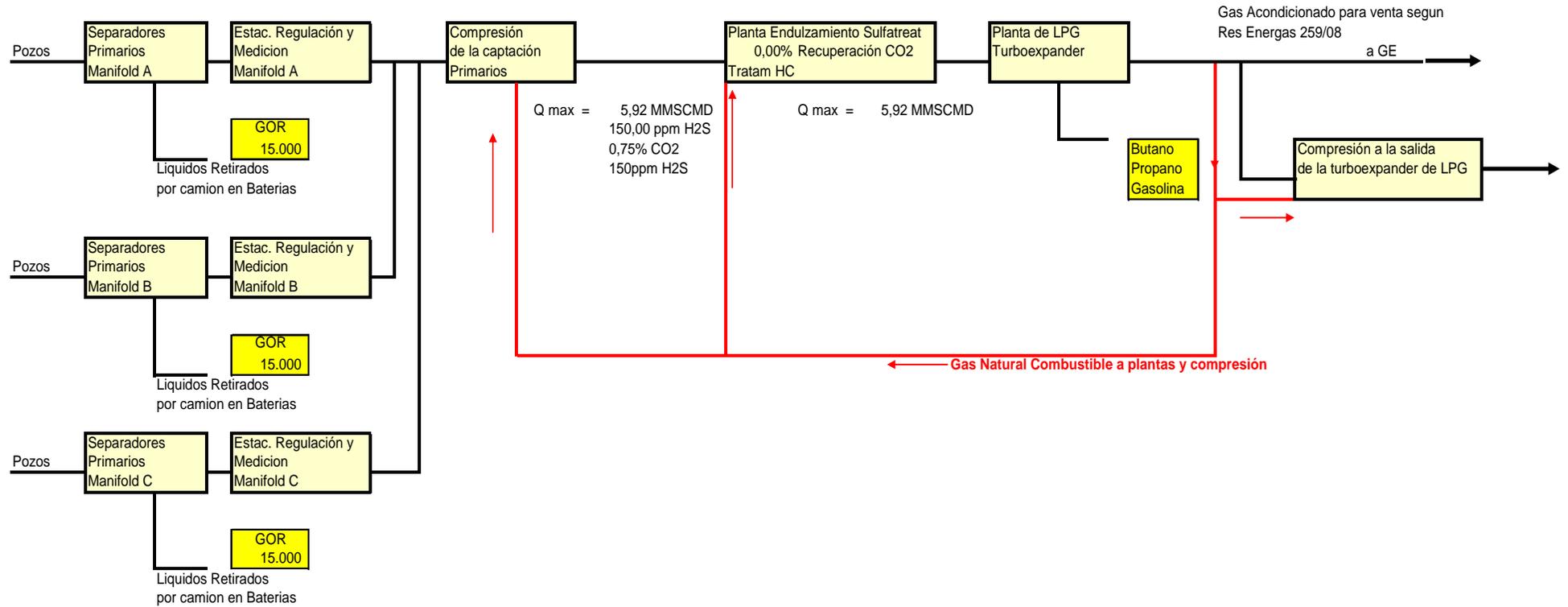
Como se puede observar en el gráfico y como se había mencionado anteriormente, el proyecto resulta mucho más sensible a un cambio en el precio del gas que a un cambio en las inversiones o costos operativos. Por ende, nuestra oferta intenta de contemplar una baja general del 10% sobre los precios de gas estimados a futuro, lo que permitiría al proyecto no ir a pérdida en caso de que dicha baja se cumpla.

9. ANEXO I: MAPA DEL YACIMIENTO “LA ESPERANZA”

# YACIMIENTO LA “ESPERANZA”



## 10. ANEXO II: INSTALACIONES DE ACONDICIONAMIENTO



## 11. ANEXO III: CÁLCULO DE LA WACC

Detalle del cálculo de la WACC (Weighted Average Cost of Capital):

$$WACC = \frac{D}{D + E} r_d (1 - T) + \frac{E}{D + E} r_e$$

**WACC:** Costo Promedio Ponderado de Capital

**D** Deuda

**E** Capital

**rd** Costo de la Deuda

**re** Rendimiento de los accionistas

**T** Impuestos

25,00%

35,00%

Estados contables anuales al 31/12/2008			
	Petrobras Energia S.A.	YPF S.A.	Total
Activo	23.130	39.079	62.209
Pasivo (D)	13.253	18.723	31.976
Pat. Neto (S)	7.836	20.356	28.192
Pasivo + PN	21.089	39.079	60.168
<b>D / (D + E)</b>	63%	48%	53%
<b>E / (D + E)</b>	37%	52%	47%

