

**Universidad del CEMA**

**Maestría en Finanzas**

Proyecto:

*“Bloque Itapí: Perforación de un Pozo  
Exploratorio en la Cuenca Gasífera de  
Tarija, Bolivia”*

Autores:

*Roberto G. Rodríguez  
Enrique López Fontenla*

## **Resumen**

*Para los próximos años se anticipa una expansión de la demanda de gas natural en el sudeste brasileño, particularmente en el área de San Pablo. Dicha expansión estará asociada a la reconversión de grandes industrias y, principalmente, a la instalación de plantas generadoras de electricidad alimentadas por gas. Las reservas domésticas brasileñas son insuficientes para satisfacer esa demanda, y por eso se prevé que las sustantivas reservas de gas de Bolivia serán la principal fuente de dicha expansión. El proyecto aquí presentado consiste en la perforación de un pozo exploratorio en el bloque Itapí, Bolivia, para evaluar una de las grandes estructuras geológicas de la cuenca de Tarija. La rentabilidad del proyecto, en caso de descubrimiento, se basa en la venta del gas descubierto a mercados controlados por la Empresa en Brasil, complementada por la venta de los líquidos asociados (condensado) en el mercado local Boliviano, y por el abastecimiento de contratos de venta de gas que Kirchpetrol tiene en Argentina y Chile .*

## Fuentes de Información

<b>Detalle</b>	<b>Fuente</b>
Estructura de Costos	<i>“Prestadores de Servicios de la Industria”</i>
Demanda de gas	<i>“Bahiana, Carioca, Gauya”</i>
Análisis Técnico	<i>“Paisan Oil”</i>
Precios del Gas en City Gate de Sao Paulo	<i>“Agencia Nacional do Petróleo do Brasil (ANP)”</i>
Precios de Crudo	<i>“NYMEX”</i>
Costos de Transporte de gas	<i>“Agencia Nacional do Petróleo do Brasil (ANP)”</i>
Betas	<i>“Bloomberg”</i>
Bonos brasileños	<i>“Bloomberg”</i>
Volatilidades	<i>“Damodaran”, “Bloomberg”</i>
Factores de corrección	<i>“Damodaran”</i>
Endeudamiento por sectores	<i>“Damodaran”</i>
Legislación Impositiva	<i>“Servicio de Impuestos Nacionales de Bolivia”</i>

## Índice

Mapa de Ubicación .....	6
I – Análisis del Negocio .....	7
Descripción del Proyecto .....	7
<i>Descripción de la Empresa</i> .....	7
Justificación del Proyecto .....	8
Análisis del sector .....	8
<i>Barreras de Entrada</i> .....	9
<i>Barreras de Salida</i> .....	10
Análisis Foda .....	10
<i>Fortalezas</i> .....	10
<i>Debilidades</i> .....	10
<i>Oportunidades</i> .....	11
<i>Amenazas</i> .....	11
Identificación de Variables Significativas .....	11
II – Proyección y Evaluación .....	12
Demanda de Gas .....	12
<i>BAHIANA</i> .....	12
<i>GAUYA</i> .....	12
<i>CARIOCA</i> .....	13
<i>ARGENTINA</i> .....	13
<i>Demanda por Mercado</i> .....	13
Precios del Gas en Boca de Pozo .....	13
Precio del Petróleo .....	14
Descripción de Escenarios .....	14
<i>Caso Base</i> .....	15
<i>Caso de Fracaso Exploratorio</i> .....	16
<i>Caso Sísmica</i> .....	16
<i>Caso Muy Malo (de mínima)</i> .....	17
<i>Caso Malo</i> .....	17
<i>Caso Bueno</i> .....	17
<i>Caso Muy Bueno (de máxima)</i> .....	18
Estructura Impositiva .....	18
Evaluación Económico- Financiera del Proyecto .....	18
<i>Árbol de Decisión</i> .....	20
Estrategia de Financiamiento .....	21
III – Informe Final .....	22
Análisis de Riesgos y Sensibilidades .....	22
<i>Precio del Gas</i> .....	22
<i>Precio del Condensado</i> .....	23
<i>Producción y Venta de Gas y Condensado</i> .....	23
<i>Participación en el Mercado Gasífero</i> .....	23
<i>Inflación</i> .....	24

Conclusiones y Recomendaciones .....	24
Anexos .....	25
.....	25



## **I – Análisis del Negocio**

### **Descripción del Proyecto**

El proyecto consiste en la perforación de al menos un pozo exploratorio en la estructura Itapí, ubicada en el bloque exploratorio homónimo, en la cuenca de Tarija, Bolivia. El objetivo geológico son las Formaciones Huamampampa y Santa Rosa, a profundidades de entre 4000 y 5500 metros. El proyecto implica una inversión de 66 millones de dólares y la expectativa es descubrir 2.5 Tcf de reservas de gas. La probabilidad de éxito se estima en un 40%.

En caso de éxito el escenario más probable prevé una meseta de producción de 8.6 MMm<sup>3</sup>/d de gas cuyo destino será el mercado brasileño. La producción comenzaría a los 3 años de comenzado el proyecto y la meseta 6 años más tarde. El proyecto necesitará durante ese período inversiones continuas (perforación de 13 pozos de producción, construcción de una planta de tratamiento de gas, tendido de 90 Km de gasoducto).

### **Descripción de la Empresa**

Paisan Oil es una Compañía internacional dedicada al negocio del petróleo y gas, con intereses en los distintos segmentos de dicha actividad. Su actividad principal es Exploración y Producción, pero también tiene fuertes intereses en refinación y mercadeo de combustibles y en los distintos segmentos de la cadena de valor del gas (Transporte, distribución, generación eléctrica).

En la región del Cono Sur su actividad se concentra en la cadena del gas. Entre sus activos regionales cuenta una participación minoritaria en Bahiana, distribuidora de gas en Sao Paulo, Brasil, en Gauya, generadora de energía eléctrica en la región sud central, y el proyecto Carioca de generación eléctrica en el área de Sao Paulo. La empresa cuenta con Derechos de provisión de gas para todos esos activos en proporción a su participación.

En el sector de E&P, Paisan participa con un 50% de interés en el área de exploración Itapí en territorio boliviano en sociedad con la argentina Kirchpetrol. Esta última no tiene activos en el mercado brasileño, pero sí una robusta posición como productor de gas en el Noroeste argentino, donde sirve mercados de las regiones centro y litoral de Argentina mediante contratos firmes.

Pasian Oil opera en Bolivia mediante la comercialización de combustibles y lubricantes.

## **Justificación del Proyecto**

La estrategia de Paisan Oil consiste en integrar su cadena de valor del gas desde la producción en Bolivia hasta sus mercados controlados en Brasil. Dichos mercados necesariamente contratarán gas boliviano a ser transportado a través del Gasoducto Bolivia-Brasil (BBPL) dada la falta de reservas domésticas suficientes en Brasil. Una posición en Bolivia como productor le permitirá capturar todas las sinergias de una cadena integrada, y a la vez estar presente en el segmento que es el principal creador de valor de dicha cadena. Dado el elevado factor de éxito de la exploración en Bolivia (en promedio del orden del 50%), el conocimiento tecnológico de la Empresa y el tamaño (y por lo tanto el costo de adquisición) de las operaciones de producción existentes en Bolivia, Paisan Oil decidió incorporar reservas a partir de la exploración y no mediante la adquisición de reservas probadas.

## **Análisis del sector**

La actividad de exploración y producción en Bolivia se concentra en el negocio del gas. Bolivia cuenta con reservas probadas y probables por 70 Tcf y una infraestructura y mercados pobremente desarrollados, lo cual lo convierte en un país netamente exportador de gas. Su mercado primario es el sudeste de Brasil, del cual se espera un crecimiento sostenido superior al 5% en los próximos años. Se espera que el gas natural se la principal fuente de energía de esa expansión, mediante la creación y ampliación de las Empresas de Distribución de las principales ciudades y la creación de al menos 40 nuevas centrales térmicas de generación eléctrica alimentadas por gas natural.

Esta situación motivó fuertes inversiones de empresas argentinas e internacionales en Bolivia, principalmente a partir de la segunda mitad de los años '90 con posterioridad a la capitalización (privatización) de YPF. Hacia el año 2000 entró en operación el BBPL, gasoducto que vincula Bolivia con los principales mercados del sudeste de Brasil, con una capacidad nominal de transporte de 30 MMm<sup>3</sup>/d, constituyéndose en el único medio de acceso del gas boliviano a los mercados brasileños.





Para acceder a dichos mercados los productores deben contratar capacidad de transporte de gas con las operadoras del ducto en las próximas rondas de licitación. Sin embargo, la mayoría de los productores no tienen una posición en generación eléctrica o distribución en Brasil, lo cual implica un riesgo más elevado cuanto mayor sea la capacidad firme que contraten. Las excepciones a esta situación son Petrobrás (exclusivo importador de gas durante la primera ronda de licitaciones) y BG, con participación mayoritaria en Bahiana, Sao Paulo. Pisan Oil, por su posición en Brasil contaría con una ventaja decisiva sobre el resto de los productores de gas de Bolivia, dado que elimina el riesgo de mercado y puede asegurarse capacidad de transporte licitando con una oferta mucho más competitiva.

Por otra parte, su socio, Kirchpetrol, cuenta con mercados firmes en Argentina. Se espera que hacia 2008- 2010 las reservas de Kirchpetrol en el Noroeste sean insuficientes para atender esos mercados. La apuesta será entonces reemplazar en la provisión de gas a los Activos de Kirchpetrol de Argentina, en la medida en que estos vayan declinando su producción.

### Barreras de Entrada

La principal barrera de entrada es la demanda de gas en los mercados del Sudoeste de Brasil. En el sector de E&P de Bolivia no existen barreras para los nuevos jugadores, especialmente en Exploración. Sin embargo cualquier nuevo actor deberá sortear el hecho de que los mercados brasileños están casi completamente controlados por Petrobrás quien será el principal abastecedor de los mismos. Pisan sorteará dicha barrera al basar sus pronósticos de demanda en mercados controlados por la Empresa en Brasil o por su socio (Kirchpetrol) en Argentina.

Otra barrera de importancia es la disponibilidad de capacidad de transporte propia. En caso de descubrimiento en Itapí, Pisan habrá despejado para sus operaciones de Brasil la incertidumbre sobre el abastecimiento de gas y podrá licitar competitivamente por capacidad de transporte, superando también esta barrera.

## **Barreras de Salida**

No existen barreras de salida significativas. La única restricción que podría haber está dada por el compromiso de inversión en exploración que Paisan y Kirchpetrol asumieron para el bloque Itapí. En caso de que la exploración no sea exitosa, una eventual salida de Paisan de Bolivia sería sencilla, principalmente porque el plan de exploración implica inversiones que exceden los compromisos asumidos para el bloque.

Por otra parte, Paisan puede, si en el futuro así lo decidiese, vender su participación en Itapí y retirarse, sin otro requisito que la aprobación por parte de la Superintendencia de Hidrocarburos para dicha venta. Cabe destacar, sin embargo que la liquidez de esos activos puede ser limitada, y sólo operadores de E&P con derechos de venta de gas en Brasil estarán interesados en una eventual adquisición del activo.

## **Análisis Foda**

### **Fortalezas**

- ✦ En caso de descubrimiento, Itapí constituirá uno de los yacimientos gigantes de Bolivia, permitiendo economía de escala en la operación.
- ✦ El descubrimiento de gas en Bolivia formará parte de una cadena de valor integrada desde el subsuelo hasta el consumidor final.
- ✦ La mayor incertidumbre del upstream de Bolivia (mercados) está resuelta. Las incertidumbres asociadas a los mercados eléctricos y de distribución de gas en Brasil no afectarán la operación de Itapí, que estará cubierta con contratos firmes de largo plazo.
- ✦ Los derechos de venta de gas de Paisan en sus activos de Brasil eliminan la competencia con otros productores.
- ✦ La exportación a Argentina a mediano plazo diversifica los mercados (y por lo tanto reduce la exposición a Brasil)

### **Debilidades**

- ✦ Dado que es exploratorio, el proyecto no asegura reservas
- ✦ La exploración en Bolivia implica riesgos técnicos (e inversiones asociadas) elevados
- ✦ El proyecto es muy dependiente del cumplimiento de las proyecciones de crecimiento de los mercados brasileños.

### **Oportunidades**

- ✦ La posición a obtener permitirá competir ventajosamente por mercados adicionales en Brasil
- ✦ Paisan Oil pasará a integrar el círculo de Productores Principales, que tienen una mejor posición ante posibles negociaciones con el Gobierno Boliviano

### **Amenazas**

- ✦ Fracaso en el descubrimiento de gas, o hallazgo de reservas insuficientes.
- ✦ En caso de confirmarse la existencia de reservas significativas en Brasil se desplomaría el precio de gas City Gate de San Pablo (y el precio de gas de boca de pozo en Bolivia).
- ✦ Otros Competidores igualmente integrados en la cadena de valor del gas podrían intentar bloquear el acceso a la capacidad de transporte de modo de mantener (como actualmente) el control de la exportación de gas a Brasil.

## **Identificación de Variables Significativas**

mediante el árbol de elasticidades se analizaron las variables del proyecto para el año 2015, primer año de la meseta de producción de gas que se piensa alcanzar en un escenario Base. Surge de ese análisis que el proyecto es altamente sensible a:

- ✦ **Nivel de producción de gas**
- ✦ **Precio del gas en boca de pozo**
- ✦ **Inversiones realizadas**
- ✦ **Nivel de satisfacción de la demanda controlada**
- ✦ **Ventas de gas**
- ✦ **Ventas de Condensado**
- ✦ **Demanda de Condensado**
- ✦ **Precio de Condensado**

## **II – Proyección y Evaluación**

### **Demanda de Gas**

En caso de descubrimiento, la operación de Itapí proveerá de gas natural a las operaciones de generación y distribución de gas que Paisan Oil tiene en Brasil. En todas sus operaciones brasileñas, Paisan tiene derechos exclusivos de provisión de gas, en proporciones que varían de operación a operación. Cada una de esas operaciones tiene sus propias proyecciones de demanda de gas en firme, en función de la evaluación que en ellas se hace de la evolución futura de los mercados brasileños de gas natural y electricidad, incluyendo las incertidumbres propias de los mismos debidas a la tasa de crecimiento de la demanda de gas, hidraulicidad de Brasil como factor de competencia con la generación térmica, etc. Todas estas incertidumbres serán absorbidas por dichas operaciones, y eso se expresa en un pronóstico de demanda firme para cada una, que la operación boliviana de Paisan Oil deberá abastecer. En todos los casos, la demanda base pronosticada se considera firme, y existe un escenario de mayor demanda que eventualmente Paisan Oil de Bolivia podría capitalizar. A continuación se describen los mercados a abastecer.

#### **BAHIANA**

Esta empresa es la Distribuidora de gas natural exclusiva del área de Sao Paulo, en Brasil. Paisan Oil tiene una participación del 22%, estando el resto y el control operativo en manos de BG. El acuerdo entre ambas estipula que cada una tiene derechos de abastecimiento de gas hasta un 50% de la demanda total pronosticada para Bahiana, con independencia de la participación societaria. Este acuerdo es el principal aliciente para el proyecto de exploración aquí descrito, pues en la actualidad Paisan no cuenta con reservas propias de gas. De no contar con reservas, el derecho de abastecimiento de Paisan no agregará valor a la corporación pues el gas deberá contratarse a un tercero (o incluso a las operaciones bolivianas de BG).