### Costo de la deuda (*rd*)

Tipo de Deuda	Petrobras Energia S.A.	YPF S.A.	Promedio
Obligaciones Negociables <sup>1</sup>	8,125%		9,960%
Estructura de Deuda		11,795%	

<sup>1</sup> Estados contables anuales al 31/12/2008, Notas de Estados Contables Consolidados

<sup>2</sup> Según Inforem trimestral sobre emisión de Obligaciones Negociables, CNV

**Costo del endeudamiento 3,44%**

**Costo del capital propio 11,71%**

**WACC 15,15%**

Fuentes:

<http://www.petrobras.com.ar/portal/site/PB-eInst>

[http://www.ypf.com/ar\\_es/](http://www.ypf.com/ar_es/)

## 12. ANEXO IV: CUADRO DE RESULTADOS

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
	<b>DESARROLLO Y PRODUCCION</b>			
1a	Gas in situ	Mm3	45.436	
1b	Reserva remanente a presion de abandono	Mm3	8.363	
1c	Presion de abandono	Bar	48,1	
1d	Cantidad de Pozos		38	
1e	Potencia total de compresion en yacimiento en ano "n	HP	23.775	
1f	Produccion maxima	M m3/d	5,92	
	<b>DEMANDA</b>			
2a	Consumo maximo distribuidoras	M m3/d	0,78	
2b	Consumo maximo GNC	M m3/d	0,91	
2c	Consumo maximo Termoelectrica	M m3/d	2,50	
2d	Consumo maximo industria	M m3/d	3,10	
2e	Consumo maximo total	M m3/d	5,41	
	<b>PROCESAMIENTO</b>			
3a	Capacidad de procesamiento	M m3/d	6,0	
3b	Propano+Butano	ton/ano	87.150	
3c	Gasolina	m3/ano	24.546	
3d	Condensado	m3/ano	143.960	
	<b>TRANSPORTE</b>			
4a	Gto p/ Generacion Electrica	pulg	12"	
4b	Capacidad maxima de transporte	M m3/d	1,5	
4c	Potencia Instalada	HP	0	
4d	Gto p/ Gto. Troncal	pulg	16"	
4e	Capacidad maxima de transporte	M m3/d	4,3	
4f	Potencia Instalada	HP	3.500	
	<b>INVERSIONES</b>			
5a	Inversion campo ( yacimiento)	M usd	171	
5b	Inversion planta/s procesamiento	M usd	78	
5c	Inversion Gasoducto	M usd	112	
5d	Inversion Otros	M usd	36	
5e	Inversion Total	M usd	396	
	<b>PRECIOS 1er AÑO</b>			
6a	Distribuidoras	usd/ MBTU	1,50	
6b	GNC	usd/ MBTU	2,00	
6c	Centrales electricas	usd/ MBTU	4,80	
6d	Usuarios Industriales	usd/ MBTU	5,00	
	<b>PRECIO AÑO 20</b>			
7a	Distribuidoras	usd/ MBTU	5,40	
7b	GNC	usd/ MBTU	5,40	
7c	Centrales electricas	usd/ MBTU	8,65	
7d	Usuarios Industriales	usd/ MBTU	9,01	
	<b>PRECIOS LIQUIDOS</b>			
8a	GLP año 1	usd/ton	330	neto de ret.
8b	GLP año 20	usd/ton	635	neto de ret.
8c	Gasolina año 1	usd/m3	286	
8d	Gasolina año 20	usd/m3	550	
8e	Condensado año 1	usd/m3	261	
8f	Condensado año 20	usd/m3	486	
	<b>RESULTADOS</b>			
9a	VAN (10%)	M usd	1.592	No Incluye pgao de Licitacion
9a	VAN (10%)	M usd	592	Incluye pago de Licitacion
9b	TASA (WACC)	%	15,15%	
9c	TIR	%	16%	Incluye pago de Licitacion
9d	Repago	Anos	7,8	Incluye pago de Licitacion
9e	Maxima exposcion	M usd	-1.180	Incluye pago de Licitacion

### **13. ANEXO IV: ASPECTOS AMBIENTALES**

#### INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de extremar las medidas de resguardo y protección ambiental en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas propiamente dichas y/o conexas, las empresas que trabajen en la Provincia del Neuquén, desarrollando actividades de reconocimiento, exploración, perforación, explotación, almacenamiento y/o transporte de hidrocarburos líquidos o gaseosos, deberán obtener el "Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera".