#### **GAUYA**

Gauya es una planta de generación eléctrica ubicada en el oeste de Brasil, no lejos de la frontera con Bolivia. Paisan Oil tiene una participación del 50%, estando el resto y la operación en manos de Enron. En esta caso, Paisan tiene derechos de abastecimiento por el 50% de la demanda. Al igual que en el caso de Bahiana, la existencia de reservas de gas propias en Bolivia es requisito para capturar todo el valor de ese derecho.

## CARIOCA

Carioca es un proyecto de generación de energía eléctrica a construirse en el área de Sao Paulo, y es 100% de Paisan Oil quien, por supuesto, tiene el 100% de los derechos de abastecimiento. La planta comenzará a operar dentro de 3 años.

## ARGENTINA

A partir del año 2010 las operaciones que Kirchpetrol tiene en el Noroeste de Argentina no podrán satisfacer los contratos que la Empresa tiene con GasNor en Argentina y los mercados chilenos de la región de Antofagasta. La continuidad de dichos contratos estará sustentada con la provisión de gas boliviano, que reemplazará al del Noroeste a partir de esa fecha.

### Demanda por Mercado

El cuadro siguiente muestra las demandas pronosticadas para cada uno de los mercados descriptos, en el caso Base.

MMm3/d	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BAHIANA				1,254	1,446	1,729	2,073	3,369	3,680	3,961	4,159	4,367	4,585	4,814	5,055
CARIOCA					0,209	0,746	0,840	1,386	1,410	1,729	1,815	1,906	2,001	2,101	2,206
GAUYA			0,200	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,641	0,673	0,706	0,741	0,779
ARGENTINA						0,125	0,358	0,514	0,705	1,128	1,542	1,927	2,313	2,698	3,083

En caso de verificarse las premisas de máxima que las operaciones brasileñas consideran, la demanda pronosticada por estas es como sigue.

MMm3/d	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BAHIANA				2,002	2,359	2,814	3,332	5,172	5,587	5,961	6,259	6,572	6,900	7,245	7,608
CARIOCA					0,700	0,800	1,400	2,500	2,500	3,400	3,500	3,700	3,900	4,100	4,300
GAUYA			0,200	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,610	0,641	0,673	0,706	0,741	0,779
ARGENTINA						0,125	0,358	0,514	0,705	1,128	1,542	1,927	2,313	2,698	3,083

La demanda pronosticada para los mercados de Argentina es la misma en ambos casos.

## Precios del Gas en Boca de Pozo

Los precios del gas en boca de pozo dependen de la evolución del precio de gas en el punto de entrega a los mercados en el área de Sao Paulo (Sao Paulo City Gate Gas Price). El cuadro siguiente provee la evolución histórica del precio del gas importado desde Bolivia, desde el comienzo de la importación en 1999.

Valores Históricos	1999	2000	2001	2002
u\$/Mm3	48,63	83,24	79,17	80,64
u\$/MMbtu	1,72	2,94	2,80	2,85

Fuente: Anuario 2002 ANP - Brasil

Dado que la operación de Itapí proveerá gas a mercados propios, bajo contratos de largo plazo, el precio de gas será sencillamente el que se defina en dichos contratos. Las operaciones de Carioca, Bahiana y Gauya han fijado para dichos contratos un precio de **2,575 u\$s/MMbtu**, que surge del promedio de los valores observados históricamente. Este valor tiene en cuenta el impacto que un eventual incremento en las reservas de gas domésticas de Brasil tendrá sobre el precio del gas boliviano. Por esta razón, se ha tomado el promedio y no la tendencia levemente alcista que se observa en la serie histórica.

El precio de boca de pozo se define por simple deducción de los costos de transporte y compresión del gas desde el yacimiento hasta el punto de entrega. Estos costos incluyen:

- ✦ Transredes – Sistema de transporte de gas dentro de Bolivia
- ✦ Río Grande – Planta de Compresión de gas antes de su inyección al BBPL
- ✦ GTB – Transporte a través del BBPL, sector boliviano
- ✦ TBG – Transporte a través del BBPL, sector brasileño
- ✦ Variación proporcional por pérdidas en el sistema

El precio del gas en boca de pozo será entonces de **0,668 u\$s/MMbtu** para el largo plazo, y se calcula como sigue.

Precio / Tarifa	
	US\$/MMBtu
City Gate (Punto de Entrega)	2,575
Tarifa de Transporte TBG	1,236
Tarifa de Transporte GTB	0,344
Variación por pérdidas	0,063
Compresión en Río Grande	0,050
Transredes	0,213
<b>Total Tarifas Intermedias</b>	<b>1,907</b>
<b>Precio Boca de Pozo</b>	<b>0,668</b>

A todo efecto, se considera que este precio se mantendrá igual para las exportaciones a los mercados argentinos a partir de 2010.

## Precio del Petróleo

La premisa de precio WTI para el largo plazo definida por la Compañía es de 18 u\$s/bbl.

## Descripción de Escenarios

Tal como se describe más arriba, los escenarios probables no dependen de la variación en la demanda de gas, pues esta está dada por contratos firmes

con mercados controlados. La demanda de condensado tampoco plantea restricciones pues Itapí tendrá una participación minoritaria en el mercado, y de verse esta afectada el producto es un commodity exportable a cualquier otro mercado, a precio internacional.

Los distintos escenarios que se plantean dependen de la reserva de gas a descubrir y el potencial de producción asociado. En todos los casos, la curva de producción crece en principio limitada por la evolución de la demanda y no por el potencial de producción del yacimiento. Esto se verifica hasta que el yacimiento alcanza su máximo potencial de producción (su meseta), lo mantiene por un período dado (que depende de las reservas descubiertas) y luego declina naturalmente.

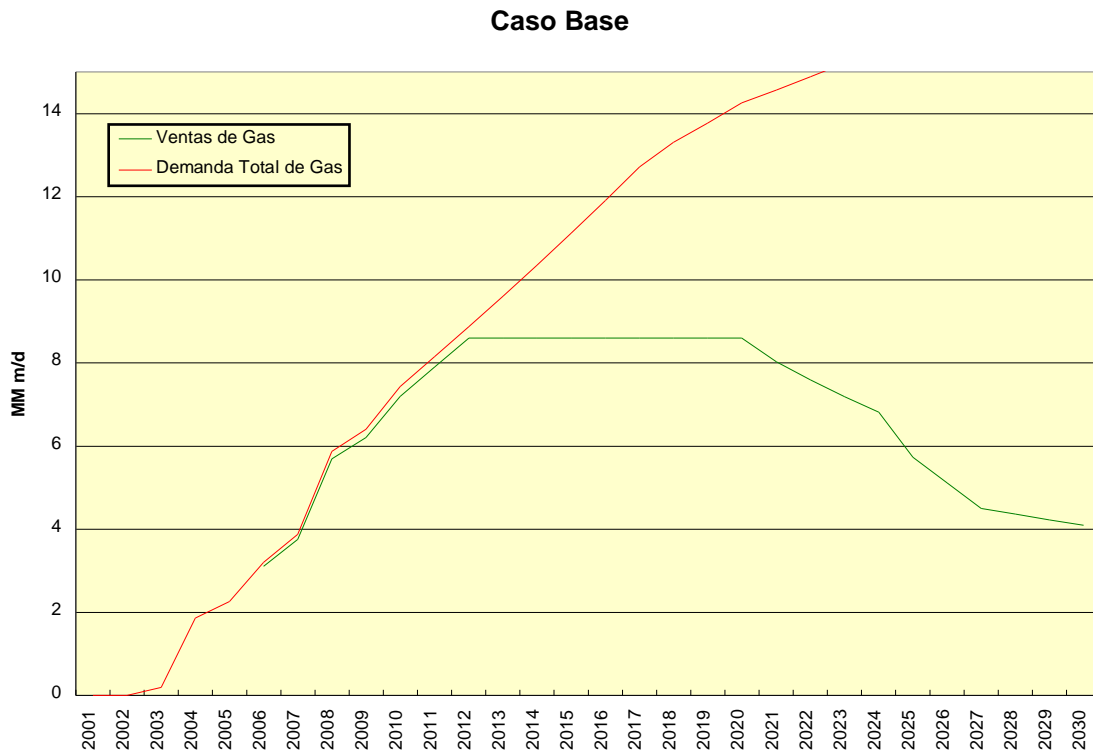
Cada escenario considera la perforación de un número variable de pozos de producción, la construcción de una planta de tratamiento de gas (eliminación de agua asociada e impurezas, separación de líquidos combustibles) y el tendido de un gasoducto y un oleoducto principales de 90 Km de longitud hasta la conexión con Transredes, la transportadora boliviana de gas. Las inversiones prevén también el tendido de líneas de conducción de hidrocarburos para cada pozo y la instalación de baterías y playas de tanques de condensado.

### **Caso Base**

El Caso Base asume el descubrimiento de reservas de gas en las F. Huamampampa y Santa Rosa de la estructura Itapí. Las reservas a descubrir son las que resultan del volumen in situ más probable para cada uno de los reservorios considerados. En este escenario las reservas totales a descubrir son de 61,7 Bcm de gas natural (volumen de ventas) y 7,6 MMm<sup>3</sup> de condensado. La producción comienza en 2006 y alcanza una meseta de 8,6 MMm<sup>3</sup>/d de gas entre 2012 y 2020. La producción satisface la demanda esperada entre los años 2006 y 2012.

En total se prevé la perforación de 14 pozos de producción, incluyendo el exploratorio. Las inversiones totales alcanzan los u\$s 446 Mln.

El gráfico siguiente muestra el pronóstico de ventas de gas y su relación con la demanda esperada.



### Caso de Fracaso Exploratorio

Este caso describe el escenario en que el proceso de exploración arroja resultados negativos. Se incluye como fracaso no solo a la ausencia de hidrocarburos en la estructura sino también a la identificación de reservas de gas o condensado pequeñas, insuficientes para asegurar la puesta en marcha de una operación de producción rentable. El límite de reservas para montar una operación rentable es, en este caso, de 1 Tcf (aproximadamente 30 Bcm). Este escenario considera que se cumplen todas las etapas del proceso de exploración y por lo tanto incluye los costos de prospección sísmica en todas sus fases y la perforación y evaluación completa de un pozo exploratorio. La inversión total de la fase de exploración es de u\$s 36 Mln.

### Caso Sísmica

Este caso considera la alternativa en la cual una vez completada la etapa de prospección sísmica la información resultante de la misma indica que la estructura tiene muy bajas probabilidades de contener hidrocarburos en cantidades rentables. Esto forzaría la decisión de suspender el proyecto en esta etapa, antes de perforar el pozo exploratorio. Las inversiones son sólo las de sísmica, y alcanzan a u\$s 4,8 Mln.

Cabe destacar que, en este caso en particular, la información geológica de superficie es suficiente para definir una estructura suficientemente grande como para, al menos, contener reservas para el escenario rentable más



pesimista. La sísmica no se efectúa para confirmar la estructura sino para mensurarla y definir la ubicación más conveniente del pozo. Las probabilidades de que la sísmica desaliente la perforación se consideran despreciables.

### **Caso Muy Malo (de mínima)**

Este escenario prevé el descubrimiento de gas y condensado en la F. Huamampampa pero no en la F. Santa Rosa. El volumen in situ en este caso es inferior al valor más probable. Como consecuencia de ello las reservas son menores (50,7 Bcm de gas, 6,3 MMm<sup>3</sup> de condensado). La meseta de producción es de 7 MMm<sup>3</sup>/d de gas, y se extiende desde 2012 hasta 2019. La producción nunca satisface más que un 75% de la demanda propia; por lo tanto, si bien el negocio resulta rentable, no cumple plenamente el objetivo principal de la Empresa que es integrar su cadena de valor del gas. Por esta razón no se consideraron escenarios con reservas menores a las de este.

Se prevé la perforación de 14 pozos, y una inversión total de 484,2 Mln.

### **Caso Malo**

Este caso es similar al caso de mínima, sólo que el volumen in situ para la F. Huamampampa es el más probable. Las reservas totales son de 53 Bcm de gas y 6,6 MMm<sup>3</sup> de condensado. La producción alcanza una meseta de 7,4 MMm<sup>3</sup>/d entre 2010 y 2016, y la demanda es totalmente satisfecha entre los años 2006 y 2010.

En total se perforarán 14 pozos, y la inversión total será de u\$s 477,6 Mln.

### **Caso Bueno**

Este escenario prevé el descubrimiento de reservas en las F. Huamampampa y Santa Rosa por encima de los valores medios esperados. Las reservas totales serán de 86,5 Bcm de gas y 10,7 MMm<sup>3</sup> de condensado. La producción satisface la demanda esperada entre los años 2006 y 2016, y alcanza ese año una meseta de 11,5 MMm<sup>3</sup>/d, que se mantiene hasta 2025. Este perfil de producción (restringido por la demanda) no es el óptimo para esta escala de reservas. Esto se evidencia en la muy prolongada meseta de producción y en el menor valor unitario de las reservas, que resulta inferior al del Caso Base pese a que sus reservas son mayores y debería beneficiarse por economía de escala.

El número total de pozos a perforar es 14, con una inversión total final de u\$s 550 Mln.

### **Caso Muy Bueno (de máxima)**

Este caso es una variante del Caso Bueno, que supone la captura de valor adicional por mayor demanda. En caso de que la demanda de máxima de los mercados controlados se materialice, sólo este caso de reservas podría tomar ventaja. Este caso describe ese escenario. Las reservas totales son de 93 Bcm de gas y 11,5 MMm<sup>3</sup> de condensado (mayores que las del Caso Bueno, pues al adelantar producción incorpora reservas al período de concesión). La demanda de máxima es satisfecha entre los años 2006 y 2013, y a partir de ese año se alcanza una meseta de producción de 13,4 MMm<sup>3</sup>/d que se mantiene hasta 2018.

Se perforarán 14 pozos y la inversión total a realizar es de u\$s 566 Mln.

### **Estructura Impositiva**

Para el impuesto a las ganancias, la tasa general determinada por el gobierno boliviano es de 25% (*Ley 843 – Decreto Supremo 26.077- Art.51*) y existe la posibilidad de computar los quebrantos sin límite de agotamiento temporal, re-ajustables según tipo de cambio a dólar constante (*L. 843 – D. S. 26.077- Art.48 y D. S. 24.051 - Art. 32*).

La tasa adicional del impuesto a las ganancias del 25% (*L. 843 – D. S. 26.077- 51bis.*), aplicable específicamente a nuestra actividad no tiene aplicación en el Proyecto, dado que los gastos que se determinan como deducibles, resultantes del giro y las regulaciones ambientales normales y habituales del negocio, eliminan en su totalidad el impacto de esta tasa adicional.

Las regalías establecidas por el gobierno boliviano son de 18% para el caso de “hidrocarburos nuevos”, o sea descubiertos con posterioridad al proceso de Capitalización de YPFB. Esta es la alícuota a aplicar a nuestro Proyecto en caso de éxito.

En lo referente al impuesto a las transferencias (impuesto de características similares a ingresos brutos), la actividad se encuentra exenta (*L.843 – D. S. 26077- Art.76*).

El impacto del IVA en el negocio es considerado de baja incidencia y no se ha desarrollado, por cuanto la exportación de reservas es el negocio determinante (no existen grandes créditos, ni grandes débitos fiscales). Además existe la posibilidad de utilizar los créditos fiscales que se generen contra las ventas locales de condensado. Cualquier crédito excedente que existiera puede transferirse a nuestros otros negocios en Bolivia.

### **Evaluación Económico-Financiera del Proyecto**

Para la evaluación económico-financiera se utilizó el modelo de flujo de fondos descontados. Se ha determinado para lograr su estudio y análisis, la

tasa interna de retorno, la tasa interna de retorno modificada y el valor actual neto.