Adicionalmente al certificado mencionado en el párrafo, se deberán presentar una serie de Estudios Ambientales que se detallan a continuación:

#### ESTUDIO AMBIENTAL DE BASE

El Estudio Ambiental de Base tiene como objetivo describir el estado ambiental actual del yacimiento. El EAB deberá contemplar la totalidad de las siguientes obras realizadas o en ejecución:

- a. Trabajos de prospección sísmica.
- b. Perforación de pozos exploratorios y en producción.
- c. Construcción de todas las instalaciones como oleoductos, gasoductos, acueductos, baterías, plantas de tratamiento y de inyección, estaciones de bombeo y compresión, pozos sumideros, repositorios y recintos de acopio, etc..
- d. Abandono de instalaciones.
- e. Zonas dentro del Área de Contrato de Concesión sin actividad hidrocarburífera.
- f. Obras de saneamiento o rehabilitación de áreas degradadas por la actividad hidrocarburífera.

Se presentará un estudio ambiental que contemple un pormenorizado análisis del estado ambiental actual de cada una de las zonas en las cuales se han realizado o estén en ejecución las obras mencionadas dentro del yacimiento.

Dicha información deberá ser volcada en un mapa general de manera que se permita visualizar con precisión el estado ambiental de las mismas. Se analizará para cada obra en particular el estado ambiental de la zona. Se detallará su ubicación, identificación, y número de la Licencia Ambiental que autorizó su ejecución. La documentación deberá contar con la mayor información gráfica posible y registro fotográfico de manera de poder comprobar lo más

fehacientemente posible el estado ambiental actual que las diferentes zonas presentan en su estado natural y sociocultural. Todos los mapas y planos deberán estar referenciados a coordenadas Gauss Krügger (Campo Inchauspe y Posgar 94), indicando escala gráfica y numérica y referencias cartográficas detalladas.

El Concesionario elaborará un Plan de Gestión Ambiental y plan de monitoreo de las medidas y acciones de prevención, mitigación y corrección de impactos recomendadas, a los fines de presentarlo ante la SSMA o el Organismo que institucionalmente le suceda, para su consideración y posterior aprobación. La documentación deberá contar con la mayor información gráfica posible y registro fotográfico de manera de poder comprobar lo más fehacientemente posible el estado ambiental actual que las diferentes zonas presentan en su estado natural y sociocultural.

### CONTENIDO

El siguiente listado describe los contenidos mínimos a incluir en el estudio ambiental.

1. Datos Generales
2. Resumen Ejecutivo
3. Descripción detallada de las características del entorno natural y socioeconómico de la zona:
  - a. Topografía
  - b. Geología
  - c. Geomorfología y Características Fisiográficas
  - d. Climatología
  - e. Suelos
  - f. Hidrología e hidrogeología - Estudio de riesgo aluvional integral y Estudio de vulnerabilidad de los acuíferos.
  - g. Sismicidad
  - h. Flora y Fauna
  - i. Ecosistemas j. Aire y ruido
  - k. Relevamiento Catastral
  - l. Aspectos socioeconómicos
  - m. Comunidades indígenas
  - n. Áreas con protección especial
  - o. Paisaje
  - p. Zonas críticas por condiciones antrópicas

Descripción detallada de toda la actividad hidrocarburífera, identificación y caracterización de impactos ambientales a consecuencia de la misma y descripción del estado ambiental actual, con integración de todos los aspectos para determinar las zonas sensibles del área:

- a. Ubicación y descripción de las instalaciones (pozos, baterías, plantas de tratamiento, plantas de inyección, oleoductos, gasoductos, acueductos, piletas, campamentos, caminos, picadas y otros). Mapas.
- b. Caracterización química del agua de producción, descripción de los métodos de disposición y su justificación técnica.
- c. Caracterización química de los lodos y recortes de perforación, descripción de los métodos de tratamiento y disposición final.
- d. Identificación de efluentes y residuos de todo tipo.
- e. Localización de pozos sumideros, repositorios y/o zonas de acumulación de efluentes y residuos.
- f. Descripción de pasivos ambientales y/o sitios degradados por la actividad hidrocarburífera: áreas contaminadas, locaciones y canteras abandonadas, caminos y picadas en desuso, infraestructura fuera de servicio, entre otros.
- g. Descripción de los sistemas de aventamiento de gas y su justificación técnica.

#### PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGA)

El objetivo es describir las medidas propuestas para prevenir, mitigar, reconstituir, remediar, reparar, minimizar, y/o compensar impactos ambientales negativos como consecuencia de la actividad hidrocarburífera.