Para el cálculo del VAN se utilizó la tasa del 11,03% determinado por APV, teniendo en cuenta el Beta Unlevered de Petrobrás (compañía de referencia, por poseer negocios comparables), la tasa del bono a treinta años de Brasil, una prima de riesgo del 40%, la volatilidad de EEUU estimada en un 19% y la volatilidad de Brasil estimada en un 35%; estas últimas han sido determinadas bajo la consideración de las características particulares del negocio.

Respecto de las proyecciones por inflación se ha aplicado los estándares de la compañía, reflejando una inflación del 2% acumulada anual que impacta tanto en las inversiones como en los gastos y salarios.

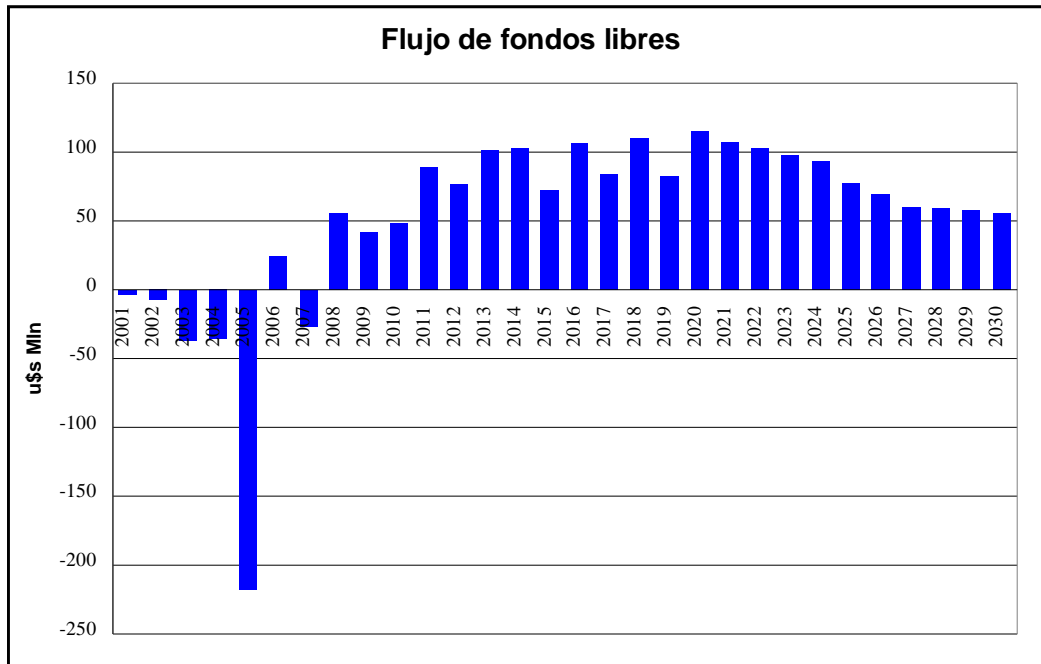
Para la proyección del precio del gas, solo se ha considerado, bajo una posición conservadora, que este evolucionará a la mitad de la tasa de inflación.

En lo que respecta al giro operativo, se ha proyectado, que la administración local calce los cobros por ventas locales y de exportación, con los pagos a proveedores y salarios, dentro de los treinta y cuarenta y cinco días a considerar.

Como resumen de las premisas de las proyecciones, se expone a continuación el siguiente cuadro:

DATOS GENERALES	DETALLE
Precio condensado	WTI=18 u\$/bbl para el largo plazo
Precio gas	City Gate Sao Paulo = 2,575 u\$/Mmbtu, transporte a cargo del comprador
IIBB vta local	0
Retención sobre Exportaciones	0
REGALIAS	18,00%
Tasa de impuesto a las ganancias	25,00%
Ajustes Impositivos	0,13
Tasa de costo de capital	11,03%
Tasa de interés bono a 30 años Brasil	10,64%
Días de giro ventas locales	30,00
Días de giro ventas exportación	45,00
Días de Giro Proveedores	30,00
Días de giro de bienes de cambio	0

Para cada escenario se corrió el análisis económico y se definió el correspondiente Flujo de Fondos Libres. El gráfico siguiente muestra el correspondiente al Caso Base.

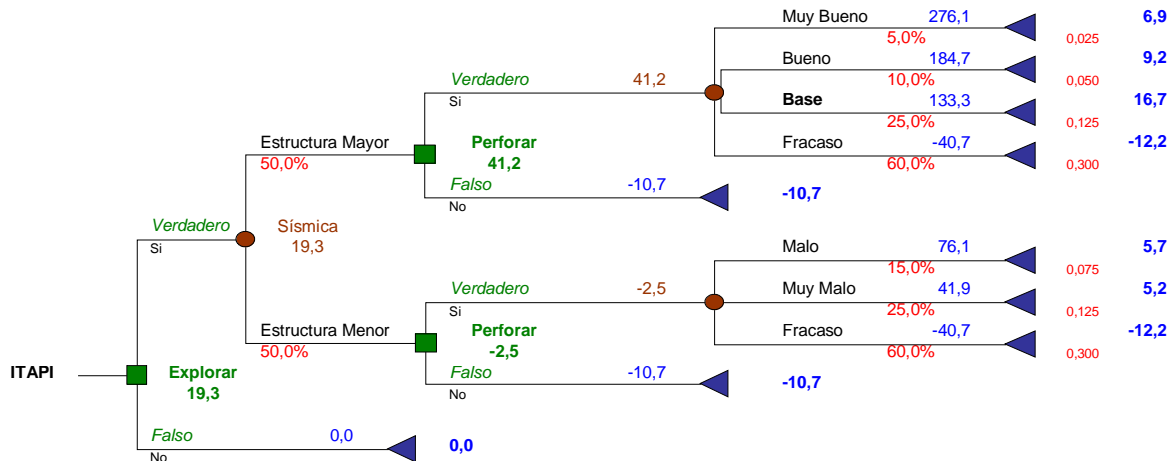


El Valor Presente Neto de cada escenario, así como sus respectivas TIR y probabilidades, se resumen en la siguiente tabla.

Escenarios	Reservas (Bcm)	NPV	Probabil.	TIR	TIRM
Muy Bueno	93,0	276,1	5,0%	19,93%	14,14%
Bueno	86,5	184,7	10,0%	17,19%	13,54%
<b>Base</b>	<b>61,7</b>	<b>133,3</b>	<b>25,0%</b>	<b>16,40%</b>	<b>12,83%</b>
Malo	52,9	76,1	15,0%	13,98%	12,06%
Muy Malo	50,7	41,9	25,0%	12,66%	11,70%
Fracaso	0,0	-40,7	60,0%	Indet	Indet
Sísmica	0,0	-10,7	50,0%	Indet	Indet

### Árbol de Decisión

El siguiente es el árbol de decisión que describe la evolución de la toma de decisiones en función del resultado de la valuación de cada escenario, y permite calcular el Valor Presente Neto Esperado del Proyecto en su totalidad.



El árbol muestra que, en función del valor presente de los escenarios esperados, conviene tomar la decisión de explorar (primer punto de decisión) y, una vez finalizada la sísmica y cualquiera sea el resultado de esta, se decidirá la perforación del pozo de exploración. Los números en rojo representan las probabilidades de cada escenario, y los números en azul, expresan Valor Presente Neto. Los datos en verde corresponden a puntos de decisión, y los datos en marrón, a puntos de incertidumbre.