1. Plan de medidas de prevención y mitigación de impactos negativos para cada una de las obras mencionadas en el Alcance del EAB.
2. Plan de Gestión Integral de Residuos.
3. Plan de Medidas de Rehabilitación de Sitios Degradados por la Actividad Hidrocarburífera (locaciones y canteras abandonadas, caminos y picadas en desuso, etc.). Se deberá especificar los sitios a restaurar y las tareas a implementar, las que serán informadas junto con un cronograma de ejecución de las mismas.
4. Plan de saneamiento de pasivos ambientales: áreas contaminadas, infraestructura fuera de servicio, etc.
5. Plan de Contingencias Ambientales
6. Plan de Monitoreo de las medidas de mitigación, remediación y/o rehabilitación.

Para cada uno de incisos mencionados precedentemente se deberá adjuntar el cronograma de ejecución y responsables de su ejecución.

## CONSTANCIA DE CONTROL AMBIENTAL

La CCA deberá comprender al menos los siguientes aspectos:

- 1) Resultado del monitoreo de las acciones comprendidas en el PGAA y de las Comunicaciones emitidas a) Elevamiento de las acciones detalladas en el PGAA y en las Comunicaciones y su grado de cumplimiento. b) Resultado de muestreos y control de indicadores, en los casos de los que lo tuvieron.
- 2) Mantenimiento de instalaciones.
  - a) Estado actual de las instalaciones. Detalle de los controles realizados. •b) Verificación de las condiciones de las ambientales.
- 3) Manejo de efluentes y residuos.
  - a) Análisis del destino de los efluentes y de los residuos.
  - b) Actualización de la caracterización de efluentes y desechos de todo tipo.
- 4) Manejo de compuestos químicos
  - a) Cotejar el Inventario de los productos químicos en el área, con el declarado, según lo normado en el artículo 10° de la Reglamentación.
  - b) Verificación del cumplimiento de las prácticas de manipulación de compuestos químicos y estado de los sitios de almacenaje.
- 5) Identificación de nuevos impactos.
  - a) Identificación efectos negativos no contemplados en las documentaciones presentadas.
  - b) Estimación de los impactos correspondientes.
  - c) Detalle de las acciones desarrolladas por la empresa.
- 6) Informe sobre el abandono de instalaciones.

En el siguiente cuadro, se detalla adicionalmente en que tipos de trabajos se deba que presentar Informe de Impacto Ambiental.

GUIA DE TRAMITES		
Actividad		Neuquen
1	<b>Actividad de perforación</b>	
1.a	Perforación pozo nuevo	Estudio Impacto Ambiental
1.b	Perforación Side Track sobre pozo anterior sin licencia	Estudio Impacto Ambiental
1.c	Perforación Side Track sobre pozo anterior con licencia	Estudio Impacto Ambiental
1.d	Profundización a otras formaciones en pozos sin licencia	Estudio Impacto Ambiental
1.e	Profundización a otras formaciones en pozos con licencia	Adenda
1.d	Construcción de pozo nuevo sobre locación existente	Estudio Impacto Ambiental
1.e	Conversión de pozos a pozos inyectoros de agua para recuperación secundaria	Estudio Impacto Ambiental
1.f	Conversión de pozos a pozos inyectoros	Estudio Impacto Ambiental
2	<b>Trabajos sobre locación</b>	
2.a	Aumento del tamaño de la locación para montajes o equipos	Estudio Impacto Ambiental
2.b	Instalación de equipos sin aumento de tamaño de locación	No se presenta
3	<b>Lineas de conducción</b>	
3.a	Tendido de linea de conducción petroleo de pozo a colector	No se presenta
3.b	Tendido de linea de pozo de gas a baja presión a colector	No se presenta
3.c	Tendido de linea de pozo de gas a alta presión a colector	Estudio de Impacto ambiental
3.d	Tendido de ductos entre baterías mayores a 3 pulgadas	Estudio de Impacto ambiental
3.e	Tendidos de ductos mayores	Estudio de Impacto ambiental
4	<b>Obras e instalaciones</b>	
4.a	Aumento de capacidad en batería sin afectar superficie	No se presenta
4.b	Aumento de capacidad en batería aumentando superficie en obras con licencia	Adenda
4.c	Aumento de capacidad en batería aumentando superficie en obras sin licencia	Estudio de impacto ambiental
4.d	Montaje de equipos, compresores, separadores, etc sin aumentar superficie	No se presenta
4.e	Montaje de equipos aumentando la superficie afectada en obras con licencia	Adenda
4.f	Montaje de equipos aumentando la superficie afectada en obras sin licencia	Estudio de impacto ambiental
4.g	Construcción de caminos	Estudio de impacto ambiental
5	<b>Exploración</b>	
5.a	Proyecto de exploración sísmica	Estudio de Impacto ambiental