El valor Presente Neto Esperado del Proyecto es entonces de **u\$s 19,3 Mln.**

## Estrategia de Financiamiento

Para el desarrollo de la estrategia de financiamiento hemos considerado en primer lugar el estudio de la normativa impositiva boliviana, a efectos de determinar el impacto del beneficio del escudo fiscal generado por la deuda. Como resultado de este análisis hemos encontrado que solo serán deducibles, según la norma impositiva boliviana, los intereses calculados con un límite de  $\text{Libor} + 3$  (D. S. 24.051 - Art. 13 – Inc. A) para préstamos del exterior, con una relación máxima de endeudamiento del 80% de las inversiones realizadas. En función de esto, hemos determinado que, si se buscara financiamiento del exterior, ajeno al grupo económico, la tasa de interés sería superior a la que se permite deducir según la norma; por lo cual nos encontraríamos frente a una mayor generación de costos financieros, en lugar de generar beneficios fiscales.

Luego de esto hemos considerado el financiamiento (bajo el formato de préstamo) por parte de nuestra casa matriz. Al respecto de esto, hemos concluido que al comparar la relación de la tasa de interés deducible vs. la tasa del impuesto a las ganancias local (25%), en contraposición de la relación tasa de interés deducible vs. la tasa del impuesto a las ganancias de nuestra casa matriz (45%), se puede hacer un mejor y mayor aprovechamiento del escudo fiscal, en el endeudamiento (de ser necesario y considerado conveniente) de la casa matriz, tan solo por ser su tasa del impuesto, mayor a la local.

Por otra parte, el acuerdo de conformación del Joint Venture con Kirchpetrol para operar en Bolivia prevé que será Paisan Oil Internacional quien financiará los proyectos de exploración y desarrollo a implementar en Itapí, a cambio del derecho para Paisan Oil de adquirir un 50% de participación en el bloque, originalmente de Kirchpetrol.

Por todo lo expuesto se opta por mantener una estructura de capital **full equity** para Paisan Oil Bolivia y financiar el proyecto mediante aportes no capitalizables de Paisan Oil internacional. Esto producirá dos efectos de gran valor: el primero y fundamental es que permitirá el repago a la casa matriz de los fondos utilizados para las inversiones, libres de cualquier restricción, tasa o gravamen, ni bien se encuentren disponibles y el segundo es dar garantía de la participación en las utilidades del negocio a Kirchpetrol, luego del repago de las mencionadas inversiones.

Esto es consistente con la tendencia de la Industria a financiar con recursos propios sus proyectos, lo cual se expresa en la baja relación de endeudamiento promedio que se observa en el sector (del orden del 12%).

### **III – Informe Final**

#### **Análisis de Riesgos y Sensibilidades**

El principal riesgo asociado al proyecto es el riesgo técnico propio de su naturaleza exploratoria. El proyecto tiene una probabilidad del 60% de no descubrir reservas económicamente explotables. Los riesgos asociados a variaciones en la demanda y el precio del gas están neutralizados por la existencia de contratos de venta firmes con Empresas subsidiarias del Grupo Paisan Oil.

Otro riesgo considerable es la posibilidad de que otra Empresas competidoras que también tienen una posición integrada en la cadena de valor del gas bloqueen el acceso de Paisan oil a la capacidad de transporte en el BBPL. Sin embargo, este riesgo será absorbido por las Empresas de Generación y Distribución del Grupo, razón por la cual no se considera dicho riesgo en nuestra evaluación.

Se presenta a continuación un análisis de sensibilidades a las variables críticas.

#### **Precio del Gas**

Una corrida de sensibilidad determinó que el Precio de Boca de Pozo mínimo para el gas natural es de 0,496 u\$/MMbtu. Por debajo de este valor (Breakeven Wellhead Gas Price) el proyecto tiene valor esperado negativo. Cuando se analiza el Precio mínimo por escenario, se observa que para el

Caso Base este es de 0,328 u\$s/MMbtu, mientras que para el Caso Muy Malo (el menos rentable de los casos viables) es de 0,533 u\$s/MMbtu. Estos valores son apenas inferiores al valor del contrato.

### **Precio del Condensado**

El Proyecto en su conjunto alcanza un VAN esperado igual a cero para un precio de condensado de 4,80 u\$s/bbl, menos de la mitad del precio esperado. Para el Caso Muy Malo el precio límite es de 7,20 u\$s/bbl, mientras que el Caso Base es rentable aún considerando que no hay ingresos por ventas de condensado (0,00 u\$s/bbl).

### **Producción y Venta de Gas y Condensado**

La relación de producción de gas y condensado se asume casi constante a lo largo de la eventual vida productiva del yacimiento; por esta razón la sensibilidad del proyecto a la producción de uno u otro fluido se analiza conjuntamente.

Las F. Huamampampa y Santa Rosa tienen un comportamiento de producción muy homogéneo (y por lo tanto predecible) en toda la cuenca. Dadas las reservas, no existe incertidumbre respecto del potencial de producción del yacimiento. La sensibilidad a la producción se analiza entonces desde la rentabilidad que se espera de los diferentes escenarios de reservas. El análisis técnico-económico definió que el desarrollo de cualquier descubrimiento de reservas inferiores a 50,7 Bcm de gas no será rentable. Por lo tanto, se establece que el límite económico de reservas es ese, que implica un potencial de producción estabilizada de 6,8 MMm<sup>3</sup>/d de gas y 840 m<sup>3</sup>/d de condensado. Estas cantidades son justamente las del Caso Muy Malo.

### **Participación en el Mercado Gasífero**

La demanda de gas está dada por la existencia de contratos firmes con Empresas controladas por Pisan Oil, y por lo tanto no existe incertidumbre al respecto. Sin embargo, la capacidad de Itapí para satisfacer esa demanda será función de las reservas a descubrir. Los escenarios planteados permiten establecer que el proyecto no se sustenta si no es capaz de abastecer al menos un 75% de la demanda dada, que es el porcentaje que abastece en el Caso Muy Malo.

Por otra parte, en caso de descubrir reservas en el orden de 90 Bcm de gas, Itapí estará en condiciones de capturar mercados adicionales, según el pronóstico de máxima demanda discutido más arriba. En este caso el valor del proyecto puede incrementarse un 49% (de u\$s 184,7 a u\$s 276,1 Mln), tal como surge de la diferencia entre el Caso Bueno, que considera sólo la demanda firme, y el Caso Muy Bueno, que considera el mismo descubrimiento pero con una demanda mayor.

## **Inflación**

Entre las variables significativas esta es una de las de menor incidencia. El análisis de sensibilidades muestra que el proyecto mantiene rentabilidad incluso si las premisas de inflación se triplican. La inflación límite se estableció en 6,9% anual promedio sostenido.

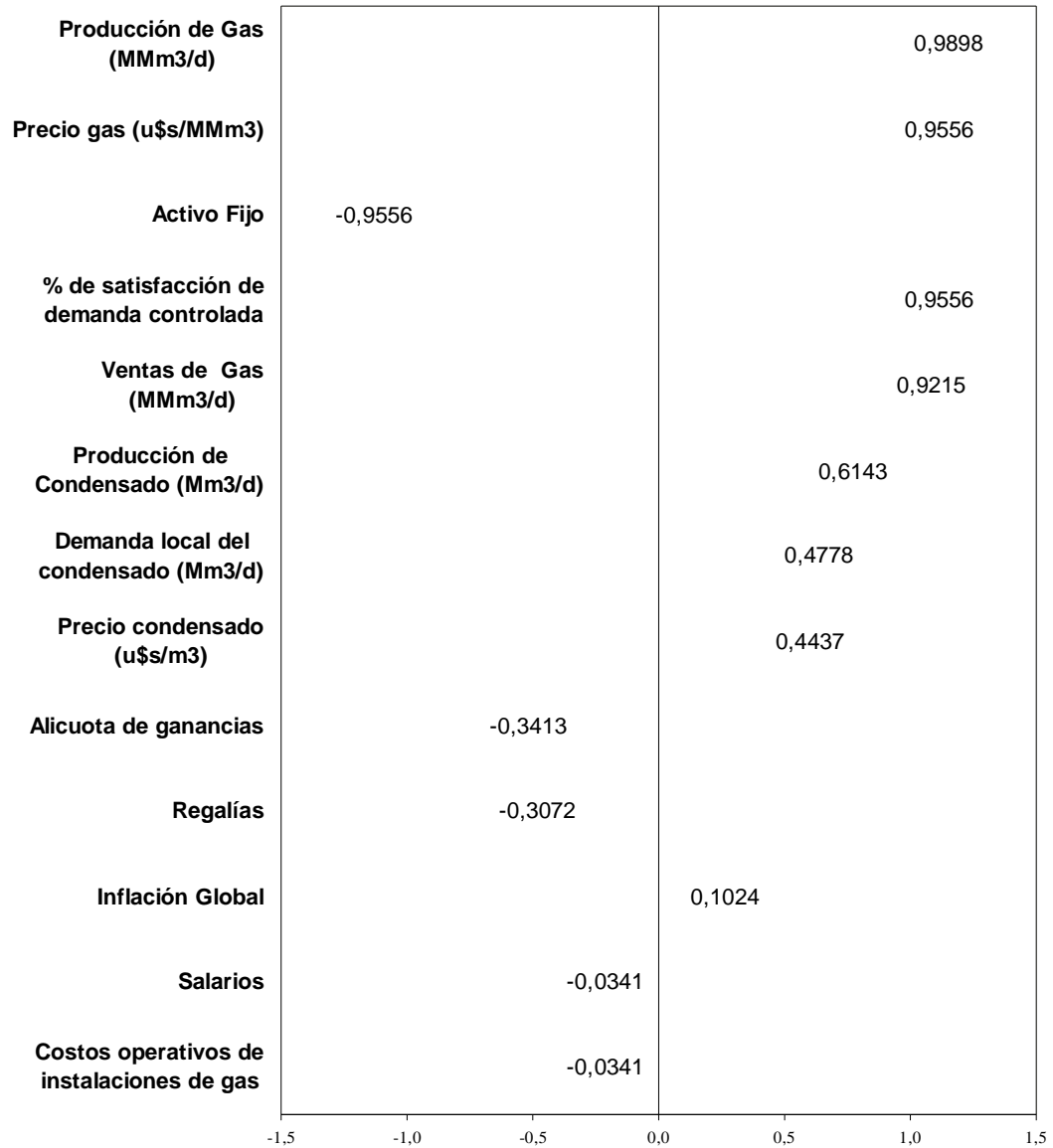
## **Conclusiones y Recomendaciones**

- En caso de éxito, el Proyecto de Exploración Itapí permitirá abastecer con moléculas propias a las operaciones de Paisan Oil en Brasil, mitigando sus riesgos de provisión de gas y variación de precio.
- En caso de éxito, el Proyecto incorporará entre 50 y 93 Bcm de gas; el VAN de los distintos escenarios varía entre u\$s 42 Mln y u\$s 276 Mln.
- **El Proyecto tiene un Valor Actual Neto Esperado de u\$s 19,3 Mln.**
- El Valor Actual Neto del Caso Base es de u\$s 133,3 Mln, para reservas de 61 Bcm.
- El riesgo principal del Proyecto es el fracaso exploratorio.
- Un riesgo adicional considerable es el asociado a limitaciones en el acceso al transporte de gas a Brasil. Este riesgo es asumido por las Empresas consumidoras y no se tiene en cuenta en el Proyecto descripto.
- La rentabilidad del proyecto varía considerablemente en función de las reservas. Su comercialidad depende de descubrir al menos 50 Bcm de reservas recuperables de gas.
- El Proyecto es especialmente sensible a variaciones en el precio del gas natural en boca de pozo y al volumen de ventas; sin embargo, la existencia de contratos firmes de largo plazo neutraliza el riesgo de que dichas variaciones se produzcan.
- En caso de descubrimiento de reservas del orden de 90 Bcm, un eventual escenario de demanda adicional por sobre los contratos firmes incrementará el valor del proyecto en un 49%.
- **Dado que el Proyecto tiene Valor Actual Neto Esperado positivo, y por lo tanto cumple con el objetivo fijado por el Grupo (esto es, capturar el valor que para las operaciones de Brasil tienen los derechos de provisión de gas), se recomienda su ejecución.**
- **Se recomienda mantener la estructura full equity del Joint Venture financiando el proyecto mediante aportes no capitalizables de Paisan Oil internacional.**

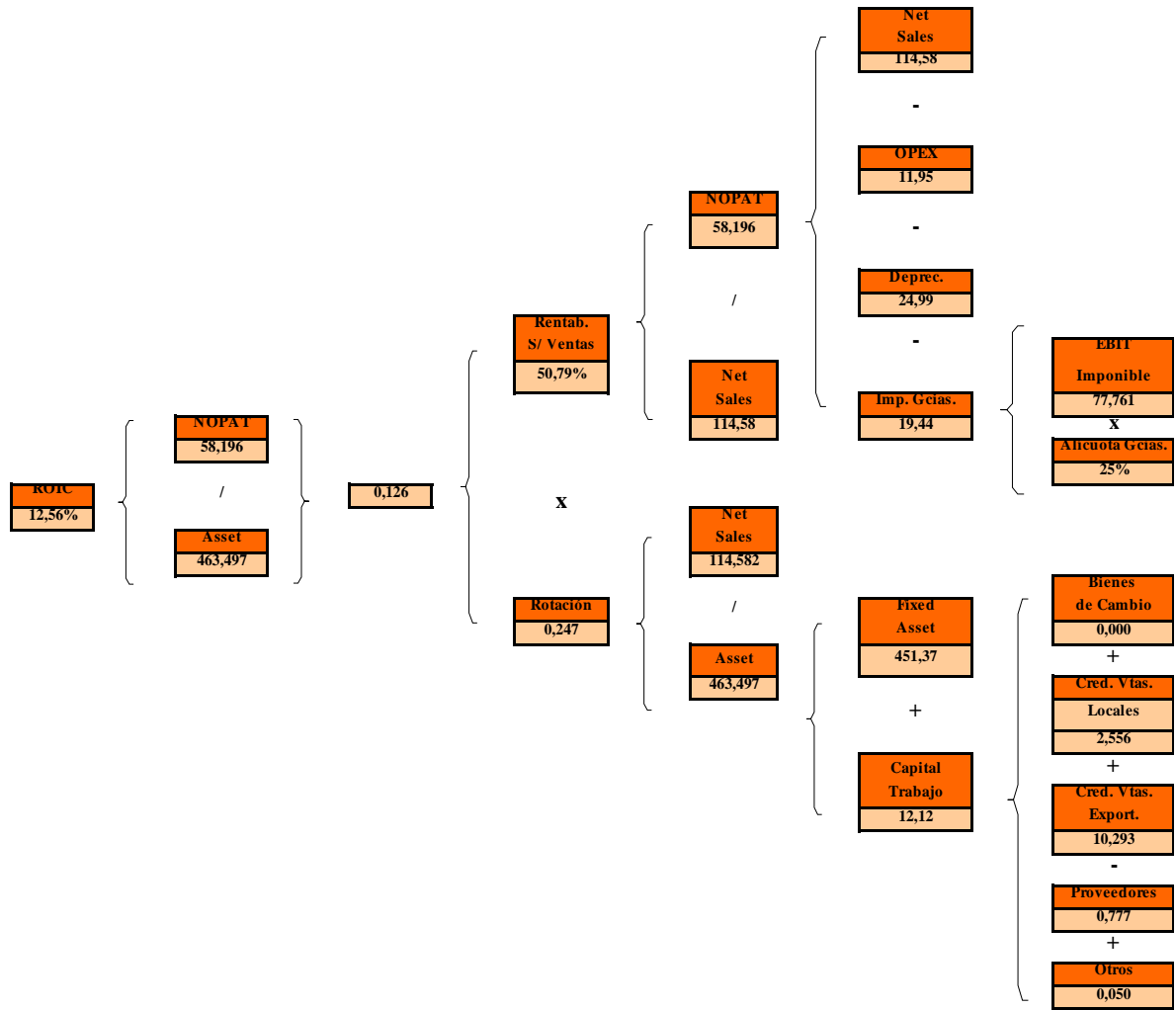


## Anexos

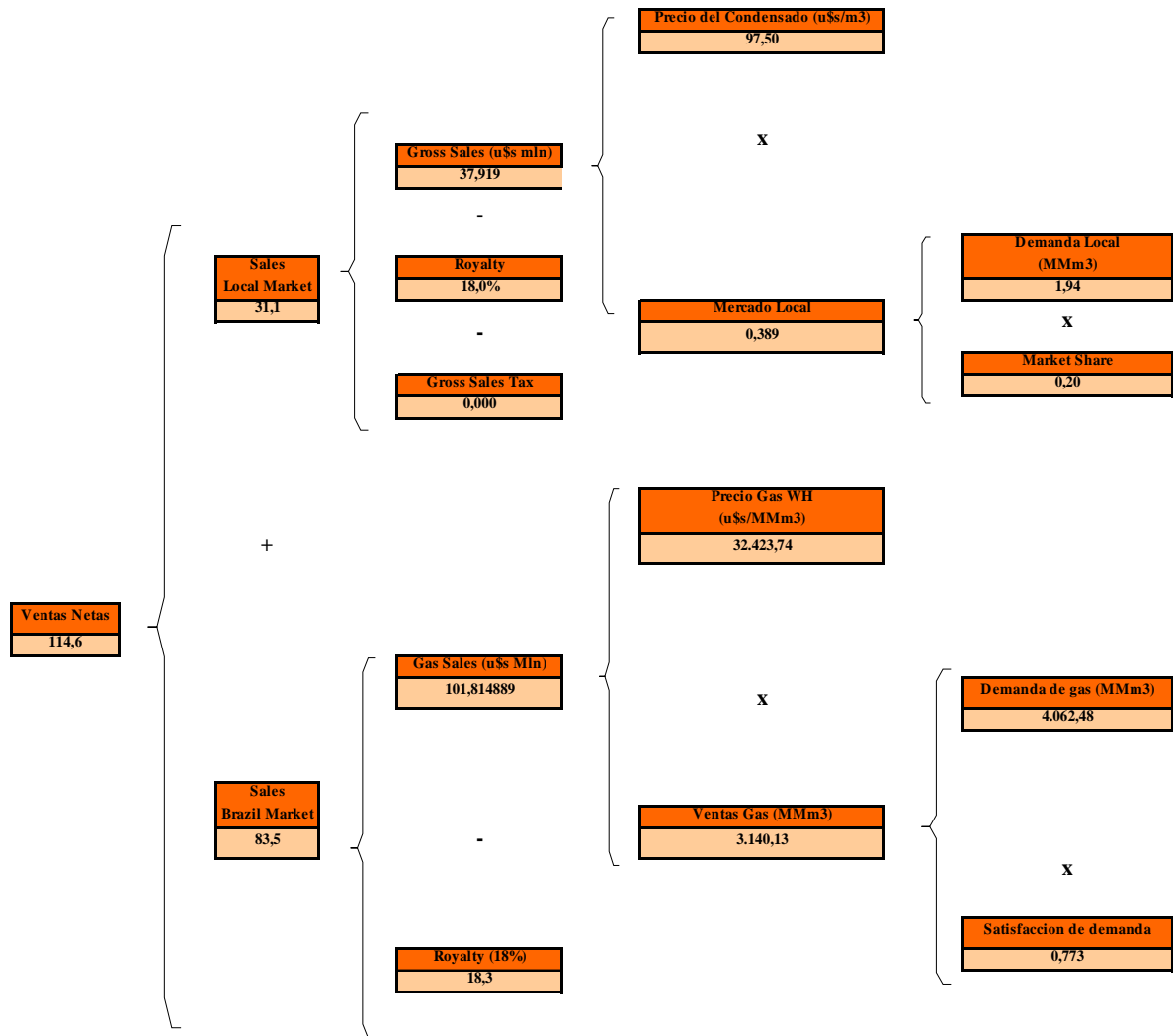
### Diagrama Tornado de Sensibilidades



### Árbol de Sensibilidades - ROIC



### Árbol de Sensibilidades – Ventas Netas





<b>OPEX</b> 10,132	<b>Gastos operativos Fijos</b> 7,756	Salaries 1,187	+	Social charges & Personal Expenses 1,315	+	Well costs 0,58	+	Gas Facilities cost 2,73	+	Road maintenace 0,72	+	Oil storage and Shipping facilities 0,266	+	Pipelines, trunklines Cost 0,96	+	Costo Promedio Anual 0,098	X	Cantidad de Personal 12																																				
		Social charges & Personal Expenses 1,315		Well costs 0,58		Gas Facilities cost 2,73		Road maintenace 0,72		Oil storage and Shipping facilities 0,266		Pipelines, trunklines Cost 0,96																																										
<b>Otros Gastos Op. Fijos</b> 2,376		Comunicaciones 0,104		+		Gtos de computación 0,144		+		Seguros 0,013		+		Edificio, alquiler, Servicio, expensas 0,184		+		Edificio Comedor, cafetería 0,108	+	Suscripciones 0,015	+	Otros impuestos 0,135	+	Mat Y mantenimiento 0,013	+	Servicio de transporte 0,005	+	Marketing/Publicidad 0,013	+	Donaciones y cuotas sociales 0,098	+	Otros gastos 0,040	+	Cargos recibidos de otros deptos-allocaciones 0,000	+	Centro Tecnológico 0,024	+	Gastos de servicios compartidos 0,000	+	Otros gastos 0,102	+	Contratos de servicio rep y mant 0,145	+	Viajes y Representación 0,087	+	Fotocopiadoras 0,004	+	Gastos legales 0,038	+	Gs. Administración - Mat y Repuestos 0,038	+	Corporate Overhead 1,068	+	Cargos recibidos de otros deptos-intercompany 0,000
		Comunicaciones 0,104				Gtos de computación 0,144				Seguros 0,013				Edificio, alquiler, Servicio, expensas 0,184				Edificio Comedor, cafetería 0,108		Suscripciones 0,015		Otros impuestos 0,135		Mat Y mantenimiento 0,013		Servicio de transporte 0,005		Marketing/Publicidad 0,013		Donaciones y cuotas sociales 0,098		Otros gastos 0,040		Cargos recibidos de otros deptos-allocaciones 0,000		Centro Tecnológico 0,024		Gastos de servicios compartidos 0,000		Otros gastos 0,102		Contratos de servicio rep y mant 0,145		Viajes y Representación 0,087		Fotocopiadoras 0,004		Gastos legales 0,038		Gs. Administración - Mat y Repuestos 0,038		Corporate Overhead 1,068		Cargos recibidos de otros deptos-intercompany 0,000

## Tasa del Bono Brasileño

### Rates & Bonds

AUSTRALIA
**BRAZIL**
GERMANY
JAPAN
U.K.
U.S.

#### BRAZILIAN GOVERNMENT BONDS

BONDS	COUPON	MATURITY DATE	CURRENT PRICE* / YIELD	PRICE/ YIELD CHANGE	TIME
2-Year	10.250	01/11/2006	112.06/4.26	0.108/-0.057	11/21
3-Year	10.000	01/16/2007	110.65/6.31	0.485/-0.065	11/21
4-Year	11.250	07/26/2007	113.75/7.06	0.695/-0.077	11/21
5-Year	9.375	04/07/2008	106.05/7.8	0.617/-0.073	11/21
6-Year	14.500	10/15/2009	126.48/8.77	1.181/-0.113	11/21
7-Year	9.250	10/22/2010	102.26/8.87	0.995/-0.129	11/21
10-Year	10.250	06/17/2013	106/9.38	1.324/-0.118	11/21
20-Year	8.875	04/15/2024	90/10.05	1.998/-0.243	11/21
30-Year	12.250	03/06/2030	114.84/10.64	2.205/-0.154	11/21

